

Université Paris II - Panthéon-Assas
école doctorale de droit international, droit européen,
relations internationales et droit comparé

Thèse de doctorat en droit
Soutenue le 15 décembre 2017

Le régime juridique de l'accès aux réserves
d'hydrocarbures, enjeux de la coopération entre
Etats producteurs et investisseurs étrangers



UNIVERSITÉ PARIS II
PANTHÉON - ASSAS

Amina LEBDIOUI

Membres du jury :

M. Emmanuel Decaux, professeur émérite de l'Université Paris II, Panthéon-Assas,
directeur de la thèse

M. Mohammed Bedjaoui, ancien Président de la Cour Internationale de Justice

M. Yves Nouvel, professeur à l'Université Paris II, Panthéon-Assas

Mme Leila Lankarani, professeur à l'Université de Franche-Comté, *rapporteur*

M. Jean-Marc Thouvenin, professeur à l'Université Paris-Nanterre, *rapporteur*

Avertissement

La Faculté n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse ; ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

Remerciements

Je tiens ici à remercier le Professeur Emmanuel Decaux, pour avoir accepté de diriger ce travail, et l'avoir fait avec autant de patience, de disponibilité et de bienveillance. Ses conseils et sa confiance en cette thèse ont été extrêmement précieux.

J'exprime mes remerciements au Président Mohammed Bedjaoui, à Madame la Professeure Leila Lankarani, à Messieurs les Professeurs Yves Nouvel et Jean-Marc Thouvenin d'avoir accepté de siéger dans le jury.

Mes remerciements vont également aux nombreuses personnes rencontrées dans un cadre professionnel ou universitaire qui m'ont consacré du temps et apporté les éclaircissements dont j'avais besoin. Ali Aissaoui, de l'Oxford Institute for Energy Studies, dont l'aide a été inégalable. Mes directeurs de la Sonatrach, notamment Khaled Rekouche et Youcef Saci, pour leurs riches enseignements et pour m'avoir donné la liberté de me consacrer à cette thèse quand il l'a fallu. Olivier Chambord et Olivier Mélédo, qui m'ont accueilli dans leur équipe chez Dewey & Leboeuf et appris tant de choses. J'exprime aussi mes remerciements au CEPMLP de l'Université de Dundee, pour avoir hébergé mes recherches durant quelques mois.

Un grand merci à Anna Bouthillier, pour son aide et son soutien. Et sa patience aussi !

Ma gratitude va également aux amis qui ont eu la gentillesse et la générosité de relire et corriger des parties de cette thèse, Adélie, Achraf, Phillipe, Lila et Pierre. Gratitude toute particulière pour Yacine. Et il y a les « petites mains », dont on ne peut se passer et qui ont joyeusement répondu présentes : Rima, Amir, Doowon, Flora, Teodolinda, et Julie. J'espère n'oublier personne, tant je leur en suis reconnaissante. Merci du fond du cœur à Dida pour l'incroyable cadeau qu'elle m'a fait.

Merci à mes collègues et amis de la Sonatrach, notamment Hafed, Hanane, Yasmine et Merouane qui n'ont pas hésité à m'apporter leur aide, même à distance.

Mes pensées vont aussi aux personnes merveilleuses rencontrées entre le CRDH, l'IHEI et la cour du Panthéon. Leur amitié a adouci et égayé ces deux dernières années.

Les mots me manqueront pour exprimer ce que je ressens pour Chiraz, Kahina et Dida.

Ils me manqueront aussi pour remercier mon père, sans qui je me serais découragée à la première difficulté. Je n'oublierai jamais que c'est véritablement grâce à lui que j'ai pu faire un doctorat. Ma mère aussi, qui m'a tellement soutenue, et surtout supportée. Rima, Amir, et leur humour en toutes circonstances. Et Mouna, qui sera un jour amusée de lire ces lignes.

Résumé :

Lorsque l'Etat décide de l'exploration ou de l'exploitation de ses réserves d'hydrocarbures, il n'est soumis à aucune règle internationale quant aux modalités de mise en œuvre de cette décision. Cette absence d'obligations n'a pas empêché les Etats développer, au niveau national, des règles réduisant leur liberté quant à la sélection des opérateurs. Aux négociations secrètes qui ont longtemps prévalu dans le secteur pétrolier, se sont alors substituées des procédures de mise en concurrence ouvertes s'appuyant sur des critères objectifs. Ayant pour but d'attirer l'investissement étranger et de faciliter la conclusion des contrats, elles se sont progressivement généralisées et standardisées, tant dans leur formalisme que dans leurs conditions. On constate alors un processus d'uniformisation globale des conditions d'accès aux réserves, auquel les institutions financières internationales ont directement ou indirectement pris part.

L'un des aspects cruciaux des procédures d'attribution des droits a trait au rôle de l'entreprise pétrolière nationale. Celle-ci dispose souvent d'un traitement préférentiel. Dans de nombreux Etats, elle a en outre été traditionnellement chargée de l'octroi des contrats, combinant ainsi des fonctions qui lui ont permis de devenir un acteur incontournable du secteur. La standardisation de ses attributions a également fait l'objet d'un processus de convergence internationale, qui modifie le rapport entre l'Etat et l'investisseur étranger.

Descripteurs : Ressources naturelles ; pétrole et gaz ; admission de l'investissement ; égalité de traitement ; transparence des industries extractives ; institutions financières internationales ; appels d'offres ; entreprises pétrolières nationales.

Title : Accessing hydrocarbon reserves, the legal and regulatory framework concerning cooperation between States and foreign investors

Abstract :

When the State decides to undertake the exploration or exploitation of its hydrocarbons reserves, it is not subject to any international obligation concerning the implementations of such decision. This lack of obligations has not prevented states from developing rules at the national level to reduce their freedom in the selection of operators. The secret negotiations that have long prevailed in the petroleum sector have been replaced by more transparent and open competition procedures, backed by objective criteria. With the objective of attracting foreign investment and facilitating the process of conclusion of contracts, those procedures have been progressively generalized and standardized, both in their formalism and in their terms. We consequently observe a global standardization process of the terms of access to reserves, in which international financial institutions have been directly or indirectly involved.

One of the essential aspects of the procedure of rights allocation relates to the role of the national oil company. It enjoys preferential treatment, which has implications on the modalities of participation of foreign firms. Furthermore, in several states, the national oil company has been responsible for granting petroleum contracts, thereby combining functions that render it a key actor in the sector. The standardization of its attributions has also undergone a process of international convergence, which alters the relation between the State and the foreign investor.

Keywords: Natural resources; admission of investment; equality of treatment ; transparency of extractive industries; international financial institutions; call for tenders; national oil companies

Principales abréviations

AFDI	<i>Annuaire français de droit international</i>	JWELB	<i>Journal of World Energy Law & Business</i>
AGNU	<i>Assemblée générale des Nations-Unies</i>	KUC	<i>Kuwait Oil Company</i>
AIPN	<i>Association of International Petroleum Negotiators</i>	NIOC	<i>National Iranian Oil Company</i>
ALENA	<i>Accord de Libre Echange nord-américain</i>	NPD	<i>Norwegian Petroleum Directorate</i>
ALNAFT	<i>Agence nationale pour la valorisation des ressources hydrocarbures</i>	NRGI	<i>Natural Resources Governance Institute</i>
ANP	<i>Agencia Nacional de Petroleo</i>	OCDE	<i>Organisation de coopération et de développement économiques</i>
B.P	<i>British Petroleum</i>	OGEL	<i>Oil, Gas & Energy Law</i>
C.I.J.	<i>Cour internationale de justice</i>	OGLTR	<i>Oil & gas law and taxation review</i>
CIRDI	<i>Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements</i>	OMC	<i>Organisation Mondiale du Commerce</i>
C.C.I	<i>Chambre de Commerce Internationale</i>	ONG	<i>Organisation non gouvernementale</i>
C.J.U.E	<i>Cour de Justice de l'Union Européenne</i>	ONU	<i>Organisation des Nations-Unies</i>
CNUCED	<i>Conférence des Nations-Unies sur le commerce et le développement</i>	OPEP	<i>Organisation des pays exportateurs de pétrole</i>
CNUDCI	<i>Commission des Nations unies pour le droit commercial international</i>	PDVSA	<i>Petróleos de Venezuela</i>
F.M.I	<i>Fonds Monétaire Internationale</i>	PEMEX	<i>Petróleos Mexicanos</i>
GATT	<i>General Agreement on Tariffs and Trade (Accord général sur les tarifs et le commerce)</i>	Petrobras	<i>Petróleo Brasileiro</i>
HJIL	<i>Houston Journal of International law</i>	RCADI	<i>Recueil des cours de l'Académie de droit international de La Haye</i>
IBLJ	<i>International Business Law Journal</i>	RGDIP	<i>Revue générale de droit international public</i>
ICLQ	<i>International & Comparative Law Quarterly</i>	RCDIP	<i>Revue Critique de droit international privé</i>
IELTR	<i>International Energy Law & Taxation Review</i>	RDAI	<i>Revue de droit des affaires Internationales</i>
Int'l & Comp. L.Q.	<i>International & Comparative Law Quarterly</i>	RGDIP	<i>Revue Générale de droit international public</i>
ISCID Review	<i>ISCID Review-Foreign investment law journal</i>	SEC	<i>Securities and Exchange Commission</i>
ITIE	<i>Initiative pour la transparence des industries extractives</i>	SFDI	<i>Société française de droit international</i>
JDI	<i>Journal du droit international (Clunet)</i>	Sonatrach	<i>Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures</i>
JENRL	<i>Journal of Energy & Natural Resources Law</i>	TCE	<i>Traité sur la Charte de l'Energie</i>
		TDM	<i>Transnational Dispute Management</i>
		Vol.	<i>Volume</i>

Sommaire

Introduction	9
<i>Titre 1. La non-discrimination dans l'attribution des licences et contrats pétroliers</i>	34
Chapitre 1. L'attribution des droits d'exploration-production dans un cadre multilatéral	37
Section 1. La facilitation des conditions d'accès aux réserves d'hydrocarbures	39
Section 2. L'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives et sa Norme de Transparence	81
Chapitre 2. Les procédures mises en place par les Etats pour l'octroi des droits d'accès à leurs réserves d'hydrocarbures	119
Section 1. L'attribution des licences d'exploration et de production, dans le système des « licences et concessions »	123
Section 2. L'attribution des contrats pétroliers dans les pays en développement	144
<i>TITRE 2 : Le rôle de l'entreprise pétrolière publique dans le régime juridique de l'accès aux réserves d'hydrocarbures.</i>	185
Chapitre 1. L'entreprise pétrolière publique, clef de voûte du régime juridique et institutionnel de l'exploration-production.	189
Section 1. La prédominance de l'entreprise pétrolière publique dans l'accès aux réserves d'hydrocarbures.	190
Section 2. La remise en cause de la prépondérance de l'entreprise pétrolière publique	228
Chapitre 2 Le régime juridique de l'accès aux réserves d'hydrocarbures en Algérie	262
Section 1. De 1963 à 2005, l'ouverture progressive et contrôlée du domaine minier.	266
Section 2. La tentative de libéralisation du régime juridique des hydrocarbures.	295
<i>Conclusion</i>	350
<i>Bibliographie</i>	354

Introduction

L'accès des sociétés pétrolières aux réserves d'hydrocarbures est dominé par des cycles internationaux, qui sont fonction de considérations autant économiques que politiques, et qui ont des répercussions majeures sur l'élaboration des régimes juridiques y afférents.

Nous dénombrons cinq principaux cycles. Le premier court du début du 20^{ème} siècle jusqu'au début des années 1970, lorsque le marché pétrolier mondial était dominé par un groupe restreint d'entreprises qui disposaient de grandes concessions dans des pays qui étaient sous domination étrangère¹. Ces entreprises formaient un cartel qui fixait unilatéralement les prix et les modalités de partage de profits, et elles furent désignées, à partir de l'année 1950, comme les « *seven sisters* », d'après une expression d'Enrico Mattei, alors Président-Directeur Générale d'ENI².

En décembre 1950, la configuration des rapports entre les sociétés pétrolières et l'Etat d'accueil évolue cependant. L'Arabie Saoudite décide en effet de négocier des aménagements financiers avec les compagnies pétrolières propriétaires de l'Aramco³, et adopte la règle du « *fifty-fifty* », qui consiste en un partage égal des bénéfices, s'inspirant du Venezuela⁴. Bientôt le Koweït, ainsi que d'autres pays du Moyen-Orient adopteront ce même type d'accords. Ces réformes s'inscrivent dans le cadre de revendications visant à augmenter les revenus de l'Etat, et lui permettre un certain contrôle sur les concessions. La création de l'OPEP en 1960 s'était faite dans cette

¹ Ces concessions s'étendaient sur des zones extrêmement vastes, et leur durée pouvait excéder soixante-ans. Ahmed Sadek El-Kosheri, « Le régime juridique créé par les accords de participation dans le domaine pétrolier », *RCADI*, 1975, vol.147, pages 244 et 347.

² Il s'était référé de façon péjorative au « *sette sorelle* » en ce qu'elles constituaient un cartel si puissant que d'autres compagnies, telles qu'ENI ne pouvaient pas avoir accès aux réserves des pays au sein desquelles elles opéraient. Il s'agissait de l'Anglo-Persian Oil Company (Aujourd'hui BP), de la Gulf Oil, de la Standard Oil (aujourd'hui Chevron), de Texaco (qui a fusionné avec Chevron), de la Royal Dutch Shell, d'Exxon, et de Mobil (qui ont par la suite fusionné pour devenir Exxon-Mobil). Luis E. Cuervo, « OPEC from the Myth to Reality », *Houston Journal of International Law*, 2008, vol.30, n°2, page 464 ; Dominique Carreau, Patrick Juillard, Régis Bismuth, Andrea Hamann, *Droit International Economique*, 6ème éd., Dalloz, Paris, 2017, page12.

³ La Arabian Oil Company qui disposait d'une concession exclusive sur le territoire, et dont les actionnaires étaient la Standard Oil, Texaco et Mobil.

⁴ La loi sur les hydrocarbures du 13 mars 1943 institua le principe de l'égalité du partage des bénéfices.

visée-là⁵. Il ne s'agissait cependant pas d'une revendication nouvelle. En 1938, le Mexique avait nationalisé son industrie pétrolière⁶, et en 1951, l'Iran en avait fait une tentative avortée⁷. Au sein de l'OPEP, se dessinait alors la volonté d'une maîtrise des ressources naturelles, et les prémices d'un tel droit. A l'Assemblée Générale des Nations-Unies, cette question se développait, et des résolutions proclamant le droit des pays ou des peuples à disposer de leurs richesses naturelles, avaient été votées⁸.

L'adoption de la résolution 1803 (XVII), du 14 décembre 1962, a marqué un tournant juridique fondamental en reconnaissant le principe de la souveraineté permanente sur les ressources naturelles⁹. Dès le début des années 1970, les nationalisations au sein des pays membres de l'OPEP se succèdent¹⁰. Les compagnies

⁵ Les membres fondateurs de l'OPEP, créée le 14 septembre 1960, étaient l'Arabie Saoudite, l'Irak, l'Iran et Venezuela.

⁶ Décision de nationalisation du 18 mars 1938. Tim R Samples, « A new era for energy in Mexico ? The 2013-2014 Energy Reform », *Texas International Law Journal*, 2016, vol.50, page 606.

⁷ A travers la loi de nationalisation du pétrole du 1er mai 1951, qui visait la concession d'Arcy appartenant à l'Anglo-Iranian Oil Company. Le différend que cette décision a provoqué avec le gouvernement britannique, ainsi que son issue étaient le reflet du profond déséquilibre qui existait entre les pays d'accueil et les sociétés étrangères. Sur le conflit entre l'Iran et la Grande-Bretagne, Hélène Carrère D'encausse, « Le conflit anglo-iranien, 1951-1954 », *Revue française de science politique*, 1965, vol.15, n°4, page 731.

⁸ Résolution 523 (VI) du 12 janvier 1952, « Développement économique intégré et accords commerciaux » ; Résolution 626 (VIII) du 21 décembre 1952 « Droit d'exploiter librement les richesses et ressources naturelles ».

⁹ Sur la gestation de ce principe, sa reconnaissance et sa portée, v. Dominique Rosenberg « Le principe de Souveraineté des Etats sur leurs ressources naturelles », LGDJ, Paris, 1983 ; Georges Abi-Saab, « La souveraineté permanente sur les ressources naturelles et les activités économiques » in Mohammed Bedjaoui, *Droit international, bilan et perspectives*, Tome 2, Pedone, Paris, 1991, page 639 ; Georges Fischer, « La souveraineté sur les ressources naturelles », *AFDI*, 1962, Vol.8, n°1, page 516 ; Murielle Mauguin-Hegelson, « La souveraineté permanente sur les richesses et ressources naturelles », in *Droit de l'économie internationale*, Patrick Daillier, Gérard de Geouffre de la Pradelle, Habib Ghérari, Pedone, Paris, 2004, page 651 ; George Elian, « Le principe de souveraineté sur les ressources nationales et ses incidences juridiques sur le commerce international », *RCDI*, 1976, vol.149 ; Geneviève Bastid Burdeau, « Le principe de Souveraineté Permanente sur les Ressources Naturelles à l'épreuve de la Mondialisation », in *L'Etat Souverain dans le Monde d'Aujourd'hui, Mélanges en l'honneur de J-P Puissochet*, Pedone, Paris, 2008, page 27.

¹⁰ Algérie (1971), Irak (1971), Libye (1971), Iran (entre 1974 et 1979) , Venezuela (1975), Koweït (1975), Arabie Saoudite (1976). Ces nationalisations ont donné lieu à de célèbres arbitrages, et à des règlements interétatiques, qui portaient essentiellement sur le calcul de l'indemnisation des sociétés étrangères. Sur ce sujet, v. notamment Brigitte Stern, « Trois arbitrages, un même problème, trois solutions. Les nationalisations pétrolières libyennes devant l'arbitrage international », *Revue de l'Arbitrage*, 1980, n°1, page 3 ; Geneviève Bastid Burdeau, « Droit international et contrats d'Etats : La sentence Aminoil contre Koweït du 24 mars 1982 », *AFDI*, 1982, vol.28, n°1, page 454 ; François Rigaux, « Des Dieux et des Héros : Réflexions sur une sentence arbitrage », *RCDIP*, 1978, vol.67, page 435 ; Patrick Rambaud, « Arbitrage, concession et nationalisation : Quelques observations sur la sentence B.P. », *AFDI*, 1981, vol.27, page 222 ; Jean-Flavien Lalive, « Un grand arbitrage pétrolier entre un Gouvernement et deux sociétés privées étrangères », *JDI*, 1977, vol.104, page 319 ; Patrick Juillard, « Mesures d'expropriation et de nationalisation : les apports de la sentence partielle, en date du 14 juillet 1987, rendue par le Tribunal des différends irano-américains dans l'affaire Amoco international finance corporation c. République Islamique d'Iran » in *Chronique de Droit International Economique*, Dominique Carreau, Thiébaud Flory et Patrick Juillard, *AFDI*, page 573 ; Leila Lankarani El-Zein, *Les contrats d'Etat à l'épreuve du droit international*, Bruylant, Bruxelles, 2001.

Sur les négociations franco-algériennes, Philippe Manin « Le différend franco-algérien relatif aux hydrocarbures », *AFDI*, 1971, vol.17, page 147 ; Charles Rousseau, *Chroniques des faits*

pétrolières, détentrices de concessions, perdent l'accès privilégié aux gisements au profit d'entreprises pétrolières nationales, de création plus ou moins récente¹¹. Les Etats adoptent des nouvelles formes contractuelles qui leur garantissent un contrôle sur les opérations¹².

Le choc pétrolier de 1973 a définitivement clôt le premier cycle, en faisant entrer l'industrie pétrolière mondiale dans une nouvelle phase, désormais dominée par les pays producteurs¹³. Les zones accessibles aux sociétés étrangères s'amoindrissent, les termes contractuels sont contraignants et la fixation des prix du baril ne leur appartient plus. En conséquence de quoi, ils orientent leurs investissements vers de nouvelles régions, notamment en mer du nord¹⁴. Les relations entre Etats producteurs et investisseurs étrangers s'inscrivent en outre dans une perspective plus globale de rapports heurtés entre le « Nord » et le « Sud », ce dernier ayant l'ambition d'édifier un « nouvel ordre économique international »¹⁵.

Celui-ci ne résistera cependant pas aux réalités économiques, et le contre-choc pétrolier de 1986 va de nouveau bouleverser les relations entre Etats et sociétés pétrolières. Le marché profite désormais à ces dernières. Leurs capitaux et technologies sont nécessaires pour des pays dont la situation économique est critique et la production pétrolière en baisse. Afin de pouvoir attirer les investissements étrangers, ces Etats doivent assouplir leurs conditions d'accès, et sous l'impulsion de la Banque Mondiale, de nombreux régimes juridiques relatifs aux hydrocarbures vont être réformés dans cet objectif. La concurrence entre Etats aux conditions géologiques comparables va entraîner des effets de contagion, qui contribueront à

internationaux, « Algérie et France. Règlement du contentieux pétrolier avec les sociétés Coparex et Elf-Erap (23 novembre et 14 décembre 1971) », *RGDIP*, juillet-septembre 1971, page 763.

¹¹ Algérie, création de la Sonatrach en 1963. Qatar, création de QP en 1970. Libye, NOC créée en 1957. Koweït, création de KPC en 1974. Iran, création de la NIOC 1948, Venezuela crée la PDVSA en 1975. Les Emirats Arabes Unis créent l'ADNOC 1971, et l'Equateur, Petroecuador, en 1972. Elles sont toutes à 100% détenues par l'Etat. Nordine Ait Laoussine, John Gault, « Nationalization, privatisation and diversification », *JWELB* 2017, vol.10, page 44.

¹² Il s'agissait du contrat de partage de production, et de son corollaire, le contrat de services.

¹³ Pierre Noël, « Le droit international et le marché des permis pétroliers. 1970-2000 », Rapport remis à l'Institut Français de l'Energie (IFE). Institut d'économie et de politique de l'énergie, Université Pierre-Mendès France, Grenoble, Mars 2002, page 12.

¹⁴ *Ibid.*, page 13.

¹⁵ Pierre-Marie Dupuy, Yann Kerbat, *Droit International Public*, Dalloz, 12ème Edition, 2014., Cette revendication a atteint son apogée avec la Résolution 3201 (S VI), de l'AGNU, du 1er mai 1974 « Déclaration concernant l'instauration d'un Nouvel Ordre Economique International », et la résolution 3281 (XXIX) du 12 décembre 1974 « Charte des droits et devoirs économiques des Etats ».

l'uniformisation de certaines pratiques et conditions contractuelles et fiscales. Les modalités de participation des entreprises nationales aux projets pétroliers s'en trouveront notamment impactées. La tendance libérale, exacerbée par les théories du Consensus de Washington, conduira d'ailleurs à la privatisation de quelques entreprises pétrolières nationales, telles que YPF en Argentine¹⁶. Ce mouvement de privatisation s'est toutefois pas généralisé, et est resté dépendant des contextes nationaux¹⁷.

L'augmentation des prix à partir du milieu des années 2000 a conduit à un nouveau cycle. La hausse des prix continue et importante a en effet amené plusieurs Etats à réexaminer les conditions contractuelles offertes, ce qui a ainsi profité aux entreprises pétrolières nationales qui contrôlaient alors plus de 85% des réserves mondiales. Elles étaient les nouvelles « *seven sisters* »¹⁸. Bien qu'on ait pu les désigner ainsi, cette comparaison est controversée, en ce qu'elle est exclusivement basée sur la détention ou le contrôle des réserves, et non sur l'importance financière de l'entreprise.

Le contrôle des réserves n'a pas la même acception ou les mêmes conséquences pour une entreprise pétrolière multinationale cotée sur les marchés boursiers, que pour une entreprise nationale. Pour les premières, il s'agira des réserves qu'elle peut déclarer dans ses bilans financiers, conformément à certaines règles¹⁹. S'agissant des entreprises pétrolières nationales, la plupart d'entre elles ne sont pas soumises à ces obligations de déclarations, à l'exception de celles qui ont été partiellement

¹⁶ Paul Stevens, « Oil Wars : Resource Nationalism and the Middle East » in Philip Andrews-Speed, *International competition for resources : The role of the law, the state and of markets*, Dundee University Press, Dundee, 2008, page 35. Le processus de privatisation d'YPF a été progressif. Il a débuté en 1991, par une privatisation partielle, et s'est achevé en 1999, lors du rachat des parts de l'Etat par la société espagnole Repsol. En 2012, l'Argentine a adopté le « *Hydrocarbons Sovereignty Act* » (n°26,741) afin reprendre la majorité des parts d'YPF.

¹⁷ Seuls la Norvège, le Brésil, l'Inde, la Chine et la Russie comptent actuellement des entreprises pétrolières nationales qui sont totalement ou partiellement privatisées. Christopher Warshaw, « The political economy of expropriation and privatization in the oil sector », in David G. Victor and al, *Oil and Governance : State-owned enterprises and the world energy supply*, Cambridge University Press, 2012, page 53.

¹⁸ Il s'agit de Saudi Aramco, Gazprom, NIOC (Iran), PDVSA (Venezuela), Petrobras (Brésil), Petronas (Malaisie), CNPC (Chine) ; *The new seven sisters : oil and gas giants dwarf western rivals*, *Financial Times*, 12 mars 2007 ; Gilles Darmois, *Le partage de la rente Pétrolière. Etat des lieux et bonnes pratiques*, Editions Technip, Paris, 2013, page 84.

¹⁹ Par exemple, aux Etats-Unis, la S.E.C prévoit que : « *there must exist, or there must be a reasonable expectation that there will exist, the legal right to produce or a revenue interest in the production. . . [of] oil and gas" in order to book reserves.* ». Paragraphe 210.4-10, « Financial accounting and reporting for oil and gas producing activities pursuant to the Federal securities laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975 »; sur le *booking* des réserves, Petter Osmundsen, « Chasing Reserves : Incentives and Ownership », Energy, *Natural Resources and Environmental Economics*, Endre Bjorndal et al., 2010.

privatisées. Les modalités de détention et de contrôle des réserves diffèrent également. Il ne s'agit pas d'un contrôle acquis par voie contractuelle, mais par l'octroi d'un monopole ou d'une délégation de titre minier par l'Etat. L'accessibilité aux réserves pétrolières²⁰, qui est fonction des politiques nationales, est une composante de la notion de réserves, puisque celles-ci se définissent comme « *des ressources qui sont accessibles à l'exploration, identifiées, techniquement productibles et économiquement rentables* »²¹. Leur existence-même étant directement corrélée à leurs modalités d'accès.

Les années 2000 ont par ailleurs été de nouveau été témoin de mesures d'expropriation et de modifications contractuelles unilatérales²². Il ne s'agissait cependant pas de la même optique de celle qui avait eu cours dans les années 1970, les rapports entre sociétés pétrolières et Etats ayant évolué, et le contexte international n'étant de surcroît plus le même. Les proclamations d'un *Nouvel ordre économique international* n'étaient plus à l'ordre du jour, et bien que des figures politiques telles que Hugo Chavez et Evo Morales aient fait la promotion d'une idéologie construite en opposition aux institutions financières internationales et aux sociétés multinationales²³, celle-ci est restée circonscrite. En effet, en dépit d'ajustements contractuels visant à augmenter les revenus de l'Etat, la présence des sociétés étrangères n'a pas été remise en cause, et leurs investissements étaient toujours recherchés. C'est d'ailleurs durant ce cycle que le Mexique a opéré une

²⁰ Sauf mention contraire, le terme « pétrole » sera utilisé dans son acception générale. Il couvre à la fois les hydrocarbures liquides, solides et gazeux. Définition de Magdeleine Moureau et Gérald Brace, *Dictionnaire du pétrole et autres sources d'énergie*, 4ème édition, Technip, Paris, 2008, page 399.

²¹ Nadine Bret-Rouzaut, Jean-Pierre Favennec, *Recherche et production du pétrole et du gaz : Réserves, coûts, contrats*, 2ème édition, Technip, Paris, 2011, page 100.

²² Principalement au Venezuela, en Bolivie et en Equateur. Geneviève Bastid Burdeau, « Nationalisations : Le Retour ? », in *Le droit international économique à l'aube du XXIème siècle, En Hommage aux professeurs Dominique Carreau et Patrick Juillard*, Pedone, Paris, 2009, page 259.

²³ La Bolivie a dénoncé la Convention CIRDI le 2 mai 2007. L'Equateur et le Venezuela en feront de même, respectivement le 9 juillet 2009 et le 24 janvier 2012, Sébastien Manciaux, « La Bolivie se retire du CIRDI », *Revue de l'Arbitrage*, 2007, n°2, page 351; Sébastien Manciaux, « Le Venezuela se retire du CIRDI », *Revue de l'arbitrage*, 2012, n°1, page 215. Le 30 avril 2007, Hugo Chavez avait annoncé le retrait du Venezuela de la Banque Mondiale et du Fonds Monétaire International, et envisageait la création d'une institution bancaire latino-américaine qui s'y substituerait.

ouverture de son amont pétrolier aux investissements étrangers²⁴, en deux étapes²⁵, alors que celui-ci leur était interdit depuis 1938²⁶.

L'augmentation des revenus pétroliers a par ailleurs conforté de nombreux Etats dans leurs politiques nationales visant à s'appuyer exclusivement sur cette rente. Il faut attendre l'année 2014, et une nouvelle baisse des prix pour qu'intervienne un autre cycle. S'inscrivant dans de nouvelles considérations, il ne produit pas les mêmes conséquences que le précédent cycle de chute des prix. Outre l'inquiétude des Etats de voir leurs revenus diminuer, la question de l'épuisement des ressources fossiles a conduit à préoccupations davantage liées à la diversification des sources d'énergie et à la diversification économique²⁷. Ces éléments peuvent avoir des répercussions importantes sur le rôle que joueront les entreprises étrangères et nationales à l'avenir.

Ces grands cycles comprennent des composantes qui façonnent les modalités d'accès aux réserves²⁸. Le principe de souveraineté permanente sur les ressources naturelles structure l'ensemble des régimes juridiques nationaux²⁹. En vertu de ce principe, l'Etat est libre de déterminer le choix des périmètres disponibles pour l'exploration ou l'exploitation³⁰. Il peut choisir de confier exclusivement ces opérations à son opérateur national, ou faire appel à des entreprises étrangères. Les conditions ainsi que la mise en œuvre de ce choix lui appartiennent totalement, et il n'est soumis à aucune obligation internationale à cet égard.

Or, le troisième cycle qui a fait suite au contre-choc pétrolier, et qui a bouleversé les rapports économiques, s'il n'a pas remis en cause ce principe général du droit

²⁴ Phases d'exploration, exploitation, production

²⁵ La première en 2008 pour l'octroi de contrats de services (« Ley de Petroleas Mexicanos » du 28 novembre 2008), et la seconde en 2013, par une modification constitutionnelle qui a bouleversé le secteur. (réforme constitutionnelle du 20 décembre 2013. Loi sur les hydrocarbures du 7 août 2014).

²⁶ Année de la nationalisation de l'industrie des hydrocarbures et de la création de l'entreprise pétrolière nationale, PEMEX. « Decreto que Crea la Institución de Petroleos Mexicanos », *Journal Officiel de la Fédération*, 7 Juin 1938.

²⁷ Nordine Ait Laoussine, John Gault, *op.cit.*, page 48.

²⁸ Chacun de ces cycles ayant vu en outre se produire des événements qui ont pu se répercuter, de façon plus ou moins importante, sur les prix et l'équilibre d'un marché donné.

²⁹ Résolution AGNU 1803 du 14 décembre 1962 « Souveraineté permanente sur les ressources naturelles ».

³⁰ « There is a general agreement that the right freely to explore and exploit natural resources is one of the core rights derived from the principle of permanent sovereignty », Nico Schrijver, *Sovereignty Over Natural Resources. Balancing Rights and Duties*, Cambridge University Press, 1997, page 266.

international, en a cependant dessiné certains contours. Dès le début des années 1990, les Etats ont été « encouragés » à restreindre volontairement leur liberté quant au choix des sociétés qui allaient opérer sur leur territoire. Il s'agissait d'un mouvement initié par la Banque Mondiale, dans le cadre de projets d'assistance technique, signés avec de nombreux Etats, et dont les mesures promues ont eu un effet de contagion. Les principes prônés consistaient globalement en la mise en place de procédures non-discriminatoires, transparentes, basés sur des paramètres de sélection objectifs et économiques.

L'objectif poursuivi était celui d'une égalisation des conditions de concurrence entre l'ensemble des sociétés souhaitant opérer sur le territoire du pays d'accueil, y compris l'entreprise pétrolière nationale. Cet objectif comporte deux aspects qui seront accueillis par les Etats de deux manières radicalement différentes. Le premier est relatif aux conditions de concurrence entre investisseurs étrangers pour l'octroi des contrats, et le second aux conditions de concurrence entre ces derniers et l'entreprise pétrolière nationale de l'Etat d'accueil.

Ces deux volets vont connaître des trajectoires distinctes, qui vont suivre les évolutions cycliques de l'industrie pétrolière mondiale, mais qui vont également être fonction de certaines spécificités nationales. Ainsi, l'Algérie, en 2005³¹, a été le premier pays arabe à placer son entreprise pétrolière publique sous les mêmes conditions de concurrence que les sociétés étrangères pour l'attribution des droits d'exploration-production. La loi du 28 avril 2008, dont le projet avait été préparée dans le cadre d'un programme d'assistance de la Banque Mondiale, a suscité des controverses si vives qu'elle a été amendée une année plus tard. Ces deux réformes s'expliquaient cependant toutes deux par des considérations liées au cours des prix et au contexte politique. La polémique relative à la position de l'entreprise publique a traduit l'extrême sensibilité politique et historique de cette question. Depuis les années 1970, les entreprises nationales des grands producteurs jouent en effet un rôle fondamental, tant à un niveau commercial qu'institutionnel.

³¹ Avec l'adoption de la loi 05-07 du 28 avril 2005.

Cet épisode de l'histoire pétrolière algérienne, ainsi que ses conséquences, ont motivé le choix de cette thèse de se focaliser sur l'accès aux gisements, et sur le traitement que réserve cette phase aux investisseurs étrangers et aux entreprises nationales. C'est une étape cruciale dont les modalités vont déterminer les conditions de développement des activités pétrolières et l'articulation des rapports entre l'Etat et les entreprises.

Cette thèse ne porte cependant pas uniquement sur l'Algérie, et s'appuie sur de pays ayant servi d'inspiration ou de modèle dans leur façon de réglementer l'accès aux gisements, il en va par exemple ainsi de la Norvège et du Brésil. Aussi, la standardisation plus ou moins récente de pratiques et règles applicables à cette phase, dans un certain nombre d'Etats d'Afrique et d'Amérique Latine, en réaction à des influences internationales, nous permettra d'illustrer et d'expliquer notre propos, à travers des études de cas ciblés.

En plus de la pratique des Etats, qui nous permettra une analyse comparative, nous appuierons également sur des travaux spécialisés, notamment dans la littérature anglo-saxonne, très riche à ce sujet. Les publications et instruments élaborés par des institutions internationales, ainsi que par des acteurs privés, lorsqu'ils reflètent l'évolution des règles relatives à la phase d'accès, serviront également de cadre d'études.

Cette étude s'appuiera en outre sur une expérience professionnelle au sein de l'entreprise pétrolière nationale algérienne, la Sonatrach. De l'année 2010 à 2015³², alors que les procédures d'attribution de contrats subissaient les conséquences d'une instabilité législative, l'opportunité d'examiner les problématiques concrètes auxquelles se confrontent une telle entreprise aura certainement nourri ce travail. Les orientations choisies, ainsi que les opinions émises dans cette thèse restent cependant le fruit d'un travail et d'un engagement personnels, auquel la Sonatrach n'entend donner ni approbation ni improbation.

³² Une mise en disponibilité a été prise en 2015 afin de terminer la présente thèse.

Le choix de la mise à disposition des périmètres d'exploration et d'exploitation :

Le principe de souveraineté permanente sur les ressources naturelles été réaffirmé par plusieurs textes internationaux, tel que le Traité sur la Charte de l'Energie³³, dont l'article 18 dispose que *«le présent traité ne porte en rien préjudice aux règles des parties contractantes qui régissent le régime de propriété des ressources énergétiques»*³⁴, et que chaque Etat a le droit de décider des zones géographiques au sein de son territoire qui seront mises à disposition pour l'exploration et l'exploitation des ressources, ainsi que du rythme d'extraction et d'exploitation, et de l'ensemble modalités qui y sont attachées³⁵.

Le choix d'explorer ou d'exploiter des périmètres appartient au gouvernement, et peut répondre à certaines limitations nationales ou exigences procédurales. Des lois peuvent en effet prévoir l'exclusion de certaines zones de toute activité de recherche ou de développement, et peuvent soumettre la décision à des approbations diverses. Cette décision relève souvent du ressort du ministère en charge des hydrocarbures, qui devra en faire la demande à l'autorité détentrice des titres miniers. Il s'agit d'une

³³ Conclu à Lisbonne le 17 décembre 1994.

³⁴ Traité sur la Charte de l'Energie (TCE), article 18.2.

³⁵ Article 18.3 du TCE : « Chaque Etat conserve en particulier le droit de décider des secteurs géographiques de sa zone qui sont destinés à être mis à disposition pour l'exploration et l'exploitation de ses ressources énergétiques, de l'optimisation de leur récupération et du rythme auquel elles peuvent être extraites ou autrement exploitées, de déterminer et de percevoir les taxes, redevances ou autres paiements financiers qui sont payables au titre de cette exploration et de cette exploitation et de régir les aspects environnementaux et de sécurité de cette exploration, de cette exploitation et de cette mise en valeur dans sa zone, ainsi que de participer à cette exploration et cette exploitation, notamment par une participation directe de son gouvernement ou des entreprises d'Etat ».

décision impliquant un ou plusieurs organes gouvernementaux et obéissant à certaines exigences nationales. Cette première phase peut rencontrer plusieurs sortes de difficultés.

En premier lieu, l'Etat doit s'assurer que les zones en question relèvent de sa souveraineté, cet aspect pouvant s'avérer problématique pour les zones situées *offshore*, les Etats ayant donc tout intérêt à signer des accords avec les Etats voisins afin de délimiter les frontières³⁶. Ceci constitue souvent l'étape préliminaire³⁷. Lorsqu'elle fait défaut et qu'elle est litigieuse, les activités peuvent être gelées durant de nombreuses années³⁸.

La question peut aussi se poser pour les gisements transfrontaliers, *offshore* ou *onshore*. Bien qu'il n'existe pas d'obligation internationale en la matière, les Etats sont encouragés à coopérer, et à conclure des accords provisoires, même s'ils ne décident pas de l'exploitation commune du gisement³⁹. Plusieurs auteurs ont recherché l'existence d'une coutume internationale qui conduirait à une obligation de partenariat, mais aucun élément n'a permis de conclure à l'existence d'une telle règle⁴⁰. Le droit international ne peut donc s'introduire dans ce segment que si les

³⁶ C'est par exemple le cas en mer de Chine méridionale, entre le Vietnam, la Chine, la Malaise, la Thaïlande et les Philippines. George Burn et al., « Legal Issues in cross-border resource development », *JWELB*, 2015, vol.8, n°2, page 165.

³⁷ La Norvège a, à ce titre, conclu de nombreux accords avec les Etats voisins, sur le modèle suivant : « *Agreement Relating to the Delimitation of the Continental Shelf Between the Two Countries, U.K.-Norway* » du 10 mars 1965.

³⁸ L'indépendance du Timor Oriental en 2002 a par exemple donné lieu à un différend avec l'Australie, sur la délimitation des frontières maritimes. Le 12 janvier 2006, les deux Etats ont conclu un « *Traité relatif à certains arrangements maritimes dans la mer du Timor* ». Ce traité est entré en vigueur le 23 février 2007 mais a par la suite été dénoncé par le Timor Oriental, qui jugeait ses dispositions contraires à ses intérêts. Le 11 avril 2016, le Timor Oriental a initié une procédure auprès de la Cour Permanente d'Arbitrage, qui a constitué une Commission de conciliation le 25 juin 2016. Les parties ont mis fin au traité bilatéral le 9 janvier 2017, puis se sont à nouveau engagées dans des négociations. Elles ont signé un Accord Global le 30 août 2017 pour délimiter les frontières maritimes, déterminer le statut du gisement de gaz de *Greater Sunrise*, ainsi que « la mise en place d'un régime spécial pour le *Greater Sunrise*, d'élaboration d'un plan de développement des ressources et de partage des bénéfices obtenus ». D'après le calendrier prévu par la Commission de Conciliation, un nouvel accord devrait être signé avant la fin de l'année 2017 ou au début de l'année 2018. « Communiqué de Presse de la Cour Permanente d'Arbitrage: *Conciliation entre la République démocratique du Timor-Leste et le Commonwealth d'Australie* », La Haye, 15 Octobre 2017. V. George Burn and al., « Legal Issues in cross-border resource development », *JWELB*, 2015, vol.8, n°2, page 155 ; Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, LGDJ, Paris, 2016, page 114 et 115.

³⁹ L'exploitation commune d'un gisement nécessite la conclusion d'un accord dit d'Unitisation. Sur l'encouragement à conclure des accords de délimitation, voir les articles 74.3 et 83.3 de la Convention des Nations-Unies sur le droit de la mer du 10 Décembre 1982.

⁴⁰ Ana E. Bastida and al., « cross-border unitization and joint development agreements : An international Law Perspective », *Houston Journal of International Law*, vol.29, 2007, pages 375 à 380. Jean-Pierre Bouvet, « L'unité de gisement », Thèse de droit, Université Paris 2, janvier 1997, page 507 et 508 ; William Onorato « Apportionment of an International Common Petroleum

Etats décident en effet de conclure un traité visant à l'exploitation commune du gisement.

Le problème se pose généralement de façon plus simple pour les gisements *onshore*, bien qu'il puisse également y avoir des questions de détermination de compétence, lorsqu'il s'agit d'Etats fédéraux, ou lorsque les « communautés locales » revendiquent des droits sur les terres en question⁴¹. Avant de pouvoir mener des travaux sur une zone, il faut donc préalablement régler la question de la compétence, tant au niveau international que national.

En second lieu, la décision d'exploration ou d'exploitation des ressources énergétiques peut susciter des difficultés lorsque la connaissance des conditions géologiques du territoire, par les autorités gouvernementales, est faible. L'une des étapes cruciales et préliminaires consiste en la délimitation et délinéation cartographique du pays, et la tenue ultérieure d'un registre des licences et contrats. Le niveau de sophistication de cette base de données dépendra de la capacité institutionnelle du pays, et de plus en plus d'Etats n'hésitent pas à rechercher des financements pour mener à bien cette mission⁴².

Une fois que l'autorité gouvernementale dispose des autorisations nationales nécessaires, et qu'elle a choisi les zones à explorer ou exploiter, c'est un autre processus qui débute. En fonction de la législation nationale et des besoins et capacités du pays, elle décidera si elle veut faire appel à des sociétés étrangères pour ces activités, ou si seules des entreprises nationales peuvent y être habilitées. Cette décision peut dépendre du type de projet et des ressources en question, mais il existe

Deposit », *ICLQ*, vol.17, n°1, page 93 ; voir aussi Terr, L.B, « The distance Plus Joint Development Zone » Formula : a proposal for the Speedy and Practical Resolution of the East China and Yellow Seas Continental Shelf Oil Controversy », *Cornell International Law Journal*, 1973, vol.17, n°1, page 65. Sur le lien entre les gisements transfrontaliers et l'investissement étranger, William Onorato « Promoting Foreign Direct Investment Through International Petroleum Joint Development Regimes », *ICSID Review*, vol.1, n°1, mars 1985, page 81.

⁴¹ Sur les droits des communautés locales et indigènes, Yves Nouvel, « La Souveraineté Minière de l'Australie », thèse de droit, Université de Paris 1, juin 1996, page 259 et s.; Michael A.G. Bunter, *Host Communities, Native Title and Petroleum Licensing*, CEPMLP, Dundee, Septembre 2005.

⁴² Thierry Lauriol, Emilie Raynaud *op.cit.*, page 35 et 36.

La cartographie et les registres sont d'ailleurs des volets importants des programme d'assistance technique. Le programme norvégien « *Oil For Development* », à destination de pays en développement, en a fait un des ses objectifs principaux (voir *Infra*).

pendant une continuité face à ce choix, qui sera fonction de la politique du pays et des dispositions législatives en la matière.

L'absence d'obligations internationales durant le processus d'entrée :

La phase d'octroi du contrat se distingue de celle qui suit la conclusion du contrat en ce qu'elle n'est soumise à aucun standard de traitement vis-à-vis des investisseurs potentiels. Ainsi que le souligne le professeur Brierly, « *No State is legally bound to admit aliens into its territory but if it does so it must observe a certain standard of decent treatment towards them* »⁴³. La résolution 1803 (XVII), du 14 décembre 1962 traduit bien cette différenciation, car si son paragraphe 3 prévoit que les Etats devront tenir compte du droit international dans les cas où une autorisation (d'activités) est accordée, il en va fait tout à fait autrement avant qu'elle ne le soit. Le paragraphe 2 dispose que « la prospection, la mise en valeur et la disposition de ces ressources ainsi que l'importation des capitaux étrangers nécessaires à ces fins devraient être conformes aux règles et conditions que les peuples et nations considèrent en toute liberté comme nécessaires ou souhaitables pour ce qui est d'autoriser, de limiter, ou d'interdire ces activités »⁴⁴.

En plus de la liberté totale de l'Etat dans le choix des ressources qu'il souhaite exploiter et mettre à disposition, le droit international lui reconnaît donc également la liberté de définir l'entrée des investisseurs étrangers de façon « absolue et souveraine »⁴⁵. C'est un principe fondamental, qui n'a jamais été remis en cause⁴⁶. Ainsi, à moins que l'Etat ne s'engage à restreindre sa liberté par voie conventionnelle, sa latitude durant cette phase est totale. Le fait de reconnaître un droit à l'investisseur étranger, durant cette phase, agit alors comme une entrave ou une exception au principe général en la matière, qui est celui de la liberté de l'Etat⁴⁷.

⁴³ James L. Brierly, *The Law of Nations*, Clarendon Press, 1963, page 276, cité par M. Sornarajah, *The International Law on Foreign Investment*, 1ère édition, Cambridge University Press, 1994, page 83.

⁴⁴ Résolution 1803 de l'AGNU, précitée.

⁴⁵ Walid Ben Hamida, « L'admission des investissements et des investisseurs », in Charles Leben (Dir.), *Droit international des investissements et de l'arbitrage*, Pedone, Paris, 2015, page 243; Jeswald W. Salacuse, *The Law of Investment Treaties*, Oxford University Press, 2010, page 191.

⁴⁶ Arnaud de Nanteuil, *Droit international de l'investissement*, Pedone, Paris, 2014, page 281.

⁴⁷ « Thus, this is an area of law in which positive investor rights of entry and establishment arise by way of an exception to the general rule of international law. As a result, states have a wide discretion over whether and how far to admit investors into the national economy and market », Ignacio Gomez-Palacio, Peter Muchilinski, « Admission of Investment and Right of Establishment », in Peter

Ce principe⁴⁸, couplé avec celui de la souveraineté permanente sur les ressources naturelles a fait de la phase d'accès aux ressources énergétiques une forteresse étatique. Les tentatives d'encadrement de cette phase par des instruments multilatéraux se sont confrontées au refus des Etats d'y amoindrir leur pouvoir et leur discrétion⁴⁹.

Les traités d'investissements et la tentative d'encadrer la phase d'octroi :

D'une façon générale, dans les traités d'investissements, on distingue le droit d'admission du droit d'établissement, cette distinction tenant à la durée de l'investissement⁵⁰. Le droit d'admission sera relatif aux modalités d'entrée de l'investisseur étranger, alors que le droit d'établissement aura trait aux conditions d'exercice de l'investisseur, tout au long de la réalisation de son investissement⁵¹. Lorsqu'il s'agit d'un investissement de longue durée, une autre distinction va venir s'ajouter entre un « *permanent right of market access* » et un « *right to permanent establishment* »⁵². Le « *market access right* » permettra à l'investisseur de mener des activités dans l'Etat d'accueil, mais sans l'octroi d'un droit à une présence commerciale permanente, alors que le droit d'établissement le lui permet⁵³. La distinction peut être particulièrement importante si le traité autorise un droit d'admission mais ne contient pas de dispositions relatives à l'établissement⁵⁴. Utilisant une terminologie axée sur la liberté d'investir, le Professeur Juillard avait

Muchilinski, Federico Ortini, Christop Schreuer (Eds.), *The Oxford Handbook of International Investment Law*, Oxford University Press, 2008, page 228.

⁴⁸ « *From The perspective of general international law, states are in no way compelled to admit foreign investment* », Rudolf Dolzer, Christoph Schreuer (Eds.), *Principles of International Investment Law*, 2ème Edition, Oxford University Press, 2012, page 88.

⁴⁹ Kim Talus, « Oil and gas : International petroleum regulation », in Elisa Morgera, Kati Kulosevi (Eds.), *Research Handbook on international law and natural resources*, Elgar, U.K., 2016, page 259.

⁵⁰ Ibrahim FI Shihata, « Recent Trends Relating to Entry of Foreign Direct Investment », *ICSID Review*, mars 1994, vol. 9, n°1, page 47 ; Rudolf Dolzer, Christop Schreuer, *op.cit.*, page 88; Ignacio Gomez-Palacio, Peter Muchilinski, *op.cit.*, page 229 et 230.

⁵¹ *Ibidem.*

⁵² *Ibid.*, page 230.

⁵³ *Ibid*; sur ces notions, voir aussi *UNCTAD, Admission and Establishment, Series on issues in international investment agreements* (New York et Genève), Nations-Unies, 2002.

⁵⁴ Rudolf Dolzer, Christop Schreuer, *op.cit.*, page 88.

distingué les concepts de « *freedom of establishment* », « *freedom of capital movement* » et « *freedom of investment* »⁵⁵.

Les traités bilatéraux d'investissement se divisent en deux catégories eu égard à la phase d'entrée et l'étendue des droits dont peuvent y disposer les investisseurs étrangers⁵⁶. L'approche traditionnelle et majoritaire est celle adoptée par les traités européens, qui est celle dite de la clause d'admission, et qui prévoit que l'admission des investisseurs se fera conformément au droit du pays d'accueil. C'est une clause qui ne contrarie pas le droit de l'Etat d'admettre librement les investisseurs étrangers⁵⁷.

La seconde approche est celle adoptée par les Etats-Unis, et qui a été suivie par le Canada, le Japon, et l'Australie. En vertu de la clause dite d'établissement, les principes de la nation la plus favorisée et du traitement national s'appliquent dès avant que l'investissement ne soit réalisé, et bénéficient alors aux investisseurs potentiels, durant la phase d'entrée⁵⁸. A ce stade- là, il s'agira de protéger le potentiel investisseur, qui aura déjà engagé des dépenses, contre les risques d'aléa de l'Etat, afin que celui-ci, ne puisse pas, sans motif valable, lui refuser une autorisation⁵⁹. Les arbitrages relatifs à la phase de pré-investissement portaient précisément sur cet aspect, et ont montré qu'il était parfois difficile de délimiter les deux phases⁶⁰.

En fonction du secteur d'investissement, l'obligation d'étendre le traitement de la nation la plus favorisée et le traitement national peut avoir des conséquences variées.

⁵⁵ Patrick Juillard, « Freedom of establishment, freedom of capital movements, and freedom of investment » *ICSID Review*, octobre 2000, vol.15, n°1, page 322. Que l'on se réfère à un droit ou à une liberté, les conséquences sont les mêmes, Ignacio Gómez-Palacio et Peter Muchilinski, *op.cit.*, page 230, note 10.

⁵⁶ Rudolf Dolzer, Christoph Schreuer, *op.cit.*, page 89.

⁵⁷ Arnaud de Nanteuil, *op.cit.*, page 285; Walid Ben Hamida, *op.cit.*, page 260.

⁵⁸ C'est également le modèle qui est encouragé par les principes directeurs de la Banque Mondiale, et par certains instruments régionaux, tels que l'ALENA, l'ASEAN, le Mercosur. Thomas Pollan *Legal framework for the Admission of FDI*, Eleven International Publishing, Utrecht, 2006, page 85 et s.

⁵⁹ Ignacio Gómez-Palacio, Peter Muchilinski, *op.cit.*, page 231

⁶⁰ V. par exemple les affaires *Mihaly v. Sri Lanka* (CIRDI, 2002) ; *MTD Equity Sdn. Bhd. and MTD Chile S.A. v. Republic of Chile* (CIRDI, 2004); *PSEG c. Turquie* (2004). Sur cet aspect, Anna Joubin Bret, « Admission and establishment in international investment agreements » in Anne K. Hoffman, *Protection of foreign investment through modern treaty arbitration*, Association suisse de l'Arbitrage, 2010, page 29 ; Anna Joubin-Bret, « Admission and establishment in the context of Investment Protection », in August Reinisch, *Standards of investment protection*, Oxford University Press, 2008, page 9.

Appliquée aux droits d'exploration et de production d'hydrocarbures, elle a deux portées différentes.

L'application du traitement de la nation la plus favorisée consistera à accorder les mêmes droits à l'ensemble des investisseurs étrangers dès la phase de l'admission, et se manifestera, pour l'octroi des droits pétroliers par des procédures permettant des conditions de concurrence égales entre l'ensemble des sociétés étrangères.

Bien que les Etats ne se soient pas engagés à une telle obligation au moyen d'un traité, de telles procédures ont été mis en place par de très nombreux Etats afin d'inciter les investissements, les diversifier et améliorer l'efficacité des procédures d'attribution. La mise en place des appels d'offres ouverts et non-discriminatoires a les mêmes conséquences que celle entraînée par l'obligation d'accorder le traitement de la nation la plus favorisée émise dans un traité, mais il y a cependant une différence notable. Seule l'obligation déclenchée par un traité peut donner lieu à une possibilité d'arbitrage si l'investisseur potentiel considère qu'il a subi une discrimination⁶¹, alors que l'appel d'offres dont les règles sont régies uniquement par le droit national, ne le soumettront généralement pas à la possibilité d'un tel recours en cas de différend⁶².

Ainsi, bien que les deux approches puissent avoir les mêmes conséquences pratiques –autoriser les investisseurs étrangers selon les mêmes conditions- la différence de fondement entrainera une différence en termes de responsabilité de l'Etat. Dans un cas, celui où l'Etat s'est engagé par un traité bilatéral d'investissement, sa responsabilité pourra être engagée. Dans l'autre cas, la législation relative à l'octroi des contrats ou licence n'autorisera pas de possibilité de recours par un candidat non retenu. Certaines lois prévoient un mécanisme interne restrictif, impliquant par exemple uniquement l'intervention du ministre en charge de l'énergie. Cette volonté s'explique tant par des raisons pratiques⁶³, que par le souhait des Etats de maintenir une certaine discrétion sur ce secteur. C'est pourquoi de nombreux pays prévoient la possibilité d'une dérogation à la procédure prévue, et

⁶¹ Walid Ben Hamida, *op.cit.*, page 256.

⁶² C'est par exemple le cas en Norvège : Section 3-5 de la loi relative aux activités pétrolières (*Petroleum Activities Act*, du 29 novembre 1996), accessible à : <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/#2-1>

⁶³ Tels que le fait de ne pas entraîner de délais supplémentaires entre la décision d'attribution et la signature du contrat ou ne pas remettre en cause la validité du contrat conclu.

c'est également la raison pour laquelle la transparence de la procédure en est un élément crucial, en ce qu'elle est la seule garante du respect des conditions prévues.

Le traitement national a des conséquences plus difficiles à mettre en œuvre dans l'attribution des droits d'exploration et de production. Cela s'explique par la position des sociétés pétrolières nationales, qui sont généralement très peu nombreuses dans le secteur de l'amont pétrolier et gazier. L'on en dénombre, généralement, pas plus de trois par pays. L'application du traitement national induirait ici une égalité de traitement, qui impliquerait la suppression des droits présents dont disposent souvent les entreprises nationales pour l'accès aux gisements. La plupart des Etats ont refusé de procéder à une telle opération, et ont maintenu un traitement préférentiel pour leurs sociétés pétrolières nationales. Le Traité sur la Charte de l'Energie, dont l'objectif initial était d'obliger les Etats parties à un standard de non-discrimination pour la réalisation et la protection des investissements, a dû limiter ses ambitions et se borner à une approche « *soft law* » pour cette phase de réalisation.

Cet objectif n'a d'ailleurs pas pu être atteint par les traités bilatéraux d'investissement car, même au sein de ceux qui étendaient l'obligation du traitement de la nation la plus favorisée et le traitement national à la phase d'admission, le secteur énergétique était le plus souvent exclus du champ d'application⁶⁴. L'existence de réserves dans le cadre de l'ALENA, qui promeut également cette approche, a empêché l'extension globale de ces obligations à la phase de réalisation des investissements.

L'approche américaine ne s'est ainsi pas généralisée, car les Etats sont restés frileux à l'idée d'octroyer un véritable droit d'établissement à l'égard des investisseurs étrangers⁶⁵, et bien que jusqu'au milieu des 2000, on ait pu considérer que cette approche allait prévaloir, la tendance s'est par la suite inversée⁶⁶.

⁶⁴ Le paragraphe 3 de l'annexe du traité bilatéral d'investissement conclu entre les Etats-Unis et le Mozambique, en 1998, prévoit les cas où de figure où l'application de la législative nationale (relative à l'accès des sociétés étrangères à certaines réserves d'hydrocarbures) pourrait être contraire aux dispositions du traité. *Treaty Between the government of the United States of America and the Government of Mozambique concerning the encouragement and reciprocal protection of investment, signed at Washington on december 1, 1998.*

⁶⁵ Arnaud de Nanteuil, *op.cit.*, page 281.

⁶⁶ Ignacio Gomez-Palacio, Peter Muchilinski, *op.cit.*, page 251.

En effet, au milieu des années 1990 dans un contexte de libéralisation des économies et d'assouplissement des conditions d'accès des sociétés pétrolières aux ressources des Etats d'accueil, plusieurs prévisions relatives d'une part, à la « disparition »⁶⁷ des entreprises pétrolières publiques, qui subiraient d'importantes restructurations ou des privatisations, et d'autre part, au triomphe du modèle d'égalisation des conditions de concurrence, ont fleuri⁶⁸. Ces mesures libérales videraient les entreprises pétrolières publiques de leur essence - leur essence étant d'être les garants de l'intérêt national et des agents de l'Etat- et qui entrainerait une absence de différenciation entre leurs conditions d'exercice et celles des entreprises étrangères sur le territoire de l'Etat d'accueil.

A l'inverse, au milieu des années 2000, des restrictions ont été adoptées dans les lois nationales, qui ne laissaient pas augurer que la tendance irait vers la libéralisation dans les traités bilatéraux d'investissement. Cela a notamment concerné des pays d'Amérique Latine et d'Europe de l'est mais également, dans une autre perspective, et un autre segment (celui des acquisitions) le Royaume-Uni et les Etats-Unis, qui ont par exemple tenté d'empêcher Gazprom d'acquérir des intérêts dans des entreprises de leur pays⁶⁹.

Le désir d'accroissement des investissements et la tendance à la libéralisation des chaînes de production s'est en effet accompagné d'une série de préoccupations nationales, qui ont prévalu sur la suppression des barrières à l'investissement⁷⁰. La position de l'entreprise pétrolière nationale dans les pays producteurs d'hydrocarbures en constitue un élément majeur.

⁶⁷ Paul Stevens, *op.cit.*, page 8 ; Thomas Walde, « International energy investment », *Energy Law Journal*, 1996, vol.17, page 195.

⁶⁸ Pierre Noel, dans son rapport à l'Institut Français de l'Energie écrivait à ce propos : « l'idée de garantir le libre accès des investisseurs étrangers au territoire national, promue initialement par les seuls traités bilatéraux américains, est peut-être en voie d'universalisation », in « Le droit international et le marché des permis pétroliers, 1970-2000 », *op.cit.*, page 58.

⁶⁹ Ignacio Gomez-Palacio, Peter Muchilinski, *op.cit.*, pages 228 et s. et 251 ; sur les restrictions en matière de fusions-acquisitions et la dimension politique associée à certaines opérations, Pascal Dupeyrat, *Guide des investissements étrangers dans les secteurs stratégiques*, éditions Ellipses, Paris, 2011.

⁷⁰ Ignacio Gomez-Palacio, Peter Muchilinski, *op.cit.*, page 253.

L'entreprise pétrolière publique :

Outre sa participation dans les contrats, l'entreprise pétrolière publique a souvent disposé de prérogatives de puissance publique, qui lui ont permis d'être l'autorité concédante. Cela était dû à plusieurs motifs, que nous aurons l'occasion d'examiner, et a été source de plusieurs difficultés, qui ont conduit de nombreux Etats, à modifier l'organisation institutionnelle de leur secteur et à libérer les entreprises publiques de cette prérogative. L'organisation du secteur et la dévolution de certains rôles à l'entreprise publique fait partie des domaines qui ont connu une standardisation des pratiques, du fait de l'influence d'instruments internationaux.

Dans le rapport entre l'Etat et l'investisseur étranger, l'entreprise publique pétrolière occupe une place intermédiaire incontournable. Elle s'interpose entre l'Etat et la société étrangère, en tant qu'entité d'attribution, d'une part, et en tant que co-contractante d'autre part. Ses conditions de participation, qui font souvent l'objet d'une « clause de portage »⁷¹, sont généralement prévues par la loi relative aux hydrocarbures. En dépit de quelques variations entre Etats, relatives aux minimas fixés et aux modalités de participation, les conditions se sont globalement uniformisées. Cette similarité, qui est le fait de la généralisation et de la standardisation des formes contractuelles et des conditions et termes applicables, concerne également les autres conditions contractuelles⁷². Ce processus a conduit à une internationalisation progressive et constante des contrats pétroliers⁷³.

L'internationalisation des conditions applicables aux contrats :

⁷¹ Le portage signifie que le contractant étranger assume tous les risques, y compris ceux de l'entreprise publique, durant la phase d'exploration.

⁷² Parmi les clauses les plus répandues, on retrouve celle relative à la propriété des réserves extraites, la délimitation géographique et temporelle de l'exploration et de l'exploitation, le contrôle de l'Etat sur le rythme de développement et le taux de production, les restrictions sur les exportations et la priorité au marché national, les clauses relatives au contenu local, les clauses fiscales, la protection environnementales, les clauses de renégociation, les clauses de règlement des différends ; voir Claude Duval, Honoré Le Leuch, André Pertuzio and Jacqueline Lang Weaver (eds.), *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*, 2ème éd., Barrows, New York, 2009, page 31 ; Kim Talus, , Eduardo Pereira « National Petroleum Supply Reservations : Background and Comparison », *JWELB*, 2014, vol.7, n°6, page 527.

⁷³ Alex Wawryk, « petroleum regulation in an international context : the universality of petroleum regulation and the concept of *lex petrolea* », in Tina Hunter (éd.), *Regulation of the upstream petroleum sector*, Elgar, Uk, 2015, page 14; Kim Talus, « Oil and gas : International petroleum regulation » , *op.cit.*, page 259.

Il n'existe pas de traité multilatéral gouvernant l'exploration et la production d'hydrocarbures, et n'existe pas non plus un modèle de contrat entre l'Etat et l'investisseur étranger qui soit internationalement reconnu⁷⁴. Toutefois, les contrats pétroliers n'en constituent pas pour autant des instruments totalement distincts les des autres, et dont les conditions se négocient de façon autonome et sans interaction entre eux⁷⁵. A l'inverse, les pratiques existantes vont jouer un rôle important durant les négociations, notamment si les Etats sont en concurrence⁷⁶. Cela entraîne alors des éléments de mimétisme entre pays. Les programmes d'assistance d'organisations internationales ont également participé à la création et duplication des pratiques⁷⁷.

De surcroît, l'uniformisation des conseils juridiques prodigués aux Etats, les modèles de contrats qui ont été développés par les organisations industrielles, les standards et les meilleures pratiques à l'œuvre dans l'industrie ont grandement contribué à cette standardisation des contrats, et à leur internationalisation⁷⁸.

Cette internationalisation des règles s'inscrirait dans le cadre de la « *lex petrolea* ». Le professeur El-Kosheri l'avait évoqué pour la première fois en tant que « *lex petroleum* », et définie comme « branche spécialisée de la *lex mercatoria* formée par les usages « transnationaux » pratiqués universellement dans le domaine pétrolier »⁷⁹, et appuyée par le fait que « tous les accords renvoient explicitement, à propos des obligations de l'opérateur, aux « meilleures pratiques généralement suivies dans l'industrie pétrolière »⁸⁰. La sentence Aramco se référait déjà à une « *established custom and practice of the oil industry* »⁸¹.

⁷⁴ Contrairement aux contrats entre sociétés étrangères, ou aux « Joint Operating agreements », qui font l'objet de modèles. Kim Talus, Scott Looper, Steven Otillar, « *Lex Petrolea and the internationalization of petroleum agreements: focus on Host Government Contracts* », *JWELB*, 2012, Vol. 5, n°3, page 185. L'AIPN avait tenté de rédiger un tel modèle, lorsque le gouvernement du Pakistan lui en avait fait la demande, mais il n'a pas recueilli le consensus des Etats et des compagnies internationales. L'AIPN le présente donc comme un « *handbook* » et non pas comme modèle. Tim Martin « Model Contracts : A Survey of the Global Petroleum Industry », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 22, n°3 2004, page 283.

⁷⁵ Alex Wawryk, « petroleum regulation in an international context : the universality of petroleum regulation and the concept of *lex petrolea* », *op.cit.*, pages 4 et 5.

⁷⁶ William T. Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 106 ; Kim Talus, « Oil and gas : International petroleum regulation », *op.cit.*, page 257.

⁷⁷ Programmes d'assistance des Nations-Unies durant les années 1980, et principalement de la Banque Mondiale, qui est encore très active dans ce domaine.

⁷⁸ Kim Talus, Scott Looper, Steven Otillar, « *Lex Petrolea and the internationalization of petroleum agreements: focus on Host Government Contracts* », *op.cit.*, page 182 et 185.

⁷⁹ Ahmed Sadek El-Kosheri, « Le régime juridique créé par les accords de participation dans le domaine pétrolier », *op.cit.*, page 327.

⁸⁰ *Ibid.*

⁸¹ *Ibid.*, page 63.

La *lex petrolea* peut désigner plusieurs choses, sa définition n'étant pas consensuelle. Elle pourrait être formée par les normes de droit international coutumier, qui s'appliquent aux opérations pétrolières. Dans ce cas, elle serait limitée aux matières gouvernées par les normes coutumières.

Une conception plus admise voudrait qu'elle soit formée par les principes utilisés par les tribunaux arbitraux, et qui concernent l'industrie pétrolière ou qui peuvent y être appliqués. Une troisième acception, plus moderne, promeut l'idée, que les principes et clauses que l'on trouve dans les contrats signés avec l'Etat et dans l'industrie pétrolière entre les entreprises, qui relèvent des usages, de la bonne pratique, ou d'une pratique coutumière font partie d'un ensemble de normes qui forme la source de la *lex petrolea*. A ces dernières peuvent s'ajouter les règles, principes et standards édictés par les organisations industrielles, telle que l'AIPN⁸², les organisations non-gouvernementales et les organisations intergouvernementales, ainsi que les principes relatifs aux droits de l'homme, aux droits des communautés indigènes, et à la protection environnementale. Enfin, une dernière définition, plus isolée, propose la *lex petrolea* en tant que système juridique autonome, distinct des régimes nationaux et internationaux⁸³.

La conception de la *lex petrolea*, en tant que branche spécialisée de la *lex mercatoria*, a été reprise dans le raisonnement du gouvernement koweïtien dans l'affaire Aminoil, étant donné que le Professeur El Kosheri, qui l'avait ainsi défini, conseillait le Koweït. Le Koweït arguait de l'existence de règles spécifiques à l'évaluation des dommages dans le secteur du pétrole, et qui sont constitutives d'une « *lex petrolea* »⁸⁴. Le Tribunal avait rejeté ce raisonnement, mais les discussions sur ce sujet se sont poursuivies⁸⁵. Le professeur Bishop en 1998 a analysé les principales sentences arbitrales rendues dans le secteur du pétrole et du gaz et en a conclu à l'existence d'une *lex petrolea*, nourrie par les principes qui ressortent des sentences qui ont été publiées et qui sont spécifiques à l'énergie. En 2011, Thomas Childs a

⁸² Association of International Petroleum Negotiators.

⁸³ Alex Warwick, *op.cit.*, page 31. Sur la conception d'un régime juridique autonome, voir Alfredo De Jesús O., « The Prodigious Story of the Lex Petrolea and the Rhinoceros. Philosophical Aspects of the Transnational Legal Order of the Petroleum Society », *Transnational Petroleum Law Institute, Series on Transnational Petroleum Law*, vol.1, n°1, 2012.

⁸⁴ Kim Talus, « Oil and gas : International petroleum regulation » , *op.cit.*, page 256.

⁸⁵ Alex Warwick, *op.cit.*, page 26.

entrepris un travail similaire, qui a fait jaillir les principales tendances et évolutions dans les arbitrages pétroliers⁸⁶. Il existe alors un consensus sur le fait que ce sont les sentences arbitrales qui sont la première source de la *lex petrolea*⁸⁷, « *as this is where the contracts, legislation and treaties that affect the petroleum sector are tested and interpreted* »⁸⁸.

Cependant, il est admis que les contrats pétroliers, les législations pétrolières, et les standards internationaux sont également des sources de la *lex petrolea*, en ce qu'ils représentent la pratique des Etats et de l'industrie, et qu'ils présentent en outre l'avantage d'être disponibles, contrairement aux sentences arbitrales, dont l'étude se limite à celles qui sont publiées⁸⁹.

La notion même de « *lex petrolea* » fait débat, certains auteurs remettant en cause sa définition, son bien-fondé ou son existence⁹⁰. Le professeur Terence Daintith ne la distingue pas de la « *transnational Petroleum Law* » et s'interroge sur l'opportunité de cette appellation, et son utilité⁹¹. Il distingue à cet égard ce qui pourrait constituer de la « *soft lex petrolea* », et qui serait formé par les standards, les pratiques, et les règles contractuelles et législatives communes, et dont la reconnaissance de l'existence n'entraîne aucune conséquence juridique, et la « *hard lex petrolea* », qui se rapprocherait de la conception d'un régime juridique autonome auquel les arbitres pourraient se référer. Cette dernière pourrait s'avérer juridiquement contraignante dans les cas où par exemple la « *good oilfield practice* », ou le standard communément reconnu, et constitutif d'une règle relevant de la *lex petrolea*, serait en contradiction avec les règles prévues par la législation nationale. Aussi, dans un scénario où le contrat pétrolier ne ferait pas référence à la « *good oilfield practice* », est-ce que son invocation, en tant que part d'un régime juridique autonome, serait valable ?

Face à l'instabilité que cela suscite, le professeur Terence Daintith conclut à l'absence de bien-fondé de cette notion, d'autant que la conception d'un régime

⁸⁶ *Ibid.*, page 27.

⁸⁷ *Ibid.*, page 34.

⁸⁸ A Timothy Martin, « *Lex Petrolea in International Law* » in Ronnie King (éd.), *Dispute Resolution in the Energy Sector: A Practitioner's Handbook*, Globe Law and Business, London, 2012, page 95

⁸⁹ Alex Wawryk, « *petroleum regulation in an international context : the universality of petroleum regulation and the concept of *lex petrolea** », *op.cit.*, pages 28 et 35, Steve Otilar et al., page 189.

⁹⁰ Terence Daintith, « *Against Lex petrolea* », *JWELB*, 2017, vol.10, pages 9 et 10.

⁹¹ *Ibid.*, page 12 et s

juridique autonome, construit autour du rapport entre les gouvernements et l'industrie pétrolière laisse de côté les aspects connexes, qui n'ont pas directement trait à l'exploration ou la production (la sécurité, la protection des communautés, de l'environnement), et présente le risque d'isoler les obligations des investisseurs étrangers, et de les limiter à la pratique contractuelle. En outre, ce régime autonome serait principalement opposable aux pays en développement, étant donné que les pays, tels que le Royaume-Uni, l'Australie et la Norvège excluent l'éventualité d'un arbitrage international en cas de différend portant sur leurs activités d'exploration-production, et ne seraient donc pas sujets aux sanctions induites par cette *lex petrolea* autonome⁹².

En dépit de ces critiques et de ce risque, il semble exister un consensus sur le fait que les règles communes applicables dans l'industrie soient le fruit d'un processus de standardisation et de généralisation, qui soit bien identifié, et que cela ait conduit à leur internationalisation, et que cette dernière est constitutive d'une *lex petrolea*. Bien qu'elle n'ait pas de conséquences en termes de sanction, elle a indubitablement des répercussions sur les Etats et des investisseurs, qui ne peuvent négliger l'existence d'une pratique existante lors de la rédaction de contrats ou lors des négociations.

Problématique :

Alors que ce processus d'internationalisation des contrats pétroliers agit de la même manière pour les conditions et procédures d'attribution des droits et provient des mêmes sources, leur standardisation et généralisation sont encore trop récentes pour que l'on puisse conclure à l'existence de règles pouvant relever de la *lex petrolea* sur cet aspect. Cependant, le fait que les Etats tendent de plus en plus à adopter les mêmes procédures, principes et paramètres pour l'attribution des contrats

⁹² Terence Daintith, *op.cit.*, page 12 ; la section 68 du décret royal norvégien, du 27 juin 1997, relatif aux activités pétrolières, prévoit en effet que les différends seront tranchés par le Ministre de l'énergie ; Au Royaume-Uni, l'article 28 du « Petroleum Production (Seaward Areas) Regulations 2008 » offre la possibilité d'un arbitrage, soumis à la loi nationale avec un arbitre unique, qui, si les parties n'arrivent pas à s'entendre, sera nommé par le « Lord Chief Justice of England ». Cela s'explique par le fait que les opérateurs ont une grande autonomie, au titre de leurs licence, et que l'Etat n'interfère pas dans les opérations, ce qui réduit les risques de différends.

et licences, et l'existence de standards et « meilleures pratiques » au sein de ce volet, sont des éléments qui indiquent que ce processus est en cours de réalisation.

Notre ambition sera donc d'examiner l'internationalisation des standards attachés aux procédures d'octroi et la façon dont celle-ci détermine l'attitude des Etats, et sur leur habilité à réduire la discrétion, qui leur est reconnu par le droit international durant cette phase. Alors qu'ils sont assujettis à aucune obligation pour l'entrée des investisseurs étrangers, le développement, en apparence spontané, de règles qui les contraignent amène à s'interroger sur les mécanismes et phénomènes qui les conduisent à restreindre leur liberté. La volonté d'inciter les investissements, afin d'augmenter l'exploration ou la production d'hydrocarbures joue un rôle déterminant dans cet alignement des conditions applicables, et a été amplifié par l'impulsion ou la pression exercées par des institutions internationales. Ces influences se sont retrouvées tant dans les conditions de sélection des sociétés étrangères que dans le formalisme des procédures devant être mises en place et des entités nationales impliquées.

L'étude des instruments qui régissent ou influencent la phase d'attribution des contrats ou licences et qui sont spécifiques à l'énergie, montera la manière dont ces derniers s'intègrent, de façon directe ou indirecte, sur le régime juridique relatif à l'accès des sociétés étrangères aux droits d'exploration-production d'hydrocarbures.

Annonce de plan :

La phase d'octroi des contrats ne réponde à aucune obligation internationale, et qu'aucun standard de traitement n'y soit applicable, mais se sont néanmoins développées des procédures d'attribution des droits d'exploration-production reposant sur un principe de non-discrimination. Ce développement s'explique par plusieurs éléments, dont les sources sont externes et internes aux Etats. La volonté d'attirer les investissements étrangers et de simplifier le processus de conclusion des contrats a amené les Etats à adopter des mécanismes de mises en concurrence ouvertes, non-discriminatoires et transparentes. La reproduction de pratiques existantes, ainsi que la transposition de certains modèles, ont conduit à une standardisation des règles relatives à l'attribution des contrats. Cependant, la vigueur avec laquelle les Etats

appliquent et respectent les règles qu'ils ont institué varie considérablement. Malgré ces écarts, il apparaît que la non-discrimination entre investisseurs étrangers, pour l'octroi des contrats, soit devenue un principe admis au sein des pays producteurs d'hydrocarbures. (Titre 1)

Il en va autrement des conditions de concurrence entre les entreprises étrangères et l'entreprise pétrolière publique du pays d'accueil. Cette différenciation s'explique par la position singulière de cette dernière, qui a d'ailleurs été mise en exergue dans le refus systématique des Etats d'étendre le principe du traitement national aux investissements énergétiques. L'entreprise pétrolière nationale a traditionnellement joué une fonction incontournable dans la relation Etat-investisseur, sans que l'on puisse pour autant en conclure à une relation tripartite, étant donné que celle-ci n'existait dans cette relation que par ses infiltrations avec les deux parties. Sa présence et son positionnement ont cependant joué un rôle considérable dans le droit international de l'admission des investissements, en ce qu'ils ont empêché les Etats de se résigner à une généralisation de l'égalisation des conditions de concurrence entre celle-ci et les entreprises étrangères.

En dépit du fait que les relations entre l'Etat et son entreprise nationale échappent à l'emprise du droit international, des standards et « meilleures pratiques », qui peuvent prendre la forme d'injonctions lorsqu'ils sont émis par des institutions financières internationales, affectent ce rapport. Ces pratiques, qui tendent à normaliser le rôle de l'entité publique à celui d'une entreprise purement commerciale, subissent également des effets de mimétisme entre pays, et ont des répercussions directes sur les conditions d'accès des investisseurs étrangers.

Nous verrons toutefois que ces conditions ne sont pas statiques et n'empêchent pas le maintien de rapports privilégiés ou particuliers entre l'Etat et l'entreprise publique. Dans un pays qui a créé une entreprise nationale pour être le garant de ses intérêts, et bien que cette dernière puisse être ultérieurement restructurée, la longévité, la complexité et la proximité de ses liens avec l'appareil d'Etat feront qu'elle restera une entité au positionnement singulier. (Titre 2)

Titre 1. La non-discrimination dans l'attribution des licences et contrats pétroliers

Lorsque l'Etat décide de créer une opportunité d'investissement, en ouvrant des périmètres miniers à l'exploration ou l'exploitation, comment choisit-il les compagnies pétrolières qui vont pouvoir y opérer ?

Cette question relève de ses prérogatives discrétionnaires, dans la mesure où il n'existe pas, en droit international, de règles régissant l'entrée des investissements sur un territoire ou obligeant un Etat à pratiquer des modes de sélection et d'attribution qui ne soient pas défavorables aux investisseurs étrangers.

Un Etat peut choisir de ne pas ouvrir son domaine minier à l'investissement étranger, ou pratiquer cette ouverture selon des conditions qu'il fixe lui-même. Il peut alors négocier directement avec une compagnie ou un groupe de compagnies, en pré-qualifier un certain nombre, sur des critères de son choix et en sélectionner de façon discrétionnaire. Il peut décider librement, et sans obligations, quels investisseurs il va admettre.

Cependant, de plus en plus d'Etats tendent à limiter cette liberté. Ils choisissent d'abandonner la pratique des négociations bilatérales et secrètes avec les entreprises et adoptent des processus d'attribution de droits d'exploration ou d'exploitation ouverts et transparents, avec des conditions de concurrence objectives et publiées, basées sur des critères techniques et financiers.

En droit international des investissements, l'investisseur étranger n'est protégé contre les mesures arbitraires et discriminatoires de l'Etat qu'une fois son investissement réalisé. Lorsqu'il soumissionne pour une opportunité d'investissement, l'Etat ne lui doit aucun standard de traitement⁹³. Or avec des procédures d'appels d'offres internationaux, l'Etat s'engage, dès la phase de sélection, à respecter les obligations de non-discrimination et à ne pas accepter ou

⁹³ Thomas W. Walde, *Nouveaux horizons pour le droit international des investissements dans le contexte de la mondialisation de l'économie*, Editions Pedone, Paris, 2004, page 57.

rejeter une offre de façon arbitraire. Les appels d'offres internationaux dans le domaine des hydrocarbures ont commencé à se développer au milieu des années 1990, avec les vagues de libéralisation qu'avait connues le secteur.

Au cours des années 2000 et 2010, plusieurs pays producteurs d'hydrocarbures ont mis en place des appels d'offres internationaux, afin de créer des régimes attractifs d'investissements, avoir un plus large nombre de partenaires, éviter la corruption inhérente aux négociations secrètes et bilatérales, et augmenter leurs capacités de production.

Cette tendance à l'égalisation des conditions de concurrence entre investisseurs trouve un écho en droit international, où, depuis le milieu des années 1990 également, se développe une dynamique visant à la libération de l'entrée des investissements sur le territoire des Etats. Cette libération s'opère par l'application des principes de traitement national et de traitement de la nation la plus favorisée dès la phase d'entrée.

Dans le contexte des opérations pétrolières, et des ressources naturelles en général, cela n'implique pas qu'une entreprise peut mener des opérations pétrolières là où elle le souhaite et aux termes qu'elle fixe. Cela induit, en revanche, que l'Etat qui met des droits sur le marché doit les octroyer selon une procédure non-discriminatoire et transparente. Il ne s'agit alors pas d'un droit d'investir, mais d'une égalité de traitement devant l'opportunité d'investissement.

Le professeur Thomas Walde considère « cette tentative de limitation du pouvoir de l'Etat à exercer sa souveraineté en attribuant librement ou en refusant les droits d'accès, comme l'une des évolutions les plus intéressantes du droit international des investissements »⁹⁴.

Cette approche juridique s'appuie sur des théories libérales qui font la promotion de la nécessité d'un plus grand accès aux ressources des pays producteurs et du besoin de sécurisation des approvisionnements énergétiques.

⁹⁴ *Ibid.*

Sa motivation est différente de celle que l'on retrouve dans les droits internes: les instruments incluant ce type de dispositions viennent d'initiatives d'Etats importateurs de matières premières qui cherchent à sécuriser leurs approvisionnements et dont le défi est de concilier les intérêts des importateurs et des producteurs. Mais bien souvent, dans les enceintes de négociation multilatérales, les pays producteurs estiment que les conditions leur sont défavorables.

Au niveau international et interne, les Etats sont donc enclins à égaliser les conditions de concurrence entre investisseurs étrangers et à leur accorder des standards de protection durant la phase de réalisation de l'investissement. Le seul obstacle à une égalisation complète est l'application du traitement national. Les Etats producteurs ne veulent pas perdre leur contrôle sur les hydrocarbures, et les Etats importateurs considèrent qu'accorder un traitement préférentiel à la compagnie nationale est préjudiciable à un partage équitable des parts. Car, en réalité, la protection de l'investissement étranger, durant la phase d'accès, n'est qu'un moyen de parvenir à d'autres objectifs, qui sont principalement la sécurisation des approvisionnements, pour les Etats importateurs, et un meilleur système de rendement des réserves, pour les Etats producteurs.

Il y a donc une construction parallèle, et parfois connexe, d'un ensemble de principes et de standards de traitement qui se généralisent et qui forment les meilleures pratiques dans le secteur pétrolier. Les procédés se rejoignent mais les considérations s'opposent. Il est donc intéressant d'étudier la protection de l'investissement étranger durant la phase d'accès à travers, d'une part, la démarche d'instruments et outils internationaux (Chapitre 1), et d'autre part, les politiques et législations adoptées par les Etats (Chapitre 2).

Chapitre 1 : L'attribution des droits d'exploration-production dans un cadre multilatéral

Dans le domaine de l'attribution des contrats relatifs aux hydrocarbures, les instruments internationaux se sont focalisés sur deux aspects : la non-discrimination entre les sociétés, ayant pour but de faciliter l'accès des sociétés étrangères aux réserves des pays d'accueil, et la transparence des procédures d'octroi des droits afférents.

Le Traité sur la charte de l'énergie avait pour objectif initial et fondamental l'égalisation des conditions de concurrence entre investisseurs nationaux et étrangers au sein de la zone couverte par son champ d'application. Les négociations ont cependant buté sur ce point, la plupart des pays producteurs ne souhaitant pas aligner les conditions d'accès de leur entreprise nationale avec celles des sociétés étrangères. Il a alors été décidé que les dispositions relatives à la phase de réalisation des investissements relèveraient de la *soft-law*, et feraient l'objet de dispositions contraignantes dans traité complémentaire et ultérieur. Il s'agit de la technique des « traités-entonnoirs »⁹⁵. Le traité complémentaire n'a cependant pas été conclu, et des difficultés supplémentaires, notamment avec la Russie, viennent aujourd'hui remettre en cause l'approche choisie par le Traité sur la charte de l'énergie.

Les négociations du Traité sur la charte de l'énergie sont pourtant intervenues dans une période où les marchés énergétiques, en raison de prix bas du pétrole, étaient favorables à la libéralisation. Ce blocage a démontré que l'application du traitement national, en ce qu'il touchait aux participations des entreprises pétrolières nationales, soulevait un point qui échappait à des considérations purement économiques et s'inscrivait dans une dimension davantage politique.

La chute des prix à partir du milieu des années 1980 avait d'ailleurs bouleversé la configuration du marché et des rapports entre les Etats et les sociétés étrangères. Les

⁹⁵ Dominique Carreau, Patrick Juillard, Régis Bismuth, Andrea Hamann, *Droit International Economique*, 6ème édition, Dalloz, Paris, 2017, page 566.

Etats en développement, producteurs d'hydrocarbures et en situation de vulnérabilité économique ont dû modifier leurs termes et conditions contractuels afin d'inciter les investisseurs étrangers à venir sur leur territoire. La Banque Mondiale a eu un rôle prédominant dans la réforme du régime juridique de ces Etats, en mettant en place des « *legislative packages* » qui ont d'importantes répercussions sur les conditions d'accès mises en œuvre. La Banque Mondiale poursuit d'ailleurs des activités similaires et connexes, qui exercent une influence considérable sur les législations des Etats destinataires. Cette influence se propage, de façon indirecte, sur d'autres Etats lorsqu'ils s'inspirent de modèles existants (Section 1).

Les institutions financières internationales jouent d'ailleurs un rôle important dans la mise en œuvre d'instruments qui relèvent pourtant de la *soft-law*. L'étude de l'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives, dont l'influence est grandissante, et dont les règles ambitionnent d'influencer la phase d'octroi des contrats, nous fournira une illustration de cette incidence (Section 2).

Section 1. La facilitation des conditions d'accès aux réserves d'hydrocarbures

Aucun instrument international ne régit la question de l'accès des sociétés étrangères aux réserves pétrolières et gazières, celle-ci relevant des prérogatives de l'Etat. Le traité de la Charte de l'Energie a tenté d'encadrer cette phase, afin d'assurer aux investisseurs étrangers les mêmes standards de protection que ceux dont ils disposent une fois l'investissement admis. Cet objectif n'a cependant pas pu être atteint (paragraphe 1). Il existe toutefois des standards en la matière, qui se sont progressivement uniformisés et propagés, et qui sont notamment le fait des travaux et programmes d'assistance technique du Groupe Banque Mondiale, qui a contribué à la réforme juridique du secteur énergétique de nombreux Etats (paragraphe 2).

Paragraphe 1 : Le traité de la charte de l'énergie (TCE)

Le Traité sur la Charte de l'Energie (TCE), signé le 17 décembre 1994, a été le premier instrument multilatéral à insérer des obligations relatives à la phase de réalisation de l'investissement. Il était destiné à promouvoir efficacement les investissements entre l'est et l'ouest de l'Europe dans le domaine de l'énergie.

A. Le contexte de son adoption

a. Adoption de la Charte de l'énergie et négociations du TCE

1. La charte de l'énergie

C'est à l'initiative du Premier Ministre Néerlandais, Ruud Lubbers, que s'est tenue en juillet 1991, à Bruxelles, une Conférence sur la Charte de l'Energie.

Un an plus tôt, lors du Conseil Européen de Dublin en septembre 1990, celui-ci avait présenté et développé l'idée d'une coopération énergétique en Europe⁹⁶. Le contexte du début des années 1990 était celui de la chute de l'URSS et de l'effondrement conséquent des structures politiques et économiques des pays d'Europe de l'Est. Pour Ruud Lubbers, il fallait pallier cette situation en mettant en place des régulations communes dans certains secteurs stratégiques, ce qui permettrait aux pays d'Europe de l'Est de faire leur transition vers une économie de marché, et à ceux de l'Ouest d'accéder à de nouveaux marchés.

Il y avait, d'une part, des pays d'Europe de l'Est, disposant de larges ressources énergétiques et en manque d'infrastructures et d'investissements pour les développer, et d'autre part, les pays d'Europe occidentale, exportateurs de capitaux et à la recherche de matières premières à importer⁹⁷. Une coopération dans le secteur énergétique, via un accord multilatéral, permettrait donc d'assurer aux compagnies pétrolières originaires d'Europe de l'Ouest, par la facilitation et la sécurisation des conditions d'investissement, un accès aux gisements d'hydrocarbures des Etats de l'Est, ce qui devrait moderniser l'industrie des hydrocarbures de ces derniers et favoriser leur croissance économique⁹⁸.

C'est dans ce contexte et avec cette ambition que s'est ainsi tenue, en juillet 1991, la Conférence sur la Charte de l'Energie, à laquelle participèrent les pays de la Communauté Economique Européenne, des Etats d'Europe de l'Est, et des Etats non-européens membres de l'OCDE, parmi lesquels les Etats-Unis, le Canada, l'Australie et le Japon. A titre d'observateurs, des organisations internationales et d'autres Etats étaient également présents⁹⁹. Cette conférence avait pour objectif la conclusion d'une Charte, dont le texte avait été proposé par la Commission Européenne, qui ne regrouperait pas uniquement des pays d'Europe, mais tout Etat souhaitant y adhérer.

⁹⁶Michael A.G. Bunter, *The promotion and licensing of petroleum prospective acreage*, Kluwer Law International, The Hague, 2002, page 7.

⁹⁷Michael A.G. Bunter, *Modern Practice in Petroleum Licensing*, B&R Co, Conwy (U.K), 2002, page 188.

⁹⁸Thomas Pollan, *Legal Framework of the admission of FDI*, Eleven International Publishing, Utrecht, 2000, page 106.

⁹⁹Andrei Konoplyanik, Thomas W. Walde, « Energy Charter Treaty and its Role in International Energy », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol.24, n°4, 2006, page 525.

Etaient présents à titre d'observateurs l'Afghanistan, Algérie, Bahrain, la Chine, l'Iran, la République de Corée, le Koweït, le Maroc, le Nigéria, Oman, le Qatar, le Pakistan, l'Arabie Saoudite, la Tunisie, les Emirats Arabes Unis, le Venezuela. Parmi les organisations internationales, il y avait l'Asean et la Banque Mondiale.

La Charte de l'Energie fut ainsi signée en décembre 1991. Elle n'était qu'une déclaration politique, sans caractère contraignant, qui devait servir de base de négociation à l'adoption d'un traité, qui aurait pour but de promouvoir la coopération énergétique Est-Ouest en accordant des garanties dans les domaines de l'investissement, du commerce et du transport¹⁰⁰.

2. *Négociations du traité sur la charte de l'énergie*

Les négociations en vue de la signature du Traité ont révélé que les Etats ne partageaient pas les mêmes perspectives sur l'accès des compagnies aux gisements pétroliers et gaziers des pays d'Europe de l'Est. Cette question des modalités d'accès a été l'un des principaux points litigieux, si ce n'est le plus important, durant les discussions¹⁰¹. En effet, la plupart des pays d'Europe de l'Ouest et de l'OCDE souhaitaient l'inclusion de dispositions juridiquement contraignantes dès la phase de l'accès (dite de réalisation des investissements), en accordant aux investisseurs potentiels le bénéfice du traitement national et du traitement de la nation la plus favorisée. Seule la mise en place de telles dispositions permettrait d'atteindre l'objectif de sécurisation des approvisionnements et de facilitation de l'accès aux ressources d'hydrocarbures, ce qui était l'objectif premier de cette coopération.

Mais les pays producteurs d'hydrocarbures, au premier rang desquels la Russie et la Norvège, ont exprimé leur réticence vis-à-vis de la formulation et de la portée de telles dispositions, arguant du fait qu'une application générale du principe du traitement national, dès la phase de l'accès, risquerait de mettre en péril leurs industries nationales, en créant des conditions de concurrence qui leur seraient défavorables¹⁰². La délégation norvégienne a ainsi présenté des projets préliminaires qui limitaient l'application de ce principe à la phase post-investissement. Les prises de positions très fortes de la Norvège ont été un sérieux obstacle durant les

¹⁰⁰ Thomas W. Walde, « European Energy Charter Conference: Final Act, Energy Charter Treaty, Decisions and Energy Charter Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects . Introductory Note », *International Legal Materials*, 1995, n°34, page 362 ; Saamir Elshihabi, « The difficulty behind securing sector-specific investment establishment rights », *International Lawyer*, 2001, page 143.

¹⁰¹ Philip Andrews-Speed, Thomas W. Walde, « Will the Energy Charter Treaty help international energy investors? », *CEPMLP Journal*, 1996, page 29.

¹⁰² *Ibid.*, page 30.

négociations¹⁰³. A la proposition des pays importateurs de matières premières d'une possibilité de mettre en place des réserves à l'application du traitement national dans certaines opérations-clés et sensibles, les pays de l'Est ont répondu qu'ils étaient en transition et ne disposaient pas encore du dispositif législatif nécessaire pour prévoir de telles réserves¹⁰⁴.

Afin de pouvoir poursuivre les travaux, et dépasser les désagréments et les tensions sur le chapitre de l'accès, les parties présentes ont dû se diriger vers une solution de compromis. Il a ainsi été prévu que les clauses relatives à l'accès relèveront de l'obligation de moyens, et que l'application obligatoire du traitement national et de la nation de plus favorisée sera prévue dans un Traité Complémentaire qui devra être signé plus tard, afin de laisser le temps aux Etats d'Europe de l'Est d'asseoir leurs lois sur les investissements et les hydrocarbures, et d'instaurer les mesures nécessaires à l'application des dispositions relatives à l'accès, et d'en déterminer les réserves au traitement national et au traitement de la nation la plus favorisée¹⁰⁵. Après plusieurs années de négociations, le TCE a été signé le 17 décembre 1994 par cinquante-et-un Etats et la Communauté Européenne.

Les dispositions relatives à l'attribution des droits s'éloignaient quelque peu de l'objectif des initiateurs du projet. Dans un premier temps, les dispositions sur le traitement national et le traitement de la nation la plus favorisée ne seront pas juridiquement contraignantes, ce qui signifie par exemple que les Etats pourront accorder des traitements privilégiés à leurs compagnies nationales. Or, cette discrimination en faveur d'une compagnie nationale constitue précisément ce que les initiateurs du projet voulaient éviter. L'application obligatoire du principe de non-discrimination durant la phase de réalisation des investissements est différée à la signature d'un Traité Complémentaire, dont la négociation débutera dès le 1^{er} janvier

¹⁰³ Tina Hunter, « The Energy Charter Treaty as a Means of Developing National Industry and Commerce in the Exploitation of Petroleum Resources: An Analysis of the Application of Articles 5, 10 and 22 of the Energy Charter Treaty », *OGEL*, 2011, n°5, page 1.

¹⁰⁴ Emmanuel Gaillard, « How does the so-called « fork-in-the-road » provision in Article 26 (3)(b)(i) of the Energy Charter Treaty work ? Why did the United States decline to sign the Energy Charter Treaty ? », in Graham Coop, Clarisse Ribeiro, *Investment Protection and the Energy Charter Treaty*, JurisNet, Huntington, 2008, page 229 ; Craig S. Bamberger, « The Negotiation of the Energy Charter Treaty », in Graham Coop, Clarisse Ribeiro, *Ibid.*, page xliii.

¹⁰⁵ Emmanuel Gaillard, *ibidem.*, page 229 ; Thomas W. Walde, « *International investment under the 1994 charter treaty* », *Journal of World Trade*, 1995, page 8 ; Thomas W. Walde, Introductory Note, 1995, *op.cit.*, page 363 ; Saamir Elshihabi, *op.cit.*, page 145.

1995 et qui devait être conclu avant le 1^{er} janvier 1998¹⁰⁶. Les Etats Unis, pourtant très actifs durant les négociations, n'ont pas ratifié le traité, au motif que les dispositions incluses dans leurs traités bilatéraux d'investissements étaient bien plus engageantes que celles comprises dans le TCE¹⁰⁷. Malgré cette solution de compromis, d'autres Etats signataires ont également décidé de ne pas le ratifier : la Russie (qui l'a appliqué provisoirement¹⁰⁸) la Biélorussie, la Norvège, l'Australie et l'Islande¹⁰⁹.

Si l'objectif initial avait été atteint, les clauses relatives à l'accès auraient été semblables à celles de l'ALENA, et le TCE aurait été le seul instrument multilatéral de cette ampleur à prévoir un tel régime d'entrée des investissements¹¹⁰.

b. Contenu et portée des clauses du TCE

La compréhension des termes utilisés, souvent sujette à interprétation, est cruciale pour cerner la portée des dispositions relatives à la phase de réalisation des investissements.

¹⁰⁶ Ibid.

¹⁰⁷ *Ibid.*, page 138 ; Emmanuel Gaillard, *op.cit.*, page 230.

¹⁰⁸ Voir *infra*

¹⁰⁹ Walid Ben Hamida, Thomas W. Walde, « The Energy Charter Treaty and corporate acquisition : The arbitrability of ECT pre-investment (access) rights, investment character of tender offers and parallel application of Energy Charter Treaty and European Community law », in Graham Coop, Clarisse Ribeiro, *op.cit.*, page 164.

¹¹⁰ Philip Andrews-Speed, Thomas W. Walde, *op.cit.*, page 30.

1. La définition de l'investissement

Le TCE définit l'investissement d'une façon large afin d'assurer la protection la plus étendue pour le traitement des investissements, mais il ne joue pas sur l'extension de la notion d'investissement. En effet, puisque le traitement national et le traitement NPF sont accordés aux investisseurs une fois l'investissement effectivement réalisé, une notion très étendue de l'investissement permettrait «d'avancer» la phase post-investissement en considérant comme « investissement accompli » l'acquisition de droits juridiques qui mènent vers la réalisation de l'investissement¹¹¹. Au contraire, le TCE distingue bien les deux phases, posant ainsi le problème de la délimitation du début de l'investissement, puisque la définition de l'investissement et de l'investisseur est essentielle pour déterminer le régime qui sera applicable.

Lorsque l'investissement est déjà réalisé, l'investisseur s'est déjà soumis aux lois et règlements du pays hôte. Lors de la phase de réalisation de l'investissement, il n'est pas certain que le projet aboutisse. Mais cette délimitation est dans les faits parfois complexe, en ce que l'opération d'investissement est un processus qui consiste en une accumulation d'engagements, de délais et d'étapes qui exposent graduellement l'entreprise au risque politique de l'Etat d'accueil¹¹², particulièrement dans le secteur de l'énergie, où les projets pétroliers requièrent de très longs délais. Il faut donc distinguer toutes les phases de l'investissement.

D'une façon générale, la phase dite de réalisation de l'investissement comprend les visites, études, discussions, négociations, réunions d'informations, prises de contact avec les partenaires locaux, la participation à des appels d'offres. Pour une compagnie pétrolière, participer à un appel d'offres pour l'obtention de droits comprend des études de faisabilité et de sismique, et ces travaux, bien que préliminaires, constituent déjà un investissement pour l'entreprise. Même si le risque financier peut être mineur, le TCE souhaite éviter que l'investissement en cours de réalisation ne soit soumis à l'aléa de l'Etat hôte, en encourageant les Etats à ne pas

¹¹¹ Thomas W. Walde, 2004, *op.cit.*, p. 58.

¹¹² *Ibid.*, page 58 ; Saamir Eshihabi, *op.cit.*, page 147.

pratiquer de discriminations arbitraires¹¹³. Mais bien qu'il s'agisse d'opérations d'investissement, comprenant dépenses et risques, tant que l'Etat n'a pas conféré de droit d'entrée à la compagnie, celle-ci reste dans la phase de réalisation.

La situation devient plus problématique lorsque l'on évolue dans les étapes : une compagnie peut se voir attribuer des droits pour la recherche ou la prospection d'hydrocarbures, et ne pas obtenir de droits d'exploitation ou de production plus tard. Est-ce que son investissement aura déjà été réalisé ? Selon certaines théories sur l'investissement, celui-ci n'est réalisé que lorsqu'une opération de production a été effectuée¹¹⁴. Alors que dans ces circonstances, la compagnie s'est déjà vue attribuer des droits et a mené des opérations conséquentes. Afin de prévenir ces diverses situations, c'est une conception « moderne » de la notion d'investissement qui a été choisie dans le TCE¹¹⁵ : l'octroi d'un droit est l'élément déclencheur d'un investissement. L'investissement démarre donc lors de l'attribution d'une licence d'exploration et non pas forcément de production¹¹⁶.

2. Le traitement de la phase de réalisation de l'investissement

On retrouve dans le TCE des dispositions que l'on ne trouve pas habituellement dans les traités d'investissement, et qui avaient pour but d'adopter une approche unique de la phase de réalisation des investissements¹¹⁷. L'objectif du TCE est donc de créer des conditions stables, équitables, favorables et transparentes pour les investisseurs, et les dispositions relatives à l'investissement constituent « la pierre angulaire » du Traité¹¹⁸.

¹¹³ Thomas Walde, 1995, *op.cit.*, page 33.

¹¹⁴ Emmanuel Gaillard, « Investments and investors covered by the Energy Charter Treaty », in Clarisse Ribeiro, *Investment Arbitration and the Energy Charter Treaty*, JurisNet, Huntington, 2006, page 66.

¹¹⁵ Thomas W. Walde, 1995, *op.cit.*, page 33 Ainsi, selon l'article 1.6.f du TCE : « Investissement » désigne tout type d'avoir détenu ou contrôlé directement ou indirectement par un investisseur et comprenant tout droit conféré par la loi ou par contrat ou découlant de licences ou d'autorisations délivrées conformément à la loi pour l'exercice d'une activité économique dans le secteur de l'énergie. ». En vertu de l'Article 1.8 du TCE : « «Investir» ou «réaliser des investissements» désigne le fait de réaliser de nouveaux investissements, en acquérant tout ou partie des investissements existants ou en se tournant vers d'autres domaines d'activités d'investissement. »

¹¹⁶ Gaillard, 2006, *op.cit.*, page 59.

¹¹⁷ Jeswald W. Salacuse, « The law of investment treaties », Oxford international law library, 2009, p.201.

¹¹⁸ Tina Hunter, *op.cit.*, page 14.

Mais les deux phases -phase de réalisation des investissements et phase des investissements réalisés- ne sont pas traitées de la même manière et l'on peut voir que la tension entre les parties lors des négociations se reflète bien dans la formulation des dispositions relatives à la phase de réalisation. Elle est particulièrement palpable dans l'article 10 couvrant la promotion des investissements, ainsi que dans l'article 18 relatif à la souveraineté¹¹⁹. Le traitement des investisseurs potentiels est abordé à l'article 10¹²⁰, et le principe de non-discrimination est renforcé au sein de l'article 18.4, selon lequel l'attribution des droits doit se faire de manière non discriminatoire, et aux articles 20 (transparence) et 27 (règlement des différends)¹²¹.

Ces dispositions se situent entre des obligations fermes, telle que prévues initialement, et une latitude voulue par plusieurs pays d'approuver ou de refuser, à leur guise, les investissements étrangers proposés¹²². Comme cela avait été décidé durant les négociations, le TCE envisage cependant d'aller au-delà de l'engagement *soft law* et d'arriver à de la *hard law*. L'article 10.4 envisage ainsi un traité complémentaire qui concrétisera une obligation ferme d'accorder le traitement

¹¹⁹ Philip Andrews-Speed, Thomas W. Walde, *op.cit.*, page 29

¹²⁰ Article 10 du Traité : « 1. Chaque partie contractante encourage et crée, conformément aux dispositions du présent traité, des conditions stables, équitables, favorables et transparentes pour la réalisation d'investissements dans sa zone par les investisseurs des autres parties contractantes. Ces conditions comprennent l'engagement d'accorder, à tout instant, un traitement loyal et équitable aux investissements des investisseurs des autres parties contractantes.

2. Chaque partie contractante s'efforce d'accorder aux investisseurs des autres parties contractantes, en ce qui concerne la réalisation d'investissements dans sa zone, le traitement défini au paragraphe 3.

3. Aux fins du présent article, on entend par «traitement» le traitement qui est accordé par une partie contractante et qui n'est pas moins favorable que celui qu'elle accorde à ses propres investisseurs ou aux investisseurs de toute autre partie contractante ou de tout Etat tiers, le traitement à retenir étant celui qui est le plus favorable.

4. Un traité complémentaire obligera toute partie à celui-ci, aux conditions qui y seront stipulées, à accorder aux investisseurs des autres parties, pour la réalisation d'investissements dans sa zone, le traitement défini au par. 3. Ce traité sera ouvert à la signature des Etats et des organisations d'intégration économique régionale qui ont signé le présent traité ou y ont adhéré. Les négociations relatives à ce traité complémentaire commenceront au plus tard le 1er janvier 1995, la conclusion de celui-ci étant prévue d'ici au 1er janvier 1998.

5. Chaque partie contractante s'efforce, en ce qui concerne la réalisation d'investissements dans sa zone : a) de limiter au maximum les exceptions au traitement défini au paragraphe 3 ;

b) de supprimer progressivement les restrictions existantes qui touchent les investisseurs des autres parties contractantes.

6. a) Une partie contractante peut, en ce qui concerne la réalisation d'investissements dans sa zone, déclarer volontairement à tout moment à la Conférence de la Charte, par l'intermédiaire du Secrétariat, qu'elle a l'intention de ne pas introduire de nouvelles exceptions au traitement défini au paragraphe 3.

b) En outre, une partie contractante peut à tout moment s'engager volontairement à accorder aux investisseurs des autres parties contractantes, pour la réalisation, dans sa zone, d'investissements portant sur certaines ou l'ensemble des activités économiques du secteur de l'énergie, le traitement défini au paragraphe 3. Ces engagements sont notifiés au Secrétariat et consignés à l'annexe V et sont contraignants dans le cadre du présent traité. »

¹²¹ Philip Andrews-Speed, Thomas W. Walde, *op.cit.*, page 30.

¹²² Jeswad W.Salacuse, *op.cit.*, page 202.

national et le traitement de la nation la plus favorisée aux investisseurs des pays membres lors de la phase de réalisation des investissements.

Pour donner une impulsion à la création d'une obligation de non-discrimination dans la phase d'admission, le TCE contient deux dispositions supplémentaires que l'on ne trouve pas ordinairement dans les traités bilatéraux d'investissement. En premier lieu, conformément à l'article 10.5, les parties contractantes s'efforcent de limiter les exceptions au traitement non-discriminatoire de l'entrée. Les parties s'efforcent aussi de supprimer progressivement les restrictions existantes qui touchent les investisseurs des autres parties. Cette disposition n'empêche pas les pays d'introduire de nouvelles restrictions, mais selon l'article 10.6, une partie peut déclarer volontairement qu'elle a l'intention de ne pas introduire de nouvelles exceptions au traitement non-discriminatoire. De plus, une partie peut s'engager volontairement à accorder le traitement défini à l'article 3 pour la réalisation d'investissements portant sur certaines ou l'ensemble des activités économiques du secteur de l'énergie. Les engagements volontaires sont alors consacrés par le TCE et lient la partie¹²³.

L'on pourrait considérer que ces dispositions n'emportent aucune obligation juridique, et que l'inclusion d'une clause obligeant les parties à signer un traité complémentaire ultérieur, qui instaurera des obligations effectives, confirme que les dispositions présentes sont peu significatives. Mais certains auteurs, tel que le Professeur Thomas Walde, soutiennent que même si ces dispositions paraissent de prime abord comme purement incitatives, elles sont pourtant significatives¹²⁴. Car pour saisir la portée des dispositions relatives à la phase de réalisation de l'investissement, il faut considérer l'esprit général qui gouverne le TCE, et amoindrir la portée des dispositions, en les considérant comme de simples recommandations, ne rendrait pas « justice à son objectif »¹²⁵.

De plus, contrairement à d'autres instruments relevant de la *soft law*, le TCE ne définit jamais les obligations qu'il contient comme de simples règles d'observation,

¹²³ *Ibid.*

¹²⁴ Thomas W. Walde, 1995, *op.cit.*, page 6; Michael A.G. Bunter, *Modern Practice in Petroleum Licensing*, 2002, *op.cit.*, page 191.

¹²⁵ Thomas W. Walde, 1995, *op.cit.*, page 35

des recommandations ou des déclarations d'intentions. Selon Thomas Walde, l'absence de mentions « volontaires et non-juridiquement contraignantes » amène à considérer que le TCE édicte des règles qui lient les Etats¹²⁶.

Aussi, avec le projet de mise en place d'un traité complémentaire¹²⁷, l'on aurait pu penser que seul ce traité complémentaire régirait la phase de réalisation de l'investissement. Or le traité initial couvre également cette phase, et ce dès le préambule : « affirmant que les parties contractantes attachent la plus grande importance à l'application effective et complète du traitement national et du traitement de la nation la plus favorisée et que ces engagements seront appliqués à la réalisation des investissements conformément à un traité complémentaire »¹²⁸.

Alors que le préambule met ainsi l'accent sur l'importance de l'application du traitement national et du traitement de la nation la plus favorisée, il déclare également que « ces engagements » seront appliqués à la réalisation des investissements conformément à un traité complémentaire. Cela suggérerait que le TCE contient déjà un tel engagement des parties¹²⁹.

Une autre lecture du préambule pourrait induire que seul le Traité Complémentaire est supposé régir la phase de réalisation, mais les termes « effective et complète » attachés aux objectifs contredisent cette interprétation¹³⁰. Les parties s'engagent donc à appliquer les principes de traitement national et de traitement de la nation la plus favorisée dès la phase de réalisation, mais que cet engagement prendra la forme d'une application complète et effective lors de l'entrée en vigueur du traité complémentaire. Cette lecture est confirmée par la formulation relative à la réalisation de l'investissement. Les termes « engagement d'accorder » font suite à « encourager » et « s'efforcer ». Une application complète et effective signifie qu'il y a une progression d'une obligation de moyen à une obligation de résultat¹³¹.

¹²⁶ *Ibid.*

¹²⁷ Article 10.4 du TCE

¹²⁸ *Ibid.*, page 34.

¹²⁹ Walid Ben Hamida, Thomas W. Walde, *op.cit.*, page 183.

¹³⁰ *Ibid.*, page 184.

¹³¹ *Ibid.*

Ce préambule, étudié à la lumière de la teneur des négociations, et du langage spécifique accordé à la phase de réalisation des investissements, suggère que le TCE opère un traitement général de la question de la réalisation des investissements, alors que le traité complémentaire règlemente cette phase de façon plus précise et spécifique, avec un suivi approfondi des principes de traitement national et de traitement de la nation la plus favorisée¹³².

On constate que, d'un article à l'autre, les termes déterminant la portée de l'obligation varient. Alors que dans l'article 10.5, chaque partie « s'efforce », dans le 10.6, la partie « peut ». La forme de l'obligation est « *hard* », mais sa teneur est « *soft* »¹³³, car les obligations qui relèvent de la *soft law* sont introduites par des termes qui relèvent de la *hard law*¹³⁴. La distinction est plus visible en anglais dans le texte. Généralement, dans le langage de la *soft law*, on utilise « *should* » plutôt que « *shall* » qui dénote une véritable obligation. Or le TCE utilise « *shall* », ce qui correspond à l'emploi du temps du présent de l'indicatif en français. L'usage de termes tels que « s'efforce » ou « s'engage » témoignerait plus d'une obligation qui lie les Etats que d'un langage purement incitatif.

3. L'article 18 sur la Souveraineté

Selon cet article, les dispositions du TCE ne doivent pas affecter le principe de souveraineté permanente de l'Etat sur ses ressources naturelles, et c'est à ce dernier qu'il revient de décider des termes et conditions d'exploitation des périmètres ouverts à l'investissement. L'article précise que ces droits souverains doivent toutefois s'exercer conformément au droit international, et qu'ils ne doivent pas être interprétés comme un moyen de contourner l'application des autres dispositions du traité.

Ainsi, selon l'alinéa 4 de l'article 18, « Les parties contractantes s'engagent à faciliter l'accès aux ressources énergétiques, notamment en octroyant d'une manière non discriminatoire, sur la base de critères publiés, des autorisations, des licences, des concessions et des contrats de prospection et d'exploration en vue de

¹³² *Ibid.*

¹³³ *Ibid.*, page 186

¹³⁴ *Ibid.*

l'exploitation ou l'extraction des ressources énergétiques ». Cette formulation rappelle celle de la directive européenne 94/22/CE¹³⁵, qui a d'ailleurs servi de modèle à la préparation de certaines clauses du TCE¹³⁶. La volonté est similaire : compagnies nationales, privées ou étrangères doivent concourir sur la base de termes purement techniques et commerciaux¹³⁷.

Eu égard à cet article sur la souveraineté, il est toutefois important de relever ce que le TCE n'exige pas des Etats. Le texte n'impose pas un régime spécifique de propriété des ressources naturelles (article 18.2). La propriété publique des ressources naturelles, avant ou après leur extraction, n'est pas incompatible avec les dispositions prévues. Le traité n'exige pas non plus la privatisation des entreprises pétrolières nationales. La seule exigence est l'absence de discriminations, et des exceptions sont admises ou autorisées si ladite entreprise remplit aussi une mission d'ordre public¹³⁸.

4. *L'article 20 sur la transparence*¹³⁹

La transparence, tout au long du processus d'attribution des droits est censée garantir l'efficacité du système. Les obligations de transparence édictées par l'article 20 s'appliquent pour les investissements réalisés et pour les investissements en cours de réalisation. L'article oblige les Etats à publier de façon rapide et effective les lois, règlements, décisions judiciaires et mesures administratives d'application générale. Cela s'explique par le fait que toute entreprise ayant l'intention d'investir dans un

¹³⁵ Directive 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil, du 30 mai 1994, sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospector, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures. Voir infra (chapitre 2).

¹³⁶ Thomas W. Walde, 1995, *op.cit.*, page 32.

¹³⁷ *Ibid.*

¹³⁸ Andrei Konoplyanik, Thomas W. Walde, *op.cit.*, page 539.

¹³⁹ 1. Les lois, règlements, décisions judiciaires et mesures administratives d'application générale qui affectent les échanges de matières et produits énergétiques font partie, aux termes de l'article 29 paragraphe 2 point a), des mesures qui sont sujettes aux disciplines de transparence du GATT et des instruments connexes pertinents.

2. Les lois, règlements, décisions judiciaires et mesures administratives d'application générale qui sont rendus effectifs par une partie contractante, ainsi que les accords en vigueur entre les parties contractantes qui affectent d'autres matières couvertes par le présent traité, sont également publiés rapidement de manière à permettre aux parties contractantes et aux investisseurs d'en prendre connaissance. Les dispositions du présent paragraphe n'imposent pas à une partie contractante de divulguer des informations confidentielles si cette divulgation empêche l'application du droit ou est contraire de toute autre manière à l'intérêt public ou porte préjudice aux intérêts commerciaux légitimes de tout investisseur.

3. Chaque partie contractante désigne un ou plusieurs bureaux de renseignements auxquels peuvent être adressées les demandes d'information concernant les lois, règlements, décisions judiciaires et mesures administratives visés ci-dessus et communique rapidement la localisation de ces bureaux au Secrétariat, qui les fournit à toute personne qui le demande.

Etat a besoin de prévisibilité et doit pouvoir avoir accès aux lois et règlements en vigueur. Sans toutes les informations pertinentes, une entreprise pourra difficilement évaluer la commercialité d'un investissement à venir, les démarches à suivre et les précautions à prendre pour sécuriser son investissement¹⁴⁰. Dans le contexte du milieu des années 1990, cette obligation apparaissait essentielle en Europe de l'Est où les lois et règlements n'étaient pas publiés et, de surcroît, souvent modifiés¹⁴¹. Par ailleurs, l'alinéa 3 de l'article 20 prévoit la mise en place de bureaux de renseignements, mais plusieurs Etats ont voulu s'exempter temporairement de l'application de cette obligation, arguant de l'absence de moyens juridiques pour les mettre en place à court terme.

Pour le professeur Thomas Walde, l'article relatif à la transparence est incomplet, et sa faiblesse est encore aggravée par le fait qu'il ne soit pas sanctionné par le mécanisme de règlement des différends de l'article 26, puisqu'il tombe sous le coup du mécanisme inter-Etats prévu à l'article 27¹⁴². Selon lui, la question d'un éventuel conflit de lois aurait dû être abordée, car dans plusieurs pays les législations souffrent d'instabilité et des contradictions entre lois peuvent survenir. Dans de tels cas, une simple obligation de transparence ne suffit pas. Cependant, malgré cette lacune, cette obligation de transparence peut générer des effets directs dans les procédures entre investisseurs et gouvernements, s'il faut interpréter et préciser les obligations contractuelles de chacun. Il serait, par exemple, difficile pour un Etat de s'appuyer sur ses propres lois et règlements pour prétendre à une violation de la loi par un investisseur, ou de justifier la violation d'une obligation contractuelle, si les lois et règlements ne sont pas publiés et accessibles. Si une entreprise venait à réaliser des investissements dans le territoire d'un Etat dont elle ne peut connaître la loi, cette ignorance pourrait servir de moyen de défense dans une procédure de règlement des différends¹⁴³.

¹⁴⁰ Thomas W. Walde, 1995, *op.cit.*, page 32.

¹⁴¹ *Ibid.*

¹⁴² *Ibid.*

¹⁴³ *Ibid.*

5. La clause relative au règlement des différends

L'efficacité des dispositions relatives à la réalisation des investissements dépend aussi du mécanisme de résolution des différends qui va les sanctionner, et force est de constater que les clauses portant sur le traitement de la phase de réalisation de l'investissement, la transparence et la souveraineté sont affaiblies par la nature du mécanisme de règlement qui les couvre¹⁴⁴. Conformément à l'article 26.1 le mécanisme de règlements des différends entre un investisseur et une partie contractante n'est applicable que pour les investissements déjà réalisés. Les investissements en cours de réalisation sont, quant à eux, couverts par le mécanisme inter-Etats prévu par l'article 27. Ce mécanisme ne règle que les différends portés par les parties contractantes, c'est-à-dire les Etats, et non les investisseurs. Le déclenchement de la procédure dépend donc de l'action de l'Etat.

En s'appuyant sur cet article, des entreprises qui veulent remettre en cause une procédure discriminatoire pour l'octroi d'un marché, ou un contrat conclu en violation du TCE, peuvent demander à leur Etat d'origine de saisir l'organe de règlement des différends. Mais pour les entreprises, cette procédure n'est pas satisfaisante, car si le projet en cause n'est pas suffisamment important, il ne suscitera pas l'intérêt de l'Etat d'origine de l'investisseur¹⁴⁵. Il est en effet plausible de penser qu'un gouvernement n'entamera de procédure de règlement des différends que s'il estime qu'il y a un intérêt national en jeu. Par ailleurs, les Etats ne sont pas toujours prompts à soutenir un investisseur, si cela peut porter préjudice aux relations diplomatiques que deux Etats entretiennent¹⁴⁶. Prévoir un mécanisme de règlement des différends, même s'il est inter-Etats, renforce donc la portée juridique des obligations, et délègue l'interprétation du langage *soft-law* aux tribunaux arbitraux¹⁴⁷.

⁵² Philip Andrews-Speed, Thomas W. Walde, *op.cit.*, page 33.

¹⁴⁵ *Ibid.*, page 34.

¹⁴⁶ *Ibid.*

¹⁴⁷ Thomas W. Walde, 1995, *op.cit.* page 36.

c. L'échec du traité complémentaire

La réalisation des investissements est donc protégée par un cadre *soft law*, qui, d'après le professeur Thomas Walde, contraint tout de même, dans une certaine mesure les parties contractantes, mais cela n'était pas suffisant pour satisfaire les objectifs de non-discrimination durant la phase d'accès. Pour parvenir à cet objectif, l'article 10.4 oblige les parties à débiter les négociations pour un traité complémentaire qui devait être conclu le 1^{er} janvier 1998.

Le traité complémentaire devait renforcer l'obligation contenue dans le TCE en obligeant les parties à accorder le traitement national et le traitement de la nation la plus favorisée, et non plus uniquement à s'efforcer de l'accorder. Mais, à ce jour, ce traité complémentaire n'a pas été signé. Le Secrétariat de la Charte de l'Energie a publié une version du texte et un *livre bleu* des exceptions¹⁴⁸, mais a indiqué qu'à l'automne 2002, les Etats membres ont décidé de suspendre les négociations, en attendant l'issue des discussions de l'OMC sur le cadre multilatéral sur l'investissement. En 2005, il a finalement été considéré comme impossible d'ouvrir de nouveau les négociations¹⁴⁹.

Les négociations avaient pourtant été conclues en décembre 1997. Mais l'Union Européenne a indiqué qu'elle n'était pas satisfaite avec un élément du *package*, à savoir l'inclusion par certains Etats de l'OCDE d'exceptions au principe du traitement national en cas de privatisation¹⁵⁰. Or, La clé du succès du traité complémentaire résidait dans la capacité des Etats à mettre en place des exceptions aux principes de traitement¹⁵¹. Le TCE avait introduit un système d'exceptions, mais *bottom-up*, qui correspond à la méthode des listes positives. Ce qui signifie que les principes de traitement national ou traitement de la nation la plus favorisée pouvaient ne pas s'appliquer à toutes les activités relatives à la phase de réalisation des investissements, et le TCE laissait donc les Etats choisir les secteurs dans lesquels de

¹⁴⁸ Le *livre bleu* actualisé « Makin investments in Energy Charter Member Countries : Exceptions to the principle of non-discriminatory treatment », décembre 2016, est accessible à : http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Other_Publications/20170301-BLUE_BOOK__merged_.pdf

¹⁴⁹ Irina Kustova, « A treaty à la carte? Some reflections on the modernization of the Energy Charter Process », *JWELB*, 2016, vol.9, page 363.

¹⁵⁰ Saamir Elshihabi, *op.cit.*, page 149 et 150.

¹⁵¹ *Ibid.*

tels principes pouvaient s'appliquer. En vertu de l'article 10.6, le Traité accorde ainsi aux Etats le droit de déclarer unilatéralement les secteurs dans lesquels les investisseurs étrangers seront protégés dès la phase de réalisation. Mais cet article se basait sur un principe de volontariat et n'instaurait pas d'obligation.

Le traité complémentaire fait un raisonnement inverse : il contraint les parties à accorder les principes de traitement national et traitement de la nation la plus favorisée à l'ensemble des activités énergétiques, à l'exception de celles que les Etats auront spécifiquement énumérées en annexe¹⁵². Les Etats qui chercheraient à instaurer des exceptions devraient les justifier, particulièrement si les autres parties choisissaient de pas instaurer d'exceptions similaires.

Conformément au TCE, les parties doivent notifier au Secrétariat toutes les exceptions courantes. Il apparaît que sur les cinquante parties contractantes, seules douze d'entre elles n'avaient enregistré aucune exception. Les autres Etats parties avaient enregistré une centaine d'exceptions, dans des domaines tels que la privatisation, la propriété terrienne, le droit de contrôle et la réciprocité¹⁵³. Après plusieurs débats, ces exceptions ont été incluses dans le traité complémentaire mais les exceptions admises étaient toujours encouragées à être supprimées par les Etats. Selon le Secrétariat de la Charte, il était peu probable que ces exceptions entravent l'admission de l'investissement dans un Etat, des études ayant montré que le pouvoir de filtrer ou refuser les investissements étrangers a été peu utilisé par les Etats contractants¹⁵⁴.

Le traité complémentaire prévoyait également des dispositions relatives à la privatisation et à la démonopolisation, mais le but de ces dispositions n'était pas d'imposer de telles mesures, mais de prévoir les conditions de leur application si elles existent, avec l'objectif toutefois de les encourager¹⁵⁵.

¹⁵² Méthode des listes négatives, dite aussi de l'exclusion

¹⁵³ Saamir Elshihabi, *op.cit.*, page 151.

¹⁵⁴ « *Energy Investment* », *Joint paper by the Energy Charter Secretariat and the International Energy Agency*, présenté au sommet du G8 le 1^{er} avril 1998 à Moscou.

¹⁵⁵ Article 10.4 du TCE

B. Elaboration d'une nouvelle Charte de l'Energie et volonté de modernisation du processus

La « modernisation » du processus, qui a consisté en l'adoption d'une nouvelle charte de l'énergie et à un projet de révision du TCE est intrinsèquement liée aux prises de position de la Russie.

a. La position russe et le projet de convention

Durant l'année 2009, suite à la crise ukrainienne de janvier de la même année¹⁵⁶, et dans un contexte de tension avec l'Union Européenne relative aux négociations du protocole de transit et d'un accord de coopération¹⁵⁷, la Russie a pris deux décisions importantes eu égard au Traité sur la Charte de l'Energie.

Elle a, d'une part, annoncé, le 20 août 2009, qu'elle mettait fin à l'application provisoire du Traité sur la Charte de l'Energie, en vertu de son article 45 et qu'elle n'avait pas l'intention de ratifier le texte¹⁵⁸. Elle ne s'en est toutefois pas retirée, et reste considérée comme « pays membre ». Cette situation d'absence de ratification mais de maintien du statut de membre, s'il donne lieu à une « zone grise »¹⁵⁹, est cependant préférable à un retrait définitif, tant pour l'Union Européenne et la Charte de l'Energie, que pour la Russie. Cela autorise en effet la Russie à laisser la porte ouverte à une ratification ultérieure¹⁶⁰, et permet surtout à la Charte de l'Energie de continuer à la compter parmi ses membres. Le processus de modernisation de révision

¹⁵⁶ Sur la crise des approvisionnements de gaz entre la Russie et l'Ukraine, qui ont considérablement affecté l'Union européenne, v. Sijbren De Jong, Jan Wouters, Steven Sterkx, « The 2009 Russian-Ukrainian Gas Dispute : Lessons for European Energy Crisis Management after Lisbon », *European Foreign Affairs Review*, 2010, vol.15, n°4, pp.511-538 ; Sijbren de Jong, Jan Wouters, « European Energy Security Governance : Key-Challenges and Opportunities in EU-Russia Energy Relations », Working Paper n°65, Leuven Centre for Global Governance Studies, Leuven University, Juin 2011, page 31.

¹⁵⁷ Lars-Christian U. Talseth, « The Politics of Power : EU-Russia Energy Relations in the 21st Century », Palgrave Macmillan, Switzerland, 2017, page 218.

¹⁵⁸ Andrei Belyi, Sophie Nappert, Vitaliy Pogoretsky, « Modernising the Energy Charter Process ? The Energy Charter Conference Road Map and the Russian Draft Convention on Energy Security », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 2011, vol.29, n°3, page 387 ; Van Agt Christof, « Tabula Russia. Escape from the Energy Charter Treaty », Clingendael International Energy Programme, Briefing Papers, septembre 2009, accessible à : http://www.clingendael.nl/publications/2009/20091001_ciep_paper_cvanagt_russia.pdf

¹⁵⁹ Andrei Belyi, and al., 2011, *op.cit.*, page 387.

¹⁶⁰ *Ibid.*, Tarcisio Gazzini, « Energy Charter Treaty : Achievements, Challenges and Perspectives », in Eric De Brabandere, Tarcisio Gazzini, *Foreign investment in the energy sector : Balancing private and public interests*, Brill/Nijhoff, Leiden/Boston, juin 2014, page 123.

qu'elle a enclenché faisait suite à la crainte d'un retrait russe, qui diminuerait considérablement sa portée.

La seconde décision qui va impacter le processus de la Charte de l'Energie, et qui a précédé l'arrêt de l'application provisoire du TCE, est la proposition de la Russie d'un nouvel accord multilatéral sur la sécurité énergétique, qui devait remplacer le TCE¹⁶¹, et qu'elle a présenté à la Commission Européenne ainsi qu'à de nombreux Etats¹⁶². Puisque les parties ne parvenaient pas à s'entendre sur le protocole de transit, notamment la question du mécanisme de règlement des différends¹⁶³, et que la Russie estimait que Gazprom en pâtissait lourdement¹⁶⁴, elle a proposé de s'éloigner du cadre du TCE et de préparer un nouvel accord. D'autant que la Russie reprochait au TCE et au Secrétariat de la Charte de ne pas avoir pu jouer leur rôle durant la crise ukrainienne, autant dans sa prévention que dans sa résolution, et a remis en cause le bien-fondé et l'intérêt du TCE. Elle considérait, de ce fait, que la négociation d'un accord basé sur les principes du TCE n'était pas avenue¹⁶⁵.

La Charte de l'Energie reconnaissait cette faiblesse, et considérait la révision du Traité comme essentielle, au vu de l'évolution de la scène énergétique et des bouleversements majeurs qui avaient eu lieu depuis 1994, année de la conclusion du TCE¹⁶⁶. Mais alors que la Russie proposait et avait soumis à la Commission Européenne un tout nouveau traité, celle-ci l'a refusé, l'estimant vague et incomplet¹⁶⁷, et maintenait que toute nouvelle proposition « *should be considered within the ECT framework and any deviation benchmarked against the charter* »¹⁶⁸.

Ce projet de convention russe, qui devait davantage répondre aux préoccupations des pays producteurs, aspirait à une portée internationale, d'une envergure égale ou

¹⁶¹ Sophie Nappert, « EU-Russia Relations in the Energy Field: The Continuing Role of International Law », *OGEL*, 2009, vol.2, accessible à :

<https://pdfs.semanticscholar.org/a725/f0ff43cc4490ef86b4a11086e2b10705b5a6.pdf>, page 10.

¹⁶² « Conceptual Approach to the New Legal Framework for Energy Cooperation », texte disponible sur le site du Kremlin, accessible à : <http://en.kremlin.ru/supplement/258>

¹⁶³ Andrey Konoplyanik, « A Common Russia-EU Energy Space : The New EU-Russia Partnership Agreement, Acquis Communautaire and the Energy Charter », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 2009, vol.27, n°2, page 279.

¹⁶⁴ Andrei Belyi, « International Energy Governance: Weakness of Multilateralism », *International Studies Perspectives*, 2014, vol.15, page 323; Sijbren De Jong et al., *op.cit.*, page 32 .

¹⁶⁵ *Ibidem*, page 31.

¹⁶⁶ Sijbren De Jong et al, *op.cit.*, page 31 ; Tarcisio Gazzini, *op.cit.*, page 105.

¹⁶⁷ *Ibid.*, page 124, ; Lars-Christian U. Talseth, *op.cit.*, page 219 .

¹⁶⁸ Sijbren De Jong et al, *op.cit.*, page 34.

supérieure à celle du TCE. Si les deux textes se rejoignent sur l'objectif du multilatéralisme et de la sécurité énergétique, la nature des obligations qu'ils contiennent diffèrent considérablement. Ce qui n'est guère étonnant, étant donné que la politique énergétique de la Russie, ainsi que le cadre juridique afférent ont subi des changements importants entre le milieu des années 1990, période de négociation du TCE, et le milieu des années 2000, où elle a épousé le phénomène du « nationalisme des ressources », en réduisant la protection et les garanties des investisseurs étrangers, et en accordant un traitement préférentiel aux entreprises détenues par l'Etat. Par exemple, le Ministre de l'Energie peut décider seul de révoquer la licence d'exploration de toutes les entreprises présentes sur le territoire, à l'exception des licences détenues par des entreprises publiques, sans avoir à motiver sa décision¹⁶⁹. Ce type de mesures représente typiquement ce que le TCE interdit, eu égard à la protection des investissements déjà réalisés, et ce qu'il décourage fortement, concernant ceux déjà en phase de réalisation.

Le projet de convention russe aborde alors ces questions, et celles relatives à la sécurité, à travers le prisme des législations nationales, montrant peu d'interférences avec des obligations internationales¹⁷⁰. Si la Russie est attachée à l'idée d'une convention multilatérale, alors qu'elle tient à limiter les interférences avec le droit international sur son territoire, c'est en raison des activités internationales de ses entreprises nationales, qui connaissent une expansion importante à l'étranger¹⁷¹. Cela rend la Russie favorable à une certaine forme de multilatéralisme, afin de protéger leurs intérêts, et de ce fait, les siens, dans la mesure où ses entreprises nationales sont indubitablement utilisées comme des instruments de politique étrangère¹⁷².

Le TCE et le texte russe portaient sur les mêmes domaines¹⁷³, ce qui les plaçait en concurrence, le projet de convention russe présentant l'avantage d'être plus attractif pour des Etats producteurs et exportateurs d'hydrocarbures qui ne souhaitaient pas adhérer au TCE, limitant ainsi l'ampleur de sa gouvernance mondiale¹⁷⁴. Cette crainte d'un départ définitif de la Russie ainsi que de la mise en place d'un cadre multilatéral parallèle, incluant les plus grands Etats producteurs, qui aurait pour effet de rendre

¹⁶⁹ Andrei Belyi, 2014, *op.cit.*, page 322.

¹⁷⁰ Andrei Belyi et al., 2011, *op.cit.*, page 385.

¹⁷¹ Andrei Belyi, 2014, *op.cit.*, page 322.

¹⁷² Voir infra, titre 2 chapitre 1

¹⁷³ L'investissement, le transit et le commerce.

¹⁷⁴ Andrei Belyi et al., 2011, *op.cit.*, page 384.

« caduque » le TCE¹⁷⁵, ajoutés au fait que la crise ukrainienne avait révélé le degré de « vulnérabilité » de la sécurité énergétique européenne à des éléments qui lui étaient externes et pouvaient lui échapper¹⁷⁶, ont eu pour conséquences une volonté de révision de la Charte de l’Energie et du Traité sur la Charte de l’Energie, et une expansion géographique de leur champ d’application afin de se maintenir comme le principal instrument multilatéral régulant l’énergie¹⁷⁷.

b. La charte internationale de l’énergie de 2015 et le processus de révision du TCE

Le lien entre la volonté de « modernisation » du processus de la charte de l’énergie et le projet de convention russe est évident, et la « feuille de route » du processus de la Charte de l’Energie s’y réfère directement dans son préambule¹⁷⁸. Cette référence a pour objectif de démontrer à la Russie que le processus tenait compte de ses préoccupations¹⁷⁹. Le « processus » visait à la fois à éviter un retrait de la Russie et à opérer une expansion géographique de ses membres¹⁸⁰, afin de ne plus être prisonnier du cadre russo-européen qui avait prévalu, et qui, en cas de retrait de la Russie, viderait le TCE de sa « raison d’être »¹⁸¹.

Le but était également de finaliser les protocoles en cours de négociation, de réviser quelques dispositions du TCE¹⁸², et de discuter de la portée contraignante ou non-contraignante de certaines d’entre elles, à l’instar de celles relatives à la phase de réalisation des investissements, afin de tenir compte des évolutions et enjeux de la scène énergétique mondiale, et dans le dessein de pouvoir devenir « *a truly global*

¹⁷⁵ « *The ECT remains one of the cornerstones of the regulation of the energy sector in the region, but can hardly afford to keep the Russian Federation out* » Tarcisio Gazzini, *op.cit.*, page 122.

¹⁷⁶ Andrei Belyi and al., 2011, *op.cit.*, page 386.

¹⁷⁷ Tarcisio Gazzini, *op.cit.*, page 124.

¹⁷⁸ « *The energy charter treaty and the Modernisation of the Energy Charter Process* », accessible à : <http://www.energycharter.org/media/news/article/the-energy-charter-treaty-and-the-modernisation-of-the-energy-charter-process/>

¹⁷⁹ Tarcisio Gazzini, *op.cit.*, page 122.

¹⁸⁰ En Août 2012, a été adopté la politique « Consolition, Développement, Elargissement (CONEXO) ».

¹⁸¹ Andrei Belyi and al., 2011, *op.cit.*, page 38.

¹⁸² « *Astana Declaration of the Energy Charter Process for Global Energy Architecture (2015–2019)* », accessible à : http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Astana_Declaration_2014_ENG.pdf

norm entrepreneur »¹⁸³. Le TCE avait en effet souffert de certaines critiques relatives à son manque d'utilité¹⁸⁴.

La révision du processus allait alors passer par deux étapes : l'adoption d'une Charte Internationale de l'Energie, qui consisterait en une mise à jour de la Charte Européenne de l'Energie de 1991. Le passage d'une charte européenne à une charte internationale dénotait bien de la volonté d'internationalisation. Et, à l'instar du processus initial des années 1990, la conclusion de cette charte constituerait une base pour une révision du TCE. Cette révision, qui ne doit pas modifier les éléments essentiels du Traité, est actuellement en cours, et les travaux et études préliminaires menés montrent que la question de l'accès est toujours aussi épineuse¹⁸⁵. D'autant que la volonté d'extension géographique du processus l'oblige à s'accommoder de la position de plusieurs Etats aux situations et vues divergentes¹⁸⁶.

Alors que, depuis la signature du TCE en 1994, l'Union Européenne a achevé la libéralisation du secteur énergétique par ses politiques, et que des Etats, tels que la Norvège, n'émettraient pas d'objections aujourd'hui à une réglementation contraignante de la phase de réalisation des investissements, tel n'est pas le cas de nombreux pays producteurs et exportateurs qui préfèrent que cette question reste exclusivement traitée par les législations nationales¹⁸⁷. Ainsi, bien que cette phase demeure difficile à régler par le biais d'un traité, on ne peut cependant pas conclure que cette problématique n'a pas évolué, mais plutôt qu'elle s'est déplacée. Elle n'affecte plus les mêmes Etats, mais témoigne de la vivacité de certains éléments, tels que la volonté de maintenir un traitement particulier pour les sociétés nationales, et de la nature particulièrement sensible de cette étape.

Ainsi, alors que plusieurs alternatives sont envisageables pour une révision du Traité sur la Charte de l'Energie¹⁸⁸, il semble presque certain qu'un instrument

¹⁸³ Irina Kustova, *op.cit.*, page 363.

¹⁸⁴ Philips Andrew-Speed « The Energy Charter Treaty : its importance to Western European Energy Companies », *Oil and Gas Law and Taxation Review*, Septembre 1996, vol.14, n°9, page 377.

¹⁸⁵ Energy Charter Secretariat, « Eliminating barriers to the entry and to the establishment of energy investments : Negotiating non-discriminatory pre-investment obligations, market access and facilitating investment in the energy sector », *Occasional Paper Series*, 2017.

¹⁸⁶ Irina Kustova, *op.cit.*, page 365.

¹⁸⁷ Energy Charter Secretariat, *op.cit.*, page 47 .

¹⁸⁸ Irina Kustova, *op.cit.* page 264 ; Tarcisio Gazzini , *op.cit.*, page 123.

relevant de la *soft law* sera maintenu pour la réalisation des investissements. Bien que l'étude publiée par le Secrétariat de la Charte n'exclue pas un instrument de nature contraignante qui serait, selon le Secrétariat, plus efficace pour augmenter les investissements privés, celui-ci semble incompatible avec le souhait d'internationalisation et de compromis. Il apparaît aussi que de nouveaux éléments entrent dans l'équation, tels que le développement de sources d'énergie non-épuisables, qui posent de façon différente la question d'un accès universel à l'énergie¹⁸⁹. Ces objectifs doivent se cependant se conjuguer avec les intérêts des Etats et un équilibre doit être trouvé, mais le fait que l'option d'un instrument non-contraignant soit envisagée¹⁹⁰, que les mêmes considérations prévalent¹⁹¹, et que les mêmes objectifs soient encore à l'ordre du jour, après plus de vingt ans autour de cette même question, indiquent clairement qu'un instrument international contraignant règlementant la phase de réalisation des investissements énergétiques n'est pas prêt de voir le jour.

L'échec du TCE à règlementer cette phase, qui était pourtant un objectif constitutif, n'a toutefois pas empêché d'autres modes « indirects » de gouvernance de progresser et d'influer sur les pratiques des Etats. Les dispositions TCE constituent, en outre, une référence en termes d'instrument multilatéral règlementant l'énergie, pouvant inspirer d'autres organisations¹⁹². Car le TCE, à l'instar d'autres instruments internationaux¹⁹³, est aussi une garantie de réputation internationale qui permettra à certains Etats producteurs d'hydrocarbures, dépendants de financements internationaux, d'obtenir des prêts des institutions financières internationales. Toutefois, dans de nombreux cas, l'essence même de ces prêts est de financer des réformes juridiques visant à l'instauration d'un meilleur climat d'investissement¹⁹⁴.

¹⁸⁹ Energy Charter Secretariat, *op.cit.*, page 8.

¹⁹⁰ Tarcisio Gazzini, *op.cit.*, page 125.

¹⁹¹ Charte Internationale de l'énergie, paragraphe 4, accessible à :

http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Legal/IEC_FR.pdf

¹⁹² Par exemple, la Communauté économique des Etats d'Afrique de l'ouest a adopté le 31 janvier 2003 un Protocole Energétique directement inspiré des dispositions du TCE. Accessible à : <http://investmentpolicyhub.unctad.org/Download/TreatyFile/5477>

¹⁹³ Voir infra, Section 2.

¹⁹⁴ Tarcisio Gazzini, *op.cit.*, page 127.

Paragraphe 2. Les programmes d'assistance technique de la Banque Mondiale et leur influence sur les modalités d'octroi des contrats.

Les programmes d'assistance et de financement de la Banque Mondiale¹⁹⁵ à destination des pays producteurs et exportateurs d'hydrocarbures ont débuté suite aux chocs pétroliers des années 1970¹⁹⁶. Cependant, à partir du contre-choc pétrolier intervenu en 1986, ces programmes ont pris une tournure totalement différente et ont consisté en une refonte des régimes juridiques relatifs à l'exploration et l'exploitation pétrolières, dans le but d'augmenter le flux d'investissements directs étrangers. L'envergure, la continuité et la pérennité de ces programmes, qui ont pris des formes variées en fonction des contextes nationaux et internationaux¹⁹⁷, ont grandement contribué à une standardisation, à un niveau national, des conditions applicables aux investisseurs étrangers, et à une uniformisation, à un échelon international, des règles juridiques en la matière.

A. Les projets d'assistance et de conseil de la Banque Mondiale

Au milieu des années 1980, dans un contexte de chute des prix pétroliers qui a bouleversé la configuration du marché et a placé les Etats producteurs d'hydrocarbures dans une position extrêmement vulnérable, la Banque Mondiale a lancé les « Petroleum Exploration Promotion Projects », ayant pour but d'aider les pays en développement, riches en ressources énergétiques, à mettre en place des régimes juridiques pour leur secteur pétrolier, reposant sur des standards internationaux¹⁹⁸, qui soient attractifs pour les investisseurs étrangers, afin de leur permettre de stimuler leur exploration et production pétrolières¹⁹⁹. Il s'agissait alors « d'adapter les institutions nationales en vue d'attirer les investisseurs »²⁰⁰, et non plus, comme lors de la décennie précédente de « mettre en place des institutions

¹⁹⁵ Principalement à travers la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement (BIRD) et l'Association Internationale de Développement (IDA).

¹⁹⁶ Hossein Razavi, « Oil and gas financing by the World Bank », *Energy Policy*, 1995, Vol.23, n°11, page 1003.

¹⁹⁷ *Ibid.*, page 1001

¹⁹⁸ William T. Onorato, J. Jay Park, « World Petroleum Legislation : Frameworks that foster oil and gas development », *Alberta Law Review*, 2001, Vol.39, n°1, page 71.

¹⁹⁹ *Ibid.*

²⁰⁰ Pierre Noel, *op.cit.*, page 15

multilatérales permettant aux gouvernements des pays en développement de se passer des compagnies multinationales »²⁰¹.

Ce programme, qui s'est principalement appliqué en Afrique Sub-saharienne, en Europe de l'Est, en Amérique Latine, dans quelques pays d'Asie et dans les Caraïbes²⁰², a par la suite été suivi d'autres programmes d'assistance technique ayant pour objet une réforme du régime juridique ou le financement d'opérations, et ce sous diverses formes²⁰³. Ce type de programme entraînait également des réformes législatives ou contractuelles, étant donné que la Banque Mondiale conditionnait son financement au respect de certains standards ou principes²⁰⁴. Ainsi, depuis les années 1980, cette dernière a financé des projets avec l'objectif constant « *of acting as a catalyst* » pour mobiliser l'afflux d'investissements directs étrangers dans les pays producteurs²⁰⁵. Elle a joué un rôle considérable dans le développement des régimes pétroliers et miniers, et on estimait en 2010 qu'elle avait contribué à la réforme du régime juridique de plus d'une centaine de pays²⁰⁶. De surcroît, dans le cadre d'aides bilatérales, telles que celles menées par la Norvège, à travers le programme « *oil for development* » la Banque Mondiale finance certains projets ciblés²⁰⁷. Son influence a

²⁰¹ *Ibid.*

²⁰² William T. Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 71 et 72.

²⁰³ Hossein Razavi, *op.cit.*, page 1001 ; sur le financement de projets énergétiques, voir le numéro d'*Energy Policy* consacré à ce sujet : *Financing the energy sector in developing countries*, Novembre 1995, Vol.23, n°11.

²⁰⁴ M. Sornarajah, *The international law on foreign investment*, 3ème édition, Cambridge University Press, 2010, page 49.

²⁰⁵ William T. Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 71 et 72.

²⁰⁶ Heike Mainhardt-Gibbs « Survey of Civil Society Participation in the Extractive Industries, Transparency Initiative and the Role of the World Bank », *Bank Information Center*, World Bank Group, Février 2010, page 1.

²⁰⁷ En 2005, la Norvège a débuté un programme d'aide dénommé « *oil for development* », ayant pour but d'aider plusieurs pays en développement à mettre en place ou améliorer leur régime juridique et institutionnel relatif aux hydrocarbures. Ce projet avait initialement pour visée d'étendre l'influence politique de la Norvège en Afrique de l'Ouest, afin d'asseoir la position commerciale de ses entreprises, et notamment celle de Statoil. Mais le gouvernement norvégien avait finalement décidé d'éviter toute interférence et conflit d'intérêt et de se focaliser sur l'assistance technique des institutions en charge du secteur. Ces réformes portaient principalement sur la rédaction de lois relatives aux hydrocarbures, la mise en place d'appels d'offres, d'organes de régulation indépendants, l'amélioration des capacités techniques des agences impliquées et de la société pétrolière nationale quand elle occupait des fonctions institutionnelles, le renforcement de l'industrie nationale, l'aide à la préparation de modèles de contrats. Ce programme a concerné, selon des degrés de mise en œuvre divers, des pays tels que le Mozambique, le Timor Oriental, le Nicaragua, Sao Tome et Principe, le Liban, le Ghana, l'Ouganda, la Bolivie, la Birmanie, le Nigéria, le Soudan et la Tanzanie. Ces réformes sont également en cours de réalisation dans des pays tels que l'Angola et Cuba. Dans certains Etats, l'importance du programme est telle que les fonctionnaires de l'administration pétrolière consultent leurs homologues pour la signature d'un avenant contractuel. Sur le programme « *oil for development* », Audun Solli, « From Good Governance to Development? A critical Perspective on The Case of Norway's Oil for development », *Forum For Development Studies*, mars 2011, Vol. 38, n°1, page 65; « Facing the resource curse : Norway's Oil for Development Program », Rapport Scanteam, Janvier 2013 ; « The Oil for Development Program », Annual Report 2016,

pris tant d'envergure dans les programmes de financements, que même lorsqu'elle ne sponsorise pas un projet, elle agit tout de même en tant que « *trend setter* »²⁰⁸. Cette influence se manifeste selon des degrés divers en fonction des aspects pris en considération. Par exemple, dans le domaine des de la responsabilité sociale des entreprises et du développement durable, même si son implication a pu être remise en question dans certains projets²⁰⁹, les standards opérationnels qu'elle a édictés, qui sont destinés à son personnel mais inclus également dans les accords de prêt, les rendant ainsi opposables à l'Etat destinataire de l'aide, ont gagné une « dimension externe »²¹⁰. Ils jouent ainsi un rôle crucial dans l'émergence de nouvelles pratiques internationales dans ce domaine, servant ainsi de base dans la négociation et conclusion d'autres instruments²¹¹. La question de la mise en œuvre efficace de ces projets, ou de leur bien-fondé eu égard à leur but²¹², n'altère en rien le rôle de la Banque Mondiale en tant que « *norm-generator* »²¹³.

Dans le cadre des programmes visant une réforme juridique du secteur, partielle ou complète, les pratiques recommandées ou imposées - en fonction de la teneur du projet et de la dépendance du pays aux fonds alloués - étaient conformes à l'idéologie de la Banque Mondiale et étaient donc teintées de libéralisme, selon des degrés variables. Le but étant systématiquement de stimuler l'exploration et/ou la production à travers une augmentation de l'investissement étranger, l'objectif était alors de mettre en place des mesures incitatives pour y parvenir. L'éventail des mesures était large, et allait de l'inclusion de dispositions autorisant le recours à l'arbitrage international pour le règlement des différends, la possibilité pour les entreprises de

Norad ; « Norwegian Petroleum Directorate Contribution to Oil for Development », Norwegian Petroleum Directorate, 2006-2007.

²⁰⁸ Genoveva Hernandez Uriz, « The Application of the World Bank Standards to the Oil Industry : Can the World Bank Group promote corporate responsibility ? », *Brooklyn Journal of International Law*, 2002, Vol.28, n°1, page 80.

²⁰⁹ *Ibid.*, page 83.

²¹⁰ Laurence Boisson de Chazournes, « Policy Guidance and Compliance: The World Bank Operational Standards », in Dinah Shelton, *Commitment and Compliance : The role of non-binding norms in the international legal system*, Oxford University Press, 2000, page 281.

²¹¹ *Ibid.*, page 282

²¹² M. Sornarajah, *op.cit.* pages 50 et s.

²¹³ Benedict Kingsbury, « Operational Policies of International Institutions as part of the Law-Making Process : The World Bank and Indigenous Peoples », in Guy S. Goodwin-Gill et Stefan Talmon, *The reality of International Law , Essays in Honor of Ian Brownlie*, Oxford University Press, 1999, page 336 ; Genoveva Hernandez Uriz, *op.cit.*, page 81.

« *booker* » des réserves²¹⁴, la participation à l'exploitation de réserves déjà découvertes, la mise en place d'appel d'offres, à des mesures telles que la restructuration ou la privatisation d'entreprises nationales, la libéralisation des prix, la suppression des barrières à l'importation et à l'exportation²¹⁵.

Chaque projet national avait ses spécificités, mais l'uniformité des pratiques et standards, conformes à la politique et à l'idéologie de la Banque Mondiale, ont conduit à la formation d'un socle de principes essentiels, qui se sont progressivement internationalisés. Une certaine unité se reflète tant dans le formalisme qui va être adopté que dans les conditions fondamentales qui seront appliquées. Ces deux volets seront évolutifs, et les projets de la Banque Mondiale vont à la fois participer à ces développements et les relayer.

La concurrence entre les pays producteurs pour attirer l'investissement étranger, notamment en période de baisse des prix, a eu des conséquences considérables sur le mimétisme et la duplication des pratiques, chaque Etat voulant s'assurer que les conditions qu'il offrait n'étaient pas moins favorables que celles de ses voisins ou de pays aux mêmes profils (en termes de potentialités)²¹⁶, qu'ils soient destinataires des programmes d'aide ou pas. Les Etats voulaient également s'assurer que les obligations des sociétés étrangères, par exemple en termes de formation et d'emploi du personnel local, n'étaient pas plus avantageuses dans d'autres pays. L'existence ou la recherche d'une pratique internationale ou régionale existante constituait alors un outil de négociation pour les parties²¹⁷, les amenant à soutenir une certaine position. Il fallait alors déterminer quelle était la pratique internationale applicable sur un aspect précis, et cela pouvait s'avérer difficile, notamment pour ce qui avait trait à la fiscalité, car les conditions, à cette époque-là, pouvaient beaucoup varier d'un pays à l'autre, étant donné que certaines d'entre elles étaient entièrement négociées²¹⁸.

Cette recherche et duplication de pratiques existantes a exacerbé la standardisation des règles juridiques et contractuelles dans le secteur, qui affectent directement le

²¹⁴ Les entreprises peuvent *booker* des réserves lorsqu'elles ont la propriété des réserves extraites.

²¹⁵ Tel que cela a été le cas en Argentine par exemple, voir *infra*, chapitre 2.

²¹⁶ William T. Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 106.

²¹⁷ Chakib Khelil, « Fiscal Systems for Oil :The government « take » and competition for exploration investment », The World Bank, *Note n°46*, page 3.

²¹⁸ William T. Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 106.

processus d'attribution des droits. Le cœur des « *Petroleum Exploration Promotion Projects* » consistait en la préparation d'un « *legislative package* » constitué d'une loi pétrolière, des réglementations afférentes, et d'un modèle de contrat²¹⁹. Les activités de conseil et d'assistance pour l'élaboration de ces textes, ainsi que celles d'autres « packages », sont accomplies par des conseillers et consultants externes à la Banque Mondiale, ce qui permet à cette dernière, malgré son financement, de décliner officiellement toute responsabilité sur les contenus qui vont être mis en place. Mais l'importance qu'elle accorde à un « *continuous policy dialogue* », et l'attention que lui prêtent les pays emprunteurs garantissent que la philosophie et les politiques de la Banque Mondiale sont reflétées dans ces « *petroleum law packages* » et rendent son implication indéniable²²⁰.

B. Le contenu de ces programmes

La Banque Mondiale a principalement élaboré des « *legislative packages* » pour chaque Etat destinataire de son aide, mais ils s'articulaient autour des mêmes principes. William Onorato, qui avait participé à leur rédaction, a publié en 1995 un article détaillant les orientations juridiques promues par la Banque Mondiale²²¹. Celui-ci a été actualisé en 2001 et nous servira d'appui pour appréhender ces programmes²²². Le projet d'assistance technique dont a bénéficié l'Algérie pour l'élaboration de la loi du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures fournira une illustration du contenu de ces « *packages* ».

a. Les « legislative packages »

²¹⁹ Thomas W. Walde, « Investment policies in the international petroleum industry : responses to the current crisis », in Nicky Beredjick et Thomas W. Walde, *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Springer, Netherlands, 1988, page 10. Il y avait aussi des « information package » sur les informations géologiques, qui comprennent des travaux sismiques ou géophysiques, et des packages « *promotion activities* »

²²⁰ *Ibid.*

²²¹ William T. Onorato, « Legislative Framework Used to Foster Petroleum Development », The World Bank Legal Department, *Policy Research Working Paper n°1420*, The World Bank, Washington, 1995

²²² Onorato William T., Park J. Jay, « World Petroleum Legislation : Frameworks that foster oil and gas development », *Alberta Law Review*, 2001, Vol.39, n°1.

Jusque dans les années 1970, il était fréquent que les activités pétrolières soient régies par les lois minières²²³. Dans les années 1980, s'est dessinée une tendance générale visant à les distinguer et à conférer aux activités pétrolières une loi qui leur soit exclusivement consacrée, bien que plusieurs aspects soient similaires pour les deux types d'activités²²⁴. Dans les deux cas, ces segments dérogent généralement aux codes d'investissements, et n'obéissent qu'aux dispositions qui leur sont spécifiquement dédiées, au vu de leurs particularités et de leur rôle stratégique dans l'économie nationale²²⁵.

Les lois pétrolières, tant dans leur contenu et leurs conditions applicables aux investissements étrangers, que dans leur forme, ont connu des évolutions, auxquelles la Banque Mondiale a directement participé. Dans le cadre, en premier lieu, des « *Petroleum Exploration Promotion Projects* », puis dans d'autres programmes d'assistance technique suivant la même approche, elle a en effet aidé les Etats à mettre en place des « *legislative packages* » qui leur permettent une exploitation optimale de leurs réserves, à travers une politique incitative pour les investisseurs étrangers²²⁶. Ces « *packages* » comprenaient une loi relative aux hydrocarbures, des règlements, et un contrat ou modèle de contrat qui sera conclu avec l'entreprise étrangère. L'articulation entre ces trois composants, motivée par le souhait d'inciter et de protéger autant que possible l'investissement étranger²²⁷, a été évolutive.

²²³ Michael Bunter, *The Promoting and Licesning of Petroleum Prospective Acreage*, 2002, op.cit., page 90.

²²⁴ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *Oil, Gas and Mining : A Sourcebook for Understanding the Extractive Industries*, World Bank Group, Washington, 2017, page 69.

²²⁵ Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, op.cit., page 95.

²²⁶ Genoveva Hernandez Uriz, op.cit., page 82.

²²⁷ Thomas W. Walde, 1988, op.cit., page 10.

1. Les « *Petroleum Exploration Promotion Projects* »

Initialement, dans le cadre des « *Petroleum Exploration Promotion Projects* » lancés en 1986, la Banque Mondiale considérait que la pierre angulaire d'un cadre juridique d'opérations pétrolières efficace devait consister en une loi pétrolière qui soit brève, telle une loi-cadre, comprenant uniquement les éléments essentiels²²⁸, et qui soit complétée par des réglementations aisément modifiables²²⁹, et un contrat pétrolier qui serait quant à lui extrêmement détaillé²³⁰.

Ainsi, alors que la propriété nationale des ressources pourrait conduire à penser que la loi pétrolière serait l'instrument unique, ou du moins prééminent pour régir l'ensemble des opérations, l'influence de la Banque Mondiale a contrecarré le poids accordé à la loi pétrolière²³¹. Le professeur Thomas Walde a relevé que durant les années 1970, les lois adoptées tendaient à définir en détail, et de façon rigide, les conditions contractuelles²³², alors que les législations adoptées à partir du milieu des années 1980 suivaient l'approche préconisée par la Banque Mondiale et laissaient plus de latitude au gouvernement dans la négociation des accords pétroliers, la loi se contentant d'ériger des principes généraux²³³.

Dans cette construction, le principal instrument, qui intègre tous les aspects des opérations et des rapports avec l'Etat est le Contrat Pétrolier. Il s'agissait du modèle américain de contrat englobant tous les aspects (« *all-encompassing contract* »), qui permet d'avoir un outil unique qui régisse toutes les phases des opérations pétrolières et gazières, garantissant à l'entreprise étrangère la continuité de ses droits durant toutes ces étapes²³⁴. Cette inspiration s'explique, d'après le professeur Thomas Walde, par la prépondérance des compagnies américaines dans les pays destinataires

²²⁸ *Ibid.* Il s'agissait par exemple de la désignation de l'entité gouvernementale autorisée à contracter, la conduite des opérations pétrolières en fonction d'une licence ou contrat, une référence ou une annexe du modèle de contrat, les pouvoirs de l'autorité compétente en vertu de ce contrat, sa capacité à édicter des réglementations, les principaux droits et obligations du contractant, les impôts et taxes, la stabilisation fiscale, protection environnementale, le recours à l'arbitrage international.

²²⁹ Il était préférable qu'elle soit alors édictées par l'autorité en charge de la conclusion des contrats. William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 77.

²³⁰ *Ibid.*, pages 72 et 73 ; Thomas W. Walde, 1988, *op.cit.*, page 10.

²³¹ *Ibid.*

²³² *Ibid.*, page 11.

²³³ *Ibid.*

²³⁴ *Ibid.*, page 10.

du programme, et leur connaissance des contrats tels qu'ils avaient été développés dans l'industrie américaine, notamment au Texas²³⁵.

L'objectif de ce cadre est de fournir au gouvernement et aux entreprises étrangères un régime juridique et contractuel clair et précis, au sein duquel ils peuvent négocier des accords qui seront mutuellement avantageux et qui faciliteront le développement des ressources pétrolières dans l'Etat d'accueil. Surtout, cette construction juridique assure une flexibilité qui sera utile en cas de changements de conditions économiques, puisque, tel que prévu par la Banque Mondiale, les réglementations doivent être édictées par l'autorité gouvernementale en charge de la conclusion des contrats et ne doivent pouvoir être modifiés que par cette dernière²³⁶. Il est également préférable que le contrat et ses avenants n'aient pas à faire l'objet d'une ratification ou d'une approbation parlementaire²³⁷. Concentrer les conditions les plus importantes et les plus détaillées dans le contrat permet en outre à l'investisseur d'être prémuni contre toute modification unilatérale de l'Etat sur les points les plus cruciaux.

De surcroît, la Banque Mondiale mettait en avant le fait que cette construction juridique présentait l'avantage de regrouper tous les éléments relatifs aux opérations pétrolières, ce qui est un élément important lorsqu'une entreprise étrangère est à la recherche d'opportunités d'investissement. Un régime unifié sera préféré à un régime où elle devra elle-même reconstituer, à travers de nombreux textes, les dispositions qui vont s'appliquer à son investissement et ses opérations²³⁸. La Banque Mondiale préconise en outre que ce cadre juridique doive être cohérent avec le système légal du pays d'accueil, mais également avec les principes de droit international²³⁹. En dépit des conseils juridiques pour les négociations donnés aux Etats et de son argumentation sur les bénéfices mutuels de ces *packages*²⁴⁰, il est indéniable que cette construction et les principes qu'elle convoque sont conçus pour profiter davantage aux entreprises étrangères.

²³⁵ *Ibid.*

²³⁶ William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 77.

²³⁷ *Ibid.*, page 73.

²³⁸ *Ibid.*

²³⁹ *Ibid.*

²⁴⁰ Thomas W. Walde, 1988, *op.cit.*, page 10.

Dans l'articulation de ce *package*, l'accent est mis sur la nécessité de la flexibilité et l'importante latitude laissée à l'autorité compétente pour négocier le contrat, élément qui pourrait amener à penser qu'une importante marge de manœuvre est donnée à celle-ci vis-à-vis des conditions qui seront discutées avec la partie privée. En réalité, il s'agit davantage d'une liberté de l'autorité compétente vis-à-vis de son Etat, puisqu'elle peut adopter et amender des règlements et des contrats, sans nécessité d'une ratification parlementaire ou d'un autre type de contrôle - et non pas d'une véritable latitude pour négocier le contrat à son gré avec l'entreprise étrangère - étant donné qu'une orientation globale était prescrite, de même que le respect de certaines conditions, notamment fiscales.

En effet, plusieurs précautions sont prises pour garantir cette flexibilité. La Banque mondiale recommandait par exemple que les négociations se fassent sur la base d'un modèle de contrat²⁴¹. Elle estimait cependant que ce modèle ne devait pas être annexé à la loi pétrolière, comme cela pouvait parfois être le cas, afin qu'il demeure un instrument flexible pour les parties²⁴². Cette recherche de flexibilité devait permettre aux gouvernements « d'ajuster les termes et conditions selon les changements de circonstances (économiques, ou relatifs aux périmètres en question), d'améliorer ses capacités de négociation, et de faire évoluer les conditions au fil du temps »²⁴³, mais profitait également aux entreprises étrangères, puisque le fait de ne pas être contraint par un modèle de contrat leur donnait davantage de marges de manœuvre durant les discussions.

Aussi, sans interdire le recours aux négociations directes pour les périmètres n'ayant pas fait l'objet d'une mise en concurrence, les « *Petroleum Exploration Promotion Projects* » encourageaient cependant fortement le passage par un appel d'offres pour l'octroi des contrats et licences, afin de créer une égalité des chances entre les investisseurs potentiels, mais une marge importante de négociation était présente dans ce processus. Il s'agissait de sélectionner le soumissionnaire les plus adéquats, en fonction d'une procédure prédéterminée, qui se voulait non-discriminatoire et transparente, et par la suite d'entamer des négociations avec

²⁴¹ William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 89.

²⁴² *Ibid.*, page 76.

²⁴³ Thomas W. Walde, 1988, *op.cit.*, page 11.

l'entreprise choisie²⁴⁴. Cette pratique d'une négociation postérieure à la sélection du soumissionnaire est aujourd'hui le plus souvent interdite, car elle remet en cause le bien-fondé du processus, et entraîne une trop grande multiplicité des conditions d'un contrat à l'autre²⁴⁵, même lorsque les conditions géologiques ou économiques sont similaires. L'issue de la négociation sera, en outre, fonction de la force de négociation des parties en jeu. Cette diversité conduira à un régime national des opérations pétrolières très hétérogène, et rendra la gestion des contrats difficile²⁴⁶.

Les dispositions contractuelles recommandées dans le cadre de ces « *packages* » avaient également pour but d'augmenter la part revenant aux entreprises privées, de leur assurer une meilleure protection²⁴⁷, et d'intensifier leur liberté durant la conduite des opérations²⁴⁸. Par exemple, la Banque Mondiale déconseille, une fois le contrat signé, que l'autorisation de l'autorité compétente ne soit requise pour certaines opérations ou procédures, telle que la conversion d'une licence d'exploration en licence de production, sauf s'il s'agit d'une simple formalité²⁴⁹. Cette conversion ou l'approbation d'une découverte commerciale est parfois problématique encore aujourd'hui, car il arrive que le délai d'approbation des autorités gouvernementales soit trop long²⁵⁰. Néanmoins, elle peut être encadrée par des délais, et la contourner reviendrait à accorder une trop grande latitude aux entreprises étrangères sur les réserves nationales. La Banque Mondiale prévoit alors que toutes les autorisations devraient être obtenues par l'autorité compétente avant la signature du contrat²⁵¹. Le but de ce type de disposition est alors d'assurer la continuité du contrat, à travers toutes les phases, en réduisant de façon substantielle l'intervention de l'autorité compétente. A l'inverse, l'autonomie des entreprises étrangères en était élargie²⁵².

En outre, la préconisation selon laquelle seule l'autorité en charge de la conclusion des contrats puisse édicter et modifier les réglementations relatives empêche alors que l'autorité en charge ne soit l'entreprise pétrolière nationale, puisque celle-ci n'a

²⁴⁴ William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 88.

²⁴⁵ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *op.cit.*, page 69.

²⁴⁶ *Ibid.*

²⁴⁷ Notamment via le recours à l'arbitrage international comme moyen de règlement des différends.

²⁴⁸ Leurs obligations non-économiques furent par exemple réduites. Pierre Noël, *op.cit.*, page 16.

²⁴⁹ William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 78.

²⁵⁰ Les délais d'approbations des décisions peuvent être très longs dans certains pays.

²⁵¹ William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 78.

²⁵² Pierre Noël, *op.cit.*, page 16.

pas ce pouvoir réglementaire. Si la prise en charge de cette fonction par l'entreprise nationale est fortement découragée, pour toute une série de motifs²⁵³, les Etats sont également dissuadés de participer aux opérations à travers leur entreprise nationale, alors que cela était pourtant le cas dans la plupart des pays producteurs d'hydrocarbures. Cette participation est, en effet, souvent « portée »²⁵⁴ durant la phase de l'exploration, et elle constitue donc une forme de taxation supplémentaire pour les entreprises étrangères. La question de la capacité de l'entreprise nationale à financer ensuite ses opérations se pose également, ce qui conduit donc la Banque Mondiale à encourager les Etats à limiter à 10% cette participation, pourcentage qui correspondrait au transfert de technologie et à l'acquisition du savoir-faire, et qui permettrait à l'Etat d'avoir une voix dans les opérations à travers son entreprise²⁵⁵.

La question de la fiscalité a constitué une part importante de ces changements, car au-delà du fait que les taxes et impôts avaient baissé, en raison du changement de circonstances économiques, c'est la structure même de la fiscalité qui a été modifiée, « afin d'établir un partage des risques entre l'Etat propriétaire des ressources et la compagnie pétrolière beaucoup plus favorable à celle-ci »²⁵⁶. La fiscalité n'était dorénavant plus basée sur les revenus, mais sur la « rentabilité effective » des projets²⁵⁷, et ce sous l'influence de la Banque Mondiale, qui considérait qu'une taxation basée sur les revenus était dissuasive pour les investisseurs étrangers. Cet aspect a d'ailleurs rencontré quelques oppositions dans certains pays, notamment d'ex Union Soviétique²⁵⁸. Les Etats en question étaient en effet réticents à mettre en œuvre cette forme de taxation, car si la rentabilité du projet « s'avère faible, par exemple si le champ est de petite taille, les coûts techniques élevés, le prix du pétrole déprimé, le prélèvement fiscal par baril sera très modeste: c'est bien l'État qui assume le risque- Il importe de comprendre qu'à travers ces mécanismes, l'État augmente les incitations à investir sur son territoire au prix d'une répartition globale du risque qui

²⁵³ voir infra , titre 2.

²⁵⁴ Le portage signifie que la société étrangère assume tous les coûts et l'ensemble des risques durant la phase d'exploration, et que la société nationale ne rembourse sa part qu'en cas de découverte commerciale.

²⁵⁵ William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 75.

Cependant, si le package Banque Mondiale décourage la participation de l'entreprise nationale, c'est aussi et principalement en raison du fait que plus la participation de celle-ci sera élevée, et plus faible sera la rentabilité du projet pour la société étrangère.

²⁵⁶ Pierre Noel, *op.cit.*, page 16.

²⁵⁷ *Ibid.* Pour cela, on recommande aux gouvernements d'instaurer une fiscalité progressive, c'est-à-dire d'indexer la pression fiscale sur la rentabilité effective des projets)

²⁵⁸ Notamment en Russie et au Kazakhstan. William T Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 80.

lui est plus défavorable »²⁵⁹. Le Nigéria en 1993, l'Azerbaïdjan en 1994, et le Kazakhstan en 1995 ont par exemple adopté ce type de conditions fiscales²⁶⁰.

Cette nouvelle structure fiscale était directement liée à la nouvelle conception de l'accès aux gisements. L'idée est qu'il existe désormais un marché international pour l'exploration, et que le prix des périmètres correspond au « *government take* »²⁶¹ et qui est exprimé à travers un pourcentage²⁶². Entre 1985 et 1995, sur 226 régimes fiscaux évalués par la Banque Mondiale, il apparaît que pour 130 d'entre eux, il y a eu une réduction du « *government take* »²⁶³, combinée à une augmentation du nombre de périmètres offerts²⁶⁴. Ce nombre a quasiment doublé en une décennie²⁶⁵.

Une autre évolution importante, consécutive à cette nouvelle structure, est la différenciation des conditions, au sein d'un même pays, en fonction des différentes zones (coûts, géologie, profondeur de l'eau, conditions logistiques). Les gouvernements établissent des niveaux différents de « *government take* » en fonction des caractéristiques géologiques des zones, par exemple en différenciant l'*onshore* et l'*offshore* ou les eaux profondes²⁶⁶. Cette différenciation intensifie donc la concurrence globale pour attirer l'investissement étranger²⁶⁷.

Cette configuration ne sera modifiée qu'une fois qu'un nouvel équilibre des prix aura vu le jour²⁶⁸, et qui mènera à une augmentation du « *government take* »²⁶⁹. Ceci

²⁵⁹ Pierre Noel, *op.cit.*, page 16.

²⁶⁰ Daniel Johnston, *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*, *Course Material*, 2011, page 32.

²⁶¹ « The *government take* determines the aggregate of the share of production and the different taxes payable to the country, referred to as the *government revenues* and often expressed in percentage as the *government take* in the petroleum profits derived from a given contract area or project » Honoré Le Leuch, « Recent Trends in Upstream Petroleum Agreements : Policy, Contractual, Fiscal, and Legal Issues », in Andreas Goldthau, *The Handbook of Global Energy Policy*, Wiley, UK, 2014, page 131.

²⁶² Chakib Khelil, *op.cit.*, page 1.

²⁶³ En raison des prix bas du pétrole et des plus faibles *cash flow* dans l'industrie qui ont réduit la demande pour les périmètres.

²⁶⁴ Chakib Khelil, *op.cit.*, page 4. De nombreux pays, comme la Chine (*onshore*), le Vietnam, Cuba, le Myanmar, le Yémen, des pays d'Europe de l'Est, de l'ex Union Soviétique et plus récemment le Vénézuéla, ont ouvert de nouvelles zones. D'autres pays ont décidé d'accélérer le processus de mise à disposition de périmètres, tels que l'Argentine et le Pérou.

²⁶⁵ *Ibid.*

²⁶⁶ Ainsi, le *onshore* de la Thaïlande est en concurrence avec le *onshore* indonésien ou malaisien, et le *deep water* thaïlandais l'est avec le *deep water* de ces autres pays.

²⁶⁷ Chakib Khelil, *op.cit.*, page 4.

²⁶⁸ *Ibid.*

²⁶⁹ Par ailleurs, les évolutions politiques et économiques ont également conduit à de nouvelles tendances dans les législations et contrats, et dans les régimes fiscaux, se manifestant principalement via des augmentations ou baisses du « *government take* ».

étant, et bien avant que l'on ne soit parvenu à une nouvelle configuration des prix, l'approche du régime juridique a elle-même évolué, pour tendre vers une plus grande uniformisation des conditions contractuelles. Car si la mise en place des appels d'offres avec des procédures prédéterminées a permis d'assurer une égalité des conditions de concurrence pour l'octroi du contrat, l'existence de négociations postérieures empêchait une standardisation des conditions contractuelles offertes et une véritable égalité de traitement.

2. *Evolution des formes législatives.*

L'évolution des législations et la nécessité d'approches plus rigides, qui permettent une réduction considérable des délais et des coûts liés à la négociation²⁷⁰, ont conduit à la propagation d'approches moins flexibles. Cette rigidité, qui se manifeste par des instruments législatifs plus détaillés, et qui laissent peu ou pas de marge de manœuvre à l'autorité en charge de la conclusion des contrats²⁷¹, a en outre pour objectif d'accroître la transparence, de réduire le risque de corruption, et de faciliter la mise en œuvre des contrats au niveau national²⁷². Par exemple, alors qu'auparavant les conditions fiscales étaient négociées et variaient d'un contrat à l'autre, les années 2000 ont vu naître une nouvelle tendance visant à appliquer le même régime fiscal pour l'ensemble des contractants (à l'exception d'un ou deux paramètres), et il en est allé de même pour l'ensemble des conditions contractuelles²⁷³, qui ont dû se conformer au modèle de contrat rédigé par les autorités nationales avant le démarrage du processus d'octroi des licences et contrats²⁷⁴.

Cette approche rigide est celle que l'on retrouve dans tous les pays de l'OCDE, tels que le Canada, la Norvège, les Etats-Unis, l'Australie, et dans la quasi-majorité aujourd'hui des pays en développement, qui, en plus d'adopter des législations détaillées, soumettent le contrat et ses avenants à une ratification parlementaire ou un

²⁷⁰ Qui permettent une réduction considérable des délais et des coûts liés à la négociation. Ces coûts pouvaient s'avérer extrêmement élevés, notamment lorsque le pays disposait de peu d'expertise, et souvent d'un nombre réduit de personnes à même de négocier. Thomas W. Walde, 1988, *op.cit.*, page 11.

²⁷¹ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *Oil, Gas, and Mining : A sourcebook for understanding the extractive industries*, *op.cit.*, page 74.

²⁷² Honoré Le Leuch, *op.cit.*, page 131.

²⁷³ Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, *op.cit.*, page 99.

²⁷⁴ Honoré Le Leuch, *op.cit.*, page 131.

accord du conseil des ministres²⁷⁵. Cet aspect constitue son principal inconvénient, étant donné qu'il retarde toute volonté de modification, alors que l'industrie pétrolière est particulièrement exposée aux changements²⁷⁶.

Dans des pays où l'exploitation pétrolière est très récente ou lorsqu'elle n'a pas encore débuté, mais que des intérêts étrangers se manifestent, ou dans des « petits » pays disposant de peu d'expertise, des approches plus flexibles sont cependant davantage recommandées. Par exemple, dans des pays tels que la Côte d'Ivoire, la Namibie ou le Timor Leste, l'autorité gouvernementale garde une certaine discrétion dans la conclusion des contrats pour ajuster les conditions législatives en fonction des projets. Le choix d'une telle approche a pour but d'éviter d'avoir à amender la loi en cas de changements de circonstances. La marge de discrétion dans les négociations est généralement limitée par l'existence d'un modèle de contrat ou de licence. Cela est important pour réduire le fardeau des autorités gouvernementales qui ont peu de ressources à leur disposition. Les autorités gouvernementales peuvent alors répondre rapidement aux nouveaux besoins en ajustant les modèles de contrats pour les nouvelles attributions ou en modifiant les réglementations, étant donné que ce processus sera mené à un niveau ministériel et non pas parlementaire. Le principal avantage de cette approche est qu'elle "predetermines in a legislative form all those issues in respect of which the government requires a minimum standard or which can be realistically, as it were, pre-negotiated"²⁷⁷. L'opportunité de telle ou telle approche dépendra essentiellement du contexte national, et de l'attractivité du secteur²⁷⁸. Cette évolution du cadre juridique relatif aux opérations pétrolières s'est reflétée dans les programmes plus récents d'assistance et de conseil de la Banque Mondiale.

²⁷⁵ Bernard Taverne, *Petroleum, industry and governments : a study of the involvement of industry and governments in exploring for and producing petroleum*, 3ème édition, Wolters Kluwer, The Netherlands, 2013, page 115 et s.

²⁷⁶ Thomas W. Walde, 1988, *op.cit.*, page 11.

²⁷⁷ S. Date-Bah, M. Rahim, « Promoting Petroleum Exploration and Development : Issues for Government Action », in K. Khan, *Petroleum Resources and Development : Economic, Legal and Policy Issues for Developing Countries*, Belhaven Press, London, 1987, p. 96.

²⁷⁸ *Ibidem*.

b. Illustrations à travers l'exemple du secteur pétrolier algérien

Le secteur pétrolier algérien a fait l'objet de deux projets de la Banque Mondiale, l'un en 1991, conclu avec la Sonatrach, dans la lignée des projets lancés en 1986 ayant pour but de stimuler l'exploration-production et d'attirer les investisseurs à travers une série ciblée de mesures, et un second au début des années 2000, signé avec le Ministère de l'énergie et des mines, dont l'objectif était une refonte totale du régime juridique relatif aux hydrocarbures²⁷⁹, à l'orientation libérale.

Nonobstant les conséquences, assez relatives, de ces projets, sur le secteur pétrolier ou l'efficacité des réformes engagées, le régime juridique algérien reflète l'évolution globale des approches relatives à la législation pétrolière. Dans les années 1980 et 1990, les lois pétrolières étaient rédigées de façon extrêmement brève, contenant les principes essentiels, mais donnant peu de détails sur les aspects contractuels, et les contrats étaient négociés au cas par cas, et pouvaient contenir des dispositions très variables d'un accord à l'autre. La loi sur les hydrocarbures adoptée en 2005 marque une rupture, en ce qu'elle détaille les aspects institutionnels et contractuels et l'ensemble des opérations sur l'ensemble de la chaîne, et qu'elle prévoit un modèle de contrat unique pour chaque type d'accord.

L'exemple de l'Algérie, à l'instar de nombreux pays en développement, illustre le fait que la réussite de ces projets dépend grandement du contexte socio-économique qui entoure sa mise en œuvre. Si celui élaboré au début des années 1990 est considéré comme étant une réussite, tel n'est pas le cas de celui qui a été développé au début des années 2000 et mis en œuvre à partir de 2005. Le projet consistait en une refonte profonde du secteur, à travers des réformes législatives, contractuelles et institutionnelles, et l'adoption des principes du libre marché pour règlementer le secteur. Il s'étendait également aux mines et à l'électricité.

Au début des années 1990, les prix pétroliers étaient à la baisse et le pays faisait face à une crise financière qui devait être réglée par une augmentation de la production, et par conséquent des investissements étrangers dans le secteur. Une loi

²⁷⁹ Ainsi qu'aux mines et à l'électricité.

pétrolière avait été adoptée quelques années plus tôt²⁸⁰, mais elle n'était pas suffisamment incitative. Le « Petroleum Project », adopté en juin 1991 s'inscrivait dans un contexte où la Sonatrach, l'entreprise nationale pétrolière, avait besoin d'assistance pour attirer d'avantage de partenaires étrangers et améliorer la récupération de certains gisements. Il ne s'est pas agi, à ce moment-là, d'une réforme institutionnelle visant par exemple à remplacer l'autorité compétente pour l'octroi des contrats, puisque c'était l'entreprise nationale qui assumait cette fonction, alors que cet assemblage de missions était déjà déconseillé. Le programme était plus ciblé et ne prônait pas une libéralisation du marché. Malgré un contexte politique et sécuritaire extrêmement difficile en Algérie, la Banque Mondiale a jugé sa mise en œuvre satisfaisante. Les réformes engagées par l'amendement du 4 décembre 1991 ont d'ailleurs été fructueuses pour le secteur pétrolier²⁸¹.

Le projet engagé en 2000 était d'une plus grande ampleur, mais n'a cependant pas été jugé satisfaisant. Son objectif était une réorganisation institutionnelle de l'Etat afin de permettre une séparation du rôle de l'Etat en tant qu'élaborateur des politiques et actionnaire unique, et une libéralisation du marché à travers toute une série de mesures, le but attendu étant une amélioration des conditions de concurrence et une augmentation de la participation du secteur privé dans le secteur. La Banque Mondiale a débuté par l'identification des aspects qui lui paraissaient problématiques, parmi eux le fait que le secteur soit géré par des compagnies nationales dont l'autonomie de gestion était limitée, et qui étaient confrontées à des conflits d'intérêts entre leurs missions commerciales et nationales. Elle considérait que cette organisation institutionnelle, ainsi que la politique des prix, faisaient peser sur elles un certain nombre de contraintes financières, qui les mettaient dans l'incapacité de maintenir, et encore moins d'étendre, leurs capacités de production²⁸². La Banque Mondiale déplorait également ce qu'elle estimait être une faible participation du secteur privé, malgré l'adoption en 1991 d'un amendement visant à améliorer les conditions d'accès des sociétés étrangères²⁸³. Les capacités d'exploration restaient faibles en comparaison aux potentialités géologiques, et étaient concentrées dans les

²⁸⁰ Loi 86-14 du 19 août 1986.

²⁸¹ Voir Titre 2, chapitre 2.

²⁸² « Project Appraisal Document on a Proposed Loan in the amount of US\$ 18.0 Million to the People's Democratic Republic of Algeria for an Energy and Mining Technical Assistance Loan (EMTAL Appraisal Document) », The World Bank, 2 février 2001, page 3.

²⁸³ Amendement du 4 décembre 1991 modifiant et complétant la loi 86-14.

zones « prolifiques ». Le but de la Banque Mondiale était également d'accroître le développement des réserves. Or, cet objectif pouvait être en opposition avec les stratégies de l'Etat algérien. Il fallait également palier au fait que le raffinage et la distribution des produits pétroliers relève du monopole des entreprises nationales et le projet insistait en outre sur la nécessité de diversifier les sources de revenus en investissant plus dans l'exportation de produits pétroliers et de gaz naturel²⁸⁴.

Le Ministère de l'énergie et la Banque Mondiale se sont donc entendus sur les réformes qui devaient être engagées : la création de nouvelles agences de régulation et d'octroi des contrats²⁸⁵, qui prendront les fonctions gouvernementales assumées jusqu'alors par la Sonatrach ; une dérégulation progressive des prix, en s'appuyant sur les mécanismes de marché pour établir les prix, et une ouverture des marchés de l'aval à la participation privée et à la concurrence. Le projet prévoyait également l'introduction d'un modèle de contrat et d'une procédure d'appel d'offres pour l'attribution des droits d'exploration et de développement, qui devrait garantir l'uniformité et la transparence de la procédure, et une compétitivité internationale²⁸⁶.

Durant les négociations, il a été décidé que le processus de soumission aux autorités compétentes d'un projet de loi, acceptable pour la Banque Mondiale, devait être complété avant le 31 décembre 2001²⁸⁷. Pour ce faire, l'Algérie a disposé d'un prêt d'assistance technique afin de bénéficier des connaissances et de l'expérience de la Banque dans ces secteurs²⁸⁸.

La Banque utilisa alors les indicateurs de performance suivants pour mesurer les progrès dans les secteurs concernés : l'augmentation de la participation du secteur privé, l'amélioration de l'efficacité dans les sociétés nationales qui auront été restructurées, l'augmentation des revenus de l'Etat, la réduction des prix

²⁸⁴ *Ibid.*, pages 3 et 4.

²⁸⁵ *Ibid.*, page 7

²⁸⁶ Il fallait en outre encourager les investissements privés dans l'aval et améliorer la qualité des carburants, le développement de standards de protection environnementale, et une mise à jour des procédures d'impact et d'évaluation environnementaux ; il s'agissait également d'optimiser la valorisation des ressources gazières pour le marché national et pour l'exportation, à travers une stratégie de diversification et de pénétration du marché.

²⁸⁷ EMTAL Appraisal Document, page 5.

²⁸⁸ Sur les différents types de prêts, v. Hossein Razavi, « Oil and gas financing by the World Bank », *Energy Policy*, 1995, vol.3, n°11, pages 1001 et 1002.

subventionnés²⁸⁹. Le gouvernement algérien et la Banque avaient conscience que le prérequis pour que ces réformes puissent être mises en œuvre efficacement est qu'elles fassent l'objet d'un consensus de la part de toutes les parties prenantes, notamment les entreprises nationales impactées par les mesures, ainsi que les syndicats²⁹⁰. Ce consensus ne s'est pas réalisé, et la réforme, qui n'a été mise en œuvre qu'en 2005 a été remise en cause un an plus tard par un amendement.

Dans son rapport final d'évaluation²⁹¹, la Banque Mondiale estime que la séparation du rôle de l'Etat, en tant qu'élaborateur des politiques, régulateur et propriétaire des ressources, de son rôle en tant qu'actionnaire unique des entreprises publiques, permettant à celles-ci d'avoir une orientation purement commerciale, n'a pas été atteint, et que les mesures relatives à la libéralisation de l'aval n'ont pas été mises en œuvre²⁹². L'objectif d'assistance dans le développement et la mise en œuvre d'un environnement juridique et institutionnel devant conduire à développer des mécanismes de marché, et à augmenter la participation du secteur privé, a quant à lui été modérément atteint²⁹³. L'amendement de 2006²⁹⁴, ayant restauré la participation obligatoire de la Sonatrach à l'ensemble des contrats, a considérablement modifié le contenu des réformes²⁹⁵.

La Banque Mondiale a tiré les conclusions suivantes pour expliquer cet échec :
Le projet a été préparé durant une période (2000-2001) où l'Algérie sortait d'une grave crise sécuritaire et économique, et n'intervenait pas en réponse à une crise ou à une nécessité urgente dans les secteurs ciblés, mais avait plutôt pour but de soutenir un nouveau programme de réformes en laissant jouer les forces du marché dans le secteur des hydrocarbures, de l'électricité et des mines, afin d'augmenter les revenus, répondre aux problèmes environnementaux, utiliser les ressources de façon plus efficace, et réduire la charge qui pesait sur les dépenses publiques. Les objectifs du

²⁸⁹ EMTAL Appraisal Document, pages 2 et 3. Sur l'opportunité du subventionnement des prix, voir *infra* (Titre 2, chapitre 1).

²⁹⁰ EMTAL Appraisal Document, page 6.

²⁹¹ « Implementation Completion and Results Report » (EMTAL Results Report), The World Bank, 20 février 2008

²⁹² *Ibid.*, page 15

²⁹³ *Ibid.*

²⁹⁴ Ordonnance du 29 juillet 2006, modifiant et complétant la loi 05-07.

²⁹⁵ EMTAL Results Report, *op.cit.*, page 15.

projet, bien que conformes aux programmes de réformes du pays, ne constituaient peut-être pas la plus grande priorité du pays à ce moment-là²⁹⁶.

Les risques relatifs à des fluctuations dans l'engagement du gouvernement et du soutien politique, à la résistance au changement dans les structures institutionnelles existantes, avaient été considérés, et des garanties avaient été mises en place, mais, rétrospectivement, la Banque Mondiale a jugé que les objectifs et la conception du projet étaient peut-être trop ambitieux, et que dans un certain nombre de cas, les résultats attendus n'étaient en fait pas réalistes²⁹⁷. Le projet aurait peut-être bien fonctionné si l'approche relative au développement institutionnel avait été plus progressive et plus équilibrée, sachant que les secteurs en jeu fonctionnaient bien en comparaison au reste de l'économie²⁹⁸.

La motivation du gouvernement vis-à-vis de ces réformes était, au départ, très élevée, mais son engagement a progressivement diminué, en raison d'une baisse du soutien politique, et de prix hauts de l'énergie, qui rendaient la réforme moins urgente, notamment dans le secteur des hydrocarbures. Le gouvernement avait initialement fait beaucoup d'efforts en termes de transparence et de sensibilisation pour faire connaître cette réforme. Cependant, la véritable portée de l'autonomie des agences de régulation n'avait pas été bien définie. C'était aussi le cas pour la concurrence dans les marchés de l'électricité et dans la réforme de l'aval. La prise de décision et le recrutement dans les nouvelles agences était lent, et les procédures administratives, notamment pour les passations de marché, étaient laborieuses²⁹⁹. Il apparaît alors que les modèles de réformes qui ont fonctionné dans des économies relativement libéralisées ne peuvent pas fonctionner de la même manière dans des « second-best environments »³⁰⁰. En appliquant un modèle à un pays donné, les éléments de réformes doivent être préparés et planifiés conformément à l'état de développement initial du cadre juridique et à la capacité institutionnelle du pays. Créer de nouvelles institutions afin de soutenir une réforme risque d'être dénué de sens, et même contreproductif, si leur mandat est susceptible de changer suite à des

²⁹⁶ « Implementation Completion Report Review . Independent Evaluation Group» (EMTAL Report Review), The World Bank, mars 2008, page 2.

²⁹⁷ EMTAL Results Report, page 23.

²⁹⁸ *Ibid.*

²⁹⁹ *Ibid.*, page 11.

³⁰⁰ *Ibid.*, page 24.

interventions politiques. Il faut donc tenir compte de ce risque durant la préparation du projet et mettre en place les garanties nécessaires. Il faut également tenir compte, dans les pays avec de larges réserves exploitables à bas coût, du risque de baisse de l'engagement de l'Etat lorsque les prix d'exportation lui sont favorables³⁰¹.

³⁰¹ *Ibid.*, page 10 et 15 ; EMTAL Report Review, *op.cit.*, page 6.

Section 2 : L'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives et sa Norme de Transparence

L'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives (« ITIE ») est née en 2003, suite à une proposition du gouvernement britannique de Tony Blair, dont l'idée a été insufflée par une campagne de l'ONG « *Publish What You Pay* », partant du principe que la divulgation des revenus et paiements issus des projets pétroliers, gaziers et miniers était nécessaire pour l'amélioration de la gouvernance dans ce secteur et une meilleure redistribution des richesses dans les pays producteurs d'hydrocarbures³⁰².

L'ITIE s'appuie sur une approche volontaire et fonctionne au moyen d'une « Norme » qui contient les exigences auxquelles doivent se conformer les Etats qui ont choisi d'y adhérer. Si les mécanismes de contrôle qu'elle a mis en place ont évolué et gagné en efficacité, et que la question de la place de sa Norme en droit international s'est rapidement posée, l'ITIE reste dépourvue de toute contrainte juridique, et ne peut sanctionner un Etat qu'en suspendant son adhésion. Cependant, son étroite collaboration avec des institutions financières internationales a permis d'imposer des sanctions de nature financière aux Etats jugés défaillants vis-à-vis de sa « Norme », contribuant à rendre celle-ci plus opérante dans certains contextes. Au fil des années, l'ITIE a contribué et s'est confrontée aux évolutions de la notion de transparence dans le secteur extractif.

L'inclusion récente d'obligations de divulgation de revenus dans les législations européennes et américaines notamment, qui se fondent sur les idées véhiculées par l'ITIE, apportent un nouvel élan à la question de la transparence dans les industries extractives. (Paragraphe 1) La Norme de l'ITIE est par ailleurs évolutive. Après qu'elle a été critiquée sur la faible portée de son champ d'application, elle l'a considérablement étendu en 2013, et met régulièrement à jour les exigences demandées, la version la plus récente de la norme datant de 2016. Cette extension a notamment inclus la phase d'octroi des licences et contrats, l'une des étapes les plus

³⁰² Les principes de l'ITIE sont accessibles à : <https://eiti.org/fr/document/principes-litie>

propices au risque de corruption, et dont l'intégrité peut affecter celle de l'ensemble du projet. (Paragraphe 2)

Paragraphe 1 : L'ITIE et la norme de transparence

A. Contexte de création et fonctionnement de l'ITIE

C'est en 2002, dans le cadre du sommet de Johannesburg sur le développement durable qu'a été proposée l'ITIE par le gouvernement britannique³⁰³. Ses principes fondateurs ont par la suite été édictés au cours de la Conférence de Lancaster, en juin 2003³⁰⁴. La création de l'ITIE se fonde sur l'idée que seule une meilleure gouvernance du secteur extractif peut permettre une amélioration des conditions de vie dans les pays riches en ressources naturelles³⁰⁵. Selon sa Présidente, Clare Short, le principal vecteur de cette bonne gouvernance est la transparence :

« Ce n'est que par la transparence de la production pétrolière, gazière et minière dans le monde entier que nous pourrions limiter la corruption, garantir la bonne gouvernance du secteur, et s'assurer que les revenus qui en découlent conduisent au développement »³⁰⁶.

Cette transparence devait alors passer par deux obligations, celle des gouvernements à publier les revenus qu'ils tirent de l'exploitation des ressources, et celle des compagnies présentes dans le pays d'accueil à publier tous les paiements qu'elles effectuent au gouvernement au titre de leurs opérations.

³⁰³ Joseph Anthony Schumacher, « Introducing Transparency into the Oil Industry : The Quest for EITI », *Global Jurist Advances*, 2004, vol.4, n°3, page 5.

³⁰⁴ <https://eiti.org/fr/document/principes-litie>

³⁰⁵ « L'ITIE part du constat que sur les trois milliards et demi de personnes qui vivent dans des pays riches en ressources naturelles, trop peu d'entre elles bénéficient des résultats provenant de leur exploitation », David Chekroun, Linda Feniniche, « Droit & Pratique : Energie & Infrastructures », *Chronique n°5, RDAI/IBLJ*, 2013, n°6, page 667.

³⁰⁶ Déclaration accessible à : <https://eiti.org/fr/news/france-et-royaumeuni-sengagent-envers-norme-mondiale-transparence>

L'ITIE n'a commencé à être véritablement opérationnelle qu'en 2009³⁰⁷, après avoir développé son organisation institutionnelle et l'ensemble des procédures visant à admettre les Etats et à vérifier leur conformité. Elle se base sur un ensemble de principes, qui constituent son fondement, et sur une série d'exigences qui forment la « Norme ITIE »³⁰⁸. Les pays qui choisissent d'adhérer à l'ITIE doivent respecter l'ensemble de ces exigences afin d'être considérés comme « conformes » à la Norme, à défaut de quoi ils peuvent être suspendus de l'organisation³⁰⁹.

Les Etats souhaitant adhérer doivent se conformer à plusieurs exigences préalables³¹⁰, à savoir : une déclaration publique, sans équivoque, de l'intention de mettre en œuvre l'ITIE ; la nomination d'un haut responsable chargé de diriger la mise en œuvre de l'ITIE ; l'engagement à travailler avec la société civile et les entreprises, et la mise en place d'un groupe multipartite, composé de représentants du secteur privé, de la société civile et des ministères impliqués dans les hydrocarbures et les mines pour assurer la mise en œuvre de l'ITIE ; la préparation d'un plan de travail compatible avec les obligations fixées par le conseil d'administration de l'ITIE. Lorsque le groupe multipartite est constitué, l'Etat peut alors déposer sa candidature auprès du Conseil d'Administration de l'ITIE.

Cette approche multipartite nationale, qui a pu être critiquée par ailleurs³¹¹, est au « cœur du fonctionnement et de la philosophie de l'ITIE »³¹². Elle s'explique par la nécessité de regrouper, au sein d'une même instance, l'ensemble des acteurs impliqués dans le secteur extractif, en raison des particularités de ce dernier :

« Le cas du secteur extractif illustre la nécessité de faire asseoir le gouvernement, les entreprises et la société civile autour de la même table. En effet, la société civile soupçonne souvent que le gouvernement et les entreprises sont de mèche pour l'exclure des affaires. Dans le même temps, les entreprises parviennent parfois à la conclusion que les gouvernements et la société civile

³⁰⁷ Daniella Dam-de Jong, *International Law and Governance of Natural Resources in Conflict and Post-Conflict Situations*, Cambridge University Press, 2015, page 383.

³⁰⁸ La Norme ITIE est accessible à :

https://eiti.org/sites/default/files/documents/french_eiti_standard_3.pdf

³⁰⁹ Cela a par exemple été le cas de la République Centrafricaine et de l'Azerbaïdjan.

³¹⁰ Contenues dans l'exigence 1.1 « engagement de l'Etat ».

³¹¹ Voir infra

³¹² « La Gouvernance multipartite de l'ITIE », accessible à : <https://eiti.org/fr/node/3385>

sont de connivence pour écarter les entreprises étrangères et/ou pour renégocier les contrats. Enfin, les gouvernements peuvent s'inquiéter du fait que les communautés et la société civile les tiennent pour responsables du manque de services découlant des impôts et des redevances versés par les entreprises. Par conséquent, il est essentiel que toutes les parties puissent collectivement se demander des comptes plutôt que d'organiser des discussions bilatérales, où la responsabilité des problèmes est rejetée sur le dos des absents »³¹³.

Ce fonctionnement a alors pour conséquence d'inclure toutes les entreprises présentes sur le territoire dans le champ d'application de l'ITIE, les soumettant ainsi à l'obligation de divulgation des paiements. Une entreprise pétrolière opérant dans plusieurs pays sera alors tenue à cette obligation uniquement dans les pays membres de l'ITIE. S'il peut exister des variations d'un pays à l'autre, étant donné que « le groupe multipartite a pour mandat de déterminer le périmètre d'application de l'ITIE dans son pays », et que, de ce fait, les programmes ne seront pas dupliqués de la même manière dans chaque Etat, les exigences contenues dans la Norme n'en constituent pas moins un socle commun qui doit s'appliquer à tous³¹⁴.

Une fois les conditions préalables remplies, les Etats sont, dans un premier temps, considérés comme « pays candidats », puis ils doivent se plier à une série d'autres exigences et à un processus de validation afin d'être considérés comme « conformes ». La plus notable de ces exigences est la rédaction d'un rapport annuel au sein duquel sont contenues toutes les informations relatives à l'application de la Norme. Ce rapport doit être préparé par un cabinet externe, dénommé « administrateur indépendant », sur la base du plan de travail produit par le groupe multipartite. Ce dernier doit par la suite valider ce rapport et publier une version finale, qui tiendra compte des remarques éventuelles des différentes parties prenantes, et qui devra être présenté au public³¹⁵.

³¹³ Eddie Rich, Jonas Moberg, *Lessons from the extractive industries transparency initiative*, Routledge, Londres, 2015, p. 5.

³¹⁴ « La Gouvernance multipartite de l'ITIE », *op.cit.*

³¹⁵ Exigence 7.1 de la Norme ITIE .

Il y a, à ce jour, cinquante-deux pays mettant en œuvre la Norme ITIE³¹⁶, la plupart étant des pays situés sur le continent africain. L'adhésion à l'ITIE est, en effet, un gage de crédibilité tant envers la société civile³¹⁷, que les investisseurs étrangers³¹⁸. Outre l'approche volontaire, le fait que la mise en œuvre des exigences se fasse à un niveau national, et que les obligations pèsent sur l'ensemble des acteurs actifs dans l'industrie pétrolière et minière, est un élément qui facilite l'adhésion à cette initiative, étant donné que, dans ce cadre, « *toutes les entreprises sont en quelque sorte logées à la même enseigne, même si leur pays d'origine n'est pas adhérent* »³¹⁹. L'industrie pétrolière était, pour cette raison, globalement favorable à l'ITIE, étant donné que la même obligation pesait sur tous les acteurs opérant un sein d'un territoire. L'adoption de législations nationales en Europe et aux Etats-Unis, contenant cette même obligation, mais ayant une portée différente, sera moins consensuelle.

B. La Portée de la Norme de Transparence

L'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives relève de la « *soft law* » et n'a pas de portée juridiquement contraignante pour les Etats qui choisissent de la mettre en œuvre. Son approche volontaire se traduit dans le vocabulaire utilisé pour décrire les principes qui l'entourent, exemple en est le principe numéro 9 qui prévoit que l'ITIE s'engage à « *encourager le respect de hauts niveaux de transparence et de responsabilité dans la vie publique* »³²⁰. Une fois que les Etats choisissent d'y adhérer, ils sont toutefois dans l'obligation de répondre aux exigences de la Norme, qui opère d'ailleurs une distinction entre les mesures obligatoires et celles qui sont encouragées ou recommandées³²¹. L'absence de portée juridiquement contraignante empêche l'ITIE de sanctionner l'Etat autrement que par une suspension³²², précédée par la demande de mesures correctives³²³. Un Etat peut également choisir de se retirer de l'ITIE³²⁴.

³¹⁶ Liste des pays disponibles sur : <https://eiti.org/fr>, consulté le 20 septembre 2017.

³¹⁷ Daniella Dam-de Jong, *op.cit.*, page 389.

³¹⁸ David Chekroun, Linda Feniniche, *op.cit.*, page 667.

³¹⁹ *Ibid.*

³²⁰ Principe n°9 de l'ITIE.

³²¹ La Norme ITIE, page 12.

³²² C'est par exemple le cas de la République Centrafricaine.

Si l'ITIE ne dispose pas d'autres moyens pour sanctionner les Etats qui n'auraient pas respecté ses exigences, l'implication de la Banque Mondiale, qui est responsable du « *multi-donor trust fund* »³²⁵, ainsi que du FMI³²⁶, a permis la mise en place d'un autre type d'incitations et de sanctions, qui consistent en un conditionnement de l'assistance financière fournie par ces institutions à certains Etats au respect des exigences de l'ITIE, ou à une suspension des prêts en cas de non-respect de la Norme ITIE³²⁷. Ce type de pression financière peut s'avérer efficace si l'Etat se trouve dans une situation où les fonds lui sont nécessaires³²⁸, mais ne peut être que limité aux programmes d'assistance, et ne peut donc pas concerner tous les Etats qui adhèrent à l'ITIE.

La question de la portée de l'ITIE en droit international, et plus particulièrement de celle de sa Norme, et son évolution, ont suscité plusieurs interrogations. L'ONG « *Publish What You Pay* », dont l'objet avait inspiré la création de l'ITIE, avait milité pour que l'obligation de divulgation des revenus, qui constitue le fondement de l'Initiative, et qui a été pendant dix ans son unique objectif, devienne juridiquement contraignante pour les Etats producteurs et les entreprises du secteur extractif, mais avait conscience du fait qu'une telle obligation ne pourrait intervenir qu'en dehors du champ d'action de l'ITIE. L'objectif de l'ONG n'était donc pas de faire en sorte que la norme ITIE devienne juridiquement contraignante, étant donné que l'instance dans laquelle elle était intégrée ne le permettait pas, mais elle agissait pour que l'obligation de divulgation des revenus le devienne. L'ITIE devait ainsi faire office de « catalyseur »³²⁹, qui constituerait le point de départ d'une série d'exigences qui

³²³ Elles consistent en des mesures supplémentaires pour se plier aux critères de la Norme, si l'ITIE considère qu'un Etat n'a pas entrepris suffisamment d'efforts.

³²⁴ Voir : <https://eiti.org/fr/news/lazerbaidjan-quitte-litie>

³²⁵ « Multi-donor trust fund for the extractive industries transparency initiative », *Global Program Review*, vol.5, n°1, The World Bank, Washington 18 février 2011, accessible à : <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/21343/653340NWP0GPR05010Box361556B00PUBLIC0.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

³²⁶ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *Oil, Gas, and Mining : A sourcebook for understanding the extractive industries*, *op.cit.*, page 227 et 228.

³²⁷ *Ibid.*

³²⁸ C'était d'ailleurs l'approche préconisée par un cabinet de conseil norvégien, en vue d'un programme d'aide de la Norvège « Oil for Development », (voir supra). « West Africa's oil resources- curse or blessing ? Geopolitics, energy security and West Africa », *ECON Report*, Septembre 2004, page 9.

³²⁹ Joseph Anthony Schumacher, *op.cit.*, page 7.

auraient une autre valeur normative. Cette évolution devait passer par deux leviers, au niveau international et national.

a. L'impact de l'ITIE et de sa Norme

En premier lieu, l'ONG « *Publish What You Pay* » œuvrait pour que les organisations internationales soutiennent et intègrent la norme ITIE dans leurs instruments, afin de contribuer à la création d'un consensus international autour de cette idée, et qui pourrait à terme déboucher sur la conclusion d'un traité³³⁰. Cette action s'accompagnait d'une « mobilisation »³³¹ de la société civile et d'actions auprès des gouvernements ayant pour but de les convaincre d'utiliser le modèle de divulgation des revenus de l'ITIE, afin de former une « *critical mass* » d'Etats engagés dans ce processus³³².

Bien qu'un traité qui couvrirait la question de la transparence n'ait jamais vu le jour, l'on peut considérer que l'ambition d'une reconnaissance et d'un consensus international autour de l'ITIE et de la transparence ont été atteints étant donné que l'ITIE est aujourd'hui considérée comme une référence internationale en matière de transparence des revenus, et, bien que les principes qu'elle promeut n'ont pas de force juridiquement contraignante, ils sont passés du statut de standards ou de bonnes pratiques, à celui de « *emerging norms* »³³³, et font désormais l'objet d'une inclusion dans nombre croissant de législations nationales³³⁴.

³³⁰ PWYP militait pour, selon ses termes « *some form of binding treaty like document* ». L'ambiguïté de cette formulation était volontaire, en ce qu'elle permettait à la campagne de PWYP de présenter cette question auprès des parties prenantes, afin de construire un consensus entre les Etats et les organisations internationales, sans pour autant se confronter aux difficultés inhérentes à la régulation de l'industrie pétrolière internationale. Joseph Anthony Schumacher, *op.cit.*, page 15.

³³¹ *Ibid.*

³³² *Ibid.*

³³³ Abdullah Al Faruque, « Transparency in Extractive Revenues in Developing Countries and Economies in Transition : a Review of Emerging Best Practices », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 2006, Vol.24, n°1, page 75 .

³³⁴ Voir *Infra*.

L'ITIE avait bénéficié à sa création du soutien de plusieurs organisations internationales, dont certaines sont devenues des parties prenantes³³⁵, et ces dernières ont vivement encouragé les Etats à y adhérer et ont intégré ou se sont référées à la norme ITIE ou au modèle de publication de façon plus ou moins directe dans leurs instruments³³⁶. A titre d'exemple, la résolution de l'Assemblée Générale des Nations-Unies portant sur le « renforcement de la transparence dans l'industrie », qui a fait l'objet d'un large consensus³³⁷ parmi les Etats membres, s'y réfère à deux reprises : dans son préambule, en « *prenant acte de toutes les initiatives volontaires pertinentes, notamment l'initiative de transparence des industries extractives, qui visent à accroître la transparence des industries extractives* »³³⁸, puis dans le corps du texte, elle « *prend acte des efforts que font les pays qui participent à toutes les initiatives volontaires pertinentes pour accroître la transparence et la responsabilité dans les industries, notamment l'Initiative de transparence des industries extractives pour ce qui est des activités d'extraction, et pour faire part de leur expérience aux Etats membres intéressés* »³³⁹.

Aussi, le Conseil de Sécurité des Nations-Unies a reconnu le rôle de l'ITIE dans l'amélioration de la transparence et de la bonne gouvernance dans certains contextes³⁴⁰. Par ailleurs, l'OCDE a intégré l'ITIE dans certains de ses textes, comme le « Due Diligence Guidance », et la Conférence Internationale sur la Région des Grands Lacs a également inclus l'ITIE dans sa Déclaration de Lusaka du 15 décembre 2010, comme l'un des six outils permettant de freiner (ou réduire) l'exploitation illégale des ressources naturelles³⁴¹. En outre, Christine Lagarde, Directrice générale du FMI, a déclaré en février 2017: « *promoting transparency is another area that the IMF has actively pursued in its technical assistance work. Under the aegis of the EITI, a template is now available for reporting and monitoring government revenues from natural resources* »³⁴².

³³⁵ Union Européenne, Union Africaine, OCDE, FMI, Groupe Banque Mondiale.

³³⁶ Siri As Rustad, Philippe Le Billon, Paivi Lujala, « Has the Extractive Industries Transparency been a success ? Identifying and evaluating EITI goals », *Resources Policy*, 2017, vol.51, page 156.

³³⁷ Cette résolution a été adoptée sans vote.

³³⁸ Paragraphe 6 du préambule de la résolution.

³³⁹ Article 4 de la résolution.

³⁴⁰ Siri As Rustad, *op.cit.*, page 156.

³⁴¹ Daniella Dam-de Jong, *International Law and Governance of Natural Resources in Conflict and Post-Conflict Situations, op.cit.*, page 390.

³⁴² « Against Corruption : a collection of essays », *Policy Paper*, 12 mai 2016, accessible à : <https://www.gov.uk/government/publications/against-corruption-a-collection-of-essays/against-corruption-a-collection-of-essays#christine-lagarde-addressing-corruption--openly>

Aussi, l'approche volontaire a joué un rôle incitatif important dans le processus d'adhésion des Etats. L'ITIE s'étend aujourd'hui à tous les continents et compte cinquante-deux Etats membres. Ce nombre peut paraître limité, d'autant que le nombre de pays conformes est en deçà de ce chiffre³⁴³, comparé au nombre de pays producteurs et exportateurs qui n'ont pas rejoint l'ITIE. Par exemple, en dehors de l'Irak et du Yémen³⁴⁴, aucun des riches pays pétroliers du Moyen-Orient n'a manifesté d'intérêt à l'égard de l'ITIE.

Si l'approche volontaire et non-contraignante qui la caractérise a facilité sa propagation, certaines critiques ont mis en avant le fait que cela limitait considérablement son impact et fausserait même, dans certains contextes, son bien-fondé. L'adhésion de certains Etats ne serait que de « façade » et n'aurait pour effet que de redorer leur image ou leur prestige³⁴⁵, et de les présenter comme des « réformateurs » à peu de frais, sachant qu'ils n'encourent aucune sanction s'ils ne se plient pas aux exigences. En outre, la liste des pays membres ou candidats montre que ce sont davantage les pays qui ont besoin d'aides étrangères qui ont tendance à souhaiter adhérer à l'ITIE³⁴⁶, vu que la réputation que leur offre l'ITIE permet de bénéficier plus facilement de cette aide. La suspension, à elle seule, qu'ils pourront imputer à d'autres facteurs ou acteurs, n'est pas une peine bien lourde, d'autant que la possibilité de lever la suspension existe³⁴⁷. Aussi, cette absence de contrainte ou d'obligation expose la viabilité de l'Initiative et son niveau d'engagement aux changements de gouvernement³⁴⁸.

Bien que cela puisse marquer les limites de l'Initiative, il ne s'agit pas réellement d'une faiblesse ou d'une défaillance, étant donné que c'est l'approche qui a été

³⁴³ Cette appréciation de la conformité est d'autant plus difficile à estimer puisqu'elle est réévaluée tous les trois ans. Par exemple, entre 2007 et 2015, le nombre de pays conformes aux exigences était de trente et un. Au moins de mars 2017, il y en avait 13)

³⁴⁴ Le Yémen est actuellement suspendu, en raison du climat politique et sécuritaire instables,

³⁴⁵ Kerem Oge, « To disclose or not to disclose : How global competition for foreign direct investment influences transparency reforms in extractive industries », *Energy Policy*, 2016, vol.98, pages 134 et 136.

³⁴⁶ Il peut s'agir d'une dépendance à l'aide financière ou du besoin de soutien diplomatique. Siri As Rustad and al, *op.cit.* page 156 et 157. Elisabeth David-Barrett, Ken Okamura, « Norm diffusion and reputation: the rise of the extractive industries transparency initiative », *Governance*, 2015, vol.29, page 243.

³⁴⁷ La Norme ITIE, page 37.

³⁴⁸ Benjamin K. Sovacool et al, « Energy Governance, Transnational Rules, and the Resource Curse : Exploring the Effectiveness of EITI », *World Development*, 2016, Vol. 83, page 187.

choisie et que ce choix se justifie précisément par la volonté d'encourager le plus grand nombre de gouvernements à y adhérer, dans le but ultime de faire émerger, à terme et par la création de complémentarités et d'interactions, une norme de transparence, dont l'ITIE ne serait qu'un élément parmi d'autres, mais qui devait cependant exister pour être la première pierre de ce processus, et pour le soutenir par la suite.

Il est cependant incontestable que l'ITIE a joué un rôle majeur dans de nombreux Etats membres³⁴⁹, en influant sur les pratiques mises en œuvre dans son cadre et sur le processus législatif. En plus de Etats qui publient des rapports divulguant les revenus et paiements, certains, tels que le Nigéria, ont intégré la norme ITIE dans leur législation, ou ont adopté des législations spécifiques relatives à la transparence, basées sur le modèle de divulgation de l'ITIE³⁵⁰.

L'ITIE a également été soutenue par les entreprises opérant dans le secteur extractif, qui étaient fermement opposées à toute idée de régulation de leur industrie par un traité³⁵¹, ou par des législations nationales qui auraient pour effet de restreindre leur position concurrentielle³⁵². Le choix d'une approche nationale, au sein du pays d'accueil, qui crée ainsi des conditions similaires pour les entreprises présentes, et de surcroît ne prévoyant pas de sanctions en cas de non-conformité, était donc davantage attrayant pour les sociétés pétrolières, réticentes à l'idée de réglementations contraignantes, mais toutefois très attachées au principe de non-discrimination. Le fait que dans la première version de la Norme ITIE, les sociétés pétrolières nationales n'étaient pas soumises à cette obligation était d'ailleurs un élément dérangeant, que l'ITIE a révisé par la suite en les incluant à cet engagement³⁵³. L'ITIE a d'ailleurs été critiquée, car elle aurait retardé le processus d'adoption de législations nationales, par le simple fait de son existence, confortant alors la position de la société civile et des ONG. Elle aurait en outre fourni un argument aux opposants à un modèle plus contraignant, qui pouvaient ainsi arguer qu'un modèle de transparence était déjà en place et que l'approche «*constructive* ,

³⁴⁹ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *op.cit.*, page 228.

³⁵⁰ Voir infra, chapitre 2 section 2

³⁵¹ Joseph Anthony Schumacher, *op.cit.*, page 8 et s.

³⁵² Voir infra.

³⁵³ C'est une nouvelle exigence qui prévoit que tous les Etats doivent l'identité des actionnaires ou propriétaires des compagnies du secteur, et qui prendra effet à partir du 1er janvier 2020.

voluntary and tripartite » était la mieux appropriée pour les enjeux de l'industrie extractive³⁵⁴; et qu'elle offrait « *the best and only effective global common alternative to a patchwork of variable and ad hoc national rules* », selon le PDG de Shell³⁵⁵.

L'industrie pétrolière était donc extrêmement attachée à la nature non-contraignante de la transparence, et n'hésitait pas à adhérer à des initiatives volontaires telles que l'ITIE et à les promouvoir, mais elle était cependant opposée à toute autre forme de régulation contraignante de la transparence, qu'elle interprétait systématiquement comme une atteinte à ses intérêts, étant donné qu'une telle obligation ne s'imposerait pas à toutes les entreprises opérant sur le territoire d'un Etat³⁵⁶. De plus, ce soutien à l'ITIE permettait aux compagnies pétrolières de se présenter comme des « *norm-promoters* » et d'améliorer leur image.³⁵⁷ La question de la réputation est importante pour ces compagnies, qui font souvent l'objet d'un examen minutieux de leurs activités dans les pays en développement³⁵⁸. L'ITIE leur permettait donc de bénéficier d'une bonne réputation sans avoir à subir les coûts et les inconvénients de la divulgation³⁵⁹.

La présence prédominante de l'ITIE, à travers ses standards et la « reconnaissance internationale » dont elle a bénéficié tant auprès des organisations internationales et des organisations de la société civile que de l'industrie extractive, lui a en effet permis d'apporter une véritable « *normative contribution to the advancement of the transparency agenda* »³⁶⁰. Toutefois, l'ITIE ne constitue qu'un point de départ de cet agenda, qui ne peut exister que par le biais de complémentarités et d'interactions,

³⁵⁴ Siri As Rustad and al., *op.cit.*, page 156.

³⁵⁵ Peter J. Rees, « Revenue Transparency : global, not local solutions », *JWELB*, 2014, Vol.7, n°1, page 22.

³⁵⁶ Joseph Anthony Schumacher, *op.cit.*, page 10 ; Abdullah Al Faruque, *op.cit.*, page 74 ; Peter J. Rees, *op.cit.*, page 23 « *Shell supports a mandatory global reporting rule for all companies engaged in extractive activities, consistent with current EITI requirements and in support of the EITI goals, which would create a level playing field, rather than rules that only apply (unequally) to companies based in certain countries* ». Le Président-Directeur Général de Shell plaide pour une approche globale et pour que des « *governments like the UK play an important role in encouraging recipient governments to be open about how they spend these funds* ».

³⁵⁷ Alexandra Gillies, « Reputational Concerns and the Emergence of Oil Sector Transparency as an international Norm », *International Studies Quarterly*, 2010, vol.54, page 113 ; Kerem Oge, *op.cit.*, page 139.

³⁵⁸ *Ibid.*

³⁵⁹ La mise en œuvre d'une obligation de divulgation pouvant faire peser une logistique et des coûts importants pour une entreprise.

³⁶⁰ Siri As Rustad, *op.cit.*, page 156 ; Peter J. Rees, *op.cit.*, page 24. Une centaine de rapports ITIE est disponible.

dont l'ITIE ne serait qu'un élément parmi d'autres. Ainsi, si l'ITIE reste un point d'ancrage de référence en matière de transparence, son succès institutionnel « *was significantly helped by the existence of intersecting transnational networks with complementary global norms and the broader corporate accountability movement within which its leaders and supporters were embedded* »³⁶¹, et elle a autant contribué que bénéficié de la « *consolidation of a broad policy community around the diffusion of transparency norms in governance* »³⁶².

En effet, la reconnaissance internationale dont bénéficie l'ITIE et le fait que son modèle de divulgation agisse aujourd'hui comme référent ne suffisent pas, à elles seules, à ériger la Norme qu'elle contient en norme de droit international, et c'est bien la prolifération de lois nationales qui va effectivement obliger les entreprises à publier leurs paiements, qui vont « *provide the nascent conditions of the norm-creating process* »³⁶³. Nous assistons actuellement à la mise en œuvre de ce processus.

b. La transparence dans les législations nationales

Le second levier d'action pour promouvoir l'obligation de transparence, et l'élever à un autre rang, est de la soustraire de l'ITIE et d'intégrer cette obligation, autonome, dans les législations nationales. Si l'ITIE a toujours encouragé cette voie, en ce qu'elle était complémentaire à son action, ce cheminement a été long à aboutir, les Etats étant généralement réticents à légiférer sur une question aussi sensible, qu'ils soient Etats d'accueil ou d'origine des investissements. En 2004, le gouvernement britannique considérait que « *to change UK law to require british oil companies to divulge information would put them at a disadvantage, as they would be competing against US and European companies which are not held up to the same transparency obligations. Let the governments in the countries take charge of this problem. They need to be accountable to their own people* »³⁶⁴.

³⁶¹ Virginia Haufler, « Disclosure as Governance: The Extractive Industries Transparency Initiative and Resource Management in the Developing World », *Global Environmental Politics*, 2010, vol.10, page 70.

³⁶² Siri Aas Rustad, *op.cit.*, page 156.

³⁶³ Joseph Anthony Schumacher, *op.cit.*, page 40.

³⁶⁴ Joseph Anthony Schumacher, *op.cit.*, page 10.

En dépit de cette réticence initiale, les années 2010 ont témoigné d'une évolution considérable dans les législations des pays d'origine des investissements, non sans que cela ne suscite l'opposition ou la résistance de l'industrie extractive, notamment de l'industrie pétrolière américaine qui a pu y voir une atteinte à ses intérêts et qui a réussi à freiner l'adoption d'une législation américaine sur ce sujet. Cependant, par un jeu de correspondances entre la législation de l'Union Européenne et celle des Etats-Unis, il existe aujourd'hui une véritable obligation juridique pesant sur de nombreuses compagnies pétrolières multinationales, et qui par ricochet, impacte la divulgation des revenus dans les pays dans lesquelles celles-ci opèrent.

En 2012 et 2013 ont en effet été adoptées, respectivement par les Etats-Unis et l'Union Européenne³⁶⁵, deux réformes législatives visant à introduire une obligation pour les entreprises du secteur extractif de déclarer les paiements effectués au profit des gouvernements dans les Etats d'accueil de leurs activités³⁶⁶. Les conditions qui entourent cette obligation varient quelque peu, mais il est à souligner que toutes deux ont inséré une référence à l'ITIE, et s'appuient sur ses principes et définitions³⁶⁷. Si la législation européenne n'a pas pour l'instant pas été remise en cause, cela n'est pas le cas de la loi américaine en la matière.

1. *Le dodd-franck act*

En 2011, l'administration américaine, sous la Présidence de Barack Obama, a décidé de l'adoption de deux mesures ayant pour but de renforcer la transparence dans l'industrie extractive. Il s'agissait, en premier lieu, de l'adhésion des Etats-Unis à l'ITIE et, en second lieu, de l'introduction dans le *Dodd-Frank Act*³⁶⁸ de

³⁶⁵ Directive 2013/50/UE du Parlement Européen et du Conseil du 22 octobre 2013, et Directive 2013 /34/UE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2013

³⁶⁶ Peter J. Rees, op.cit., page 21 : Ainsi que le déclare le sénateur Richard Lugar durant le débat au sein à propos de cette section du the Dodd-Frank Act: '*History shows that oil, gas reserves, and minerals frequently can be a bane, not a blessing, for poor countries, leading to corruption, wasteful spending, military adventurism, and instability. Too often, oil money intended for a nation's poor ends up lining the pockets of the rich or is squandered on showcase projects instead of productive investments.*

³⁶⁷ Carl D. Hughes, Oliver Pendred, « Let's be clear : compliance with new transparency requirements is going to be challenging for resources companies », *JWELB*, 2014, vol.7, n°1, page 37.

³⁶⁸ PUBLIC LAW 111 - 203 - DODD-FRANK WALL STREET REFORM AND CONSUMER PROTECTION ACT, du 21 juillet 2010 , <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-111publ203/content-detail.html>

l'amendement « *Cardin-Lugar* »³⁶⁹ imposant une obligation de divulgation des paiements effectués par les compagnies cotées à la bourse américaine aux gouvernements des pays au sein desquels elles opéraient³⁷⁰. Ces paiements devaient inclure « *taxes, royalties, fees (including license fees), production entitlements, bonuses, and other material benefits, that the Commission, consistent with the guidelines of the Extractive Industries Transparency Initiative (to the extent practicable) determines are part of the commonly revenue stream for the commercial development of oil, natural gas, or minerals* ». ³⁷¹

Le standard ITIE agit donc comme modèle à suivre, et cette insertion confirme que l'ITIE a permis la création de conditions et d'un modèle de publication de revenus efficaces, qui peuvent inspirer, directement ou indirectement, en dehors de son champ d'application³⁷². Par un jeu de complémentarité, l'on retrouve alors une référence aux législations américaines et européennes dans le Norme de l'ITIE³⁷³, ce qui peut s'avérer épineux en cas de modifications ou d'abrogations de ces lois, comme cela va être le cas pour l'amendement *Cardin-Lugar*.

L'adoption de cette réforme a suscité l'opposition d'une partie de l'industrie pétrolière, qui avait demandé à la *Securities and Exchange Commission (SEC)* de prévoir une dérogation à cette règle. Face au refus de la SEC de prévoir la possibilité de dispenses ou d'une dérogation générale, le « *American Petroleum Institute* » a engagé des poursuites au motif que cette disposition portait atteinte aux intérêts des entreprises américaines à l'étranger et nuisait à leur position concurrentielle et qu'en outre, cette question ne relevait pas de la compétence de la SEC et ne devait pas entrer dans le champ d'action de la section 13 (q) de la loi Dodd-Frank. Le « District

³⁶⁹ Amendement Cardin-Lugar, texte accessible à : <https://www.sec.gov/about/laws/wallstreetreform-cpa.pdf>

³⁷⁰ Article 1504

³⁷¹ Section 13 of the Securities Exchange Act of 1934, as amended by this Act, is amended by adding at the end the following : q. Disclosure of payments by resource extraction issuers : (C. ii)

³⁷² Peter J. Rees, *op.cit.*, page 24. Durant le débat au Sénat sur la section 1504 du Dodd-Frank Act, le sénateur Lugar avait reconnu que l'ITIE avait permis une évolution importante de la question de la transparence.

³⁷³ Dans de la Norme 2016, d'après l'article 4.7, « Il est exigé du groupe multipartite qu'il est tenu de convenir du niveau de désagrégation à appliquer aux données qui seront publiées. Il est exigé que les données ITIE soient présentées par entreprise individuelle, par entité de l'Etat et par source de revenus. Une déclaration par projet est requise, pour autant que ce soit conforme aux normes reconnues de la Securities and Exchange Commission des Etats-Unis (SEC - Commission américaine des opérations boursières) et aux futures exigences de l'Union Européenne. »

Court », dans une décision publiée en juillet 2013, a donné raison au plaignant, arguant que le refus de la SEC d'interdire les dérogations était « *arbitraire et capricieux* »³⁷⁴, et que l'obligation de divulgation publique édictée par la SEC n'était pas « *consistent* » avec la section 13 (q) de la loi Dodd-Frank telle qu'établie par le Congrès³⁷⁵, et a ainsi demandé à la SEC de réviser la règle³⁷⁶.

Cette révision n'est intervenue qu'en juin 2016. Mais durant cet intervalle, l'Union Européenne et une poignée d'Etats³⁷⁷, avaient adopté, dans leur législation, des obligations de divulgation des paiements aux gouvernements étrangers, substantiellement similaires à celle contenue dans l'amendement Cardin-Lugar. Face à l'inertie de la SEC et au « flou juridique » que cette situation créait et qui impactait désormais les entreprises enregistrées sur les marchés européens, plusieurs acteurs du secteur extractif, qu'il s'agisse d'ONG ou de compagnies pétrolières, avaient demandé à la SEC de réviser ce texte afin que l'obligation de transparence puisse être en vigueur et qu'elle contribue à améliorer la transparence au niveau global et à assurer de meilleures conditions de concurrence³⁷⁸.

La similitude dans les obligations adoptées entre les législations européenne et américaine ne devait donc rien au hasard. Les législateurs européens avaient déclaré vouloir créer un « *global standard* » de transparence s'appliquant au secteur extractif³⁷⁹, une certaine uniformité des règles était donc de mise³⁸⁰. Par ailleurs, l'adoption par d'autres Etats de cette même mesure pesait également sur certaines sociétés américaines, enregistrées sur les marchés de ces Etats, et qui tombaient sous le coup de cette obligation. En juin 2016, la SEC a publié les nouvelles règles. L'obligation de divulgation de paiements, par des compagnies listées sur les marchés américains, s'est assortie de la possibilité de trois types d'exemptions : l'une est relative au cas où une entreprise en a acquis une autre, qui n'était pas précédemment

³⁷⁴ Peter J. Rees, *op.cit.*, page 20.

³⁷⁵ Eric Fortineaux, « *The fight against the extractive industries transparency initiative* », *International Law Review*, 2013 Volume 11, Issue 1, page 66; Décision « *Am. Petroleum Ins. v. Sec. Civil Action N° 12-1668 (D.D.C. July 2013)* »

³⁷⁶ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *op.cit.*, page 225.

³⁷⁷ Notamment le Canada (Extractive Sector Transparency Measures Act du 16 décembre 2014) et la Norvège (Loi du 20 décembre 2013).

³⁷⁸ « *Enhancing the Transparency of Resource Extraction Revenue Payments* », S.E.C. 11 décembre 2015, accessible à : https://www.sec.gov/news/statement/disclosure-of-payments-by-resource-extraction-issuers.html#_edn5

³⁷⁹ Carl D. Hughes, Oliver Pendred, *op.cit.*, page 39.

³⁸⁰ Peter J. Rees, *op.cit.*, page 22.

sujette à cette obligation. Dans ce cas, elle n'aura à reporter ses paiements qu'au moment où elle aura rempli une déclaration dans l'année fiscale qui aura suivi l'acquisition. Un autre type d'exemption donne un délai d'un an pour les activités d'exploration. Enfin, troisièmement, la Commission peut accorder des dérogations au cas par cas. Outre cette possibilité, la SEC a également accordé un délai pour le *reporting*, qui ne devait prendre effet qu'à la fin de l'année 2018³⁸¹. Cependant, en février 2017, l'Administration Trump a amendé la loi Dodd-Frank, supprimant ainsi l'obligation de divulgation des paiements par les entreprises³⁸².

Cette loi n'a jamais eu à s'appliquer, mais l'adoption de dispositions équivalentes par des pays européens a changé le contexte et affaibli l'argument selon lequel cette obligation nuisait à la position concurrentielle des entreprises américaines, ce qui rend son abrogation d'autant plus infondée.

2. Les législations européennes.

Les directives européennes³⁸³, à l'instar du Dodd-Frank Act, justifient l'insertion de l'obligation de divulgation par le souci de contribuer à une réduction de la corruption dans les pays riches en ressources naturelles. Cette obligation se base sur les mêmes objectifs que ceux qui entourent l'ITIE, considérée comme ayant joué un rôle essentiel dans ce volet, mais jugée insuffisante à elle seule, et devant être complétée par des législations juridiquement contraignantes, les deux étant réciproquement complémentaires³⁸⁴. L'ITIE figure néanmoins dans les préambules des deux directives, qui précisent que « *les types de paiements figurant dans le rapport devraient être comparables à ceux publiés par une entreprise participant à l'initiative pour la transparence dans les industries extractives (ITIE)* »³⁸⁵.

³⁸¹ Texte accessible à : <https://www.sec.gov/news/pressrelease/2016-132.html>

³⁸² Au moyen du *Congressional Review Act*, qui permet au Congrès d'abroger des règles édictées par des agences fédérales après le 30 mai 2016, à une majorité simple

³⁸³ Directive 2013/50/UE du Parlement Européen et du Conseil du 22 octobre 2013, et Directive 2013/34/UE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2013, révisées dans le but d'inclure une obligation de divulgation des paiements faits par les entreprises extractives aux gouvernements d'accueil.

³⁸⁴ Fiche d'Impact d'un texte réglementaire pour le projet de Décret sur la transparence des paiements en faveur d'autorités publiques des entreprises du secteur extractif et forestier pris pour l'application de l'article 12 de la loi n°2014-1662 du 30 décembre 2014, page 3.

³⁸⁵ Paragraphe 44 du préambule de la Directive 2013/34/UE du 26 juin 2013 ; paragraphe 7 du préambule de la Directive 2013/50/UE du 22 octobre 2013.

Les directives européennes, de même que les législations canadiennes et norvégiennes en la matière, ne prévoient pas de dérogation à l'obligation de divulgation³⁸⁶. La question de la possibilité de dérogations avait été posée durant les débats, afin de ne pas porter préjudice aux compagnies opérant dans des pays qui interdisent ce type de publications, mais il a finalement été décidé qu'il n'y aurait pas de possibilité de dérogations, en raison du fait qu'aucun Etat ne semblait avoir une loi qui interdise la divulgation des paiements, mais également car la loi Dodd-Frank n'en prévoyait pas, et que les législateurs européens voulaient que les deux lois soient « équivalentes »³⁸⁷.

Le champ d'application des directives est également plus large que celle de la législation américaine, puisqu'elles ne s'adressent pas uniquement aux entreprises cotées en bourse, mais à toutes les entreprises privées et aux entités d'intérêt public. Selon l'article 42 (paragraphe 1) de la Directive du 26 juin 2013 (Entreprises tenues de déclarer les paiements effectués au profit de gouvernements) : « *les Etats membres imposent aux grandes entreprises et à toutes les entités d'intérêt public actives dans les industries extractives ou l'exploitation des forêts primaires d'établir et de rendre public un rapport sur les paiements effectués au profit de gouvernements sur une base annuelle* ».

Il y a également des différences dans les modalités de mise en œuvre de cette obligation. Par exemple, la loi américaine oblige les entreprises à divulguer les paiements faits à l'Etat Fédéral, alors que les directives européennes imposent aussi cette obligation pour les paiements effectués au profit de gouvernements locaux ou d'entités gouvernementales. Conformément à l'article 41.3, le « gouvernement » désigne toute autorité nationale, régionale ou locale d'un Etat membre ou d'un pays tiers. Cette notion inclut les administrations, agences ou entreprises contrôlées par cette autorité au sens de l'article 22, paragraphe 1 à 6, de la présente directive ».

³⁸⁶ Sauf pour les entreprises filiales, article 42.2 si a. « l'entreprise mère relève du droit d'un Etat membre », et que, b. « les paiements effectués au profit de gouvernements par l'entreprise figurent dans le rapport consolidé sur les paiements effectués au profit de gouvernements établi par cette entreprise mère conformément à l'article 44 (Rapport consolidé sur les paiements effectués au profit de gouvernements) » (Directive du 26 juin 2013)

³⁸⁷ Voir Peter J. Rees, *op.cit.*, pages 28 et 29.

Par ailleurs, tout paiement égal ou supérieur à un montant de 100.000 Euros au gouvernement doit être déclaré dans le rapport³⁸⁸. Aussi, l'article 41.4 définit le terme «projet» comme signifiant «les activités opérationnelles régies par un seul contrat, licence, bail, concession ou des arrangements juridiques similaires et constituant la base d'obligations de paiements envers un gouvernement. Toutefois, si plusieurs de ces arrangements sont liés entre eux dans leur substance, ils sont considérés comme un « projet ». A l'inverse, la législation américaine, à des fins de flexibilité, n'avait pas défini le terme « projet », et a un champ d'application plus large, puisque les exigences de paiements s'appliquent aussi pour les activités de *processing* ou d'exportation³⁸⁹.

La Directive 2013/34/UE définit le « paiement » comme un montant payé, en espèces ou en nature, qui peut consister en « des droits à la production, des impôts ou taxes perçus sur le revenu, la production ou les bénéfices des sociétés³⁹⁰, des redevances, des dividendes, des primes de signature, de découverte et de production, des droits de licences, frais de location, droits d'entrée et autres contreparties de licence et/ou de concession, et des paiements pour des améliorations des infrastructures », ce qui est proche de la définition américaine³⁹¹. Il est en outre prévu que le rapport sera publié selon les modalités prévues par la législation de chaque Etat membre³⁹². La directive européenne ne prévoyait pas d'audit externe pour évaluer ces rapports, mais que « dans les trois ans à compter de l'expiration du délai de transposition de la présente directive par les Etats membres, la Commission devrait réexaminer le régime et présenter un rapport sur le sujet. Ce réexamen devrait

³⁸⁸ Article 43 « contenu du rapport », Directive du 26 juin 2013 .

³⁸⁹ Carl D. Hughes, Oliver Pendred, *op.cit.*, page 40.

³⁹⁰ « à l'exclusion des impôts ou taxes perçus sur la consommation, tels que les taxes sur la valeur ajoutée, les impôts sur le revenu des personnes physiques ou les impôts sur les ventes », Article 41.5, b de la Directive du 26 juin 2013.

³⁹¹ La liste des paiements est quasiment similaire à celle prévue par la législation américaine, à l'exception de ceux relatifs aux infrastructures, pour lesquels le Dodd-Frank Act a prévu des exceptions. Celui-ci requiert en effet la publication des paiements pour les améliorations des infrastructures, mais écarte cette obligation pour les « social and community payments » qui consistent par exemple en la construction d'écoles ou hôpitaux. Cependant, lorsque des paiements sont fait pour des infrastructures et dans un objectif de développement, la limite peut ne pas être claire. Par exemple, est ce qu'un paiement relatif à des frais de relocalisation d'une population, afin de construire une liaison ferroviaire, sera considéré comme une amélioration des infrastructures ou un paiement au bénéfice de la communauté (community payment) ? Carl D. Hughes, Oliver Pendred, *op.cit.*, page 42.

³⁹² Article 45 « publication » de la Directive du 26 juin 2013 : « Les Etats membres s'assurent que les membres des organes responsables d'une entreprise, agissant dans le cadre des compétences qui leur sont conférées en vertu du droit national, aient la responsabilité de veiller à ce que, au mieux de leurs connaissances et de leurs moyens, le rapport sur les paiements effectués au profit des gouvernements soit établi et publié conformément aux exigences de la présente directive. »

aborder l'efficacité du régime et tenir compte de l'évolution de la situation sur le plan international, notamment en matière de compétitivité et de sécurité énergétiques. » L'évaluation aura pour but de déterminer si cette obligation devrait s'étendre à d'autres secteurs de l'industrie et « réfléchir à la question de savoir si le rapport devrait faire l'objet d'un audit ». Cette solution était un compromis entre le Conseil et des membres du Parlement qui avaient souhaité qu'un audit soit prévu dès les premiers rapports³⁹³. Le réexamen devra déterminer si davantage d'informations devront être contenues dans les rapports, telles que les taux d'imposition effectifs et certaines informations concernant les destinataires des paiements, tels que leurs coordonnées bancaires³⁹⁴. La directive a été transposée en France en décembre 2014³⁹⁵, et c'est en 2016 que les entreprises concernées ont dû publier leurs rapports et les déposer au greffe du tribunal de commerce³⁹⁶.

Si l'industrie pétrolière européenne n'a pas manifesté une opposition aussi virulente que l'industrie américaine, les premiers rapports publiés ont cependant suscité des critiques, et ont fait l'objet d'une analyse poussée, par un groupe d'ONG, qui a été reprise sur le site internet du gouvernement français. Selon l'étude « *La Transparence à l'Etat Brut* »³⁹⁷, les rapports publiés par des entreprises telles que Total, Areva ou Maurel & Prom ont été faits selon des critères et calculs qui ne permettent pas une bonne compréhension des chiffres présentés. Le groupe d'ONG déplore que les entreprises n'aient pas tenu compte de l'obligation prévue par la directive, en cas de paiements en nature, de les déclarer en valeur et en volumes³⁹⁸ (Article 43 paragraphe 3 de la Directive du 26 juin 2013)³⁹⁹, cette distinction n'ayant pas été reprise par l'article 12 de la loi française⁴⁰⁰.

³⁹³ Carl D. Hughes, Oliver Pendred, *op.cit.*, page 39.

³⁹⁴ Paragraphe 52, préambule de la directive du 26 juin 2013.

³⁹⁵ Loi n°2014-1662 du 30 décembre 2014 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union Européenne en matière économique et financière

³⁹⁶ *Ibid.*, article 12.

³⁹⁷ « La transparence à l'état brut : décryptage de la transparence des entreprises extractives », Rapport collectif : ONE, Oxfam, Sherpa, Publish What you Pay, 2017

³⁹⁸ « La Transparence à l'état brut : décryptage de la transparence des entreprises extractives », page 14. Le rapport dénonce le fait que « *Cela crée une faille dont les entreprises peuvent se servir pour ne pas révéler les volumes payés en nature aux gouvernements (Total déclare des paiements en nature uniquement en euros, contrairement à EDF qui publie à la fois en euros et en volume). Dans la mesure où Total n'indique ni les volumes correspondants, ni les référentiels de prix utilisés pour sa valorisation, il est difficile de vérifier la correspondance entre les déclarations de l'entreprise et des autorités gouvernementales ayant reçu les paiements* »

³⁹⁹ Article 43 Paragraphe 3 de la Directive du 26 juin 2013 : « Lorsque des paiements en nature sont effectués au profit d'un gouvernement, ils sont déclarés en valeur et, le cas échéant, en volume. Des notes d'accompagnement sont fournies pour expliquer comment la valeur a été établie ».

Par ailleurs, le rapport a dénoncé le fait que les données présentées par Total pour ses opérations en Angola ne correspondaient pas à ce qu'avait déclaré ce pays pour les paiements reçus par cette entreprise, et présente un écart de 100 millions de dollars. Sur l'écart entre les montants déclarés par Total pour le projet en Angola, et les revenus déclarés par de ce dernier, Total a tenu à répondre au rapport⁴⁰¹, et a expliqué ce différentiel par des modalités techniques ayant trait à des méthodes de calcul et des questions de délai de paiements, et affirme que les montants qu'elle a publiés correspondent bien aux droits de l'entreprise pétrolière nationale, Sonangol, au titre de son *profit-oil* dans le contrat de partage de production.⁴⁰² Cette réponse n'a pas satisfait les ONG, qui estiment que les modalités de calcul du *profit oil* telles qu'expliquées par Total ne sont pas suffisantes à expliquer l'écart de montants⁴⁰³. Cette situation démontre qu'un audit externe peut être nécessaire pour évaluer, de façon impartiale, la véracité des informations et leur fondement.

Les mêmes préoccupations sont apparues au Royaume-Uni, qui a été le premier pays à transposer la directive. D'après l'ONG « *Publish What You Pay* », le rapport présenté par l'entreprise Shell, pour au moins un projet (au Nigéria) avait combiné les paiements de pétrole et de gaz en nature dans un seul chiffre, rendant le prix par baril de chacun incalculable, alors que pour vérifier le prix par baril, la valeur doit être divisible par le volume, l'entreprise n'ayant par ailleurs pas clarifié ce point. De même, l'entreprise Petrofac avait initialement combiné les paiements en cash et en nature, pour un projet en Tunisie, au sein d'un seul et même chiffre qui ne pouvait donc pas être compris, avant de modifier son rapport et d'éclaircir ses données.

Paragraphe 4 : « la déclaration des paiements visé au présent article reflète la substance du paiement ou de l'activité concernée, plutôt que leur forme. Les paiements ne peuvent être artificiellement scindés ou regroupés pour échapper à l'application de la présente directive ».

⁴⁰⁰ « La Transparence à l'état brut : décryptage de la transparence des entreprises extractives », page 14.

⁴⁰¹ « Droit de réponse de Total à Oxfam France », 19 mai 2005, accessible à : http://oxfamfrance.org/sites/default/files/droit_de_reponse_de_total_a_oxfam_france.pdf

⁴⁰² Concession « Deep Water Production », portant sur le bloc 17, au sein de laquelle Total est en en consortium avec trois autres entreprises (Total 40%, Statoil, 23,33%, Esso, 20%, BP, 16,67%).

⁴⁰³ « Droit de réponse d'Oxfam France à Total », 22 mai 2017, accessible à : https://www.oxfamfrance.org/sites/default/files/reponse_doxfam_a_total.pdf

Aussi, le rapport a souligné que l'entreprise BP n'avait pas mentionné les paiements faits par des *joint-ventures* qui ne sont pas des filiales⁴⁰⁴, et Shell avait exclu les paiements par les *joint-ventures* sur lesquels il y avait un contrôle conjoint. L'ONG critiquait alors le fait que, vu le nombre important de joint-ventures dans l'industrie extractive, et étant donné que les droits de production (*production entitlements*) d'une *joint-venture* constituent généralement les paiements les plus importants au profit du gouvernement, ne pas divulguer des paiements faits par certaines *joint-ventures* rendrait les rapports incomplets, mais l'ONG imputait cela à une imprécision dans la définition du terme « projet » par la directive, qui donnerait une marge de manœuvre aux entreprises dans l'appréciation de ce qui constitue un projet⁴⁰⁵.

Or, il nous semble que la définition d'un « projet » est suffisamment large, puisqu'elle concerne tout contrat, concession, licence, bail et tout arrangement similaire, et que la joint-venture entre dans le cadre de cette dernière catégorie, l'exclusion d'un certain type de joint-venture ne pouvant pas être justifié par la distinction entre filiale et non-filiale, d'autant que la conséquence reste la même au regard de la directive, puisqu'il s'agit d'une base d'obligations de paiement au gouvernement.

⁴⁰⁴ Report on payments to governments, 2016, page 4 : « Payments made by an incorporated joint-venture which is not a subsidiary of BP are not included within this Report. »

⁴⁰⁵ « Extractive companies publish worldwide payments under UK law », *Publish What You Pay*, 3 Janvier 2017.

c. Vers un nouveau modèle de transparence ?

En dépit des allers-retours que subit la législation américaine, son adoption en premier lieu, ainsi que celle de l'Union européenne et de quelques autres Etats, qui témoignent de la volonté de contribuer à la création de standards globaux en matière de transparence, sont des éléments qui permettent de laisser penser que nous sommes face à un nouveau paradigme en la matière. Aujourd'hui, et bien que l'obligation de divulgation des paiements soit d'adoption très récente et que sa mise en œuvre ne soit pas tout à fait parfaite, elle est pourtant en phase de devenir incontournable. Cela s'explique par un contexte global tendant de plus en plus à tenir compte des conditions d'exercice des entreprises multinationales dans les pays d'accueil et de l'impact de leurs activités sur le développement socio-économique de ces pays. Cet aspect constituait d'ailleurs le fondement de l'adoption des législations américaines et européennes relatives à la transparence. Si cette question n'est pas nouvelle, sa prise en compte par le « droit dur » montre que l'on est passé à un autre niveau pour régir cet aspect, et que les politiques de responsabilité sociale, les chartes de bonne gouvernance et les initiatives volontaires servant à la « *licence to operate* » des entreprises ont échoué à laisser cette problématique dans le champ exclusif du volontariat. Les sociétés civiles, celles des pays d'accueil ainsi que celles des pays d'origine, sont de plus en plus sévères et tendent à être *de mieux en mieux informées*⁴⁰⁶, et les entreprises pétrolières restent attachées à leur image⁴⁰⁷. Ce qui explique d'ailleurs le fait que la pénalité pour non-respect des obligations de publication des paiements soit faible⁴⁰⁸, car en réalité l'enjeu se situe sur le terrain de la réputation.

L'on peut aussi conclure à la création d'un nouveau modèle de transparence, en raison de la prévisible pérennité des obligations législatives en la matière. Les législations européennes vont progressivement s'affiner et se préciser⁴⁰⁹, et vont être

⁴⁰⁶ Par exemple, concernant le gaz de schiste en Algérie, le gouvernement a été pris de court par la mobilisation massive de la société civile

⁴⁰⁷ Kerem Oge, « To disclose or not to disclose : How global competition for foreign direct investment influences transparency reforms in extractive industries », *op.cit.*, page 139.

⁴⁰⁸ Bien que la Directive Européenne prévoit que les sanctions doivent être « effectives, proportionnées et dissuasives » (article 51 de la Directive du 26 juin 2013), et laisse aux Etats le soin de la fixer, la France a fixé le montant de 3750 euros

⁴⁰⁹ Un examen de la commission européenne est prévu pour 2018 (article 48 de la directive du 26 juin 2013).

rejointes par davantage d'Etats, étant donné que le principal argument contre la divulgation des paiements est celui qui a trait à la position concurrentielle, et que plus il y aura d'Etats qui imposeront cette obligation, plus la validité de cet argument s'effritera. Un nombre croissant d'entreprises y sera soumis, et l'Etat d'origine importe peu finalement, puisque toutes les entreprises listées sur le marché d'un Etat sont concernées. Par exemple, les compagnies russes Rosneft et Gazprom doivent, au regard de la législation britannique, publier des rapports de divulgation de paiements.

Certains représentants de l'industrie pétrolière, qui s'étaient opposés aux législations américaines et européennes, déclaraient que ces obligations pouvaient leur porter préjudice durant les appels d'offres, et même rendre ceux-ci plus opaques, car leurs concurrents et le gouvernement sauraient alors ce qu'ils sont prêts à payer, et que le gouvernement préférerait conclure des contrats avec des entreprises non sujettes à cette obligation⁴¹⁰. Or, si effectivement un Etat ne souhaite pas conclure de contrats avec des entreprises soumises à cette obligation, il devra écarter toutes celles listées sur les marchés des Etats qui imposent la divulgation, et ce genre de manœuvres, en plus d'être aisément détectable, est contre-productif.

Aussi, les entreprises américaines avaient contesté cette obligation en 2012, au motif que certains pays interdisaient la divulgation de telles informations dans les contrats ou dans les lois, et que ces informations profiteraient à leurs concurrents et risqueraient de provoquer une hausse du phénomène de « nationalisme des ressources », puisque les citoyens seraient davantage informés des montants perçus par l'Etat et pourraient alors exercer une pression pour les revenus de l'Etat soient augmentés⁴¹¹. Or, il semblerait qu'aucun pays ne prévoit formellement l'interdiction de la divulgation de paiements effectués par l'entreprise. D'ailleurs les entreprises européennes qui ont publié leurs rapports ne se sont confrontées à aucune difficulté avec les Etats d'accueil des opérations.

Quant à l'aspect relatif au « nationalisme des ressources », la publication des paiements a précisément pour but une meilleure information des citoyens et une réduction du risque de corruption. L'étude des rapports peut, à terme, révéler que les

⁴¹⁰ Peter J. Rees, *op.cit.*, « Revenue Transparency : global, not local solutions », *op.cit.*, page 23.

⁴¹¹ Carl D. Hughes, Oliver Pendred, *op.cit.*, page 45.

paiements semblent inadéquats, soit parce qu'ils sont trop faibles et que les citoyens pourront estimer, bien que cela représente une tâche difficile, que les ressources naturelles ne sont pas exploitées à leur « juste valeur », soit parce qu'ils sont disproportionnellement élevés par rapport au développement du pays. Ce sont là des préoccupations qui existent dans la grande majorité des pays en développement riches en ressources naturelles. L'information citoyenne est directement corrélée à l'aspect fondamental du concept de transparence, à savoir l'augmentation de la *Redevabilité* de l'Etat. Cette notion est liée au concept « d'intendance » associé au principe de souveraineté sur les ressources naturelles, et selon lequel l'Etat doit gérer les ressources naturelles dans l'intérêt de la population, puisqu'il qu'il n'en est que « l'intendant ». Ce concept, qui était au cœur de la résolution 1803 de l'Assemblée Générale des Nations-Unies⁴¹², fonde l'existence et la pérennité de l'ITIE. Celle-ci s'y réfère par ailleurs dans sa résolution sur le renforcement de la transparence dans les industries⁴¹³.

L'on ne peut donc pas utiliser l'argument de la prise de conscience des populations, et des éventuelles pressions que cela pourrait déclencher, comme moyen d'empêcher l'obligation de divulgation ou d'en déroger, alors qu'il s'agit du fondement même de l'obligation de transparence.

L'obligation de divulgation de paiements par les entreprises et des revenus par l'Etat ne doit en effet être que l'élément déclencheur de politiques visant à améliorer la redistribution des richesses. En cela, c'est une obligation qui devra à la fois révéler un fait et déclencher des actions conséquentes. La transparence des paiements et revenus n'est pas un but ultime, et l'ITIE a souvent été critiquée pour s'être focalisée sur ce seul aspect, qui n'est pourtant pas celui qui déterminera directement la redistribution des richesses, et qui n'est pas non plus celui le plus exposé au risque de détournements. C'est pourquoi, en 2013, l'ITIE a étendu sa norme et son champ d'action à d'autres phases critiques de la chaîne de production.

⁴¹² Résolution 1803 (XVII) de l'Assemblée générale en date du 14 décembre 1962 : «Souveraineté permanente sur les ressources naturelles» .

⁴¹³ Résolution AGNU du 11 septembre 2008 sur renforcement de la transparence dans les industries. Paragraphe 4 du préambule : « Rappelant également sa résolution 1803 (XVII) du 14 décembre 1962, dans laquelle elle a déclaré que le droit de souveraineté permanent des peuples et des nations sur leurs richesses et leurs ressources naturelles devait s'exercer dans l'intérêt du développement national et du bien-être de la population de l'État intéressé »

Paragraphe 2 : La transparence durant la phase d'octroi des licences et contrats

Au début des années 2010, il y a eu une importante tendance en faveur d'une extension du champ d'application de l'ITIE à d'autres segments et secteurs de l'industrie extractive. L'ITIE s'étant initialement limitée à l'amont des hydrocarbures et aux mines, la question des activités relatives à l'aval, tels que le raffinage ou le transport et à d'autres domaines extractifs, telles que la pêche ou l'exploitation forestière, s'est posée. L'ITIE justifiait cette focalisation par des motifs d'ordre pratique, invoquant le fait que la prise en compte de l'obligation de divulgation des revenus et paiements constituait un défi et un processus suffisamment difficiles, et qu'étendre cette obligation à d'autres activités extractives augmenterait le nombre de parties prenantes, et risquerait de provoquer une dispersion des rôles et responsabilités. En outre, et c'est la distinction la plus conséquente, les hydrocarbures et les mines sont, contrairement aux autres activités extractives en question, des ressources non-renouvelables, qui répondent, de ce fait, à des caractéristiques et problématiques qui leur sont propres⁴¹⁴.

Les principales préoccupations et interrogations avaient cependant trait à la focalisation de l'ITIE sur la divulgation des paiements et revenus, et l'exclusion de toutes les autres phases de la chaîne de valeurs extractives, qui sont pourtant problématiques. Cette approche exclusive a été remise en cause, en ce qu'elle ne tenait pas compte d'un ensemble important d'éléments qui impactent tout autant, voire davantage, la gouvernance et les performances du secteur, et qui sont très exposées au risque de corruption ou ont des conséquences directes et concrètes sur la redistribution des richesses.

L'ITIE ayant basé sa logique et ses principes fondateurs sur la réduction de la corruption et l'amélioration des conditions de vie, le fait qu'elle ait mis l'accent sur les

⁴¹⁴ Anwar Ravat, Sridar P. Kannan « Implementing EITI for Impact : A handbook for Policy Makers and Stakeholders », The World Bank, page 35.

paiements et revenus, en ignorant l'aspect de la redistribution des revenus et des dépenses publiques - qui est pourtant le point le plus crucial dans cette problématique - a pu paraître réducteur⁴¹⁵ et lui faire manquer de pertinence⁴¹⁶. Cette critique a été prise en compte par l'ITIE, qui s'est soumise à une évaluation par un cabinet indépendant en 2011⁴¹⁷, dont les conclusions, bien que bornées à trois pays⁴¹⁸, ont révélé les limites de l'ITIE en termes d'impact sur le développement économique et social, et qui rejoignent celles d'autres études portant sur des pays différents⁴¹⁹.

Le réexamen en 2013 des exigences de l'ITIE avait précisément pour but de combler ces lacunes, notamment avec l'introduction de l'exigence visant à publier les informations contextuelles sur le secteur extractif et en exigeant des informations plus détaillées sur les paiements effectués par les compagnies aux gouvernements. En 2013, l'ITIE a donc opéré un élargissement de sa Norme, en y incluant toutes les phases d'un projet pétrolier, y compris la phase d'octroi des droits d'exploration et de production, qui est l'une des plus exposées au risque de corruption. Cette extension n'a cependant pas résolu l'ensemble des faiblesses de l'ITIE, qui reste l'objet de nombreuses critiques.

⁴¹⁵ Benjamin K. Sovacool et al., *Energy Governance, Transnational Rules, and the Resource Curse : Exploring the Effectiveness of EITI* », *op. cit.*, page 11 ; Ivar Kolstad , Arne Wiig, « Is Transparency the Key to Reducing Corruption in Resource-Rich Countries ? », *World Development*, 2009, Vol.37, n°3 , page 529.

⁴¹⁶ Daniella Dam-de Jong, *International Law and Governance of Natural Resources in Conflict and Post-Conflict Situations* *op.cit.*,page 394 ; Siri Aas Rustad, « *Has the Extractive Industries Transparency been a success ? Identifying and evaluating EITI goals* », *op.cit.*,page 156.

⁴¹⁷ Daniella Dam-de Jong, *op.cit.*, page 387.

⁴¹⁸ Le Nigéria, le Gabon et la Mongolie, « *Achievements and Strategic Options : Evaluation of the Extractive Industries Transparency Initiative* » Final Report, *Scanteam*, Oslo, Mai 2011, page 22 et s.

⁴¹⁹ Etude de cas de l'ITIE au Nigéria, du 20 janvier 2012, accessible à : https://eiti.org/sites/default/files/documents/2012-05-11-Case_Study_Nigeria_French.pdf

A. Une phase particulièrement exposée au risque de corruption.

Qu'il s'agisse d'un appel d'offres ou d'une négociation directe, la phase d'attribution de la licence ou du contrat, de par ses particularités, est très sensible au risque de corruption, étant donné qu'elle implique une discrétion, plus ou moins importante des autorités gouvernementales⁴²⁰. Le risque de corruption peut se manifester à divers égards, et c'est la raison pour laquelle son encadrement est nécessaire. C'est dans l'optique de favoriser la transparence que l'appel d'offres est dorénavant généralement préféré pour l'attribution des contrats⁴²¹. Mais malgré les garanties qu'il assure, il n'est pas exempt de risques d'atteinte au principe de la transparence. Plusieurs instruments d'organisations internationales et d'ONG ont fait état des risques auxquels cette phase est particulièrement vulnérable, et des bonnes pratiques en la matière⁴²².

a. Les principaux risques associés à la négociation directe

La négociation directe (ou bilatérale) est manifestement plus exposée que l'appel d'offres, étant donné qu'elle n'est souvent régie par aucune règle préétablie et qu'elle n'est pas publique. Les parties présentes pourront alors user de leur influence pour attribuer un permis ou un contrat à une compagnie, en échange « d'avantages indus », ou demander des commissions⁴²³. Aussi, le recours à certains critères ou obligations prévues par la loi peut exacerber les risques, lorsqu'il n'y a aucun mécanisme de supervision.⁴²⁴ Les dispositions relatives au contenu local, notamment l'obligation de partenariat avec une entreprise nationale, sont, à ce titre, souvent détournées de leur objectif premier, qui est de permettre une augmentation des capacités nationales⁴²⁵.

⁴²⁰ Farouk Al-Kasim, Tina Soreide, Aled Williams, «Grand corruption in the Regulation of Oil », *Working Papers Series*, Anti-Corruption Resource Centre, Chr. Michelsen Institute, Bergen (Norvège) 2008, page 23.

⁴²¹ Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, *op.cit.*, page 183.

⁴²² « Twelve Red Flags : Corruption Risks in the Award of Extractive Sector Licences and Contracts », Natural Resource Governance Institute, Avril 2017

⁴²³ « Corruption in the Extractive Value Chain : Typology of Risks, Mitigation Measures and Incentives » OECD Development Policy Tools, OECD Publishing, Paris, 2016, page 39.

⁴²⁴ Maira Martini, « Local Content Policies and Corruption in the Oil and Gas Industry », Transparency International, *Working Paper Series*, Anti-Corruption Resource Centre, Chr. Michelsen Institute, Bergen (Norvège), Septembre 2014 , page 3 et s.

⁴²⁵ Sur les obligations relatives au contenu local, Mathias Audit, « Les obligations relatives à la « part locale » dans les contrats d'Etat », in *Colloque S.F.D.I de Lyon, Droit international et développement* , Pedone, Paris, 2015, page 197 ; et sur leur conformité au droit international, Franck

Lorsqu'elles interviennent dans un champ purement discrétionnaire, le risque est grand que ces partenariats profitent à des entreprises dont les membres du gouvernement sont propriétaires, ou dans lesquelles ils possèdent des parts ou des intérêts⁴²⁶. Ce risque relatif au contenu local fait notamment partie des « *red flags* » identifiés par l'institut NREGI durant la phase d'attribution des contrats⁴²⁷, et est souvent prohibé ou limité par certains traités ou organisations, telle que l'OMC. Outre le fait qu'il crée des barrières à l'investissement étranger, il présente des risques d'abus et détournements⁴²⁸.

De façon similaire, l'article II, paragraphe 3 des Principes Directeurs de la Banque Mondiale précise les éléments suivants : « Chaque Etat conserve le droit de réglementer l'admission des investissements privés étrangers. Dans la formulation et l'application de cette réglementation, les Etats noteront que l'expérience tend à montrer que certaines obligations de résultats imposées aux investisseurs comme condition d'entrée aboutissent souvent à des résultats contraires à ceux recherchés, et que la liberté d'entrée (...) représente une approche plus productive. Les obligations de résultats dissuadent souvent l'investisseur étranger d'investir dans le pays en question ou encouragent la fraude et la corruption »⁴²⁹.

Au-delà des risques liés aux trafic et abus d'influence, et à l'utilisation fallacieuse de sociétés locales, d'autres éléments de la négociation, tels que les bonus de signature (prime de signature), fréquents dans l'industrie pétrolière pour obtenir un droit sur un périmètre⁴³⁰, peuvent également être détournés. Le montant de la prime de signature varie en fonction de la taille et de la « prospectivité » de la zone à octroyer, et des taux de redevances, et le critère de calcul, dans une négociation discrétionnaire, peut être faussé. En plus du montant, c'est également son affectation

Latty, « Discrète mais envahissante : La clause de libre exploitation », *Revue Générale de Droit International Public*, 2015, vol. 119, n°1, page 179.

⁴²⁶ *Ibid.*, page 39

⁴²⁷ Entres autres « red flags » : numéro 5, « *An official intervenes in the award process, resulting in benefit to a particular company* » ; numéro 7 « *an official with influence over the selection process has a conflict of interest* »

⁴²⁸ Arnaud de Nanteuil, *Droit international de l'Investissement*, Pedone, Paris, 2014, page 372.

⁴²⁹ Traduction française du Professeur Juillard des « *Guidelines for the treatment of foreign direct investment* », in *Chronique de droit international économique*, Carreau Dominique, Flory Thiébaud, Juillard Patrick, *AFDI*, 1992, Vol.38, page 802.

⁴³⁰ « Corruption in the Extractive Value Chain : Typology of Risks, Mitigation Measures and Incentives », OECD Development Policy Tools, *op.cit.*, page 41.

qui peut faire l'objet de fraude et détournements⁴³¹. Plusieurs autres facteurs relatifs au partage des coûts et de la rente entre l'Etat et la société étrangère peuvent être altérés⁴³², et, si ni l'issue des négociations sur les principaux termes en jeu, ni le contrat ne sont publiés, le public n'a aucun moyen de les connaître.

b. La transparence dans les procédures de mise en concurrence

Alors que les négociations bilatérales se font dans un cadre « secret », où les critères de choix et les paramètres de négociation ne sont pas connus et ne sont souvent pas préétablis dans la législation, il en va autrement pour les appels d'offres, qui doivent obéir à un certain nombre de règles qui auront été définies dans la loi pétrolière ou dans ses règlements d'application, et dont les détails doivent être fournis dans des règlements d'appel d'offres. D'un Etat à l'autre, la précision des informations fournies et la transparence du processus varient. Les institutions financières internationales, telle que la Banque Mondiale ou le FMI, et *les meilleurs standards internationaux* plaident pour la plus grande transparence possible dans les modalités entourant la procédure, et encouragent à communiquer aux candidats le maximum de détails concernant les paramètres de soumission et de sélection⁴³³. En effet, plus la procédure et les critères utilisés seront détaillés, plus le risque de pratiques frauduleuses sera atténué.

Ainsi, si dans le cadre des négociations, le principal enjeu consiste à éviter les fraudes qui vont impacter la nature du contrat conclu, la problématique se pose de façon différente pour les risques associés aux appels d'offres, où le risque réside principalement dans une atteinte au principe d'égalité de traitement entre les candidats. Cela peut se manifester de diverses manières.

En premier lieu, le risque de corruption est plus grand si la législation ne spécifie pas quelle procédure doit être utilisée pour l'octroi du contrat, ou si elle prévoit les deux cas de figures, les négociations et l'appel d'offres, sans déterminer les critères

⁴³¹ *Ibid.*, page 42

⁴³² *Ibid.*

⁴³³ Michael Bunter, *The promoting and licensing of petroleum prospective acreage*, 2002, *op.cit.*, page 251.

de recours à l'un ou à l'autre, laissant ainsi une grande marge de manœuvre à l'autorité en charge de l'allocation.⁴³⁴ C'est le cas dans certaines législations africaines, mais surtout dans le domaine minier. L'autorité a alors la liberté de déterminer au cas par cas, sans être obligée de motiver sa décision, quel processus elle adoptera pour l'octroi des zones concernées. Or, selon les *bonnes pratiques internationales*, il n'appartient pas à l'autorité en charge de l'octroi des licences de décider discrétionnairement de la procédure qu'elle va utiliser.

En deuxième lieu, si la loi précise que les attributions de contrat se feront au moyen d'une mise en concurrence, disposition que l'on retrouve de plus en plus souvent dans les législations⁴³⁵, il arrive cependant qu'elle prévoit une dérogation au profit d'une procédure négociée⁴³⁶. Si prévoir cette dérogation est chose prudente, étant donné qu'il existe des circonstances dans l'industrie pétrolière où une négociation sera plus adaptée qu'un appel d'offres⁴³⁷, et qu'un système trop rigide n'est pas le plus recommandé⁴³⁸, les formules utilisées pour justifier cette possibilité restent cependant souvent vagues, et la plupart des législations ne prévoient pas que le recours à cette dérogation doive être motivé ou faire l'objet d'un mécanisme de supervision. Dans la plupart des cas, il s'agit d'une décision discrétionnaire du ministre en charge du pétrole, qui pour des raisons de « souveraineté »⁴³⁹, « d'intérêt général », ou encore des « circonstances extraordinaires » peut déroger à la procédure d'appel d'offres. La législation reste alors silencieuse sur les critères et paramètres qui seront utilisés lors de la négociation⁴⁴⁰. La loi sur les hydrocarbures en Algérie a, par exemple, tenté d'encadrer quelque peu le recours à la dérogation, et de limiter la marge discrétionnaire du ministre, en ajoutant, dans l'amendement législatif de

⁴³⁴ Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *op.cit.*, page 183

⁴³⁵ *Ibid.*, pages 182 et 183 : « d'une manière générale, on observe en Afrique un développement des procédures d'appel d'offres dans le cadre de l'octroi de titres miniers et de contrats d'exploitation. Cette unité conventionnelle et législative est récente et a tendance à se généraliser »

⁴³⁶ Exemple du Ghana, voir *Infra* (chapitre 2).

⁴³⁷ Silvana Tordo, David Johnston, Daniel Johnston, « Petroleum Exploration and Production Rights : Allocation Strategies and Design Issues », *World Bank Working Paper n°179*, The World Bank, Washington, 2010, page 48 et 49.

⁴³⁸ Farouk al-Kasim et al., 2008, *op.cit.*, page 29.

⁴³⁹ Exemple de la République du Congo, article 3 du décret n°2008-15 du 11 février 2008 fixant la procédure d'attribution des titres miniers d'hydrocarbures liquides ou gazeux : « hormis les cas exceptionnels régis par des accords-cadres entre Etats ou pour des raisons de souveraineté, l'attribution des titres miniers d'hydrocarbures liquides ou gazeux se fait après une procédure d'appel d'offres ».

⁴⁴⁰ En effet, même les législations qui établissent le principe de l'appel d'offres peuvent autoriser le recours à des négociations pour des motifs d'intérêt général, ou des circonstances exceptionnelles, sans que cela soit justifié ou sans préciser quels règles et paramètres vont entourer cette négociation.

2013⁴⁴¹, dans son article 32, que cette dérogation doit se faire « pour des motifs d'intérêt général, dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures, et sur proposition d'ALNAFT ». Elle précise en outre que « le contrat conclu dans le cadre de cette dérogation reste soumis aux dispositions de la loi ». En plus des dispositions prévoyant le recours à l'appel d'offres, qu'il constitue le mode exclusif d'attribution ou une possibilité, il est également judicieux que la législation prévoie les critères et règles le régissant⁴⁴², et les principaux paramètres de soumission qui seront utilisés pour départager les offres. Certaines législations prévoient également que « la sélection des offres aura lieu conformément aux procédures généralement admises ou reconnues dans la pratique internationale »⁴⁴³.

En troisième lieu, c'est de la rédaction de la procédure de pré-qualification et de mise en concurrence⁴⁴⁴ que peuvent naître des atteintes à la transparence et à une « compétition équitable »⁴⁴⁵. Pour limiter les risques, il est par exemple recommandé de réduire le nombre d'éléments négociables et de privilégier des critères stricts et bien définis, dupliqués à chaque projet⁴⁴⁶. En effet, les procédures et les critères peuvent être conçus de façon à privilégier une entreprise ou un groupe d'entreprises, ou à l'inverse à en défavoriser ou écarter d'autres, pour des motifs principalement politiques, donnant lieu à des procédures déguisées⁴⁴⁷. En outre, si la procédure n'est pas suffisamment détaillée et qu'elle ne mentionne par exemple pas la pondération des critères utilisés⁴⁴⁸, cela peut entraîner le risque qu'un agent du gouvernement communique à l'une des sociétés candidates la pondération qui sera utilisée, afin de favoriser son offre, ou encore qu'il communique les offres des autres sociétés, afin qu'elle formule la sienne en conséquence. Le risque existe également que des compagnies pratiquent des ententes anticoncurrentielles⁴⁴⁹.

⁴⁴¹ Loi du 20 février 2013.

⁴⁴² Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, *op.cit.*, page 184

⁴⁴³ *Ibid.*

⁴⁴⁴ Farouk Al-Kasim et al., 2008, *op.cit.*, page 23.

⁴⁴⁵ Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *op.cit.*, page 183.

⁴⁴⁶ Farouk Al-Kasim and al., 2008, *op.cit.*, page 29.

⁴⁴⁷ *Ibid.*

⁴⁴⁸ Comme cela a été par exemple le cas au Mexique durant le premier appel d'offres, où le gouvernement n'avait pas précisé les taux de pondération associés à chaque critère. Voir infra (Titre 1, chapitre 2).

⁴⁴⁹ « Corruption in the Extractive Value Chain: Typology of Risks, Mitigation Measures and Incentives », OECD Development Policy Tools, *op.cit.*, page 44 et s.

Enfin, il est hautement recommandé que la procédure soit totalement « publicisée »⁴⁵⁰, et ce durant l'ensemble des phases, de la publicité de l'appel d'offres à la publication des résultats et à l'annonce de la signature du contrat, le cas échéant, avec les compagnies ayant présenté les offres finalement retenues⁴⁵¹.

B. L'extension de la Norme ITIE à la phase d'attribution

Depuis 2013, face à la prise de conscience qu'il était impératif de tenir compte de l'ensemble du contexte d'un projet, l'ITIE a étendu sa couverture, et y a notamment inclus la phase cruciale de l'octroi du contrat. Elle exige donc désormais « la divulgation d'informations liées aux règles régissant la gestion du secteur extractif, permettant aux parties prenantes de comprendre les lois et procédures pour l'octroi de droits de production et d'exploration, le cadre juridique, réglementaire et contractuel s'appliquant au secteur extractif et les responsabilités institutionnelles de l'Etat dans la gestion du secteur »⁴⁵². Le Rapport du groupe multipartite doit donc fournir une description du processus d'attribution ou de transfert de la licence; les critères techniques et financiers qui ont été utilisés; les informations relatives aux attributaires de la licence; ainsi que toute infraction au cadre légal et réglementaire qui régit les octrois ou transferts de licences⁴⁵³.

Cette exigence de transparence tout au long de la chaîne de valeur, à commencer par la phase d'octroi, avait déjà été adoptée par la Banque Mondiale, en 2008, dans le cadre de ce qu'elle avait appelé « *EITI Plus Plus* », visant à appliquer les règles de l'ITIE dans ses programmes d'assistance technique, mais en étendant leur portée à toutes les étapes du projet⁴⁵⁴. Un encadrement de la phase d'octroi avait également été encouragé par certaines ONG, telle que *Global Witness*, qui avait publié « une liste de vérification » contenant toutes les règles et données qui devaient régir les procédures

⁴⁵⁰ Michael Bunter, *The promoting and licensing of petroleum prospective acreage*, 2002, *op.cit.*, page 251.

⁴⁵¹ Farouk Al-Kasim and al., 2008, *op.cit.*, page 29.

⁴⁵² Exigence n°2 de « La Norme ITIE », page 17.

⁴⁵³ *Ibid.*

⁴⁵⁴ Cela a par exemple été fait en Guinée et en Mauritanie; Jill Shankleman « The Changing Context for Efforts to Avoid the Curse of Oil », in Daniel Spreng et al, *Tackling Long-Term Global Energy Problems: The Contribution of Social Science*, Springer, Dordrecht, 2012, page 122.

et les moyens de les faire connaître à la société civile⁴⁵⁵. Un certain nombre d'Etats, ayant adopté l'appel d'offres comme mode principal d'allocation des périmètres, prévoyait déjà l'application de telles règles, la transparence étant directement corrélée au mécanisme d'appel d'offres.

Mais la prise en compte de cette phase par des instruments internationaux l'extrait peu à peu du champ purement discrétionnaire de l'Etat, et l'intègre dans une problématique plus large de bonne gouvernance et de nécessité de régulation et de respect de certaines exigences. L'ITIE, dans ce cadre, a donc pour but de diffuser les règles précises applicables en la matière et à créer une instance au sein de laquelle l'Etat, par un autre moyen que sa législation nationale, choisit de réduire sa discrétion.

Les règles prévues par l'ITIE pour la phase d'allocation des ressources se focalisent sur la transparence et la divulgation d'informations au public. Les conséquences de cette divulgation, si elles entraînent des réformes, pourront impacter le climat des investissements et les conditions d'accès des sociétés aux droits d'exploration et d'exploitation. Les règles posées par l'ITIE s'inscrivent dans les meilleures pratiques ou standards globaux en la matière sont conformes aux recommandations que l'on retrouve dans la Charte des Ressources Naturelles ou à celles de la Banque Mondiale⁴⁵⁶. Elles ont également la même optique, celle d'assurer aux investisseurs étrangers des conditions d'accès équitables aux ressources naturelles.

Les règles de l'ITIE ont pour ambition d'assurer la transparence tout au long du processus, mais également son efficacité. Elles visent à la publication des procédures suivies lorsque celles-ci ne le sont pas par le gouvernement, ce qui permettra d'informer les citoyens sur les modalités d'octroi des licences et contrats. Lorsque ces informations sont déjà publiées, le rapport du groupe multipartite peut se contenter de faire référence à loi ou au règlement en question.

⁴⁵⁵ « Empêcher la corruption dans l'octroi de licences pétrolières, gazières et minières : Liste de vérification à l'attention des citoyens », *Global Witness*, 15 mars 2012.

⁴⁵⁶ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *op.cit.* page 91 : « Transparency is at the core of good practice when it comes to award procedures ».

Au-delà de cette visée informative, le rapport de l'ITIE se donne également l'ambition de signaler les écarts éventuels entre ce qui était prévu par la loi et le déroulement effectif de la procédure, et de dénoncer, le cas échéant, les procédures opaques ou les attributions de contrats qui semblent « injustifiés »⁴⁵⁷. Le rapport permet aussi d'expliquer pourquoi certaines attributions de contrats se sont écartées des dispositions législatives prévues⁴⁵⁸. Le but est donc de faire en sorte que la société civile dispose de tous les moyens de comprendre la procédure d'allocation, et d'inviter les Etats à corriger les défaillances si elles existent. L'ITIE précise que lorsque le rapport révèle des lacunes dans le système d'octroi des licences, « les parties prenantes peuvent se servir de ces informations pour obtenir des réformes visant à garantir des systèmes d'octroi de licences plus transparents et plus efficaces. A leur tour, ces systèmes auront tendance à améliorer le climat d'investissement et le potentiel de croissance des entreprises extractives »⁴⁵⁹.

Le rapport de l'ITIE doit faire référence à la législation existante, et vérifier que celle-ci a prévu le choix des procédures à suivre pour l'octroi des droits, et si elle précise le mode d'attribution privilégié, qu'il s'agisse d'un appel d'offres, d'une négociation directe ou du système « premier venu, premier servi ». La Norme ITIE appelle les Etats à faire figurer ces informations dans leurs législations, ainsi que le choix et le nom de l'autorité compétente en charge de l'allocation des droits⁴⁶⁰. La clarté du cadre juridique et institutionnel est en effet l'un des prérequis les plus cruciaux, il se doit donc d'être sans ambiguïté et publiquement disponible⁴⁶¹.

⁴⁵⁷ Le rapport doit en outre évaluer « la mesure dans laquelle le processus suivi pour l'octroi ou le transfert de la licence était conforme aux procédures définies dans la législation. Tout écart significatif devra être mentionné ». (Note d'orientation 4 : Octroi des licences, page 3). S'il s'agit cependant de procédures opaques, le groupe multipartite ne sera pas enclin à les révéler, et il appartiendra alors à l'administrateur indépendant d'apporter lui-même le maximum d'informations dessus.

⁴⁵⁸ Guidance Note , page 7 ; exemple du Timor Leste avec ENI et Timor Gap :

Le rapport 2014 du Timor Leste explique pourquoi le gouvernement a décidé de s'éloigner des règles prévues par la procédure d'attribution des licences lorsqu'il a octroyé le contrat PSC 11-106 à ENI et à Timor Gap en 2013. L'une des raisons pour lesquelles l'ANP a décidé d'octroyer le contrat de partage de production à ENI directement était le fait qu'ENI travaillait sur cette zone depuis un certain moment, et en connaissait bien les conditions géologiques. De plus, la participation de Timor Gap dans ce contrat était considérée comme une étape importante dans l'évolution de la NOC. Avec l'approbation de la commission mixte, le contrat a été attribué en avril 2013.

⁴⁵⁹ Note d'Orientation 4 « Octroi et licences », page 1

⁴⁶⁰ Exigence 2, La Norme ITIE, page 17 ,

⁴⁶¹ Charte des ressources naturelles, Précepte 3 « Technical implantation », page 16.

Le rapport ITIE doit également évaluer le bien-fondé et la clarté des critères et paramètres qui permettent la sélection des sociétés, en vérifiant s'ils ont été préalablement définis, s'ils sont cohérents avec la politique énergétique du pays et de la zone à octroyer, ainsi que s'ils ont été élaborés de façon à être compris par toutes les parties prenantes. Le rapport doit également contrôler que le choix final est cohérent avec les qualifications techniques et financières des entreprises (si elles correspondent à l'ampleur du projet)⁴⁶², et que le résultat a fait l'objet d'une annonce publique⁴⁶³. D'une façon générale, la bonne pratique recommande de ne pas multiplier les critères de sélection, et de les rédiger de façon à ce qu'ils soient suffisamment clairs non seulement pour les sociétés pétrolières, mais également pour les observateurs externes, et de préciser leur pondération⁴⁶⁴.

Aussi, l'ITIE, afin de favoriser les informations sur les compagnies titulaires de droits, demande aux Etats de mettre en place ou de rendre publique un registre des licences ou du cadastre, précisant le détenteur de la licence, les coordonnées géographiques de chaque zone et les durées contractuelles, les modalités d'accès aux informations, et les matières premières produites. La tenue régulière d'un registre est un aspect important, qui pèse sur la procédure d'attribution des droits et qui peut jouer un rôle important dans sa réussite. Il a pu arriver que des Etats ne disposent pas de registres mis à jour ou suffisamment sophistiqués, ce qui rendait l'information difficile d'accès, et pouvait en outre entraîner des enchevêtrements entre les zones contractuelles. Ce risque était bien évidemment un élément qui n'incitait pas à participer aux appels d'offres, et, depuis quelques années, les Etats bénéficient de financements externes pour mettre à jour des systèmes de gestion des données⁴⁶⁵, qui permettent une meilleure connaissance des périmètres et la mise à disposition des informations adéquates⁴⁶⁶.

Si des licences ou contrats ont été octroyés durant la période couverte par le rapport ITIE, celui-ci devra fournir la liste des candidats et les critères détaillés de

⁴⁶² Parfois le critère du « moins-disant » amène à sélectionner des entreprises qui ne sont pas à mêmes de développer le projet en question, faute de qualifications adaptées

⁴⁶³ Guidance Notes EITI, , page 2

⁴⁶⁴ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *op.cit.*, page 92.

⁴⁶⁵ Dans le cadre du programme norvégien « Oil for development » par exemple, v. Supra.

⁴⁶⁶ « Availability of technical data is a hugely important ingredient of successful licensing », précepte 3 « Technical implantation », Charte des ressources naturelles, page 17.

l'appel d'offres⁴⁶⁷. Il est aussi prévu que le groupe multipartite puisse décider d'inclure dans le rapport des informations supplémentaires relatives à l'octroi des licences, tels que des commentaires sur l'efficacité du système, les failles constatées durant une procédure de mise en concurrence et leurs éventuels motifs⁴⁶⁸. Cette évaluation permet aussi de contrôler si que des projets n'ont pas été abusivement attribués à des entreprises qui les remportent, à bas prix, dans le seul but de les transférer par la suite, à un prix plus coûteux, sans avoir entrepris aucun investissement⁴⁶⁹;

En conclusion, il semble qu'en dépit de cette extension et de la volonté de couvrir l'ensemble de la chaîne de valeur, il apparaît que les résultats de l'ITIE quant à ses objectifs, et notamment son but ultime, à savoir une meilleure redistribution des richesses, ne sont pas et ne peuvent pas être probants⁴⁷⁰. Des études ont démontré que la performance du secteur des hydrocarbures dans les pays membres de l'ITIE n'étaient pas meilleures qu'au sein de ceux n'ayant pas rejoint l'initiative, ou n'avait du moins pas connu d'amélioration⁴⁷¹. Cependant d'autres études ont toutefois relevé une hausse des investissements dans les Etats membres⁴⁷². Ce résultat n'est guère étonnant étant donné que l'approche choisie par l'ITIE vise précisément à une amélioration du climat d'investissement. Il n'en reste pas moins que cette augmentation n'a pas conduit à une évolution en termes de développement social dans les pays membres, et ces faibles résultats ont suscité plusieurs critiques, qui rejoignent celles relatives au lien entre investissement étranger et développement du pays d'accueil⁴⁷³. L'objectif de l'ITIE n'était pas de contribuer directement à une augmentation de l'investissement étranger, mais d'améliorer le climat d'investissement, afin de contribuer à une meilleure gouvernance du secteur qui

Guidance notes ITIE, page 3, accessible à :

http://www.leiti.org.lr/uploads/2/1/5/6/21569928/leiti_post_award_process_audit_final_report.pdf

⁴⁶⁸ Guidance notes EITI, page 4 : l'ITIE a émis une liste « durée du processus d'octroi, écart par rapports aux échéances fixées dans la législation / taux de demande de licences rejetées, taux de soumissions vides ou d'enchères annulées, taux de parcelles occupées en pourcentage du nombre total de parcelles prévues pour des activités extractives, taux de conflits relatifs aux demandes de licences ou aux procédures de soumission durant l'exercice comptable faisant l'objet du rapport ITIE, et la façon dont ils ont été résolus, des informations sur le nombre de licences révoquées ou annulées, des informations sur les modifications de propriété des détenteurs de licence, la disponibilité générale des informations sur les licences, et la facilité d'accès à ces informations, ainsi que la fiabilité et le degré de confiance dans les données obtenues »

⁴⁶⁹ Exemple des entreprises régionales en Argentine, voir infra.

⁴⁷⁰ Siri Aas Rustad, *op.cit.*, page 160 ; Benjamin K. Sovacool, *op.cit.*, page 179

⁴⁷¹ *Ibidem.*

⁴⁷² Kerem Oge, *op.cit.*, page 133.

⁴⁷³ M. Sornarajah, *op.cit.* page 55.

conduirait à de meilleurs résultats en termes de développement du pays. Il semblerait pourtant que plusieurs éléments empêchent la réalisation d'un tel objectif dans le cadre de l'ITIE.

En premier lieu, le volet « dépenses et distribution des revenus » est certes nécessaire⁴⁷⁴, étant l'aspect le plus directement corrélé à la gestion des revenus, mais ne peut être mise en œuvre de façon efficace. Cela s'explique par la nature-même de cette phase, qui ne peut se confronter qu'à un niveau limité d'exigences de l'ITIE. En effet, exiger un reporting obligatoire des dépenses publiques, et imposer le rapport d'un administrateur indépendant, ne peuvent pas être applicable puisque cela signifierait que les Etats devront accepter l'audit d'une tierce partie sur leurs dépenses. Cela risque d'être « une étape trop avancée pour de nombreux pays qui participent à l'initiative »⁴⁷⁵. Ce reporting se borne donc à « des mesures encourageantes », et prend la forme de recommandations.

Aussi, le fait que l'ITIE s'appuie exclusivement sur les groupes nationaux multipartites et sur le système des rapports est également un élément critique, en ce qu'il paraît insuffisant. Son efficacité dépend de la stabilité institutionnelle du pays, de l'intégrité des personnalités qui le composent, de l'influence de chaque partie sur l'autre, et du suivi du processus par ces mêmes personnes. Le processus de validation, par un cabinet indépendant, ne peut à lui seul garantir que l'information fournie soit totalement exacte⁴⁷⁶. D'ailleurs, même lorsque les rapports font montre de défaillances, les recommandations restent focalisées sur l'amélioration d'aspects techniques relatifs au processus de *reporting* (le modèle et les informations utilisés par exemple), et ne portent pas principalement sur la façon d'accroître la bonne gouvernance dans le secteur⁴⁷⁷. Ces limites, conjuguées à la nature volontaire de l'initiative, expliqueraient les faibles conséquences en termes de performance et d'impact sur le développement socio-économique⁴⁷⁸.

⁴⁷⁴ L'exigence n°5 relative au budget national

⁴⁷⁵ Daniella Dam-de Jong, *op.cit.*, page 394.

⁴⁷⁶ *Ibid.*

⁴⁷⁷ Peter D. Cameron and Michael C. Stanley, *op.cit.*, page 228 et 229.

⁴⁷⁸ Benjamin K. Sovacool and al, *op.cit.*, page 179.

Il apparait aussi que si l'ITIE a véritablement servi la cause de la transparence dans l'industrie extractive, en permettant la révélation d'un nombre importants de données industrielles, et en contribuant à l'émergence d'une norme de transparence dans cette matière, elle n'a cependant pas suscité les résultats escomptés en termes de développement socio-économique, et les analyses s'inquiètent du fait que l'approche et le fonctionnement choisis par l'ITIE, s'ils peuvent être efficaces en termes de transparence, ne le seront pas pour les objectifs pour lesquels elle ne devait être qu'un vecteur, la transparence n'étant pas une « fin en soi »⁴⁷⁹. Ce faible impact, s'il se perpétue, remettrait alors en cause son fondement.

⁴⁷⁹ Daniella Dam-de Jong, *op.cit.*, page 388 ; Peter D. Cameron and Michael C. Stanley, *op.cit.*, page 230.

Chapitre 2. Les procédures mises en place par les Etats pour l'octroi des droits d'accès à leurs réserves d'hydrocarbures

Il existe plusieurs méthodes pour attribuer les droits d'exploration et de production aux compagnies pétrolières, une fois que l'Etat d'accueil a délimité les zones choisies. La délimitation et l'identification des zones que l'Etat met à disposition, puis leur subdivision en zones contractuelles, constituent en effet les étapes préliminaires⁴⁸⁰.

En vertu du principe de souveraineté permanente sur les ressources naturelles, l'Etat dispose d'une liberté absolue⁴⁸¹ lorsqu'il décide du développement ou de l'absence de développement de ses ressources⁴⁸². Cela peut prendre la forme d'un refus de toute exploration ou exploitation d'hydrocarbures sur l'ensemble de son territoire, ou uniquement sur des zones spécifiques. Un Etat peut par exemple décider de ne pas exploiter des ressources pétrolières dans des régions « protégées » ou durant certaines périodes⁴⁸³. Un Etat n'est donc pas tenu de rendre des zones de son territoire disponibles, même si cela serait bénéfique pour le pays ou pour l'humanité⁴⁸⁴. Cette problématique était pourtant apparue au sein de certaines instances⁴⁸⁵, et la question s'était posée de savoir s'il fallait inclure le pétrole et le gaz dans la catégorie des « ressources naturelles partagées »⁴⁸⁶, au même titre que les

⁴⁸⁰ Michael Bunter, *The Promotion and licensing of petroleum prospective acreage*, Kluwer Law International, The Hague, 2002, page xxii ; William T. Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 87.

⁴⁸¹ Bernard Taverne, *Petroleum, Industry and Governments : an introduction to petroleum regulation, economics and government policies*, 2nd Edition, Kluwer Law International, The Hague, 1999, page 142.

⁴⁸² Cela avait été par exemple le cas en Norvège. En 1962, La compagnie Philips Petroleum avait demandé aux autorités norvégiennes l'obtention d'une licence d'exploration, et le gouvernement avait refusé, n'ayant pas encore déterminé de régime juridique ni même de volonté politique à cet égard. Voir *Infra* (Titre 2, chapitre 1).

⁴⁸³ Les zones maritimes norvégiennes où sont situées des pêcheries empêchent le développement de gisements présents dans ces mêmes zones. *Report n°37 to the Storting* (Parlement Norvégien) 2008-2009 : « Integrated Management of the Marine Environment of the Norwegian Sea », Norwegian Ministry of the Environment, 8 mai 2009.

⁴⁸⁴ Bernard Taverne, *An introduction to petroleum regulation, economics and government policies*, *op.cit.* page 142 ; Mohamed Bedjaoui, « L'humanité en quête de paix et de développement », *RCADI*, 2006, Tome 235, Vol.II, page 506.

⁴⁸⁵ Dans le cadre des travaux de la Commission du droit international sur les ressources naturelles partagées. Mohamed Bedjaoui, « L'humanité en quête de paix et de développement », *RCADI*, 2006, Tome 324, page 307.

⁴⁸⁶ Sur les notions de ressources naturelles partagées et de ressources transfrontières, Jean-Pierre Bouvet, « L'unité de Gisement », Thèse de Droit International Public, Université Paris 2, Janvier 1997, page 511 à 514.

ressources aquifères, ou encore dans celle des « biens publics mondiaux »⁴⁸⁷, mais aucun concept ou principe n'a prévalu sur celui de la souveraineté permanente sur les ressources naturelles. En tout état de cause, dès qu'un Etat a décidé de l'ouverture de périmètres pour des opérations pétrolières, la situation évolue et le respect de certaines règles peut trouver à s'appliquer. Si les Etats européens sont tenus par un principe de non-discrimination entre les candidats potentiels, en vertu d'une Directive Européenne⁴⁸⁸, la plupart des pays producteurs d'hydrocarbures ont le choix de pouvoir décider de façon discrétionnaire des modalités de sélection des sociétés étrangères qui vont opérer sur leur territoire. Cependant, et ce depuis le début des années 2000, nous constatons un mouvement important en faveur d'une réduction de cette liberté des Etats, qui ont progressivement intégré dans leur législation des règles les contraignant au respect d'une série de principes lors du choix des sociétés pétrolières étrangères, tels que l'établissement de critères objectifs, non-discriminatoires et transparents.

Ce processus de sélection conduira alors à l'attribution de droits d'exploration ou d'exploitation, qui prendront la forme d'un contrat ou d'une licence. Bien que le processus d'attribution puisse être similaire, il y a des différences fondamentales entre un contrat et une licence. La licence entre dans le cadre de ce que l'on appelle le système des « licences et concessions »⁴⁸⁹, en ce qu'elle peut conduire à la conclusion d'un accord de concession. Elle n'est cependant pas comparable aux concessions qui avaient été octroyées durant la première partie du XXème siècle au Moyen-Orient et en Amérique Latine⁴⁹⁰. Les concessions « modernes » sont des licences accordées à des sociétés pétrolières qui leur permettent d'exploiter et produire des hydrocarbures sur une zone donnée. L'Etat peut prendre une participation dans les opérations, mais sa rémunération passe principalement par la fiscalité. L'entreprise pétrolière n'est pas propriétaire des réserves « *in situ* », mais elle l'est des installations et de la totalité des volumes d'hydrocarbures qu'elle extrait. Ce dernier point constitue la principale

⁴⁸⁷ Mohammed Bedjaoui, « L'humanité en quête de paix et de développement », *op.cit.*, page 308.

⁴⁸⁸ Directive 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil, du 30 mai 1994, sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures

⁴⁸⁹ Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », in Tina Hunter (éd.), *Regulation of the upstream petroleum sector : A comparative study of licensing and concession systems*, Elgar, UK, 2015, page 36 et 37

⁴⁹⁰ Le terme même et sa consonance restent cependant politiquement sensibles. C'était particulièrement le cas dans les années 1970, mais ça l'est encore aujourd'hui. Sur la résonance de ce mot, Ahmed Sadek El-Kosheri, « Le régime juridique créé par les accords de participation dans le domaine pétrolier », *RCADI*, 1975, Vol.IV Tome 147, page 34.

différence avec les contrats de partage de production, qui ont été introduits par les Etats postérieurement aux nationalisations. Dans ces contrats, les entreprises pétrolières étrangères ne sont propriétaires que d'une fraction de la production, qui est partagée avec l'Etat⁴⁹¹. Le lieu du transfert de propriété diffère également. Au sein du régime des licences et concessions, l'entreprise devient propriétaire à la « tête de puits »⁴⁹², alors que dans un contrat de partage de production, cela se fera à un point d'exportation⁴⁹³. Cela peut entraîner des différences notables pour les entreprises⁴⁹⁴.

L'on retrouve principalement, mais pas exclusivement, le modèle des « licences et concessions » dans des pays développés, qui disposent d'institutions solides et de réglementations stables, qui leur permettent de contrôler les opérations, et de prévoir une fiscalité adaptée, sans nécessairement participer à la production⁴⁹⁵. C'est par exemple le système en vigueur au Royaume-Uni et en Norvège. Le Brésil s'y est également illustré. Certains pays d'Afrique, tels que le Nigéria ou l'Angola font coexister les deux formes d'accords⁴⁹⁶. La majorité des pays en développement et émergents, producteurs d'hydrocarbures, ont cependant préféré le contrat de partage de production⁴⁹⁷, en ce qu'il leur permet une implication directe au sein des opérations, et de ce fait un plus grand contrôle. Aussi, certains Etats ont recours à des

⁴⁹¹ Au moyen du *cost oil* (« fraction de la production qui ne peut dépasser un certain pourcentage de la production annuelle dans la zone contractuelle »), et du *profit oil* (quantité de la production restante après déduction de la part correspondant au recouvrement des coûts). Nadine Bret-Rouzaut, Jean-Pierre Favennec, « Recherche et production du pétrole et du gaz : Réserves, coûts, contrats », 2^{ème} édition, Technip, Paris, 2011, pages 209 et 210.

⁴⁹² Bernard Taverner, *An introduction to petroleum regulation, economics and government policies*, *op.cit.*, page 147. Cette approche découle de l'ancienne règle du droit de prise, « doctrine selon laquelle le propriétaire du sol acquiert l'huile et le gaz produits par les puits forés sur son terrain, même si ces produits sont drainés du sous-sol du terrain voisin ». Définition de Magdeleine Moureau, Gérald Brace *Dictionnaire du pétrole et autres sources d'énergie*, 4^{ème} édition, Technip, Paris, 2008, page 468.

Concernant la propriété du pétrole *in situ*, Bernard Taverner relève un point intéressant sur la distinction entre propriété des réserves et propriété de la production : « *the licence entitles its holder to acquire the ownership of petroleum upon production. Ownership of petroleum is not transferred (upon production) from the one person to the other but it is created* ». Bernard Taverner, *ibid.*, page 139.

⁴⁹³ Dans la législation algérienne, il est par exemple prévu que le cocontractant devient propriétaire des hydrocarbures extraits au point de mesure, ce dernier étant défini par l'article 5 de la loi sur les hydrocarbures (du 28 avril 2005) comme étant la localisation prévue dans le périmètre d'exploitation où s'effectuera la détermination des quantités d'hydrocarbures extraites.

⁴⁹⁴ Daniel Johnston, *International Petroleum Fiscal systems and production sharing contracts*, Pennwell Books, Oklahoma, 1994, page 23.

⁴⁹⁵ Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », *op.cit.*, page 37.

⁴⁹⁶ L'existence de zones *offshore* favorise également le recours à ce système, les coûts de production y étant plus élevés. Abdulaziz Al-Attar, Osamah Alomair « Evaluation of upstream petroleum agreements and production costs », *OPEC Review*, décembre 2005, page 245

⁴⁹⁷ Parmi eux, l'Indonésie (qui a été le premier pays à introduire le contrat de partage de production), le Pérou, l'Égypte, la Malaisie, l'Indonésie, Oman, l'Angola, le Gabon, la Libye, le Qatar, la Chine, l'Algérie, plusieurs pays d'Europe de l'est. Nadine Bret-Rouzaut, Jean-Pierre Favennec, *op.cit.*, page 208.

contrats de service, en vertu desquels l'entreprise n'a pas accès au pétrole produit, mais uniquement à une rémunération financière⁴⁹⁸.

En dépit des distinctions contractuelles, les procédures d'attribution des licences et des contrats de partage de production répondent aux mêmes problématiques. Il est cependant saisissable que les pays ayant choisi le système des licences et concessions ont mis en œuvre, plus tôt que les autres, des procédures d'octroi des droits reposant sur des critères non-discriminatoires, et consacrées par la législation. (Section 1).

Ces pratiques ont plus tard servi de modèle ou d'inspiration pour des pays en développement, lorsqu'ils ont décidé de suivre des procédures similaires pour l'attribution des contrats. (Section 2)

⁴⁹⁸ C'est par exemple le cas au Koweït.

Section 1 : L'attribution des licences d'exploration et de production, dans le système des « licences et concessions »

L'attribution des licences peut être définie comme « le processus ayant pour objet l'identification par le gouvernement d'opportunités potentielles d'investissement sur le territoire national, leur subdivision entre zones contractuelles, leur mise à disposition à des compagnies pétrolières via une procédure d'octroi, ainsi que l'établissement et la négociation de conditions techniques, financières et contractuelles pour cette attribution »⁴⁹⁹.

En fonction du régime juridique en place, la licence peut conférer des droits exclusifs à son titulaire, ce qui signifie que durant toute la période de validité de la licence ou du contrat, et conformément à certaines conditions, le titulaire est seul autorisé à exercer des droits sur la zone objet de la licence. Le plus souvent des licences ou autorisations non-exclusives sont accordées pour les activités de prospection. En revanche un droit exclusif est octroyé pour les travaux d'exploration (qui impliquent des forages) ainsi que pour les travaux de production⁵⁰⁰. Cette exclusivité protège le titulaire contre l'exploration par d'autres entreprises dans le périmètre couvert par sa licence⁵⁰¹.

Le choix des modalités d'attribution est crucial, puisque c'est par ce régime que le rapport avec les investisseurs étranger va débiter. Ces modalités doivent nécessairement s'adapter aux conditions géologiques et économiques du pays⁵⁰², ainsi qu'aux objectifs de la politique énergétique nationale et au contexte international⁵⁰³. Le processus va également déterminer le niveau de transparence et de stabilité du

⁴⁹⁹ Michael Bunter, *The promotion and licensing of petroleum prospective*, *op.cit.*, page xxii (notre traduction)

⁵⁰⁰ Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », *op.cit.*, page 36 et s.

⁵⁰¹ Les terminologies peuvent varier entre les Etats. En Norvège, la licence d'exploration n'est pas exclusive, mais correspond en réalité à une autorisation de prospection. *Act 29 November 1996 n°72, relating to petroleum activities*, Chapter 2 « exploration licence ».

⁵⁰² Certains pays utilisent également des appels d'offres spéciaux. Par exemple, en Norvège, on les retrouve sous la dénomination « *award in predefined areas* ». Il s'agit de procédures relatives aux gisements arrivés à maturité. A travers des mesures plus incitatives, elles ont pour objectif but d'y encourager l'exploration, étant donné que les découvertes y seront de plus petite taille.

⁵⁰³ Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », *op.cit.*, page 43 et 44; Silvana Tordo, David Johnston, Daniel Johnston "Petroleum exploration and production rights: allocation strategies and design issues", *World Bank Paper Work*, The World Bank, 2010, page xi.

régime juridique⁵⁰⁴, et toute faille qui pourra ultérieurement survenir va amener à s'interroger sur le bien-fondé du système choisi⁵⁰⁵.

Aujourd'hui, dans la plupart des pays, l'attribution des licences se fait au moyen de procédures d'appel d'offres⁵⁰⁶. Leur régularité varie selon les Etats. Par exemple, en Australie ou au Brésil, ils sont annuels, alors qu'en Norvège, ils sont organisés tous les deux ans⁵⁰⁷. Le rythme constitue alors le premier indicateur des objectifs de l'Etat, en termes de volonté de développement des ressources. Les appels d'offres doivent permettre à l'Etat d'identifier l'entreprise la plus apte à développer une zone donnée, en fonction des conditions géologiques du gisement, puisque les entreprises sont évaluées selon un critère prédéfini.

Les appels d'offres peuvent également coexister avec des négociations, si cette pratique est autorisée par la législation. Les compagnies pétrolières peuvent alors approcher un Etat afin de lui demander des droits sur un périmètre. Débute alors une négociation qui pourra déboucher sur une attribution n'ayant pas fait l'objet d'une mise en concurrence. Cela est plus fréquent dans les pays en développement utilisant le système des licences et concessions, tel que le Nigéria⁵⁰⁸. Il apparaît cependant que la pratique des négociations devient de plus en plus limitée : les appels d'offres ouverts et concurrentiels qui reposent sur le traitement égal des soumissionnaires et sur des conditions objectives constituent dorénavant la règle générale en matière d'attribution de droits.

On distingue alors plusieurs procédés d'attribution, qui doivent tenir compte de la spécificité de chaque pays, étant donné qu'il n'existe un pas modèle universel qui serait approprié pour tous les Etats et en toutes circonstances⁵⁰⁹. (Paragraphe1). Toutefois, il y a, au sein même de la catégorie des appels d'offres, des distinctions qui

⁵⁰⁴ Tina Hunter, « Comparison of access to petroleum in developed and developing licensing and concession systems », in Tina Hunter (ed.), *op.cit.*, page 372.

⁵⁰⁵ Tina hunter, « Comparison of access to petroleum in developed and developing licensing and concession systems », *op.cit.*,page 372.

⁵⁰⁶ Michael Bunter, *The promotion and licensing of petroleum prospectiv*, *op.cit.*, page xxii.

⁵⁰⁷ Bernard Taverner, *an introduction to petroleum regulation, economics and government policies*, *op.cit.*, page 137.

⁵⁰⁸ Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », *op.cit.*, page 45.

⁵⁰⁹ Silvana Tordo and al., « Petroleum exploration and production rights », *op.cit.*, page xiii.

vont refléter le niveau de latitude et de contrôle que s'y accordent les Etats, et qui vont marquer d'importantes différences de mise en œuvre. (Paragraphe 2)

Paragraphe 1. Les différents procédés permettant l'attribution d'une licence d'exploration ou de production

Il existe deux moyens principaux pour attribuer des droits d'accès aux réserves d'hydrocarbures. Il y a en premier lieu l'appel d'offres, qui peut prendre deux principales formes. Il peut s'agir d'une enchère, exclusivement basée sur le critère du plus offrant, ou d'une procédure où l'Etat détermine des critères de sélection divers. C'est ce que l'on appelle une procédure administrative⁵¹⁰. (A) En deuxième lieu, la technique des négociations directes, bien que moins recommandable, est adaptée à certains contextes. (B)

A. L'appel d'offres concurrentiel

a. L'attribution des droits à travers une logique purement économique : les enchères

Le système des enchères pour l'attribution de licences correspond à ce que l'on appelle également le « modèle nord-américain », car il a été initialement mis en place aux Etats-Unis⁵¹¹ et au Canada⁵¹². D'autres pays, tels que l'Australie⁵¹³, l'ont également adopté. Ce modèle se caractérise par une approche minimaliste de l'intervention de l'Etat, au profit d'une régulation des ressources énergétiques par le marché. Deux principales méthodes peuvent y être utilisées pour déterminer le gagnant de l'enchère : celui qui fera l'offre de prix la plus élevée pour la licence, sous la forme d'un bonus de signature ou d'une redevance⁵¹⁴, ou celui qui présentera le

⁵¹⁰ Silvana Tordo et al., « Petroleum exploration and production rights », *op.cit.*, page 14.

⁵¹¹ Conformément à la « Federal Legislation for the Outer Continental Shelf Lands », pour les gisements situés *offshore*.

⁵¹² Kylie Fletcher-Johnson, « Offshore Petroleum resource access and regulation in Canada », *in Regulation of the upstream sector*, *op.cit.*, page 217.

⁵¹³ Tina Hunter, *op.cit.*, page 84

⁵¹⁴ Le bonus ou prime de signature doit être payé à la signature de l'accord. Nadine Bret-Rouzaut, Jean-Pierre Favennec, *op.cit.*, page 314.

montant de travaux le plus élevé⁵¹⁵. Dans les deux cas, il s'agit d'adjuger la licence au plus offrant. Le critère d'attribution est donc strictement économique et totalement neutre, basé uniquement sur l'idée que c'est l'entreprise qui est prête à déboursier le plus d'argent qui sera la plus à même d'explorer ou d'exploiter au mieux le périmètre couvert par la licence. L'enchère est alors considérée comme « *the most efficient approach to the allocation of a petroleum license since the state allocating the rights receives resource rent payment and benefits from an efficient allocation system, as the most efficient company can afford to bid the highest* »⁵¹⁶.

Les enchères n'excluent cependant pas l'utilisation de plusieurs paramètres de sélection, et n'empêchent pas le gouvernement de poursuivre des objectifs nationaux. Le gouvernement peut à ce titre prévoir une participation de son entreprise nationale ou imposer des obligations relatives au contenu local⁵¹⁷. Cependant, contrairement à la procédure administrative dans laquelle l'Etat contrôle non seulement la procédure, mais également un certain nombre d'éléments liés à l'exploitation des réserves, dans le cadre d'une licence obtenue par enchères, les entreprises disposent d'une plus grande autonomie⁵¹⁸.

En outre, contrairement aux procédures administratives ou aux négociations, le système des enchères est moins propice au risque de corruption. En effet, la transparence qui le caractérise, si elle réduit l'étendue du contrôle gouvernemental sur le processus, a pour avantage de rendre difficile le favoritisme envers une entreprise plutôt qu'une autre⁵¹⁹. Par ailleurs, l'enchère présente également l'avantage de permettre à l'Etat de connaître la valeur d'une licence, telle qu'estimée par les compagnies pétrolières. Cependant, en fonction des zones géographiques, ce dernier élément doit être nuancé et peut se transformer en inconvénient. Car s'il y a une incertitude sur la qualité ou la quantité du pétrole d'un gisement, les entreprises vont avoir tendance à faire des offres au rabais. Une entreprise qui soumissionne pour un périmètre pour lequel elle ne connaît pas précisément la teneur en pétrole devra tenir

⁵¹⁵ Le montant de travaux s'apparente à des dépenses d'investissement.

⁵¹⁶ Tina Hunter, "Access to petroleum under the licensing and concession system", *op.cit.*, page 47.

⁵¹⁷ Silvana Tordo et al, « Petroleum exploration and production rights », page 15. Pour les obligations relatives au contenu local, voir *Infra* (Section 2).

⁵¹⁸ Tina Hunter, « Comparison of access to petroleum in developed and developing licensing and concession systems », *op.cit.*, page 360.

⁵¹⁹ Tina Hunter, "Access to petroleum under the licensing and concession system" *op.cit.*, page 47.

compte de ce risque dans le calcul de son offre. Cela signifie que les compagnies pétrolières décident du potentiel du gisement et que la valeur de celui-ci est déterminée par le marché. La compagnie qui remporte le marché peut donc être celle qui saura maximiser le potentiel de la zone en question, mais l'offre peut également avoir été surestimée⁵²⁰. Cela présente le risque de devoir renégocier ultérieurement les termes de la licence⁵²¹.

b. Les procédures administratives

Dans le cadre d'une procédure administrative, la licence est octroyée aux investisseurs via un appel d'offres qui se fonde sur de critères préalablement définis par le gouvernement⁵²². Ainsi, la procédure administrative peut être très flexible et permettre à l'Etat de pouvoir poursuivre plusieurs objectifs nationaux⁵²³. La variété des objectifs et des situations nationales explique qu'il y a d'importantes différences dans les choix de critères utilisés par les Etats. Ceux-ci peuvent aussi évoluer dans le temps, en fonction des politiques menées.

La procédure administrative peut constituer un instrument efficace si l'Etat souhaite un développement rapide des gisements, comme cela a été le cas en Grande-Bretagne durant les années 1960 et 1970. A l'inverse, cela peut servir d'instrument de contrôle et de stabilisation du rythme d'exploration ou de production, si l'Etat veut privilégier un développement plutôt lent de ses ressources, à l'instar de la Norvège⁵²⁴.

Etant donné que ce système confère d'importantes responsabilités à l'entité en charge de l'attribution des droits, il est essentiel que celle-ci soit dotée des capacités financières, humaines et techniques suffisantes afin de pouvoir préparer les critères appropriés et évaluer les offres des entreprises candidates⁵²⁵.

⁵²⁰ *Ibid.*, page 48.

⁵²¹ Silvana Tordo et al., « Petroleum exploration and production rights », *op.cit.*, page 16.

⁵²² On peut la retrouver, en anglais, sous la dénomination de « discretionary method ». Voir Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », *op.cit.*, page 46.

⁵²³ Michael Bunter, *op.cit.*, page 87.

⁵²⁴ Peter Cameron, *Property Rights and Sovereign Rights: the case of north sea oil*, Academic Press, London, 1983, pages 15 à 16.

⁵²⁵ Geoff Frewer, « Auctions vs. Discretion in the licensing of oil and gas acreage », in G. Mackeron, P. Pearson (éds), *The international energy experience : markets, regulation and the environment*, Imperial College Press, London, 2000, page 166.

L'efficacité de la procédure administrative va résider dans sa clarté et sa transparence. C'est pourquoi il est important qu'elle respecte un certain formalisme et qu'elle suive des règles objectives et non-discriminatoires. Or, parfois, malgré sa mise en œuvre, les critères de décision seront vagues ou non déclarés publiquement. Il sera alors difficile pour les soumissionnaires et le public de connaître les raisons qui ont poussé à la sélection, ce qui est dommageable, d'autant plus que le public est souvent incapable de savoir ou de juger si l'attribution s'est faite équitablement. Dans les pays qui n'ont pas une tradition de bonne gouvernance, la procédure administrative n'est pas exempte de corruption ou de pratiques collusoires.

En effet, la procédure administrative contient une marge de liberté de l'Etat, qui peut être très variable, et l'utilisation de l'élément discrétionnaire ne consiste pas en un «*tout ou rien*»⁵²⁶, mais il s'agit plutôt d'un «*continuum*»⁵²⁷, allant d'une liberté totale du gouvernement à une procédure s'astreignant à des critères objectifs et publiés. La difficulté pour les gouvernements ne réside donc pas tant dans le fait de déterminer s'ils doivent utiliser cette méthode là, mais plutôt dans la latitude qu'ils vont s'accorder dans ce cadre⁵²⁸.

Les critères le plus souvent utilisés sont le bonus de signature, le programme de travaux, le taux de redevance, la participation nationale, et plus récemment le critère du contenu local. Le plus répandu est celui du programme de travaux. Conformément à ce critère, les compagnies sont sélectionnées en fonction des travaux d'exploration qu'elles s'engagent à réaliser, sur une période donnée⁵²⁹. Un corollaire de ce critère est l'engagement de travaux, qui consiste en une valeur financière des travaux qui vont être entrepris durant la phase d'exploration. Les critères choisis vont refléter le degré de contrôle que veut exercer l'Etat sur les opérations et la politique énergétique choisie.

⁵²⁶ *Ibid.*, page 165.

⁵²⁷ *Ibid.*

⁵²⁸ *Ibid.*

⁵²⁹ Silvana Tordo et al., «*Petroleum exploration and production rights*», page 18.

B. Les négociations directes

Plusieurs cas de figure peuvent justifier le recours à des négociations directes. Elles peuvent parfois intervenir lorsque l'appel d'offre a été infructueux⁵³⁰, ou que des circonstances particulières nécessitent le recours à une compagnie en particulier, en cas de monopole technologique par exemple, ou si les conditions géologiques ne s'y prêtent pas. C'est par exemple le cas pour les gisements très matures, où les découvertes sont limitées et qui ne susciteront pas d'intérêt dans le cadre d'un appel d'offres, sauf si des mesures incitatives sont prévues⁵³¹. Dans une procédure négociée, nonobstant sa motivation, le gouvernement, ou l'entreprise nationale, négocie directement avec les compagnies et n'est de ce fait lié par aucune règle préétablie, à exception des dispositions contractuelles prévues par la loi. Contrairement aux appels d'offres, qui répondent à des critères de publicité et qui doivent respecter un certain nombre de paramètres qui auront été préalablement définis et rendus publics, la négociation n'est généralement soumise à aucune règle, et la latitude de l'entité nationale y est donc très importante⁵³². L'opacité qui peut entourer la procédure est l'un des principaux motifs qui encourage à ne pas y avoir recours, son seul avantage étant la flexibilité. Le processus peut cependant être rendu plus transparent à travers la définition de critères clairs d'octroi, la publication des résultats de la négociation, et l'utilisation d'un d'organe externe de contrôle et de supervision⁵³³.

Dans le cadre de la négociation, l'Etat peut recueillir des soumissions par deux moyens : il peut inviter directement les investisseurs à soumettre une offre dans un délai imparti. Il pourra ainsi interagir directement avec une compagnie ou un groupe de compagnies, avec le choix de les mettre en concurrence avec des critères de pré-qualification, mais qui, au final, ne le lieront pas.

⁵³⁰ Dans certains pays, la loi prévoit la possibilité d'un recours à des négociations directes lorsque l'appel d'offre ne résulte qu'en une seule soumission, et dans ce cas les négociations sont menées avec ce seul soumissionnaire. C'est par exemple le cas en Angola. Voir Infra (section 2).

⁵³¹ *Guide sur la transparence des ressources naturelles*, Publication du Fonds Monétaire International, 2007, page 20, disponible à : <https://www.imf.org/external/np/fad/trans/fre/guiddef.pdf>

⁵³² Silvana Tordo et al, « Petroleum exploration and production rights », *op.cit.*, page 14.

⁵³³ Thomas W. Walde, «The current status of international petroleum investment: regulating, licensing, taxing and contracting », *CEPMLP Internet Journal*, juillet 1995, vol.1, n°5, pp.1-30, également accessible à : <https://www.ogel.org/article.asp?key=818>

L'autre cas de figure est celui où les sociétés potentiellement intéressées soumettent, dans des conditions définies par la législation de l'Etat, des offres qui sont des expressions d'intérêt sur une zone libre⁵³⁴. Elles l'adressent généralement au Ministère compétent en la matière, ou à l'organe gouvernemental en charge. Si le gouvernement est intéressé, il peut alors décider d'accepter d'engager des négociations avec la société afin d'aboutir, le cas échéant, à un accord mutuellement acceptable. En fonction des dispositions législatives, le gouvernement peut solliciter, dans ce cadre, la participation d'autres investisseurs et commencer des négociations directes en parallèle. Cette dernière pratique a pour but d'introduire un certain degré de concurrence entre les participants, afin de renforcer la force de négociation du gouvernement⁵³⁵.

Paragraphe 2. La mise en œuvre des procédés d'attribution.

Le Royaume-Uni et la Norvège ont mis en œuvre, dès les débuts de leurs travaux d'exploration, des procédures concurrentielles, au sein desquelles le gouvernement pouvait retenir une certaine marge discrétionnaire. L'adoption de la Directive Européenne 94/22/CE sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures⁵³⁶, a réduit leur liberté à cet égard, et les a soumis à davantage d'obligations de transparence et de neutralité dans le choix des critères de sélection. (A) Le Brésil a, par la suite, été le premier pays en développement à codifier une telle procédure pour l'attribution des licences. (B)

A. L'attribution des licences dans les pays européens.

L'objectif de cette directive 94/22/CE était de renforcer l'intégration du marché intérieur de l'énergie, d'y favoriser une plus grande concurrence entre les opérateurs, et d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement. Pour atteindre ces objectifs, la

⁵³⁴ Sur les différentes modalités de cette procédure, Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, LGDJ, Paris, 2016, page 185.

⁵³⁵ Silvana Tordo et al., « Petroleum exploration and production rights », page 14.

⁵³⁶ Directive 94/22/CE, *précitée*.

directive établit des règles communes qui doivent garantir un accès non discriminatoire aux activités de prospection, d'exploration et d'extraction des hydrocarbures. Les règles posées par cette directive n'ont aucun précédent en droit commercial international ou en droit des investissements. En effet, ni les accords du GATT, de l'OMC ou les traités bilatéraux ou multilatéraux d'investissement ne prévoyaient des règles aussi précises pour l'octroi de droits d'exploration et d'exploitation dans le domaine des hydrocarbures. Elle a donc constitué un important cadre de référence pour les procédures d'attributions, et les standards qu'elle a créés s'internationaliseront progressivement⁵³⁷.

a. La Directive Européenne 94/22/CE : formalisation et codification des obligations de non-discrimination et de transparence.

La Directive Européenne représente « l'état de l'art » des techniques d'attribution des licences pétrolières et gazières dans le secteur de l'exploration-production des hydrocarbures⁵³⁸. Bien que la Directive ne requière pas explicitement une procédure d'appel d'offres en bonne et due forme, les modalités en sont très proches : les gouvernements sont tenus d'annoncer l'ouverture des blocs disponibles et de donner les détails de façon publique⁵³⁹. La règle la plus importante est que l'organe d'attribution doit faire sa sélection sur la base d'un nombre limité de critères techniques et financiers. Cela présente l'avantage de réduire le caractère discrétionnaire des décisions, dans lesquelles peuvent intervenir des préoccupations protectionnistes. En outre, ces critères doivent être déterminés à l'avance et communiqués aux soumissionnaires, et ne doivent pas être modifiés sans en avoir notifié les entreprises candidates.

La Directive prévoit que la délimitation des aires géographiques couvertes par une autorisation ainsi que la durée de l'autorisation doivent être déterminées de façon adéquate, d'un point de vue tant économique que technique⁵⁴⁰. Les dispositions qui réservaient à une seule entreprise le droit d'obtenir des autorisations sur une aire

⁵³⁷ Michael Bunter, *International Institutions and their effect on modern licensing*, *Modern practice in petroleum licensing*, B & R Co, UK, 2002, p.196.

⁵³⁸ *Ibid.*

⁵³⁹ Article 3 de la Directive.

⁵⁴⁰ Article 4 de la Directive.

géographique spécifique à l'intérieur du territoire d'un État membre ont ainsi dû être abolies par les États membres avant le 1er janvier 1997⁵⁴¹. Les procédures d'octroi des autorisations doivent être mises en place de manière transparente, sur la base de critères objectifs et non discriminatoires. Elles sont ainsi ouvertes à toutes les entreprises intéressées. La sélection entre ces dernières s'opère sur la base de critères relatifs à leurs capacités techniques et financières⁵⁴². Est également prise en compte la manière dont elles comptent procéder à l'exploration ou l'exploitation de l'aire géographique en question, et le prix que l'entreprise est disposée à payer pour obtenir une autorisation, si celle-ci est proposée à la vente⁵⁴³. Un arrêt de la Cour de Justice de l'Union Européenne avait d'ailleurs condamné l'Etat polonais, sur la base des articles 2 et 5 de la Directive et avait arrêté que :

« En ne prenant pas les mesures propres à garantir que l'accès aux activités de prospection, d'exploration et d'extraction de hydrocarbures est exempt de toute discrimination entre les entités intéressées et que les autorisations d'exercer ces activités sont octroyées à l'issue d'une procédure dans laquelle toutes les entités intéressées peuvent présenter des demandes sur la base de critères publiés au Journal officiel de l'Union européenne avant le début de la période de présentation des demande, la République de Pologne a manqué aux obligations qui lui incombent en vertu des articles 2, paragraphe 2, ainsi que 5, points 1 et 2, de la Directive 94/22/CE »⁵⁴⁴.

Par ailleurs, l'ensemble des informations relatives à l'autorisation (type d'autorisation; aire géographique pouvant faire, totalement ou partiellement, l'objet d'une demande; date limite envisagée pour l'octroi de l'autorisation ; critères de sélection ; etc.) est publié au Journal Officiel de l'Union européenne au moins quatre-vingt-dix jours avant la date limite du dépôt des demandes. Cet aspect avait également été soulevé dans l'arrêt de la Cour sus-

⁵⁴¹ Article 7 de la Directive

⁵⁴² Article 5.1 de la Directive

⁵⁴³ Article 5 de la Directive.

⁵⁴⁴ CJUE(4^{ème} Chambre) , *Manquement d'Etat-Directive 94/22/CE-Conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'explorer et d'extraire des hydrocarbures*, Commission européenne contre République de Pologne, 27 juin 2013, ECLI : EU : C :2013 :425, paragraphe 103.1

cité, l'Etat polonais ayant manqué à cette obligation, en ne mentionnant que les catégories de critères d'évaluation des offres, et non pas les critères eux-mêmes⁵⁴⁵.

Les États membres conservent néanmoins le droit de soumettre l'accès à ces activités et leur exercice à des considérations de sécurité nationale, d'ordre public, de santé publique, de sécurité des transports, de protection de l'environnement, de protection des ressources biologiques⁵⁴⁶. Des conditions sont mises en place pour une réciprocité avec les pays tiers. Les entités des États membres doivent ainsi pouvoir bénéficier dans les pays tiers d'un traitement comparable à celui dont bénéficient dans la communauté les entités des pays tiers⁵⁴⁷. Dans le cadre de cette obligation de réciprocité, l'article 8.1 enjoint les Etats membres d'informer la Commission de toute difficulté d'ordre général rencontrée par les entreprises, en fait ou en droit, pour accéder aux activités de prospection, d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans des pays tiers. La Commission peut alors présenter des propositions au Conseil en vue d'obtenir un mandat de négociation approprié pour obtenir des possibilités de concurrence comparables pour les entités de la Communauté.

Les États membres sont par ailleurs tenus de fournir à la Commission, annuellement, un rapport relatif aux aires géographiques qui ont été ouvertes, aux autorisations octroyées, aux entités titulaires de ces autorisations, ainsi qu'aux réserves disponibles sur leur territoire⁵⁴⁸. En outre, l'article 5 prévoit également que: « Les autorités compétentes peuvent également tenir compte, lorsqu'elles apprécient les demandes, de tout manque d'efficacité et de responsabilité dont les demandeurs ont fait preuve dans le cadre d'activités réalisées au titre d'autorisations précédentes »⁵⁴⁹. Cette mesure, qui est assez répandue dans la pratique des Etats et qui consiste à blacklister certaines entreprises, doit être encadrée. Elle est certes légitime, mais ne doit pas permettre à l'Etat de l'utiliser pour des raisons davantage politiques⁵⁵⁰.

⁵⁴⁵ *Ibid.*, paragraphe 92 et 93.

⁵⁴⁶ Article 6 de la Directive.

⁵⁴⁷ Article 8 de la Directive.

⁵⁴⁸ Article 9 de la Directive.

⁵⁴⁹ Article 5.5 de la Directive

⁵⁵⁰ Michael Bunter, *International Institutions and their effect on modern licensing*, *Modern practice in petroleum licensing*, *op.cit.*, page 203.

b. La mise en œuvre des procédures administratives d'octroi des licences en mer du nord.

1. L'exemple du Royaume-Uni

C'est le *Petroleum Act* de 1934 qui a introduit la procédure administrative pour l'attribution des licences de production⁵⁵¹. Cependant, durant les années 1960, cette procédure a été remise en question, et le gouvernement s'est demandé si le système des enchères ne lui était pas préférable, d'un point de vue économique. Malgré ce débat, le ministère en charge de l'énergie a préféré poursuivre les procédures administratives, qui permettaient un niveau important de contrôle gouvernemental sur l'ensemble du processus⁵⁵². Ce choix a alors permis au gouvernement d'attribuer des licences à des compagnies qui étaient prêtes à réaliser des travaux d'exploitation et de production conformément à son objectif principal, à savoir un développement rapide des ressources présentes sur son plateau continental⁵⁵³.

Au cours des appels d'offres qui ont suivi, la procédure administrative a ainsi été préférée et le gouvernement a pu encourager, à travers les critères qu'il établissait, une exploitation intensive du plateau continental, afin d'en tirer le maximum de profits. Les compagnies pétrolières proposaient alors des programmes de travaux et entraient en négociations avec le gouvernement. Une fois qu'un accord était trouvé, les compagnies s'engageaient à réaliser ces travaux dans le délai fixé.

En plus du critère du programme de travaux, qui permettait de départager les candidats, la négociation postérieure apportait une certaine flexibilité qui pouvait profiter aux deux parties⁵⁵⁴. Cependant, au début des années 1970, le Royaume-Uni a également décidé d'expérimenter le système des enchères. A l'occasion de l'appel d'offres organisé en 1971, un système hybride a été mis en place : quinze blocs ont été mis aux enchères, et deux cents soixante-sept blocs ont fait l'objet d'une procédure administrative⁵⁵⁵.

⁵⁵¹ *Petroleum Production Act* n°30 du 6 septembre 1934.

⁵⁵² Tina Hunter, « Comparison of access to petroleum in developed and developing licensing and concessions systems », *op.cit.*, page 364.

⁵⁵³ *Ibid.*

⁵⁵⁴ *Ibid.*, page 365

⁵⁵⁵ *Ibid.*

Au total, le gouvernement a reçu trente et une soumissions pour les quinze blocs mis aux enchères, et a reçu, en conséquence, la somme de 37 millions de livres anglaises. Les 267 blocs offerts conformément à la procédure administrative ont quant à eux apporté 2,7 millions de livres anglaises. Cet écart considérable a donc pu conduire à la conclusion que la procédure administrative était bien moins rentable que celle de l'enchère⁵⁵⁶. Cependant, cette conclusion est à nuancer. Si le système des enchères a initialement permis le gain de 37 millions de livres anglaises, comparé à seulement 2,7 millions pour la procédure administrative, cette dernière a, à terme, rapporté plus de 200 millions de livres anglaises grâce aux programmes de travaux. Les calculs doivent donc prendre en compte plusieurs paramètres pour être valables. A défaut, il n'est pas possible de conclure que les enchères sont plus rentables uniquement en raison du fait l'apport initial est plus important⁵⁵⁷. Durant plusieurs années, le gouvernement britannique a utilisé les deux systèmes, en fonction de ses objectifs. Le but des enchères au début des années 1980 était de permettre la réalisation d'importants profits à court terme, et contrairement aux Etats-Unis, cette méthode ne s'inscrivait pas dans une dimension idéologique favorisant le libre-marché dans l'attribution des licences pétrolières. Il s'agissait plutôt d'une stratégie financière dans le contexte d'une crise économique⁵⁵⁸. Lors du dixième appel d'offres tenu en 1987, le gouvernement a utilisé une procédure administrative pour l'attribution de gisements matures et frontaliers. Ce « retour » de la procédure administrative coïncidait avec un changement de politique fiscale, sous le gouvernement Thatcher⁵⁵⁹.

A l'instar des Etats-Unis, ou d'autres pays ayant utilisé les enchères pour valoriser leurs ressources, les motivations de ce système influent beaucoup sur son efficacité. Dans le cas du Royaume-Uni, l'enchère était moins motivée par l'idée de la maximisation de la rente tirée d'un gisement, que par la nécessité d'augmenter, à court terme, les revenus de l'Etat. Or, cela peut conduire à une sous-estimation de la valeur des ressources, puisque les entreprises candidates sont susceptibles de faire des

⁵⁵⁶ Kenneth W. Dam, *Who gets what how ?*, University of Chicago Press, 1978, page 7, cité par Tina Hunter, « Comparison of access to petroleum in developed and developing licensing and concessions systems », *op.cit.*, page 365.

⁵⁵⁷ *Ibid.*, page 366.

⁵⁵⁸ *Ibid.*

⁵⁵⁹ Tina Hunter, « Comparison of access to petroleum in developed and developing licensing and concessions systems », *op.cit.*, page 366

offres qui seront en deçà de la valeur réelle du gisement, mais que le gouvernement sera tout de même prêt à accepter⁵⁶⁰. Aussi, la procédure administrative pouvait permettre au ministère en charge de l'énergie de privilégier les entreprises nationales pour l'accès aux licences. Elles étaient certes bien moins prédominantes que dans le processus d'attribution norvégien, mais le Royaume-Uni a tout de même dû s'adapter aux exigences de la Directive Européenne⁵⁶¹, afin de supprimer toute forme de discrimination qui profiterait à ses entreprises nationales.

Plus généralement, si le ministre est toujours autorisé à attribuer une licence d'exploration ou de production à une entreprise, selon des termes et conditions qu'il juge adéquats et selon des modalités fixées par la loi⁵⁶², cette discrétion a été considérablement réduite par la Directive Européenne qui le contraint à l'utilisation de critères objectifs et au respect d'un principe de non-discrimination entre les candidats⁵⁶³.

Au Royaume-Uni, dans le respect des dispositions de la Directive Européenne, a ainsi été promulgué, le 11 juin 1998, le *Petroleum Act 1998*⁵⁶⁴ qui avait pour but de « consolider et de confirmer les procédures d'octroi de licences existantes »⁵⁶⁵. Cette loi a maintenu la procédure administrative pour l'attribution des licences⁵⁶⁶. La section 3 prévoit que le Secrétaire d'Etat, agissant pour le compte de la Reine, octroie les licences aux entités qu'il juge adéquates⁵⁶⁷, et prévoit en outre que: « *any such license shall be granted for such consideration as the Secretary of State with the consent of the Treasury may determine, and upon such other terms and conditions as the Secretary of State thinks fit* »⁵⁶⁸. Le gouvernement dispose ainsi d'une grande latitude pour sélectionner les titulaires des licences, et contrairement à la législation norvégienne en la matière, ce texte ne donne pas autant de précisions sur les critères

⁵⁶⁰ *Ibid.*, page 367.

⁵⁶¹ Articles 5 et 6 de la Directive Européenne 94/22/CE, précitée.

⁵⁶² *The Petroleum Act 1998* (96/1998), section 3 « *Licences to search and bore for and get petroleum* »

⁵⁶³ Article 5 de la Directive Européenne; Greg Gordon, John Paterson «Licensing the exploration and production of petroleum on the UK Continental Shelf», in *Regulation of the upstream sector, op.cit.*, page 110.

⁵⁶⁴ Act n°96/1998, www.legislation.gov.uk

⁵⁶⁵ Bernard Taverne., *Petroleum, industry and governments : a study of the involvement of industry and governments in exploring for and producing petroleum*, 3ème édition, Wolters Kluwer, The Netherlands, 2013, page 198.

⁵⁶⁶ *The Petroleum Act 1998*, section 3.

⁵⁶⁷ Section 3, alinéa 1.

⁵⁶⁸ Section 3, alinéa 3.

utilisés, mais cette latitude doit s'exercer dans les limites et règles fixées par la Directive Européenne. Bien que la législation ne précise pas que le gouvernement doive sélectionner les entreprises sur la base de critères objectifs et non-discriminatoires, les conséquences sont identiques, puisqu'il est lié par la Directive Européenne. Il n'y a aujourd'hui que deux pays membres de l'Union Européenne, le Danemark et les Pays-Bas, et un pays membre de l'Espace Economique Européen, la Norvège, où il existe encore une participation de l'Etat dans le développement des ressources pétrolières, et qui est donc affectée par les dispositions de la Directive Européenne. Car celle-ci n'interdit pas la participation de l'Etat, mais veille à ce que cette participation n'entraîne pas d'interférence dans la gestion des licences⁵⁶⁹, et qu'elle ne porte pas atteinte aux principes de transparence, d'objectivité et de non-discrimination entre les différents candidats ou titulaires de licences⁵⁷⁰.

⁵⁶⁹ Bernard Taverner, *A study of the involvement of industry and governments in exploring for and producing petroleum*, op.cit., page 238

⁵⁷⁰ Article 6.3 de la Directive Européenne 94/22/CE, précitée.

2. L'exemple de la Norvège

A l'instar du Royaume-Uni, les activités d'exploration et de production sur le plateau continental norvégien ne peuvent être entreprises que sur la base d'une licence ou d'une concession⁵⁷¹. Suivant la tradition des concessions octroyées pour les activités hydro-électriques, les activités pétrolières étaient initialement régies par des conditions individuelles pour chaque licence. Bien qu'elles aient été essentiellement standardisées, ces conditions pouvaient subir des modifications d'un appel d'offres à l'autre. Cet aspect, qui pouvait donner lieu à des différences de traitement, avait cependant pour avantage une certaine flexibilité. La régulation des activités pouvait donc s'appuyer sur les expériences et le développement de l'industrie, sans qu'il y ait nécessité de changer la loi⁵⁷². Aussi, tout comme au Royaume-Uni, l'attribution administrative des licences, au moyen de critères préétablis par l'Etat, était également la procédure choisie par la Norvège, et a été mise en œuvre dès les premiers appels d'offres, en 1969 et 1971⁵⁷³. Mais contrairement au gouvernement britannique qui a également expérimenté les enchères, le gouvernement norvégien a exclusivement utilisé la procédure administrative pour l'attribution des licences⁵⁷⁴. Les objectifs de l'Etat norvégien différaient de la plupart des autres Etats producteurs d'hydrocarbures⁵⁷⁵. Il s'agissait avant tout de maîtriser l'exploration, de maintenir un contrôle sur le développement des ressources et de gérer, de la façon la plus précautionneuse qui soit, les revenus qui en seraient issus. La procédure administrative était donc la méthode la plus à même de permettre au gouvernement la mise en œuvre de ces objectifs. Ceux-ci comprenaient des principes tels qu'un rythme d'exploration lent, le développement des entreprises pétrolières norvégiennes, la stimulation d'autres industries nationales connexes, mais aussi la protection des industries affectées par l'exploitation pétrolière⁵⁷⁶.

⁵⁷¹ Ernst Nordtveit « Regulation of the Norwegian upstream petroleum sector », in *Regulation of the upstream petroleum sector*, *op.cit.*, page 143.

⁵⁷² *Ibid.*

⁵⁷³ Benard Taverne, *A study of the involvement of industry and governments in exploring for and producing petroleum*, *op.cit.*, page 230.

⁵⁷⁴ Brent F. Nelsen, *The State Offshore: Petroleum, Politics and State Intervention on the British and Norwegian Continental Shelves*, Praeger, Westport, 1991, page 23.

⁵⁷⁵ Voir infra (Titre 2, chapitre 1)

⁵⁷⁶ Notamment la pêche. Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », *op.cit.*, page 56.

Actuellement, la question de l'ouverture des pêcheries de Lofoten à l'activité pétrolière fait d'ailleurs débat⁵⁷⁷. Car avant qu'une zone ne puisse être ouverte à l'exploration ou à la production, une analyse de l'impact économique et environnemental de l'activité pétrolière dans cette zone est réalisée, conformément à la section 3-1 de la loi pétrolière de 1996⁵⁷⁸. S'il y a une contradiction entre l'exploitation pétrolière et celle d'autres ressources, l'Etat peut retarder ou suspendre l'activité pétrolière dans la zone concernée⁵⁷⁹. Ce type de suspension ou de mesure est plus évident à mettre en œuvre lorsque l'on se trouve dans un système qui privilégie la sélection des entreprises, par le biais d'une procédure administrative, plutôt que si le titulaire avait payé pour la licence, via des enchères⁵⁸⁰.

Si les procédures administratives permettent à l'Etat de poursuivre ses objectifs, elles sont cependant moins transparentes que les enchères, leur efficacité économique peut être moindre, et l'ampleur du contrôle que peut y exercer l'Etat peut dissuader les investisseurs étrangers. Cependant, la participation volontaire d'une compagnie à une procédure administrative d'octroi des licences indique qu'elle en accepte les conditions, et cela n'a jamais réellement suscité d'inquiétudes en Norvège⁵⁸¹. Des problèmes se sont toutefois posés durant les années 1970 lorsque l'entreprise pétrolière nationale, Statoil, bénéficiait d'une série de privilèges qui lui donnaient un pouvoir considérable dans la gestion des licences, et les sociétés étrangères n'avaient manqué de faire connaître leurs craintes à l'Etat, qui en avait d'ailleurs tenu compte⁵⁸². La portée de la discrétion gouvernementale a toutefois été considérablement réduite avec l'introduction de la Directive Européenne, qui a conduit la Norvège à amender sa législation en adoptant le *Petroleum Act* n°72⁵⁸³. Les critères de sélection devaient désormais se baser uniquement sur la capacité technique et financière de l'entreprise, et sur le programme de travaux qu'elle propose⁵⁸⁴.

⁵⁷⁷ « La Norvège pourrait ouvrir une zone arctique préservée à l'exploration pétrolière », *Les échos*, 30 août 2016, accessible à : https://www.lesechos.fr/30/08/2016/lesechos.fr/0211240655475_la-norvege-pourrait-ouvrir-une-zone-arctique-preservee-a-l-exploration-petroliere.htm

⁵⁷⁸ Section 3-1 du *Petroleum Activities Act* de 1996: « avant l'ouverture de nouvelles zones pour l'octroi d'une licence de production, une évaluation des différents intérêts en jeu dans la zone concernée doit être effectuée ».

⁵⁷⁹ *Petroleum Activities Act*, 1996, Section 3-13. L'importance des autres ressources naturelles se reflète aussi dans les exigences relatives aux opérations pétrolières. Le titulaire est responsable de tout dommage ayant causé une pollution ou un gaspillage sur d'autres ressources

⁵⁸⁰ Tina Hunter, « *Access to petroleum under the licensing and concession system* », *op.cit.*, page 57.

⁵⁸¹ *Ibid.*, page 58

⁵⁸² Sur cet aspect, voir infra (Titre 2, chapitre 1)

⁵⁸³ *Act 29 November 1996 n°72 relating to petroleum activities.*

⁵⁸⁴ Chapter 3 « *Production license* », *Act of 29 november 1996.*

Cependant, conformément aux dispositions de la Directive Européenne, une certaine discrétion gouvernementale est autorisée, dans certaines circonstances, par exemple en cas d'égalité d'offre entre deux candidats. Dans ce dernier cas, le *Norwegian Petroleum Directorate*, l'organe en charge des appels d'offres, pourra avoir recours à « d'autres critères, objectifs et non-discriminatoires »⁵⁸⁵. Aussi, conformément à la Section 3-5 du *Petroleum Act*, s'il est prévu que l'attribution d'une licence de production doit se baser sur des critères concrets et objectifs, la possibilité est donnée à l'Etat d'attribuer une licence de production, sans annonce préalable⁵⁸⁶. En réalité, ce sont surtout les dispositions relatives à la participation de l'Etat, via une entreprise nationale, qui ont été affectées par la Directive Européenne⁵⁸⁷. Le Chapitre 11⁵⁸⁸ du *Petroleum Act* de 1996 a donc dû réorganiser les modalités de participation de l'Etat aux licences afin de se conformer aux obligations européennes en la matière⁵⁸⁹.

Le modèle pétrolier norvégien, de par son organisation et le rôle qu'y a tenu l'entreprise nationale, Statoil, a inspiré de nombreux pays, au premier rang desquels le Brésil.

⁵⁸⁵ *Ibid.*

⁵⁸⁶ Mais il doit en avoir prévenu les titulaires de licences des zones adjacentes pour leur donner l'opportunité de présenter une soumission (Section 3-5)

⁵⁸⁷ Sur la position de Statoil, voir infra (Titre 2 , chapitre 1).

⁵⁸⁸ « Management of the State Direct Financial Interest (SDFI) »

⁵⁸⁹ Bernard Taverne, *A study of the involvement of industry and governments in exploring for and producing petroleum*, op.cit., page 229.

B. La procédure d'attribution des licences au Brésil

Le Brésil a été l'un des premiers pays du Sud à mettre en place des procédures d'attribution des licences non-discriminatoires et transparentes. Alors que l'entreprise pétrolière nationale, Petrobras, disposait depuis 1953 d'un monopole sur le secteur, une réforme constitutionnelle en 1995 a bouleversé la donne en libéralisant l'accès aux réserves et, en 1997, une nouvelle loi pétrolière a été adoptée⁵⁹⁰. Elle a créé l'*Agencia Nacional de Petroleo* (ANP), en charge de l'organisation des appels d'offres, de la conclusion et de la supervision des contrats. L'efficacité des procédures qu'elle a conduit, ainsi que des critères établis, ont eu des répercussions très positives sur l'industrie pétrolière nationale. Son organisation et son succès ont alors inspiré de nombreux pays en développement.

Les objectifs politiques du gouvernement brésilien à travers les appels d'offres sont essentiellement de deux ordres. Il s'agissait, en premier lieu, d'encourager l'exploration et la production des réserves afin de réduire les importations et, en second lieu, d'augmenter la contribution de ce secteur au développement économique. Ce dernier volet se concrétise par des mesures relatives au contenu local, critère qui deviendra progressivement l'un des paramètres d'évaluation les plus importants durant les appels d'offres⁵⁹¹.

Les appels d'offres, organisés sur une base annuelle, ont suivi les pratiques qui existaient déjà dans les pays du Nord. La procédure faisait l'objet d'une annonce publique, le modèle de contrat était fourni aux entreprises candidates et les critères de sélection et d'évaluation étaient préalablement établis. De plus, l'annonce de l'issue de l'appel d'offres était également publique. L'ANP organisait des réunions d'information avec les entreprises intéressées pour répondre aux différentes questions et demandes de clarification. Cette ouverture du secteur pétrolier a permis au pays d'accélérer l'exploration et le développement de ses ressources pétrolières, tout en maintenant un contrôle ferme de l'Etat sur le secteur, à travers une réglementation et

⁵⁹⁰ Voir Infra (Titre 2, chapitre 1).

⁵⁹¹ *Local Content Laws & Contractual Provisions*, Columbia Law School (Columbia Center on Sustainable Investment), mai 2017, disponible à : <http://ccsi.columbia.edu/files/2014/03/Local-Content-Brazil-Petroleum-CCSI-Oct-2015.pdf> ; Silvana Tordo et al., « *Local Content in the oil and gas sector : Case studies* », The World Bank , Washington, 2013 , page 54.

une fiscalité adaptées, la présence d'une compagnie pétrolière nationale expérimentée et un organe de supervision particulièrement efficace.

Dès le premier appel d'offres, de nombreuses entreprises multinationales ont exprimé un grand intérêt. En dépit de quelques variations, celui-ci est resté constant, au vu des potentialités géologiques du pays, de la stabilité des procédures d'attribution et du régime juridique. En 2010, l'ANP a cependant annulé un appel d'offres, en raison de la découverte de colossaux gisements pré-salifères. Il s'agit d'hydrocarbures situés en eaux très profondes, et qui se trouvent sous d'épaisses couches de sel, contrairement aux autres gisements qui appartiennent à l'ère post-salifère. Cette découverte a eu des répercussions importantes pour le Brésil, en ce qu'elle pouvait augmenter substantiellement les revenus de l'Etat, et en faire un exportateur net. L'ajournement de l'appel d'offres s'expliquait par la volonté de créer un régime juridique distinct pour ces zones, et de ce fait, un autre processus d'octroi des droits⁵⁹². Petrobras y a détenu un traitement préférentiel. En dehors de ce cas, le régime juridique s'appliquant aux autres zones ne tenait pas suffisamment compte des différences de localisation. Or, certains gisements, plus difficiles d'accès, ou aux coûts de production plus élevés, nécessitent des mesures plus incitatives, afin de pouvoir être attractifs⁵⁹³.

A l'exception des zones pré-salifères et des gisements arrivés à maturité⁵⁹⁴, il n'existe qu'un seul modèle de contrat de concession applicable à toutes les régions géologiques, qui présentent pourtant des différences notables⁵⁹⁵. Le fait qu'il n'existe aucune procédure ou régime particulier pour les régions pétrolières isolées du territoire constitue certainement la faille la plus importante du régime actuel d'attribution des licences. Une zone isolée est par définition une zone où les conditions sont extrêmement difficiles pour le titulaire de la licence, soit en raison du fait qu'il y a peu de données disponibles, soit parce que sa localisation est complexe et rend difficiles les opérations, par exemple dans la jungle amazonienne ou en eaux ultra-profondes. En règle générale, les gouvernements établissent des conditions plus

⁵⁹² Sur le régime juridique des zones pré-salifères, voir Infra (Titre 2, chapitre 1).

⁵⁹³ Eduardo G. Pereira, "The Brazilian concession system for petroleum extraction in Brazil", in *Regulation of the upstream petroleum sector*, *op.cit.*, page 257.

⁵⁹⁴ A l'instar des « APA rounds » en Norvège.

⁵⁹⁵ Zones aux conditions particulièrement difficiles, éloignées des infrastructures existantes.

favorables pour que les investisseurs viennent explorer ces zones isolées. Les délais d'explorations y sont nécessairement plus longs et le critère du programme de travaux doit donc tenir compte de cette particularité. Les conditions fiscales devraient également être plus incitatives afin d'équilibrer les risques pris par l'entreprise. Le Royaume-Uni constitue un exemple de mise en œuvre d'un régime spécifique pour ce type de périmètres. La législation britannique établit ainsi une distinction entre l'*onshore*, l'*offshore*, les gisements matures et les zones isolées ou difficiles⁵⁹⁶, et prévoit différentes conditions pour chaque type de zone⁵⁹⁷.

En plus de la volonté d'inciter les investissements, et de diversifier le type de compagnies présentes⁵⁹⁸, les appels d'offres ont reflété l'évolution des objectifs de l'Etat. Les quatre premiers se basaient sur la prime de signature et le contenu local, faisant ainsi primer des considérations relatives au développement économiques du pays. Il faut attendre le cinquième appel d'offres pour que le critère du programme de travaux apparaisse⁵⁹⁹. Le critère du contenu local a cependant pris une propension croissante, qui a d'ailleurs pu décourager certains investissements⁶⁰⁰. L'exigence de contenu local est, par ailleurs, de plus en plus répandue dans les pays en développement. En plus de représenter une contrainte pour les investisseurs étrangers, elle peut s'avérer difficile à mettre en œuvre. Elle vient s'ajouter aux nombreux défis que rencontrent ces pays pour l'octroi des droits d'exploration et de production d'hydrocarbures.

⁵⁹⁶ *The Petroleum Production Seaward Areas Regulations 2008*. Par exemple, une durée d'exploration sera comprise entre quatre et huit ans au Brésil. Mais les zones isolées au Royaume-Uni peuvent bénéficier d'une durée allant jusqu'à quinze ans, et les taux fiscaux sont réduits pour inciter les entreprises à y investir; alors que le régime brésilien n'opère pas une telle distinction. S'il veut encourager les entreprises à prendre ce type de risques, le gouvernement brésilien devrait alors songer à allonger les durées contractuelles dans ses zones et à y ajuster la fiscalité. Ces mesures s'inscrivent d'ailleurs dans le cadre des «meilleures pratiques internationales», puisque certaines zones nécessitent des approches particulières afin de pouvoir les appréhender. Eduardo G. Pereira, "The Brazilian concession system for petroleum extraction in Brazil", *op.cit.*, page 258.

⁵⁹⁷ Ce type de distinction se retrouve également dans des législations qui différencient le régime juridique des hydrocarbures conventionnels de celui des hydrocarbures non-conventionnels, comme par exemple la loi algérienne sur les hydrocarbures (Voir Infra. Titre 2, chapitre 2).

⁵⁹⁸ Le gouvernement tendait à encourager la participation de compagnies pétrolières indépendantes . Silvana Tordo, page 78 , Eduardo G. Pereira, "The Brazilian concession system for petroleum extraction in Brazil", *op.cit.*, page 256; Silvana Tordo et al, « Petroleum Exploration and Production Rights », *op.cit.*, page 78.

⁵⁹⁹ *Ibidem*, page 75.

⁶⁰⁰ Eduardo G. Pereira, « The Brazilian concession system for petroleum extraction in Brazil », *op.cit.*, page 262.

Section 2 L'attribution des contrats pétroliers dans les pays en développement

L'attribution des licences, d'une part, et des contrats de partage de production, d'autre part, présente plusieurs similitudes⁶⁰¹. Bien que cela débouche sur deux régimes juridiques différents, la procédure pour l'octroi des droits afférents peut être tout à fait comparable. D'ailleurs, certaines typologies ne différencient pas les deux systèmes, et incluent les processus d'attribution de contrats et de licences dans le même ensemble⁶⁰². A quelques exceptions près⁶⁰³, la plupart des pays qui mettent en œuvre le système des licences et concessions sont des pays du Nord, et l'on retrouve celui des contrats de partage de production dans les pays en développement⁶⁰⁴. Cette distinction est importante, et s'explique par une approche différente dans le rapport à l'investissement étranger et du rôle de l'Etat dans le secteur des hydrocarbures. Cette distinction se reflète également dans les motivations qui poussent à choisir une méthode d'allocation des droits plutôt qu'une autre.

Alors que la Grande-Bretagne et la Norvège ont organisé des appels d'offres ouverts et concurrentiels dès le commencement de leurs activités pétrolières, et que le Brésil, dès l'ouverture de son secteur pétrolier aux investisseurs étrangers, s'est immédiatement initié à ces procédures ouvertes, il en va autrement pour la majorité des pays en développement producteurs et exportateurs d'hydrocarbures. Ces derniers sont passés par d'autres phases, et l'adoption et la généralisation de l'appel d'offres ouvert et concurrentiel, basé sur des principes de non-discrimination et de transparence, y sont apparues plus tardivement. Ces principes souffrent encore aujourd'hui, dans un certain nombre de pays, de quelques travers. Dans la plupart des pays en développement producteurs d'hydrocarbures, la politique en matière d'attribution des droits d'exploration et de production aux investisseurs étrangers a souvent été fonction de la dynamique des prix.

⁶⁰¹ Voir supra, section 1

⁶⁰² Michael Bunter, dans sa définition du « *Licensing* » et des « *Licensing rounds* », où la notion de « *contracting* » se mêle à celle de « *licensing* ». *The promotion and licensing of petroleum prospective, op.cit.*, page xxii.

⁶⁰³ Voir supra.

⁶⁰⁴ Bernard Taverne, *A study of the involvement of industry and governments in exploring for and producing petroleum, op.cit.*, page 142; Tina Hunter, « Access to petroleum under the licensing and concession system », *op.cit.*, page 36.

Les pays producteurs ont bénéficié de la hausse des prix du pétrole dans les années 1970, et pouvaient se permettre, durant cette décennie, de restreindre l'accès des investisseurs étrangers, ou de les contraindre à des conditions fiscales et réglementaires peu incitatives⁶⁰⁵. L'octroi des contrats ne répondait pas à des règles prédéfinies et se faisait au moyen de ce que l'on a appelé le « système informel »⁶⁰⁶. Si l'Etat voulait faire mener des travaux d'exploration ou d'exploitation sur une ou plusieurs zones, il faisait alors directement appel à une ou plusieurs compagnies pétrolières de son choix. Les critères de sélection d'une entreprise plutôt que d'une autre lui appartenaient totalement et n'étaient pas connus du public. Le pouvoir discrétionnaire de l'Etat en ce domaine était donc total. Ce « système informel » fonctionnait également dans le sens inverse : une entreprise pétrolière intéressée par une zone ne faisant pas l'objet d'un contrat pouvait contacter le gouvernement pour demander des droits d'exploration ou d'exploitation sur cette zone⁶⁰⁷. C'est une approche traditionnelle et ancienne qui a été observée dans de nombreux pays⁶⁰⁸. Le désavantage de ce système est que l'Etat ne va contacter que les entreprises qu'il connaît, et que seules les compagnies pétrolières déjà présentes dans le pays, et qui sont au fait des potentialités, pourront faire des demandes et des offres. L'Etat restreint ainsi le nombre de compagnies pouvant opérer sur le territoire⁶⁰⁹.

La chute des prix du baril au cours des années 1980 va changer la donne. Les Etats ne s'inquiètent pas immédiatement de cette baisse des prix, qu'ils pensent temporaire, et ne modifient pas, dans un premier temps, leurs politiques d'investissement. Mais le contre-choc pétrolier en 1986 va considérablement bouleverser l'équilibre des forces⁶¹⁰. Les Etats producteurs dont les revenus dépendaient des recettes d'hydrocarbures ont alors désespérément besoin d'investissements étrangers, et la concurrence était si accrue entre eux qu'elle profitait dorénavant aux compagnies

⁶⁰⁵ Pierre Noel, *Le droit international et le marché des permis pétroliers, 1970-2000*, Institut d'économie et de politique de l'énergie, Université Pierre-Mendès-France, Grenoble, mars 2002, page 16.

⁶⁰⁶ Michael Bunter, *The promotion and licensing of petroleum prospective acreage*, *op.cit.*, page 83.

⁶⁰⁷ *Ibid.*

⁶⁰⁸ Dans les années 1960, alors que la Norvège n'avait pas d'activités et de politique pétrolière, la société Philips Petroleum a demandé au gouvernement norvégien l'obtention d'une licence exclusive sur des gisements en mer du nord. Voir infra, Titre 2, chapitre 1, section 2.

⁶⁰⁹ Michael Bunter, « *modern practice in petroleum licensing* », *op.cit.*, page 728.

⁶¹⁰ Le prix du baril était passé en dessous de 10 dollars.

pétrolières⁶¹¹. C'est dans ce contexte de crise que les Etats ont commencé à lancer de véritables campagnes de promotion pour l'exploration et production de leurs gisements, afin d'attirer les investissements étrangers. Cet effort a été réalisé avec le soutien de la Banque Mondiale, notamment à travers l'Association Internationale de Développement, qui a aidé les Etats à mettre en place de véritables régimes juridiques pour l'exploration et la production pétrolières, à travers les programmes de « Petroleum Exploration Promotion Projects ». On en dénombrait une trentaine à la fin des années 1980⁶¹².

Dans le cadre de ces projets, en plus de l'aide à la rédaction de législations pétrolières et de modèles de contrats⁶¹³, la Banque Mondiale avait à cœur la mise en place de certains standards pour l'octroi des contrats, tels que la publicité des campagnes de promotion afin que toute entreprise intéressée puisse soumissionner, la non-discrimination entre les candidats, l'égalité de traitement entre la société pétrolière nationale et les sociétés étrangères, la clarté et la précision des paramètres de soumission, et la transparence de la procédure⁶¹⁴. Mais à cette époque-là, l'objectif était davantage d'aider les Etats à négocier avec les entreprises étrangères, et de standardiser les conditions contractuelles, que la mise en place de véritables appels d'offres normalisés, tels que ceux qui existaient déjà dans les pays du Nord. Par exemple, durant cette période, il était admis et fréquent que l'entreprise ayant remporté l'appel d'offres puisse ensuite entamer des négociations avec le gouvernement. Aujourd'hui ce genre de pratiques est fortement découragé, voire interdit⁶¹⁵. Ainsi que l'explique Pierre Noel,

« Entre 1985 et 2000, la plupart des pays en développement ont accepté la « marchandisation » de leurs ressources pétrolières : ceux qui avaient octroyé un strict monopole à leur entreprise pétrolière nationale ont rouvert leur sous-sol à l'activité des compagnies transnationales ; la plupart ont amendé leur législation, leur régime fiscal et contractuel, en vue de rendre leur territoire

⁶¹¹ Bunter, Michael Bunter, The promotion and licensing of petroleum prospective acreage, op.cit., page 4 ; Pierre Noel, op.cit., page 15.

⁶¹² Thomas Walde « Investment policies in the international petroleum industry, responses to the current crisis », in Nicky Beredjick et Thomas Walde, *Petroleum Investment Policies in Developing countries*, Springer, Netherlands, 1988, page 10.

⁶¹³ William T Onorato, J. Jay Park, op.cit., page 70.

⁶¹⁴ Michael Bunter, The promotion and licensing of petroleum prospective acreage, op.cit., page 3.

⁶¹⁵ Peter D. Cameron, Michael Stanley, *Oil, Gas, and Mining : A sourcebook for understanding the extractive industries*, The World Bank, Washington, 2017, pages 101 et 102 ; Charte des Ressources Naturelles, précitée, page 14.

plus attractif pour les investisseurs privés. Cette dynamique d'adaptation a touché d'abord des pays relativement marginaux sur le marché des permis pétroliers ; mais elle s'est progressivement étendue à de nombreux pays au potentiel avéré, y compris certains membres de l'OPEP (les principaux exemples étant l'Algérie, le Nigéria et le Venezuela) »⁶¹⁶.

Cette volonté de compétitivité, combinée à l'influence des institutions internationales⁶¹⁷, a conduit à une certaine uniformisation des régimes pétroliers nationaux. Chaque Etat voulait être aussi, si ce n'est plus, compétitif que son voisin⁶¹⁸, et les conditions fiscales, légales et économiques se sont progressivement standardisées. Les mêmes dispositions se retrouvent alors dans les législations pétrolières, ainsi que dans les contrats conclus entre l'Etat d'accueil et la société étrangère. Ainsi, en dépit du fait qu'elles fassent partie du système national du pays d'accueil, ces lois, règlements, contrats et standards présentent des contenus similaires. A cet égard, le professeur Kim Talus considère que « *in this sense, they have an international element embedded in them* »⁶¹⁹. Ce processus d'internationalisation des régimes pétroliers nationaux l'amène à conclure à l'existence d'une *Lex Petrolea*.⁶²⁰

L'ensemble de ces éléments a conduit à une propagation progressive, mais cependant irrégulière, de l'appel d'offres concurrentiel, transparent et non-discriminatoire, basé sur des critères objectifs, comme méthode privilégiée d'attribution des contrats, au détriment des négociations et de la discrétion des Etats. Ce processus a tardé à se normaliser dans de nombreux Etats, et sa mise œuvre n'obéit pas toujours aux principes qu'il convoque. Des pays producteurs d'Amérique Latine y ont eu recours à la fin des années 1990, mais la stabilité des modes d'allocation des contrats est sujette aux bouleversements économiques et juridiques qu'a traversés la région (Paragraphe 1), tandis qu'en Afrique c'est principalement le volet de la transparence de la procédure qui est souvent problématique (Paragraphe 2).

⁶¹⁶ Pierre Noel, *op.cit.*, page 15.

⁶¹⁷ Voir supra (chapitre 1).

⁶¹⁸ William T. Onorato, J. Jay Park, *op.cit.*, page 70.

⁶¹⁹ Kim Talus, « *Oil and gas : international petroleum regulation* » in Elisa Morgera(ed.), *Research Handbook International law and natural resources* , Elgar, UK, 2016, page 257.

⁶²⁰ Voir supra (Introduction Générale).

Paragraphe 1. L'Amérique Latine, entre vagues de libéralisation et nationalisme des ressources

A l'exception du Brésil⁶²¹, la plupart des Etats producteurs d'Amérique Latine ont éprouvé des difficultés à stabiliser durablement leur régime juridique ou à attirer l'investissement étranger sous des conditions qui puissent satisfaire les deux parties. Après des réformes tendant à la libéralisation du marché dans les années 1990, les années 2000 ont vu réapparaître le phénomène du « nationalisme des ressources »⁶²². Mais celui-ci doit être conjugué aux besoins de capitaux et de technologies, que seul l'investissement international peut apporter.

Durant les trois dernières décennies, le secteur de l'amont pétrolier et gazier en Amérique Latine a connu des changements majeurs dans la relation entre gouvernements et investisseurs étrangers. Après les nationalisations des années 1970, il est possible d'identifier deux grandes vagues de changements dans le régime juridique des pays de la région. La première eut lieu durant les années 1990, où le mouvement allait vers l'ouverture et l'incitation aux capitaux privés. La seconde vague arriva dans les années 2000, avec une inclinaison pour une plus grande participation de l'Etat dans le secteur.

La restructuration du secteur apparue dans les années 1990 était motivée, entre autres facteurs, par l'émergence d'un modèle libéral, qui avait remplacé le modèle de substitution aux importations après la crise de la dette extérieure en Amérique Latine. Le scénario prédominant à cette période était celui d'un prix bas du baril, ce qui avait encouragé la dérégulation. De plus, les pays de la région recherchaient activement des investisseurs étrangers, pas uniquement pour les besoins en capitaux, mais aussi pour l'accès à des technologies dont ils ne disposaient pas⁶²³. Dans cette situation critique, plusieurs pays d'Amérique Latine ont bénéficié de prêts du Fonds Monétaire International, subordonnés à l'adoption de politiques inspirées par le « Consensus de

⁶²¹ Voir supra (section 1)

⁶²² A.F.M Maniruzzaman, « The pursuit of stability in international energy investment contracts : a critical appraisal of emerging trends », *JWELB*, Vol. 1, n°2 , 2008, page 119.

⁶²³ Luciana P. Braga, Thiago Neves Campos, « A comparative study of bidding models adopted by Brazil, Peru, Colombia and Uruguay for granting petroleum exploration and production rights », *JWELB*, 2012, vol.5, n°2, page 94.

Washington »⁶²⁴. Ces politiques consistent à mettre en place « *un dispositif menant progressivement au respect d'un ensemble de règles que sont la discipline budgétaire, la réorientation de la dépense publique, la réforme fiscale, la libéralisation financière, l'adoption d'un taux de change unique et compétitif, la libéralisation des échanges, l'élimination des barrières à l'investissement direct étranger, la privatisation des entreprises publiques, la dérégulation des marchés et la prise en compte des droits de propriété* »⁶²⁵.

Il est important de noter que ces changements ne se sont pas produits de façon homogène et simultanée, et ont eu diverses conséquences sur l'accès aux ressources pétrolières et gazières. Au Venezuela par exemple, les mesures n'ont concerné, dans un premier temps, que les activités du secteur aval et les prix des carburants. Ce choix n'était pas anodin, puisque ce segment n'est pas considéré comme aussi stratégique que celui relatif à la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. Ce n'est que dans un deuxième temps que la politique « *d'apertura petrolera* » s'est étendue à l'amont pétrolier⁶²⁶. Cela s'est fait de façon progressive et a profondément bouleversé la répartition des responsabilités entre l'Etat et la société pétrolière nationale, PDVSA, dans l'attribution des contrats aux investisseurs étrangers et la régulation globale du secteur⁶²⁷. De tous les pays affectés par ces programmes de restructurations, seules l'Argentine et la Bolivie ont procédé à la privatisation de leur entreprise pétrolière nationale, respectivement YPF et YPFB.

Cependant, cette tendance à la libéralisation a été renversée dans les années 2000, accompagnant le changement de trajectoire du prix du pétrole. Le secteur de l'exploration et de la production en Amérique Latine a alors été de nouveau marqué par l'augmentation de la participation de l'Etat⁶²⁸, le renforcement des compagnies nationales, des contraintes pour l'accès aux gisements et pour les exportations, et la

⁶²⁴ John Williamson « From Reform Agenda to Damaged Brand Name- a short history of the Washington Consensus and suggestions for what to do next », *Finance and Development*, septembre 2003, page 10 ; Rudolf Dolzer, Christoph Schreuer, *Principles of International Investment Law*, 2nd Edition, Oxford University Press, 2012, page 87.

⁶²⁵ Achraf Amine Benhassine, « Gouvernance et régulation dans l'industrie des hydrocarbures vénézuéliens : une analyse des rapports Etat- Sociétés pétrolières », (thèse) Université Pierre Mendès France- Grenoble II, 2009, page 136 ; Jeswald W. Salacuse, *The three laws of international investment*, Oxford University Press, 2013, page 110 et s.

⁶²⁶ Politique d'ouverture du secteur des hydrocarbures. *Ibid.*, page 139 et s.

⁶²⁷ Sur le rôle des entreprises pétrolières nationales, voir infra (Titre 2, chapitre 1).

⁶²⁸ José Martínez de Hoz, Tomàs Lanardonne, Alex Málucus, « Shale we dance an unconventional tango ? » , *JWELB*, 2013, Vol.6, n°3, page 179

révision de contrats existants. Ces politiques de « nationalisme des ressources » ont mené à une baisse du niveau de production, et la crise que traverse aujourd'hui le Venezuela conduit à une profonde remise en cause des politiques d'Hugo Chavez. En Bolivie, la situation est moins dramatique mais la production est également en déclin et la confiance des investisseurs rompue, et le pays a essentiellement recours à des contrats de service. A l'instar de plusieurs pays d'Amérique Latine, le secteur pétrolier argentin a également suivi une trajectoire mouvementée, agrémentée de problèmes relatifs à la répartition des pouvoirs entre le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux, qui ont eu une incidence directe sur le processus d'attribution des contrats pétroliers. Les récentes et importantes découvertes de pétrole et de gaz de schiste dans certaines régions exacerbent cette problématique.(A)

Ayant suivi un cheminement totalement différent, le Mexique, dont le secteur de l'exploration-production était strictement fermé aux étrangers depuis 1938⁶²⁹, a modifié sa constitution en 2013 et a mis en place un régime juridique qui autorise l'accès des investisseurs étrangers à ses réserves pétrolières, tout en maintenant un contrôle national sur le secteur. Les nombreux appels d'offres qu'il organise depuis 2014 reflètent cette dualité. (B)

A. La trajectoire mouvementée du secteur pétrolier argentin

Deux éléments se sont avérés particulièrement problématiques dans la gestion du secteur : le positionnement de l'entreprise pétrolière nationale ainsi que la répartition des rôles entre l'Etat fédéral et les régions.

a. La participation de l'Etat dans le secteur pétrolier

Le secteur pétrolier argentin est caractérisé par une importante, mais chancelante, intervention de l'Etat, à travers l'une des premières sociétés pétrolières nationales de l'histoire, *Yacimientos Petroliferos Fiscales* (YPF)⁶³⁰. Créée en 1922, YPF est en

⁶²⁹ Décret d'expropriation du 18 mars 1938.

⁶³⁰ José Martinez de Hoz et al. *op.cit.* page 191.

effet la première société pétrolière nationale dans l'hémisphère ouest, mais c'est seulement en 1949 que l'industrie pétrolière a été nationalisée, par le Président Peron⁶³¹. La loi sur les hydrocarbures prévoyait un système de concession⁶³², mais en pratique toutes les activités d'exploration et de production étaient entreprises par la société pétrolière nationale, ou par des compagnies privées agissant pour son compte, via des contrats de services à risque⁶³³. Mais durant les années 1980, avec la crise macro-économique qu'a connu le pays, la situation financière d'YFP a été profondément affaiblie, jusqu'à être en déficit. Pour y remédier, l'Argentine a fait des changements radicaux dans le secteur, en transférant régulation et contrôle administratif du gouvernement fédéral aux gouvernements régionaux.

En 1989, ont ainsi été adoptées deux lois qui visaient respectivement la dérégulation de l'économie et la privatisation des sociétés nationales⁶³⁴, et s'en est suivie la même année la promulgation d'une série de décrets présidentiels⁶³⁵ ayant pour visée la dérégulation du secteur pétrolier⁶³⁶. Entre autres mesures ayant pour objectif l'élimination des restrictions sur les importations et exportations de pétrole (celles relatives au gaz naturel n'auront lieu qu'en 1994), et la dérégulation des prix du carburants, l'accès aux réserves pétrolières et gazières a été profondément touché par cette nouvelle politique. Alors qu'aucune concession ou contrat de partage de production n'avait jamais été attribué, il y a eu, pour la première fois, des appels d'offres internationaux pour l'attribution de concessions sur des blocs marginaux qui étaient auparavant opérés par YPF. Il était désormais également possible de conclure des *joint-ventures* avec YPF pour l'exploration et le développement de certains gisements importants qui étaient auparavant détenus exclusivement par YPF. Enfin, les contrats de services, relatifs à l'exploration ou la production, signés avec YPF, ont été transformés respectivement en permis d'exploration et en concession de production. Les sociétés étrangères n'agissaient donc plus pour le compte d'YPF, et avaient droit à une part de la production, et non plus seulement à une rémunération

⁶³¹ Luciana P. Braga, Thiago Neves Campos, *op.cit.*, page 98.

⁶³² Loi n°17.319 sur les Hydrocarbures du 23 juin 1967.

⁶³³ José Martinez de Hoz et al, *op.cit.*, page 193.

⁶³⁴ «Ley de emergencia administrativa », n°23.697 du 18 août 1989, et « Ley de emergencia economica » n°23.696 du 15 septembre 1989.

⁶³⁵ Décret n°1055/89, décret n°1212/89, et décret n°1589/89.

⁶³⁶ José Martinez de Hoz et al, *op.cit.*, page 193.

financière⁶³⁷. Les entreprises multinationales, à travers les accords de concession, vont alors dominer le secteur. Le 24 septembre 1992, le Congrès a promulgué la loi n°24.145 qui a privatisé YPF⁶³⁸. Ce processus s'est achevé en 1999, avec la vente de la quasi-totalité ses actifs à l'entreprise espagnole Repsol⁶³⁹.

La loi fédérale relative aux hydrocarbures avait mis en place un système de permis d'exploration et de concessions de production⁶⁴⁰, attribués par l'Etat (par le gouvernement fédéral ou les gouvernements provinciaux, en fonction de la localisation des gisements), en vertu duquel les compagnies avaient des droits exclusifs pour explorer, développer, exploiter et obtenir la propriété de la production à la tête du puits, en échange du paiement de taxes et redevances. La plupart des concessions qui avaient été octroyées durant cette période sont encore en vigueur, et expireront autour de l'année 2020⁶⁴¹.

Ce nouveau modèle a commencé à être remis en question en 2004, avec l'apparition de la crise de l'approvisionnement. Cette crise a été générée par l'imposition par le gouvernement d'une limitation du prix du gaz depuis 2002. Cette politique avait été adoptée afin de réduire la pression de l'inflation après la crise économique, mais a résulté en une augmentation de la demande domestique et une réduction des investissements dans l'exploration et les infrastructures. Ce qui avait amené à une rapide déplétion des réserves de pétrole et de gaz naturel. En réaction à cela, le gouvernement a créé une autre société nationale, Energia Sociedade Anonima (ENRASA), en charge de la régulation et de la concession des zones offshore.

Depuis lors, le secteur pétrolier est de nouveau caractérisé par une forte intervention de l'Etat, Des mesures relatives aux importations et exportations ont été prises, et en 2012, l'Etat a décidé de l'expropriation, à hauteur de 51%, du capital que détenait Repsol au sein d'YPF⁶⁴².

⁶³⁷ Ces mesures se sont fait au moyen de plusieurs décrets : décret n°1443/85, décret n°2178/91, et décret n°2411/91.

⁶³⁸ Sur les modalités de répartition des parts, José Martinez de Hoz et al, *op.cit.*, page 194.

⁶³⁹ Luciana P. Braga, Thiago Neves Campos, *op.cit.*, page 98.

⁶⁴⁰ Loi n°17,319, *précitée*.

⁶⁴¹ Ces accords ont cependant fait l'objet de renégociation à la fin des années 2000. José Martinez de Hoz et al, *op.cit* page 191.

⁶⁴² Luciana P. Braga, Thiago Neves Campos, *op.cit.*, page 99.

b. La répartition des prérogatives entre le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux.

Depuis les premières découvertes de pétrole en 1907, des frictions se sont souvent produites entre le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux, portant sur la répartition des compétences de chacun⁶⁴³. La nature du « pacte politique » conclu entre les deux a, de surcroît, toujours constitué un paramètre important dans la régulation et la stabilité du secteur pétrolier⁶⁴⁴. La Constitution fédérale donne au gouvernement central le pouvoir d'établir les règles principales qui gouvernent l'exploration et la production de pétrole et de gaz, afin d'assurer l'uniformité de la législation sur l'ensemble du territoire national⁶⁴⁵. Mais en dépit de la volonté d'une application uniforme, ou du moins harmonieuse, des règles sur l'ensemble du pays, celles-ci pouvaient considérablement varier d'une région à l'autre, et cela a eu des conséquences notables sur l'attribution des concessions et des permis, la collecte des redevances, et le degré d'implication des autorités nationales et régionales.

En décembre 2006, a été promulguée une loi⁶⁴⁶ visant à transférer une partie des pouvoirs de l'Etat fédéral aux régions, et celles-ci sont devenues responsables de la mise en œuvre de la législation nationale dans leurs territoires respectifs⁶⁴⁷. Alors que la loi de décembre 2006 maintenait l'uniformité législative à travers le pays, elle reconnaissait aux régions un certain nombre de droits, incluant : le pouvoir d'attribuer de nouveaux permis d'exploration et des concessions de production pour les hydrocarbures situés dans leurs territoires respectifs, la prorogation des contrats existants (permis, concessions, contrats), les autorisations de cessions, le retrait de permis, concessions et contrats pour violations contractuelles ou tout autre motif autorisé par la loi fédérale, l'application de pénalités, et d'une façon générale, elles pouvaient exercer tous les pouvoirs découlant de la mise en œuvre de la loi fédérale⁶⁴⁸. Conformément à la constitution, cette loi laisse au gouvernement fédéral la seule compétence pour élaborer les politiques énergétiques nationales.

⁶⁴³ José Martinez de Hoz et al, *op.cit*, page 191.

⁶⁴⁴ Patricia I. Vasquez, « Argentina's Oil and Gas Sector : Coordinated Federalism and The Rule of Law » Wilson Center, Latin American Program, Mai 2016, page 6.

⁶⁴⁵ Article 75, alinéa 12 De la Constitution.

⁶⁴⁶ Loi n° 26,197, dite de *Re-provincialisation*, du 3 janvier 2007.

⁶⁴⁷ Article 2 de la loi dite de *Re-provincialisation*.

⁶⁴⁸ Le gouvernement fédéral préservait cependant de tels droits pour les blocs *offshores* situés au-delà de douze milles marins.

La loi de décembre 2006 laissait également à chaque région le soin d'organiser les appels d'offres comme elles l'entendaient⁶⁴⁹. Dans ce cadre, les différentes régions n'ont pas hésité à envoyer leurs représentants à l'étranger pour attirer des investisseurs, et ont organisé des appels d'offres, qui ont suscité l'intérêt d'entreprises multinationales, notamment en période de prix élevés du pétrole, ce qui a conforté l'adoption de cette loi⁶⁵⁰. En outre, de nouvelles compagnies pétrolières régionales créées durant les années 2000 sont devenues des acteurs très actifs dans le secteur, pouvant jouer le rôle d'opérateur et de régulateur régional. La région de Neuquén, où sont situés les colossaux gisements « Vaca Muerta » et « Los Molles » (riche en hydrocarbures non-conventionnels)⁶⁵¹, a été pionnière dans l'exercice de telles prérogatives, à travers sa compagnie pétrolière régionale⁶⁵². Cette dernière, détentrice du permis d'exploration ou de la concession de production, s'est ainsi vue accorder un certain nombre de prérogatives : elle pouvait attribuer à des compagnies privées des droits d'exploration et de développement et la propriété d'une partie des hydrocarbures produits, en échange de taxes et de redevances, de frais additionnels de production, et d'un pourcentage de participation nationale⁶⁵³.

Le premier appel d'offres relatif aux hydrocarbures non-conventionnels situés dans la province de Neuquén a été organisé entre 2008 et 2009, et un second l'a été en 2014. Ils ont permis l'attribution de cinquante-sept blocs, et le second, portant sur des gisements non-conventionnels, a attiré les plus grandes compagnies pétrolières. Les compagnies doivent obligatoirement former des *joint-ventures* avec la compagnie régionale, avec un partage dont les taux dépendent de la taille du bloc et des réserves⁶⁵⁴. Dans le cadre de sa politique d'intervention de l'Etat, l'Argentine est actionnaire minoritaire dans tous les projets relatifs au non-conventionnel, et actionnaire majoritaire dans tous ceux qui relèvent du conventionnel.

⁶⁴⁹ Article 11 de la loi de *Re-provincialisation*

⁶⁵⁰ Patricia I. Vasquez, *op.cit.*, page 16.

⁶⁵¹ *Vaca Muerta* est l'un des plus grands gisements au monde. La découverte de ce gisement en 2010 par YPF a suscité des frictions avec Repsol suite à l'expropriation de ses actifs.

⁶⁵² José Martínez de Hoz et al, *op.cit.*, page 192.

⁶⁵³ *Ibid.*

⁶⁵⁴ «Argentina provinces expects big oil to bid in shale block auction», *Reuters*, 30 avril 2014, accessible à : <http://www.reuters.com/article/oil-argentina-bidding-idUSL2N0NM25920140430/>:

Les gouvernements régionaux avaient donc le contrôle de l'industrie et, à l'instar de la région de Neuquén, ont commencé à organiser des appels d'offres pour l'exploration et le développement dans leurs régions respectives, et à traiter directement avec les compagnies pétrolières. Mais cette gestion régionale des hydrocarbures a été entachée par plusieurs controverses relatives à des irrégularités et à des accusations de corruption dans l'attribution des contrats. Étaient notamment en cause certaines compagnies régionales qui gagnaient des appels d'offres, alors qu'elles n'avaient pas la compétence requise et généralement peu ou pas d'expérience dans l'exploration ou la production, au détriment d'entreprises de grande envergure⁶⁵⁵. Les compagnies régionales réalisaient alors peu ou pas d'investissements nouveaux, et revendaient les droits qu'elles avaient obtenus. La multiplication de cette pratique a conduit à des suspicions de spéculation, le principal objectif des compagnies régionales étant d'engranger rapidement des profits, sans faire d'investissements à long-terme dans le développement des hydrocarbures⁶⁵⁶. Cette période a d'ailleurs été qualifiée de « balkanisation du secteur »⁶⁵⁷.

Par ailleurs, le fait que chaque région puisse élaborer son propre règlement d'appel d'offres a pu créer des confusions pour les investisseurs intéressés par plusieurs zones, et qui se retrouvaient confrontés à plusieurs règles et conditions, qui pouvaient être très variables d'une région à l'autre, sans que cela ne soit forcément justifié par des circonstances géologiques ou économiques différentes. Ce transfert de prérogatives vers les régions a donc échoué à réorganiser efficacement le secteur des hydrocarbures, alors que la production était en déclin. Au vu de cette situation et d'une économie en crise, le gouvernement fédéral a fait de l'incitation aux investissements étrangers une priorité. Le gouvernement a ainsi pris des actions pour arrêter les spéculations des compagnies régionales sur les blocs mis à disposition, et a introduit des mécanismes de contrôle au sein de ces compagnies, afin d'assainir la situation et d'envoyer un signal positif aux investisseurs potentiels.

⁶⁵⁵ Patricia I. Vasquez, *op.cit.*, page 16

⁶⁵⁶ *Ibid.*

⁶⁵⁷ *Ibid.*

L'adoption d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures le 31 octobre 2014⁶⁵⁸ a clarifié les rôles du gouvernement fédéral et des gouvernements régionaux dans le secteur. La loi a réattribué au gouvernement fédéral certaines des prérogatives qu'il avait perdues au profit des régions. En outre, la nouvelle loi sur les hydrocarbures a supprimé le « *carry system* » qui obligeait les compagnies en charge de l'exploration de conclure des partenariats avec des compagnies régionales. Cela avait pour but de développer les compétences et l'économie locale mais, en réalité, les compagnies régionales ne faisaient aucun effort d'investissement, ce qui n'incitait pas les sociétés étrangères à investir de nouveau dans le pays. La loi a également donné au gouvernement fédéral le droit de réduire les royalties fixées par les régions pour les gisements difficiles à développer ou qui présentent une faible productivité.

Enfin, la nouvelle loi sur les hydrocarbures a redonné au Ministère de l'Énergie la responsabilité d'élaborer un modèle d'appel d'offres standardisé, applicable à l'ensemble du pays, qui sera développé en collaboration avec les gouverneurs provinciaux. Cette standardisation a pour but d'éviter que les régions ne fassent primer les intérêts de certaines compagnies régionales sur l'intérêt régional et national, mais également de rassurer les sociétés étrangères quant à l'homogénéité des règles et conditions applicables.

L'Argentine, tout en s'assurant une participation, minoritaire ou majoritaire, dans l'ensemble des contrats conclus, a réussi, grâce aux hydrocarbures non-conventionnels, à attirer les investissements colossaux des plus importantes compagnies multinationales⁶⁵⁹. Le partenariat entre la société nationale YPF et plusieurs multinationales⁶⁶⁰ pour le développement du gisement « Vaca Muerta » reflète cette réussite⁶⁶¹.

⁶⁵⁸ Loi sur les hydrocarbures, n°27, 007.

⁶⁵⁹ Le gisement *Vaca Muerta* est opéré par Chevron, en partenariat avec YPF, et Gas y Petroleo del Neuquén.

⁶⁶⁰ Chevron, Total, Shell, ExxonMobil, Petronas

⁶⁶¹ Communiqué de Total, accessible à :

<http://www.total.com/fr/medias/actualite/communiqués/argentine-total-sengage-dans-le-developpement-des-ressources-non-conventionnelles-de-vaca-muerta-et>

B. L'exemple du Mexique, une ouverture en deux étapes

A l'instar de l'Argentine, le Mexique est une République fédérale, mais le contrôle des réserves d'hydrocarbures y est cependant centralisé et a connu des dynamiques différentes. L'exemple du Mexique est particulier, en ce qu'il a longtemps appartenu à une catégorie très restreinte de pays interdisant toute intervention directe des investisseurs étrangers dans l'amont pétrolier, conformément à sa constitution⁶⁶². L'exploitation des hydrocarbures ne pouvait se faire qu'à travers PEMEX, l'entreprise pétrolière nationale, qui avait été créée en 1938, suite à la nationalisation de l'industrie⁶⁶³.

PEMEX était donc seule chargée de la conduite de l'exploitation, du raffinage, du transport, de la transformation et de la distribution du pétrole, du gaz et des produits pétroliers. Au milieu des années 2000, face à une production en déclin et à des besoins énergétiques nationaux grandissants, le gouvernement de Felipe Calderón et PEMEX ont cependant décidé de faire appel à des technologies et capitaux étrangers, au moyen de contrats de service⁶⁶⁴. Les contrats de service permettent de recourir aux services de sociétés étrangères, sans leur octroyer une fraction de la production, ce qui permettait de ne pas modifier la Constitution. En 2008, ont ainsi été adoptées de nouvelles lois afin de permettre à PEMEX de signer de tels contrats et d'organiser les appels d'offres afférents⁶⁶⁵. Avant cette réforme, PEMEX avait déjà conduit des appels d'offres pour l'attribution de contrats de service portant sur l'exploration et la production de gaz naturel. Mais les contraintes de propriété et de participation, ainsi que les difficultés relatives au marché du gaz, avaient eu raison de l'intérêt des sociétés étrangères⁶⁶⁶.

⁶⁶² Décret d'expropriation du 18 mars 1938, pris en application de l'article 27 de la Constitution de 1917.

⁶⁶³ « Decreto que Crea la Institución de Petroleos Mexicanos », *Journal Officiel de la Fédération*, 7 Juin 1938

⁶⁶⁴ Tim R Samples, José Luis Vittor « *Energy Reform and the Future of Mexico's oil industry : The Pemex Bidding Rounds and Integrated Service Contracts* », *Texas journal of oil gas & energy law*, 2011, volume 7, page 219 et 222 ; Silvana Tordo et al, « Petroleum exploration and production rights », *op.cit.*, page 81.

⁶⁶⁵ « *Ley de Petróleos Mexicanos* » du 28 novembre 2008 .

⁶⁶⁶ Silvana Tordo et al, « Petroleum exploration and production rights », *op.cit.*, page 83.

a. Les premiers appels d'offres pour des contrats de service

En dépit des restrictions imposées par la loi, PEMEX a suivi les standards de l'industrie internationale en matière de procédure d'attribution et a eu recours à des pratiques utilisées dans d'autres pays d'Amérique Latine⁶⁶⁷. Elle avait déjà une expérience précédente pour les contrats relatifs au gaz, et a donc tenté d'améliorer le processus pour les nouveaux « *Pemex Exploration and Production Contracts* ».

Conformément à la réforme législative du 28 novembre 2008, PEMEX était donc l'entité en charge de la rédaction des critères d'appels d'offres, du modèle de contrat, et du déroulement de la procédure, alors qu'avait également été créée une nouvelle entité nationale, la « Commission Nationale des Hydrocarbures », qui était en charge de la supervision des activités. Le gouvernement préférait cependant s'appuyer sur l'expertise de l'entreprise nationale. PEMEX pouvait alors avoir recours à un appel d'offres ouvert ou restreint, ou à des négociations directes lorsqu'il n'existait qu'une seule entreprise qui pouvait fournir le service ou produit désiré. La procédure d'appel d'offres ouvert a toutefois été davantage utilisée. L'annonce était publiée au journal officiel et sur le site officiel du gouvernement. Le règlement d'appel d'offres comprenait une description des travaux, les critères techniques d'évaluation, les critères financiers, les critères d'octroi, ainsi que modèle de contrat⁶⁶⁸. Afin de garantir la transparence et l'intégrité de la procédure, l'ouverture des offres et la signature du contrat était publics.

Les premiers appels d'offres n'ayant pas rencontré le succès escompté, les termes et conditions ont été améliorés afin d'encourager la participation des investisseurs. PEMEX était cependant limitée par les restrictions législatives en termes de participation et de propriété des réserves extraites⁶⁶⁹. En outre, la loi de 2008 prévoyait un pourcentage minimal de 40% pour les obligations relatives au contenu local, ce qui, ajouté aux autres contraintes, semblait excessif pour les investisseurs étrangers. L'attrait mitigé qu'ont suscité les contrats de service était d'ailleurs plus

⁶⁶⁷ Tim R Samples, *op.cit.*, page 226.

⁶⁶⁸ Silvana Tordo et al, « *Petroleum Exploration and Production Rights* », *op.cit.*, page 82

⁶⁶⁹ Tim R. Samples, *op.cit.*, page 230.

stratégique qu'économique, en ce qu'ils ont constitué un moyen pour les compagnies de se positionner au Mexique, et d'y opérer, en attendant que le secteur s'ouvre davantage⁶⁷⁰. Cette ouverture a finalement eu lieu en 2013.

b. La réforme historique de la constitution

C'est par un décret du 20 décembre 2013 que la décision historique d'ouvrir le secteur pétrolier aux investissements étrangers a été prise. Cette réforme a ensuite été concrétisée dans un projet de loi soumis au congrès le 30 avril 2014, comprenant neuf nouvelles lois et la modification de douze lois existantes⁶⁷¹. Ce nouveau régime juridique bouleverse profondément le secteur pétrolier et les rapports entre l'Etat et l'investisseur étranger, en termes de traitement et de protection de celui-ci⁶⁷².

L'appartenance du Mexique à l'ALENA a, à ce propos, suscité plusieurs interrogations, étant donné que l'industrie pétrolière était exclue des dispositions visant l'admission de l'investissement étranger. Cela s'expliquait par le fait que l'investissement étranger n'y était pas admis⁶⁷³. Depuis que la configuration du secteur pétrolier a changé, la question du traitement de l'investissement étranger, y compris durant la phase d'admission, trouve toute sa pertinence. Puisque le Mexique autorise désormais l'investissement pour l'accès à ses hydrocarbures, peut-il toujours invoquer l'application de l'article 1101.2⁶⁷⁴ et l'annexe 3 relative aux réserves⁶⁷⁵ pour se prémunir des dispositions du chapitre 11 relatives à la protection des

⁶⁷⁰ Silvana Tordo et al. « Petroleum exploration and production rights », *op.cit.*, page 84 et 85.

⁶⁷¹ Elles sont accessibles à :

http://www.ri.pemex.com/files/content/No.%202%20Legislacion%20Secundaria_i.pdf

⁶⁷² Tim R. Samples, « A New Era for Energy in Mexico ? The 2013-2014 Energy Reform », *Texas International Law Journal*, 2016, volume 50, page 605.

⁶⁷³ Annexe 3 « Activités réservées à l'Etat »

⁶⁷⁴ « Une Partie a le droit d'exercer en exclusivité les activités économiques visées dans l'annexe III et de ne pas autoriser l'établissement d'investissements dans les activités en question. »

⁶⁷⁵ Article 1101 (2): « une partie a le droit d'exercer en exclusivité les activités économiques visées dans l'annexe III et ne pas autoriser l'établissement d'investissements dans les activités en question ».

Annexe III: activités réservées à l'Etat , section A: activités réservées au Mexique , liste du Mexique : « Le Mexique se réserve l'exclusivité des activités et le droit d'interdire tout investissement dans les secteurs suivants :

Pétrole, autres hydrocarbures et produits pétrochimiques de base.

Description des activités: exploration et exploitation du pétrole brut et du gaz naturel; raffinage ou traitement du pétrole brut et du gaz naturel, production de gaz artificiels, de produits pétrochimiques de base et de leur charge d'alimentation, exploitation de pipelines, etc.

investissements ⁶⁷⁶ ? Il semblerait que la réserve prévue soit toujours valable, étant donné que l'éventualité d'une modification des lois avait été envisagée, et que le texte prévoit qu'une telle modification et une participation ultérieure du secteur privé ne devraient pas empêcher l'Etat d'imposer des restrictions à l'investissement étranger, nonobstant l'article 1102 relatif au traitement national⁶⁷⁷.

En vertu de cette nouvelle législation, le premier appel d'offres a eu lieu le 15 juillet 2015. Celui-ci contenait plusieurs « rounds », et le premier d'entre eux concernait l'attribution de blocs d'exploration pour des gisements situés en eaux peu profondes⁶⁷⁸. C'est la Commission Nationale des Hydrocarbures (CNH), créée en 2008, qui est en charge de l'organisation et de la conduite des appels d'offres, mais les modalités d'élaboration des règlements d'appel d'offres relèvent également du Ministère de l'énergie et du Ministère des finances. Les autorités en charge ont tenu à ce que l'ensemble de la procédure, et particulièrement les modalités de soumission et d'ouverture des offres, suivent les meilleures pratiques en la matière⁶⁷⁹, afin de garantir une transparence totale. Les institutions considèrent que la moindre brèche dans les règles relatives à la transparence, ou toute suspicion de corruption, remettrait en cause le bien-fondé de la réforme constitutionnelle.

L'autre objectif de cette procédure, plus implicite, mais également lié à la légitimité de la réforme constitutionnelle, était d'encourager la concurrence, tout en mettant l'accent sur le fait que la mise à disposition des gisements n'équivalait pas à un bradage des ressources⁶⁸⁰.

Les critères de sélection des offres ont d'ailleurs reflété ce double objectif, mais force est de constater que, durant cette première procédure, les institutions en charge ont commis quelques erreurs, qui ont eu une incidence défavorable sur les résultats du processus. Pourtant, durant l'ensemble de la procédure, la CNH était ouverte aux

⁶⁷⁶ Bradly J Condon, « Mexican energy reform and NAFTA Chapter 11 : Articles 20 and 21 of the Hydrocarbons Law and access to investment arbitration », *JWELB*, 2016, Vol.9, n°3, page 207.

⁶⁷⁷ Doherty Kyle, « From “the oil is ours!” to liberalization », *Houston Law Review*, 2015, vol.53, page 260 et s.

⁶⁷⁸ Adrian Lajous, « Mexican oil reform : the first two bidding rounds, farmouts and contractual conversions in a lower oil price environment », Center on Global Energy Policy, Columbia University, New-York, Octobre 2015, page 7.

⁶⁷⁹ Elisabeth Eljuri and Daniel Johnston, « Mexico's very first bid round », *JWELB*, 2015, vol. 8, n°5, page 391.

⁶⁸⁰ *Ibid.*

commentaires et propositions des investisseurs potentiels - ce qui est considéré comme une bonne pratique dans le secteur, et permet d'adapter le processus à certaines recommandations et préoccupations. Les leçons tirées du premier *round* ont toutefois permis aux autorités d'améliorer les suivants.

1. Des critères de soumission et termes contractuels évolutifs.

Dans le cadre de sa préparation du premier *round*, le Ministère des finances et la CNH ont ainsi reçu un certain nombre de commentaires et suggestions dont ils ont tenu compte. Les conditions commerciales ont été améliorées à deux reprises, postérieurement à leur première publication en décembre 2014, le gouvernement ayant tout de même précisé que la priorité restait de maximiser la part qui revenait à l'Etat. Par exemple, dans le cadre des questions-réponses qui avaient été mises en place par le gouvernement, les entreprises pétrolières ont exprimé des inquiétudes quant à la taille des blocs, et la CNH a ensuite ajusté leur délimitation. Le taux de rentabilité et le minima de programme de travaux ont également été modifiés, pour tenir compte des réactions des entreprises durant la préparation de l'appel d'offres⁶⁸¹.

Parmi les principales inquiétudes des entreprises, on retrouve les aspects suivants : un processus de pré-qualification très onéreux, l'absence de plafonnement de la garantie de la société mère, la possibilité d'une résiliation administrative du contrat, l'absence d'une clause prévoyant le recours à l'arbitrage international dans le modèle contractuel, l'inflexibilité à accepter des cautions de soumissions (au lieu des lettres de crédit pour garantir le programme de travaux minimum), un critère minimal de soumission trop élevé et divulgué tardivement, des restrictions jugées sévères sur les changements dans le consortium, (les règles ne permettent pas aux compagnies multinationales de faire des *joint bidding*), et les différences en termes de prospectivité entre les blocs. Par exemple, en plus de devoir se conformer aux exigences financières pour la pré-qualification et fournir une lettre de crédit pour garantir leur programme de travaux, les soumissionnaires devaient aussi fournir une garantie non-plafonnée de leur société mère, qui était en réalité une sorte de chèque

⁶⁸¹ *Ibid.*

en blanc⁶⁸². Si les garanties sont chose commune dans l'industrie, celles qui ne sont pas plafonnées sont réputées être trop élevées et trop risquées pour certaines compagnies. Les résultats de l'appel d'offres n'ont d'ailleurs pas été concluants, puisque sur les quatorze blocs offerts, six d'entre eux ont fait l'objet de soumissions, mais seulement d'entre deux ont été attribués⁶⁸³. Cela est principalement dû au fait que le gouvernement avait fixé comme critère de soumission la participation de l'Etat (*profit oil share*), mais sans dévoiler au préalable le seuil minimal. Celui-ci n'a été divulgué qu'à l'ouverture des plis. Or, Si le gouvernement avait annoncé le seuil minimal des critères avant le dépôt des soumissions, le nombre d'attributions aurait forcément été plus élevé, puisque les candidats auraient fait des offres en fonction de ces seuils. La bonne pratique recommande d'ailleurs systématiquement d'informer les candidats éventuels des seuils associés à chaque critère, ainsi que de leur pondération lors de l'évaluation⁶⁸⁴.

En plus du critère du partage de profit, il y avait également celui du programme de travaux. Ils étaient respectivement pondérés à 90 et 10%. Ces minimas ont été établis pour fixer un seuil qui garantisse une part au gouvernement et pour encourager les programmes d'exploration. Le *minima* du programme de travaux d'exploration a été fixé à 0%, à l'exception du bloc 12 qui avait fait l'objet d'un minima de 5%⁶⁸⁵. Ces taux et cette pondération montrent bien que la part revenant à l'Etat était bien plus importante que l'objectif d'intensification de l'exploration, et s'inscrivait dans le cadre global d'augmentation des revenus de l'Etat.

L'absence de divulgation des seuils n'était toutefois pas la seule raison du faible intérêt des investisseurs étrangers durant ce premier *round*. Il y avait également des tergiversations quant à la position de PEMEX⁶⁸⁶ et un certain nombre de conditions contractuelles (dans le contrat-type) qui manquaient de clarté. Cet appel d'offre est

⁶⁸² Le gouvernement craignait les accidents comme celui de Macondo ou Ixtoc

⁶⁸³ Les deux blocs ont été attribués au consortium formé par Talos Energy LLC, Sierra Oil and Gas, et Premier Oil plc (entreprise américaine, mexicaine et britannique).

Les autres 4 blocs qui avaient reçu des offres étaient (à l'exception d'une d'entre elles) légèrement en dessous du minimum fixé pour la participation de l'Etat. Par exemple, un soumissionnaire avait fait une offre de 35%, alors que le gouvernement avait fixé un seuil de 40%. Elisabeth Eljuri and Daniel Johnston, *op.cit.*, page 393.

⁶⁸⁴ Charte des Ressources Naturelles (2^{ème} édition, 2014), Précepte 3 (*Technical Guide*) portant sur les modalités d'attribution des droits d'exploration-production.

⁶⁸⁵ Elisabeth Eljuri, Daniel Johnston, *op.cit.*, page 393.

⁶⁸⁶ Sur le fait qu'elle puisse soumissionner seule

également intervenu dans une période où les cours avaient beaucoup baissé et où la question du risque exploration se posait donc différemment. Il y avait en effet eu un changement fondamental de circonstances économiques après le lancement du premier *round* en août 2014, alors que le prix du brut vacillait encore autour de 102 dollars par baril. Or, en janvier 2015, les prix avaient atteint 45 dollars par baril. Certaines des conditions économiques n'avaient donc plus la même portée⁶⁸⁷.

Suite à ce premier *round*, d'autres appels d'offres ont immédiatement été annoncés, la question d'une périodicité trop intense faisant débat. Mais le gouvernement a amélioré les conditions contractuelles, et a mis en place des conditions plus incitatives pour les appels d'offres visant des gisements marginaux, matures et non-conventionnels⁶⁸⁸. Ainsi, en février et mai 2015, deux appels d'offres consécutifs ont été organisés. Le premier portait sur l'octroi de cinq contrats de développement en eaux peu profondes, qui incluaient au total neuf gisements, et le second comprenait vingt-six gisements matures⁶⁸⁹, dont plusieurs avaient été abandonnés par PEMEX plusieurs années auparavant, faute de moyens. Le premier donnera lieu à l'attribution des contrats de partage de production⁶⁹⁰, et le second découlera sur l'octroi de licences ; le Mexique, ayant choisi, à l'instar du Brésil, un système contractuel hybride où les deux régimes coexistent⁶⁹¹.

Les règles de l'appel d'offres, les conditions contractuelles, notamment les conditions fiscales et économiques, ont été modifiées pour tenir compte des observations et demandes des investisseurs potentiels, et des conclusions que le gouvernement avaient tirées de la première procédure d'appel d'offres, ainsi que pour

⁶⁸⁷ Sur le changement de conditions économiques et de stratégies d'investissement des entreprises pétrolières, voir Daniel Huth « *The mexican licensing regime for hydrocarbons : lessons from other jurisdictions- the United Kingdom ?* », *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, mars 2016, Vol.1, page 1.

⁶⁸⁸ Le gouvernement a annoncé son intention de mettre à disposition plus de 750 blocs durant les prochains appels d'offres, couvrant une surface de 227,000 kilomètres carrés. Cela englobera des blocs en eaux profondes dans la ceinture du Perdido Fold, des gisements matures et des gisements non conventionnels dans la région Tampico-Misantla.

⁶⁸⁹ Gisements décrits comme étant « *in an advanced stage of depletion* »

⁶⁹⁰ Le contrat de partage de production a une durée de trente ans, avec la possibilité de deux extensions de cinq ans. La phase d'exploration est de quatre ans, avec une possible prorogation de deux ans, si le contractant s'engage à des travaux supplémentaires.

⁶⁹¹ La loi mexicaine sur les hydrocarbures autorise la conclusion de contrats de services, de contrats de partage de production, de contrats de partages de profits et des licences. Les premiers appels d'offres ont essentiellement conduit à la signature de contrats de partage de production pour les eaux peu profondes et de licences pour les eaux profondes et les blocs *onshore*. Les deux régimes présentent plusieurs similitudes, en termes de durée, de programmes de travaux, d'obligations relatives au contenu local et de garanties financières. Daniel Huth, *op.cit.*, page 2.

s'adapter au nouveau contexte du marché. La volonté du gouvernement était telle qu'il y eu cinq séries de modifications. Leur objet était sans équivoque : elles avaient pour but de rendre les termes et conditions plus attractifs et plus favorables aux investisseurs étrangers afin d'augmenter la participation. La CNH insistait sur la nécessité d'une adoption des meilleures pratiques contractuelles internationales. Le recours à l'arbitrage international est désormais prévu dans les contrats, et les règles relatives aux garanties financières ont été modifiées et réduites⁶⁹². En septembre 2015, tirant les leçons du premier appel d'offres, le gouvernement a divulgué le seuil minimal pour le partage de profit, mais cette publication n'a eu lieu que deux semaines avant le dépôt des soumissions, ce qui n'est pas considéré comme un délai raisonnable. La bonne pratique voudrait que le cahier des charges qui fait état des critères précise tous les paramètres qui y sont liés, et ne laisse pas les potentiels candidats dans l'incertitude⁶⁹³. Les seuils fluctuaient entre 30 et 36%, et étaient moins élevés que ceux adoptés dans le premier appel d'offres pour les blocs d'exploration⁶⁹⁴.

Le gouvernement a aussi amélioré les conditions fiscales et a assoupli certaines restrictions contractuelles. Les taux de rendement ont aussi été améliorés. Considérant les relatifs faibles coûts de développement dans ces eaux peu profondes, cela pouvait donc sembler attractif. Les investisseurs qui ont participé à cet appel d'offres bénéficiaient aussi de la possibilité d'explorer des formations géologiques au sein de leurs blocs d'exploitation. De plus, les périodes d'évaluation d'une découverte ont été étendues de deux à trois ans. Parmi l'assouplissement des conditions contractuelles, il y a par exemple eu un changement dans les obligations de déclaration et le niveau exigé des garanties de la société mère. Aussi, les limites sur le nombre de soumissions qu'une entreprise peut faire dans le cadre d'un appel d'offres ont été supprimées, tout comme le fait que l'opérateur devait être

⁶⁹² Pour les conditions contractuelles, voir modèle de contrat : <http://www.rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/Licencia-AP-Individual-publicado.pdf>

Pour les appels d'offres en eaux profondes et ultra-profondes qui auront lieu en 2016, les conditions seront davantage améliorées. Par exemple, les obligations relatives au contenu local seront allégées, passant d'un taux variant entre 13 et 38%, à 3 à 10%. Cela peut également être dû aux caractéristiques sophistiquées de ces projets, et au fait que le secteur national mexicain n'a pas nécessairement une expérience suffisante dans ce domaine. Daniel Huth, *op.cit.*, page 4.

⁶⁹³ Charte sur les ressources naturelles, Précepte 3 (*Technical guide*). Cependant, rendre publics les seuils présente également le risque que les soumissions puissent finalement être inférieures au niveau auquel elles auraient pu être s'ils n'avaient pas été divulgués.

⁶⁹⁴ Ce qui est assez surprenant, étant donné que les blocs d'exploitation présentent un risque géologique plus limité, puisqu'il existe une certitude quant aux réserves qu'ils contiennent.

celui qui avait la plus grande part dans le consortium. En outre, les opérateurs peuvent soumissionner individuellement ou collectivement⁶⁹⁵. Après avoir fait tant de concessions pour augmenter la participation des entreprises, il aurait été « *embarrassant* » pour le gouvernement qu'il n'attire qu'un faible nombre de soumissionnaires ou que les taux des paramètres des soumissions ne soient pas très généreux⁶⁹⁶.

Dans un souci de transparence, les résultats de ce second appel d'offres ont fait l'objet d'une annonce publique. Ils ont été jugés satisfaisants par les autorités, puisque trois contrats (sur cinq offerts) ont fait l'objet d'une attribution⁶⁹⁷. La part du gouvernement dans les soumissions retenues était bien plus élevée que ce qui avait été anticipé, tout comme, dans un cas, le programme de travaux. Le partage de profit offert par les offres retenues était respectivement de 84, 74, et 70%, soit deux fois plus que les seuils fixés par le gouvernement. Le Ministère des finances a d'ailleurs pu être un peu *gêné* d'avoir fixé un seuil minimal beaucoup plus faible. Les autorités en charge étaient alors dans l'obligation d'expliquer les estimations qui les ont conduites à fixer un seuil aussi bas pour ce type de blocs (eaux peu profondes avec certitude sur les réserves, aux coûts de développement bas).

Les seuils fixés par les autorités étaient la conséquence des conclusions qu'avaient tirées les autorités du premier appel d'offres. Le but était de rendre les conditions plus favorables aux investisseurs, pour ne pas déboucher sur un échec. Mais en réalité, la prospectivité des blocs mis à disposition était bien plus intéressante que ceux qui avaient fait l'objet du premier appel d'offres, et les conditions économiques avaient évolué. On peut donc en conclure que la « *profit oil share* » n'est pas un élément qui effraie les investisseurs ou qui les décourage, et que les faibles taux proposés lors du premier appel d'offres étaient certainement dus au fait qu'ils ignoraient le seuil fixé par le gouvernement. Ce résultat montre, s'il le faut, que la prévisibilité des paramètres d'évaluation est un élément essentiel au succès d'un appel d'offres et, par conséquent, à la réalisation des objectifs de l'Etat.

⁶⁹⁵ Alors qu'auparavant, il y avait des limites pour les joint-bidding entre entreprises multinationales

⁶⁹⁶ Adrian Lajous, *op.cit.*, page 8.

⁶⁹⁷ Deux contrats ont suscité une concurrence accrue, l'un d'entre eux attirant neuf soumissionnaires et l'autre cinq. Le troisième contrat n'a reçu qu'une offre.

En dépit des résultats de l'appel d'offre, il faut souligner que de grandes compagnies qui avaient été pré-qualifiées, comme Shell, Chevron, ONGC (société indienne), CEPSA (société espagnole) et Plains (société américaine) n'ont pas soumis d'offres. Parmi les trois soumissionnaires retenus, seule ENI est une entreprise d'envergure internationale. Les autres compagnies sélectionnées sont Panamerican/Bridas, un consortium argentin qui agit régionalement, et Fieldwood/Petrobal, un consortium composé d'une compagnie américaine et d'une nouvellement créée entreprise pétrolière mexicaine.

Les résultats de ce deuxième *round* devraient avoir un impact positif sur les prochains appels d'offres. Le troisième, même s'il était ouvert à la concurrence internationale, est destiné à des compagnies mexicaines de petite et moyenne taille. Les gisements mis à disposition sont en grande partie épuisés et avaient été abandonnés par PEMEX. Bien que cet appel d'offre ait suscité un grand intérêt, les gisements en jeu ne présentent pas une grande importance matérielle. Le quatrième appel d'offres est en revanche plus intéressant, comme il inclut des gisements de pétrole extra-lourds (en eaux peu profondes), ainsi qu'un certain nombre de *farmouts*⁶⁹⁸ à conclure avec PEMEX. En 2016, un autre appel d'offres, portant sur des gisements en eaux ultra-profondes, a été lancé, et s'adresse essentiellement à des compagnies disposant d'une technologie très avancée pour ce type d'opération⁶⁹⁹.

2. La multiplicité des appels d'offres

Une des défaillances du système mexicain est le rythme trop rapide d'organisation des appels d'offres, les intervalles n'étant pas assez espacés pour tirer des leçons d'un *round* à l'acte, alors que cet apprentissage est particulièrement important. Mais ce rythme soutenu correspond à la volonté du gouvernement d'avoir des résultats à court-terme, afin de « justifier » l'adoption de la réforme constitutionnelle. La quatrième phase, annoncée le 8 août 2015, a donc inclus des blocs en eaux ultra-

⁶⁹⁸ Un *farmout* est un accord par lequel « une compagnie peut obtenir du détenteur des droits miniers l'autorisation de forer et acquiert un droit à la production sur une portion définie du terrain ». Dictionnaire du Pétrole et autres sources d'énergie, Magdeleine Moureau, Gérald Brace, Technip, Paris, 2008, page 199.

⁶⁹⁹ Adrian Lajous, *op.cit.*, page 9.

profondes, des gisements de gaz naturel, des gisements de pétrole extra lourds en offshore, des *farmouts* avec PEMEX, et des conversions contractuelles.

Le gouvernement mexicain a en effet autorisé PEMEX à conclure des accords de *farmout* sur un certain nombre de blocs où ses investissements n'avaient pas été fructueux. Cela permettait un transfert de technologie, de savoir-faire et de compétences managériales vers PEMEX, en plus des bénéfices qu'elle pourrait tirer de la *joint-venture*, et cela permet également de ne pas abandonner ces blocs. L'objectif général de ces *farmouts* est d'obtenir des volumes supplémentaires de pétrole et de gaz, plus rapidement, en partageant les risques et les profits avec les compagnies privées, et d'augmenter le capital. La conclusion est également passée par une procédure d'appel d'offres, alors qu'usuellement, dans l'industrie pétrolière, une telle procédure n'est pas exigée pour les accords de *farmout*. Mais le Congrès a imposé ce formalisme lors de l'adoption de la nouvelle loi sur les hydrocarbures. Ce recours systématique à l'appel d'offre est dicté par la primauté donnée à la transparence dans tout ce qui a trait à l'octroi des contrats, et à la crainte que le moindre doute ne soit jeté sur la probité du processus⁷⁰⁰.

La conversion contractuelle consistait à transformer les contrats de services antérieurs à la réforme constitutionnelle en contrats de services conformes aux nouvelles conditions juridiques et fiscales⁷⁰¹, ou en contrats de partage de production⁷⁰². Cela est fréquent lorsqu'il y a changement de loi et que plusieurs contrats sont encore en cours, la nouvelle loi devant évoquer ce cas de figure et leur traitement⁷⁰³. Contrairement aux accords de *farmouts*, cette conversion n'a pas fait pas l'objet d'un appel d'offres puisque les signataires restent les mêmes. La principale difficulté est alors de déterminer la valeur de ces contrats.

Ce quatrième *round* pour les blocs en eaux profondes a remporté un grand succès⁷⁰⁴. Sur les dix blocs offerts dans la région du Golfe du Mexique, huit ont été attribués. La compagnie BHP Billion a notamment remporté le bloc pour

⁷⁰⁰ Adrian Lajous, *op.cit.*, page 12.

⁷⁰¹ Plus incitatives puisque sous l'ancien régime fiscal, les taxes s'appliquaient aux revenus, alors que le nouveau régime se base sur le profit.

⁷⁰² Adrian Lajous, *op.cit.*, page 17.

⁷⁰³ Elles sont comparables aux dispositions transitoires au sein de la Loi algérienne sur les hydrocarbures du 28 avril 2005, *précitée*.

⁷⁰⁴ « Mexico's deepwater round ends in success », *Offshore Engineer*, 5 décembre 2016, accessible à : <http://www.oedigital.com/pipelines/item/14100-mexico-s-deepwater-round-begins>

l'exploitation des eaux profondes dans le « Trion » dans le cadre d'un *farmout* avec PEMEX. La production devrait commencer autour de l'année 2023. PEMEX a parlé du 5 Décembre 2016, date de l'annonce des résultats, comme d'un jour historique pour le pays et pour PEMEX. Son représentant a déclaré que « *après 78 ans à opérer seule, PEMEX va réaliser un projet d'exploration et production à travers un farmout, ce qui est le résultat d'un nouveau plan commercial introduit par la réforme énergétique du Président Peña Nieto. Les résultats d'aujourd'hui marquent le début d'une nouvelle ère pour la compagnie et prouvent que PEMEX est un partenaire attractif et fiable* »⁷⁰⁵.

Trois appels d'offres à suivre ont été annoncés avant la fin du mandat présidentiel: l'un pour l'automne 2017, et deux durant l'hiver 2018. Dans ce cadre, les autorités envisagent la mise à disposition de nouveaux blocs en eaux profondes, et certains blocs en eau peu profondes et *onshore*. Cette périodicité intense et ce désir d'organiser le maximum d'appel d'offres avant la fin du mandat présidentiel démontre qu'au-delà de l'objectif d'augmenter la production et les revenus de l'Etat, il y a une volonté politique de « légitimer » à court terme cette réforme historique.

Paragraphe 2 : L'évolution des modes d'attribution des droits en Afrique

Dès le milieu des années 1980, la Banque Mondiale, dans le cadre de son programme « Petroleum Exploration Promotion Project »⁷⁰⁶ a recommandé que l'attribution de contrats pétroliers se fasse de façon transparente, sans toutefois donner plus de recommandations sur la forme que cette transparence devait prendre. A partir de l'année 1999, l'ONG « *Publish what you pay* » a milité pour que les revenus tirés de l'extraction pétrolières soient publiés par les Etats d'accueil et par les entreprises pétrolières qui y opèrent. La création de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE), en 2003⁷⁰⁷, faisait écho à cette nouvelle injonction, et mettait l'accent sur la nécessité de la transparence dans la collecte des revenus et leur redistribution. Ces initiatives ont été soutenues et relayées par plusieurs organisations internationales, qui vont conditionner l'octroi de prêts au

⁷⁰⁵ *Ibid.*

⁷⁰⁶ Voir supra (titre 1, chapitre 1)

⁷⁰⁷ Sur l'ITIE, voir supra (titre 1, chapitre 1)

respect de certaines règles relatives à la publication des contrats et à la divulgation des revenus. Ce standard de transparence va être étendu à la procédure d'attribution des licences, qui se révèle être une étape-clé, sujette à la corruption et aux malversations, et dont l'intégrité va déterminer celle du projet pétrolier dans son ensemble⁷⁰⁸.

Les recommandations et injonctions des acteurs institutionnels internationaux ont conduit à une expansion du principe de transparence dans les procédures d'attribution des contrats. En une décennie, il est passé de la « bonne pratique » à une véritable obligation, qui doit être contenue dans les législations ou les règlements d'appels d'offres des Etats. Il peut y être fait référence de façon expresse, ou être induit par la mise en place de mécanismes censés garantir le respect de la transparence. Dans les pays en développement, ces mécanismes ont pour but de réduire le pouvoir discrétionnaire de l'autorité en charge de l'octroi des contrats, et d'éviter ainsi les abus. Cependant, vouloir garantir la transparence du processus ne doit pas amener l'Etat à refuser systématiquement de garder une certaine marge discrétionnaire ou de négocier certains éléments, lorsque le contexte l'exige. L'utilisation de la discrétion peut en effet parfois profiter à l'Etat, puisqu'elle lui permet de choisir l'investisseur qui sera probablement le plus adapté à sa politique sociale, industrielle ou environnementale. La transparence ne doit donc pas être confondue avec le refus de toute discrétion, et ne doit pas empêcher l'Etat de privilégier ses intérêts nationaux. En outre, la mise en place formelle d'appels d'offres ne suffit pas à garantir que les principes de non-discrimination et de transparence seront respectés, encore faut-il qu'il y ait une réelle volonté politique et un équilibre des pouvoirs au sein des institutions du secteur pour parvenir à ces objectifs. De nombreux pays d'Afrique illustrent ce problème.

A. Des procédures négociées aux appels d'offres, l'exemple du Ghana

Jusqu'en 2016, le Ghana n'avait pas recours aux appels d'offres concurrentiels pour l'octroi des contrats d'exploration ou d'exploitation pétrolières, et passait

⁷⁰⁸ « *Corruption in the extractive value chain. Typology of risks, mitigation measures and incentives* », OCDE, 2016, page 37.

uniquement par une procédure communément appelé « premier arrivé, premier servi ». Cette approche, que l'on retrouve essentiellement dans le secteur minier⁷⁰⁹, avait également été autrefois utilisée par des pays comme les Etats-Unis, l'Australie, certains pays d'Amérique Latine et plusieurs pays d'Afrique, mais a été progressivement abandonnée, pour laisser place à des procédures plus concurrentielles⁷¹⁰. Le Ghana continue à utiliser cette méthode pour son secteur minier, mais en 2016 il a promulgué une nouvelle loi sur les hydrocarbures qui prévoit le recours exclusif aux appels d'offres concurrentiels. Ce changement d'approche avait été encouragé par des programmes d'assistance technique avec la Banque Mondiale et la Norvège. Il avait également fait l'objet de recommandations dans des rapports de l'ITIE qui encourageait le pays à introduire un système d'appel d'offres ouvert⁷¹¹.

a. Le principe du « premier arrivé, premier servi »

Cette approche est parfois privilégiée lorsque le gouvernement dispose de peu d'informations géologiques sur les gisements, ce qui entraîne des risques plus grands pour les entreprises pétrolières. Cette méthode était donc traditionnellement utilisée pour inciter les compagnies à faire des offres de façon spontanée. Elle présente en outre l'avantage d'être simple à gérer⁷¹². Le Ghana y a eu recours pour ses activités minières et pétrolières⁷¹³. Selon cette approche, les entreprises pétrolières pouvaient à tout moment présenter des demandes pour des blocs disponibles pour l'exploration ou le développement, et s'il était intéressé, le gouvernement engageait la procédure. Le Ministère de l'énergie et la société pétrolière nationale, GNPC, tous deux en charge du processus, ont privilégié les entreprises disposant d'une expertise technique et d'une solidité financière, et qui ont démontré un engagement à long-terme envers le pays. Cela signifie donc qu'étaient favorisées les compagnies pétrolières qui opéraient déjà dans le pays, et qu'il y avait peu d'opportunités pour de nouveaux entrants.

⁷⁰⁹ Pour des motifs principalement liés à la disponibilité des informations géologiques.

⁷¹⁰ Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *op.cit.*, pages 46 et 61.

⁷¹¹ « Final Gheiti Report on the oil and gas sector, 2014 », décembre 2015, accessibles à : https://eiti.org/sites/default/files/migrated_files/gheiti_2014_oil_gas_report.pdf

⁷¹² Peter D. Cameron, Michael C. Stanley, *op.cit.*, page 46

⁷¹³ *Petroleum (Exploration and Production) Law*, 1984.

La procédure se déroule généralement de la façon suivante : le Ministère de l'énergie reçoit une manifestation d'intérêt d'une entreprise pétrolière, qui est alors invitée à faire une présentation. Le ministère et la GNPC présentent les données et informations à travers une *data room*⁷¹⁴, et à l'issue de cette étape, l'entreprise pourra faire une proposition⁷¹⁵. Le ministère et la GNPC examinent et évaluent la soumission, et le cas échéant, débutent les négociations avec l'entreprise intéressée. Une fois le contrat signé, il doit recevoir l'approbation du cabinet présidentiel et être ratifié par le Parlement pour pouvoir entrer en vigueur⁷¹⁶. Mais il semblerait que dans certains cas, des membres du Parlement aient reçu uniquement un résumé du projet de contrat⁷¹⁷. Malgré ces garanties, ce système souffre d'un manque de transparence, puisque les paramètres d'évaluation et de sélection (si deux ou plusieurs entreprises sont intéressées par le même bloc) ne sont pas publics. Le processus reste donc complètement fermé, et la marge discrétionnaire du Ministère de l'énergie et de la GNPC y est très large, étant donné qu'ils ne sont contraints par aucun paramètre ou critère défini par une loi ou un règlement.

Dans le secteur des mines, afin d'atténuer cette discrétion et de rassurer les candidats, le Ghana a introduit en 2006 une disposition prévoyant que le ministre doit motiver, par écrit, tout refus d'attribution, ou même l'attribution partielle d'un bloc⁷¹⁸. Mais une telle obligation ne figure pas pour l'octroi de droits pétroliers. La publication de certains contrats par des compagnies pétrolières, suite à des recommandations de l'ITIE a cependant permis de révéler que les critères d'attribution étaient principalement basés sur la fiscalité pétrolière⁷¹⁹. Cela a été par exemple le cas pour les contrats « *Deepwater Tano* » et « *West Cape Three Point* »,

⁷¹⁴ Salle des données, communément appelée *data room*, qui contient toutes les informations techniques, financières et juridiques relatives aux zones offertes dans le cadre d'un appel d'offres, et à laquelle peuvent avoir accès, moyennant certaines conditions (certains pays exigent qu'elle soit uniquement accessible aux sociétés préqualifiées, et qu'il faille en outre payer un droit d'entrée), les entreprises intéressées. Magdeleine Moureau, Gérald Brace, *Dictionnaire du pétrole et autres sources d'énergie*, 4ème édition, Technip, Paris, 2008, page 1083.

⁷¹⁵ « *Contract Award Regimes in Petroleum-Rich Countries* », Harvard Law and International Development Society, page 6.

⁷¹⁶ Constitution of the Republic of Ghana, article 268

⁷¹⁷ « *Contract Award Regimes in Petroleum-Rich Countries* », *op.cit.*, page 6

⁷¹⁸ Article 5.3 du *Minerals and Mining Act*.

⁷¹⁹ Le code minier, adopté en 2001, avait été élaboré avec l'assistance technique et financière de la Banque Mondiale.

qui ont été publiés par la compagnie Tullow Oil, et d'un certain nombre d'autres accords publiés par Kosmos Energy⁷²⁰.

Malgré ces garanties, la procédure reste cependant fermée et propice aux abus. Aussi, bien que cette méthode ne fût pas intrinsèquement favorable ou défavorable à une entreprise plutôt qu'une autre, il était difficile d'estimer l'objectivité du ministère et de la GNPC dans le choix des investisseurs. C'est la raison pour laquelle les rapports de l'ITIE militaient en faveur d'une approche qui soit concurrentielle et ouverte⁷²¹. Cependant, la question-clé n'est pas tant de suivre la tendance qui promeut la concurrence et la transparence, mais plutôt de se demander si le changement d'approche est motivé par un changement dans les conditions géologiques et économiques. Un pays peut d'ailleurs faire cohabiter deux régimes d'attribution différents, en fonction des circonstances géologiques concernant les différents gisements.

b. Le recours aux appels d'offres concurrentiels dans la loi du 19 août 2016.

Le 19 août 2016, a été promulgué le « Petroleum Exploration and Production Act », qui abroge celui de 1984, et apporte plusieurs nouveautés relatives à l'attribution des contrats⁷²². La loi autorise la signature de contrats et de licences (article 5), et apporte plus de précisions sur la décision de mise à disposition des zones. L'article 7 prévoit que la décision d'ouvrir une zone pour les opérations pétrolières revient au ministre de l'énergie. En collaboration avec la Commission Pétrolière, il réalise une évaluation de la zone et des intérêts qu'elle peut susciter, avant de la mettre à disposition. Il doit alors préparer un rapport qui inclut une évaluation de l'impact des activités pétrolières sur les communautés locales, sur l'environnement (et les activités telles que la pêche), les conséquences socio-économiques de ces activités. Ce rapport doit ensuite être publié dans la « gazette officielle » et dans au moins deux journaux quotidiens. Ce rapport doit préciser quelle zone est ouverte pour les activités, leur nature et leur portée. Toute personne ayant un

⁷²⁰ « Final Gheiti Report on the oil and gas sector, 2014 », décembre 2015.

⁷²¹ *Ibid.*

⁷²² Cette loi a été préparée dans le cadre du programme d'assistance norvégien « *Oil for Development* », voir supra.

intérêt dans cette zone, doit, dans les soixante jours suivants la publication du rapport, manifester son intérêt au ministre de l'énergie. Le ministère décide ensuite de l'ouverture de cette zone.

Cette procédure reste inspirée de l'esprit du principe du « premier arrivé, premier servi » puisqu'à travers elle, le gouvernement veut s'assurer que des entreprises sont intéressées avant de lancer un appel d'offres. La société pétrolière nationale, GNPC, n'est plus impliquée dans le processus mais la loi prévoit (article 7) que sur les zones qui ont été ouvertes, des blocs peuvent lui être réservés⁷²³. L'article 10.3 prévoit le recours à l'appel d'offres en disposant que « *a petroleum agreement can only be entered into after an open, transparent and competitive public tender process* ». L'usage du terme « *only* » peut donc laisser penser que les contrats seront exclusivement accordés à travers une procédure ouverte, transparente concurrentielle. Or, l'alinéa suivant autorise le Ministre de l'énergie, pour des raisons officielles (« *stated reasons* »), à ne pas avoir recours à un appel d'offres pour la conclusion d'un contrat. Ce type de dérogation est assez fréquent dans les législations pétrolières, mais invoque souvent des circonstances exceptionnelles ou des motifs d'intérêt public, qui doivent être dûment justifiés et encadrés. Or, la loi ghanéenne reste très succincte sur cet aspect, d'autant que l'alinéa 5 de l'article 7 prévoit que si l'un des blocs offerts dans le cadre d'un appel d'offres n'a pas été attribué, le Ministre de l'énergie peut décider qu'il est dans l'intérêt public que ce bloc fasse tout de même l'objet d'un contrat pétrolier. Et pour ce faire, le Ministre pourra initier des négociations directes avec une entreprise pétrolière de son choix pour la conclusion du contrat.

C'est une disposition tout à fait inhabituelle dans l'industrie pétrolière. En général, les blocs qui n'ont pas été attribués par voie d'appel d'offres ne le sont pas ultérieurement par le biais de négociations, car cette possibilité risquerait d'entraîner des ententes parallèles secrètes, et porterait atteinte non seulement au bien-fondé de la procédure d'appel d'offres mais également à son efficacité. Le fait que la loi ghanéenne prévoit de telles dispositions amène à penser qu'il n'y a pas une réelle volonté d'introduire l'appel d'offres comme méthode privilégiée d'octroi des droits.

⁷²³ Les modalités de participation de la GNPC sont ensuite développées à l'article 11 de la loi.

Celui-ci ne constitue en effet peut-être la méthode la plus adaptée pour le Ghana, au regard de ses conditions géologiques, et il aurait été peut-être plus judicieux de ne pas le présenter comme mode d'attribution principal, mais d'établir un système hybride où coexistent plusieurs approches, sans que l'une ne soit dérogatoire à l'autre. L'adoption de cette loi étant très récente, nous ne disposons pas d'exemples de contrats conclus en vertu de cette nouvelle procédure. Mais si la pratique révèle que le Ministre a davantage recours aux négociations qu'aux appels d'offres, la négociation ne pourra plus être considérée comme une « dérogation », et il s'avèrera que la disposition consacrant l'appel d'offres comme seul moyen d'attribuer les contrats relevait d'un artifice.

B. Les pays africains à l'épreuve de la transparence

a. Le Nigéria

La régulation du secteur pétrolier au Nigéria souffre d'une instabilité constante. Alors que l'organisation institutionnelle⁷²⁴ du secteur a été à maintes reprises modifiée, ainsi que les modalités d'accès des investisseurs étrangers aux périmètres, un projet de loi qui date de 2008, la « Petroleum Industry Bill » est encore aujourd'hui en suspens. Face à la lenteur du processus, le projet de loi a d'ailleurs été retravaillé et rebaptisé en 2016, afin de devenir la « Nigeria Petroleum Industry Governance Bill ». Le secteur est donc gouverné par le « Petroleum Act » de 1969, ses amendements et une série de réglementations, dont le décret relatif aux contrats de partage de production de 1999, les règlements «*deep water block allocations to companies* » et «*oil prospecting licenses* » de 2003. L'exemple du Nigéria est symptomatique de plusieurs difficultés répandues dans les pays d'Afrique, qui sont l'instabilité législative, le manque de transparence et le risque accru de corruption. Le problème de la corruption s'est notamment manifesté au Nigéria à travers les mesures relatives au « contenu local » et qui ont fait l'objet d'une loi distincte. Cette loi avait

⁷²⁴ Le Nigéria est passé d'une organisation tripartite du secteur (inspirée du modèle norvégien) à une régulation centrée autour de sa société pétrolière nationale, avant de modifier de nouveau son régime.

pour objectif de renforcer l'industrie nationale et de permettre la participation des sociétés nigérianes aux appels d'offres. Le Nigéria est également l'un des premiers pays d'Afrique à avoir été conforme à la Norme ITIE, bien que le bien-fondé de cette conformité ait par la suite été remis en cause. Mais l'élément le plus important est que le Nigéria fait partie des rares pays à avoir intégré les exigences de l'ITIE dans sa législation nationale, à travers l'adoption de la loi NEITI en 2007, donnant ainsi une valeur juridique contraignante à l'échelon national, à un instrument international qui relève de la *soft-law*.

1. Les appels d'offres et le critère du contenu local

La loi nigériane prévoit que l'attribution des contrats peut se faire au moyen d'appels d'offres ou de négociations directes, mais le Ministre des affaires pétrolières peut allouer des contrats sur une base discrétionnaire. Le manque de transparence des procédures, qui a été exacerbé par l'introduction du critère du contenu local, entache cependant le secteur pétrolier.

En 2005, s'est tenu un appel d'offres qui différait des précédents, d'une part, en raison des mécanismes garantissant la transparence de la procédure et, d'autre part, au vu de l'importance qu'y avait le critère du local. Il portait sur soixante-dix-huit blocs *onshore* et *offshore*, et sur plusieurs types de gisements. La procédure avait suivi les bonnes pratiques en la matière, en termes de publicité et de supervision de la procédure. Fait inhabituel, le gouvernement avait d'ailleurs invité des observateurs indépendants du Brésil, du Royaume-Uni, des Etats-Unis et de Norvège pour contrôler la procédure⁷²⁵. C'est aussi durant cet appel d'offres que le gouvernement a voulu insérer le critère du contenu local⁷²⁶, qui a pris la forme d'une association obligation entre sociétés étrangères et sociétés nigérianes⁷²⁷, qui devaient détenir au moins 10% de participations dans l'association. Ces dernières devaient agir en tant que « *local content vehicles* »⁷²⁸.

⁷²⁵ « Contract award in petroleum rich regimes », *op.cit.*, page 59 ; Silvana Tordo et al, « *Petroleum Exploration and Production Rights* », *op.cit.* page 45.

⁷²⁶ Les autres critères étaient le programme de travaux, le taux de récupération, et le contenu local ; « The process of licensing », Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative", Novembre 2006,

⁷²⁷ Définie comme une entreprise au sein de laquelle la participation nigériane devait être d'au moins 51%

⁷²⁸ Silvana Tordo et al, « *Petroleum Exploration and Production Rights* », *op.cit.*, page 41.

Cette obligation était motivée par la volonté d'augmenter la participation de l'industrie nigériane dans le secteur pétrolier et gazier, et entrainé dans le cadre de directives édictées par l'entreprise pétrolière publique, la NNPC, qui était, durant cette période, responsable de la conformité des entreprises multinationales, dans l'attente qu'une loi en la matière soit adoptée⁷²⁹. En dépit des garanties prévues, l'appel d'offres de 2005 a souffert d'un certain nombre de problèmes, principalement, mais pas exclusivement, dus à la mise en œuvre de l'obligation d'association.

Les dispositions relatives au contenu local se sont en effet avérées difficiles à mettre en œuvre. Les compagnies locales nigérianes ont été très nombreuses à répondre à la demande de qualification, ce qui a entraîné des retards pour que le gouvernement et les sociétés étrangères vérifient leurs qualifications et capacités, et le mode de sélection des sociétés nigérianes, ainsi que d'autres informations importantes relatives aux paramètres de soumissions, ont été fournis tardivement⁷³⁰. La liste des sociétés nigérianes qualifiées pour être des « *local content vehicles* » avait également été présentée moins d'un mois avant le lancement de l'appel d'offres, et faisait état d'un nombre de compagnies à la réputation douteuse, ou aux capacités techniques faibles. Certaines venaient, par exemple, juste d'être créées⁷³¹. Des doutes sur leurs propriétaires ont également été émis, certaines appartenant en réalité à des membres du gouvernement. Il est apparu par la suite que certaines entreprises locales avaient bénéficié d'un traitement préférentiel pour être pré-qualifiées, bien qu'elles manquaient de la capacité technique nécessaire pour la réalisation des projets en question⁷³². L'association obligatoire entre une société étrangère et une société locale a aussi donné lieu à des pratiques collusoires ayant uniquement pour but l'octroi du marché⁷³³.

⁷²⁹ Jude Okafor, Ernest Aniche, « A critical appraisal of enforcement of nigerian oil and gas industry content development Act, 2010 », *Journal of Law, Policy and Globalization*, 2014, vol.31, page 84.

⁷³⁰ Silvana Tordo et al, « *Petroleum Exploration and Production Rights* », *op.cit.*, page 41.

⁷³¹ *Ibid.*

⁷³² Certaines d'entre elles étaient par exemple des filiales de sociétés où des membres du gouvernement étaient actionnaires

⁷³³ Ike Oguine « Nigerian Content in the Nigerian Petroleum Industry : Legal and Policy Issues », *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Vol. 29, N°4, 2011, page 411 ; sur les risques liés à l'association obligatoire avec une compagnie locale, voir supra (chapitre 1 , section 2).

Aussi, les minimas de soumission étaient considérés comme sévères par de nombreuses sociétés étrangères. Un nouveau modèle de contrat de partage de production a été introduit, mais il n'a été rendu disponible que peu de temps avant le début de l'appel d'offres. Les sociétés n'ont pas disposé de suffisamment de temps pour en évaluer les termes⁷³⁴. Or, les délais et la communication des informations pertinentes jouent un rôle très important dans le succès des appels d'offres⁷³⁵. Le Nigéria avait également conclu des accords avec Taiwan et la Corée du Sud, en leur accordant un droit de préemption sur certains périmètres. Ces accords apparaissaient être en contradiction avec le principe de non-discrimination prévu dans l'appel d'offres. Seuls 30 blocs sur 78 ont été attribués. L'entreprise nationale NNPC avait, en outre, demandé à ce que le modèle de contrat de partage de production soit modifié juste après que les résultats de l'appel d'offres ont été annoncés, ce qui avait conduit à la remise en question du bien-fondé de la procédure, d'autant que certains accords ont été annulés⁷³⁶. Les appels d'offres de 2006 et 2007 ont rencontré le même type de difficultés⁷³⁷, et le « *Nigerian Oil and Gas Industry Content Development Act* », promulgué en 2010, est venu clarifier les règles applicables aux entreprises locales⁷³⁸.

Eu égard aux appels d'offres et aux attributions de licences et de contrats, elle prévoit notamment l'obligation de soumission d'un « Nigerian Content Plan » pour pouvoir soumissionner pour l'octroi d'une licence, d'un permis, ou toute autre forme d'intérêt dans l'industrie pétrolière nigériane (Article 7). Les candidats doivent garantir qu'un droit de priorité sera accordé aux citoyens nigériens pour la sous-traitance, la fourniture de biens et services, et l'emploi et la formation (Article 10).

Aussi, la loi prévoit que l'attribution des contrats ne devrait pas se faire uniquement sur la base du « moins-disant », lorsqu'une compagnie nigériane est également en lice, et sous réserve que son offre n'excède pas le soumissionnaire le moins-disant de 10% (article 16). Si deux offres commerciales ne contiennent qu'1%

⁷³⁴ Silvana Tordo et al, « *Petroleum Exploration and Production Rights* », *op.cit.* page 41.

⁷³⁵ Voir supra, exemple du Mexique.

⁷³⁶ Silvana Tordo, et al, « *Petroleum Exploration and Production Rights* », *op.cit.* page 41.

⁷³⁷ « Nigeria suspends oil regulator », *Reuters*, 16 juin 2008, accessible à :

<https://www.reuters.com/article/nigeria-oil-audit/update-2-nigeria-suspends-oil-regulator-plans-licensing-probe-idUSL1653902020080616>

⁷³⁸ Le texte est accessible à : <http://ncdmb.gov.ng/images/GUIDELINES/NCACT.pdf>

d'écart, alors il est prévu que c'est l'offre présentant le plus haut niveau de contenu local qui sera sélectionnée (article 14).

La volonté de développer une loi gouvernant la participation de l'industrie nigériane était née de l'échec des tentatives de politiques industrielles, et du fait que le marché était dominé par des sociétés multinationales et que les critères étaient tels que les entreprises locales ne pouvaient pas être qualifiées seules⁷³⁹. Le gouvernement, en coopération avec le FMI à travers un programme d'ajustement structurel, a alors entrepris des réformes visant à la privatisation de plusieurs entités nationales, impliquées dans le secteur, y compris l'entreprise nationale NNPC, afin de réduire l'implication du gouvernement, mais également d'augmenter la participation industrielle locale⁷⁴⁰. Suite à plusieurs initiatives, le Content Development Act a été adopté et est entrée en vigueur en avril 2010.

La mise en œuvre de ces dispositions législatives n'a cependant pas eu l'effet escompté, et cela est principalement dû à la faiblesse des mécanismes de supervision, et aux détournements opérés par les entreprises afin de remporter les appels d'offres, sans toutefois respecter les obligations relatives au contenu local une fois le contrat signé. La faiblesse institutionnelle de l'organe en charge de la supervision, le « Nigerian Content Development and Monitoring Board », n'a pas permis le respect des obligations prévues⁷⁴¹. Son manque d'indépendance vis-à-vis du Ministère des affaires pétrolières et de la NNPC a également été mis en cause⁷⁴².

En raison de l'absence de contrôle suffisant des capacités et des propriétaires des compagnies locales nigérianes, et de défaillances dans le contrôle *a posteriori* des obligations contractuelles, les politiques de contenu local n'ont pas eu de répercussions attendues sur l'industrie nationale⁷⁴³. Aussi, certaines incohérences

⁷³⁹ Theophilus Acheampong et al, « An assessment of local content policies in oil and gas producing countries », *JWELB*, vol.9, n°4, page 288

⁷⁴⁰ A A. Akinrele « Transparency in the Nigerian oil and gas industry », *JWELB*, 2014, vol.7, n°3, page 222 ; H. Kyvik Nordas, Eirik Vatne, Per Heum, « The upstream petroleum industry and local industrial development. A comparative study », Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen, Mai 2003, page 59.

⁷⁴¹ Jude Okafor, Ernest Aniche, « A critical appraisal of enforcement of nigerian oil and gas industry content development Act, 2010 », *op.cit.*, page 86 ; A. Akinrele « The current impact of global crude oil prices on Nigeria. An Overview of the nigerian petroleum and energy sector », *JWELB*, 2016, vol. 9, n°5, page 331

⁷⁴² J. Emeka Nwaokoro, « Nigeria's Local content bill and cross-sectoral growth », *JWELB*, 2011, Vol.4, n°1, page 52.

⁷⁴³ Jude Okafor, Ernest Aniche, « A critical appraisal of enforcement of nigerian oil and gas industry content development Act, 2010 », *op.cit.*, pages 82 et 87.

dans les dispositions législatives, ainsi que l'absence de définitions de certains termes ont conduit à des confusions durant les appels d'offres. La notion de « *Nigerian independent operator* », à qui une préférence doit être accordée durant les appels d'offres, n'est pas définie. Par ailleurs, il peut y avoir une contradiction entre la disposition prévoyant que le plus haut niveau de contenu local l'emportera, en cas d'écart de 1% entre deux offres, et l'article selon lequel une « *indigenous nigerian company* » devra remporter l'appel d'offres si elle présente les capacités requises et que son offre n'excède pas de 10% la soumission la plus basse ; la loi n'ayant pas précisé quelle disposition prime sur l'autre⁷⁴⁴.

Ainsi, malgré l'apparente clarté des procédures d'appels d'offres, les rapports de l'ITIE, dont le Nigéria est membre depuis l'année 2004, ont révélé que la mise en place formelle d'un appel d'offres n'avait pas été suffisante pour empêcher les autorités en charge de mener des processus parallèles confortant des intérêts personnels, jetant ainsi le discrédit sur la procédure officielle. Le projet de loi de 2008 avait notamment pour objectif de renforcer la transparence du secteur à travers des appels d'offre ouverts et concurrentiels, et de réorganiser fonctions de la compagnie nationale d'éviter les conflits d'intérêt⁷⁴⁵, mais il n'a à ce jour, pas été adopté.

2. *L'introduction des obligations de transparence*

Le NEITI Act de 2007⁷⁴⁶ est une version nationale de l'ITIE, et a le même objectif, à savoir parvenir à la transparence via la publication des paiements des entreprises et revenus de l'Etat. En intégrant les exigences de l'ITIE dans sa législation nationale, le Nigéria a dépassé le champ d'application de l'initiative, qui ne demande pas aux Etats membres d'adopter de telles dispositions, mais qui encourage cependant la complémentarité à travers des mesures plus contraignantes, afin de donner une vigueur supplémentaire à sa norme. Le but de la promulgation de cette loi était

⁷⁴⁴ Ike Oguine « Nigerian Content in the Nigerian Petroleum Industry : Legal and Policy Issues », *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Vol . 29, N°4, 2011 page 422.

⁷⁴⁵ Voir Infra, titre 2, chapitre 1

⁷⁴⁶ « Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative (NEITI) Act » du 28 mai 2007, accessible à : <http://nass.gov.ng/document/download/5836>

d'isoler la mise en œuvre de l'ITIE, afin de la protéger des aléas politiques⁷⁴⁷. La méthode consistait alors à extraire l'obligation de divulgation des paiements et revenus, contenue dans la Norme ITIE, et le processus associé, afin qu'ils passent d'une *soft-law*, à l'application incertaine au vu du risque d'instabilité politique, à des dispositions juridiquement contraignantes. Contrairement aux législations européennes et américaines qui seront adoptées plus tardivement et qui, si elles se réfèrent à l'ITIE, en sont indépendantes⁷⁴⁸, la législation nigériane en épouse le même format. Cependant, malgré cette ambition, et la publication régulière de rapports, cette loi ne peut pas connaître de mise en œuvre efficace dans un contexte où l'adoption d'une loi relative aux hydrocarbures et aux conditions d'accès et d'exercice des sociétés étrangères est bloquée depuis l'année 2008. Le Nigéria a été suivi par quelques autres pays d'Afrique qui ont également décidé de donner une force contraignante aux exigences de la Norme ITIE, en les intégrant dans leurs lois. Cela a été par exemple le cas de la République de Guinée, qui prévoit dans son code pétrolier, l'application de la Norme ITIE⁷⁴⁹. En dehors de l'Afrique, l'Ukraine a également fait de même. Mais le Nigéria a cependant été le seul pays à adopter une loi spécifiquement consacrée à cet aspect, dupliquant la monture de l'ITIE.

b. L'Angola.

La loi pétrolière du 12 Novembre 2004⁷⁵⁰, attribue l'entreprise pétrolière nationale, Sonangol, la fonction de concessionnaire exclusif pour toutes les activités d'exploration et de production pétrolières (article 4.1). Conformément à l'article 4.2, elle est la seule titulaire des droits miniers, qui lui sont conférés par le gouvernement⁷⁵¹. Cette exclusivité a pour conséquence l'association obligatoire avec les sociétés étrangères pour tout projet⁷⁵², au sein de laquelle Sonangol aura une

⁷⁴⁷ A.A Akinrele « transparency in the nigerian oil and gas industry », *JWELB*, 2014, Vol.7, n°3, page 231.

⁷⁴⁸ Voir supra (titre 1, chapitre 1)

⁷⁴⁹ Article 104 de la Loi L/2014/N°34/AN du 23 décembre 2014, portant code pétrolier en République de Guinée, voir aussi loi n°2014-138 du 24 mars 2014 portant code minier en République de Côte d'Ivoire (article 117 et s.), article 6 de la loi n°036-2015/CNT du 16 juin 2015 portant code minier du Burkina Faso ; Thierry Lauriol, Emilie Reynaud *op.cit.*, page 37. D'autres pays ont également prévu des renvois dans leur législation (Tanzanie , article 4.1 de la « national energy policy » de 2015, et quelques autres pays ont pris des décret afin de mettre en oeuvre l'ITIE (Indonésie, Mali, Niger, Pérou).

⁷⁵⁰ *Petroleum Activities Law n°10/04* du 12 novembre 2004.

⁷⁵¹ Article 8 de la loi n°10/04.

⁷⁵² Article 13 de la loi n°10/04.

participation majoritaire⁷⁵³. L'article 44.1 prévoit cependant que si celle-ci ne souhaite pas s'associer avec une autre entreprise pour un projet, le gouvernement peut, à la demande de cette dernière, le lui attribuer directement, via la publication du décret de concession dans le journal officiel.

Dans la circonstance où Sonangol aurait à l'inverse la volonté de s'associer avec une autre entité, elle devra demander au Ministère de tutelle l'autorisation d'organiser un appel d'offres afin de sélectionner les entreprises avec lesquelles elle va s'associer. Cette demande d'autorisation doit préciser les termes et conditions applicables à l'appel d'offres qu'elle entend organiser (article 44.3). Ainsi, bien que cette autorisation doive lui être donnée par le gouvernement, qui contrôle les conditions de l'appel d'offres, celles-ci sont établies par Sonangol, et la décision d'y avoir recours relève de son choix. Les paramètres en jeu reflèteront alors certainement ses propres objectifs commerciaux. La loi, à l'instar de la majorité des législations africaines en la matière, prévoit également le recours aux négociations directes en cas d'appel d'offres infructueux (article 44.4).

Une disposition visant à protéger la transparence de la procédure d'attribution des contrats a été introduite à l'article 44.5, qui prévoit que si Sonangol reçoit une proposition de négociation sur un périmètre donné, comme cela peut parfois être le cas lorsque les législations autorisent les soumissions spontanées⁷⁵⁴, le Ministère de tutelle peut décider de lancer un appel d'offres pour ce périmètre avec d'autres compagnies intéressées. Si aucune ne l'est, alors seulement Sonangol pourra débiter les négociations avec l'entreprise qui avait manifesté son intérêt (article 44, alinéas 5 et 6). Ce type de disposition, en plus de promouvoir la transparence des droits attribués, permet de diversifier les partenaires, et présente surtout l'avantage ne pas s'appuyer uniquement sur l'estimation faite par une entreprise pour connaître la valeur d'un périmètre. Cette précaution est importante dans des pays où l'asymétrie d'informations entre les sociétés multinationales et le gouvernement peut défavoriser ce dernier.

⁷⁵³ Article 15 de la loi n°10/04.

⁷⁵⁴ Thierry Lauriol, Emilie Raynaud, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, *op.cit.*, page 185.

La loi prévoit également que le gouvernement, et non pas la Sonangol, peut retirer à une entreprise son statut de partenaire contractuel, si elle enfreint, de façon répétée, les obligations législatives. Cette possibilité de révocation d'un accord est également envisagée dans la loi indonésienne en cas de non-respect des dispositions relatives au contenu local⁷⁵⁵. A l'instar de la majorité des autres pays, une pré-qualification est nécessaire avant de pouvoir soumissionner aux appels d'offres, et les critères classiques pour l'obtention d'un contrat de partage de production incluent souvent le programme de travaux, le bonus de signature, et la participation nationale⁷⁵⁶.

En Angola, le problème réside principalement dans deux facteurs. En premier lieu, le fait que l'entreprise nationale Sonangol soit à la fois l'entité d'attribution des contrats et partenaire commercial, ce qui peut engendrer des conflits d'intérêts; et en deuxième lieu, le fait que les critères d'attribution utilisés ne soient pas toujours publiés⁷⁵⁷. L'ONG *Global Witness* avait publié un rapport dénonçant ces pratiques, ainsi que l'absence de mécanisme de supervision et l'existence de pressions politiques qui entachaient l'intégrité de la procédure. Elle avait formulé quelques recommandations pour améliorer la transparence du système : enjoindre Sonangol à dévoiler les noms des propriétaires de ses filiales ; éviter que des traitements préférentiels ne soient accordés à des membres du gouvernement qui auraient des parts dans des sociétés nationales, en divulguant toutes les informations ; publier les critères de pré-qualification et de qualification des offres ; se soumettre à la surveillance d'un organe de contrôle indépendant tout au long du processus ; publier les contrats conclus⁷⁵⁸. Ces recommandations se rapprochent des standards contenus dans la Norme ITIE, que l'Angola n'a d'ailleurs pas rejoint. Cela ne l'a cependant pas empêché de divulguer des rapports sur ses revenus et paiements effectués par les entreprises qui opèrent sur son territoire⁷⁵⁹.

⁷⁵⁵ Mathias Audit, « Les obligations relatives à la « part locale » dans les contrats d'Etat », *op.cit.*, page 202.

⁷⁵⁶ « Contract Award in Petroleum-Rich Countries », *op.cit.*, page 61

⁷⁵⁷ Stéphane Essaga, *Droit des hydrocarbures en Afrique*, l'Harmattan, Paris, 2013, page 136.

⁷⁵⁸ Rapport *Global Witness* sur l'Angola, janvier 2012.

⁷⁵⁹ Sur les écarts entre les revenus déclarés par le gouvernements et les paiements de certaines entreprises, voir supra (titre 1, chapitre 1).

c. La République Démocratique du Congo

Conformément à la loi sur les hydrocarbures⁷⁶⁰, le contrat de partage de production doit être attribué à travers une procédure d'appel d'offres⁷⁶¹. Celui-ci est conduit par le Ministre chargé des hydrocarbures qui doit lancer un « avis à manifestation d'intérêts dans la presse locale et internationale »⁷⁶². La loi précise que les entreprises sont sélectionnées sur la base de critères techniques et financiers que le Ministre aura définis et qui auront été approuvés par le Conseil des Ministres⁷⁶³. Mais la loi ne précise toutefois pas la nature de ces critères et les étapes-clés de la procédure⁷⁶⁴. Une procédure dérogatoire qui prend la forme d'un appel d'offres restreint est prévue pour les gisements dont les potentialités géologiques ne sont pas connues (article 37). Contrairement aux lois ghanéennes et angolaises qui prévoient des négociations en cas d'absence d'attribution⁷⁶⁵, la loi de la RDC prévoit au contraire qu'en cas d'échec de l'appel d'offres, il est procédé à de nouveaux appels d'offres jusqu'à la conclusion du marché⁷⁶⁶. Cette mesure devrait cependant faire l'objet de limitations et de conditions.

Malgré le rôle octroyé au Ministre de l'énergie, il semblerait que beaucoup de décisions soient en réalité prises au niveau de la société pétrolière nationale et de la Présidence, et que les règles relatives à l'attribution des contrats ne soient pas toujours respectées. En 2007, une controverse autour de l'annulation et de la réattribution de certains contrats avait créé un scandale qui a conduit le gouvernement à modifier ses pratiques. La Banque Mondiale, qui avait publié un rapport sur ce sujet, avait suspendu ses aides au pays, jusqu'à ce qu'il prenne les mesures nécessaires pour améliorer la transparence dans les procédures. L'une de ces actions a été la publication de plusieurs contrats, le gouvernement s'étant obligé à publier tous les contrats, dans les soixante jours après leur signature. Cependant, malgré cet engagement, il semblerait que des négociations directes ont conduit à des conclusions de contrats, sans que cette procédure ou son issue n'aient été rendus

⁷⁶⁰ *Loi n°15-012 du 1er août 2015 portant régime général des hydrocarbures.*

⁷⁶¹ Article 33 de la loi n°15-012.

⁷⁶² Article 36 de la loi n°15-012.

⁷⁶³ *Ibid.*

⁷⁶⁴ Certaines législations pétrolières, comme la loi sur les hydrocarbures algérienne, définissent la liste des critères qui pourront être utilisés lors des appels d'offres.

⁷⁶⁵ Voir supra.

⁷⁶⁶ Article 38 de la loi n°15-012.

publics⁷⁶⁷. Cet exemple illustre les effets d'une conditionnalité financière sur la transparence, mais également ses limites. Le dernier contrat publié par le pays, dans le cadre de l'ITIE, est celui qui avait été conclu avec Total le 4 décembre 2007, et n'avait été approuvé par Ordonnance que le 18 Juin 2010.

La volonté de créer de meilleurs climats d'investissements, et d'être un « bon candidat » pour les aides financières a conduit plusieurs pays à modifier leur régime juridique relatif aux hydrocarbures. Les nouvelles lois présentent des règles plus claires pour l'attribution des contrats et, malgré quelques différences, les grands principes les régissant peuvent être comparables, puisque l'on retrouve très souvent le principe du recours à l'appel d'offres, organisé par une entité gouvernementale ou par l'entreprise nationale (dans les législations les moins récentes), au moyen d'un nombre limité de critères, et qui sera remplacé ou coexiste avec les négociations directes. Ces nouvelles lois prévoient en outre des dispositions plus détaillées relatives au contenu local. L'adoption actuelle d'un projet de loi au Niger en est un exemple⁷⁶⁸.

Le défi en République démocratique du Congo et dans plusieurs pays d'Afrique ne sera pas tant de « normaliser » ces pratiques législatives, mais de garantir leur mise en œuvre effective, à travers des mécanismes de contrôle et de supervision qui puissent agir de façon indépendante. Cependant, la nature des rapports entre les différentes entités nationales empêche souvent la réalisation de cette tâche, tant ils peuvent être entremêlés et empreints de considérations politiques, qui se confondent avec les objectifs commerciaux. Cette intrication est particulièrement palpable dans les relations entre l'entreprise pétrolière publique et l'Etat, au vu des fonctions qu'il lui confie, et a des conséquences importantes sur sa mission et les rapports entretenus avec les investisseurs étrangers.

⁷⁶⁷ « *Contract Award Regimes in Petroleum-Rich Countries* », *op.cit.*, page 41 .

⁷⁶⁸ Le Niger est un autre exemple de pays ayant introduit des procédures d'appels d'offres concurrentiels et transparents mais qui en pratique ne les respecte pas, en continuant à prendre des décisions sur la base de négociations secrètes. Lors du premier appel d'offres, organisé en 2008, le gouvernement a reçu douze offres de compagnies pétrolières internationales et en a présélectionné six sur la base de plusieurs critères, comme l'expérience, le taux de participation de la société pétrolière nationale, le programme de travaux, les garanties financières, la prime de signature et des facteurs environnementaux. Le Ministère de l'énergie a ensuite demandé des informations additionnelles et sur ces bases, les négociations ont été entreprises avec trois compagnies, et finalement le gouvernement a choisi l'entreprise nationale chinoise CNPC.

TITRE 2 : Le rôle de l'entreprise pétrolière publique dans le régime juridique de l'accès aux réserves d'hydrocarbures.

La première partie de cette thèse a été consacrée aux modalités d'accès de l'investisseur étranger aux droits d'exploration-production dans le pays d'accueil de l'investissement. La seconde partie se propose d'étudier le rôle de l'entreprise pétrolière publique, durant la phase d'accès. Entité entièrement, ou majoritairement, détenue par l'Etat, son rôle dans l'accès aux réserves d'hydrocarbures est considérable, et a d'importantes conséquences pour l'investisseur étranger. Ce rôle se présente sous une double forme : l'entreprise publique s'est, dans la grande majorité des pays exportateurs d'hydrocarbures, vue octroyer une participation obligatoire, et souvent majoritaire, à tous les projets d'exploration-production conclus avec des partenaires étrangers, ce qui réduit donc de fait la participation de ces derniers et leur part dans la production. Les modalités des partenariats s'accompagnaient en outre de plusieurs éléments ayant pour objectif de minimiser les risques pris par l'entreprise publique, mais qui faisaient peser des contraintes supplémentaires sur l'investisseur étranger.

Le second rôle de l'entreprise publique dans l'accès aux gisements est d'ordre institutionnel. De nombreux Etats, notamment ceux qui ont créé une entreprise pétrolière publique conséquemment à la nationalisation du secteur⁷⁶⁹, l'ont dotée de prérogatives publiques qui consistaient essentiellement en la négociation, l'octroi et la conclusion de contrats avec les partenaires étrangers, et la régulation des opérations qui en découlent.

⁷⁶⁹ Il existe quelques exceptions. En Algérie, par exemple, la création de Sonatrach, l'entreprise pétrolière publique, a précédé la nationalisation.

Ainsi, en plus de son rôle de partenaire commercial et opérationnel à tous les contrats qui allaient être conclus, l'entreprise publique était aussi une entité d'attribution de ces mêmes contrats, sélectionnant de façon plus ou moins discrétionnaire les contractants étrangers. Alors que cette mission d'attribution des droits d'exploration-production aurait dû appartenir au ministère en charge de l'énergie, ou à une autre autorité gouvernementale, comme cela a été le cas dans certains pays, tels que la Norvège, qui dès les débuts de son exploitation pétrolière a pris soin de ne confier aucune prérogative publique à son entreprise nationale⁷⁷⁰, de nombreux Etats ont choisi au contraire de concentrer toutes les compétences au sein de l'entreprise publique. C'était ainsi, par exemple, le cas de la Sonatrach en Algérie⁷⁷¹, de Petrobras au Brésil⁷⁷², de Petronas en Malaise, de la National Iranian Oil Company en Iran, de la Kuwait Oil Company au Koweït, de Pemex au Mexique⁷⁷³, de PeruPetro au Pérou, ou encore de Sonangol en Angola⁷⁷⁴.

Ce choix et ce poids considérable donnés à l'entreprise publique s'expliquent par différents éléments, tels que le contexte et le fondement de la création de ces entreprises et leurs rapports avec l'Etat. Ce sont des facteurs dont il est important de tenir compte pour mesurer l'importance fondamentale que vont avoir les entreprises publiques dans le secteur pétrolier, en termes de régulation et de participation aux contrats pétroliers.

Le rôle de l'entreprise publique varie d'un Etat à l'autre, mais l'on retrouvera cependant, dans leur organisation et leur fonctionnement, des caractéristiques communes, qui fondent d'ailleurs leur spécificité. Leur rôle va également subir des évolutions qui, dans certains cas, vont bousculer les prérogatives de puissance publique qui leur avaient été conférées, ou le statut particulier qui les caractérise⁷⁷⁵.

⁷⁷⁰ Statoil, créée le 14 juillet 1972.

⁷⁷¹ Avant 2005.

⁷⁷² Avant 1997.

⁷⁷³ Dans ces trois derniers exemples, l'entreprise publique a joué un rôle pour l'attribution de contrats de service.

⁷⁷⁴ Sur ces exemples, voir Valérie Marcel, *Oil Titans: National Oil companies in the Middle East*, Brookings Institution Press, Washington, 2006 ; Patrick R.P. Heller, Valérie Marcel, « Institutional Design in Low-Capacity Hotspots », *Revenue Watch Institute*, avril 2012, page 8 et s. ; Mark Thurber, David Hults, Patrick R.P. Heller, « The Limits of Institutional Design in Oil Sector Governance: Exporting the Norwegian Model », *Program On Energy and Sustainable Development*, Stanford University, 14 février 2010, page 10 et s.

⁷⁷⁵ Dag Harald Claes, « Globalization and Statoil », *The Journal of Energy and Development*, 2003, vol.29, n°1, page 45.

Toutefois, malgré les différents bouleversements que traversera l'industrie des hydrocarbures, les entreprises publiques se sont avérées être des entités d'une très grande résilience⁷⁷⁶.

Le chapitre 1 de cette partie propose une étude synthétique du fondement et de l'évolution des rôles de l'entreprise publique dans l'accès aux réserves d'hydrocarbures. La section 1 sera consacrée à leurs caractéristiques fondamentales (paragraphe 1), qui permettent d'expliquer la position dominante qu'elles vont acquérir dans le régime d'attribution des contrats (paragraphe 2). La section 2 étudiera la remise en cause de cette prépondérance à travers la mise en place progressive d'un modèle de séparation des fonctions entre l'Etat et l'entreprise publique (paragraphe 1), et avec une illustration par deux exemples emblématiques (paragraphe 2).

Le chapitre 2 se focalisera sur l'exemple de l'entreprise publique algérienne, la Sonatrach, qui illustre les problématiques associées à la grande majorité des sociétés pétrolières nationales, eu égard à leur rôle institutionnel et à leur prédominance. L'exemple de la Sonatrach fournira également une illustration des grandes évolutions et fluctuations traversées par de nombreuses entreprises publiques et les conséquences qu'elles ont eues sur les partenariats avec les sociétés étrangères. Les années 1970 ont été marquées par des termes contractuels très contraignants pour les investisseurs étrangers, alors que la période qui a fait suite au contre-choc pétrolier de 1986 a profondément modifié l'équilibre contractuel. Les années 2000 ont, en revanche, été témoins d'un regain de ce que l'on a appelé le phénomène de « nationalisme des ressources »⁷⁷⁷, en raison de la hausse importante et durable des prix du brut. La baisse des prix depuis l'année 2014 marque un nouveau tournant. L'exemple de la Sonatrach est également symptomatique de deux sujets qui seront abordés dans le premier chapitre : la question de l'égalisation des conditions de concurrence entre les investisseurs étrangers et l'entreprise publique, et la

⁷⁷⁶ Silvana Tordo, Brandon S. Tracy, Noora Arfaa, « National Oil Companies and Value Creation », *World Bank Working Paper n°218*, The World Bank, 2011, page 29.

⁷⁷⁷ Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the shadow of resource nationalism », *The Journal of World Energy Law & Business*, mai 2008, vol.1, n°1, page 24 ; Jay Wagner, Robert Priddle, et al., « Expropriation of oil and gas investments : Historical, Legal and Economic Perspectives in a New Age of Resource Nationalism », *Association of International Petroleum Negotiators (AIPN)*, juin 2008, page 23.

suppression des prérogatives publiques pesant sur cette dernière, à travers le modèle de la séparation des fonctions⁷⁷⁸.

⁷⁷⁸ Le modèle de la séparation des fonctions est inspiré du modèle tripartite mis en place en Norvège, et qui est aujourd'hui considéré comme une « *best practice* », et qui consiste à séparer les fonctions commerciales, d'élaboration des politiques et de régulation en deux ou trois organes distincts.

Chapitre 1. L'entreprise pétrolière publique, clef de voûte du régime juridique et institutionnel de l'exploration-production.

Jusque dans les années 1970, dans la plupart des grands pays producteurs d'hydrocarbures, notamment du Moyen-Orient, d'Afrique et d'Amérique Latine, le secteur était dominé par les entreprises pétrolières multinationales qui opéraient à travers de larges concessions et qui disposaient d'une pleine latitude sur les opérations et la production. Malgré le changement de certaines règles, notamment celle relative à la fixation des prix et à la participation des Etats, suite à la création de l'OPEP et aux accords de New-York⁷⁷⁹, les pays de l'OPEP ont pris conscience du fait que pour pouvoir participer d'une façon efficace aux opérations, et tirer profit de la production, il leur fallait s'impliquer d'une façon plus directe dans les activités pétrolières. Cette implication allait passer par la création d'une entreprise pétrolière publique, ou par sa valorisation, si celle-ci existait déjà. L'implication d'une entreprise publique, qui soit l'instrument de l'Etat pour reprendre le contrôle effectif des opérations, a alors été concomitante avec les nationalisations. Les activités pétrolières ne devant pas s'arrêter et la nationalisation, dans la plupart des cas, n'entraînant pas l'interdiction de l'investissement étranger, les entreprises étrangères, dont les capitaux et la technologie étaient nécessaires, n'ont pas été exclues des opérations, mais le cadre juridique de l'exploration-production avait radicalement changé. Les accords de participation, qui se présentaient sous diverses formes, ont alors remplacé les concessions, et l'entreprise publique devait être, dans le cadre de ces nouveaux accords, la garante des intérêts de l'Etat⁷⁸⁰.

⁷⁷⁹ Jean Devaux-Charbonel, « L'accord de New-York sur la participation des Etats producteurs de pétrole dans le capital des sociétés concessionnaires », *AFDI*, 1973, vol.19, page 740 ; Ahmed Sadek El-Kosheri, « Le régime juridique créé par les accords de participation dans le domaine pétrolier », *RCADI*, 1975, vol.147, page 256.

⁷⁸⁰ *Ibid.*, page 235 et s.

Section 1. La prédominance de l'entreprise pétrolière publique dans l'accès aux réserves d'hydrocarbures.

La place prépondérante de l'entreprise pétrolière publique se reflète tant dans son rôle institutionnel, en tant qu'entité d'attribution des droits d'exploration-production, que dans sa participation aux contrats. Ces deux éléments, qui se justifient par les caractéristiques historiques et fondamentales de ces entreprises, ont des répercussions sur les modalités d'accès aux réserves d'hydrocarbures des sociétés étrangères, et sur la nature des liens contractuels.

Paragraphe 1. L'entreprise pétrolière publique, un instrument au service de l'Etat

La création et l'instrumentalisation des entreprises pétrolières publiques avaient pour visée de permettre à l'Etat de contrôler les opérations pétrolières, et de remplir toute une série de missions qui lui bénéficieraient directement.

A. La nécessité de créer des entreprises publiques opératrices

Il était essentiel pour les Etats, au lendemain des nationalisations, de prendre appui sur des entreprises pétrolières publiques, qui soient opératrices⁷⁸¹, et non pas uniquement chargées de la gestion des participations des sociétés étrangères, et ce pour deux motifs principaux, qui sont relatifs à l'asymétrie d'informations et au contrôle du rythme de développement des gisements.

⁷⁸¹ Dag Harald Claes, *op.cit.*, page 44.

a. La question de l'asymétrie d'informations

A partir des années 1960, les Etats producteurs d'hydrocarbures manifestaient de plus en plus le souhait de reprendre le contrôle des opérations pétrolières. Plusieurs aspects les préoccupaient, tel que le fait qu'ils n'aient pas les outils nécessaires pour mettre en place un régime fiscal ou réglementaire qui leur permette un contrôle effectif sur les activités, et notamment sur les rythmes d'extraction et de production. En plus des modalités de la répartition des profits, la question de l'épuisement des gisements les inquiétait particulièrement. Bien que ce point puisse faire l'objet d'une réglementation ou des dispositions contractuelles relatives à la conservation des gisements, les Etats, absents des opérations, n'avaient pas les moyens d'exercer un véritable contrôle. Nous étions alors en présence d'un « Etat souverain désarmé et incapable, face au monopole du cartel pétrolier international, de faire prévaloir les attributs de sa souveraineté nationale »⁷⁸². Or, pour faire prévaloir ses attributs de souveraineté, l'Etat devait pouvoir disposer des informations relatives aux conditions géologiques et économiques des gisements, et ces dernières, pourtant de première importance, faisaient défaut⁷⁸³. Dans les pays de l'OPEP, ces informations étaient concentrées entre les mains des sociétés étrangères, qui étaient peu enclines à les transmettre aux gouvernements⁷⁸⁴. Il y avait donc un problème de déséquilibre ou d'asymétrie de l'information. Disposer exclusivement de cette information donnait aux sociétés étrangères un avantage technologique et stratégique, et partager certaines données, relatives par exemple au programme de production, à l'évaluation des coûts ou à l'impact environnemental, revenait à offrir au gouvernement une meilleure position de négociation⁷⁸⁵. Ainsi que l'explique le professeur Paul Stevens, la force de négociation d'un Etat face aux entreprises multinationales est inversement proportionnelle à la complexité technologique de l'industrie, et le pouvoir de négociation de la société étrangère dépend, quant à lui, du degré de la capacité de l'Etat à gérer seul cette industrie⁷⁸⁶. L'Etat sur son propre territoire, en raison d'un manque d'expertise technique, et n'ayant pas accès aux opérations, était donc moins bien renseigné sur les conditions géologiques que les sociétés étrangères qui y opéraient.

⁷⁸² Ahmed Sadel El-Kosheri, *op.cit.*, page 344.

⁷⁸³ Jay Wagner, Robert Priddle, et al., *op.cit.*, page 19.

⁷⁸⁴ David G. Victor, David R. Hults, Mark Thurber, *Oil and governance: State-owned enterprises and the world energy supply*, Cambridge University Press, 2012, page 9.

⁷⁸⁵ *Ibid.*; Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 23.

⁷⁸⁶ Paul Stevens, *op.cit.*, page 14.

Afin de pouvoir superviser les opérations de façon efficace, les gouvernements avaient alors besoin d'un niveau comparable d'expertise, et l'unique moyen pour y parvenir, dans le contexte de l'époque, était d'avoir une implication opérationnelle directe dans le secteur⁷⁸⁷. La question d'une participation d'un secteur privé national s'était posée, mais celui-ci était soit inexistant, soit s'il existait, il n'était pas assez développé pour pouvoir assumer les risques liés à l'activité pétrolière. Il n'y avait, en effet, quasiment pas d'entreprises nationales dans le secteur, et peu de personnel local était employé au sein des sociétés étrangères, du moins à des postes-clés, ces dernières fonctionnant de façon isolée par rapport au reste de l'économie de l'Etat dans lequel elles opéraient⁷⁸⁸.

Cette question avait été abordée lors de réunions de l'OPEP, lorsque des solutions étaient recherchées pour affermir la mainmise des gouvernements, mais cette option a été écartée principalement pour les raisons précitées. Les Etats s'étaient, par ailleurs, entendus sur le fait que même si cette compétence privée locale avait existé, les gouvernements préféraient articuler leur industrie pétrolière autour d'une entreprise publique, en ce que cela leur permettait d'y concentrer toutes les ressources nationales. En outre, ils considéraient que l'implication du secteur privé aurait compliqué le régime fiscal et réduit les revenus du gouvernement. En juin 1968, par la « Déclaration générale de la politique pétrolière »⁷⁸⁹, l'OPEP a ainsi spécifiquement exclu les participations privées locales dans le secteur⁷⁹⁰. Ce texte différait en outre des précédentes résolutions qui portaient sur la fixation des prix ou la fiscalité, en ce qu'il prévoyait une augmentation du rôle de l'Etat dans le secteur pétrolier, soit de façon directe à travers une entreprise publique, soit de façon indirecte à travers la participation étatique dans les contrats⁷⁹¹. Il était préférable que l'Etat ait à sa disposition une entreprise capable d'avoir toutes les informations sur les activités et de les lui transmettre⁷⁹². La création d'une entreprise publique, instrument qui devait mettre en œuvre cette implication opérationnelle, devait alors permettre au gouvernement d'obtenir des informations « de première main » sur les

⁷⁸⁷ Coby Van Der Linde, *The State and the International Oil Market. Competition and the Changing ownership of Crude Oil Assets*, Springer, New-York, 2000, page 98 ; Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 23 ; Paul Stevens, « National Oil Companies: Good or Bad? » *World Bank Workshop, Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy (CEPMLP)*, Université de Dundee, 27 mai 2003.

⁷⁸⁸ A l'exception d'Aramco en Arabie Saoudite, Paul Stevens, *op.cit.*, 2008, page 14.

⁷⁸⁹ Résolution XVI/90 du 25 juin 1968, « OPEC official resolutions and press releases. 1960-1990 », Organization of Petroleum Exporting Countries, Vienne, 1990, page 61.

⁷⁹⁰ Bernard Mommer, *The New Governance of Venezuelan Oil*, Oxford Institute for Energy Studies, 1998, page 14.

⁷⁹¹ Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, pages 15 et 23.

⁷⁹² Coby Van Der Linde, *op.cit.*, page 100.

conditions financières et opérationnelles des compagnies internationales. En d'autres termes, l'entreprise pétrolière publique devait fournir à l'Etat « une fenêtre sur l'industrie »⁷⁹³.

Cette problématique de l'asymétrie de l'information reste d'actualité aujourd'hui et est considérée comme l'un des principaux motifs de création d'entreprises publiques dans le domaine de l'énergie. Le précepte 1 de la Charte des Ressources Naturelles rappelle que l'une des caractéristiques majeures de l'industrie pétrolière est la capture de la rente⁷⁹⁴. Mais celle-ci requiert une bonne compréhension des opérations de l'industrie, et les compagnies multinationales sont, encore aujourd'hui, davantage susceptibles que le gouvernement d'avoir accès aux informations, ce qui perpétue alors l'asymétrie de l'information. Le précepte 4 de la Charte des Ressources Naturelles recommande donc la création d'une entreprise publique, en tant qu'instrument de l'Etat, en cas d'existence d'une d'asymétrie informationnelle⁷⁹⁵.

b. Le contrôle du rythme de développement des ressources.

Sous le régime des concessions, les compagnies étrangères avaient une pleine latitude sur les différentes opérations et sur l'ensemble des segments de la chaîne d'approvisionnement. Puisque l'Etat ne pouvait pas exercer de contrôle sur les zones couvertes par les concessions, les clauses relatives au rythme d'exploitation des gisements ou à leur conservation, si elles existaient, étaient sans contrainte. Les statuts de certaines entreprises pétrolières publiques pouvaient également contenir des dispositions visant au respect des règles de conservation. Par exemple, la loi n°3

⁷⁹³ *Ibid.*, page 99 ; Leslie E. Grayson, *National Oil Companies*, Wiley, New-York, 1981, page 10. Ces considérations n'étaient pas limitées aux pays de l'OPEP, mais ont aussi été déterminantes dans la création de Statoil, en 1972. En Malaisie, Petronas a aussi été créée résoudre les difficultés qu'éprouvait

le gouvernement malaisien à obtenir des informations sur les nouvelles découvertes et activités des compagnies pétrolières, ces difficultés l'empêchant de développer des stratégies et politiques appropriées.

⁷⁹⁴ Cette Charte n'a aucune valeur juridique mais développe les « meilleures pratiques » du secteur et offre un aperçu de ce que les États sont encouragés à faire lorsqu'ils sont conseillés par les institutions internationales comme la Banque Mondiale. La Charte des Ressources Naturelles est « un ensemble de principes destinés aux gouvernements et entreprises, afin de les guider vers une meilleure utilisation de leurs ressources naturelles ». L'initiative a vu le jour, en 2010, à l'occasion d'une réunion annuelle du Fonds Monétaire International et de la Banque Mondiale, et a été rédigée par un groupe d'experts de l'industrie. La dernière version date de 2014, accessible à :

https://resourcegovernance.org/sites/default/files/Natural_Resource_Charter_French20141002.pdf

⁷⁹⁵ *Ibid.*, Précepte 4 « Régime Fiscal et Dispositions Contractuelles », Charte des Ressources Naturelles, 2ème édition, 2014.

créant la LIPETCO en 1968, la première entreprise pétrolière libyenne, prévoyait, en son article VII, que : «the corporation shall endeavor to expand, develop and improve the petroleum industry and related industry , together with their products, manufactures and derivatives; and it shall be the Government's instrument for supervising the proper conduct of petroleum operations in the oilfields and the employment of sound methods for the exploitation of oil resources».⁷⁹⁶

Durant les années 1960, les préoccupations sur le rythme de développement des réserves grandissaient, les Etats de l'OPEP s'inquiétant de plus en plus du fait que les compagnies étrangères ne se préoccupaient pas de la sauvegarde des ressources énergétiques du pays dans lequel elles opéraient et du risque de surexploitation des gisements. Les considérations des sociétés étrangères ne coïncidaient en effet pas avec celles des Etats d'accueil. Les priorités des premières étaient les rendements à court terme, alors que les Etats auraient préféré restreindre la production, et rallonger au maximum la durée de vie des gisements, quitte à être en deçà des potentialités à court terme⁷⁹⁷.

Par ailleurs, durant les années 1960, l'effort d'exploration était limité, la principale préoccupation des compagnies multinationales étant de maximiser la production, plutôt que de rechercher d'autres sources et d'investir dans l'exploration, ce qui ne correspondait pas aux intérêts et objectifs des Etats d'accueil. Alors qu'une entreprise publique, spécialement créée pour protéger les intérêts du pays, permettrait de mieux gérer les politiques de restriction de la production et de privilégier l'intérêt national⁷⁹⁸. Cette préoccupation est venue s'ajouter à celles concernant la fixation des prix et la fiscalité, et a fait l'objet d'un principe spécifique dans la « Déclaration Générale de la Politique Pétrolière » de l'OPEP de juin 1968, ainsi que dans d'autres textes. Depuis 1964, une commission spéciale de l'OPEP était en effet chargée de la préparation d'une législation uniforme pour tous les pays membres, et le premier texte adopté a été le « règlement type pour la conservation des ressources

⁷⁹⁶ « Selected Documents of the International Petroleum Industry. 1968 », Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienne, juin 1969, page 27.

⁷⁹⁷ Valérie Marcel, *op.cit.*, page 42 ; Paul Stevens, 2008, *op.cit.*, page 16.

⁷⁹⁸ *Ibidem.*; Dah Harald Claes, *op.cit.*, page 45.

pétrolières »⁷⁹⁹, qui a été mis en application par plusieurs Etats dès leur adhésion à l'organisation, tels que la Libye, le Venezuela, l'Algérie et l'Irak, et qui était conforme au principe prôné dans la résolution de l'OPEP de juin 1968, en vertu duquel⁸⁰⁰ : « *Operators shall be required to conduct their operations in accordance with the best conservation practices, bearing in mind the long-term interest of the country. To this end, the government shall draw up written instructions detailing the conservation rules to be followed generally by all contractors within its territory* »⁸⁰¹.

Il devenait alors de plus en plus évident que les membres de l'OPEP ne recherchaient pas simplement un contrôle sur les prix et des modifications contractuelles. Ils souhaitaient être impliqués sur la façon dont on disposait de leurs ressources naturelles. Mais l'influence des gouvernements sur les niveaux de production ne pouvait être qu'indirecte puisque les concessionnaires avaient la responsabilité des investissements, de la production et de la commercialisation. Le problème se posait notamment pour le gaz-associé, et sont intervenues ultérieurement des difficultés entre certains pays producteurs et leurs concessionnaires étrangers sur l'utilisation du gaz naturel lorsqu'il est associé au pétrole, les Etats reprochant aux compagnies de gaspiller ce gaz, ne se préoccupant guère de l'économie à long-terme du pays⁸⁰².

Afin de répondre aux exigences de ce principe, le secrétariat de l'OPEP a préparé une série de règles détaillées, à travers un règlement-type. La XVIIe conférence de l'OPEP, tenue en novembre 1968, a examiné ce règlement et a décidé qu'il devrait être adopté par tous les pays membres, les urgeant à y procéder au plus vite, le pétrole étant une ressource non-renouvelable, et devant donc être exploité conformément à des méthodes efficaces et rationnelles, afin de ne pas la gaspiller et de maximiser la récupération finale des gisements⁸⁰³. Ces préoccupations ne sont pas étrangères aux pays du Nord, et la Norvège est souvent citée comme exemple d'un Etat qui a utilisé

⁷⁹⁹ Résolution XVII/93 du 10 novembre 1968, *OPEC official resolutions and press releases*, , page 65.

⁸⁰⁰ Ahmed Sadek El-Kosheri, *op.cit.*, page 34.

⁸⁰¹ Résolution XVI/90 du 25 juin 1968, *précitée*, *OPEC official resolutions and press releases*, page 63.

⁸⁰² Hasan S. Sakarya, « Rational utilization of associated natural gas in the OPEC community : the long controversy and its aftermath » in *Les hydrocarbures gazeux et le développement des pays producteurs*, vol.2, Librairies Techniques, Paris, 1974, pages 201 et 202.

⁸⁰³ *Ibid.*

son entreprise publique pour contrôler le rythme d'exploitation de ses réserves⁸⁰⁴. Au début des années 1970, il y avait, en effet, de grandes inquiétudes au sein du gouvernement sur les conséquences économiques et sociales d'un développement trop rapide des gisements. Cette inquiétude a mené à un système d'attribution des licences très restrictif, avec de nombreuses précautions lors des premiers appels d'offres⁸⁰⁵, et à la création d'une entreprise publique, Statoil, dont les caractéristiques et les pouvoirs de vote dans les consortiums lui permettaient d'avoir une position prédominante sur toutes les décisions relatives aux opérations⁸⁰⁶.

La politique relative à la restriction de la production et à l'épuisement des ressources est au cœur de la politique pétrolière de chaque pays producteur. La nationalisation a réglé ce problème vis-à-vis des entreprises étrangères, et les Etats ont pu déterminer le rythme de développement des réserves, fixer les niveaux de production tels qu'ils le souhaitaient, la présence de l'entreprise publique dans les opérations étant censée garantir le respect des objectifs de l'Etat. Cependant, cette préoccupation n'a pas disparu après les nationalisations, et est demeurée une question parfois litigieuse entre l'Etat et son entreprise nationale⁸⁰⁷.

B. La « mission nationale » des entreprises publiques pétrolières

Depuis leur création, les entreprises publiques ont contribué au développement de l'économie nationale, non seulement à travers le transfert des revenus tirés des exportations d'hydrocarbures, mais aussi par le biais d'un certain nombre de programmes conçus pour fournir des services à la population et promouvoir d'autres secteurs que celui des hydrocarbures. Cet objectif entre dans le cadre de ce que l'on appelle la "mission nationale" des entreprises pétrolières publiques. Cette mission nationale est une de leurs caractéristiques fondamentales, et s'explique en outre par le

⁸⁰⁴ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 35.

⁸⁰⁵ Farouk Al Kasim, *Managing Petroleum Resources: The "Norwegian Model" in a Broad Perspective*, Oxford Institute for Energy Studies, 2006, page 27.

⁸⁰⁶ *Ibid.*; cet aspect sera développé davantage dans le paragraphe consacré à la Norvège ; Christian O.H. Wolf, Michael G. Pollit, « The Welfare Implications of Oil Privatization: A Cost-Benefit Analysis of Norway's Statoil », *Cambridge Working Paper*, 2009, pages 7 et 8.

⁸⁰⁷ Pierre Audinet, Paul Stevens, Shane Streifel, « Investing in Oil in the Middle East and North Africa. Institutions, Incentives and the National Oil Companies », *Energy Sector Management Assistance Programme*, The World Bank, août 2007, page 21; Valérie Marcel, *op.cit.*, page 4.

fait qu'elles n'ont pas d'objectif de profit et de rentabilité imposé par leur actionnaire unique⁸⁰⁸. C'est l'élément qui les distingue des autres compagnies pétrolières, en ce qu'elles n'existent pas uniquement pour produire du pétrole et du gaz, mais aussi pour accomplir des objectifs non-commerciaux pour le compte de l'Etat⁸⁰⁹. Ces objectifs sont souvent intégrés dans leur statut ou dans la loi portant création de l'entreprise pétrolière publique⁸¹⁰. C'est d'ailleurs au nom de cette mission nationale, qui guide leur processus de décision⁸¹¹, les empêchant d'être des entités purement commerciales, et qui fait peser sur elles un fardeau financier et réglementaire qui peut être considérable⁸¹², que certains gouvernements justifient les monopoles ou positions privilégiées de l'entreprise publique par rapport aux investisseurs étrangers⁸¹³.

a. Un large éventail d'objectifs au nom de la mission nationale

La mission nationale d'une entreprise pétrolière publique peut contenir toute une gamme d'objectifs relatifs au secteur pétrolier mais aussi au développement socio-économique d'une façon plus générale. Les objectifs relatifs au développement national auraient pu être poursuivis par le gouvernement à travers différentes politiques, mais souvent, dans les pays producteurs d'hydrocarbures, et notamment ceux dans les pays en développement, l'entreprise pétrolière publique était l'institution qui disposait de la plus forte capacité institutionnelle et financière⁸¹⁴. Elle constituait donc à ce titre une source commode de financement pour la prise en charge d'un certain nombre de programmes et services publics⁸¹⁵. Ces programmes auraient pu également être financés ou organisés par

⁸⁰⁸ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 105.

⁸⁰⁹ *Ibid.*, page 26.

⁸¹⁰ En Libye, la loi n°3 de 1968 créant la Lipetco dispose, en son article VII, que « *The corporation shall endeavor to expand, develop and improve the petroleum industry and related industries, together with their products, manufactures and derivatives* », et que « *The corporation shall also supervise the implementation of the educational, social and health projects put forward by the concession holders in accordance with the provisions of their contracts* ». *Selected documents of the international petroleum industry*, 1968, page 27. En Indonésie, le texte portant création de Pertamina prévoit en son article 5.2 que: « *the company gives all indonesian citizens an opportunity to work in order that they may do good service and make their career in the field of mining of oil minerals and natural oil based on their education, skill, experience, capability and ability.* », *Government regulation of the Republic of Indonesia number 27 of 1968, regarding the establishment of P.N. Pertamina*, in *Selected documents of the international petroleum industry, 1968, op.cit.* page 7.

⁸¹¹ Glada Lahn, Valérie Marcel, John Mitchell et al., « Report on Good Governance of the National Petroleum Sector », *Royal Institute of International Affairs, CEPMLP*, Université de Dundee, juin 2007, page 29.

⁸¹² Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, pages 26, 46 et 49.

⁸¹³ Pierre Audinet et al., *op.cit.*, pages 20 et 21.

⁸¹⁴ Bianca Sarbu, *Ownership and Control of Oil: Explaining policy choices across producing countries*, Routledge, New-York, 2014, page 27.

⁸¹⁵ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 24.

le secteur privé, mais souvent sa capacité était tout aussi faible que celle du reste du pays. Ses contributions risquant d'être d'une qualité moindre que ceux que peut fournir l'entreprise pétrolière publique, il semblait donc logique pour l'Etat de s'appuyer sur cette dernière. Ce déséquilibre est toujours en vigueur dans certains pays⁸¹⁶.

Les objectifs relevant de la mission nationale, ainsi que la façon dont ils vont être mis en œuvre, sont fixés par l'Etat. Ils sont très divers et il peut s'agir, par exemple, d'assurer le contrôle national des ressources du pays, de soutenir les politiques de développement économique (comme la promotion d'opportunités pour le secteur privé), de subventionner les prix du carburant⁸¹⁷, de promouvoir les aides sociales⁸¹⁸ et d'être un instrument de la politique étrangère du pays⁸¹⁹. Cela peut aussi s'étendre au financement de projets industriels et commerciaux ; au soutien à la formation et à l'emploi local ; à la construction de logements, de routes, d'hôpitaux, d'écoles et d'universités⁸²⁰, au financement et à la gestion des aéroports ; à la promotion des associations. Les entreprises publiques sont aussi devenues des instruments du Trésor public, et leurs revenus ont pu servir par exemple à garantir ou éponger la dette publique⁸²¹.

L'on a pu être tenté de comparer la mission nationale des entreprises publiques à certains projets relevant de la responsabilité sociale des entreprises internationales dans les pays d'accueil des investissements, mais en réalité celles-ci ne sont pas de la même nature. Les objectifs de mission nationale sont le plus souvent fixés et définis par l'Etat, et imposés à l'entreprise publique, et ont pour but de contribuer de façon directe au développement économique du pays⁸²². Le but de l'entreprise publique en faisant cela n'est

⁸¹⁶ Patrick Heller, Valérie Marcel, 2012, *op.cit.*, page 8.

⁸¹⁷ Cette pratique très répandue fait peser d'énormes coûts sur l'entreprise, ce qui a poussé certains pays comme l'Arabie Saoudite, le Koweït ou l'Iran à l'abandonner ou du moins à l'alléger. Supprimer le subventionnement des prix de l'essence n'est pas une mesure très populaire, et certains pays le maintiennent, uniquement sur cette considération.

⁸¹⁸ Glada Lahn et al., *op.cit.*, page 30.

⁸¹⁹ *Ibid.* On retrouve dans cette dernière catégorie des entreprises telles que Saudi Aramco, Gazprom, CNPC, Sinopec, PDVSA sous l'ère Chavez ou encore Petronas. Sur cet aspect, v. Paul Stevens, « A Methodology for assessing the performance of national oil companies », *The World Bank*, Washington, 2008, page 9.

⁸²⁰ Bianca Sarbu, *op.cit.*, page 28 ; Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 24 ; Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 126.

⁸²¹ *Ibid.* Cela a été le cas par exemple pour PDVSA ; David R.Hults, « Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) : from independance to subservience », in David G. Victor et al., *Oil and Governance : State owned enterprises and the world energy supply*, *op.cit.*, page 450.

⁸²² Pierre Audinet et al., *op.cit.*, page 20. On notera cependant que certaines missions, au titre de la responsabilité sociale des entreprises, ont aussi pour but de contribuer au développement du pays d'accueil.

pas de pérenniser sa présence dans le pays, mais cela fait partie de sa raison d'être, en tant qu'instrument de l'Etat, et la caractérise autant que la production de pétrole et de gaz.

Par exemple, en Arabie Saoudite, l'entreprise pétrolière publique Saudi Aramco a toujours eu deux objectifs principaux: être d'une part une excellente entreprise commerciale, et d'autre part, être le défenseur de la mission nationale du royaume. Sa stratégie est alors fondée sur ce double objectif et tous les projets doivent être évalués selon des critères commerciaux mais également sociaux. Cette pratique a d'ailleurs souvent créé des tensions entre le gouvernement et l'entreprise, le premier poussant la seconde à maximiser les bénéfices sociaux de certains projets, au détriment parfois de la rentabilité commerciale⁸²³.

Si l'on devait rechercher un équivalent de la mission nationale pour les compagnies multinationales, il s'agirait peut-être davantage de certaines obligations relevant du contenu local⁸²⁴, et qui pourraient s'apparenter, dans leur mise en œuvre, mais non dans leur fondement, à la mission nationale. Les objectifs relevant du contenu local sont d'une grande diversité, et peuvent également se présenter sous la forme d'obligations de construction d'hôpitaux ou d'écoles, de financements de système de micro-crédit⁸²⁵. En effet, en plus de toutes les obligations relatives à la formation, l'emploi ou la sous-traitance, « la part locale désigne des obligations en matière de développement économique que devra assumer la partie privée au contrat d'Etat »⁸²⁶. Cependant, contrairement aux objectifs relevant de la mission nationale, les obligations de contenu local sont définies par la loi ou dans le contrat, lorsqu'elles s'appliquent à tous les co-contractants étrangers et qu'il s'agit d'obligations portant sur la priorité accordée aux nationaux pour l'emploi ou la sous-traitance. Lorsqu'il s'agit d'activités liées aux infrastructures ou à des financements, les obligations afférentes seront uniquement définies dans le contrat ou l'accord conclu avec l'Etat.

⁸²³ Paul Stevens, « Saudi Aramco : the jewel in the crown », in David G. Victor et al. (eds.), *Oil and Governance : State-owned enterprises and the world energy supply*, Cambridge University Press, 2012, page 184.

⁸²⁴ Que l'on retrouve sous plusieurs dénominations : contraintes d'exploitations, prescriptions de résultats, part locale. Le professeur Yves Nouvel avait également proposé la terminologie « clause de libre exploitation ». Franck Latty, « Discrète mais envahissante : la clause de libre exploitation », *RGDIP*, 2015, vol.119, n°1, page 180.

⁸²⁵ Mathias Audit, « Les obligations relatives à la « part locale » dans les Contrats d'Etat », in *Droit international et développement*, Société Française pour le Droit International, colloque de Lyon, Pédone, Paris, 2015, page 198.

⁸²⁶ *Ibid.*

b. Une notion complexe

Dans de nombreux pays, la portée de la mission nationale n'a pas fait l'objet d'une décision politique bien définie, aux contours stricts, et l'on a parfois eu des difficultés à la définir et la délimiter, tant les objectifs qui entrent dans son cadre sont variés. Cette grande variété d'objectifs s'explique par le fait que la notion est complexe. Bien que la mission nationale soit présente dans quasiment toutes les entreprises pétrolières publiques⁸²⁷, la nature et même la qualification des actions vont différer d'un pays à l'autre, et ne sont pas forcément nommées de la même manière. Par exemple, pour Saudi Aramco, les décisions relatives à la mission nationale portent souvent la mention « décisions stratégiques »⁸²⁸.

Pour le professeur Paul Stevens, qui s'est intéressé à la mission nationale et à ses conséquences sur les performances commerciales des entreprises publiques, une partie de cette complexité provient de la nature même de l'actionnaire, aucun gouvernement ne formant une entité monolithique. Les objectifs de celui-ci sont donc inéluctablement divers et variés, ne peuvent pas être statiques, et cela se reflète alors sur les actions que devra assumer l'entreprise publique⁸²⁹.

Le gouvernement et l'entreprise publique doivent aussi décider, au préalable, d'une stratégie sur les moyens du gouvernement de récupérer la mission engagée par l'entreprise publique. Par exemple, durant de nombreuses années, Saudi Aramco a pris en charge la construction d'écoles et d'hôpitaux dans certaines provinces d'Arabie Saoudite. Une fois la construction achevée et les infrastructures mises en place, elle en a transféré le contrôle au gouvernement⁸³⁰.

⁸²⁷ Certaines exceptions existent, c'est par exemple le cas de KMG EP, l'entreprise publique du Kazakhstan, créée en 2004 et sur laquelle l'Etat fait peser très peu de missions non-commerciales. Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 56

⁸²⁸ Paul Stevens, « A methodology for assessing the performance of national oil companies », The World Bank, Washington, 2008, page 5.

⁸²⁹ *Ibid.* Le professeur Paul Stevens dénonce également l'utilisation de cette mission nationale afin de poursuivre une logique uniquement entière ou ayant pour but de maintenir le pouvoir politique en place.

⁸³⁰ Pierre Audinet et al., *op.cit.*, page 14.

Par ailleurs, pour mener ces investissements, l'entreprise publique doit avoir une vision claire des objectifs que le gouvernement souhaite privilégier, ce dernier partageant ainsi la responsabilité de l'allocation des ressources⁸³¹. L'entreprise publique doit également prendre en compte les programmes de mission nationale dans ses résultats commerciaux et dans ses performances, et les porter à l'attention du gouvernement. Elle doit pouvoir justifier au gouvernement les coûts des activités non-commerciales et leur impact financier. Même les entreprises qui ont été intégralement ou partiellement privatisées sont susceptibles de remplir une mission nationale, soit au nom de la responsabilité sociale d'une entreprise qui est leader économique, soit par un mandat spécifique du gouvernement⁸³².

c. Les dérives de la mission nationale

La mission nationale peut s'éloigner de son but de développement socio-économique et de préservation des ressources, et peut être utilisée à des fins détournées, telles que la poursuite d'une logique uniquement rentière ou le maintien du pouvoir politique en place⁸³³. L'entreprise pétrolière publique est organisée de façon à maximiser sa contribution au développement socio-économique du pays, mais parfois aussi de manière à protéger la popularité des dirigeants en place, et à fournir suffisamment de ressources afin de contenir les dissidences. Pour qu'il n'y ait pas d'abus et que les programmes au nom de la mission nationale ne prennent pas une connotation ou une orientation politique excessive, le gouvernement et l'entreprise publique doivent définir et délimiter ces missions. Le gouvernement et l'entreprise pétrolière publique doivent ainsi s'assurer que cette dernière dispose des ressources et la capacité suffisantes pour prendre en charge certaines opérations, et que la mission donnée n'entravera pas ses objectifs commerciaux. Il doit nécessairement y avoir un équilibre entre ses missions commerciales et ses missions au titre du développement socio-économique du pays⁸³⁴.

⁸³¹ Glada Lahn et al., *op.cit.*, page 30.

⁸³² *Ibid.* Par exemple, en 2008, le gouvernement français a demandé à Total, dans un contexte de flambée des prix du carburant, de participer au financement de la « prime à la cuve ». Christophe de Margerie, alors PDG à ce moment-là, avait déclaré « *Qu'on nous laisse le choix de décider, de pas nous l'imposer* » in

« Une « taxe Total » pourrait financer la prime à la cuve », *Le Monde*, 4 juin 2008. Pour les entreprises entièrement ou partiellement privatisées, il y aura alors une obligation envers les actionnaires d'identifier les coûts associés à ces actions.

⁸³³ Paul Stevens, 2008, *op.cit.*, page 5.

⁸³⁴ Pierre Audinet et al., *op.cit.*, page 20 ; Valérie Marcel, *op.cit.*, page 126.

Mais trouver ce bon équilibre dépend aussi de l'état de développement du secteur hors-hydrocarbures, et de la capacité du gouvernement à fournir ces services lui-même. Or, ainsi que nous l'avons vu,

Par sa participation directe au développement économique et social, l'entreprise publique est devenue liée aux objectifs nationaux du pays, ce qui a eu des conséquences en termes d'interdépendance avec l'Etat. En effet, à moins que ses opérations ne se déroulent essentiellement à l'étranger, elle dépend de la stabilité du pays, et inversement, l'Etat compte sur elle pour optimiser le développement des ressources et le développement socio-économique. Ce rapport « symbiotique » a mené à un entremêlement des missions nationales et commerciales qui, s'il a pesé sur les entreprises publiques, leur a aussi permis de prendre une place prédominante au sein de leur pays⁸³⁵.

En raison de l'ampleur de cette mission, combinée avec les autres fonctions pétrolières des entreprises publiques, celles-ci, dans de nombreux pays, ont pris une telle importance que les Etats qui les ont créées initialement pour qu'elles soient leur instrument, se sont mis à dépendre d'elles, les autres institutions du pays ne s'étant pas autant développées que l'entreprise publique, notamment dans les pays en développement. Quelques-unes d'entre elles ont d'ailleurs été qualifiées « d'Etat dans l'Etat »⁸³⁶. En effet, certaines se sont tellement développées qu'elles ont échappé au contrôle du gouvernement, qui est devenu handicapé par le décalage entre l'expertise et les capacités de l'entreprise publique et les siennes.

Cependant, il apparaît que les entreprises pétrolières publiques ont de plus en plus tendance à se focaliser sur leurs fonctions commerciales et à vouloir délaissier les autres missions⁸³⁷. Le modèle de séparations des fonctions a aussi pour but de permettre à l'entreprise publique de se comporter comme une entité purement commerciale. Toutefois, bien que, dans un certain nombre de pays, l'entreprise publique ait été déchargée de ses fonctions de régulation, l'Etat continue de lui imposer des missions au nom de sa contribution dans le développement socio-

dans de nombreux Etats, cette capacité faisait défaut, et il a fallu attendre plusieurs décennies avant que d'autres institutions n'acquissent une capacité suffisamment importante pour libérer quelque peu l'entreprise pétrolière publique de la prise en charge de certains services.

⁸³⁵ Glada Lahn et al., *op.cit.*, page 29.

⁸³⁶ Cela a par exemple été le cas de Pemex durant les années 1970, de Gazprom pendant les années 1990, ou encore de PDVSA. David G. Victor et al., *Oil and Governance: State-owned enterprises and the world energy supply*, *op.cit.*, page 10. David R. Hulst, « Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA): from independence to subservience », *op.cit.*, page 441; Thurber et al., 2012, *op.cit.*, page 12.

⁸³⁷ Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 127.

économique du pays. En Algérie, l'article 2 de la loi du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures résume cette dualité en insistant sur le fait que la Sonatrach est déchargée de ses prérogatives de puissance publique, qui contredisaient et entravaient sa vocation économique, mais qu'en vertu de la loi, elle bénéficie « d'un renforcement accru et d'une pérennisation de son rôle fondamental dans la création de richesses au bénéfice de la collectivité nationale »⁸³⁸.

Paragraphe 2. Le double rôle de l'entreprise publique dans la conclusion des contrats

L'entreprise pétrolière publique a souvent été créée par l'Etat producteur pour être l'instrument de la sauvegarde des ressources naturelles et de maximisation de sa rente. Ce double objectif devait passer par une participation directe aux opérations, plusieurs Etats considérant que la réglementation des activités ou la fiscalité ne suffisaient pas. De nouvelles formes contractuelles sont ainsi apparues. Elles reflètent les nouvelles modalités de participation des entreprises publiques et des sociétés étrangères, ainsi que leur évolution. Dans de nombreux Etats, l'entreprise publique agissait également en tant qu'entité d'attribution de ces mêmes contrats.

A. La participation de l'entreprise pétrolière publique aux contrats.

En fonction des contrats qui sont conclus, les modalités de partenariat et de rémunération divergent. La participation de l'entreprise publique au sein de ces contrats, et par conséquent celle de l'investisseur étranger, a également été fonction de certaines grandes évolutions internationales, que l'on peut caractériser selon trois périodes. La période post-nationalisation, durant les années 1970, a été celle de la fin des concessions et de l'émergence de nouveaux types de contrats, qui ont bouleversé l'équilibre entre les parties. La seconde période court à partir du contre-choc pétrolier de 1986, où la baisse importante des prix du pétrole et la réorganisation de l'industrie pétrolière mondiale ont conduit à un nouvel équilibre contractuel et à une réduction

⁸³⁸ *Loi 05-07 du 28 avril 2005, précitée.*

de la participation de l'Etat et des entreprises publiques. Le troisième cycle est celui qui a débuté durant les années 2000, lorsque les prix du pétrole ont substantiellement augmenté et que conditions contractuelles négociées pendant la période précédente n'étaient plus favorables à plusieurs Etats producteurs, qui ont alors procédé à leur réexamen et rétabli l'association obligatoire et la participation majoritaire de leur entreprise publique. La chute des prix depuis la fin de l'année 2014 a de nouveau amené plusieurs Etats à reconsidérer certaines positions, mais dans des perspectives nouvelles.

a. L'émergence d'un nouvel équilibre contractuel durant les années 1970

En dehors des cas, rares, où l'investissement étranger était totalement prohibé dans l'exploration-production⁸³⁹, la grande majorité des pays producteurs d'hydrocarbures avait créé, suite aux nationalisations, des partenariats avec les entreprises étrangères, qui pouvaient prendre différentes formes. Le type d'accord qui allait être mis en place avec les investisseurs étrangers dépendait de la politique propre à chaque pays. L'on peut distinguer les pays qui ont nationalisé une industrie qui avait été dominée par le système des concessions, et pour qui il était inenvisageable d'en accorder de nouveau, et qui ont eu recours à des contrats de partage de production ou de service⁸⁴⁰, et les pays du « Nord », qui ont des histoires et des contextes institutionnels différents, et qui ont recours au système de licences et de concessions⁸⁴¹.

Cependant, dans de nombreux cas, qu'il y ait eu ou pas nationalisation, l'entreprise publique avait un positionnement particulier dans les contrats ou licences. En effet, si l'investisseur étranger était autorisé, celui-ci, pour avoir accès aux réserves, devait obligatoirement s'associer avec l'entreprise publique du pays d'accueil, cette dernière

⁸³⁹ On peut citer à ce titre l'Arabie Saoudite et le Mexique (avant 2013), qui avaient interdit l'implication des entreprises étrangères dans l'exploration-production, pour des raisons tout à fait différentes. La motivation était plus idéologique pour le Mexique, et d'ordre plus économique pour l'Arabie Saoudite. Robert Mabro, « Access to Oil Reserves », *Oxford Energy Forum*, Oxford Institute for Energy Studies, n°70, août 2005, , page 5.

⁸⁴⁰ Ahmed Sadek El-Kosheri, *op.cit.*, page 244 et s.

⁸⁴¹ Il s'agit par exemple de la Norvège, de la Grande-Bretagne ou du Canada.

disposant d'une participation automatique, et souvent majoritaire, à tous les contrats d'exploration-production⁸⁴².

Ce choix d'une participation obligatoire à tous les contrats avait plusieurs motifs. En premier lieu, cela avait pour but d'assurer un contrôle effectif sur le développement des ressources, la maximisation des revenus pétroliers, l'acquisition d'un savoir-faire et d'un transfert de compétences. Mais l'octroi à l'entreprise publique d'une participation automatique avait aussi pour objectif de la protéger de la concurrence, particulièrement lors des années qui suivaient sa création. D'autres motivations entraient également en jeu, tel que le fait, qu'en tant qu'instrument de l'intérêt national, que l'entreprise ne devait pas être soumise aux mêmes conditions de concurrence que les entreprises étrangères, et qu'en outre elle prenait en charge des missions non-commerciales pour le compte de l'Etat, et qu'à ce titre, elle ne devait pas être traitée comme toutes les autres entreprises. Une autre dimension importante était le fait qu'il était considéré comme idéologiquement significatif et légitime qu'elle dispose d'un accès privilégié aux réserves, puisqu'elle était la garante de la souveraineté et des intérêts de l'Etat, et que les revenus tirés des opérations seraient en grande partie reversés au budget national, et serviraient théoriquement pour le développement économique et social du pays. Cette participation devait alors être au service de l'ensemble des citoyens⁸⁴³.

A partir des années 1970, quelles que soient les modalités contractuelles choisies, la pratique de contrats où les entreprises publiques avaient une participation obligatoire est devenue « *the norm* »⁸⁴⁴, à travers un contrat de partage de production ou un contrat de service, limitant ainsi de fait la participation de l'investisseur étranger. Ces nouveaux accords, où les intérêts commerciaux et nationaux étaient plus

⁸⁴² Les activités de l'aval répondaient à un régime juridique différent, les conditions d'exercice y étant généralement plus souples. Cette distinction et ce rôle prédominant accordé à l'entreprise publique pétrolière dans l'exploration-production n'étaient pas anodins, les activités de ce segment étant considérées beaucoup plus stratégiques que celles de l'aval. Achraf Amine Benhassine, *Gouvernance et Régulation dans l'Industrie des Hydrocarbures Vénézuéliens : Une analyse des rapports Etat-Sociétés Pétrolières*, Thèse, Université Pierre Mendès France, Grenoble II, 2008, page 139.

⁸⁴³ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 25.

⁸⁴⁴ Thomas W. Walde, George K. Ndi « International Petroleum Investment and Policies : Green, Privatising and Moving Eastward? », in Thomas W. Walde, George K.Ndi, *International Oil and Gas Investment*, , Graham & Trotman/Martinus Nijhoff, London/Dordrecht/Boston, 1994, page 7.

équilibrés⁸⁴⁵, et qui se sont développés et propagés, ont permis aux Etats exportateurs d'asseoir un véritable contrôle sur leur ressources et opérations.

Ce nouvel équilibre contractuel a eu deux types de conséquences sur la position des entreprises pétrolières. D'une part, les entreprises publiques se sont vues conférer la détention du titre minier, un statut privilégié consacré par la législation⁸⁴⁶, des prises de participation obligatoire et souvent majoritaire dans les contrats - ce qui selon, le professeur Thomas Walde, constitue le principal indicateur du contrôle⁸⁴⁷ - des modalités contractuelles minimisant le risque (mais qui lui garantissent la majorité des revenus). Cela a conduit à l'émergence d'entreprises publiques d'une importance majeure, qui ont acquis un immense pouvoir et une position prédominante dans l'industrie pétrolière⁸⁴⁸. En effet, grâce à cette participation et au rôle direct dans les opérations, les entreprises publiques pouvaient alors contrôler tous les champs pétroliers et gaziers.

D'autre part, ces contrats ont eu des conséquences sur la position des entreprises multinationales, dont l'accès aux réserves de certaines régions était plus restreint et moins privilégié que dans le cadre des concessions, et elles ont pu chercher des opportunités d'investissement dans d'autres régions du monde (en Mer du Nord par exemple). Les conditions contractuelles et contraintes géologiques étaient, certes, différentes, et elles ne pouvaient pas recréer le même type de relation que celles qu'elles avaient avec les pays du Moyen-Orient sous le régime des concessions, où elles avaient une totale latitude d'action et une entière possession du pétrole⁸⁴⁹. Les conditions contractuelles étaient moins contraignantes que dans les pays du Sud, mais les conditions d'exploration y étaient bien plus difficiles, et les coûts de production plus élevés, en raison du contexte géologique. Mais l'une des conséquences de ces difficultés a été le développement rapide de nouvelles technologies d'exploration et de production pétrolières, qui n'avaient pas été développées auparavant dans la région

⁸⁴⁵ Jay Wagner et al., *op.cit.*, page 21.

⁸⁴⁶ Thomas W. Walde, George K. Ndi, *op.cit.*, page 9.

⁸⁴⁷ *Ibid.*

⁸⁴⁸ *Ibid.*

⁸⁴⁹ Jay Wagner et al., *op.cit.*, page 20.

du Moyen-Orient et de l’Afrique du Nord, étant donné que les conditions géologiques de ces pays-là ne l’exigeaient pas⁸⁵⁰.

L’octroi d’un traitement préférentiel à l’entreprise pétrolière publique n’est d’ailleurs pas spécifique aux contextes post-nationalisations ou aux entreprises publiques créées durant les années 1970. Les entreprises publiques de création plus récente bénéficient également souvent d’un traitement préférentiel et rencontrent les mêmes problématiques. Un exemple en est l’entreprise publique du Kazakhstan, créée en 2004, qui bien que partiellement privatisée en 2005, a continué de bénéficier d’avantages par rapport aux autres compagnies opérant dans le pays. Elle dispose d’une participation minimale de 50% dans l’ensemble des projets d’exploration-production, avec une clause de « portage »⁸⁵¹. Elle a, de surcroît, un droit de préemption pour l’attribution des contrats dans le cadre d’un appel d’offres et la possibilité d’entamer directement des négociations avec le gouvernement pour l’obtention de périmètres libres⁸⁵². Cet exemple illustre les contraintes qui peuvent peser sur les investisseurs étrangers souhaitant opérer dans les pays producteurs. Car ces modalités contractuelles entraînent des coûts supplémentaires pour les sociétés étrangères, qui reçoivent une rémunération inférieure à celle de l’entreprise publique, en endossant des risques plus importants.

L’association avec l’entreprise publique présente toutefois quelques avantages⁸⁵³, tels que l’accès à l’information, la connaissance de certaines zones et des services et fournisseurs locaux, ou encore la facilitation des procédures administratives. Mais force est de constater que pour les investisseurs étrangers, les inconvénients, notamment la restriction des conditions d’accès, les coûts d’opération plus élevés en

⁸⁵⁰ *Ibid.*, page 21.

⁸⁵¹ Law of the Republic of Kazakhstan on Production Sharing Agreements in Offshore Oil Operations : article 4 « Parties of the Agreement » et article 5 « Production Sharing Agreement ». Accessible à :

https://www.wto.org/english/thewto_e/acc_e/kaz_e/WTACCKAZ66A1_LEG_31.pdf

Le portage consiste pour le partenaire étranger à prendre à sa charge tous les risques durant l’exploration. L’entreprise publique ne remboursera sa part qu’en cas de découverte commerciale. C’est une clause très répandue dans les contrats signés avec les entreprises publiques.

⁸⁵² Article 3.2 « Offshore Blocks as objects for granting the right for subsurface use », de la « Law of the Republic of Kazakhstan on Production Sharing Agreements in Offshore Oil Operations », accessible ici :

https://www.wto.org/english/thewto_e/acc_e/kaz_e/WTACCKAZ66A1_LEG_31.pdf

⁸⁵³ Thomas W. Walde, « International Energy Investment », *Energy Law Journal*, 1996, vol.17, n°1, page 195. On a d’ailleurs pu constater, dans des pays où celle-ci n’était plus obligatoire, tel le Brésil à partir de 1997, que dans certains contextes, les sociétés étrangères préfèrent tout de même s’associer avec l’entreprise publique. Voir *infra*.

raison de la prise en charge du risque initial lors de l'exploration pour le compte de l'entreprise publique, et des coûts d'opération plus élevés, l'emportaient sur les avantages⁸⁵⁴.

b. Les conséquences du contre-choc pétrolier.

A partir de l'année 1986, le contre-choc pétrolier, la baisse des prix du brut et le développement de théories libérales issues du « Consensus de Washington »⁸⁵⁵ ont conduit à une réduction du rôle de l'Etat dans l'économie, et l'équilibre contractuel entre entreprises publiques et entreprises multinationales allait de nouveau s'en trouver bouleversé⁸⁵⁶. L'investissement privé était considéré, dans ce contexte, comme le meilleur moyen pour financer les grands investissements, y compris dans le secteur énergétique⁸⁵⁷. En 1986, on assistait alors à l'apparition d'un véritable marché pétrolier international, avec une concurrence plus intense⁸⁵⁸.

L'envolée de la demande mondiale de pétrole et de gaz a poussé certains pays à vouloir augmenter rapidement leurs capacités de production. Leur entreprise publique manquant de la capacité nécessaire pour le faire, beaucoup de pays ont cherché la collaboration active des sociétés étrangères⁸⁵⁹. Le déclin des prix, qui a persisté tout au long des années 1990, a limité le financement des investissements au sein des Etats producteurs. Des pays qui dépendaient lourdement de la rente pétrolière n'arrivaient plus à financer leur dépenses, notamment leurs programmes sociaux, et encore moins à développer leurs projets pétroliers. Ils avaient donc tout intérêt à attirer les investisseurs étrangers sur leur territoire. De ce fait, de nombreux pays ont assoupli les conditions d'accès et d'investissement. Aussi, les Etats devaient faire face à de plus grandes contraintes géologiques et technologiques, en plus des problèmes d'emprunt pour financer les opérations d'exploration-production⁸⁶⁰. Ce qui

⁸⁵⁴ *Ibid.*

⁸⁵⁵ Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle », *op.cit.*, page 8.

⁸⁵⁶ *Ibid.*, page 18; Jay Wagner et al., *op.cit.*, page 23.

⁸⁵⁷ *Ibid.*

⁸⁵⁸ Pierre Noël, *Le droit international et le marché des permis pétroliers. 1970-2000*, Rapport remis à l'Institut Français de l'Energie. Institut d'économie et de politique énergétique, Université Pierre-Mendès France, Grenoble II, mars 2002, page 15.

⁸⁵⁹ Jay Wagner et al., *op.cit.*, page 22.

⁸⁶⁰ Ces problèmes n'étaient pas uniquement liés à la crise de la dette. L'exploration étant une activité hautement risquée et emprunter pour la financer s'avère extrêmement coûteux.

était un motif supplémentaire pour se tourner vers les compagnies multinationales, qui étaient sources de capitaux et de technologies⁸⁶¹.

Ce nouveau cycle a produit plusieurs conséquences sur les législations et contrats pétroliers: le secteur amont s'est de plus en plus ouvert, de nouvelles lois ont été adoptées⁸⁶², et les termes contractuels sont devenus plus compétitifs, puisque les gouvernements essayaient d'attirer les investisseurs. Le « nationalisme des ressources » demeurait un concept puissant⁸⁶³, mais dans ce contexte, face aux réalités et exigences économiques, il s'est manifesté différemment, prenant alors la forme d'un partenariat contrôlé entre l'Etat et les investisseurs étrangers⁸⁶⁴. Les investisseurs étrangers, quant à eux, étaient conscients du fait qu'ils avaient besoin de ces pays-là, notamment ceux de l'OPEP. La production non-OPEP est non seulement plus coûteuse, et elle ne suffisait pas à combler durablement l'écart entre l'offre et la demande. Les bénéfices étaient donc mutuels⁸⁶⁵.

Malgré un changement d'attitude à l'égard de l'investissement étranger, il n'y a pas eu, pour autant, de création de nouvelles formes contractuelles dans le secteur pétrolier. Des versions hybrides d'anciens accords ont continué à être utilisées, avec des mesures incitatives et des conditions fiscales plus favorables, la tendance générale étant de faciliter les conditions d'investissement. On s'orientait vers une plus grande promotion et protection de l'investissement, et cette tendance a dominé l'élaboration des politiques pétrolières durant cette période. La promotion et la protection de l'investissement ont ainsi primé sur les objectifs de propriété publique, de participation de l'Etat et de contrôle sur le développement des ressources dans le cadre des relations contractuelles⁸⁶⁶.

⁸⁶¹ C'était particulièrement le cas pour les opérations en eaux ultra-profondes. Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle », *op.cit.*, page 22.

⁸⁶² Cela a par exemple été le cas en Algérie, en Irak, en Libye. Jay Wagner et al., *op.cit.* page 23.

⁸⁶³ Le nationalisme des ressources est défini par Paul Stevens comme la volonté de l'Etat de limiter les opérations des compagnies étrangères et d'asseoir un plus grand contrôle national sur le développement des ressources naturelles. Paul Stevens, « Oil wars: Resource nationalism and the middle east » in Philip Andrew Speed, *International competition for resources: The role of law, the state and markets*, Dundee University Press, Dundee, 2008, page 13.

⁸⁶⁴ Sur cette idée, Thomas W. Walde, George K. Ndi, 1994, *op.cit.*, page 7 : « *The period from 1980 onwards, on the other hand, may be said to be the time when concepts such permanent sovereignty over natural resources either declined in importance, or have otherwise acquired a relatively more flexible character which serves to promote rather than restrict private-sector involvement in the development of petroleum resources* ».

⁸⁶⁵ Jay Wagner et al, *op.cit.*, page 23.

⁸⁶⁶ Thomas W. Walde, George K. Ndi, 1994, *op.cit.*, page 15.

Cela a été un succès pour certains pays, comme l'Algérie, où la production pétrolière a substantiellement augmenté⁸⁶⁷, mais un échec pour d'autres Etats, tels que l'Iran⁸⁶⁸ et le Koweït, avec le blocage du « projet Koweït »⁸⁶⁹. Dans les deux cas, la raison de l'échec de ces politiques était due au fait que la question de l'ouverture de l'amont avait entraîné des controverses politiques entre les différents acteurs nationaux impliqués et que cela avait miné tout le processus⁸⁷⁰. En 1998, l'Arabie Saoudite avait également tenté d'ouvrir son secteur amont, mais le projet n'a finalement pas abouti⁸⁷¹.

D'une manière générale, on considérait qu'avec le changement de conditions économiques, les entreprises publiques, eu égard aux considérations politiques qui les entouraient et à leurs fonctions institutionnelles et sociales, ne pouvaient pas se maintenir durablement sur le même modèle et qu'elles devaient être restructurées, voire entièrement privatisées⁸⁷². Cela a par exemple été le cas en Argentine et en Russie (Gazprom partiellement privatisée en 1994, Lukoil en 1995). Les entreprises publiques pétrolières en Bolivie, Pérou et Chili ont, elles, subi des programmes de restructuration. Des entreprises publiques de grande envergure, bâties sur des considérations politiques, telles que Saudi Aramco, NNPC (Nigéria), ONGC (Inde), PEMEX (Mexique), Pertamina (Indonésie), Petronas (Malaisie), Sonangol (Angola), Sonatrach (Algérie), sont en revanche restées « immunisées » contre toute forme de privatisation⁸⁷³.

⁸⁶⁷ Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle », *op.cit.*, page 21.

⁸⁶⁸ *Ibid.*

⁸⁶⁹ En 1993, alors que jusque-là le Koweït n'avait recours qu'à des contrats d'assistance technique avec les sociétés étrangères, il a décidé d'autoriser les compagnies multinationales à investir dans l'amont pétrolier, à travers des contrats de partage de production. Cette décision était motivée par plusieurs raisons, notamment la nécessité de renforcer le secteur et de combler les défaillances technologiques de KPC. Mais le projet, conduit par KPC, a trainé en longueur, et les propositions de réformes étaient rejetées par l'Assemblée Nationale.

Ce n'était pas tant pas la participation des sociétés étrangères qui était à la source du blocage, mais plutôt la répartition des rôles entre les différentes entités nationales dans cette nouvelle configuration.

En 2000, différents projets de loi ont été présentés à l'Assemblée Nationale, qui les a rejetés. L'absence de loi a empêché KPC de mener à bien ce projet, qui a été suspendu. Sur le « Project Koweït », voir Pierre Audinet et al., *op.cit.*, page 34.

⁸⁷⁰ Jay Wagner et al., *op.cit.*, page 23.

⁸⁷¹ Voir *infra*.

⁸⁷² Thomas W. Walde, Georges K. Ndi, 1994, *op.cit.*, page 25 ; Thomas W. Walde, « International Energy Investment », 1996, *op.cit.*, pages 195 et 196.

⁸⁷³ *Ibid.*

Car au-delà de la résonance politique et historique que peut avoir l'entreprise pétrolière publique, il faut souligner que souvent dans les pays producteurs, s'il s'agissait de pays en développement, le secteur privé était faible et n'avait pas les moyens d'investir au sein de l'entreprise publique. Privatiser, même partiellement, l'entreprise reviendrait donc à l'ouvrir à un actionariat étranger, ce qui restait inconcevable pour des entreprises considérées comme les garantes des intérêts de l'Etat. Une restructuration ou une privatisation partielle peuvent avoir des conséquences importantes sur le régime d'octroi des licences, vu que l'accès aux périmètres d'exploration et d'exploitation peut alors être obtenu sans qu'il y ait association obligatoire avec l'entreprise publique⁸⁷⁴. Cela a été par exemple la conséquence de la privatisation d'YPF en Argentine, dont les actifs ont été vendus à des compagnies privées, l'entreprise cédée à des investisseurs, et l'accès aux périmètres était alors possible sans contrainte d'association⁸⁷⁵. Cela réduit donc le champ d'intervention de l'entreprise publique, puisque les contrats ne seront pas signés avec elle mais directement avec le ministère de l'énergie, ou avec l'autorité en charge des licences ou contrats, ce qui diminue donc l'influence de l'entreprise publique, puisqu'elle n'aura plus une participation automatique aux contrats⁸⁷⁶.

*c. Les années 2000 et la résurgence du phénomène de
« nationalisme des ressources ».*

Au cours des années 2000, avec la hausse considérable des prix du pétrole, le cycle s'est de nouveau renversé⁸⁷⁷. Cette augmentation des prix a eu d'importantes conséquences sur l'équilibre des pouvoirs entre pays producteurs et consommateurs et a directement affecté le rôle de l'entreprise publique du pays d'accueil. En 2007, les pays de l'OPEP ont vu leurs revenus s'élever à 658 milliards de dollars, soit cinq fois leur niveau de revenus en 1998⁸⁷⁸. La hausse des prix dans les années 2000 a mené à ce que l'on appelle le phénomène « *d'obsolescing bargain* », qui peut se produire lorsque les prix du pétrole augmentent et alors que les conditions contractuelles ne sont pas très avantageuses pour les Etats. Ces derniers qui souhaitent augmenter leurs

⁸⁷⁴ Thomas W. Walde, « International Energy Investment », 1996, *op.cit.*, page 196.

⁸⁷⁵ *Ibid.*

⁸⁷⁶ *Ibid.*, page 197.

⁸⁷⁷ Jay Wagner et al., *op.cit.*, page 25.

⁸⁷⁸ *Ibid.*, page 34.

revenus, et leur participation, à travers leur entreprise publique, vont chercher à améliorer leur position, notamment en réduisant la participation de l'investisseur étranger⁸⁷⁹.

Des motivations d'ordre politique ont encouragé un cycle « agressif » de nationalisme des ressources⁸⁸⁰, qui a donc de nouveau donné lieu à une augmentation de la participation publique dans le secteur énergétique, à travers des modifications des termes contractuels⁸⁸¹. La hausse des prix a également eu une autre conséquence, qui va avoir des répercussions sur l'investissement étranger : les Etats étaient réticents à augmenter leur capacité ou leur production, considérant de nouveau, que « *higher oil prices meant oil in the ground was worth more than money in the bank* »⁸⁸².

S'en est suivie une série de mesures visant à limiter la production⁸⁸³, et à augmenter les revenus de l'Etat via un accroissement de la participation nationale dans les projets ou un durcissement des termes fiscaux. La qualification de ces mesures dépendait alors du procédé utilisé, et ces dernières ont pu donner lieu à des procédures d'arbitrage entre les sociétés étrangères et l'Etat, ou son entreprise publique⁸⁸⁴. Certains Etats ont en effet introduit de nouvelles taxes⁸⁸⁵, ou une augmentation des taxes existantes⁸⁸⁶, d'autres ont imposé aux sociétés étrangères une révision des clauses contractuelles et l'introduction d'une participation majoritaire de

⁸⁷⁹ Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle », 2008, *op.cit.*, page 5.

⁸⁸⁰ Notamment au Venezuela et en Bolivie, avec l'élection d'Hugo Chavez en décembre 1998 et d'Evo Morales en décembre 2005, respectivement.

⁸⁸¹ Nordine Ait laoussine, « Resource Nationalism », *Oxford Energy Forum*, Oxford Institute for Energy Studies, août 2007, page 7.

⁸⁸² Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle », 2008, *op.cit.*, page 16.

⁸⁸³ En 2005, le Qatar a par exemple décrété un moratoire sur les projets de liquéfaction et d'exploration-production portant sur le gisement « North Field » (ou « North Dome »). Le but de ce moratoire est d'optimiser la production sur le long-terme, en faisant vivre le gisement le plus longtemps possible. Il s'agit du plus grand gisement de gaz du Golfe arabo-persique, et qui se situe sur la frontière entre le Qatar et l'Iran. Les deux Etats se partagent l'exploitation de ce gisement, et la levée des sanctions contre l'Iran pose, par ailleurs, de nouveaux défis.

⁸⁸⁴ *Occidental Exploration and Production Company v. The Republic of Ecuador*, LCIA Case n°UN3467 ; *Mærsk Olie, Algeriet A/S v. People's Democratic Republic of Algeria* (ICSID Case No. ARB/09/14) ;

Venezuela Holdings, B.V., et al v. Bolivarian Republic of Venezuela, ICSID Case No. ARB/07/27

⁸⁸⁵ Exemple de la taxe sur les profits exceptionnels en Algérie, introduite par la loi 05-07 du 28 avril 2005. Voir *infra* (Titre 2, chapitre 2).

⁸⁸⁶ En Equateur, le gouvernement a par exemple imposé une taxe de 50% sur les revenus additionnels des compagnies pétrolières, et le Venezuela a imposé une participation majoritaire de PDVSA dans les contrats existants.

leur entreprise publique, via l'adoption de nouvelles lois, dites de nationalisation⁸⁸⁷. Ces réformes s'accompagnaient parfois d'une dimension idéologique très forte, comme cela a pu être le cas au Venezuela et en Bolivie⁸⁸⁸. Le durcissement de normes environnementales, qui impose davantage de coûts aux entreprises étrangères, peut également s'apparenter à du « nationalisme des ressources », comme cela a pu être le cas au Kazakhstan, qui avait en outre augmenté la participation nationale dans certains projets⁸⁸⁹.

d. Un nouvel équilibre à venir ?

La baisse des prix depuis la fin de l'année 2014 suscite des inquiétudes chez les Etats producteurs de pétrole, notamment ceux dont l'économie dépend grandement des revenus tirés des hydrocarbures. Alors que la rentabilité des projets faiblit, et que les investissements dans l'exploration diminuent, ce qui est susceptible de poser certains problèmes dans quelques années⁸⁹⁰, l'attitude des Etats n'est cependant pas comparable à celle adoptée durant le précédent cycle de baisse des prix, où attirer les investisseurs étrangers dans le pétrole et le gaz était de première nécessité. Le marché pétrolier a changé, il y a de nouveaux acteurs parmi les pays, les « *Prospective resource-rich States* »⁸⁹¹, et également de nouveaux investisseurs, composés de

⁸⁸⁷ *Décret de nationalisation No. 28701* du 1er mai 2006 en Bolivie. Bien qu'initialement, le président Evo Morales avait annoncé que les compagnies impactées par la loi, qui opéraient sur 56 différents gisements, ne recevraient pas de compensation, la pression de certains pays, notamment du Brésil (Petrobras étant très présente en Bolivie), et qui estimait la perte de Petrobras à 1,5 milliards de dollars, a tempéré sa position.

En Equateur, la résiliation du contrat de l'entreprise Occidental (Oxy) en 2006 a soulevé des inquiétudes dans l'industrie pétrolière mondiale, mais ne tombait cependant pas dans la même catégorie que les exemples boliviens ou vénézuéliens. La fin du contrat étant intervenue suite à un long contentieux entre l'Etat et Oxy sur les modalités de gestion du contrat. D'ailleurs, l'entreprise nationale Petroecuador avait l'intention de trouver un autre partenaire privé en remplacement d'Oxy dans ce projet. Jay Wagner and al., *op.cit.*, page 25.

⁸⁸⁸ Au Venezuela, dès 2004, Chavez parle de politique de pleine souveraineté pétrolière et de seconde phase de nationalisation. Geneviève Bastid Burdeau, « Nationalisations : Le Retour ? », in *Le droit international économique à l'aube du XXIème siècle, En Hommage aux professeurs Dominique Carreau et Patrick Juillard*, Pedone, Paris, 2009, page 259.

⁸⁸⁹ Par exemple, sur le gisement offshore Kashagan. Ces mesures ont permis une hausse des revenus du gouvernement s'élevant à 20 milliards de dollars par an ; Jay Wagner et al., *op.cit.*, page 26. Sur la participation nationale au Kazakhstan, voir *supra*. La Russie a manifesté une forme plus agressive de nationalisme des ressources pour asseoir son contrôle sur le secteur, en obligeant BP et Shell à céder des actifs à des entreprises russes. La Russie a aussi voulu utiliser ses ressources pour en faire un instrument politique, et dans ce cadre, a été l'instigatrice d'un projet d'OPEP du gaz (en proposant ce projet à des pays comme le Qatar et l'Algérie).

⁸⁹⁰ IFP Energies Nouvelles, « Vers un rééquilibrage possible du marché pétrolier », *Europétrole*, 8 avril 2014.

⁸⁹¹ D'après une appellation du FMI, qui y compte des pays tels que l'Afghanistan, la République Centrafricaine, le Ghana, le Guatemala, Madagascar, le Mozambique, la Tanzanie ou encore le Togo. « Macroeconomic policy frameworks for resource-rich developing countries », *International Monetary Fund*, août 2012, accessible à : <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/082412.pdf>;

compagnies pétrolières de petite taille focalisées sur l'exploration, mais aussi des fonds privés d'investissements. Leurs considérations diffèrent de celles des entreprises multinationales, en ce qu'ils ne cherchent pas nécessairement des projets à très long terme, et une présence permanente dans le pays d'accueil⁸⁹².

Aussi, les priorités des grands Etats producteurs sont désormais différentes et tendent plutôt vers la diversification de leurs sources d'énergie et de leur économie. L'objectif n'est donc plus de focaliser le secteur énergétique autour du pétrole et du gaz, mais, à l'inverse, de tenter de s'en affranchir. Ainsi l'Arabie Saoudite, à travers un vaste programme de diversification, projette une privatisation partielle de Saudi Aramco, et un changement de modèle d'entreprise⁸⁹³. Le lien entre la privatisation et la diversification économique n'est pas clairement établi, et sonne comme un aveu de l'échec des politiques antérieures⁸⁹⁴. Les entreprises pétrolières nationales avaient été créées pour faire sortir le pétrole de son insularité économique, et aider les Etats à augmenter leurs revenus, afin de promouvoir le développement économique et social. Dans la plupart des grands pays producteurs, cet objectif n'a cependant pas été atteint. Il n'a parfois même pas été véritablement recherché.

Ces éléments ont également des répercussions que le rôle que confèrera l'Etat à son entreprise pétrolière nationale. Le projet d'ouverture du capital de Saudi Aramco à des fonds étrangers, et la volonté d'en faire une entreprise autonome aux objectifs purement commerciaux en est une illustration. Si cette opération survit au prochain cycle de prix, cela entraînerait alors un bouleversement des rapports entre Etat et sociétés étrangères, et une refonte des modalités d'accès aux réserves au Moyen-Orient.

Les prix bas du pétrole ont également déjà eu des conséquences sur certaines configurations contractuelles qui faisaient prédominer la participation des entreprises

Peter D. Cameron, « Stabilization and the impact of changing patterns of energy investment », *JWELB*, , octobre 2017, vol.10, n°5, page 3.

⁸⁹² *Ibid.*, page 2.

⁸⁹³ L'objectif est de transformer Saudi Aramco « *from an oil and gas company to an industrial and an energy company* », extrait d'une interview accordée par le Prince Mohammed bin Salman à *Bloomberg* (4 avril 2016), cité in Nordine Ait laoussine, John Gault, « Nationalization, privatization and diversification », *JWELB*, janvier 2017, vol.10, n°1, page 51.

⁸⁹⁴ *Ibid.*, page 49.

publiques, étant donné que ces dernières pouvaient éprouver des difficultés à assumer certains coûts. L'exemple des revirements législatifs au Brésil, entre 2010 et 2016, nous en fournira une illustration⁸⁹⁵.

B. L'entreprise publique, entité d'attribution des contrats.

Outre sa participation aux opérations pétrolières, l'entreprise pétrolière publique joue également un rôle de régulation et de supervision durant les opérations. C'est notamment l'une des raisons qui expliquent sa participation à tous les projets. Mais son rôle s'étend au-delà, car il est fréquent qu'elle occupe également une fonction institutionnelle en tant qu'entité d'attribution des contrats, par une délégation de prérogatives de puissance publique.

Cette délégation pouvait intervenir par deux procédés principaux. Lorsque la loi relative aux activités pétrolières ou à l'organisation du secteur ne précise pas quel organe est chargé de l'attribution des droits aux investisseurs étrangers, c'est alors souvent l'entreprise publique, en raison de sa compétence, qui se chargeait de la négociation et de la conclusion de contrats avec les partenaires potentiels ou de l'organisation d'appels d'offres. C'était par exemple le cas en Algérie, la loi 86-14⁸⁹⁶ ne mentionnant pas quelle entité était compétente. Ce rôle a naturellement été dévolu à la Sonatrach, qui l'a assumé jusqu'à l'année 2005⁸⁹⁷.

Dans d'autres pays, la dévolution de cette tâche à l'entreprise publique était prévue par un texte législatif ou réglementaire, ou par les statuts de l'entreprise. Par exemple, au Koweït, conformément à loi n°6-1980 relative à l'établissement de l'entreprise publique, cette dernière est responsable de l'octroi des contrats de services accordés aux sociétés

⁸⁹⁵ Voir *infra*.

⁸⁹⁶ Loi 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport, par canalisation, des hydrocarbures. *JORADP* du 27 août 1986.

⁸⁹⁷ Conformément à l'article 14 de la loi 05-07 du 28 Avril 2005, l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) est chargée de procéder à des appels à la concurrence et d'évaluer les offres concernant les activités de recherches et/ou d'exploitation, et de l'attribution des périmètres de recherche et des périmètres d'exploitation et de la conclusion de contrats de recherche et/ou d'exploitation. *JORAPD* du 19 Juillet 2005.

étrangères⁸⁹⁸. Il en va de même pour Petronas, l'entreprise pétrolière publique de la Malaisie, qui avait la compétence pour négocier et attribuer les contrats aux investisseurs, conformément au « Petroleum Development Act » du 1er octobre 1974⁸⁹⁹. Le cas de Petronas diffère d'ailleurs de celui des autres entreprises pétrolières nationales, en ce que, en vertu de ce même texte, elle détient des droits et pouvoirs exclusifs sur les réserves pétrolières du pays, les autres entreprises bénéficiant généralement d'une délégation de titre minier. Aussi, contrairement à d'autres entreprises publiques, son statut ne la place pas sous la tutelle du ministère de l'énergie, ou de tout autre ministère⁹⁰⁰.

En Libye⁹⁰¹, conformément au décret n°10-79, « la National Oil Corporation est considérée comme la première partie à tous les contrats internationaux d'exploration et de partage de production pétrolière ou tout autre contrat concernant les investissements dans le droit pétrolier »⁹⁰². C'est donc l'entreprise publique qui signe les contrats, et c'est également elle qui organise les appels d'offres, et qui en rédige le règlement. Ce règlement

⁸⁹⁸ L'article 5 du « Decree Law n°6- 1980, establishing the Kuwait Petroleum Corporation », prévoit que « The Company (KPC) has the right to establishing sharing companies in the State of Kuwait and abroad, and has an interest or otherwise associate with organizations which carry on similar operations or which may be of help to the Company in achieving its objectives in the State of Kuwait or abroad and may acquire or take over such organizations ». Accessible à : https://www.kgoc.com/Documents/KGOC_AOA_eng.pdf

⁸⁹⁹ Selon l'article 3.A du « Petroleum Development Act 144 » du 1er octobre 1974 : « the Corporation shall have the power to take over or acquire by agreement, assignment, purchase or by any other means the whole or any part of any commercial undertaking, business or enterprise of whatever form of any person or body of persons (corporate or unincorporate) and carry out or enter into any activity, whether mentioned in this Act or not, which prior to such taking over or acquisition was carried out by, and for the purpose of, that undertaking, business or enterprise. » Accessible à : <https://fr.scribd.com/document/37549669/Act-144-Petroleum-Development-Act-1974>

⁹⁰⁰ *Ibid.*, article 2 Ownership: « The entire ownership in, and the exclusive rights, powers, liberties and privileges of exploring, exploiting, winning and obtaining petroleum whether onshore or offshore of Malaysia shall be vested in a Corporation to be incorporated under the Companies Act 1965, or under the law relating to incorporation of companies ».

⁹⁰¹ Situation de la Libye avant le renversement de Mouammar Khadafi. Depuis les événements du « Printemps arabe », l'instabilité et l'insécurité dont souffre le pays ont des conséquences considérables sur les installations et le secteur pétrolier. En 2011, la « National Oil Corporation » avait annoncé un moratoire sur l'investissement étranger, qu'elle a décidé de lever en janvier 2017. Cette décision implique cependant que toutes les infrastructures de production et de transport, qui avaient détruites ou endommagées, puissent être utilisables. « National Oil Corporation ends foreign investment moratorium », accessible à: <https://noc.ly/index.php/en/new-4/2018-national-oil-corporation-ends-foreign-investment-moratorium>.

Sur les conséquences du printemps arabe sur la sécurité énergétique au Moyen-Orient, et particulièrement en Libye, Marat Terterov, Claudia Nocente, « The Question of security of Middle East Oil supply revisited : Domestic Crisis in a Middle East North African Oil producer and its impact on international Markets : The case of Libya », in Andrei V.Belyi, Kim Talus (Dir.), *States and Markets in Hydrocarbon Sectors*, Palgrave Macmillan, United Kingdom, 2015, page 144 ; Gawdat Baghat, « The impact of the Arab Spring on the oil and gas industry in North Africa – a preliminary assessment », *The Journal of North African Studies*, 2012, vol.17, n°3.

⁹⁰² Article 5 du Décret n°10-79 du Secrétariat général du Congrès général du peuple concernant la réorganisation de la Libyan National Oil Company ; v. Pascal de Vareilles-Sommières, Anwar Fekini, « Les nouveaux contrats internationaux d'exploration et de partage de production pétrolière en Libye », 1ère partie, *Journal du Droit International*, Janvier 2008, page 17.

contient notamment le modèle de contrat qui va régir les relations entre la Libyan National Oil Corporation et les futurs cocontractants⁹⁰³.

L'exemple de l'entreprise publique libyenne est répandu, et c'était quasiment le cas dans la majorité des pays producteurs, où au-delà de la sélection des sociétés étrangères, c'est aussi l'entreprise publique qui décidait des périmètres à mettre à disposition, ou participait à la décision, et déterminait les rythmes d'exploration et d'exploitation. Lorsqu'il s'agissait de négociations au cas par cas, c'est elle qui les menait, et s'il s'agissait d'appel d'offres, c'est également elle qui les organisait. La plupart des contrats pétroliers étaient donc conclus directement avec l'entreprise publique, « *les contrats comportant la signature de l'Etat lui-même, soit seul, soit en compagnie de sa société nationale, sont une minorité* »⁹⁰⁴.

Cette mission est importante, en ce qu'elle va déterminer non seulement qui négocie le contrat⁹⁰⁵, mais également qui le signe. Et la qualité de signataire va avoir des conséquences sur la qualification du contrat et sa portée en droit international.

Par ailleurs, cette mission a pu s'avérer problématique, et être source de conflits d'intérêts, car l'entreprise publique assume, dans le cadre du contrat et de sa négociation, deux rôles qui sont théoriquement séparés : représentant de l'Etat puisqu'elle assume une prérogative publique, et partenaire commercial. Ce sont d'ailleurs des conflits d'intérêts qui ont poussé certains Etats à modifier l'organisation de leur secteur, libérant ainsi l'entreprise publique de son rôle institutionnel.

a. Conséquences sur la qualification du contrat et la nature des agissements de l'entreprise publique⁹⁰⁶

Ainsi que le fait remarquer le professeur Charles Leben, les contrats signés par les entreprises publiques et ceux qui le sont par les Etats « *sont tout à fait*

⁹⁰³ *Ibid.*, page 8.

⁹⁰⁴ Charles Leben, « La théorie du contrat d'Etat et l'évolution du droit international des investissements », *RCADI*, 2003, vol.302, page 236.

⁹⁰⁵ Il peut d'ailleurs arriver que l'entreprise publique soit associée au processus de négociation, sans être l'entité officielle d'attribution ou de négociation.

⁹⁰⁶ voir *infra* (chapitre 2) pour l'étude de cette problématique appliquée aux contrats conclus par la Sonatrach

semblables »⁹⁰⁷. On y trouve par exemple « *des clauses de règlement des litiges par recours à l'arbitrage, les clauses de droit applicable font souvent référence aux principes du droit international, et on voit même certains contrats signés par des émanations présenter des clauses de stabilisation que seuls les Etats peuvent accorder* »⁹⁰⁸.

Dans son raisonnement pour déterminer si un contrat conclu avec une entreprise publique constitue ou non un contrat d'Etat, le Professeur Charles Leben propose également de « *remettre en cause la personnalité propre de l'entreprise étatique* », en remettant en question son pouvoir de décision réel lors des négociations :

« Et de fait, la négociation des contrats pétroliers se fait souvent avec les autorités étatiques elles-mêmes, en particulier avec les ministres chargés des ressources pétrolières, accompagnés des responsables de la société qui possède le monopole d'exploitation. Ces responsables sont nommés par l'Etat et apparaissent dans la négociation comme appartenant à la structure étatique tout comme les fonctionnaires des ministères. Si, à la sortie de la négociation, le contrat est signé uniquement avec la société nationale, cela doit-il cacher qu'en réalité c'est bien l'Etat qui est le véritable partenaire de l'investisseur étranger ?

*Et le fait que le contrat comporte, en outre, des clauses que seul l'Etat peut concéder, comme les clauses de stabilisation, est un autre indice de cette réalité. Si donc la société nationale n'est que l'alter ego de l'Etat (selon une expression de la Cour suprême des Etats-Unis), si sa personnalité propre peut être écartée parce qu'elle n'a pas une véritable consistance, on retrouve l'Etat et le contrat d'Etat. »*⁹⁰⁹

Il ne nous semble cependant pas aisé de savoir, particulièrement lorsqu'aucun texte législatif ou réglementaire ne le précise, qui, de l'entreprise publique ou du ministère chargé de l'énergie, négocie et décide réellement. Nous savons que même dans les cas où le ministère possède officiellement cette compétence, l'entreprise publique, de par le poids considérable et l'influence qu'elle peut avoir, a pu lui usurper son

⁹⁰⁷ Charles Leben, « Problèmes théoriques de droit international liés à la théorie du contrat d'Etat », *op.cit.*, page 236.

⁹⁰⁸ *Ibid.*

⁹⁰⁹ *Ibid.*, page 236 et 237.

autorité. Le fait que les deux puissent se confondre ne signifie pas nécessairement, du moins pas dans tous les cas, que ce soit l'entreprise publique qui obéisse aux directives du ministère, mais c'est parfois la situation inverse qui se produit. Selon l'équilibre des pouvoirs en place - la personnalité des responsables jouera d'ailleurs un rôle important - c'est parfois l'entreprise publique qui imposera sa décision aux autorités gouvernementales⁹¹⁰.

Le contrat pétrolier, négocié et signé entre l'entreprise publique et l'investisseur étranger peut être qualifié de contrat d'Etat, d'une part car les responsables de l'entreprise publique sont nommés par l'Etat et que ce contrat peut contenir des clauses exorbitantes du droit commun (comme des clauses de stabilisation), et, d'autre part, en raison de l'actionnariat, la composition du conseil d'administration, et du comportement des acteurs. Mais cette qualification de contrat d'Etat ne peut s'appuyer uniquement sur le fait général que l'entreprise publique, bien que signataire du contrat, n'a pas pu jouer un rôle décisionnel dans le processus de négociation et qu'elle ne fait, en réalité, qu'obéir aux directives du gouvernement. Cela diffère considérablement d'un pays à l'autre, les entreprises publiques n'ayant pas toutes le même poids.

La qualification de contrat d'Etat peut, en outre, s'appuyer sur d'autres facteurs inhérents à l'existence ou aux conditions d'exercice de l'entreprise nationale⁹¹¹, tel que le fait que l'entreprise publique n'a souvent été créée que pour prendre en charge une activité pour le compte de l'Etat, ou que son implication dans les opérations pétrolières n'existe que parce qu'elle est un « moyen », un « instrument » de l'Etat pour gérer ces activités. Dans un contrat d'association, la participation de l'entreprise publique a ainsi principalement pour but l'enlèvement de la part revenant à l'Etat, ou

⁹¹⁰ Par exemple, Valérie Marcel décrit ces situations de tensions entre le gouvernement et l'entreprise nationale: « *Though there have been some institutional difficulties in Kuwait, collaboration on matters such as raising capacity generally appears to be easy, especially in contrast to granting international oil companies licences to develop petroleum resources. Licensing is an area of responsibility that has been fought over in several countries. In the course of negotiations for new concessions in Algeria and Saudi Arabia friction arose between Sonatrach and the oil ministry and between Saudi Aramco and some government figures.* », Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 80.

⁹¹¹ A ce même titre, le « *host government contract model* » de l'AIPN fait entrer dans la catégorie « *host government* » tout contrat signé avec le gouvernement du pays hôte et toutes ses subdivisions, ou toute autre entité signant le contrat au nom ou pour le compte du pays hôte, y compris ses agents, les compagnies contrôlées par l'Etat ou toute autre agence gouvernementale.

la prise en charge de la participation étatique. Le contrat « sert » donc directement à l'Etat.

On retrouve alors le raisonnement qui avait été développé dans l'affaire Maffezini⁹¹², où il était soutenu que la SODIGA, contrôlée par l'Etat, était essentiellement « *an arm for the State for the purposes of the economic development of the region of Galicia* ». Le Tribunal arbitral a constaté que la SODIGA avait été spécialement créée par l'Espagne pour accomplir des fonctions étatiques dans le domaine du développement régional, et en a conclu « *... that SODIGA is a State entity acting on behalf of the Kingdom of Spain* »⁹¹³.

Par ailleurs, s'il est souvent difficile de déterminer qui du gouvernement ou de l'entreprise publique a le pouvoir de décision, c'est qu'une telle détermination suggère qu'il y a une claire division entre les deux, or certaines distinctions sont parfois très floues⁹¹⁴. Les relations entre un gouvernement et une entreprise peuvent être tant entremêlées, aussi bien au niveau des décisions que des personnes⁹¹⁵, qu'il est parfois difficile de séparer les deux⁹¹⁶. La question de la nature des agissements de l'entreprise publique et celle de leur imputabilité à l'Etat s'avèrent alors problématiques, « *les liens avec l'Etat étant parfois tellement resserrés que l'entité se trouve dans une situation quasi-organique* »⁹¹⁷.

⁹¹² Affaire *Emilio Agustin Maffezini c. Espagne* (décision sur la compétence), 25 janvier 2000, *ICSID Case No. ARB/97/7*.

⁹¹³ Sur les conséquences de la qualification du contrat en droit international et sur l'imputabilité du comportement de l'entreprise publique à son Etat, voir aussi : Pierre-Marie Dupuy, « Les émanations engagent-elles la responsabilité des Etats? Etude de droit international des investissements », *EUI Working Papers* ; Franck Latty, « Conditions d'engagement de la responsabilité de l'Etat d'accueil de l'investissement », in Leben Ch. (Dir.), *Droit international des investissements et de l'arbitrage transnational*, Pedone, Paris, 2015, page 415 et s.; Mathieu Raux, « Attribution à l'Etat d'accueil des agissements d'une entité juridiquement distincte de lui », *Gaz. Pal., Les Cahiers de l'arbitrage*, 2009, n°4, pages 47-52.

⁹¹⁴ David R. Hults, « Hybrid Governance: state management of national oil companies », in David G. Victor et al., *Oil and governance: State-Owned Enterprises and the World Energy Supply*, *op.cit.*, page 66.

⁹¹⁵ Dans la plupart des pays, le ministre en charge de l'énergie est d'ailleurs le président du conseil d'administration, comme c'est le cas par exemple au Koweït, au Nigéria, au Mexique et en Arabie Saoudite, où même les fonctionnaires du Ministère de l'énergie s'identifient à Saudi Aramco. Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 96. Il peut également arriver que le PDG d'une entreprise publique devienne par la suite ministre en charge de l'énergie ou inversement, ou que la même personne occupe les deux postes simultanément (exemple de l'Algérie). Voir *infra* (Chapitre 2). Aussi, plusieurs fonctionnaires et hauts responsables du ministère sont des employés « détachés » de l'entreprise publique.

⁹¹⁶ En Iran, les relations entre la NIOC et le gouvernement sont décrites de la façon suivante : « *the blurring of boundaries between Ministry and the national oil company is legendary* », Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 102.

⁹¹⁷ Yves Nouvel, « Les entités paraétatiques dans la jurisprudence du CIRDI » in Charles Leben (dir.), *Le contentieux arbitral transnational relatif à l'investissement*, Anthemis, Paris, 2006, page 35.

La Commission du Droit International a distingué les organes de l'Etat (législatif, exécutif, judiciaire) dont les actions ou les omissions sont systématiquement imputables à celui-ci⁹¹⁸ des entités qui en sont juridiquement distinctes et qui n'appartiennent pas à son appareil organique⁹¹⁹. Il y a deux critères pour déterminer si les agissements de l'entité peuvent être attribuables à l'Etat. Le premier a trait aux prérogatives de puissance publique. En vertu de l'article 5 du texte des *articles* de la CDI, le comportement de l'entité peut être imputable à l'Etat si celle-ci dispose de prérogatives de puissance publique, et si elle les a mis en œuvre dans le cadre de l'agissement en cause. L'imputabilité de l'action ou de l'omission à l'Etat ne pourra alors se déclencher que si l'habilitation à exercer des prérogatives de puissance publique, *in abstracto* (le critère structurel), s'accompagne de leur mise en œuvre, *in concreto* (le critère fonctionnel)⁹²⁰.

Ainsi, plusieurs sentences arbitrales ont rejeté l'attribution du comportement à l'Etat sur la base de l'article 5 dans le cas où l'entité possédant des prérogatives des puissances publiques ne les avait pas exercées pour prendre l'acte prétendument litigieux. Autrement dit, l'acte ne sera pas imputable à l'Etat si l'entité se comporte comme une partie privée⁹²¹. Dans l'affaire *Lesi c/Algérie*, les arbitres ont à l'inverse jugé que les actes de l'Agence Nationale des Barrages (ANB), dans l'exécution du fait litigieux, relevaient effectivement de ses prérogatives gouvernementales⁹²², à l'instar de la sentence *Maffezini*, le comportement de l'entité ayant été considéré comme résultant d'un fait étatique⁹²³.

Le second critère que propose la CDI pour déterminer si le comportement de l'entité peut être attribuable à l'Etat est celui du contrôle que ce dernier exerce sur

⁹¹⁸ Article 4 des Articles sur la Responsabilité de l'Etat pour fait internationalement illicite (*Les Articles*), James Crawford, « Les articles de la C.D.I sur la responsabilité de l'Etat », Pedone, Paris, 2003, page 75 ; Yves Nouvel, 2006, *op.cit.*, page 35.

⁹¹⁹ Mathieu Raux, « Attribution à l'Etat d'accueil des agissements d'une entité juridiquement distincte de lui », *Gaz. Pal., Les Cahiers de l'arbitrage*, 2009, n°4, page 48.

⁹²⁰ Franck Latty, « Conditions d'engagement de la responsabilité de l'Etat d'accueil de l'investissement » in Ch. Leben (dir.), *Droit international des investissements et de l'arbitrage transnational*, Pedone, Paris, 2015, page 424.

⁹²¹ Mathieu Raux, *op.cit.*, page 48 ; *Jan de Nul NV & Dredging International NV* (" *Jan de Nul* ") *c/Egypte*, CIRDI/ARB/04/13, sentence du 6 novembre 2008, (paragraphe 163) : « *For an act to be attributed to a State under Article 5, two cumulative conditions have to be fulfilled : first, the act must be performed by an entity empowered to exercise elements of governmental authority ; second, the act itself must be performed in the exercise of governmental authority ; EDF (services) Limited c/ Roumanie*, CIRDI/ARB/05/13, paragraphes 195-197 ; mêmes conclusions dans l'affaire *Limited Liability Company Amto c/Ukraine*, SCC n°080/2005, sentence du 28 mars 2008 et *Bayindir Insaat Turizm Ticaret Ve Sanayi As c/ Pakistan*, CIRDI/ARB/03/29, sentence du 27 août 2009.

⁹²² *LESI S.p. A & Astaldi S.p.A c/Algérie*, CIRDI/ARB/05/3 (paragraphes 114-116), Mathieu Raux, *op.cit.*, page 49. Cet exemple sera davantage développé dans le chapitre suivant.

⁹²³ Yves Nouvel, 2006, *op.cit.*, page 35 ; *Emilio Agustín Maffezini c. Royaume d'Espagne*, sentence du 13 novembre 2000, *ISCID Rep.*, vol.5, p. 429, paragraphe 52, p. 17.

elle, au moment du comportement prétendument illicite⁹²⁴. Un contrôle global⁹²⁵ sur l'entreprise n'est pas suffisant à caractériser le contrôle exercé par l'Etat, il faut également un contrôle spécifique consistant en des directives ou instructions de sa part⁹²⁶. Dans l'affaire Bayindir, le Tribunal a retenu une solution différente, en concluant qu'un « *certain degree of government involvement* » dans les rapports entre l'investisseur et l'entité publique était suffisant pour déterminer le contrôle de l'Etat sur l'entité⁹²⁷, justifiant que le seuil de contrôle, tel que prévu par l'article 8 de la CDI, devait être amoindri afin de tenir compte des réalités du droit international économique⁹²⁸. Or, bien que l'article 8 ne soit pas précis s'agissant du type d'instructions ou de directives qui vont caractériser cette imputabilité⁹²⁹, si l'on suit le raisonnement des arbitres de l'affaire Bayindir, il sera difficile de déterminer un véritable seuil de contrôle, et délicat de conclure à l'existence d'un contrôle de l'Etat par le seul fait de son implication, plus ou moins vague, ou de son intérêt. Car, ainsi que le souligne Mathieu Raux, « quel Etat n'est pas intéressé, et un minimum impliqué, dans la réalisation de vastes projets d'infrastructures (...) ? »⁹³⁰.

La possibilité d'imputer un comportement de l'entreprise publique à l'Etat, dans le cadre de l'exécution du contrat qu'elle a conclu avec l'investisseur étranger, signifie-t-elle pour autant que l'Etat « est le véritable partenaire de l'investisseur étranger », et que sa responsabilité peut donc être engagée⁹³¹ ? Il faut, au contraire, distinguer le fait que la conclusion du contrat puisse être un « fait étatique », sans qu'il constitue pour autant « un engagement de l'Etat »⁹³². Cependant, établir ou infirmer que « ce qui est voulu par l'émanation l'est par l'Etat »⁹³³ ne sera pas une tâche aisée pour

⁹²⁴ Article 8 de la C.D.I « Le comportement d'une personne ou d'un groupe de personnes est considéré comme un fait de l'Etat d'après le droit international si cette personne ou ce groupe de personnes, en adoptant ce comportement, agit en fait sur les instructions ou les directives ou sous le contrôle de cet Etat » ; Mathieu Raux, *op.cit.*, page 50.

⁹²⁵ Ce critère a été posé par le Tribunal pénal international pour l'Ex-Yougoslavie, dans l'affaire Tadic, *Le procureur c/Tadic, affaire IT-94-1*, arrêt de la chambre d'appel du 15 juillet 1999, paragraphe 145.

⁹²⁶ Le comportement est attribuable à l'Etat « *quand la preuve a pu être établie que la société exerçait des prérogatives de puissance publique, ou que l'Etat utilisait sa position de propriétaire ou de contrôle de la société spécialement pour parvenir à un résultat particulier* », James Crawford, *op.cit.*, page 134

⁹²⁷ Mathieu Raux, *op.cit.*, page 51

⁹²⁸ *Ibid.*

⁹²⁹ Franck Latty, « Conditions d'engagement de la responsabilité de l'Etat d'accueil de l'investissement », 2015, *op.cit.*, page 425.

⁹³⁰ Mathieu Raux, *op.cit.* page 51.

⁹³¹ Charles Leben, 2003, *op.cit.*, page 236.

⁹³² Yves Nouvel, 2006, *op.cit.*, page 42.

⁹³³ *Ibid.*

l'arbitre, étant donné que, s'agissant des contrats pétroliers, les intérêts se confondent et les rapports entre l'un et l'autre peuvent être nébuleux.

Outre le problème de qualification du contrat signé par l'entreprise publique et la nature de ses agissements, le fait qu'elle assume cette fonction de négociation et d'attribution, alors qu'elle participe elle-même, en tant que partenaire commercial, aux mêmes projets, a soulevé de nombreux problèmes de conflits d'intérêt. Il est d'ailleurs intéressant de relever que l'entreprise publique a été créée pour prendre en charge une mission au nom de l'Etat, la négociation et conclusion de contrats entrant dans ce cadre, et que cette même mission a été à l'origine de conflits d'intérêts et de détournements, qui ont eu pour conséquence une volonté de changement dans l'organisation institutionnelle du secteur.

b. Conflits d'intérêts découlant du double emploi de l'entreprise publique.

Lorsque l'entreprise publique est l'autorité responsable des licences et contrats pétroliers, et puisqu'elle participe elle-même à ces projets, il existe un risque qu'elle privilégie ses propres intérêts commerciaux, au détriment de ceux de l'Etat, dans le processus de décision et de sélection des partenaires, et qu'elle abuse de son pouvoir discrétionnaire dans le processus d'octroi. Les Etats ont créé des entreprises pétrolières nationales et les ont dotées d'importantes compétences, en estimant qu'elles seraient plus simples à apprivoiser que les compagnies multinationales⁹³⁴, mais ces entreprises publiques ont pu privilégier d'autres objectifs et s'éloigner du fondement initial de leur création⁹³⁵, à savoir être un instrument au service de l'Etat.

Un exemple frappant en est celui de l'asymétrie d'informations. C'est l'un des aspects qui défavorisait le gouvernement dans sa relation avec les compagnies étrangères, et c'est l'un des facteurs qui a conduit à la création d'entreprises publiques directement impliquées dans les opérations, afin de permettre à l'Etat d'obtenir des informations⁹³⁶. A leur création, les systèmes de gouvernance des

⁹³⁴ Coby van der Linde, *op.cit.*, page 100.

⁹³⁵ Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle », 2008, *op.cit.*, page 18.

⁹³⁶ Voir *supra*.

entreprises publiques pétrolières fonctionnaient alors comme une sorte de contrat entre l'Etat et l'entreprise publique, dans lequel l'Etat s'appuyait sur l'entreprise. Dans la relation « principal-agent » telle que définie par la science économique, l'Etat agissait alors en tant que « principal » et l'entreprise publique en tant qu'« agent », répondant aux objectifs qu'il avait fixés⁹³⁷.

Or, les entreprises nationales pétrolières ont acquis une telle expertise et ont pris un tel poids qu'elles ont, à leur tour, fait jouer les asymétries d'informations en leur faveur, et au détriment des gouvernements⁹³⁸. En contrôlant toutes les opérations, elles sont dans la possibilité de ne pas partager avec le gouvernement toutes les informations qu'elles détiennent, et d'utiliser cette asymétrie d'informations pour privilégier leurs propres intérêts commerciaux. La création des entreprises publiques n'a donc pas véritablement réglé le problème de l'information des gouvernements, mais il l'a surtout déplacé⁹³⁹.

Les Etats tentent de minimiser ces asymétries d'informations en mettant en place des procédures de contrôle, soit *a priori* (approbation des décisions importantes de l'entreprise publique, ratification des contrats, contrôle sur les coûts), soit *a posteriori* (audit, enquêtes)⁹⁴⁰. Mais d'un pays à l'autre, et également d'un contexte à l'autre, l'équilibre du pouvoir entre l'Etat et son entreprise publique va être très variable. Un exemple en est PDVSA, au Venezuela, qui à partir de la fin des années 1980, disposait d'une autonomie quasi-totale et d'un rôle important dans l'élaboration des politiques et stratégies du secteur et dans l'octroi des contrats, qui a effacé celui de l'Etat⁹⁴¹. L'arrivée au pouvoir d'Hugo Chavez, à la fin des années 1990, a profondément bouleversé la répartition des rôles et a replacé l'Etat au centre du processus décisionnel⁹⁴².

⁹³⁷ David R. Hulst, « Hybrid governance of national oil companies », *op.cit.*, page 66.

⁹³⁸ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 28.

⁹³⁹ Les problématiques relatives à la capture de la rente et aux asymétries d'informations ont pris encore plus d'ampleur, lorsque les entreprises pétrolières nationales ont commencé à investir à l'étranger, leurs activités internationales étant perçues par certains groupes gouvernementaux comme un moyen de dissimuler certaines ressources ou opérations du gouvernement, Paul Stevens, « National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle », 2008, *op.cit.*, page 20.

⁹⁴⁰ David R. Hulst, 2011, *op.cit.*, page 66.

⁹⁴¹ Achraf Benhassine, *op.cit.*, page 144 et s.

⁹⁴² *Ibid.*, page 200.

Les conflits d'intérêts liés aux divergences entre le gouvernement et l'entreprise publique, et au contrôle de celle-ci sur le choix des investisseurs étrangers, peuvent être illustrés à travers l'exemple de la tentative d'ouverture de l'amont des hydrocarbures en Arabie Saoudite.

En 1998, l'Arabie Saoudite a pris la décision d'ouvrir l'amont pétrolier et gazier à des compagnies multinationales, à travers une « *opening initiative* ». Les événements qui ont fait suite à cette décision ont mis en lumière le fonctionnement du secteur pétrolier saoudien et particulièrement le rôle qu'y joue Saudi Aramco. Ce projet a en effet révélé de profondes divergences dans les objectifs et stratégies de l'Etat et de Saudi Aramco⁹⁴³. Sont apparus des problèmes de répartition des pouvoirs entre les institutions agissant dans le secteur pétrolier (le Prince, le Ministère du pétrole et des ressources minérales et Saudi Aramco), et a montré les limites des rôles de chacune. Ce projet a fait naître beaucoup de tensions, moins entre Saudi Aramco et le ministère, qu'entre ces deux dernières institutions et d'autres entités gouvernementales hostiles à l'autonomie et à la primauté de la compagnie pétrolière, qui ont voulu profiter de cette initiative pour réduire son influence⁹⁴⁴. Au vu du séisme institutionnel qu'il a provoqué, ce projet de réforme constitue un événement important dans l'histoire énergétique et politique du pays.

Cette décision d'ouvrir le secteur de l'exploration-production à des investisseurs étrangers avait été prise durant l'été 1998, sur la base d'un rapport du Ministère des affaires étrangères. Ce dernier faisait état d'une série de réformes économiques majeures à adopter pour développer l'économie. C'était durant un cycle où les prix du pétrole étaient en chute et où le pays commençait à s'inquiéter des efforts d'investissements, notamment en matière de gaz, de Saudi Aramco⁹⁴⁵. Introduire un certain degré de concurrence devait donc servir à stimuler le secteur.

Mais le lancement de cette initiative a été épineux. C'est le Prince Abdallah, alors régent du royaume, qui a invité plusieurs entreprises multinationales à soumettre des

⁹⁴³ Paul Stevens, « Saudi Aramco: the jewel in the crown », in David G. Victor et al., *Oil and Governance : State-owned enterprises and the world energy supply*, *op.cit.*, page 189 ; Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 96.

⁹⁴⁴ *Ibid.*

⁹⁴⁵ Paul Stevens, « Saudi Aramco: the jewel in the crown », *op.cit.*, page 190.

offres. Saudi Aramco et le ministère du pétrole ont été très peu consultés durant ce processus, ce qui était absolument inédit⁹⁴⁶. Ces deux institutions n'ont été impliquées que plus tard, lors de la mise en application de la décision du Prince, afin de mieux définir le projet et de négocier avec les compagnies étrangères. Le comité responsable de l'évaluation des projets, présidé par le Ministre des affaires étrangères, a alors été mis en place. Il était constitué de trois représentants de Saudi Aramco et de trois représentants gouvernementaux. Alors que Saudi Aramco avait proposé que les soumissions des compagnies multinationales se fassent en une seule étape, avec des conditions clairement établies dès le départ, afin que les discussions ne se poursuivent pas longuement ou vainement, le Ministre des affaires étrangères a préféré engager des négociations avec les entreprises présélectionnées, ce qui a fait trainer en longueur les négociations.

Les compagnies soumissionnaires étaient obligées d'être en consortium pour chaque projet, afin qu'elles ne soumissionnent pas l'une contre l'autre⁹⁴⁷. Les projets incluaient des opérations dans l'amont et dans l'aval, sans que l'organisation contractuelle entre ces deux segments ne soit précisée. La question de la détermination du prix du gaz et des tarifs pour le transport du gaz était également problématique, et les investisseurs devaient, en fait, faire des offres sur des projets dont les considérations économiques ne pouvaient être connues qu'une fois la soumission déposée⁹⁴⁸. Le processus a été retardé, et il est devenu évident que l'ouverture du secteur pétrolier ne se ferait pas, et qu'il s'agirait plutôt de contrats de service relatifs au gaz⁹⁴⁹. Cependant la tarification du gaz était si élevée que les projets ne pouvaient pas être viables économiquement⁹⁵⁰.

L'inadéquation entre l'objectif initial de l'Etat et la mise en œuvre de ce programme s'explique principalement par le fait que Saudi Aramco était la seule entité compétente pour élaborer les critères de sélection et les contrats, et pour évaluer les propositions des compagnies, or cette dernière était très hostile à l'idée de leur implication. Elle voulait maintenir son monopole et garder l'ensemble des

⁹⁴⁶ *Ibid.* ; Pierre Audinet et al., *op.cit.*, page 51.

⁹⁴⁷ Il n'y avait ainsi pas de concurrence puisqu'il n'y avait qu'un consortium à chaque fois.

⁹⁴⁸ Paul Stevens, « Saudi Aramco: the jewel in the crown », *op.cit.*, page 190.

⁹⁴⁹ Pierre Audinet et al., *op.cit.*, page 51.

⁹⁵⁰ *Ibid.*, page 191. Seuls quatre accords ont été signés, avec des consortiums composés d'entreprises telles que Repsol, Eni, Sinopec, Shell, Lukoil, Total (qui s'était finalement retirée du consortium).

périmètres qui lui étaient réservés⁹⁵¹. Son exclusion des négociations, et l'idée qu'elle ne supervise pas les activités des sociétés étrangères⁹⁵², avait en outre exacerbé sa crainte d'être dépossédée de sa position prédominante au sein du Royaume⁹⁵³. L'asymétrie d'informations l'ayant avantagée, elle a pu user de son influence pour limiter l'ampleur du projet, et garder la mainmise sur les opérations⁹⁵⁴.

⁹⁵¹ Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 98.

⁹⁵² *Ibid.*, page 99. C'est le Ministère du pétrole et des affaires minérales qui aurait été en charge de cette supervision.

⁹⁵³ *Ibid.*, page 98.

⁹⁵⁴ Paul Stevens, « Saudi Aramco: the jewel in the crown », *op.cit.*, page 191.

Section 2. La remise en cause de la prépondérance de l'entreprise pétrolière publique

Octroyer toute une série de fonctions à l'entreprise pétrolière publique a permis à de nombreux gouvernements de pouvoir s'appuyer sur cette dernière pour atteindre plusieurs objectifs. Mais le pouvoir de cette dernière a pu devenir excessif, ce qui a conduit plusieurs Etats à vouloir le tempérer et limiter les missions assumées par l'entité nationale. Aussi, les conflits d'intérêts découlant de son double rôle de partenaire commercial et d'autorité en charge de l'attribution des contrats ont conduit à une volonté de séparation des fonctions. Cela devait en outre profiter à l'entreprise publique, en lui permettant de se focaliser sur ses activités commerciales.

Paragraphe 1. Vers la propagation du modèle de séparations des fonctions.

Le modèle de séparation des fonctions est directement inspiré du modèle norvégien, qui dispose d'une organisation tripartite de son secteur pétrolier. L'entreprise pétrolière publique y occupe une fonction purement commerciale, l'attribution et la conclusion des contrats passant par un organe gouvernemental, et l'élaboration des politiques relève de la compétence du Ministère en charge de l'énergie : il n'y a donc pas d'enchevêtrement. Ce modèle s'est révélé d'une si grande efficacité qu'il en est devenu une « *best practice* » recommandée par les institutions financières internationales dans leurs programmes d'aide, et par les instruments des organisations non-gouvernementales actives dans le secteur énergétique⁹⁵⁵. Il ne s'agit cependant pas d'une approche adaptée à tous les contextes nationaux. Sa réussite requiert quelques prérequis qui font défaut dans de nombreux pays en développement .

⁹⁵⁵ Thurber et al., *op.cit.*, page 19 ; Valérie Marcel, Patrick Heller, *op.cit.*, page 6.

A. La nécessité d'une séparation des fonctions entre l'entreprise publique et le gouvernement.

a. L'entremêlement des fonctions et des objectifs

Par l'ampleur de ses missions, et le peu de contrôle que l'Etat pouvait exercer sur elle, l'entreprise publique a souvent pris un poids considérable dans son pays d'origine. Ainsi, outre leur participation aux opérations commerciales relatives aux hydrocarbures, elles ont aussi pris part à l'élaboration des politiques et législations relatives au secteur, et même pu jouer un rôle conséquent dans le développement socio-économique de leur pays. Théoriquement, c'est le ministère de l'énergie ou du pétrole qui est compétent pour l'élaboration des politiques relatives au secteur pétrolier. Son niveau de capacité institutionnelle et de connaissances industrielles influera sur la relation qu'il aura avec l'entreprise publique, et sur le processus d'élaboration des politiques⁹⁵⁶. L'on se situera dans une approche appelée « *top-down* » lorsque le ministère domine effectivement ce processus⁹⁵⁷. A l'inverse, si l'asymétrie d'informations et de capacités profite à l'entreprise publique et qu'elle use de son influence, elle va elle-même être à l'origine des principaux objectifs du secteur. C'est ce que l'on appelle alors l'approche « *bottom-up* »⁹⁵⁸.

La plupart des pays qui ont créé des entreprises publiques, leur octroyant un rôle direct ou indirect dans la procédure de sélection des partenaires étrangers, et en les impliquant, par le biais de consultations ou de collaborations⁹⁵⁹, dans l'élaboration des politiques et lois relatives au secteur, ont plutôt tendu vers l'approche « *bottom-up* »⁹⁶⁰. Dans de nombreux cas, cette concentration des pouvoirs en son sein avait comme conséquence un faible contrôle du gouvernement sur l'entreprise.

⁹⁵⁶ Bianca Sarbu, *op.cit.*, page 24.

⁹⁵⁷ Glada Lahn et al., *op.cit.*, page 21.

⁹⁵⁸ *Ibid.*

⁹⁵⁹ Dans la préparation des lois et règlements, il arrive souvent que le ministère demande l'avis de l'entreprise nationale sur les projets de textes. En Algérie par exemple, la Sonatrach est directement impliquée dans l'élaboration des lois et règlements du secteur. John P. Entelis, « Sonatrach : the political economy of an Algerian state institution » in David G. Victor and al., *Oil and Governance : State-Owned enterprises and the world energy supply*, *op.cit.*, page 573.

⁹⁶⁰ Cette position prépondérante pouvait fluctuer en fonction des contextes et de personnalités occupant les postes-clés. Au Venezuela, la relation de PDVSA avec le gouvernement a par exemple radicalement changé durant l'ère Chavez. Le premier PDG de Statoil a également joué un rôle politique important.

Il faut cependant replacer ce rapport dans le contexte des relations entre l'entreprise publique et l'Etat. Celles-ci sont très complexes, compte tenu du fait que les deux peuvent être très interconnectés. L'entreprise publique se mêle des politiques du secteur et usurpe les prérogatives gouvernementales, mais l'Etat interfère à son tour dans les décisions commerciales et stratégiques de l'entreprise, leur donnant une teinte politique. Les interactions entre l'Etat et l'entreprise publique sont parfois si complexes et denses qu'il est alors difficile de distinguer l'Etat de son entreprise publique dans leurs agissements⁹⁶¹.

Cette répartition parfois ambiguë des rôles et responsabilités⁹⁶², où l'on distingue mal la stratégie de l'entreprise de la politique du gouvernement⁹⁶³, a conduit à de nombreuses difficultés en termes de conflits d'intérêts⁹⁶⁴, mais également en termes de performance, de cohérence dans les objectifs, d'efficacité dans le processus de décision et de gouvernance⁹⁶⁵. En raison de toutes ces difficultés, et afin d'améliorer la performance de l'entreprise publique en la laissant se focaliser sur ses activités commerciales, de plus en plus d'Etats ont choisi, ces dernières années, d'adopter ce que l'on appelle, dans l'industrie pétrolière, le modèle de séparation des fonctions.

b. Le modèle de séparation des fonctions

La Norvège, mais également le Brésil, sont souvent cités et pris en référence pour illustrer le modèle de la séparation des fonctions. Ces deux pays ont cependant des approches différentes. En Norvège, il a été décidé, dès la création de l'entreprise publique Statoil en 1972, de donner une compétence exclusivement commerciale à cette dernière. L'élaboration des politiques du secteur et l'octroi des licences revient au Ministère de l'énergie et du pétrole⁹⁶⁶, et la régulation du secteur et des opérations

⁹⁶¹ Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 102.

⁹⁶² En Arabie Saoudite, en Iran et au Koweït, il est arrivé que le gouvernement demande à l'entreprise publique de nommer des conseillers du ministère, et de prendre part aux comités stratégiques du gouvernement. A l'exception des Emirats Arabes Unis (où le ministère du pétrole a un rôle limité), la collaboration est particulièrement importante pour les décisions relatives aux capacités de production, l'expertise de l'entreprise étant nécessaire. Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, page 79.

⁹⁶³ *Ibid.*, pages 85 et 86.

⁹⁶⁴ Voir *supra*, section 1.

⁹⁶⁵ Bianca Sarbu, *op.cit.*, page 25 ; pour une étude sur les performances des compagnies pétrolières au Moyen-Orient, Pierre Audinet et al., *op.cit.*

⁹⁶⁶ En Norvège, une licence d'exploration ou de production est une forme d'accord de concession, qui permet à la compagnie ayant présenté la meilleure offre d'avoir des droits exclusifs d'exploration

des compagnies opérant sur le plateau continental norvégien est assumée par un organe gouvernemental, le Norwegian Petroleum Directorate (NPD)⁹⁶⁷. La Norvège, lors de l'établissement de son régime juridique pétrolier, avait longuement examiné les modes de fonctionnement du secteur dans d'autres pays pétroliers, y compris du Moyen-Orient, et sa décision de créer une entreprise publique qui soit opératrice s'était faite en phase avec le contexte des années 1970, où la plupart des pays producteurs avaient établi des entreprises de la sorte⁹⁶⁸. Il est donc intéressant de noter qu'un pays qui avait étudié les approches d'autres Etats, pour éviter de reproduire des erreurs constatées et s'inspirer de certains éléments positifs, est aujourd'hui le pays dont l'organisation du secteur pétrolier est érigée en modèle⁹⁶⁹.

Le Brésil, qui est également souvent cité en exemple, a toutefois eu une histoire pétrolière et une approche différentes. Petrobras, à sa création en 1953, disposait d'un monopole sur l'exploration-production. Lors de la libéralisation du secteur en 1997, elle fut soumise aux mêmes conditions de concurrence que les autres compagnies étrangères et/ou privées. La compétence d'octroi des licences et de réglementation des opérations a été confiée une agence nouvellement créée, l'ANP⁹⁷⁰.

Depuis une dizaine d'années, plusieurs autres Etats, afin de contrer les difficultés inhérentes à la confusion des rôles entre l'entreprise publique et le gouvernement, ont adopté ce régime de séparation des fonctions, et ont ainsi bouleversé l'organisation institutionnelle et le régime juridique de leur secteur pétrolier, et de leur entreprise publique⁹⁷¹.

et/ou de production sur une zone donnée. Le Brésil a un système similaire. <http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/>

⁹⁶⁷ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 47 ; Ernst Nordtveit, « Regulation of the Norwegian upstream petroleum sector », in Tina Hunter (Dir.), *Regulation of the Upstream Petroleum Sector : A comparative study of licensing and concession systems*, Edward Elgar Publishing, United Kingdom, 2015, page 140 .

⁹⁶⁸ Dag Harald Claes, *op.cit.*, page 47.

⁹⁶⁹ La Norvège voulait notamment éviter de reproduire ce qu'avait fait le Danemark, qui avait confié une concession exclusive, couvrant toute la zone minière danoise, à une seule et même entreprise (voir *infra*). La Norvège avait aussi longuement tergiversé sur la question de créer une entreprise publique qui soit opératrice ou non-opératrice, et sur l'étendue de ses pouvoirs (voir *infra*).

⁹⁷⁰ *Agencia Nacional de Petroleo*, créée par le Décret n°2.455 du 14 janvier 1998.

⁹⁷¹ Parmi eux, l'Algérie, la Colombie, l'Indonésie, le Nigéria.

Ce modèle, qui garantit que l'entreprise publique pourra se focaliser sur ses activités commerciales, ce qui lui permettra d'améliorer ses performances, est donc aussi censé garantir un meilleur équilibre des pouvoirs, et une meilleure transparence du secteur. La mise en place d'une agence gouvernementale distincte⁹⁷² (ou d'un département au sein du ministère de l'énergie), pour l'octroi des contrats ou licences est en effet censée être un gage que la procédure se fera dans l'intérêt de l'Etat, puisqu'il n'y a plus immixtion de l'entreprise publique dans la décision, et que seul l'intérêt de l'Etat primera. La nouvelle entité, contrairement à l'entreprise publique, ne verra également pas d'inconvénient à rendre la procédure publique et à divulguer les critères de soumission et les offres choisies. C'est donc également cette entité qui sera chargée de la préparation des contrats, du choix des critères de soumission, de l'organisation de l'appel d'offres et des communications avec les entreprises intéressées.

Aussi, la promotion de l'investissement, qui consiste en la mise en valeur et la promotion des périmètres disponibles pour l'exploration et l'exploitation, est une fonction qui reviendra à cet organe⁹⁷³. Alors que l'entreprise publique n'a aucun intérêt à promouvoir des périmètres qui pourraient intéresser les investisseurs étrangers et/ou privés, étant donné qu'elle préfère garder le maximum de périmètres à sa disposition, un organe distinct, qui n'a pas ce type de conflit d'intérêts, est alors plus approprié pour ce genre de politiques. Cette entité sera également en charge, suite à la conclusion du contrat, du suivi des opérations et du respect de la réglementation. Dans certains pays, comme en Algérie depuis 2005, où la nouvelle organisation institutionnelle a été mise en place, il existe désormais deux organes gouvernementaux indépendants, l'un consacré à la promotion des investissements et l'octroi et des licences (*ALNAFT*), et l'autre à la régulation des activités (*Autorité de Régulation des Hydrocarbures*).

Afin de mener à bien ces fonctions, et de pouvoir négocier ou discuter de façon efficace avec les sociétés étrangères, la nouvelle entité doit nécessairement avoir un

⁹⁷² Nous la nommerons indifféremment agence, organe, autorité ou entité. Son appellation varie selon les pays, mais répond essentiellement aux mêmes caractéristiques.

⁹⁷³ Michael Bunter, *The promotion and licensing of petroleum prospective acreage*, 2002, *op.cit*, page 128.

personnel très compétent⁹⁷⁴. Il est également important que celui-ci soit indépendant de l'entreprise publique, afin qu'il n'y ait pas d'emprise ou d'influence de cette dernière. Ce dernier aspect est d'ailleurs très problématique, et son défaut peut miner l'efficacité de ce modèle⁹⁷⁵. Cela a par exemple été le cas au Nigéria, qui a tenté à deux reprises d'appliquer ce modèle, mais l'agence en charge d'octroi des contrats manquait d'autonomie et subissait l'influence de l'entreprise publique et des interférences gouvernementales. La séparation des fonctions était fictive⁹⁷⁶, ce qui a conduit à des procédures inefficaces, et même contre-productives⁹⁷⁷.

Ce modèle, pour pouvoir s'appliquer correctement, exige en effet que certains prérequis soient remplis. Faute de quoi, la mise en œuvre de ce système peut considérablement nuire à l'industrie pétrolière du pays. Cette approche a également des conséquences plus larges sur le rôle de l'entreprise publique et son rapport à l'Etat.

B. Limites et corollaires du modèle de séparation des fonctions.

Alors que ce modèle de séparation des fonctions a fait l'objet d'un consensus international et est considéré comme l'une des meilleures pratiques de l'industrie pétrolière⁹⁷⁸, la mauvaise expérience de certains pays et les leçons qui en ont été tirées amènent à le tempérer, ou du moins à requérir la réunion d'un certain nombre de critères avant qu'il ne soit mis en place.

Une illustration de cette inflexion se reflète dans la Charte des Ressources Naturelles. Le premier texte, adopté en 2010, avait consacré cette approche comme modèle à suivre par tous les pays producteurs d'hydrocarbures, alors que la seconde version de 2014 est venue modérer ce constat initial, en précisant qu'il nécessitait une capacité institutionnelle suffisante au sein de l'Etat⁹⁷⁹. Car si l'entreprise publique

⁹⁷⁴ *Ibid.*

⁹⁷⁵ Mark Thurber et al, 2010, *op.cit.*, page 14.

⁹⁷⁶ *Ibid.*, page 10.

⁹⁷⁷ *Ibid.*, page 17.

⁹⁷⁸ Patrick Heller, Valérie Marcel, 2012, *op.cit.*, page 6.

⁹⁷⁹ Précepte 6 « Entreprises nationales de ressources naturelles », accessible à : https://resourcegovernance.org/sites/default/files/Natural_Resource_Charter_French20141002.pdf

s'est très bien développée et a acquis une forte capacité, et que tel n'est pas le cas des autres institutions du secteur, leur confier des missions qui étaient auparavant prises en charge par l'entreprise publique ne les rendra pas, *de facto*, compétentes pour le faire. Il faut qu'au préalable elles aient développé des aptitudes et une capacité suffisantes pour mener à bien ces nouvelles fonctions de régulation et de supervision. Lorsqu'une entreprise publique doit céder tout ou partie de ses prérogatives de puissance publique, il est fréquent qu'elle soit réticente à le faire. Des entreprises telles que la Sonatrach ou Saudi Aramco⁹⁸⁰ avaient d'ailleurs interprété ce transfert de fonctions comme une critique de leur travail. Certains responsables au sein de ces entreprises avaient tenté de s'opposer à une telle réforme, arguant du fait qu'elles étaient les mieux qualifiées pour mener les négociations avec les sociétés étrangères ou organiser les appels d'offres, précisément en raison de leur implication au sein des opérations et de l'expertise technique qu'elles en tiraient, et qu'une nouvelle entité ne serait pas aussi efficace pour assumer ces fonctions⁹⁸¹.

L'entreprise nationale, qui aura perdu des prérogatives importantes, voudra continuer à exercer son influence et à privilégier ses intérêts. Il est donc essentiel qu'il existe une réelle séparation entre l'organe ou le département en charge de l'octroi des contrats, et l'entreprise publique. En Indonésie, la séparation des fonctions, établie en 2001, a pu s'implanter efficacement pour la raison inverse: l'administration publique était plutôt faible, mais Pertamina, l'entreprise publique, n'avait pas une capacité institutionnelle très forte ou une influence étendue, et ainsi le nouvel organe de régulation a été capable d'être dans un rapport égalitaire avec elle, et de contrôler ses activités en toute indépendance⁹⁸².

Aussi, puisque souvent l'entreprise publique concentrait toutes les compétences nationales, il est fréquent que le personnel et les responsables de la nouvelle entité créée proviennent de l'entreprise publique⁹⁸³. Cette pratique a été critiquée, en ce qu'elle remettrait en cause l'autonomie de l'agence et la séparation des fonctions⁹⁸⁴. Il faut tenir compte du fait que certains pays n'ont pas d'autre choix, au début de la

⁹⁸⁰ Lors du lancement du projet « *Opening initiative* », voir *supra*.

⁹⁸¹ Valérie Marcel, 2006, *op.cit.*, pages 97 et 98.

⁹⁸² Patrick Heller, Valérie Marcel, 2012, *op.cit.*, page 33.

⁹⁸³ John P. Entelis, *op.cit.*, page 582.

⁹⁸⁴ *Ibid.*

mise en place du nouveau système, et qu'il y a nécessairement une période d'ajustement, avant que l'entité nouvellement créée ne puisse s'imposer face à l'entreprise publique⁹⁸⁵.

Mais lorsque la capacité institutionnelle de l'Etat est faible, et que tous les éléments portent à croire que la création d'une nouvelle autorité de régulation ne serait pas efficace, il est alors recommandé de concentrer toutes les ressources et compétences au sein de l'entreprise publique, en y séparant le département en charge de l'octroi des contrats et de leur supervision, de celui qui sera en charge des opérations commerciales⁹⁸⁶. Bien que ce modèle ne soit pas encore étendu à la plupart des pays producteurs, que son efficacité puisse être remise en cause, et qu'il existe encore plusieurs entreprises publiques qui concentrent en leur sein des fonctions commerciales et des prérogatives de puissance publique⁹⁸⁷, il semble pourtant vraisemblable que cette approche de séparation des fonctions se répande davantage.

La mise en place de ce modèle a pu faire penser, qu'en vertu de cette nouvelle organisation, l'entreprise publique, qui devient alors une entité purement et exclusivement commerciale, n'est plus considérée comme « gardienne des ressources » ou instrument de l'Etat. Ce qui reviendrait à considérer que cette position lui était accordée en vertu de la délégation de prérogatives de puissance publique. Or, ce statut particulier de l'entreprise publique est aussi et surtout lié au fait qu'elle « représente » l'Etat dans les opérations⁹⁸⁸, prenant en charge sa participation et lui transférant la part des revenus qui lui revient. Ainsi, la perte de prérogatives publiques ne suffit pas à la départir de ce statut.

Cette idée découle également du fait que le modèle de séparation des fonctions a un corollaire indirect, celui de l'égalisation des conditions de concurrence entre l'entreprise publique et les compagnies privées et/ou étrangères opérant dans le pays. Cette égalisation signifie que l'entreprise publique ne dispose plus d'aucun traitement

⁹⁸⁵ Comme cela pu être le cas en Norvège où, initialement, Statoil pouvait être réticente à collaborer ou à transmettre des informations au ministère de l'énergie ou au NPD, ce dernier ayant en outre débuté ses activités avec des ressources limitées. Le Brésil a par ailleurs eu la même expérience avec Petrobras et l'ANP.

⁹⁸⁶ Patrick Heller, Valérie Marcel, *op.cit.*, 2012, page 29; Glada Lahn et al., *op.cit.*, page 49.

⁹⁸⁷ Malaisie, Ghana, Angola. Ce dernier pays envisage cependant de relever l'entreprise publique, Sonangol, de sa fonction d'attribution des contrats.

⁹⁸⁸ A travers des contrats de partage de production ou tout autre forme d'accord de participation.

préférentiel ou d'une participation obligatoire ou majoritaire dans les contrats. Cela implique en outre que l'Etat ne souhaite plus faire participer son entreprise publique à l'ensemble des projets d'exploration-production. Cela peut expliquer pourquoi très peu de pays qui avaient créé des entreprises nationales afin de pouvoir prendre une participation directe dans les opérations pétrolières, en leur octroyant un monopole ou un traitement privilégié, ont mis en œuvre et maintenu une telle égalisation⁹⁸⁹.

C'est uniquement dans ce cas de figure, celui où l'entreprise publique est traitée de la même manière que n'importe quelle autre entreprise, que l'on peut envisager qu'elle ne soit plus un instrument de l'Etat ou un agent de sauvegarde des ressources nationales. La privatisation partielle peut constituer un élément supplémentaire vers cette étape, puisque l'Etat devra alors créer une autre entité pour gérer ses participations, comme dans le cas de la Norvège, où Statoil ne peut plus exercer cette mission⁹⁹⁰. Il y a donc deux facteurs qui ôtent à l'entreprise publique sa qualification de « gardienne des ressources » : la suppression de tout traitement préférentiel pour l'accès aux réserves et l'absence de gestion des participations de l'Etat.

Cependant, les politiques de l'Etat ne sont pas statiques et peuvent évoluer en fonction des contextes économiques. Le Brésil a par exemple opéré quelques revirements eu égard à la participation de Petrobras⁹⁹¹. Tel n'a pas été le cas de la Norvège, mais l'étude de son modèle nous permettra de voir que même lorsque l'entreprise nationale bénéficie des mêmes conditions de concurrence que les sociétés étrangères, et qu'elle est de surcroît, partiellement privatisée, les interférences avec son Etat n'en sont pas pour autant rompues.

⁹⁸⁹ « State participation in oil and gas mining », Natural Resource Governance Institute, janvier 2015, accessible à : https://resourcegovernance.org/sites/default/files/nrgi_StateParticipation_20150311.pdf
D'autres pays ont, à un moment ou un autre, égalisé les conditions de concurrence entre l'entreprise publique et les autres compagnies, mais lui ont ensuite rétabli une participation obligatoire.

⁹⁹⁰ La gestion des participations de l'Etat norvégien dans les licences pétrolières a été transférée de Statoil à l'entreprise publique Petoro AS, créée le 9 mai 2001.

⁹⁹¹ Voir *infra*.

Paragraphe 2. Illustrations du modèle de séparations des fonctions.

La Norvège et le Brésil se sont illustrés dans ce modèle⁹⁹², auquel aspirent de nombreux pays. Ce succès a été fonction de plusieurs facteurs. L'étude de l'organisation du secteur pétrolier de ces deux pays montrera les éléments qui ont conduit à sa mise en œuvre et sa réussite, le rapport entre l'investissement étranger et cette approche, ainsi que les limites de ce modèle.

A. La place de Statoil dans le régime juridique pétrolier norvégien.

a. L'organisation du secteur.

La Norvège a débuté son exploitation pétrolière au début des années 1970. En effet, jusque dans les années 1960, il n'y avait pas eu de recherche ou de travaux d'exploration sur le territoire et sur le plateau continental. Mais la découverte de gaz naturel en 1959 aux Pays-Bas a suscité l'intérêt de certaines compagnies multinationales pour la Norvège⁹⁹³. C'est ainsi qu'en octobre 1962, le Ministère des affaires étrangères a reçu une demande de l'entreprise américaine Philips Petroleum pour l'obtention d'une licence exclusive d'exploration sur le plateau continental. Les autorités ont rejeté cette demande mais cette requête les a fait considérer la question et l'opportunité de créer un régime juridique pour cette zone, en vue d'éventuelles futures activités⁹⁹⁴. Le Ministère des affaires étrangères a donc saisi cette occasion pour mettre en place un comité afin de réfléchir à la meilleure façon d'exploiter les ressources et pour créer un cadre juridique pour l'attribution de celles-ci⁹⁹⁵.

⁹⁹² Thurber et al., *op.cit.*, page 22.

⁹⁹³ Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 132.

⁹⁹⁴ Benedicte Tangen Istad, Mark Thurber, « Norway's evolving champion : Statoil and the politics of state enterprise », in David G. Victor and al., *Oil and governance : State-owned enterprises and the world energy supply*, *op.cit.*, page 605.

⁹⁹⁵ Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 132.

Ce comité a dû d'abord délimiter les ressources de la Mer du Nord appartenant à la Norvège, et des accords de délimitation du plateau continental ont ainsi été conclus avec le Royaume-Uni et le Danemark en mars 1965⁹⁹⁶, suivant le tracé d'une ligne médiane, conformément à la Convention sur le plateau continental⁹⁹⁷. Ces accords sont d'une importance majeure pour la Norvège, étant donné que la plupart des grands gisements sont situés près des frontières, ou s'y entremêlent⁹⁹⁸. Il y a eu par la suite plusieurs accords d'unitisation⁹⁹⁹, qui ont eu une influence directe sur le rythme d'octroi des licences¹⁰⁰⁰. C'est également dans ce contexte que la Norvège a proposé à la Russie de conclure un accord pour la délimitation du plateau continental en Mer de Barents, mais celle-ci s'est avérée davantage problématique¹⁰⁰¹.

⁹⁹⁶ « Agreement relating to the delimitation of the continental shelf between United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and Norway », 10 mars 1965, accessible à : <https://treaties.un.org/doc/Publication/UNTS/Volume%20551/volume-551-I-8043-English.pdf>
« Agreement between Denmark and Norway relating to the delimitation of the continental shelf », 8 décembre 1965, accessible à : <http://www.un.org/depts/los/LEGISLATIONANDTREATIES/PDFFILES/TREATIES/DNK-NOR1965CS.PDF>

⁹⁹⁷ Article 6.1 de la Convention sur le plateau continental, conclue à Genève le 29 avril 1958 : « Dans le cas où un même plateau continental est adjacent aux territoires de deux ou plusieurs Etats dont les côtes se font face, la délimitation du plateau continental entre ces Etats est déterminée par accord entre ces Etats. A défaut d'accord, et à moins que des circonstances spéciales ne justifient une autre délimitation, celle-ci est constituée par la ligne médiane dont tous les points sont équidistants des points les plus proches des lignes de base à partir desquelles est mesurée la largeur de la mer territoriale de chacun de ces Etats. » Sur les accords bilatéraux de délimitation du plateau continental, v. Hartini Dipla, *Le régime juridique des îles dans le droit international de la mer*, Graduate Institute Publications, Genève, 1984, page 121.

⁹⁹⁸ Le gisement *Ekofisk* est situé près de la frontière du plateau continental danois, et le gisement *Statfjord* fait partie du périmètre unitisé avec la Grande-Bretagne (où il d'ailleurs est appelé *Murchison*).

⁹⁹⁹ Accords d'exploitation commune.

¹⁰⁰⁰ Traité d'unitisation conclu avec l'Islande, relatif aux dépôts d'hydrocarbures transfrontaliers, signé le 3 novembre 2008. Accessible à : <https://treaties.un.org/doc/Publication/UNTS/No%20Volume/50378/Part/I-50378-0800000280321996.pdf>

¹⁰⁰¹ La délimitation en Mer de Barents et dans l'Océan Arctique a suscité des divergences avec la Russie. Alors que les deux pays sont signataires de la convention sur le plateau continental, la Norvège, pour la délimitation s'appuyait sur le principe de la Ligne Médiane, la Russie se basait sur le principe dit « des secteurs ». Les négociations portaient donc sur le fait de savoir s'il existait des circonstances exceptionnelles qui justifiaient le recours à un mode de délimitation autre que celui de la ligne médiane, tel que le prévoit l'article 6.1 de la Convention. Après près de quarante ans de négociations, un traité relatif à la délimitation et à la coopération maritime en Mer de Barents et dans l'océan arctique, a été conclu le 15 septembre 2010. La solution trouvée représente un compromis entre les deux positions, et consiste en une ligne de délimitation « définie par huit points », déterminée à l'article 1 du Traité, et qui est conforme au droit international public en la matière. Les dispositions relatives aux hydrocarbures transfrontaliers sont prévues à l'article 5 du traité et fixent les modalités de coopération entre les deux pays à cet égard. Fife Role Einar, « Le Traité du 15 septembre 2010 entre la Norvège et la Russie relatif à la délimitation et à la coopération maritime en mer de Barents et dans l'océan arctique », *Annuaire français de droit international*, volume 56, 2010, page 407.

Texte du Traité accessible à : https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/SMK/Vedlegg/2010/avtale_engelsk.pdf

Suite à l'adoption d'un décret le 31 mai 1963 proclamant ses droits exclusifs de recherche et d'exploitation sur son plateau continental¹⁰⁰², une première loi pétrolière, relative à l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles sous-marines a été promulguée le 21 juin 1963¹⁰⁰³. Conformément à cette loi, toutes les activités d'exploration et de production doivent être soumises à l'obtention d'une licence octroyée par le Roi¹⁰⁰⁴.

Parallèlement à l'adoption de cette loi, le travail du comité du Ministère des affaires étrangères a été codifié, le 9 avril 1965, dans un décret relatif au pétrole et au gaz¹⁰⁰⁵, qui prévoyait notamment des règles gouvernant les appels d'offres. Car la mission principale du comité était de mettre en place un régime juridique relatif à l'octroi des périmètres d'exploration et d'exploitation à des entreprises privées. Le gouvernement tenait à ce que celui-ci soit le plus efficace possible et pour ce faire, a étudié les modèles des pays voisins. La Norvège avait à cœur de ne pas reproduire l'exemple du Danemark, qui avait cédé tous les droits d'exploration et de production des hydrocarbures à une seule compagnie danoise en 1962¹⁰⁰⁶. Le comité prenait plutôt exemple sur le Royaume-Uni¹⁰⁰⁷. Après promulgation de ce décret, le premier appel d'offres a été organisé en 1965. Des licences d'exploitation pour soixante-dix-huit blocs en Mer du Nord ont été attribuées¹⁰⁰⁸. Les appels d'offres seront organisés par le ministère de l'industrie et auront lieu sur une base annuelle¹⁰⁰⁹.

¹⁰⁰² « Royal Decree of 31 May 1963 relating to the sovereignty of Norway over the Sea-Bed and subsoil outside the Norwegian Coast ». La Norvège avait suivi l'exemple d'autres pays, tel que le Royaume-Uni et les Pays-Bas. Martine Rémond, *L'exploration pétrolière en mer et le droit*, Editions Technip, Paris, 1970, page 38.

¹⁰⁰³ « Act of 21 June 1963 Relating to Exploration and Exploitation of submarine natural resources ». Ce texte a prévalu jusqu'à l'adoption de la loi n°11 du 22 mars 1985 relative aux activités pétrolières (« Act of 22 March 1985 n.11 pertaining to petroleum »)

¹⁰⁰⁴ A l'occasion d'un conseil des ministres présidé par le Roi.

¹⁰⁰⁵ « Royal Decree of 9 April 1965 relating to Exploration for and Exploitation of Petroleum Deposits in the Sea-Bed and its subsoil on the Norwegian Continental Shelf ».

¹⁰⁰⁶ L'entreprise A.P. Moller et deux de ses filiales ont obtenu des concessions pour une durée de 50 ans sur l'ensemble des gisements danois. Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 605.

¹⁰⁰⁷ La Grande-Bretagne avait déjà débuté son processus d'attribution des licences offshore, et bien que les deux pays n'allaient pas avoir la même approche du rythme d'octroi des licences, la Grande-Bretagne a servi d'exemple et n'a pas hésité à aider le comité norvégien. Les membres du comité ont également étudié les expériences des Pays-Bas et de l'Allemagne, et ont accordé beaucoup d'attention aux évolutions en cours au Moyen-Orient, notamment eu égard à la participation de l'État dans les contrats. Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 646.

¹⁰⁰⁸ Un bloc est défini en suivant des coordonnées géographiques délimitées par le décret. Le plateau continental est ainsi divisé en plusieurs blocs, et une licence peut couvrir un ou plusieurs blocs, ou une partie d'entre eux.

¹⁰⁰⁹ Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 134.

La première grande découverte de pétrole a été faite par Philips Petroleum sur le gisement d'*Ekosfisk* en décembre 1969. C'est suite à cette découverte que le Parlement a souhaité définir de façon plus précise les objectifs de l'exploitation pétrolière et les instruments que l'Etat devait utiliser pour les atteindre¹⁰¹⁰.

Dans un rapport parlementaire intitulé « *exploration and exploitation of subsea natural resources on the Norwegian continental shelf* », le Parlement a adopté « *Ten Oil Commandments* »¹⁰¹¹. L'idée de la création d'une entreprise pétrolière publique, ayant pour but de protéger les intérêts commerciaux de l'Etat, y figure. Durant les débats parlementaires, il est clairement apparu que l'orientation que voulait prendre la Norvège était différente de celle de la plupart des autres pays qui allaient devenir des pays producteurs et exportateurs d'hydrocarbures. La Norvège avait en effet comme préoccupations majeures le maintien la cohésion sociale et la protection des autres industries et ressources naturelles. Il existait, par exemple, une différence d'approche avec celle du Royaume-Uni, et cela reflétait en réalité dans les considérations économiques et démographiques¹⁰¹². Les préoccupations du gouvernement ont été exprimées dans un rapport du Ministère des finances au Parlement¹⁰¹³.

¹⁰¹⁰ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 605.

¹⁰¹¹ Rapport parlementaire du 14 juin 1971 (White Paper n°76) : “*In accordance with the government’s view that an oil policy should be developed with the aim of ensuring that the natural resources on the Norwegian Continental Shelf are exploited for the benefit of the whole society, the committee prescribes:*

1. *That national management and control of all operations on the Norwegian Continental Shelf be ensured*
2. *That petroleum discoveries on the NCS be exploited so as to make Norway as independent as possible with regards to supply of crude oil*
3. *That a new industry based on petroleum be developed*
4. *That the development of a petroleum industry occur with due consideration for existing industry and the natural environment*
5. *That the flaring of gas not be allowed except for short testing periods*
6. *That petroleum from the NCS should as a general rule be landed in Norway except in cases where socio-political considerations dictate another solution*
7. *That the state involve itself at all appropriate levels to coordinate Norwegian interests within the Norwegian petroleum industry and to create an integrated Norwegian oil community*
8. *That a national oil company be established to attend to the government’s commercial interests and to facilitate cooperation with domestic and foreign oil interests*
9. *That activities north of the 62nd parallel be compatible with the distinct socio-political conditions in that region of the country*
10. *That it be understood that Norwegian petroleum discoveries will present new tasks for Norwegian foreign policy”*

Starting white paper n°28 (2010-2011), «An industry for the future – Norway’s petroleum activities », Norwegian Ministry of Petroleum and Energy.

¹⁰¹² Oysten Noreng l’explique ainsi « *The British desperately need an economic miracle while the Norwegians could do without one* ». Oysten Noreng, *The oil industry strategy in the North Sea*, Routledge, London, 2016, Volume II, page 110.

¹⁰¹³ *White paper n° 25 « Petroleum activity and its position in the Norwegian society » (1973-1974) in An industry for the future: Norway’s Petroleum activities*, Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2011, page 5. Ce rapport a étudié les effets potentiels de l'industrie pétrolière sur différents

Ce rapport parlementaire, conformément aux « *Ten Oil Commandments* », recommandait que le contrôle de l'Etat sur les opérations pétrolières soit accru, tant sur le rythme de production, afin de faire en sorte que le développement du secteur ne dépasse pas la capacité du pays à s'y adapter, que sur les opérations ayant lieu sur le plateau continental, afin d'y protéger les ressources marines¹⁰¹⁴. La présence de l'Etat dans les opérations, afin d'assurer une supervision effective des activités, semblait incontournable.

La production du gisement d'*Ekofisk* a débuté en 1971 et d'autres découvertes ont suivi¹⁰¹⁵, tandis que le gouvernement mettait en place une structure institutionnelle adéquate pour la gestion du secteur.

b. La mise en place du modèle tripartite de séparation des fonctions

En 1966, le Ministère de l'industrie a créé un département chargé des affaires pétrolières, la « *Petroleum Section* »¹⁰¹⁶. L'objectif de ce département était de gérer toutes les affaires relatives à l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières. Il s'agissait là d'une organisation temporaire, qui était appelée à être renforcée en cas de découvertes commerciales ultérieures¹⁰¹⁷. Le 18 septembre 1970 a d'ailleurs été mis en place un comité dont la mission était de faire des recommandations en vue d'une nouvelle structure pour la gestion des affaires pétrolières. Le Ministère de l'industrie lui avait donné quelques lignes directrices, et la possibilité d'une participation de l'Etat dans les opérations en faisait partie¹⁰¹⁸.

aspects économiques et sociaux, en détaillant par exemple les répercussions que cela pouvait avoir sur les employés du secteur.

¹⁰¹⁴ *Ibid.*

¹⁰¹⁵ Gisement de gaz naturel *Frigg* en 1971, et *Statfjord* en 1974 qui est l'un des plus grands gisements de pétrole offshore dans le monde. Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 134.

¹⁰¹⁶ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 46.

¹⁰¹⁷ Rapport du ministère de l'industrie au Parlement du 12 juin 1970, « *Norway prepares for the oil age* », *National Library of Norway*, accessible à :

https://www.nb.no/ekofisk/getfile.php?collection=tiden&url=no-nb_digavisside_400142

¹⁰¹⁸ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 46 et 47.

Ce rapport daté 24 mars 1971, faisait état des expériences et tendances dans les autres pays riches en pétrole, et insistait notamment sur la participation nationale dans le secteur :

« *The agreements often include clauses on possible participation by the state in the case of commercial discovery. There are also many other forms for cooperation agreements. As a consequence of this more proactive attitude, sizeable institutions have been established in many producing countries to take care of the state's interest in this area. Many countries have for example established oil companies* »¹⁰¹⁹.

Dans ses conclusions, le comité a alors proposé une organisation tripartite du secteur, qui constitue les prémices de ce qui allait devenir le « modèle norvégien ». Le Ministère de l'industrie poursuivrait la prise en charge de l'élaboration des politiques, des objectifs du secteur et de l'octroi des licences. Le comité a également recommandé la création d'un « *shelf directorate* » pour la supervision des activités sur le plateau continental, et l'établissement d'une société pétrolière nationale, qui agirait en tant que *holding*, afin de gérer la participation de l'Etat dans les licences, et qui ne participerait pas directement aux activités pétrolières¹⁰²⁰. Ce choix relevait d'une solution de compromis entre deux positions divergentes au sein du comité. La première est celle selon laquelle la participation de l'Etat est indispensable dans un secteur aussi stratégique que le pétrole, alors que la seconde propose d'éviter toute implication opérationnelle étatique dans une industrie aussi risquée¹⁰²¹.

Les responsables politiques et fonctionnaires du Ministère de l'industrie s'entendaient sur la nécessité de créer une entreprise publique, mais toutefois pas pour les mêmes considérations. D'une part, les responsables politiques envisageaient l'entreprise publique comme un instrument étatique, à savoir une entreprise qui fixerait par exemple ses taux de production conformément aux instructions gouvernementales, et qui développerait une expertise qu'elle partagerait directement avec les agences de régulation, afin que ces dernières puissent effectivement contrôler l'ensemble des activités¹⁰²². Ce raisonnement est

¹⁰¹⁹ Extrait des recommandations du Comité, in Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 47.

¹⁰²⁰ *Ibid.*, page 47.

¹⁰²¹ *Ibid.*, page 48.

¹⁰²² Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 611.

conforme à la perception de l'entreprise publique telle une « *window on the oil industry* », qui avait également séduit les pays qui avaient nationalisé leur secteur¹⁰²³.

Le personnel du Ministère de l'industrie considérait quant à lui qu'une entreprise publique était nécessaire comme la gestion des parts de l'Etat dans les licences, mais qu'il était inutile de lui donner un rôle opérationnel car elle ne se comporterait pas comme un agent au service de l'Etat, et qu'elle serait au contraire difficile à maîtriser. Cette optique clairvoyante s'appuyait sur l'étude d'expériences d'autres Etats¹⁰²⁴. Le Ministère de l'industrie estimait donc qu'un contrôle national des activités pouvait être atteint à travers une réglementation et un régime d'attribution des licences adéquats¹⁰²⁵, à l'instar du Royaume-Uni. Cependant, la création d'une société nationale, quelle que soit sa forme, semblait nécessaire afin de permettre une participation commerciale de l'Etat dans l'industrie, tout en évitant les conflits d'intérêts découlant d'un double rôle, ce qui risquait d'affecter l'intérêt des sociétés étrangères. Un fonctionnaire du Ministère de l'industrie avait résumé la situation comme suit : « *We realized that we were not businessmen and that we were sitting on both sides of the table, as regulators and competitors* »¹⁰²⁶. Par ailleurs, d'autres considérations, relatives à la nécessaire séparation entre la politique et les fonctions techniques et commerciales, entraient en jeu¹⁰²⁷.

En lieu et place d'un « *subordinate shelf directorate* », qui avait été proposé comme organe de supervision des activités, en tant que département ministériel, le Ministère de l'industrie a préféré établir une entité distincte, mais sous tutelle du ministère, et qui bénéficierait des mêmes attributions. Il s'agissait du nouvellement créé « Norwegian Petroleum Directorate » (NPD).

¹⁰²³ Coby Van Der Linde, *op.cit.*, page 100.

¹⁰²⁴ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 612.

¹⁰²⁵ *Ibid.*

¹⁰²⁶ *Ibid.* Cela rejoint également à ce qu'avait écrit le professeur Wolfgang Friedmann, sur le fait que l'Etat « *wears two hats* », l'un en tant que « *regulator* », et l'autre en tant que « *partner* » (Joint International Business Ventures, New York, 1961, page 151) (cité in El-Kosheri, page 347).

¹⁰²⁷ L'obstination « *almost religious* » du gouvernement norvégien à vouloir éviter toute interférence commerciale a pour origine un accident minier en 1962, où avait été mise en cause une entreprise minière publique dont l'un des membres du conseil d'administration était également un haut fonctionnaire du Ministère de l'industrie. L'accident qui avait provoqué la mort de vingt-et-une personnes dans l'Arctique, et le scandale provoqué, ont conduit au renversement du gouvernement au pouvoir. Depuis cet événement, il a été décidé qu'aucun fonctionnaire ne pourrait siéger au conseil d'administration d'une entreprise publique, afin de protéger les membres du gouvernement en cas de mise en cause de l'entreprise. Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 648.

Aussi, le Ministère a proposé au Parlement la création d'une entreprise publique opératrice avec une mission qui comprendrait toutes les phases opérationnelles, de l'amont et de l'aval, s'éloignant ainsi des recommandations du comité. Car selon le Ministre de l'industrie, « *only through learning the ropes as an operator would the national company be able to assist the country in ensuring national control* »¹⁰²⁸. Il considérait donc qu'une entreprise qui ne disposerait pas d'un rôle opérationnel ne représenterait pas suffisamment les intérêts de l'Etat¹⁰²⁹. Des inquiétudes sur l'autonomie et les attributions de cette entreprise publique avaient été exprimées par certains membres du gouvernement, qui estimaient que les mécanismes de contrôle prévus ne semblaient pas suffisants¹⁰³⁰. Ces préoccupations étaient en outre partagées par certaines entreprises privées norvégiennes qui aspiraient à pénétrer l'industrie pétrolière, et craignaient la prédominance d'une entreprise publique sur le marché¹⁰³¹.

Ainsi, dès l'année 1972, et contrairement à de pays riches en ressources naturelles qui avaient concentré toutes les fonctions au sein de leur entreprise pétrolière publique, la Norvège a adopté une approche radicalement différente et novatrice, en opérant une distinction tripartite qui s'est révélée d'une grande efficacité. Le Ministère de l'industrie, qui est devenu plus tard le Ministère du pétrole et de l'énergie, devait se concentrer sur l'élaboration des politiques du secteur et l'octroi des licences. Le NPD était compétent pour la supervision des activités et les aspects techniques, alors que les intérêts commerciaux relatifs à la participation de l'Etat étaient alloués à la nouvellement créée Statoil, détenue à 100% par l'Etat¹⁰³². Le modèle norvégien, qui fait aujourd'hui office de référence en la matière, était né. Son fonctionnement a été facilité par l'existence d'institutions expérimentées en matière de réglementation et de gestions des ressources naturelles¹⁰³³, et dont la capacité était suffisamment importante pour contrôler les nombreuses ambitions qu'allait vite développer Statoil.

¹⁰²⁸ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 48.

¹⁰²⁹ *Ibid.*

¹⁰³⁰ Tels que des rapports annuels du Ministère de l'Industrie au Parlement sur les activités de l'entreprise.

¹⁰³¹ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 49.

¹⁰³² Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, pages 48 et 49.

¹⁰³³ Telles que l'énergie hydraulique ou les ressources minières. Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 660.

c. L'évolution de la position de Statoil

Dès la création de Statoil en 1972, et jusqu'au début des années 1980, il y a eu un réel consensus politique sur la nécessité de permettre à Statoil d'être un puissant instrument à travers lequel l'Etat pourra atteindre les objectifs nationaux du secteur pétrolier¹⁰³⁴. C'est dans cette visée que le gouvernement a conféré à Statoil un traitement préférentiel pour l'octroi des licences d'exploration et de production¹⁰³⁵. Les modalités de sa participation ont rapidement évolué. L'année de sa création, elle disposait d'une participation minimale de 35% au sein l'ensemble des licences. Dès l'année suivante, et sous la pression de son Président-Directeur Général, Arve Jonhsen¹⁰³⁶, celle-ci a été augmentée à un minima de 50%, applicable aux nouveaux blocs d'exploration alloués lors de l'appel d'offres de 1974. De surcroît, et à l'instar des clauses que l'on retrouvait dans d'autres pays, Statoil n'assumait pas le risque exploration, qui était entièrement endossé par la société étrangère co-titulaire de la licence¹⁰³⁷. Statoil avait également la possibilité d'augmenter sa participation de 30% supplémentaires en cas de découverte commerciale¹⁰³⁸. Statoil bénéficiait en outre d'un droit de véto dans les consortiums, et en tant que partenaire majoritaire, son vote était déterminant¹⁰³⁹. Ce traitement préférentiel s'expliquait par le contexte de sa création, mais également par l'action d'Arve Jonhsen, son premier Président-Directeur Général, qui œuvrait pour qu'elle dispose de conditions avantageuses lors de l'octroi des périmètres¹⁰⁴⁰. Le gouvernement ne s'en était initialement pas inquiété, étant donné que l'industrie pétrolière était naissante et relativement modeste¹⁰⁴¹.

Cependant, lorsque la production a débuté et que les revenus de Statoil ont considérablement augmenté, dans un contexte de prix hauts du pétrole, le poids financier de celle-ci a décuplé¹⁰⁴², son importance économique s'accompagnant en outre d'une

¹⁰³⁴ Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *Managing Resource Abundance and Wealth: The Norwegian Experience*, Oxford University Press, 2017, page 79. La recherche du consensus est d'ailleurs une dimension importante de la politique norvégienne, notamment dans le secteur pétrolier. Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 155.

¹⁰³⁵ Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *op.cit.*, page 82.

¹⁰³⁶ Arve Jonhsen était une figure éminente du parti travailliste, alors au pouvoir.

¹⁰³⁷ En vertu d'une clause de « portage », voir *supra*. Dans les licences où les co-titulaires étaient des sociétés norvégiennes, telles que Norsk Hydro ou Saga, cette clause de portage n'existait pas. Seules les sociétés étrangères avaient donc cette charge. Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 28.

¹⁰³⁸ Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *op.cit.*, page 81.

¹⁰³⁹ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 87.

¹⁰⁴⁰ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 599.

¹⁰⁴¹ Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 155.

¹⁰⁴² Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *op.cit.*, page 82.

influence politique. Elle était en outre réticente à fournir des informations au NPD sur les activités industrielles, alors même qu'elle avait créée pour être une « *window on the oil industry* »¹⁰⁴³. Le piège de l'asymétrie d'informations, qui sévissait également dans d'autres pays¹⁰⁴⁴, jouait en sa faveur. Le peu de contrôle que pouvait donc exercer le gouvernement sur ses activités risquait alors de porter préjudice au bon fonctionnement de l'équilibre tripartite du secteur, pourtant cher à l'Etat norvégien. Le gouvernement craignait alors qu'elle ne devienne un « Etat dans l'Etat », à l'instar d'autres entreprises publiques de pays producteurs d'hydrocarbures¹⁰⁴⁵, et était déterminé à ne pas laisser une telle dérive se produire¹⁰⁴⁶.

Les réticences exprimées par les investisseurs privés quant à l'attractivité du secteur pétrolier eu égard à la position dominante de Statoil ont également contribué à une volonté de changement¹⁰⁴⁷. En effet, selon les sociétés étrangères, les avantages octroyés à Statoil et notamment son droit de veto, diminuaient la rentabilité de certains projets, et réduisait de ce fait l'attractivité du secteur pétrolier¹⁰⁴⁸. Or, l'Etat norvégien avait le souhait de maintenir un équilibre entre la sauvegarde de ses intérêts et la promotion de l'investissement privé et étranger, et ne souhaitait pas que le traitement préférentiel accordé à Statoil crée un climat dissuasif pour les investisseurs¹⁰⁴⁹.

Il devenait alors nécessaire d'engager des réformes¹⁰⁵⁰. Le Ministère de l'industrie a dû trouver un équilibre entre sa volonté de soutenir Statoil et la nécessité de la contenir. Un comité a alors été mis en place, en 1983, dans l'objectif de faire des recommandations au Parlement¹⁰⁵¹. Suivant ces propositions, plusieurs modifications ont ainsi été introduites en 1984 :

En premier lieu, la participation de l'Etat dans les licences a été divisée entre Statoil et un nouvel organisme, la SDFI (*State's Direct Financial Interest*)¹⁰⁵². Mais Statoil gérait cependant l'ensemble des parts et il n'y avait pas de changement dans sa structure

¹⁰⁴³ Coby Van Der Linde, *op.cit.*, page 100.

¹⁰⁴⁴ Voir *supra*.

¹⁰⁴⁵ Voir *supra*. La même crainte est par ailleurs partagée au Brésil pour Petrobras.

¹⁰⁴⁶ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 619.

¹⁰⁴⁷ *Ibid.*, page 620.

¹⁰⁴⁸ *Ibid.*, page 619.

¹⁰⁴⁹ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 57.

¹⁰⁵⁰ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 619.

¹⁰⁵¹ Report n°73 to the Storting (1983-1984), *Ownership of Statoil and future management of the SDFI, Storting proposition n°36*, Ministry of Petroleum and Energy, page 81.

¹⁰⁵² A l'exception du gisement Statfjord qui continuait à être géré par Statoil, constituant d'ailleurs sa plus importante source de revenus, Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 155.

opérationnelle, la différence étant que les revenus découlant de la participation de l'Etat ne transitaient plus par l'entreprise publique, mais allaient directement au trésor public¹⁰⁵³.

En deuxième lieu, certaines options, telles que la prise en charge du risque exploration par les entreprises étrangères, et la possibilité offerte d'augmenter sa participation en cas de découverte commerciale, s'appliquaient désormais uniquement pour les parts de l'Etat.

En troisième lieu, afin de modérer la position dominante de Statoil dans les consortiums, les procédures de vote ont été modifiées, de sorte que Statoil ne puisse pas disposer d'un vote décisif à elle seule ou d'un droit de veto¹⁰⁵⁴.

Enfin, il a été décidé de la création d'un « *Gas negotiation committee* » comprenant Statoil, Norsk Hydro et Saga Petroleum, les deux entreprises norvégiennes privées, afin de centraliser la commercialisation du gaz, alors que cette mission revenait auparavant exclusivement à Statoil, en tant que partenaire majoritaire dans toutes les licences¹⁰⁵⁵.

Il a cependant été prévu que Statoil pourrait exceptionnellement exercer les pouvoirs de vote de l'Etat eu égard à la participation nationale, si elle en est instruite par son Assemblée Générale, et que le Parlement y donne son accord¹⁰⁵⁶. Cela signifie que Statoil pourrait intervenir, au nom de l'Etat, lorsque l'intérêt national est en jeu. Cette mesure permettait en outre au gouvernement et au parlement de maintenir un certain contrôle sur les décisions d'une grande importance¹⁰⁵⁷.

Le résultat de ces réformes est que le rôle de Statoil a été normalisé à celui d'une entreprise purement commerciale, ne disposant plus des nombreux avantages découlant de son rôle d'agent de sauvegarde des intérêts de l'Etat¹⁰⁵⁸. Dans le rapport au parlement¹⁰⁵⁹, cette solution a été décrite comme un compromis qui survivrait aux changements de conditions économiques et aux différents régimes politiques¹⁰⁶⁰. Ces différentes mesures ont permis de tempérer l'influence de Statoil, et, dans cette même veine, il a été décidé de

¹⁰⁵³ Farouk Al-kasim, *op.cit.*, page 87.

¹⁰⁵⁴ *Ownership of Statoil and future management of the SDFI, op.cit.*, pages 81 et 82.

¹⁰⁵⁵ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, pages 86 et 87.

¹⁰⁵⁶ Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *op.cit.*, page 82.

¹⁰⁵⁷ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, page 66.

¹⁰⁵⁸ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 620.

¹⁰⁵⁹ Report n°73 to the Storting (1983-1984), *op.cit.*

¹⁰⁶⁰ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 86.

renforcer l'organisation administrative du Ministère du pétrole et de l'énergie, et celle du NPD¹⁰⁶¹.

Les réformes se sont poursuivies avec le changement du Président-Directeur Général, qui a induit une nouvelle orientation. Alors que la stratégie d'Arve Johnsen était de tirer profit des interférences politiques, celle d'Harald Norvik était à l'inverse de tenir l'Etat à distance¹⁰⁶². Entraient également en considération le développement des activités de Statoil à l'étranger, qui prenaient une importance croissante, et la nécessité conséquente de se libérer du joug de l'Etat, notamment eu égard aux procédures d'acquisitions internationales¹⁰⁶³. En effet, obtenir une autorisation parlementaire pour chaque projet à l'étranger s'est vite avéré encombrant. L'optique avait résolument changé, et « *Statoil began to think of itself more as an oil company, and less like a national oil company* »¹⁰⁶⁴.

En 1999, lorsque Harald Norvik a présenté son projet de privatisation partielle, le Parti travailliste s'est montré relativement ouvert à cette éventualité, et ce pour différentes raisons. Les prix du brut étaient à la baisse, l'industrie mondiale pétrolière était en pleine restructuration, avec une tendance vers les privatisations, et le plateau continental norvégien allait atteindre son pic de production. Aussi, ayant assuré un contrôle du rythme du développement des gisements à travers un système d'octroi des licences maîtrisé¹⁰⁶⁵, et ayant adopté des politiques fiscales efficaces qui lui ont permis d'augmenter ses revenus, le gouvernement n'était plus dans la nécessité de devoir contrôler Statoil pour maîtriser ses ressources énergétiques¹⁰⁶⁶.

Suite à la privatisation partielle, les rapports entre l'Etat et Statoil devaient nécessairement changer, et respecter le principe d'égalité entre actionnaires¹⁰⁶⁷. Afin de gérer les actifs pétroliers et gaziers de la SDFI, qui l'étaient par Statoil, une nouvelle entreprise entièrement détenue par l'Etat, et qui n'avait aucun rôle

¹⁰⁶¹ Farouk Al-Kasim, *op.cit.*, page 87.

¹⁰⁶² Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 609.

¹⁰⁶³ *Ibid.*, page 621.

¹⁰⁶⁴ Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *op.cit.*, page 82.

¹⁰⁶⁵ Voir *supra*, Titre 1, chapitre 2.

¹⁰⁶⁶ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 623.

¹⁰⁶⁷ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 650 ; Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *op.cit.*, page 83.

opérationnel, a été créée¹⁰⁶⁸. La privatisation a également eu d'autres répercussions sur les relations avec Statoil et l'Etat, mais ne les a pas totalement normalisées.

d. Les répercussions de la privatisation partielle sur les relations entre Statoil et l'Etat norvégien.

Le gouvernement et Statoil sont généralement consciencieux quant au respect de leur relation et de la séparation des rôles¹⁰⁶⁹. Ils ont réussi à établir et respecter un régime de gouvernance qui traite la compagnie de la même manière que les compagnies étrangères, mais il y a tout de même un certain nombre de domaines où Statoil et l'Etat restent étroitement liés. C'est notamment dû à la taille des activités de Statoil en Norvège, et le fait qu'elle ne puisse pas compter uniquement sur ses activités à l'étranger, ce qui la maintient inévitablement axée sur le pays. C'est aussi dû aux liens personnels qu'elle entretient avec le monde politique norvégien, et qui lui permettent d'influencer les décisions qui l'affecteront, même si elle ne cherche toutefois plus à exercer le même poids que sous la présidence d'Arve Johnsen. Aussi, une compagnie de cette importance et de cette taille, et en outre dans un petit pays, ne peut pas échapper aux retombées politiques de ses actions, même en l'absence d'une intervention directe du gouvernement.

Par ailleurs, le Ministère du pétrole et de l'énergie a la volonté de diversifier les opérateurs sur le plateau continental, mais Statoil y détient encore d'importants périmètres, et lors des appels d'offres pour l'octroi de nouvelles licences, au vu de sa connaissance des conditions géologiques du pays, elle finit souvent par être être la candidate la plus appropriée¹⁰⁷⁰. Aussi, le plateau continental norvégien représente pour Statoil un atout financier plus important pour elle pour que les sociétés étrangères, ce qui l'amène à consacrer des ressources considérables pour des blocs dans lesquels les autres entreprises ont moins d'intérêt.

¹⁰⁶⁸ Il s'agit de Petoro AS. Ernst Nordtveit, *op.cit.*, page 156.

¹⁰⁶⁹ Certaines décisions gouvernementales allant à l'encontre de l'intérêt de Statoil illustrent l'effectivité de cette séparation. Par exemple, en octobre 2007, le Ministère du pétrole et de l'énergie, sur les conseils du NPD, a décidé de bloquer le développement du gaz naturel du gisement Troll, opéré par Statoil, car l'activité risquait d'endommager la récupération finale du gisement. Statoil s'était opposée à une telle décision, qui était préjudiciable à ses intérêts commerciaux, mais elle fut obligée de se soumettre aux règles du ministère. Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 624.

¹⁰⁷⁰ Cette caractéristique est fréquente dans certains pays, tel que le Brésil par exemple.

Alors que la fusion avec Norsk Hydro, en 2007, a permis d'accroître sa croissance à l'étranger, elle a aussi renforcé ses liens avec l'Etat. Cette opération était principalement motivée par le fait que la concentration des ressources financières et humaines en une grande compagnie norvégienne améliorerait sa compétitivité à l'étranger. Cela devait en outre résoudre les confusions qui pouvaient arriver dans d'autres pays producteurs lorsque deux entreprises norvégiennes y étaient en concurrence¹⁰⁷¹. L'opération de fusion a aussi permis de révéler la mesure dans laquelle les liens personnels et politiques avec le gouvernement continuaient à influencer, de façon indirecte, sur certaines décisions stratégiques. Par exemple, après s'être entendus sur les termes de la fusion, les PDG des deux entreprises ont directement obtenu l'autorisation du Premier Ministre, sans que l'Autorité de la concurrence n'ait été préalablement consultée. Bien que la procédure officielle ait été par la suite respectée, ce passage initial par le Premier Ministre a quelque peu remis en cause l'authenticité de la séparation des fonctions politiques et commerciales¹⁰⁷², qui constitue pourtant la pierre angulaire du système pétrolier norvégien.

Statoil, en tant que « *big fish in a small pond* »¹⁰⁷³, en dépit de sa privatisation, garde encore la capacité d'influencer les décisions du gouvernement, mais l'envers de cette proximité est que ses propres opérations peuvent également subir l'influence de la politique de l'Etat. Ces influences peuvent se manifester de diverses manières, et prendre la forme d'une intervention gouvernementale dans les décisions commerciales¹⁰⁷⁴, ou d'une désapprobation de certaines de ses actions¹⁰⁷⁵. Ce dernier

¹⁰⁷¹ Cela permettait en outre de favoriser l'approche « NOC-NOC » (National Oil Companies), qui était en vogue dans certains producteurs de pétrole, notamment en Afrique et en Amérique Latine. Il semblerait par exemple, que la volonté de B.P. (British Petroleum) de s'associer avec Statoil pour un projet en Algérie s'appuyait sur l'idée qu'un partenariat avec Statoil avait davantage de chances d'être approuvée, au vu des liens de cette dernière avec la Sonatrach. Son statut d'entreprise nationale lui aurait également permis d'être choisie pour un projet avec Total et Gazprom en Russie, mais il est cependant difficile de mesurer les conséquences réelles de l'approche NOC-NOC, tant elles peuvent être aléatoires. Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, pages 610 et 641.

¹⁰⁷² *Ibid.*, page 627.

¹⁰⁷³ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 627.

¹⁰⁷⁴ Cela s'est par exemple produit en 2008 lorsque le Ministre du Pétrole et de l'Energie a fait pression sur StatoilHydro afin qu'elle adopte un certain type d'actions sur un gisement, dans le but d'électrifier certaines régions. La démarche proposée par le gouvernement était plus couteuse que celle prévue l'entreprise (qui consistait à générer de l'électricité depuis le site industriel de Mongstad), mais apportait une image politique positive, puisqu'elle consistait à financer des infrastructures dans plusieurs îles reculées. Un compromis avait finalement été trouvé. Cet exemple est une illustration des activités non-commerciales qui peuvent peser sur Statoil. Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 652.

¹⁰⁷⁵ C'est notamment le cas pour les activités de l'entreprise à l'étranger, lorsqu'elles peuvent être sujettes à des scandales. Cela s'est produit en 2007 en Libye, où étaient en cause des contrats de « consulting », mais l'affaire de corruption la plus importante a eu lieu en Iran, en 2002. Sur cette

aspect n'entraîne pas nécessairement de conséquences sur les choix commerciaux de Statoil¹⁰⁷⁶. Ces interférences politiques peuvent cependant être source de confusion pour les actionnaires minoritaires ou les partenaires étrangers, étant donné que l'Etat reste l'actionnaire majoritaire de Statoil¹⁰⁷⁷. Malgré l'ensemble des précautions qui ont été prises, il apparaît que les enchevêtrements politiques et commerciaux sont inévitables lorsque l'entreprise publique a été créée pour être un instrument de l'Etat. Ainsi que le relèvent des spécialistes de la politique norvégienne, « *As long as petroleum remains central to Norway's economy, it is difficult to see that the resonance of Statoil as a political issue will diminish significantly* »¹⁰⁷⁸.

B. La place de Petrobras dans le régime juridique pétrolier brésilien.

Petrobras occupe une place prédominante dans l'industrie pétrolière brésilienne. Le monopole et l'autonomie d'action qui lui ont été accordés à sa création lui ont permis d'acquérir une grande expertise des conditions géologiques du territoire. La présence de gisements en eaux profondes et ultra-profondes fait du Brésil un pays attractif, mais dont les opérations nécessitent un certain niveau de sophistication technologique. Lorsque le secteur a été libéralisé, en 1997, les capacités de Petrobras lui ont permis de maintenir une position concurrentielle, et de renforcer ses activités internationales. Malgré sa privatisation partielle, elle est restée un instrument au service de la participation nationale, auquel l'Etat n'hésite pas à avoir recours lorsqu'il veut augmenter ses revenus et son contrôle sur les ressources.

Cette proximité avec l'Etat présente en outre des revers. L'affaire de corruption relative à des passations de marchés pour des contrats de travaux publics, et dont on

affaire, qui a entâché durablement la réputation de Statoil, entraîné des poursuites judiciaires et la démission de son P-DG, voir Jonathon W. Moses, Bjorn Letnes, *op.cit.*, page 225.

Un autre exemple Olav Fjell s'est produit en 2003 avec une affaire de corruption en Iran, qui a conduit à la démission de PDG de Statoil, et qui a empêché à ce moment-là Statoil de coopérer avec NIOC.

¹⁰⁷⁶ Le mouvement environnementaliste norvégien a une influence plus importante sur les opérations de Statoil de façon indirecte, en contribuant au ralentissement du rythme auquel le gouvernement met de nouveaux périmètres du plateau continental norvégien à disposition pour l'exploration. En 2009, Le Ministère du pétrole et de l'énergie a par exemple rejeté une résolution d'actionnaires, dont l'objet était d'empêcher Statoil d'investir dans les sables bitumeux.

¹⁰⁷⁷ Benedicte Tangen Istad, *op.cit.*, page 628.

¹⁰⁷⁸ *Ibid.*

se réfère comme du « Scandale Petrobras », depuis mars 2014, n'a pas manqué d'entacher la réputation de cette dernière. Si ce scandale n'est pas lié à des contrats pétroliers, il illustre cependant les risques associés aux entreprises nationales impliquées dans divers segments politiques et économiques.

a. Le monopole de Petrobras, de 1953 à 1997

Le Brésil a créé en 1953 une entreprise nationale, Petrobras¹⁰⁷⁹, en lui octroyant un monopole sur l'exploration et la production d'hydrocarbures. La création de Petrobras constituait une décision politique importante, qui faisait suite à l'industrialisation du pays et à une hausse de la demande nationale énergétique¹⁰⁸⁰. A cette époque-là, l'industrie pétrolière était quasiment inexistante. Il y avait certes eu deux découvertes importantes¹⁰⁸¹, et il existait déjà une agence de régulation des activités relatives aux hydrocarbures. Il s'agissait du Conseil national du pétrole, créé en 1938¹⁰⁸². Le code minier de 1934 consacrait le monopole de l'Etat sur les activités d'exploration et d'exploitation et définissait les modalités d'investissement. L'investissement privé et étranger était autorisé mais réglementé de façon très stricte, le secteur des hydrocarbures étant considéré comme un secteur stratégique d'un point de vue sécuritaire et militaire¹⁰⁸³.

Mais le Brésil avait alors peu d'expérience dans la gestion des ressources pétrolières. Contrairement à d'autres pays riches en ressources naturelles, il n'existait pas de concessions accordées à des sociétés étrangères, et la création de Petrobras ne s'était pas faite en conséquence d'une nationalisation d'avoirs étrangers. L'entreprise

¹⁰⁷⁹ Loi n°2.004 du 3 octobre 1953 portant création de « Petróleo Brasileiro (Petrobras). M.S. Vassiliou, *Historical Dictionary of the Petroleum Industry*, Scarecrow Press, Lanham, Maryland, 2009, page 99.

¹⁰⁸⁰ Décision politique en ce qu'elle résultait d'une campagne populaire, datant des années 1940, ayant pour objectif d'asseoir le contrôle de l'Etat sur les hydrocarbures, sous le slogan historique « *O Petróleo é Nosso* » (« Le pétrole est à nous »). Monica Rebelo Rodriguez, Saul B. Suslick, « An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions », *Terrae*, 2009, Vol. 6, n°1, page 7.

¹⁰⁸¹ La première découverte de pétrole a eu lieu à Lobato en 1939 mais elle fut déclarée non-commerciale, et la première découverte commerciale a été faite sur le gisement Candeias, en 1941, qui est encore d'ailleurs productif aujourd'hui. Monica Rebelo et al., 2009, *op.cit.* ; Claudia Zacour et al., « Petrobras and the new regulatory framework for the exploration and production of oil and natural gas in the Brazilian Pre-salt region », *Journal of World Energy Law and Business*, 2012, Vol.5, n°2, page 127.

¹⁰⁸² Créé en 1938 par le décret 395/38, le CNP jouait le rôle d'une agence de régulation, évaluant et attribuant les permis pour les activités d'exploration jusqu'à l'année 1990, où il a été dissous.

¹⁰⁸³ Silvana Tordo et al., « National Oil Companies and Value creation », *Case Studies*, Vol. II, ESMAP, *Energy Sector Management Assistance Program*, The World Bank, mars 2011, page 56.

nationale devait alors développer l'industrie sans pouvoir s'appuyer sur le savoir-faire des compagnies internationales ou sur des opérations déjà existantes¹⁰⁸⁴. A sa création, Petrobras avait donc des capacités de production limitées. L'histoire et l'évolution du secteur pétrolier brésilien sont donc étroitement liées à celle de Petrobras¹⁰⁸⁵. Si la participation d'entreprises étrangères ou d'entreprises privées brésiliennes était autorisée dans certains segments du secteur¹⁰⁸⁶, elle ne l'était cependant pas dans le secteur de l'amont, où Petrobras bénéficiait d'un monopole total¹⁰⁸⁷. Elle était la seule entreprise à pouvoir explorer et produire du pétrole, en tant que représentante des intérêts de l'Etat¹⁰⁸⁸.

Alors qu'auparavant le secteur était géré par le Conseil national du pétrole, le gouvernement, en donnant le monopole à Petrobras, lui a permis de prendre un rôle considérable et une importante autonomie dans l'élaboration des politiques et dans la régulation. Cette indépendance s'est encore élargie sous la présidence du Général Ernesto Geisel à partir de 1969¹⁰⁸⁹. Il a fait en sorte que le Ministère des mines et de l'énergie ne puisse plus s'ingérer dans les affaires de l'entreprise, afin que celle-ci ait toute latitude pour développer son expertise dans des opérations exigeant une technologie pointue, notamment en eaux profondes¹⁰⁹⁰.

Le succès technique de Petrobras s'est accru durant les années 1970, la compagnie explorant des eaux encore plus profondes, ce qui a permis une augmentation de la production et le développement d'un type de savoir-faire exceptionnel. Petrobras a ainsi fourni au gouvernement une sécurité d'approvisionnement et a contribué à l'industrialisation du pays¹⁰⁹¹. Ce succès s'est par ailleurs produit dans un contexte de crise économique sous un régime militaire dans les années 1970 et 1980. La décision de confier une grande marge de manœuvre aux technocrates de la compagnie, pour construire un tel savoir-faire, a été une des principales composantes du succès de

¹⁰⁸⁴ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, (Vol. II), page 56.

¹⁰⁸⁵ Elle avait récupéré les infrastructures qui relevaient précédemment de la compétence du Conseil National du Pétrole.

¹⁰⁸⁶ Telles que la distribution des produits pétroliers. Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, (Vol. II), page 56 .

¹⁰⁸⁷ Monica R. Rebelo, Saul B. Suslick, *op.cit.*, page 8.

¹⁰⁸⁸ Eduardo G. Pereira, « The brazilian concession system for petroleum extraction in Brazil », in Tina Hunter (ed.) *Regulation of the Upstream Petroleum Sector: A Comparative Study of Licensing and Concession Systems*, *op.cit.*, page 243.

¹⁰⁸⁹ Il a dirigé l'entreprise de 1969 à 1973, juste avant de devenir Président du Brésil

¹⁰⁹⁰ Adilson de Oliveira, « Brazil's Petrobras: strategy and performance », in David G. Victor and al., *Oil and Governance: State-Owned enterprises and the world energy supply*, *op.cit.*, page 526.

¹⁰⁹¹ Adilson de Oliveira, *op.cit.*, page 516.

Petrobras¹⁰⁹² et du fait qu'elle soit devenue une compagnie pétrolière d'envergure internationale¹⁰⁹³.

A la fin des années 1960, elle a commencé à étendre ses opérations dans le secteur, en créant une entreprise pétrochimique, en partenariat avec des entreprises privées, ce qui a fait grimper ses capacités de raffinage, qui doubleront encore dans les années 1980. Elle a également créé une filiale internationale pour la commercialisation. Mais les coûts d'exploration et d'exploitation étaient très hauts, comparé à d'autres pays, en raison de l'emplacement des gisements. De ce fait, dans les années 1970, elle a décidé d'opérer également à l'étranger, créant en 1972 sa filiale internationale, BrasPetro¹⁰⁹⁴. Cette décision a été fructueuse, car en s'associant avec des compagnies multinationales, elle a pu acquérir une bonne connaissance des opérations internationales et une expertise technique et commerciale qui constitueront plus tard de précieux instruments pour le développement de ses opérations nationales¹⁰⁹⁵. L'augmentation des prix du pétrole, durant les années 1980, a d'ailleurs fini par rendre le développement de ses ressources nationales plus rentable, et Petrobras a pu se focaliser sur sa mission originale, à savoir le développement des ressources du pays. En une décennie, elle a été capable d'augmenter sa production à un taux annuel de 15%. A la fin des années 1990, la production nationale a atteint 50% de la consommation domestique, mais ce n'était cependant pas suffisant aux yeux du gouvernement¹⁰⁹⁶. Afin de soutenir la croissance économique, il fallait davantage d'investissements dans le secteur pétrolier. Cela signifiait donc qu'il fallait augmenter les d'activités d'exploration-production, et cette exigence a conduit à une volonté d'ouverture du secteur, afin de permettre la participation directe d'entités privées¹⁰⁹⁷. Le changement de régime politique à la fin des années 1980 n'était pas étranger à cette volonté d'introduire de la concurrence et de modifier la gestion du secteur¹⁰⁹⁸.

¹⁰⁹² Patrick Heller, Valérie Marcel, 2012, *op.cit.*, page 14.

¹⁰⁹³ Le fait que son mode de gouvernance et de fonctionnement se rapproche de celui des compagnies internationales est loué par les experts de l'industrie. Adilson de Oliveira, *op.cit.*, page 515.

¹⁰⁹⁴ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, (Vol. II), page 57.

¹⁰⁹⁵ *Ibid.*

¹⁰⁹⁶ *Ibid.*

¹⁰⁹⁷ Eduardo G. Pereira, *op.cit.*, page 244.

¹⁰⁹⁸ Patrick Heller, Valérie Marcel, 2012, *op.cit.*, page 14.

b. Introduction de la concurrence et privatisation partielle de Petrobras.

En 1995, des amendements constitutionnels ont mis fin au monopole de Petrobras sur l'exploration-production, ouvrant une nouvelle ère pour l'industrie pétrolière¹⁰⁹⁹. En août 1997, une nouvelle loi pétrolière, qui réforme radicalement le régime de l'investissement, a été promulguée¹¹⁰⁰. Après plus de quarante ans de monopole, cette loi opère une refonte totale de l'industrie. Elle crée un système d'attribution des licences et concessions, qui reste jusqu'à aujourd'hui le principal régime réglementant l'accès et l'activité des compagnies pétrolières au Brésil¹¹⁰¹. Ce régime prévoit que toutes les sociétés pétrolières, y compris Petrobras, concourent sous les mêmes conditions pour l'octroi de blocs d'exploration et d'exploitation, à travers des appels d'offres ouverts. Aucun avantage ou traitement préférentiel, telle une participation minimale, n'est accordé à Petrobras¹¹⁰². La loi autorise par ailleurs Petrobras à ouvrir son capital à des actionnaires privés. Cette mesure avait pour but de réduire les interférences de l'Etat dans la gouvernance de Petrobras. Des parts de l'entreprise ont alors été vendues à des investisseurs privés, nationaux et étrangers. Cette mesure a été considérée comme plus sensible politiquement que l'ouverture des activités aux sociétés étrangères. Afin de tempérer les effets de cette décision, le gouvernement a gardé la majorité des droits de vote, ce qui lui permettait en outre de maintenir un certain contrôle sur l'entreprise¹¹⁰³. La loi permettait cependant à Petrobras de garder l'ensemble des gisements en production, et les blocs où elle avait fait des découvertes commerciales ou effectué d'importants investissements d'exploration¹¹⁰⁴. Cela lui permettait de maintenir une position dominante, mais elle était désormais en concurrence avec d'autres compagnies, étrangères ou privées, pour les nouveaux blocs.

¹⁰⁹⁹ Eduardo G. Pereira, *op.cit.*, page 244.

¹¹⁰⁰ Loi n°9478/97 du 6 août 1997 relative à la régulation de l'industrie pétrolière, accessible à : http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm

¹¹⁰¹ Eduardo G. Pereira, *op.cit.*, page 244.

¹¹⁰² Claudia Zacour et al., *op.cit.*, page 130.

¹¹⁰³ Adilson de Oliveira, *op.cit.*, page 536.

¹¹⁰⁴ Articles 31, 32, 33 et 34 de la Loi du 6 août 1997.

La loi du 6 août 1997 a également créé l'ANP (l'Agence Nationale du Pétrole), et le CNPE (le Conseil National de la Politique Energétique)¹¹⁰⁵. L'ANP est l'agence en charge de la régulation, de l'attribution des licences, et de leur supervision. Elle est responsable de tous les appels d'offres relatifs à l'exploration-production, des critères de soumission, l'évaluation des offres et l'octroi des droits d'exploration-production, et doit veiller à maintenir un marché concurrentiel. Elle est aussi en charge de la création et de la mise à jour de la base de données du Brésil, qui est d'ailleurs la plus grande base de données sismique du monde¹¹⁰⁶. Le gouvernement a donc décidé que l'octroi des licences se ferait à travers une agence gouvernementale, et a soulagé Petrobras du fardeau de la régulation du secteur.

Malgré l'introduction de la concurrence, Petrobras n'a cependant pas perdu son rôle dominant dans le secteur. Car bien qu'elle soit en compétition avec d'autres entreprises pour l'octroi des licences, sa connaissance étendue des conditions géologiques, et son expertise en matière d'eaux profondes, lui permettent de détenir la plus grande partie des périmètres brésiliens, et d'obtenir des parts majoritaires dans la plupart des licences¹¹⁰⁷. Ce nouveau régime s'est en effet révélé avantageux pour Petrobras, qui a pu gagner en autonomie vis-à-vis du gouvernement, et utiliser ses revenus pour investir dans la production et renforcer ses opérations internationales¹¹⁰⁸. Son but n'étant plus simplement de développer les ressources nationales et de garantir l'indépendance énergétique, elle pouvait étendre ses activités. Ce cadre juridique a également profité aux compagnies multinationales, en ce qu'elles pouvaient gérer les risques comme elles l'entendaient¹¹⁰⁹, alors qu'une telle latitude n'est pas permise dans un contrat de partage de production. Cependant, alors que la loi leur offrait la possibilité d'être seules titulaires d'une concession, pouvant donc avoir jusqu'à 100% des parts dans un projet, les sociétés étrangères ont souvent préféré s'associer avec Petrobras à travers des *joint-ventures*,

¹¹⁰⁵ Le CNPE est un organe exécutif qui conseille le Président sur les questions ayant trait à la politique énergétique nationale. Il est composé de membres du Ministère de l'énergie et des mines, et de plusieurs autres ministères, de représentants des districts fédéraux, et d'un citoyen brésilien spécialiste du secteur énergétique. Le Ministre de l'énergie préside le CNPE et est aussi membre du conseil d'administration de Petrobras. Le Ministère de l'énergie est chargé de la mise en œuvre des recommandations du CNPE, et de la supervision du secteur. Article 2 de la loi du 6 août 1997.

¹¹⁰⁶ Silvana Tordo, 2011, *op.cit.*, (Vol. II), page 57

¹¹⁰⁷ *Ibid.*, page 58. L'on retrouve une configuration comparable avec Statoil sur le plateau continental norvégien.

¹¹⁰⁸ Adilson de Oliveira, *op.cit.*, page 537.

¹¹⁰⁹ *Ibid.*

particulièrement dans les projets *offshore* présentant un risque géologique élevé. Cette précaution s'explique par le fait que les connaissances de Petrobras et son réseau national de fournisseurs de services constituaient le meilleur moyen de pénétrer le marché brésilien¹¹¹⁰. Dans les projets *onshore*, de plus petite taille et présentant moins de risques, les sociétés privées étaient toutefois plus à même de mener les opérations seules. L'importance des projets offshore a cependant permis à Petrobras de maintenir une position prédominante sur le marché¹¹¹¹.

Par ailleurs, ce nouveau régime juridique permettait au gouvernement de garder le contrôle sur les efforts d'exploration et de production des compagnies pétrolières, à travers la supervision de l'ANP, tout en augmentant les bénéfices tirés de l'exploitation, grâce au nouveau régime fiscal¹¹¹².

En outre, ce cadre juridique réduisait substantiellement l'asymétrie d'informations qui avait existé entre Petrobras et le gouvernement. Progressivement, l'ANP a acquis une compétence pointue sur les conditions géologiques du pays, et a pu pallier certaines défaillances, en identifiant par exemple les gisements qui avaient été sous-exploités par Petrobras¹¹¹³. Lorsque cette dernière était en charge de la régulation et supervision de l'industrie, il était improbable qu'elle révèle ses propres insuffisances. La création d'une agence distincte sert précisément à cela.

c. Le régime juridique des réserves ou pré-salifères

Le 8 novembre 2007, Petrobras a annoncé qu'elle avait découvert des réserves colossales dans des ères pré-salifères dans le bassin de Santos, situé au large du Brésil. L'importance de cette découverte était telle qu'elle allait bouleverser l'industrie pétrolière brésilienne¹¹¹⁴. Le gouvernement s'était alors interrogé sur la meilleure façon de tirer profit de ces réserves, situées dans une zone stratégique, afin

¹¹¹⁰ Ces considérations ne sont pas spécifiques au Brésil. La facilitation de l'accès aux fournisseurs et services nationaux est d'ailleurs l'un des avantages de l'association avec une entreprise publique. M. Sornarajah, *The International Law on Foreign Investment*, Cambridge University Press, 2010, 3ème Edition, page 64.

¹¹¹¹ Adilson de Oliveira, *op.cit.*, page 539.

¹¹¹² Au moyen de primes de signature, de redevances, de taxes superficielles, etc. Adilson de Oliveira, *op.cit.*, page 538.

¹¹¹³ *Ibid.*

¹¹¹⁴ Claudia Zacour et al., *op.cit.*, page 125.

d'en maximiser les revenus. Alors que quarante-et-un blocs adjacents à des découvertes allaient être mis en concurrence dans le cadre du neuvième appel d'offres organisé par l'ANP, celui-ci a été déprogrammé, pour permettre au gouvernement de décider d'une stratégie¹¹¹⁵.

Alors que le reste des ressources pétrolières du pays étaient régis par un système libéral, où il y avait libre concurrence entre Petrobras et les sociétés privées et étrangères pour l'accès aux blocs, régis par des accords de concessions, le gouvernement a souhaité, pour ces nouvelles découvertes, augmenter substantiellement sa participation, et ce à travers Petrobras. En 2010, quatre lois relatives au régime juridique des réserves pré-salifères, allant dans le sens d'une augmentation de l'implication de l'Etat ont été adoptées. Il est important de souligner que cette nouvelle législation pétrolière s'applique uniquement à ces réserves-là et à certaines zones stratégiques, définies et délimitées géographiquement dans la loi, et ne modifie pas le système de concession mis en place par la loi du 6 août 1997. Les périmètres adjacents, contenant des réserves pré-salifères mais déjà sous concession, ne sont également pas remis en cause. Il y a donc co-existence de deux systèmes radicalement différents¹¹¹⁶.

Les principales caractéristiques de nouveau régime juridique sont les suivantes :

La loi du 30 juin 2010 a prévu une augmentation de la part de l'Etat au sein de Petrobras¹¹¹⁷. L'Etat brésilien, par l'intermédiaire du Trésor, de la Banque nationale de développement économique et sociale et du Fonds souverain du Brésil, a alors fait l'acquisition de 66,5% des actions vendues. La part de l'Etat au sein de Petrobras est ainsi passée de 39,8% à 48,3%.

La loi du 22 décembre 2010 a introduit *le contrat de partage de production, avec une participation obligatoire de Petrobras, d'un minimum de 30%*¹¹¹⁸. Le régime du contrat de partage de production, alors inédit au Brésil, s'applique à l'ensemble de la zone géographique contenant des couches pré-salifères, telles que déterminées en annexe de la loi. Il ne s'applique donc pas uniquement aux zones stratigraphiques

¹¹¹⁵ Voir supra (Titre 1, chapitre 2).

¹¹¹⁶ Eduardo G. Pereira, *op.cit.*, page 372.

¹¹¹⁷ Loi n° 12.276/2010.

¹¹¹⁸ Loi n°12.351/2010.

situées en dessous des couches de sel, mais à la région géographique entière, indépendamment de la profondeur, maintenant ainsi la définition des « Blocs d'exploration et d'exploitation » définie par la loi pétrolière du 6 août 1997¹¹¹⁹. Il serait en effet difficile de créer un contrat distinct pour les différents niveaux de profondeur. Les parties au contrat sont le Ministère des mines et de l'énergie, Petrobras, et l'entreprise qui remporte l'appel d'offres. Petrobras y détient automatiquement une participation minimale de 30%, qu'elle peut augmenter en participant à l'appel d'offres, et elle seule peut avoir le rôle d'opérateur¹¹²⁰.

L'entreprise publique PPSA, créée par la loi n°12.304, pour gérer ces nouvelles réserves et représenter les intérêts de l'Etat, supervise la mise en œuvre des contrats de partage de production. Elle participe directement aux décisions de chaque projet d'exploration, via un comité opérationnel¹¹²¹. PPSA est cependant un organe de régulation, et en tant que tel, elle ne participe pas aux activités d'exploration et de production. Jusqu'à sa création effective, c'est l'ANP qui prend en charge ses obligations¹¹²².

Le contrat de partage de production peut être attribué directement à Petrobras, sans qu'il n'y ait eu d'appel d'offres. Le CNPE propose alors l'option au Président de la République : soit le contrat est conclu directement avec Petrobras¹¹²³, soit il fait l'objet d'un appel d'offres. Cette décision sera fonction des politiques énergétiques de conservation des ressources. Si le contrat est conclu directement entre Petrobras et le Ministère, la compagnie formera un consortium avec PPSA, qui représentera les intérêts de l'Etat dans le contrat¹¹²⁴. Lorsqu'il y a appel d'offres, le critère de détermination du vainqueur est le taux de « *profit oil* » qui reviendra à l'Etat¹¹²⁵, le taux minimum étant préalablement fixé par le Ministère de l'énergie¹¹²⁶. La gestion

¹¹¹⁹ Article 6 de la loi du 6 août 1997.

¹¹²⁰ Claudia Zacour et al., *op.cit.*, page 134.

¹¹²¹ « C'est à ce comité que revient la tâche d'administrer le consortium en charge des opérations, en définissant les plans d'exploration et d'évaluation des découvertes, en déclarant le niveau d'exploitation commerciale des champs, et en définissant les programmes annuels de production ». Bruno Muxagato, « La découverte des gisements d'hydrocarbures du « pré-sel », un défi pour l'avenir de la puissance brésilienne », *Études internationales*, 2012, vol. 43, n° 2, page 198.

¹¹²² Luciana P. Braga, Alexandre S. Szklo, «The recent regulatory changes in Brazilian petroleum exploration and exploitation activities », *Journal of World Energy Law and Business*, 2014, vol. 7, n° 2, page 123.

¹¹²³ Article 9 et 12 de la loi n°12,351/10.

¹¹²⁴ Article 20 de la loi sur les contrats de partage de production (Loi n°12.351/2010).

¹¹²⁵ Element de partage de profit entre l'Etat et l'entreprise étrangère.

¹¹²⁶ Article 18 de la loi sur les contrats de partage de production (Loi n°12.351/2010).

des intérêts de l'Etat à travers une autre entreprise que Petrobras s'inspirait de la Norvège, qui avait créé Petoro pour prendre en charge la participation de l'Etat¹¹²⁷. Confier cette mission à une autre entreprise que Petrobras permettait également de limiter l'influence de celle-ci, le gouvernement brésilien partageant la crainte, généralisée dans les pays disposant d'une entreprise nationale puissante, qu'elle ne devienne à son tour « un Etat dans l'Etat »¹¹²⁸.

Conformément aux dispositions de l'article 1 de la loi 12.276, l'Etat dispose de la possibilité d'attribuer directement le contrat à Petrobras, sans appel d'offres préalable, au moyen d'une « cession onéreuse ». En vertu de cette dernière, l'Etat est autorisé à assigner à Petrobras l'exécution d'activités d'exploration et de production pétrolière ou gazières, dans la région pré-salifère, lorsque la production ne peut pas dépasser cinq milliards de barils. Cette possibilité relève d'un choix politique de l'Etat, pour qui il peut être plus approprié, dans certains cas, de confier la conduite d'activités considérées stratégiques à une entité appartenant à l'Etat, et qui est, en outre, experte dans la technologie relative aux eaux profondes¹¹²⁹.

Cette organisation contractuelle avait conduit Dilma Rouseff, alors chef de l'administration civile de la présidence, à déclarer, lors de la préparation des projets de loi, que dans l'industrie pétrolière, « l'Etat retrouve son rôle »¹¹³⁰. Mais alors que des analystes s'inquiétaient de la capacité de Petrobras de financer sa participation de 30%¹¹³¹, ce régime juridique a connu un nouveau revirement. Une nouvelle loi relative aux réserves pré-salifères, entrée en vigueur le 29 novembre 2016¹¹³², a supprimé la participation obligatoire de Petrobras et a ainsi remplacé les contrats de partage de production par des concessions¹¹³³. Cela signifiait donc que les autres sociétés pourraient soumissionner seules aux appels d'offres et détenir jusqu'à 100% des parts. Cette mesure a été prise en conséquence des difficultés financières de

¹¹²⁷ Luciana P. Braga et al., *op.cit.*, page 127.

¹¹²⁸ Adlison de Oliveira, *op.cit.*, page 518.

¹¹²⁹ Claudia Zacour, *op.cit.*, page 135.

¹¹³⁰ « La nouvelle législation brésilienne fait la part belle à l'Etat », *Les Echos*, 2 septembre 2009.

¹¹³¹ Luciana P. Braga et al., *op.cit.*, page 139.

¹¹³² Loi n°13.265 du 29 Novembre 2016, modifiant la loi n°12.351 du 22 décembre 2010.

¹¹³³ L'obligation de participation se transforme en option de participation (Article 4.1 de la loi du 29 novembre 2016). Lorsqu'elle participe à une licence, elle n'a en outre plus l'obligation d'être l'Opérateur.

Petrobras, qui ne pouvait pas assumer l'ampleur des investissements requis¹¹³⁴. La réforme législative a fait l'objet de controverses, l'opposition politique soutenant « *que cette nouvelle mesure revient à livrer ces richesses aux capitaux étrangers* »¹¹³⁵. Ces nouvelles opportunités ont suscité un intérêt de la part des multinationales pétrolières¹¹³⁶, les conditions géologiques du Brésil ainsi que la stabilité des conditions contractuelles compensant les récents changements¹¹³⁷.

¹¹³⁴ En juillet 2016, elle avait déjà dû céder son premier champ pré-salifère à Statoil. AFP, 6 octobre 2016.

¹¹³⁵ *Ibid.*

¹¹³⁶ Telles que ExxonMobil, Repsol, Shell, Total. Les pré-qualifications pour l'appel d'offres de septembre 2017 est accessible à : <http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/anp-e-p/4047-2-rodada-do-pre-sal-tem-oito-empresas-inscritas-e-a-3-rodada-11>

¹¹³⁷ Peter D. Cameron, « Stabilization and the impact of changing patterns of energy investment », *JWELB*, octobre 2017, vol.10, n°5, page 5.

Chapitre 2 Le régime juridique de l'accès aux réserves d'hydrocarbures en Algérie

Les premières découvertes d'hydrocarbures en Algérie ont eu lieu durant les années 1950¹¹³⁸, lorsque le pays était sous colonisation française. Peu de temps après ces premières découvertes, les autorités françaises en Algérie ont promulgué « le code pétrolier saharien » pour régir les activités pétrolières dans le désert¹¹³⁹. Ce code, qui accordait une grande liberté aux sociétés étrangères, notamment françaises, à travers le régime des concessions. Il est resté en vigueur après l'indépendance du pays en 1962¹¹⁴⁰, conformément aux Accords d'Evian, et n'a été abrogé qu'en 1971, lorsque l'Etat algérien a décidé de la nationalisation des hydrocarbures¹¹⁴¹.

Suite à cette décision de nationalisation, et à l'adoption de l'Ordonnance du 12 avril 1971 qui a été adoptée pour la mettre en application¹¹⁴², le régime juridique relatif aux hydrocarbures a connu plusieurs évolutions, au cours desquelles la Sonatrach, l'entreprise pétrolière nationale, créée en 1963, a toujours tenu un rôle-clé. Ainsi, après une période de quinze ans où les investisseurs étrangers étaient autorisés à entrer en association avec la Sonatrach, sous les conditions très contraignantes de l'ordonnance du 12 avril 1971, et par le biais de contrats d'association, l'Etat a introduit, en 1986, dans un contexte de déclin de la production, une nouvelle législation, dont l'objectif principal était de permettre une augmentation des découvertes et de la production pétrolière, et à cette fin, d'accroître l'investissement

¹¹³⁸ La première découverte commerciale eut lieu à Edjeleh, dans la région d'In Amenas, en 1956, et a été rapidement suivie par l'importante découverte du gisement de pétrole de Hassi Messaoud.

¹¹³⁹ Ordonnance du 22 Novembre 1958. Sur le code pétrolier saharien, voir *Madjid Benchickh, Les instruments juridique de la politique algérienne des hydrocarbures*, LDGJ, Paris, 1973 ; Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, « Oil & Gas in Algeria », in Eduardo G. Pereira, Kim Talus (éds.), *African Upstream Oil and Gas : A Practical Guide to the Law and Regulation*, Global Law and Business, Londres, 2015, page 19.

¹¹⁴⁰ Les Accords d'Evian, signés le 18 mars 1962, prévoyaient, concernant les activités relatives aux hydrocarbures que : « les intérêts français seraient assurés, notamment, par :

-l'exercice, suivant les règles du code pétrolier saharien, tel qu'il existe actuellement, des droits attachés aux titres miniers délivrés par la France.

-La préférence, à égalité d'offre, aux sociétés françaises dans l'octroi de nouveaux permis miniers.

-le paiement en francs français des hydrocarbures sahariens à concurrence des besoins

d'approvisionnement de la France et des autres pays de la zone franc ». (*Accords d'Evian*, « B. De la coopération entre la France et l'Algérie », *article 2.b*)

¹¹⁴¹ Décision du 24 février 1971. Les différences ordonnances relatives à cette nationalisation figurent dans « *Documents Algérie*, Annuaire de l'Afrique du Nord, 1971, vol.10, accessible à : http://aan.mmsh.univ-aix.fr/Pdf/AAN-1971-10_24.pdf

¹¹⁴² Ordonnance 71-22 du 12 avril 1971 définissant le cadre dans lequel s'exerce l'activité des sociétés étrangères dans le domaine de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures liquides.

étranger dans le secteur. La loi 86-14¹¹⁴³ a ainsi radicalement modifié le régime pré-existant en introduisant les contrats de partage de production. Les conditions d'accès aux gisements et les termes contractuels ont, par la suite, été davantage assouplis par un amendement à la loi, voté en 1991. L'adoption de cet amendement a alors permis d'atteindre les objectifs qui avaient été fixés par le gouvernement, à savoir la signature de nouveaux contrats, la réalisation de nouvelles découvertes et une augmentation significative de la production.

Cependant, durant l'année 2000, un nouveau régime juridique relatif aux hydrocarbures a été envisagé et un projet de loi préparé. L'objectif était de libéraliser le secteur des hydrocarbures, à travers, notamment, l'égalisation des conditions de concurrence entre la Sonatrach et les investisseurs étrangers pour l'accès aux gisements et aux infrastructures de raffinage et de transport. Car, en vertu de la loi du 19 août 1986, les contrats étaient signés entre la société étrangère et la Sonatrach, qui devait y détenir une participation majoritaire, d'un minimum de 51%. Le projet de loi prévoyait de supprimer cette participation obligatoire afin que la Sonatrach soit traitée de la même manière que les sociétés étrangères pour l'octroi des contrats.

Le projet de loi prévoyait également de retirer à la Sonatrach les prérogatives de puissance publique qu'elle exerçait pour le compte de l'Etat depuis la nationalisation en 1971, telles que l'attribution de contrats et la régulation du secteur, afin d'établir une meilleure délimitation des fonctions, mais également d'améliorer la performance de l'entreprise nationale, en lui permettant de se focaliser sur ses activités commerciales. Ces prérogatives devaient alors être attribuées à deux agences gouvernementales, « autonomes », nouvellement créées, l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures, et l'Agence Nationale pour la Valorisation des Hydrocarbures. Ainsi, les titres miniers détenus par la Sonatrach seraient transférés à l'agence Alnaft, chargée de l'attribution et de la signature des contrats. La suppression du monopole de la Sonatrach s'accompagnait alors d'une réorganisation institutionnelle du secteur, avec l'adoption du modèle tripartite de séparation des fonctions, inspiré des modèles norvégien et brésilien : une entreprise nationale à l'orientation purement

¹¹⁴³ Loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures.

commerciale, un ministère de l'énergie chargé de l'élaboration des politiques, et des organes distincts chargées de l'octroi des licences et de la supervision du secteur.

Ce projet de loi a suscité des controverses au sein de la classe politique algérienne et de l'opinion publique, qui craignaient une libéralisation trop agressive de l'industrie et, à terme, une privatisation de la Sonatrach. Puisque la Sonatrach n'était plus la représentante des intérêts de l'Etat, et qu'elle pouvait être traitée de la même manière que les autres entreprises pétrolières opérant en Algérie, il semblait alors que rien ne puisse empêcher une ouverture de son capital¹¹⁴⁴.

Après avoir été gelé pendant près de trois ans, le projet de loi, sous l'impulsion de son initiateur Chakib Khelil, alors ministre de l'énergie et des mines, a finalement été présenté au Parlement, qui l'a adopté, et la nouvelle loi sur les hydrocarbures a ainsi été promulguée le 28 avril 2005¹¹⁴⁵. Cette loi a fondamentalement bouleversé le secteur des hydrocarbures en Algérie, qui est alors devenu « *the first country in the Middle East and North Africa to adopt global and competitive benchmarks and practices throughout its domestic hydrocarbon industry, by allowing free competition in the upstream, midstream, and downstream sectors through the elimination of de facto monopolies* »¹¹⁴⁶;

Cependant, une année après sa promulgation, un amendement est venu tempérer les principales réformes instituées¹¹⁴⁷. Les dispositions relatives à la libéralisation du secteur de l'amont et de l'aval ont été amendées et la Sonatrach a retrouvé sa participation obligatoire, d'un minimum de 51%, dans chaque contrat d'exploration et/ou d'exploitation avec un partenaire étranger. La position dominante de la Sonatrach dans les contrats prévaut donc de nouveau, mais l'organisation institutionnelle tripartite du secteur a été maintenue. Ce revirement a suscité un

¹¹⁴⁴ Ali Aissaoui, *Algeria : The political economy of oil and gas*, Oxford University Press, 2001, page 218; Robert Mabro, « *Managing Hydrocarbon Resources in a New Era : the call from Algeria* », Oxford Institute for Energy Studies, juillet 2000, accessible à : <https://www.oxfordenergy.org/publications/managing-hydrocarbon-resources-in-a-new-era-the-call-from-algeria/>

¹¹⁴⁵ Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures,

¹¹⁴⁶ John p. Entelis, « Sonatrach: the political economy of an Algerian state institution », in David G. Victor and al (éds), *Oil and Governance : State-owned Enterprises and the World Energy Supply*, Cambridge University Press., 2012, pages 579 et 580.

¹¹⁴⁷ Ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

sentiment d'instabilité législative chez les investisseurs étrangers, d'autant que les termes de cet amendement rendaient les conditions d'investissement moins favorables¹¹⁴⁸. Alors que le Ministre de l'énergie déclarait ne pas s'inquiéter des conséquences de cette réforme sur l'attractivité du domaine minier algérien¹¹⁴⁹, les appels d'offres subséquents ont pourtant suscité peu d'intérêt de la part des sociétés étrangères.

Dans un souci de palier ce manque d'intérêt et afin de stimuler de nouveau l'investissement dans le secteur, le gouvernement algérien a de nouveau introduit des amendements à la loi, en février 2013¹¹⁵⁰. Mais l'appel à concurrence organisé en 2014 a également généré peu d'offres, les investisseurs étrangers considérant que les conditions législatives ne leur étaient toujours pas suffisamment favorables. Le secteur pétrolier algérien semble donc payer le prix d'une instabilité législative, et d'une recherche d'équilibre, mal contrôlée, entre la nécessité d'attirer l'investissement et la volonté de l'Etat de maintenir la maîtrise de l'accès aux réserves, à travers la prédominance de son entreprise nationale.

Il sera question, dans une première section, de l'évolution du régime juridique relatif aux hydrocarbures, depuis la création de la Sonatrach jusqu'en 2005. Nous procéderons ensuite à l'examen de la tentative de libéralisation du secteur, à travers le bouleversement du rôle de la compagnie nationale.

¹¹⁴⁸ L'ordonnance de 2006 avait par ailleurs introduit une taxe sur les profits exceptionnels, applicable uniquement pour les contrats signés sous l'égide de la loi 86-14.

¹¹⁴⁹ Sean Korney, Cyril Vock, « Algeria : Recent Regulatory Changes », *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, Septembre 2006, Vol.4, n° 3, page 4.

¹¹⁵⁰ *Loi 13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.*

Section 1. De 1963 à 2005, l'ouverture progressive et contrôlée du domaine minier.

Paragraphe 1. La volonté d'un contrôle national sur le secteur hydrocarbures

A. La création de la Sonatrach

La création de la Sonatrach, en 1963, a été la conséquence d'un différend entre l'Algérie et un groupement de sociétés, la TRAPAL¹¹⁵¹, ayant pour objet la participation de l'Etat algérien à un projet d'oléoduc¹¹⁵². Alors que la structure du projet, présentée par la TRAPAL avait été approuvée par l'Organisme Saharien¹¹⁵³, l'Algérie y a demandé une prise de participation majoritaire¹¹⁵⁴. Les sociétés impliquées dans le projet refusèrent que l'Etat algérien ait un tel taux de participation au sein du projet, et n'étaient enclines à lui accorder qu'une participation allant de 10 à 20%¹¹⁵⁵. La TRAPAL avait cependant besoin de l'autorisation de l'Etat pour la réalisation du projet, et cette autorisation a été refusée, le gouvernement ayant répondu qu'il prendrait lui-même en charge la construction de l'oléoduc - dans lequel il transporterait sa production et celles des autres compagnies - à travers une société nationale. Il s'agissait de la nouvellement créée Sonatrach¹¹⁵⁶.

Cette décision a été contestée par les sociétés impliquées dans le projet, qui y voyaient une violation de l'article 42 de l'Ordonnance du 22 novembre 1958¹¹⁵⁷,

¹¹⁵¹ Société pour le transport des hydrocarbures sahariens au littoral algérien

¹¹⁵² Il s'agissait du projet qui reliait Haoud el Hamra, près du gisement de Hassi Messaoud) au port d'Arzew.

¹¹⁵³ Organisme en charge de la réglementation des activités relatives aux hydrocarbures.

¹¹⁵⁴ L'administration algérienne avait d'abord demandé une participation dans le projet de 20%, puis 30%, puis 51%. Cette demande de participation s'appuyait sur « *des motifs liés au développement économique et aux nécessités du contrôle de l'évacuation d'une richesse naturelle stratégique* », Madjid Benchikh, *op.cit.*, page 69.

¹¹⁵⁵ Samir Saul, « Politique nationale du pétrole, sociétés nationales et « pétrole franc », *Revue historique*, 2006, vol. 638, page 373.

¹¹⁵⁶ Décret n°63-491 du 31 décembre 1963, portant agrément de la Sonatrach et approuvant ses statuts, *Journal officiel de la République algérienne* du 10 janvier 1964, page 23.

¹¹⁵⁷ L'article 42 prévoit que « Nonobstant toutes disposition législatives ou réglementaires contraires, l'autorisation d'exploiter ou la concession donne à son titulaire ou à chacun de ses cotitulaires le droit, pendant la durée de validité de ces titres miniers et dans les conditions définies au présent titre,

relatif au droit de transport. Elles ont porté le différend sur l'interprétation de cet article devant un tribunal arbitral¹¹⁵⁸. Ce différend « a été le premier litige de l'administration algérienne contre les sociétés étrangères. Il a été également l'un des plus importants »¹¹⁵⁹. Cependant, le tribunal arbitral international n'a pas eu à statuer, les parties l'ayant dessaisi, suite à la conclusion de l'accord du 29 juillet 1965, qui révisait les accords d'Evian¹¹⁶⁰, et c'est à la Sonatrach qu'a été confiée la réalisation de l'oléoduc¹¹⁶¹.

Le différend de la TRAPAL a ainsi précipité la création de la Sonatrach, mais celle-ci, de même que la volonté de l'Etat de participation au projet, s'inscrivait dans une ambition plus large : avoir un rôle central dans les opérations, et à terme contrôler l'industrie des hydrocarbures.

Pour arriver à un tel objectif, le gouvernement avait déjà envisagé trois options: augmenter ses parts dans la SN REPAL¹¹⁶² pour y être majoritaire; créer une société mixte, au sein de laquelle le gouvernement aurait une participation de 51%, laissant le reste de la participation à des compagnies étrangères, de préférence américaine et britannique; ou créer une société totalement publique et lui donner les ressources nécessaires pour lui permettre de pénétrer l'industrie et d'y intervenir afin de protéger les intérêts de l'Etat¹¹⁶³. Le différend lié au projet TRAPAL a conduit à la troisième option, qui était aussi la plus ambitieuse. L'acronyme de Sonatrach (Société Nationale pour le Transport et la Commercialisation des Hydrocarbures) reflétait

de transporter dans ses propres installations, à l'intérieur de l'Algérie ou d'y faire transporter, en conservant la propriété, les produits de l'exploitation vers les points de stockage, de traitement, de chargement, ou de grosse consommation dans des conditions économiques normales ».

¹¹⁵⁸ Les deux parties avaient une interprétation différente de cet article, qui, s'il garantit aux concessionnaires le droit de transporter les hydrocarbures produits, laisse en suspens la question de savoir si « le concessionnaire a le droit de construire ses propres canalisations, quel que soit le nombre de canalisations existantes ou projetées, ou s'il a simplement le droit de voir sa marchandise transportée. En d'autres termes, l'alternative entre « transporter ses hydrocarbures dans ses propres installations » ou « faire transporter » doit-elle être laissée à l'initiative du concessionnaire ou bien l'administration peut-elle, en invoquant notamment les conditions économiques normales, restreindre le droit de construire des canalisations ». Madjid Benchikh, *op.cit.*, page 67.

¹¹⁵⁹ *Ibid.*, page 65.

¹¹⁶⁰ *Ibid.*, page 73 .

¹¹⁶¹ Samir Saul, *op.cit.*, page 20.

¹¹⁶² Société nationale de recherches et d'exploitation des pétroles en Algérie , dans laquelle l'Etat avait une participation de 40,51%

¹¹⁶³ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 67.

alors sa mission nationale, qui était limitée au transport et à la commercialisation d'hydrocarbures¹¹⁶⁴.

Mais cette limitation d'activité¹¹⁶⁵ s'expliquait aussi par le fait qu'il était difficile « pour l'Algérie de créer, un an après l'indépendance, une société nationale intégrant toutes les activités pétrolières »¹¹⁶⁶, pour des raisons autant financières que techniques, mais cela n'en restait pas moins le but recherché¹¹⁶⁷. Cet objectif était d'ailleurs très présent dans le discours du chef de l'Etat algérien, Ahmed Ben Bella, à Laghouat, le 28 septembre 1964, lors de l'inauguration des travaux de pose de l'oléoduc. En plus d'y affirmer « *la volonté de l'Algérie d'être présente de façon déterminante à tous les stades de la valorisation de ses hydrocarbures* », il a déclaré que « *L'affaire TRA.PAL a simplement précipité la mise en place du premier véritable instrument national industriel et commercial en matière d'hydrocarbures* » ; et que « *en réalité, par-delà cette querelle juridique (avec TRAPAL), un principe essentiel était en cause: l'Algérie est-elle fondée à revendiquer légitimement une position prépondérante au sein des sociétés qui exploitent son pétrole ou bien ce contrôle demeurera-t-il indéfiniment entre des mains étrangères : en disant non à TRAPAL nous avons donc dit non au néo-colonialisme* »¹¹⁶⁸.

Cependant, pour remplir pleinement cet objectif de prise de contrôle de l'industrie, la création de la Sonatrach n'était pas à elle seule suffisante. Car suite à son établissement, la part de la production revenant à l'Algérie était de 12%, à travers la SN Repal, contre 71% pour les entreprises françaises, les 17% restants revenant à des sociétés étrangères, notamment Shell. Pour l'Etat algérien, la prédominance des

¹¹⁶⁴ *Ibid.*

¹¹⁶⁵ Cette limitation initiale d'activités n'est pas propre au cas de la Sonatrach. Au Moyen-Orient, des entreprises telles que Saudi Aramco ou KOC (au Koweït) ne participaient pas, à leur création, à l'exploration-production. Valérie Marcel, *National Oil companies in the Middle East*, Brookings Institution Press, Washington, page 31.

¹¹⁶⁶ Madjid Benchikh, *op.cit.*, page 140

¹¹⁶⁷ Maurice Brogini, « Hydrocarbures et industrialisation en Algérie », *Cahiers de la Méditerranée*, 1972, vol.4, n°1, page 14.

¹¹⁶⁸ La politique algérienne du pétrole : Discours prononcé à Laghouat par le président Ahmed Ben Bella à l'occasion de l'inauguration des travaux de pose du troisième oléoduc, 28 septembre 1964. Alger, Imprimerie Le Peuple, 1964.

sociétés françaises¹¹⁶⁹ empêchait une intégration réelle des bénéficiaires tirés de l'exploitation du pétrole dans l'économie nationale¹¹⁷⁰.

Il y avait également d'autres enjeux pour l'Algérie. Le gouvernement considérait par exemple que l'exploitation du gaz était délaissée par les sociétés étrangères et que l'effort d'exploration était faible, les sociétés investissant peu dans la recherche et se limitant à l'exploitation de gisements découverts¹¹⁷¹. Le gouvernement jugeait en outre que la production de pétrole augmentait trop lentement, et que les recettes fiscales étaient insuffisantes¹¹⁷². L'Algérie souhaite alors renégocier les Accords d'Evian afin d'obtenir une participation¹¹⁷³, en tant qu'opérateur dans l'amont, une augmentation des recettes fiscales et un régime juridique spécifique au gaz naturel¹¹⁷⁴. Le 13 octobre 1963, l'Algérie demande ainsi une réouverture des négociations d'Etat à Etat¹¹⁷⁵. L'objectif de l'Algérie à travers ces négociations est d'obtenir une meilleure prise en compte de ses intérêts, refusant de « rester dans le rôle passif fixé par les dispositions résultants des rapports de force du passé »¹¹⁷⁶. Le gouvernement français accepte l'invitation à négocier mais ne souhaite pas réviser l'accord signé à Evian. Il conçoit simplement que des « aménagements financiers sont concevables »¹¹⁷⁷.

¹¹⁶⁹ Les accords d'Evian ayant gardé quasiment intacts les avantages de la France dans le domaine des hydrocarbures. Le pétrole algérien était par exemple maintenu dans la « zone franc ». Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 66.

¹¹⁷⁰ « Il y'a avait cette forte volonté de mettre fin à ce que les dirigeants algériens ont souvent appelé « l'insularité économique » de l'activité pétrolière. La création d'une entreprise nationale avait été la première étape, mais il fallait encore que l'exploitation pétrolière puisse être progressivement intégrée dans l'économie nationale et que l'Algérie soit présente tout au long de la chaîne qui conduit de la recherche au raffinage. », « L'Algérie et les hydrocarbures », *Annuaire de l'Afrique du Nord*, 1966, vol.5, page 87.

¹¹⁷¹ Valérie Marcel, *op.cit.*, page 3.

¹¹⁷² L'Algérie n'accorde d'ailleurs aucune nouvelle concession et le même type de griefs sur l'insuffisance de la recherche sera formulé par le gouvernement algérien lorsqu'il voudra renégocier l'accord de 1965.

¹¹⁷³ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 68.

¹¹⁷⁴ Samir Saul, *op.cit.*, page 378.

¹¹⁷⁵ L'Algérie préfère en effet que les discussions soient menées directement avec l'Etat, et non pas avec les sociétés, en raison de la position stratégique du pétrole dans l'économie. Le Président Ben Bella avait mentionné cette dimension dans son discours de Laghouat (précité), en déclarant : « c'est au niveau des Etats que doivent être discutées et fixées les règles destinées à organiser l'exploitation des richesses nationales ». Sur cet aspect, v. Samir Saul, page 373 ; Archives Total, 92 . 26/9, note de Vincent Labouret, 10 décembre 1963 ; « L'Algérie et les hydrocarbures », *Annuaire de l'Afrique du nord*, 1965, page 82.

¹¹⁷⁶ Samir Saul, *op.cit.*, page 373.

¹¹⁷⁷ *Ibid.*, page 374. « L'on tient somme toute pour normal le désir algérien de voir l'industrie pétrolière incorporée, en quelque sorte, davantage à la vie du pays et contribuant à son expansion économique sous des formes plus variées que le seul paiement de la redevance. L'on compte à cet égard sur une contribution positive des compagnies à l'effort d'imagination qui est à faire ». Archives Total, précitées ; Henri Cornat, « Avis sur le projet de loi, adopté par l'assemblée nationale, autorisant la ratification de l'Accord entre la République française et la République algérienne démocratique et populaire concernant le règlement de questions touchant les hydrocarbures et le

L'accord, qui amende certaines des dispositions de l'accord d'Evian, est finalement signé le 29 Juillet 1965¹¹⁷⁸. Il maintient le régime des concessions, mais modifie les rapports entre la partie algérienne et les sociétés étrangères, en étendant le champ d'action de la Sonatrach. La participation de la partie algérienne au sein de la SN REPAL est augmentée, elle passe de 40,51 à 50%, ce qui correspondait à l'objectif du gouvernement algérien. Cet accord crée en outre l'ASCCOP¹¹⁷⁹, au sein de laquelle la Sonatrach et la SOFREPAL sont partenaires à 50%¹¹⁸⁰. C'est une première pour la Sonatrach, qui opère désormais dans l'exploration-production. Grâce à cette position, et à travers la Sonatrach, « l'Algérie cesse d'être un *sleeping partner* et participe effectivement à la mise en valeur de ses ressources »¹¹⁸¹.

Afin de pouvoir assurer cette mission, il fallait cependant étendre le champ d'activité de la Sonatrach à toutes les activités relatives aux hydrocarbures, et donc modifier ses statuts¹¹⁸². Mais malgré cette extension, son objectif ultime, à savoir être « l'instrument industriel de l'Etat » ne pouvait être totalement atteint, puisqu'elle devait rester dans les limites que lui fixait le régime juridique de l'accord de 1965 et continuer de composer avec la prédominance des sociétés étrangères, et notamment françaises¹¹⁸³.

Par un décret de 1966 étendant ses activités¹¹⁸⁴, la Sonatrach a désormais pour objet non plus seulement le transport et la commercialisation des hydrocarbures, mais également toutes les opérations relatives à la recherche et à l'exploitation industrielle et commerciale des gisements d'hydrocarbures, le traitement et la transformation des hydrocarbures, la distribution et la vente des hydrocarbures et produits dérivés¹¹⁸⁵, la gestion en son nom propre des actifs détenus par l'Etat

développement industriel de l'Algérie », Sénat, Première session ordinaire de 1965-1966, Annexe au procès-verbal de la séance du 26 octobre 1965.

¹¹⁷⁸ Accord du 29 juillet 1965 concernant le règlement des questions touchant les hydrocarbures et le développement industriel de l'Algérie.

¹¹⁷⁹ Association Coopérative pour la Recherche et l'Exploitation

¹¹⁸⁰ *Société française pour la recherche et l'exploitation des pétroles en Algérie.*

¹¹⁸¹ *Samir Saul*, op.cit., page 378.

¹¹⁸² Décret 66-296 du 22 septembre 1966, modifiant celui du 31 décembre 1963.

¹¹⁸³ *Ali Aissaoui*, op.cit., page 69.

¹¹⁸⁴ Décret 66-296 du 22 septembre 1966

¹¹⁸⁵ *Tant en Algérie qu'à l'étranger*, article 3 du décret du 22 septembre 1966.

algérien ou qu'il viendrait à détenir dans les différents secteurs d'activité correspondant à son objet social.

Ainsi que l'écrit le professeur Madjid Benchikh, « *la modification des statuts de la Sonatrach est en quelque sorte sollicitée par l'accord précité lui-même, puisque celui-ci en fait le partenaire de l'ERAP dans une association chargée de la recherche et de l'exploitation industrielle et commerciale d'hydrocarbures. En d'autres termes le respect et la mise en œuvre d'un accord international obligent l'Algérie à se doter d'un instrument industriel et commercial dont l'objet social ne soit pas limité aux seules activités de transport et de commercialisation des hydrocarbures* »¹¹⁸⁶.

Tout comme sa création avait été précipitée par l'affaire de la TRAPAL, l'extension des activités de la Sonatrach a également été précipitée par l'accord de 1965, mais correspond en réalité « *à une volonté ancienne et de plus en plus forte du gouvernement algérien de prendre le contrôle de l'industrie des hydrocarbures* »¹¹⁸⁷. Cette volonté avait été affirmée progressivement et confirmée par la suite. On retrouve les prémices de cet objectif dans le Programme de Tripoli¹¹⁸⁸ et la Charte d'Alger de 1964¹¹⁸⁹, ainsi que dans le discours de Laghouat de 1964. L'ancienneté de cette volonté sera par la suite confirmée dans des déclarations officielles, tel que le discours du Président-Directeur général de la Sonatrach, Sid Ahmed Ghazali, lors de l'admission de l'Algérie à l'OPEP¹¹⁹⁰. Avec cette extension considérable de ses activités, le capital de la Sonatrach passe de 40 millions à 400 millions de dinars¹¹⁹¹ et elle va progressivement s'imposer dans l'industrie des hydrocarbures en Algérie, en détenant des participations dans plusieurs compagnies, et en prenant progressivement le contrôle de plusieurs segments de la chaîne des hydrocarbures. Elle devient alors

¹¹⁸⁶ Madjid Benchikh, op.cit., page 142.

¹¹⁸⁷ Ibid., page 143.

¹¹⁸⁸ Le Programme de Tripoli avait été adopté par le Conseil National de la Révolution Algérienne en juin 1962. Il y reliait le développement réel du pays aux possibilités offertes par le pétrole et le gaz, et évoquait la question d'une réappropriation des ressources.

¹¹⁸⁹ La Charte d'Alger d'avril 1964, (adoptée lors du premier congrès du Front de Libération Nationale du 16 au 24 avril 1964) envisage à court terme « une participation majoritaire de l'Etat » pour créer des « conditions favorables à une prise en charge future ».

¹¹⁹⁰ Extrait du discours du Président-Directeur général de la Sonatrach lors de l'admission de l'Algérie à l'OPEP : « Nous avons adopté, comme principe de base de notre collaboration avec les entreprises étrangères la nécessité de réserver, chaque jour davantage, à la partie algérienne le contrôle des opérations et le rôle de maître d'œuvre et d'opérateur. Il s'agit là du moyen le plus direct et le plus sûr pour contrôler et maîtriser les mécanismes de notre développement » Pétrole et Gaz Arabes, 16 juillet 1969.

¹¹⁹¹ Article 5 des statuts de 1966.

véritablement l'instrument « de réalisation des objectifs de développement économique du gouvernement »¹¹⁹². Elle a non seulement une participation de 50% dans l'ASCOOP, mais elle signe par ailleurs un contrat avec la société Getty Oil, qui a « un caractère pionnier »¹¹⁹³, car c'est la première fois que l'Algérie, à travers la Sonatrach, a une participation majoritaire (51%) au sein d'une association ayant pour objet la recherche et la production de pétrole.

En 1969, l'Algérie a réouvert les négociations de l'accord de 1965 avec la France, en demandant une augmentation des prix de référence du baril mais les deux parties ne sont pas arrivées à s'entendre¹¹⁹⁴. La divergence fondamentale portait sur la question du contrôle des gisements. L'Algérie ne voulait plus avoir à partager ce contrôle avec des sociétés étrangères, tandis que la France tenait à garder des intérêts majoritaires sur plusieurs gisements, notamment celui de Hassi Messaoud¹¹⁹⁵. Face à l'impossibilité de trouver un accord et à la suspension des négociations, le 24 février 1971, l'Algérie prend la décision de nationaliser ses hydrocarbures. Elle nationalise à 51% les actifs des sociétés pétrolières françaises, et à 100% celles produisant du gaz ou assurant les moyens de transport des hydrocarbures, s'inscrivant ainsi dans la mouvance de plusieurs pays de l'OPEP, qui ont déjà procédé à des nationalisations ou ne vont pas tarder à le faire. Les actifs nationalisés sont donc automatiquement transférés à la Sonatrach, qui contrôle alors les trois quarts de la production¹¹⁹⁶. La croissance et l'expansion de la Sonatrach ont été accélérées par l'afflux massif de capitaux suite au choc pétrolier de 1973. A la fin des années 1970, elle était l'entreprise la plus importante du pays en termes d'actifs et de revenus¹¹⁹⁷.

La Sonatrach est alors devenue la pierre angulaire des politiques de développement industriel poursuivies par le gouvernement. Elle avait acquis suffisamment d'expertise technique et managériale pour gérer les différents aspects des opérations pétrolières, tout en s'associant avec des sociétés étrangères¹¹⁹⁸. En devenant un tel instrument économique, la Sonatrach a aussi rapidement été soumise

¹¹⁹² Madjid Benchikh, *op.cit.*, page 147.

¹¹⁹³ Samir Saul, *op.cit.*, page 380.

¹¹⁹⁴ *Ibid* ; Madjid Benchikh, *op.cit.*, page 196.

¹¹⁹⁵ Samir Saul, *op.cit.*, page 376.

¹¹⁹⁶ Sur les modalités des nationalisations partielles et totales, v. « Documents Algérie », Annuaire de l'Afrique du nord, 1971, vol.10, accessible à : http://aan.mmsh.univ-aix.fr/Pdf/AAN-1971-10_24.pdf

¹¹⁹⁷ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 204.

¹¹⁹⁸ *Ibid.*, page 203.

à un contrôle politique important, et a été protégée de toute transformation qui aurait affaibli ou miné le rôle et le leadership du gouvernement sur l'entreprise. Par exemple, malgré des pressions de l'UGTA¹¹⁹⁹, le plus puissant syndicat algérien l'entreprise a échappé aux « *socialist rules of management* », imposés à toutes les autres entreprises publiques durant les années 1970¹²⁰⁰.

B. Les évolutions du régime juridique relatif aux hydrocarbures entre 1971 et 2005.

a. L'ordonnance 71-22 du 12 avril 1971

Suite à la décision de nationalisation du 24 février 1971, l'ordonnance du 71-22 du 12 avril 1971 est venue définir le nouveau régime juridique¹²⁰¹ relatif à l'activité des sociétés étrangères dans le domaine de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures liquides¹²⁰². Cette ordonnance accorde une importance majeure à la Sonatrach, en lui octroyant le monopole sur les activités de recherche et d'exploitation, à travers la délégation du titre minier, et la prédominance dans tous les contrats, qui étaient directement signés entre l'entreprise nationale et la société étrangère. Ce texte ne prévoyait, cependant, rien sur les conditions techniques des opérations ni sur le mode de conclusion des contrats. Devant ce silence, c'est la Sonatrach qui a eu la charge de définir ces conditions, et d'opérer dans le cadre qu'elle avait choisi. Avec la collaboration du Ministère de l'énergie (souvent avec le ministre lui-même ou son cabinet), elle négociait directement avec les sociétés étrangères.

Conformément à l'article premier de l'ordonnance 71-22, les sociétés étrangères ne peuvent mener des opérations qu'en association avec la Sonatrach, et ces activités ne peuvent s'exercer que sur des parcelles couvertes par des titres miniers attribués exclusivement à la Sonatrach. Les associations peuvent prendre la forme soit d'une société commerciale, soit d'une association en participation, et la Sonatrach y détient

¹¹⁹⁹ *L'Union Générale des Travailleurs Algériens*

¹²⁰⁰ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 204.

¹²⁰¹ *Ordonnance n°71-22 du 12 avril 1971.*

¹²⁰² les hydrocarbures gazeux étant exclus du champ d'application de cette ordonnance.

automatiquement une participation minimale de 51%¹²⁰³. En outre, les entreprises étrangères doivent obligatoirement constituer une société de droit algérien¹²⁰⁴.

Dans ces contrats, la conduite des opérations de recherche et d'exploitation pour le compte de l'association ne peut être assurée que par la Sonatrach. En d'autres termes, seule elle peut assurer le rôle d'opérateur, l'article 5 de l'ordonnance prévoyant toutefois des dérogations à cette exclusivité. Les opérations relatives au gaz naturel sont quant à elles exclusivement entreprises par l'entreprise nationale¹²⁰⁵. Par ailleurs, l'article 8 dispose que chaque associé est tenu de procéder aux investissements nécessaires à la sauvegarde et au développement optimal du potentiel des réserves en hydrocarbures à l'exploitation desquelles il est intéressé, ainsi qu'aux actions appropriées de mise en valeur tendant au renouvellement continu des réserves entamées. Ce genre de disposition, que l'on retrouvera dans les législations suivantes et qui constitue un aspect fondamental pour les gouvernements producteurs d'hydrocarbures, dénote fondamentalement avec l'esprit du code pétrolier saharien. En effet, l'un des objectifs de ce code était la promotion intense de l'extraction d'hydrocarbures et donnait alors une grande latitude aux sociétés qui y opéraient, sans souci de conservation des gisements¹²⁰⁶.

Aussi, contrairement au code pétrolier saharien, le nouveau régime fait peser sur les sociétés étrangères d'importantes contraintes économiques et juridiques. Ces contraintes étaient telles que cela a conduit les principaux partenaires de la Sonatrach à se détourner progressivement de l'Algérie¹²⁰⁷. C'est qu'en plus des restrictions à l'accès aux gisements prévus par l'ordonnance, la Sonatrach (sur instruction du ministère de l'énergie une première fois¹²⁰⁸, et suite à une résolution du Front de Libération Nationale une seconde fois¹²⁰⁹), a demandé à ses co-contractants étrangers de contribuer au remplacement des réserves en leur imposant des coûts supplémentaires. Le but était d'intensifier l'exploration qui était en net déclin. Si

¹²⁰³ Article 3 de l'ordonnance n°71-22.

¹²⁰⁴ Article 2 de l'ordonnance n°71-22.

¹²⁰⁵ *article 7 de l'ordonnance 71-22.*

¹²⁰⁶ Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, « Oil & Gas in Algeria », *op.cit.*, page 19 et 20.

¹²⁰⁷ *Ibid.*, page 21.

¹²⁰⁸ Ali Aïssaoui, *op.cit.*, page 95.

¹²⁰⁹ Résolution de politique énergétique adoptée par le Comité central du Front de Libération Nationale, 1980.

certaines compagnies ont accepté de contribuer à cet effort¹²¹⁰, la plupart des principaux partenaires commerciaux de la Sonatrach ont toutefois refusé et le niveau des investissements étrangers a nettement baissé. La Sonatrach assumait alors tout le poids des investissements, menant une politique de « *do-it-alone* »¹²¹¹. Cela s'est avéré extrêmement coûteux, comparé aux coûts des investissements partagés dans le cadre des anciens partenariats. La situation a ensuite été aggravée par la chute des prix du baril au cours des années 1980, qui a contribué à diminuer davantage le niveau des investissements et de la production¹²¹².

Au milieu des années 1980, la Sonatrach avait alors trois principaux impératifs : une intensification de l'effort exploration afin de maximiser la production, le développement des réserves de gaz, et l'augmentation du taux de récupération des réserves de pétrole¹²¹³. Pour atteindre ces objectifs, et faire face à la crise financière que traversait le pays, il fallait augmenter l'investissement étranger dans le secteur, et l'accomplissement de ces objectifs va passer par la mise en place d'un nouveau régime juridique relatif aux hydrocarbures.

b. L'adoption de la loi 86-14

Cette volonté de changement a conduit à l'adoption de la loi 86-14, du 19 août 1986, relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisations des hydrocarbures. Le but de cette nouvelle loi était donc d'attirer les sociétés étrangères, afin de relancer les activités d'exploration-production¹²¹⁴, mais tout en permettant à l'Etat, à travers la Sonatrach, de garder le contrôle du secteur. Ce double objectif va se manifester à travers la mise en place de conditions contractuelles plus incitatives pour les sociétés étrangères, et le maintien de la prédominance de la Sonatrach dans les contrats. La loi apporte une nouveauté considérable : la relation contractuelle peut dorénavant prendre la forme d'un contrat

¹²¹⁰ Telles que Total-CFP, Amoco, BP.

¹²¹¹ Abderrahmane Megateli, *Investment Policies of National Oil Companies : A comparative study of Sonatrach, Nioc and Pemex*, Prager, New-York, 1980, page 125.

¹²¹² Yanis Ainas *et al.*, « Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie ? », *Revue Tiers Monde*, 2012, n°210, page 81.

¹²¹³ « The evolution of the algerian strategy in the hydrocarbon exploration and production », présentation de l'*Association of International Petroleum Negotiators (AIPN)*, 2003.

¹²¹⁴ Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, *op.cit.*, page 21.

de partage de production¹²¹⁵. A l'instar du régime juridique précédent, les contrats sont directement signés avec la Sonatrach, qui y détient une participation obligatoire d'un taux minimum de 51%¹²¹⁶.

Le monopole des activités est également toujours confié à la Sonatrach, ainsi que le dispose l'article 3 de la loi 86-14 selon lequel « Le monopole des activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport d'hydrocarbures appartient à l'Etat qui peut en confier l'exercice aux entreprises nationales, conformément à la législation en vigueur ». Aussi, tel que le prévoit l'article 9, le titre minier reste confié à la Sonatrach : « Les activités de prospection, de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures ne peuvent être entreprises qu'en vertu d'un titre minier. Le titre minier est délivré par voie réglementaire exclusivement à une entreprise nationale »¹²¹⁷. Bien que ce type de contrat limitait leur part de production à 49%¹²¹⁸, les partenaires étrangers de la Sonatrach pouvaient désormais agir en tant qu'opérateurs¹²¹⁹.

Cette nouvelle législation a eu des effets positifs qui ont été visibles à court terme : dans les deux années qui ont suivi l'entrée en vigueur de la loi 86-14, la Sonatrach a conclu vingt-six contrats d'exploration et de production avec des sociétés étrangères étrangères¹²²⁰. Malgré ces réformes et les résultats engendrés, investir en Algérie est encore considéré comme peu attractif, la loi ayant maintenu certaines restrictions décourageant les sociétés étrangères. Ces dernières sont en effet exclues des gisements de gaz, et ne peuvent s'associer aux gisements déjà découverts¹²²¹. La

¹²¹⁵ Article 22 de la loi 86-14.

¹²¹⁶ Article 20 de la loi 86-14 : « Toute personne morale étrangère désirant exercer des activités de prospection, de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, ne peut le faire qu'en association avec une entreprise nationale dans les conditions et formes prévues au présent titre ».

¹²¹⁷ L'entreprise nationale est définie par la loi (article 8) comme « l'entreprise publique nationale exclusivement contrôlée par l'Etat ».

¹²¹⁸ Article 25 de la loi 86-14.

¹²¹⁹ Article 27 de la loi 86-14.

¹²²⁰ Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, *op.cit.*, page 22.

¹²²¹ Article 65 de la loi 86-14. Ainsi que l'explique le professeur Madjid Benchikh, « L'intéressement des sociétés étrangères à l'exploitation des gisements découverts a été pendant longtemps considéré comme une ligne rouge infranchissable. Se dessaisir de ce qui est considéré comme acquis de haute lutte est vu notamment dans les milieux syndicaux pétroliers comme une atteinte au patrimoine national, voire même à la souveraineté. C'est dans ce contexte qu'une partie de l'establishment politique représenté à l'Assemblée Nationale du parti unique en 1986 a réussi à exclure du bénéfice de l'association les personnes morales étrangères sur les gisements déjà découverts ». Madjid, Benchikh, « La nouvelle loi pétrolière algérienne : direction publique et économie de marché », *L'Année du Maghreb*, 2007, accessible à : <https://anneemaghreb.revues.org/103>

fiscalité est aussi jugée trop contraignante¹²²², et les activités de transport ne sont réservées qu'à la Sonatrach¹²²³.

En outre, le temps de conclusion des contrats, négociés et signés directement avec la Sonatrach, était long, s'étirant en moyenne sur deux ans. Au début des années 1990, les objectifs fixés par la Sonatrach quatre plus ans plus tôt n'avaient pas été entièrement atteints. Aucun contrat de récupération assistée n'avait été signé, et il fallait encore accroître l'effort d'exploration et augmenter les capacités de production. En 1991, a alors été adopté un amendement visant à modifier la loi 86-16, améliorant substantiellement et durablement les conditions contractuelles des sociétés étrangères. Aussi, bien que le texte ne prévoie rien sur le mode de conclusion des contrats, la Sonatrach et le Ministère de l'énergie décideront, afin de réduire leur temps de signature, de le faire évoluer.

c. La réforme législative du 4 décembre 1991

Le 4 décembre 1991 ont été promulgués des amendements qui avaient pour but d'améliorer le régime juridique adopté en 1986¹²²⁴, et de faire face à une grave crise financière¹²²⁵. Les changements apportés ont été fructueux, permettant la signature de nombreux contrats¹²²⁶. Les principales modifications de l'amendement de 1991 sont les suivantes :

Les entreprises étrangères sont désormais autorisées à explorer et développer les gisements de gaz en partenariat avec la Sonatrach, ce qui constitue une réforme des plus radicales. Avant la promulgation de la loi 86-14, toute découverte de gaz par une société étrangère était, en effet, automatiquement transférée à la Sonatrach, sans qu'aucune compensation ne soit prévue. La loi 86-14 avait amené une nouvelle formule : lorsqu'une société étrangère fait une découverte commerciale d'un gisement

¹²²² Pour la fiscalité, la Sonatrach sert par ailleurs d'interface entre l'Etat et les sociétés étrangères. L'article 39.3 prévoit en effet « L'entreprise nationale est tenue de verser, pour le compte de la personne morale visée ci-dessus et en son nom, le montant de l'impôt correspondant à la rémunération revenant à ladite personne morale. »

¹²²³ Article 17 de la loi 86-14.

¹²²⁴ *Loi n°91-21 du 4 décembre 1991 modifiant et complétant la loi no 86-14 du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures.*

¹²²⁵ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 234.

¹²²⁶ Une quarantaine de contrats sera signée suite à l'adoption de cet amendement.

gazeux, elle est remboursée de ses investissements d'exploration, et se voit octroyer un bonus en guise de rémunération. La loi prévoit aussi des cas où la société étrangère peut être amenée à former une *joint-venture* avec la Sonatrach afin d'exporter le gaz découvert. Mais les sociétés étrangères n'avaient aucun droit sur la production de gaz, qui restait la propriété entière de l'entreprise nationale, les conditions de la loi 86-14 n'étaient ainsi pas suffisamment intéressantes pour les investisseurs. De plus, développer toute découverte commerciale représentait un poids financier que la Sonatrach devait prendre en charge seule, à une période où elle manquait de fonds, et où ses ressources techniques et humaines limitées freinaient son programme d'exportation de gaz.

Cet amendement représentait donc une forte incitation pour les compagnies étrangères, au vu des quantités de gaz présentes en Algérie, et permettait de décharger la Sonatrach du poids d'exploiter seule les gisements gazeux¹²²⁷. Aussi, alors que la loi 86-14 limitait les partenariats aux nouvelles découvertes, l'amendement de 1991 autorise ceux-ci dans les gisements pétroliers existants. Cette disposition avait pour but d'attirer le capital étranger et de nouvelles technologies afin d'augmenter la récupération de pétrole dans les gisements matures, et mettre en route toutes les accumulations de gaz découvertes mais non encore développées. Cela n'avait pas été une démarche évidente, rencontrant une opposition de certains syndicats qui considéraient les partenariats sur des gisements déjà découverts comme « une atteinte au patrimoine national, voire même à la souveraineté »¹²²⁸.

Par ailleurs, le recours à l'arbitrage international est désormais prévu pour les contentieux entre la Sonatrach et les sociétés étrangères. Mais en cas de différend entre ces dernières et l'Etat, les tribunaux algériens restent seuls compétents¹²²⁹. Afin de limiter ses relations avec les sociétés étrangères, le gouvernement a, en outre, décidé de supprimer le protocole que devaient auparavant conclure les sociétés étrangères avec l'Etat. Celui-ci avait pour but de définir, par référence aux lois et règlements en vigueur, le cadre d'exercice des activités projetées en association avec l'entreprise publique algérienne et les obligations envers l'Etat. Le protocole énonçait

¹²²⁷ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 101.

¹²²⁸ Madjid Benchikh, « La nouvelle loi pétrolière algérienne : direction publique et économie de marché », *op.cit.*, accessible à : <https://anneemaghreb.revues.org/103>

¹²²⁹ Article 63 de la loi 86-14 modifiée et complétée.

l'économie générale de l'association et les obligations substantielles du partenaire étranger, ainsi que les engagements de l'Etat algérien sur l'intéressement du partenaire étranger, en cas de découverte de gisement¹²³⁰.

De plus, l'amendement de 1991 prévoit que des réductions du taux de la redevance et de l'impôt sur le résultat peuvent être accordées, en fonction de l'importance de l'effort de recherche et d'exploitation, du type de production et des techniques de récupération assistée utilisées, afin d'encourager l'exploration dans des régions présentant des difficultés particulières. Les minimas du taux de redevance passent de 20 à 10%, et ceux des impôts sur le résultat de 85 à 42%¹²³¹.

Concernant les modalités de partage du profit, l'amendement ne les a pas modifiées, mais l'article 22.bis a ajouté que sont désormais « pris en compte dans la détermination de l'intéressement de l'associé étranger, les versements opérés au titre des droits d'entrée et/ou cash bonus, ainsi que les coûts et risques financiers et techniques supportés par la Sonatrach pour la découverte du gisement et son exploitation. L'intéressement est aussi fixé en fonction de l'effort financier et technologique de l'associé étranger pour l'exploitation du gisement ». L'article relatif à la forme que peut prendre l'intéressement des sociétés étrangères prévoit par ailleurs que, dans certains cas, la constitution d'une société de droit algérien n'est plus requise¹²³².

Enfin, le régime des activités de transport a également été assoupli. L'article 17 dispose en que « les activités de transport d'hydrocarbures par canalisation ne peuvent être exercées que par une entreprise nationale », mais que « toutefois, dans le cadre de l'association visée à l'article 4 ci-dessus, l'associé pourra financer, réaliser et exploiter, pour le compte de l'entreprise nationale, les canalisations et ouvrages rattachés à l'activité de transport d'hydrocarbures. Les conditions de financement et d'exploitation ainsi que les modalités de remboursement des investissements consentis pour la réalisation des canalisations et ouvrages susvisés, seront déterminées dans le contrat d'association ».

¹²³⁰ Article 21 de la loi 86-14 du 19 août 1986.

¹²³¹ Article 36 de la loi 86-14 modifiée et complétée.

¹²³² Article 24 de la loi 86-16 modifiée et complétée.

Cette réforme de la législation s'est aussi accompagnée d'un changement dans la façon de négocier avec les sociétés étrangères, la Sonatrach et le Ministère de l'énergie ayant pris conscience du fait qu'il était nécessaire de simplifier la procédure d'attribution des contrats.

Paragraphe 2. La Sonatrach, « autorité compétente » et « partenaire commercial »

Un changement de stratégie s'était également opéré dans le mode d'attribution des contrats, bien que ni la loi 86-14, ni l'amendement adopté en 1991, ne prévoyaient de dispositions particulières pour cet aspect. La Sonatrach, puisque c'est elle qui était en charge de la sélection des partenaires étrangers, avait donc toute latitude pour choisir le mode d'attribution qu'elle souhaitait. En plus de cette attribution, sa qualité de partenaire commercial des sociétés étrangères la plaçait dans un positionnement dual, qui a engendré quelques difficultés quant à la qualification de certains de ses agissements.

A. Le mode de passation des contrats.

Au début des années 1990, la Sonatrach et le Ministère de l'énergie ont voulu faciliter et accélérer la conclusion des contrats. Les négociations duraient en effet en moyenne deux ans, ce qui ralentissait le processus de conclusion et avait des conséquences directes sur le rythme d'exploration, alors que l'objectif était précisément d'intensifier cette dernière, et d'augmenter la production. L'on avait aussi pour but d'augmenter le taux de récupération des gisements existants et de mettre en service les gisements de gaz découverts mais non encore développés¹²³³.

La lenteur n'était pas le seul inconvénient des négociations directes. A cette époque-là, comme il n'existait pas de contrat-type, les conditions contractuelles

¹²³³ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 101.

variaient donc d'un partenaire à l'autre. Parfois, pour une même région ou zone donnée, certains des termes différaient substantiellement d'un contrat à l'autre. Le contenu des contrats dépendait de la force de négociation des parties présentes, et les principales différences portaient notamment sur les conditions fiscales. Il pouvait s'agir de variations sur le taux de redevance mais aussi sur la répartition de la production et les modalités de distribution de la rente. Face à ces circonstances, Nordine Ait-Laoussine, alors Ministre de l'énergie, a suggéré, dès 1991, que la Sonatrach engage des processus d'appel d'offres, en définissant préalablement les conditions à présenter aux sociétés étrangères. Deux modes de sélection ont alors été mis en place : des appels d'offres pour les permis de recherche et d'exploitation, et des consultations restreintes pour les gisements déjà découverts¹²³⁴.

Il fallait aussi convaincre certains responsables de la Sonatrach qui n'étaient pas forcément favorables aux appels d'offres, en ce que l'organisation de ceux-ci nécessitait de transmettre les informations et données relatives aux gisements en jeu, via les *data room*, aux sociétés étrangères susceptibles d'être intéressées. Le tout premier appel d'offres, organisé en 1992, n'a d'ailleurs pas rencontré beaucoup de succès, la Sonatrach étant peu rompue à cet exercice, ne souhaitant pas communiquer les informations pertinentes¹²³⁵, et de surcroît n'ayant pas mis à disposition les périmètres les plus attractifs. L'intérêt géologique, pour les sociétés étrangères, ne pouvait donc qu'être faible.

Par la suite, la Sonatrach a amélioré ses outils pour la préparation des *data room* et des contrats. Les appels d'offres qui ont suivi ont été plus fructueux et ont débouché sur la signature de plusieurs contrats, qui ont permis l'accélération du rythme d'exploration¹²³⁶. Pour les opérations de récupération sur les gisements déjà

¹²³⁴ Dans les contrats concernant les gisements déjà découverts, les sociétés étrangères n'avaient pas de droits sur les réserves déjà en place. Mais si elles parvenaient à augmenter la récupération du gisement, elles avaient droit à un incrément sur ces suppléments. Il y avait aussi une autre condition : puisqu'il n'y avait pas de risque géologique (s'agissant de gisements découverts), et uniquement un risque d'exploitation, les compagnies devaient payer un droit d'entrée.

¹²³⁵ C'est un problème qui peut se poser dans plusieurs pays, lorsque l'entreprise nationale est en charge de l'appel d'offres. Elle sera réticente à transmettre des informations, et voudra en outre se réserver les meilleurs périmètres. « *Some state oil companies technical staff will resist the transfer of company data into the public domain without which licensing cannot take place* », Michael Bunter, *The promotion and licensing of petroleum prospective acreage*, Kluwer Law International, The Hague, 2002, page 189.

¹²³⁶ Pic de signature de sept contrats en 1992

découverts, la Sonatrach a organisé un appel d'offres plus restreint, en 1991, portant sur l'exploitation des dix plus importants gisements pétroliers, dont celui de Hassi Messaoud. Elle devait aussi préparer un second appel à concurrence pour dix autres gisements, de moindre taille que les précédents, et un troisième destiné à la réactivation d'un certain nombre de gisements marginaux, qui étaient soit à l'arrêt, soit d'une productivité très faible en raison d'un manque d'investissements et de maintenance¹²³⁷.

Plusieurs difficultés sont toutefois survenues, et l'intérêt des sociétés étrangères a quelque peu décliné. En effet, en dépit des procédures d'appels à concurrence, il y avait tout de même des négociations avec les sociétés dont les offres avaient été retenues, et celles-ci étaient longues, ce qui rallongeait encore le temps de conclusion des contrats. Après chaque proposition, il était nécessaire de clarifier les conditions financières et de quantifier le taux d'incrément résultant des efforts de récupération. Le processus a été d'autant plus ralenti que la situation politique et sécuritaire du pays empirait¹²³⁸. Bien que la Sonatrach ait fait des efforts pour assouplir la procédure¹²³⁹, les sociétés étrangères ont expliqué que l'un des motifs de leurs hésitations à engager d'importantes dépenses pour stimuler la production des gisements était la faible maintenance que ceux-ci avaient reçu depuis la nationalisation en 1971. La structure complexe de la Sonatrach était aussi citée comme un élément dissuasif. Il faut préciser qu'à cette époque-là, la Sonatrach n'avait qu'une seule équipe en charge des négociations et qu'il y avait un réel problème dans la fluidité du processus de décision. En raison de toutes ces difficultés, le premier contrat du programme de récupération assistée n'a été signé qu'en février 1996¹²⁴⁰.

¹²³⁷ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 104.

¹²³⁸ La grave crise sécuritaire que traversait l'Algérie, suite à l'annulation des élections législatives en janvier 1992, a substantiellement augmenté le risque politique associé au pays et aux projets pétroliers.

¹²³⁹ « Algeria sweetens bid to attract capital », *Petroleum Intelligence Weekly*, archives du 12 octobre 1992.

¹²⁴⁰ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 105.

Le temps passé à négocier les contrats, qui est considéré par les sociétés étrangères comme « *un bien plus précieux que le pétrole lui-même* », et par la Sonatrach « *comme nécessaire pour ramener l'offre des compagnies au plus près de ses attentes* » était devenu excessif¹²⁴¹. La mise en place d'appels d'offres n'avait donc pas suffi à résoudre le problème de la lenteur des négociations. En effet, ce n'est pas tant la procédure choisie qui compte, mais la façon que l'entreprise nationale aura de la gérer. Le fait que l'on prévoie des négociations après soumission de l'offre ou choix d'un soumissionnaire était également problématique, mais cet exercice a cependant permis de mettre progressivement en place les prémices d'un contrat-type. Entre 1995 et 2000, peu de contrats ont donc été conclus. Il faut toutefois souligner qu'au vu du contexte national très difficile, les résultats du secteur des hydrocarbures peuvent être considérés comme bons¹²⁴². Mais force est de constater qu'en dépit d'un régime juridique et fiscal compétitif, les développements du secteur amont ont été ralentis par la crise sécuritaire¹²⁴³, mais également par les faiblesses de la Sonatrach, notamment en termes de gestion. Durant cette période, le processus de négociation et d'approbation de la Sonatrach a en effet considérablement ralenti. Entre 1995 et 2000, le nombre de contrats d'exploration conclus avec les sociétés étrangères a ainsi été à son plus bas depuis 1989¹²⁴⁴.

La reprise d'appels d'offres concurrentiels à partir de l'année 2001 auront pour but d'accélérer et de faciliter la conclusion des contrats, et s'inscriront dans un projet de refonte profonde du régime juridique des hydrocarbures.

¹²⁴¹ *Ibid.*, page 109.

¹²⁴² Bilan dressé dans des travaux Sonatrach/ Ministère de l'énergie couvrant cette période: « La situation du secteur des hydrocarbures se caractérise par un investissement d'exploration dans le domaine minier d'hydrocarbures qui s'élève à 6.7 milliard de US\$ dont 3.7 par les associés de la Sonatrach durant la période allant de 1986 à 2003. Les découvertes réalisées depuis l'avènement des lois sur les hydrocarbures 86-14 et 91-21 et l'application de nouvelles technologies ont permis de couvrir la production réalisée depuis 1971, ce qui se traduit par un niveau de réserves d'hydrocarbures égal à celui de 1971 et ce grâce au partenariat. La mise en exploitation de gisements découverts en association permet déjà de couvrir actuellement 35 % de la production totale du pays et passera à plus de 50 % vers l'an 2005-2006. Ceci a été rendu possible grâce aux investisseurs privés associés ainsi qu'à la mise en œuvre des techniques et technologies nouvelles. »

¹²⁴³ Malgré les mesures prises pour assurer la sécurité dans le Sahara, les projets ont ralenti et les inquiétudes des sociétés étrangères et la réévaluation du risque politique ont conduit à une hausse des coûts opérationnels. Cela a notamment eu des conséquences sur le programmes de récupération améliorée.

¹²⁴⁴ A l'exception de l'année 1992, où sept contrats avaient été signés.

B. L'entreprise nationale et l'exercice de prérogatives de puissances publiques.

Depuis la nationalisation des hydrocarbures, en vertu de l'ordonnance de 1971, et plus tard de la loi 86-14, la Sonatrach s'est vue confier les titres miniers, qui sont propriété de l'Etat, par le procédé de la délégation. Cette délégation n'entraîne pas de droit de propriété¹²⁴⁵, mais l'attribution du titre minier sur un périmètre donne alors la possibilité à son titulaire exclusif, à savoir la Sonatrach, de mener des travaux d'exploration et d'exploitation sur ces périmètres, seule ou en association avec d'autres entreprises. C'est donc par cette délégation du titre minier que l'Etat avait mandaté la Sonatrach pour qu'elle puisse contracter avec les sociétés étrangères.

Tous les contrats conclus de 1971 à 2005 sont alors signés entre l'entreprise nationale et le partenaire étranger, sans que l'Etat n'y soit directement présent. Ces choix ne sont pas anodins, ils démontrent la volonté de l'Etat de ne pas participer directement aux opérations et de limiter les relations avec les sociétés étrangères. Dans les pays exportateurs de pétrole ayant choisi de créer une société pétrolière nationale et de lui faire jouer un rôle-clé dans les opérations¹²⁴⁶, il arrive également que le contrat soit signé entre l'Etat, l'entreprise nationale, et le partenaire étranger. Le fait que l'Etat algérien choisisse d'être totalement absent du contrat indique qu'il ne souhaite pas s'engager commercialement dans l'exploitation des ressources naturelles, dont il est le propriétaire. La délégation du titre minier lui permet alors de transférer à l'entreprise nationale deux fonctions : la prérogative de puissance publique et le partenariat commercial. L'un des objectifs de l'Etat algérien était d'éviter les requêtes d'arbitrage à son encontre. C'est d'ailleurs l'une des raisons qui expliquent la suppression du protocole signé avec les sociétés étrangères, concomitamment à l'introduction de la procédure d'arbitrage international dans les contrats d'association, ainsi que la limitation des relations fiscales entre l'Etat et les sociétés étrangères. En effet, en vertu de la loi 86-14, même si ces dernières étaient considérées comme des sujets fiscaux, elles n'avaient quasiment pas de relations avec l'administration fiscale, la Sonatrach jouant l'intermédiaire entre l'Etat et les

¹²⁴⁵ Article 10 de la loi 86-14.

¹²⁴⁶ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

investisseurs étrangers. Elle prenait en charge, pour le compte de ses co-contractants¹²⁴⁷, les différents impôts et taxes, jouant ainsi le rôle de percepteur des impôts. Cette fonction de la Sonatrach a été au cœur de plusieurs arbitrages survenus récemment¹²⁴⁸.

Cependant, l'absence formelle de l'Etat dans le contrat signifie-t-elle pour autant que celui-ci en est réellement absent, et qu'on ne le retrouve pas derrière les agissements de son entreprise nationale ?

a. Le rapport symbiotique entre le ministère chargé des hydrocarbures et la Sonatrach.

La loi 86-14 fait référence à la Sonatrach comme à « l'entreprise publique nationale exclusivement contrôlée par l'Etat ». En réalité, la loi ne la définit pas directement, ne nommant pas « Sonatrach » dans le texte, se contentant de définir le terme « entreprise nationale »¹²⁴⁹, et de préciser que le titre minier est exclusivement délivré à « une entreprise nationale »¹²⁵⁰. L'article 2 du décret n°88-34 du 16 février 1988¹²⁵¹, le précise - « les titres miniers ne peuvent être délivrés qu'à une entreprise nationale qui en sera seule titulaire » - mais ne nomme pas non plus la Sonatrach. Etant donné qu'elle est la seule entreprise publique nationale qui a compétence pour agir en matière de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, il ne pourra s'agir ici que d'elle, ou tout du moins, l'une de ses filiales. Le fait d'attribuer le titre minier à la Sonatrach lui a donné l'habilitation à exercer des prérogatives de puissance publique sur les périmètres concernés par les titres miniers. Cela lui a ainsi permis de choisir quelles sociétés étrangères allaient pouvoir opérer sur le territoire national et de contracter directement avec elles, et lui a également conféré une liberté de gestion dans la conduite des opérations, et un rôle conséquent dans la régulation du secteur.

¹²⁴⁷ Qui la remboursent selon les modalités prévues par la loi 86-14.

¹²⁴⁸ Voir infra

¹²⁴⁹ Article 8 de la loi 86-14.

¹²⁵⁰ Article 9 de la loi 86-14.

¹²⁵¹ *Décret n°88-34 relatif aux conditions d'octroi, de renonciation, et de retrait des titres miniers pour la prospection, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures.*

Dans la pratique, son rôle pouvait dépasser celui qui lui formellement réservé, et à l'instar d'autres entreprises pétrolières nationales de son envergure, il était chose normale, par exemple, que la Sonatrach prenne part à l'élaboration des politiques régissant le secteur, ou use de son influence pour faire édicter des décisions ou directives qui lui soient favorables. Cela pouvait parfois sembler logique dans la mesure où, en tant qu'entreprise pétrolière nationale, elle était la garante des intérêts de l'Etat dans le secteur, et que les objectifs étaient donc communs et pouvaient s'entremêler¹²⁵². Cependant, il a pu aussi arriver que la Sonatrach privilégie parfois ses propres intérêts commerciaux au détriment de ceux de l'Etat, ou du moins ne puisse pas toujours coordonner ses motivations commerciales avec les objectifs qui lui incombaient en tant que déléataire de la puissance publique. Par exemple, sa négligence avait été invoquée après qu'un très grave accident industriel, aux conséquences mortelles, se soit produit dans la raffinerie de Skikda en 2004¹²⁵³.

En outre, et la Sonatrach ne faisait pas figure d'exception parmi les entreprises pétrolières nationales, il arrivait que le Président-directeur général de la Sonatrach usurpe l'autorité du Ministre de l'énergie. Ces positions n'étaient pas constantes et variaient sans cesse, pouvant s'inverser en fonction du contexte politique et de la présence d'autres acteurs, directement ou indirectement concernés par la marche de la Sonatrach¹²⁵⁴. Au lendemain de la création de la Sonatrach, il apparaît par exemple que le Ministre de l'énergie s'ingère dans ses affaires et que le Président-directeur général de l'entreprise lui fait des comptes-rendus écrits et verbaux¹²⁵⁵. Selon le professeur Madjid Benchikh, cette présence du Ministre de l'énergie dans l'entreprise, si « elle atténue la portée pratique des pouvoirs du Président-directeur général », contribue peut-être à remédier « à l'exercice solitaire du pouvoir par le Président-directeur général dans la mesure où le ministre peut associer aux prises de décision les différents directeurs qu'il convoque ». Mais il ajoute que cela n'est pas

¹²⁵² Par exemple, « des contrats de fournitures de carburants ont pu être modifiés à l'avantage de la Sonatrach au motif que celle-ci exerce d'après une circulaire ministérielle une activité de service public en matière de distribution de produits pétroliers. Après la baisse des prix des produits pétroliers par décret du gouvernement, la Sonatrach a demandé au ministre de tutelle d'envoyer une circulaire à ses clients pour leur annoncer que la remise contractuelle de prix qui leur était jusqu'alors consentie serait supprimée ». Madjid Benchikh, *Les instruments juridique de la politique algérienne des hydrocarbures*, op cit. page 151.

¹²⁵³ Valérie Marcel, *Oil Titans : National Oil Companies in the Middle East*, op.cit., page 94.

¹²⁵⁴ John P. Entelis, « Sonatrach : The political economy of an Algerian state institution », *Middle East Journal*, 1999, vol.53, n°1, pages 17 et s.

¹²⁵⁵ Madjid Benchikh, *Les instruments juridique de la politique algérienne des hydrocarbures*, op cit. page 150.

sans inconvénients, puisque cela ne règle pas le problème réel, qui est le manque de définition et de répartition des responsabilités de chaque partie, et qu'en outre cette « forme de contrôle non organisé » du Ministre de l'énergie sur le Président-directeur général de la Sonatrach présente le risque de « faire croire à chaque directeur qu'il peut passer outre aux directives du Président-directeur général »¹²⁵⁶.

Il faut souligner que dès sa création, une certaine confusion s'était installée. La Sonatrach avait été établie en tant que société anonyme, forme sociale qui aurait dû lui assurer un semblant d'indépendance vis-à-vis de l'Etat¹²⁵⁷, mais ce statut ne correspondait pas à son fonctionnement en tant qu'entreprise nationale¹²⁵⁸. L'organisation effective de l'entreprise n'était donc pas totalement conforme à ce que prévoyait ses statuts, et il s'avérait même que, dans la pratique, la délimitation entre les fonctions du Ministère de l'énergie et les siennes étaient floues¹²⁵⁹. La forme sociale de la Sonatrach a été modifiée en 1998, année où elle est devenue une société par actions. Cela a eu des répercussions sur son organisation statutaire mais n'a absolument rien changé à son rôle dans les activités pétrolières, à ses rapports avec les sociétés étrangères, ni même aux difficultés qu'elle rencontrait dans ses rapports avec le gouvernement. Car, en théorie, la réforme statutaire aurait dû lui assurer une certaine autonomie vis-à-vis du gouvernement, et la prémunir contre les interférences politiques. Mais dans les faits, il était pratiquement impossible d'isoler la gestion de la Sonatrach de la politique¹²⁶⁰. Par exemple, le Président-directeur général avait en principe le pouvoir de nommer tous les hauts responsables de l'entreprise¹²⁶¹. Mais en septembre 2000, les statuts de la Sonatrach ont été modifiés et il a été acté que les nominations de vice-présidents et directeurs généraux se feraient désormais par décret présidentiel¹²⁶². Cette décision sans précédent, qui était certainement le résultat d'une lutte de pouvoir pour le contrôle économique et politique de la Sonatrach, a sapé le

¹²⁵⁶ *Ibid*, page 151.

¹²⁵⁷ John P. Entelis, « « Sonatrach : The political economy of an Algerian state institution », in David G. Victor et al., *Oil and governance: State-owned enterprises and the world energy supply*, Cambridge university press, 2012, page 561.

¹²⁵⁸ Ainsi que l'explique Ali Aissaoui, « il y a une confusion totale entre les exigences liées à la propriété de l'Etat, la politique pétrolière du gouvernement et la gestion de la compagnie. Même si la compagnie a été créée en 1963 en tant que société par actions, avec une réelle structure d'entreprise, ses organes statutaires ont été ignorés par la suite, et l'entreprise s'est retrouvée avec un seul organe de direction ». Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 212.

¹²⁵⁹ Madjid Benchikh, *les instruments juridique de la politique algérienne des hydrocarbures, op. cit.*, pages 149 et s.

¹²⁶⁰ Ali Aissaoui, *op.cit.*, pages 213 et 214.

¹²⁶¹ *Ibid*

¹²⁶² Décret présidentiel 2000-271 du 23 septembre 2000.

pouvoir du conseil d'administration et a limité les ambitions de l'entreprise nationale d'avoir plus d'autonomie managériale¹²⁶³.

b. Nature des agissements de l'entreprise nationale

En vertu de l'article 5 de la C.D.I sur la responsabilité de l'Etat pour fait internationalement illicite, le comportement d'une personne ou d'une entité habilitée à exercer des prérogatives de puissance publique, lorsqu'elle agit en cette qualité, est considéré comme un fait de l'Etat d'après le droit international¹²⁶⁴. La réunion de ces deux critères doit donc être recherchée pour que la responsabilité de l'Etat puisse être déclenchée¹²⁶⁵. Seuls les comportements accomplis de *jure imperii* par une entité sont imputables à l'Etat, alors que les actes accomplis de *jure gestionis* ne le seront pas¹²⁶⁶. Quels étaient donc les actes de *jure imperii* qu'accomplissait la Sonatrach, en vertu de la délégation des prérogatives de puissance publique, et qui étaient effectivement susceptibles d'engager la responsabilité de l'Etat ? Il s'agissait alors principalement de l'attribution des autorisations de prospection et des permis de recherche et d'exploitation, et du rôle de l'entreprise nationale en matière fiscale.

1. Son rôle dans l'attribution des contrats.

Concernant l'attribution des autorisations et des contrats, l'on voit mal comment cette responsabilité risquait d'être engagée. Il était très difficile¹²⁶⁷, voire impossible, pour une société de remettre en cause une décision d'attribution ou de non-attribution d'un contrat. Avant l'année 2005 et la consécration législative de la procédure de mise en concurrence, Sonatrach avait principalement recours aux négociations, et les quelques appels d'offres qu'elle avait organisé n'étaient pas codifiés. Le cahier des charges qu'elle émettait à cet effet précisait que les sociétés, souhaitant participer à

¹²⁶³ Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 214.

¹²⁶⁴ Article 5 "Comportement d'une personne ou d'une entité exerçant des prérogatives de puissance publique". James Crawford, *Les articles de la C.D.I sur la responsabilité de l'Etat : Introduction, Texte et Commentaires*, Pedone, Paris, 2013, page 76.

¹²⁶⁵ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

¹²⁶⁶ Franck Latty, « Conditions d'engagement de la responsabilité de l'Etat d'accueil de l'investissement » in Charles Leben (Dir.), *Droit international des investissements et de l'arbitrage transnational*, Pedone, Paris, 2015, pages 424 et 428 .

¹²⁶⁷ Michael Bunter, *International Institutions and their effect on modern licensing, Modern practice in petroleum licensing* , B & R Co, U.K, 2002, page 203.

l'appel d'offres, devaient remplir les conditions techniques et financières prévues par la réglementation algérienne¹²⁶⁸. Mais il prévoyait également que « en tout état de cause, la Sonatrach se réserve expressément le droit de n'inviter à participer aux *data room* et à l'appel d'offres que les compagnies pétrolières qui, selon sa seule appréciation, disposent des capacités techniques et financières, qui lui permettent de faire une offre sur un ou plusieurs blocs ». Sa « seule appréciation » primait alors sur la conformité aux conditions prévues par la réglementation en vigueur.

Les critères de sélection étaient quant à eux effectivement objectifs et préalablement fixés, et il était expressément prévu qu'aucune modification ne pourrait être apportée au Contrat une fois que l'offre a été retenue. La Sonatrach tenait beaucoup au respect de cette disposition, ayant eu la mauvaise expérience des négociations postérieures à l'attribution d'un contrat durant les années 1990, qui pouvaient considérablement ralentir sa conclusion. Par ailleurs, le cahier des charges pouvait également préciser que « dans le cas où, pour une quelconque raison, la compagnie retenue n'a pas procédé à la signature du contrat au plus tard quarante-cinq jours à compter de la date à laquelle l'offre de cette compagnie a été retenue, ladite compagnie reconnaît que la Sonatrach pourra soumettre la question à l'arbitrage selon les dispositions de la clause de Règlement des différends du contrat paraphé par les deux parties, et s'expose à payer à la Sonatrach des dommages et intérêts au moins équivalents au montant du programme minimum de travaux du projet considéré ». Une disposition équivalente n'existait cependant pas dans le cas où la Sonatrach aurait refusé de procéder à la signature du contrat.

Au vu des de ces éléments, on voit alors mal comment, étant donné l'ampleur du droit d'appréciation qu'elle s'arroge, des investisseurs étrangers pourraient lui reprocher un manquement à la procédure. Le cahier des charges prévoyant en outre que « la soumission d'une offre implique l'acceptation par le soumissionnaire de tous les termes et conditions contenus dans le cahier des charges », ce qui excluait toute possibilité de recours. Etant donné que cette prérogative relève de ses actes de *jure imperii*, en cas de différend, la question de la responsabilité de l'Etat pourrait se

¹²⁶⁸ Notamment le décret 87-158 du 21 Juillet 1987 relatif aux modalités d'identification et de contrôle des sociétés étrangères candidates à l'association pour la prospection, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures liquides.

poser. Mais il apparaît que les recours ne sont pas possibles, et qu'ils ne sont de surcroît pas nécessairement pertinents dans cette industrie.

Selon certains spécialistes du secteur, remettre en cause les résultats d'un appel d'offres, pour défaut d'équité est de faible intérêt, pour différentes raisons. D'une part, les entreprises éprouveraient des difficultés à prouver le manquement à l'égalité de traitement, étant donné que l'autorité en charge s'octroie une marge d'appréciation lui permettant de se libérer de ce principe. D'autre part, une entreprise déjà présente dans un pays ou souhaitant y investir n'a pas d'intérêt, dans de telles conditions, à mettre en péril sa relation avec l'Etat d'accueil, et à risquer d'être *blacklistée*, d'autant que les appels d'offres sont organisés sur une base régulière¹²⁶⁹. Par ailleurs, pour le consultant et géologue Michael Bunter, si ces recours étaient autorisés, il y aurait un risque que leur utilisation soit abusive et donc susceptible de bloquer durablement le processus d'attribution. Pour peu que la procédure prévoie une possibilité d'appel, cela pourrait s'étaler sur plusieurs années. En outre, quelle serait alors la validité des droits qui ont été attribués? Il est en effet difficile pour un opérateur de débiter ses travaux, si la procédure risque d'être déclarée nulle par un juge. Michael Bunter estime donc que si cette éventualité devait exister, le délai pour agir devrait être limité et avoir pour cadre et la mise en place d'un tribunal formel avec comme parties, la compagnie en question, l'organe d'attribution et le ministère de l'énergie. La décision serait rendue par un expert indépendant, et une fois cette procédure terminée, il n'y aurait plus possibilité d'une autre action¹²⁷⁰.

¹²⁶⁹ Michael Bunter, *International Institutions and their effect on modern licensing, Modern practice in petroleum licensing*, B & R Co, U.K, 2002, page 203.

¹²⁷⁰ *Ibid.*

2. Ses attributions en matière fiscale

Le rôle de la Sonatrach en matière fiscale, qui relève aussi du *jure imperii*, est quant à lui plus problématique et peut l'exposer à des litiges, preuve en sont de récentes affaires d'arbitrage portant sur la taxe sur les profits exceptionnels¹²⁷¹. Les modalités de mise en œuvre de cette taxe sont quelque peu originales, puisqu'elle a été introduite par un amendement à la loi 05-07 du 28 avril 2005, intervenu en 2006, pour ne s'appliquer qu'aux contrats conclus sous la loi 86-14 du 19 août 1986¹²⁷². Elle a pour but d'instaurer un mécanisme de capture des superprofits lorsque le prix du baril dépasse les 30 dollars¹²⁷³. Plusieurs sociétés étrangères, au premier rang desquelles Anadarko et Maersk, ont, en février 2009, introduit une demande d'arbitrage devant la CNUDCI, contre la Sonatrach, au motif que cette taxe n'était pas en vigueur lors de la conclusion de leurs contrats, et ne pouvait pas, de ce fait, leur être imposée. La société Maersk a également déposé une requête contre l'Etat algérien devant le CIRDI¹²⁷⁴, sur le fondement d'un traité bilatéral d'investissement signé entre le Danemark et l'Algérie en 1999¹²⁷⁵. Ces requêtes ont finalement été suspendues, les parties étant arrivées à un accord en mars 2012¹²⁷⁶.

Quelques années plus tard, ce sont les sociétés Repsol (et autres) en 2013, et Total en 2016 qui ont introduit des requêtes d'arbitrage, contre la Sonatrach, devant la Chambre de Commerce Internationale afin de s'opposer également à l'application de cette taxe sur les profits exceptionnels. L'objet du litige de la société Repsol (et autres) était toutefois plus large, puisqu'il avait trait à l'interprétation de dispositions

¹²⁷¹ Les plus récents arbitrages ont opposé Repsol et Total à la Sonatrach.

¹²⁷² *Ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006.*

¹²⁷³ L'article 101 bis de la loi 05-07, modifiée et complétée prévoit que pour les contrats d'association conclus entre l'entreprise nationale, et un ou plusieurs associés étrangers dans le cadre de la loi n°86-14 du 19 août 1986, une taxe, non déductible, sur les profits exceptionnels réalisés par ces associés étrangers, est applicable à la part de la production leur revenant lorsque la moyenne arithmétique mensuelle des prix du pétrole Brent est supérieure à 30 dollars par baril. Ladite taxe est applicable à compter du 1er août 2006. Le taux de cette taxe, applicable à la production revenant aux associés étrangers, est de 5% au minimum et de 50% au maximum. Pour s'acquitter de cette taxe auprès du Trésor public, l'entreprise nationale procédera à la déduction, à partir de la part de production revenant auxdits associés étrangers, de la quantité d'hydrocarbures correspondant au montant de cette taxe. La procédure et les conditions d'application de cette taxe, tenant compte du niveau de la production, ainsi que la méthodologie de calcul sont fixées par voie réglementaire. Toute convention contraire aux dispositions ci-dessus est nulle. »

¹²⁷⁴ *Maersk Olie, Algeria A/S v. People's Democratic Republic of Algeria*, ISCID Case n°ARB/09/14

¹²⁷⁵ Traité relatif à la promotion et à la protection réciproques des investissements, signé à Alger le 25 janvier 1999.

¹²⁷⁶ « Anadarko and Maersk settle with Sonatrach », *Global Arbitration Review*, 15 mars 2012 ; Mark Clarke, Tom Cummins, « Resource nationalism : a gathering storm ? », *International Energy Law Review*, 2012, vol.6, pp.220-225 (version en ligne).

contractuelles applicables au partage de la production du périmètre en question, qui couvrait les modalités de partage de la production, de son report, et de la production prélevée au titre de la taxe sur les profits exceptionnels. En octobre 2016, la sentence Repsol contre Sonatrach a été rendue et les arbitres se sont prononcés en faveur de la Sonatrach, rejetant toutes les réclamations de la société Repsol (et autres)¹²⁷⁷.

Trois points méritent ici d'être soulevés.

En premier lieu, la qualité des parties. Alors que la Sonatrach collecte la taxe sur les profits exceptionnels pour le compte de l'Etat, et qu'il s'agisse là d'une prérogative de puissance publique, les sociétés étrangères n'ont pas cherché à imputer cet agissement à l'Etat. La Sonatrach était d'ailleurs très soucieuse de cette distinction, et l'incluait dans les contrats qu'elle signait, en précisant que pour les fins du contrat, elle n'agissait pas en tant qu' « autorité compétente », mais en tant que « partie ». La distinction entre les deux est en effet notable, l'autorité compétente étant définie comme une autorité publique algérienne habilitée à rendre une décision ou à prendre un acte administratif ou réglementaire. Le terme « partie » désigne quant à lui la Sonatrach, ou le cocontractant.

En deuxième lieu, la distinction entre l'entreprise nationale agissant comme « autorité compétente » ou comme « partie » a des effets sur l'insertion de certaines clauses contractuelles et ainsi sur la qualification même du contrat. La question s'est notamment posée de savoir si les contrats conclus par la Sonatrach contenaient une clause de stabilisation.

A cette question, l'on ne peut répondre que par la négative, même si à l'occasion des récents arbitrages, on a pu lire que les parties invoquaient l'existence d'une telle clause pour remettre en cause l'application de la taxe sur les profits exceptionnels¹²⁷⁸. A moins que la dénomination « clause de stabilisation » ne soit utilisée pour signifier la stabilisation des termes contractuels, ce qui, bien que cela ne corresponde pas tout

¹²⁷⁷ Communiqué Shearman & Sterling, « Shearman & Sterling secures major arbitration victory for sonatrach over windfall profits tax », accessible à :

<http://www.shearman.com/en/newsinsights/news/2016/10/major-arbitration-victory-for-sonatrach>

¹²⁷⁸ Sylvia Nouri et al, « Resources nationalism in Africa, the next wave? Trends in Investor-state disputes in the energy and natural resources sector in Africa », *Transnational Dispute management*, 2016, vol.13, n°4, page 13.

à fait à sa définition classique, peut se retrouver dans des contrats¹²⁷⁹. Or, la clause de stabilisation, comme clause qui a pour effet de geler le droit de l'Etat, ne peut pas figurer dans les contrats qui étaient conclus par la Sonatrach, étant donné que les contrats d'Etats ont l'exclusivité de ce type de clause, et que ceux conclus par l'entreprise nationale - qui contractait en tant que « partie », et non en tant que « qu'autorité compétente » - ne devaient pas entrer dans cette catégorie.

S'il arrivait que des sociétés étrangères demandent l'inclusion de cette clause, mais la Sonatrach rejetait cette possibilité¹²⁸⁰, pour la raison invoquée ci-dessus. Or, les sociétés étrangères avaient tendance à considérer que la Sonatrach pourrait le faire, car c'est une entreprise publique nationale, et que sa présence dans le contrat se justifie par sa substitution à l'Etat, et que par ailleurs, au vu de son influence dans le secteur, et de l'importance nationale des contrats qu'elle signe, elle serait en mesure « d'obtenir qu'une législation à venir ne soit pas de nature à remettre en cause les dispositions contractuelles acceptées par les parties au contrat »¹²⁸¹. Tel n'est pourtant pas le cas, car en dépit de l'influence que la Sonatrach puisse avoir dans l'élaboration des politiques ou législations, il ne s'agit pas d'une constante invariable et indéfinie qui lui permettrait d'avoir un tel pouvoir sur l'adoption des lois.

En troisième lieu, dans le cadre des arbitrages mentionnés ci-dessus, la clause de droit applicable est particulièrement importante. On peut retrouver deux formes de rédaction dans les contrats de partage de production:

« Le présent contrat est régi par les dispositions de la loi 86-14, ses décrets d'application et par la législation et la réglementation en vigueur à la Date d'entrée en vigueur du contrat », ou; « Le présent contrat est régi par la loi 86-14 ainsi que la législation et la réglementation algérienne en vigueur ». Ne pas préciser la mention « à la date d'entrée en vigueur du contrat » laisse en suspens la question de savoir s'il s'agira de la législation algérienne au moment de sa conclusion, ou au moment de son exécution. Lorsque la taxe sur les profits exceptionnels a été introduite, les

¹²⁷⁹ Sur les clauses de stabilisation et d'intangibilité, v. Prosper Weil, « Les clauses de stabilisation ou d'intangibilité insérées dans les accords de développement économique » in *La communauté internationale. Mélanges offerts à Charles Rousseau*, Pédone, Paris, Pédone, 1974, page 301 ; Sur les clauses « modernes » de stabilisation, Piero Bernardini « Stabilization and adaptation in oil and gas investments », *JWELB*, 2008, vol.1, n°1, page 98.

¹²⁸⁰ Djamel-Eddine Lakehal, « Quelques réflexions sur les contrats pétroliers algériens à la lumière de la théorie des contrats d'Etat en droit international » in *Droit du pouvoir, pouvoir du droit, Mélanges offerts à Jean Salmon*, Bruylant, Paris, 2007, page 507.

¹²⁸¹ *Ibid.*

contrats conclus sous la loi 86-14 étaient encore en vigueur, et pouvaient donc, en fonction de la clause de droit applicable du contrat, se trouver exposés aux nouvelles dispositions de la loi 05-07. Les contrats pouvaient en outre prévoir des clauses de renégociation aux termes desquelles si la loi 86-14 venait à être modifiée et que cela affecterait négativement et substantiellement les droits et obligations de l'une ou l'autre des parties, elles se rencontreraient et négocieraient les modifications éventuelles à apporter aux termes contractuels, en vue de rétablir l'équilibre des intérêts respectifs des parties.

S'agissant du fond de l'affaire Repsol c. Sonatrach, la sentence étant confidentielle, il nous est difficile de connaître le raisonnement de l'arbitre, mais il semblerait que ce qui était en jeu n'était pas tant l'introduction de la taxe sur les profits exceptionnels par l'Etat, mais le fait que ce soit la Sonatrach qui ait exécuté cette obligation à l'encontre des sociétés étrangères. Le tribunal arbitral s'est prononcé en faveur de la Sonatrach, arguant qu'elle était tenue par la loi de le faire, et qu'au vu des dispositions contractuelles et des conditions d'application de la dite taxe, il n'y avait pas eu de violation du contrat de partage de production. La Sonatrach, afin d'éviter la multiplication des demandes d'arbitrage, a cependant choisi de négocier avec chaque entreprise sujette à l'application de la taxe sur les profits exceptionnels¹²⁸².

¹²⁸² Sylvia Nouri et al, *op.cit.*, page 14

Section 2. La tentative de libéralisation du régime juridique des hydrocarbures.

En 1999, l'Algérie s'est lancée dans un important processus de réformes du régime juridique gouvernant les hydrocarbures. Initialement, ce processus faisait partie d'un vaste programme de réformes économiques promises par le chef de l'Etat, Abdelaziz Bouteflika, durant sa première campagne présidentielle. L'un des principaux éléments de ce programme était la réforme du secteur des hydrocarbures et une plus grande ouverture aux investissements étrangers.

Dès le début des années 2000, le Ministère de l'énergie et la Sonatrach ont alors été chargés de préparer un nouveau projet de loi. Ces deux institutions ont mis en place un comité de travail, qui a par ailleurs collaboré avec des experts internationaux indépendants, financés par la Banque Mondiale¹²⁸³. L'orientation de cette loi était, dès le départ, libérale, et le Ministre de l'énergie, Chakib Khelil n'hésitait pas à faire référence à l'accord d'association avec l'Union Européenne et au processus d'adhésion à l'OMC pour justifier cette orientation¹²⁸⁴. Or ni l'un ni l'autre ne contraignait l'Algérie à adopter les mesures qui allaient être prises¹²⁸⁵, notamment celles ayant trait à la position de la Sonatrach. L'accord d'association avec l'Union Européenne comme le processus d'adhésion à l'OMC n'exigent pas une suppression de la position dominante de la Sonatrach, mais le Ministre de l'énergie s'appuie sur ces instruments internationaux pour justifier l'adoption d'une loi qui « renforcera la crédibilité du pays, qui montrera ainsi son engagement résolu vers une économie de marché libre, ouverte et compétitive »¹²⁸⁶. La démarche consistait donc à adopter une

¹²⁸³ Sur le prêt accordé par la Banque Mondiale, voir supra (Titre 1, chapitre 1).

¹²⁸⁴ Extrait du discours du Ministre de l'énergie et des mines, Chakib Khelil lors du « National Oil Companies Forum » le 26 avril 2002: « *As far as we are concerned, we are engaged in ambitious reforms aimed at reinforcing the attractiveness of our national mining domain but also at propelling our national company into the 21st century. Deep reforms are ongoing in the sectors of mines, electricity and hydrocarbons. All of these reforms provide for competition rules, elimination of monopolies, and the separation between the missions of the company and the sovereign role of the State* ». Accessible à : <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=776>

¹²⁸⁵ V. Article 20 (g) des accords du GATT sur les exceptions générales ; et les dispositions de l'Accord euro-méditerranéen établissant une association entre l'Algérie et l'Union Européenne , conclu le 22 avril 2002 et entré en vigueur en septembre 2005, notamment l'article 61 relatif au secteur de énergie et des mines. Accessible à : https://eeas.europa.eu/sites/eeas/files/accord_association_fr.pdf

¹²⁸⁶ Extrait d'un discours de Chakib Khelil, prononcé à l'Université de Constantine , le 24 décembre 2002, accessible à : http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=av_pr_hydrocarbures

loi dont l'esprit sera en adéquation avec des engagements internationaux à venir, bien que leurs exigences soient en deçà de ce qui est prévu par le projet de loi.

Parmi les motivations du Ministre de l'énergie, en plus de la volonté de stimuler l'investissement et d'augmenter le niveau de découvertes et de production, il apparaissait aussi que le rôle double assumé par la Sonatrach avait conduit à une trop grande complexité institutionnelle et règlementaire¹²⁸⁷, à des conflits d'intérêt, et avait aussi freiné sa croissance économique. Par ailleurs, le comité de travail sus-cité avait aussi mis en avant le fait que la Sonatrach opérait dans un cadre non-concurrentiel, qui ne l'incitait pas à améliorer ses performances et ne l'encourageait pas à développer davantage ses projets internationaux. Il y avait un consensus sur le fait que ses avantages avaient sapé son dynamisme en tant qu'entreprise.

L'objectif était donc une meilleure séparation des rôles et délimitation des responsabilités. Le comité de travail a conclu que l'Etat, en tant que propriétaire du domaine minier, devait assurer lui-même sa promotion, gestion et contrôle, et prendre en charge directement la collecte des impôts, taxes et redevances relatifs au secteur des hydrocarbures. Pour lui permettre d'assurer cette mission, le projet de loi prévoit la mise en place de deux agences : ALNFAT et l'ARH, l'une chargée des contrats et de la promotion du domaine minier, l'autre du contrôle et de la régulation. Elles héritent ainsi du rôle qui était accompli par la Sonatrach.

L'entreprise publique, quant à elle, doit se comporter comme un agent économique et commercial, intéressé essentiellement par la génération de richesses et évoluant dans un cadre législatif et réglementaire clair, lui permettant de planifier ses stratégies à long terme. C'est ainsi qu'en septembre 2000, le gouvernement a présenté une réforme visant à établir un marché libre, ouvert, et concurrentiel, en mettant l'accent sur l'importance de restaurer l'Etat dans son triple rôle de propriétaire des ressources, promoteur des investissements et garant de l'intérêt public¹²⁸⁸.

¹²⁸⁷ Il y avait par exemple des carences dans le contrôle et la supervision de l'exécution des contrats d'exploration-production et de l'application de la réglementation technique, de sécurité industrielle et environnementale tant par l'Etat que par la Sonatrach

¹²⁸⁸ Ali Aissaoui, *the political economy of oil and gas*, *op.cit.* page 114.

Les principaux syndicats et le parti politique dominant, le FLN, ont exprimé leur opposition au projet. La Sonatrach a elle-même a montré quelques réticences à l'égard de certains aspects de la loi. L'opposition politique était telle qu'en 2003 le projet de loi a été gelé. Le Ministère de l'énergie a tenu compte de certaines critiques et a apporté des modifications au texte initial, mais le cœur de la réforme a été maintenu, à savoir la réorganisation institutionnelle du secteur et l'égalisation des conditions de concurrence entre la Sonatrach et les autres sociétés.

La nouvelle loi sur les hydrocarbures a finalement été promulguée le 28 avril 2005, abrogeant ainsi celle du 9 août 1986. Le titre traitant de l'amont pétrolier constitue « l'épine dorsale du texte tant les autres titres s'y réfèrent directement ou indirectement »¹²⁸⁹. Mais une année plus tard, le texte a été amendé par une ordonnance¹²⁹⁰, et les principaux éléments de libéralisation ont été supprimés. L'amendement n'a cependant pas concerné la nouvelle organisation institutionnelle du secteur. Ce revirement a eu des répercussions négatives sur les appels d'offres qui ont suivi, et en 2013 le gouvernement a, de nouveau, modifié la législation relative aux hydrocarbures¹²⁹¹, mais les appels d'offre consécutifs n'ont, à leur tour, pas apporté les résultats escomptés.

Nous allons donc étudier successivement les dispositions de la loi 05-07 du 28 avril 2005, affectant la position de la Sonatrach, avant d'examiner la réforme de l'Ordonnance de 2006, et les conséquences de ces multiples changements sur le climat d'investissement.

Paragraphe 1: La version initiale de la loi 05-07

Les mesures visant à la libéralisation du secteur s'appuyaient sur des motivations à la fois économiques et politiques. Ces arguments relatifs à l'adhésion à l'OMC et à l'accord d'association avec l'Union européenne, évoqués ci-dessus, étaient certes très

¹²⁸⁹ Mostefa Trari-Tani, « Le nouveau cadre juridique de la prospection, de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie », *RDAl/IBLJ*, 2008, vol.1, page 54.

¹²⁹⁰ Ordonnance du 29 juillet 2006, précitée.

¹²⁹¹ *Loi n°13-01 du 20 février 2013 modifiant et complétant la loi 05-07.*

présents dans les déclarations du Ministre de l'énergie, mais ce n'était toutefois pas la principale motivation de ce changement, qui était d'avantage de nature économique.

Les motivations économiques étaient de deux ordres : il y avait, en premier lieu, la nécessité d'améliorer la performance de la Sonatrach. On peut soulever ici deux aspects: le fait que la Sonatrach ne soit plus gestionnaire des titres miniers, et donc de l'attribution des contrats et de la régulation du secteur, devait lui permettre de se focaliser sur ses activités purement commerciales. En outre, le fait qu'elle était tenue de participer à tous les contrats faisait peser une charge importante sur elle, qui n'était pas forcément rentable¹²⁹². Le but était alors de la laisser choisir les contrats qui lui semblaient les plus rentables, et notamment lui laisser l'opportunité de développer ses projets internationaux.

La seconde motivation économique avait trait à l'industrie pétrolière mondiale. A l'époque de la préparation du projet de loi, en 2000, les prix du baril étaient à la baisse, et dans un contexte de concurrence accrue entre les pays exportateurs, il semblait nécessaire pour l'Algérie d'offrir des conditions très attractives. Cependant entre la mouture présentée en 2000, et la promulgation de la loi en 2005, l'industrie pétrolière mondiale avait connu des évolutions qui ont changé la donne.

Par ailleurs, le texte qui a été initialement présenté au public mentionnait également une « ouverture du capital de la Sonatrach ». La crainte de la privatisation de l'entreprise pétrolière nationale a alors suscité de telles critiques que cette possibilité a été écartée. Il faut cependant souligner que le fait qu'elle ne soit plus titulaire des titres miniers, et qu'elle soit mise sous les mêmes conditions de concurrence que les autres entreprises, amenaient à penser qu'il n'y avait plus d'obstacle à une ouverture de son capital¹²⁹³. Ce nouveau cadre institutionnel marquait en effet « la fin de la mission historique de la Sonatrach, comme instrument de la propriété de l'Etat, instrument de la politique pétrolière du gouvernement et

¹²⁹² Mustapha Mékidèche, « Le secteur des hydrocarbures en Algérie. Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable ? », *Confluences Méditerranée*, 2009, vol.4, n°71, page 160.

¹²⁹³ Robert Mabro, « *Managing Hydrocarbon Resources in a New Era : the call from Algeria* », *op.cit.*, accessible à : *accessible à* : <https://www.oxfordenergy.org/publications/managing-hydrocarbon-resources-in-a-new-era-the-call-from-algeria/>

instrument de contrôle »¹²⁹⁴ . La classe politique et l'opinion publique craignaient alors que cette loi ne fût qu'une étape vers la privatisation de la Sonatrach et qu'une partie de ses actifs puisse être transféré à des entités privées. Au cours des années 1990, lors des réformes portant sur les restructurations ou privatisations des entreprises publiques, la Sonatrach et quelques autres entreprises publiques ont été exclues du processus, en raison de leur position stratégique. Bien que le texte de loi ne prévoyait pas de possibilité d'ouverture de capital, le nouveau cadre juridique ne la prémunissait plus contre ce genre de réformes.

Trois mesures phares relatives au changement de rôle de la Sonatrach dans la nouvelle loi nous intéressent ici : les nouvelles procédures d'appel d'offres (A), le transfert des titres miniers à Alnaft (B), et l'égalisation des conditions de concurrence avec les sociétés étrangères (C).

A. L'introduction des procédures d'appel à concurrence dans la loi sur les hydrocarbures

Alors que le régime juridique précédent ne prévoyait pas de mécanisme d'appel d'offres et que toute latitude pour le mode et les critères d'attribution était laissée à la Sonatrach, la loi de 2005 consacre un pan entier de son texte à l'appel à concurrence. La procédure a cependant été mise en application dès l'année 2000, avec un premier appel d'offres international pour des gisements non explorés, la loi de 2005 venant plus tard codifier cette pratique.

a. Les appels d'offres organisés avant l'adoption de la loi

Au début des années 2000, alors que le nouveau projet de loi se profilait, le Ministère de l'énergie et des mines et la Sonatrach ont décidé, afin de fluidifier les procédures d'attribution des contrats, et d'en signer d'avantage, d'engager des processus d'appels d'offres. Cette démarche avait aussi pour but d'anticiper sur la mise en oeuvre des mécanismes prévus par le projet de loi sur les hydrocarbures, et

¹²⁹⁴Ali Aissaoui, *op.cit.*, page 217.

de faciliter la transition. Les appels d'offres mis en place, dès l'année 2000, bien qu'ils donnent lieu à des contrats qui sont régis par les dispositions de la loi 86-14, obéissent ainsi déjà, dans leur formalisme, aux règles du nouveau projet de loi. Ces nouveaux appels à concurrence diffèrent de ceux qui étaient organisés durant les années 1990, en ce que leur recours est systématisé, qu'ils concernent tous types de contrats (relatifs à des gisements découverts ou non encore découverts), qu'ils se basent sur un critère unique pour l'évaluation des offres, et doivent éventuellement déboucher sur la signature, dans un délai limité (ne pouvant pas excéder quarante-cinq jours) d'un contrat avec la société qui présente la meilleure offre, sans qu'il y ait de négociations ultérieures. Les critères de sélection étaient préalablement définis, un contrat-type avait été mis en place, et l'ouverture des plis était publique. Aussi, contrairement aux procédures qui avaient eu lieu durant les années 1990, qui n'étaient régies par aucun texte, ceux des années 2000 devaient respecter les critères de transparence et de non-discrimination contenus dans le projet de loi. Par ailleurs, puisque l'agence Alnaft n'existait pas encore, c'est la Sonatrach qui était responsable de leur organisation, et qui était la signataire des contrats.

Ainsi, avant que la loi ne soit adoptée en avril 2005, cinq appels d'offres ont été organisés par la Sonatrach et ils ont donné des résultats très fructueux. La procédure a effectivement permis d'accélérer et de faciliter la conclusion de contrats, et d'augmenter et de diversifier les partenaires étrangers. Une cinquantaine de périmètres d'exploration et/ou d'exploitation a été mise à disposition, et la plupart des périmètres ont pu être attribués. L'année 2001, à elle seule, a vu la signature de dix contrats. Ce succès rendra Chakib Khelil, Ministre de l'énergie et des mines, et auteur du projet de loi, très confiant et lui fera déclarer dans une interview en septembre 2002 que « *l'Algérie est le premier pays au monde en termes d'attraction des investissements dans le secteur pétrolier. Aucun autre pays n'a signé dix contrats d'exploitation en un an. Cette année également, nous allons signer dix contrats, plus des contrats de développement* »¹²⁹⁵. Le succès des appels d'offres et cette déclaration du Ministre de l'énergie n'ont pas manqué de faire réagir les opposants au projet de loi¹²⁹⁶, et de soulever des interrogations sur le bien-fondé de la volonté de modifier le

¹²⁹⁵ Interview de Chakib Khelil, *Revue Arabies*, Septembre 2002.

¹²⁹⁶ Lettre du 1er octobre 2002 du Président du Forum des Chefs d'Entreprise (FCE) au Ministre de l'énergie et des mines; Voir aussi les déclarations d'Ali Benflis, Premier Ministre qui s'opposait au

régime juridique, étant donné que les mécanismes prévus par la loi 86-14 attiraient encore de nombreux investisseurs, qui de toute évidence ne semblaient pas gênés par l'association obligatoire avec l'entreprise publique, ni par les restrictions induites par le monopole de celle-ci.

Or, le Ministre de l'énergie considère que la conclusion de ces nombreux contrats est due aux procédures d'appels d'offres, et à leur application telle que prévue dans le projet de loi et déclare que : *« si l'Algérie est, à ce moment-là, le premier pays en termes d'attraction des investissements dans le secteur des pétroliers, c'est parce que nous (le gouvernement) avons anticipé sur les mécanismes contenus dans l'avant-projet sans pour cela déroger à la législation actuelle (qui était donc encore la loi 86-14), en ce qui concerne l'attribution des contrats de recherche et d'exploitation par des appels à la concurrence, et en ce qui concerne les termes économiques qui se rapprochent dans toute la mesure du possible du nouveau système fiscal. La transparence, la concurrence et l'efficacité des transactions d'appel d'offres sont les idées-clés souvent mentionnées par les investisseurs, tant anciens que nouveaux, comme les éléments du succès, et qui seront formalisées dans l'avant-projet de loi. La perception des investisseurs que celle-ci sera adoptée prochainement est pour beaucoup aussi dans l'attractivité du secteur »*¹²⁹⁷.

Les chiffres donnent raison au Ministre de l'énergie et des mines¹²⁹⁸ : la systématisation et la manière dont s'étaient déroulés les appels d'offres ont encouragé la conclusion de contrats. Cependant, ce n'est pas la pratique des appels d'offres qui est remise en cause par les opposants au projet de loi, la loi 86-14 ne l'interdisant pas, mais les autres dispositions, particulièrement celles ayant trait au taux de participation de la Sonatrach. Force est de constater que même si cette obligation

projet de réforme sur les hydrocarbures, jugeant le « cadre actuel suffisamment attractif », journal Les Echos, 4 mars 2003

¹²⁹⁷Lettre de Chakib Khelil au Président du Forum des Chefs d'Entreprises (syndicat patronal), du 14 octobre 2002, initialement publiée sur le site du Ministère de l'énergie et des mines. Il précise aussi : *« Il faut ajouter que ces succès sont intervenus après une période d'essoufflement constatée dès l'année 1997, date à partir de laquelle nous n'avons jamais pu finaliser, en moyenne, plus de deux nouveaux contrats par an, alors que nous en avons conclu plus de vingt-cinq entre 1992 et 1996. Les dix contrats signés en 2001 montrent par contre que l'adaptation au nouveau mécanisme a porté ses fruits, et l'avant-projet propose d'appliquer ce mécanisme ».*

¹²⁹⁸ Entre les années 2000 et 2004, vingt-trois contrats de partage de production ont été conclus, alors que quarante-cinq contrats avaient été signés entre les années 1986 et 2000. Archives du Journal *El Watan*, 6 janvier 2004.

d'association restreint les conditions d'investissement des sociétés étrangères, elle ne constituait cependant pas un élément dissuasif.

Aussi, puisque le projet de loi prévoyait que la responsabilité de l'organisation des appels d'offres relèverait d'une autorité distincte, et afin d'éviter que le fonctionnement du secteur ne soit déstabilisé par la mise en oeuvre de cette disposition, la Sonatrach avait fortement insisté pour que le transfert des compétences se fasse de façon progressive, dans l'attente de l'adoption de la loi. L'idée était alors de créer une structure responsable de l'organisation des appels d'offres au sein de l'entreprise. Cette structure serait destinée à constituer l'embryon ce qui allait être la future agence en charge de l'octroi des contrats, et qui se détacherait de la Sonatrach une fois la loi votée et la structure suffisamment mûre pour mener à bien, seule, cette mission. Le processus d'adaptation progressive à la nouvelle loi incluait aussi des exercices de simulation d'appels à la concurrence, au cours desquels la Sonatrach s'entraînerait à faire des offres pour l'attribution de contrats¹²⁹⁹.

Un dernier appel d'offres avait été organisé par la Sonatrach en octobre 2014 et les résultats ont été publiés le 9 avril 2005¹³⁰⁰, soit quelques jours avant la promulgation de la nouvelle loi sur les hydrocarbures. Cela a soulevé des interrogations relatives au régime juridique auquel seraient soumis les contrats qui en découleraient. Ces interrogations étaient liées à une incertitude sur la date de publication des contrats et celle de la loi au journal officiel. Il n'était d'ailleurs pas impossible que la finalisation de cet appel d'offre ait retardé la promulgation de la nouvelle loi, les autorités algériennes et les co-contractants souhaitant s'assurer qu'il n'y ait pas de « flottement »¹³⁰¹ entre deux régimes juridiques. Mais les co-contractants voulaient également s'assurer que la nouvelle loi prévoyait des dispositions transitionnelles. Il y a tout de même eu une incertitude sur le régime juridique applicable. Le raisonnement était le suivant : conformément à la nouvelle loi, et son à article 101), les contrats pétroliers et leurs avenants conclus avant la date de la publication de la loi

¹²⁹⁹ Ali Aissaoui, *The political economy of oil and gas*, *op.cit.*, pages 215 et 216.

Par ailleurs, la Sonatrach était aussi en faveur d'une mise en oeuvre progressive des nouvelles règles de libéralisation du secteur aval.

¹³⁰⁰ Quatre compagnies pétrolières (BP, Gulf Keystone, BHP Billiton, Shell) ont remporté neufs blocs d'exploration sur les dix périmètres présentés, à l'issue d'une séance d'ouverture publique des plis des offres. Revue *Europétrole*, 10 avril 2005.

¹³⁰¹ Sean Korney, Cyril Vock, Sid-Ali Hadj Hamou, « New developments in the Algerian petroleum industry: the Algerian Hydrocarbons Law », *IELTR*, 2005, vol.10, page 243.

(le 19 Juillet 2005) devaient rester en vigueur jusqu'à leur expiration. Cependant, il y avait une incertitude relative à la date effective de conclusion d'un contrat : est-ce la date de sa signature ou de la publication au journal officiel ? Puisque la promulgation de la loi a eu lieu avant la publication des contrats issus du sixième appel d'offres, et si l'on se fie à la dernière interprétation, l'on peut alors considérer que ces contrats ont été conclus après l'entrée en vigueur de la nouvelle loi et qu'ils sont donc régis par le nouveau régime juridique¹³⁰².

b. Consécration législative de l'appel à concurrence, et application conformément à la nouvelle loi

L'adoption de la loi 05-07 du 28 avril 2005 apportera une consécration législative aux appels à concurrence. Même si la pratique existait, et que les appels d'offres postérieurs à l'adoption de la loi devaient se faire dans la continuité des précédents, c'est la première fois en Algérie qu'une législation prévoit de tels mécanismes d'attribution des contrats pétroliers. En d'autres termes, c'est la première fois que l'Etat algérien s'oblige, par une loi, à renoncer à son pouvoir discrétionnaire d'octroyer les contrats pétroliers à la société de son choix, et décide de laisser faire la concurrence¹³⁰³.

Les dispositions relatives aux appels d'offres formalisent les procédures qui avaient été mises en place depuis 2001, à la différence notable que ce n'est désormais plus la Sonatrach qui est responsable de leur organisation, mais ALNAFT, l'agence nouvellement créée par la loi. Ce sont les articles 32, 33 et 34 qui prévoient les modalités de la mise en œuvre des appels à concurrence, et qui distinguent les appels à concurrence pour des gisements non-découverts, à savoir contrat de recherche et d'exploitation, et ceux concernant les gisements déjà découverts¹³⁰⁴.

¹³⁰² Ibid.

¹³⁰³ Madjid Benchikh, « La nouvelle loi pétrolière algérienne: direction publique et économie de marché », op.cit., 2006, accessible à : <https://anneemaghreb.revues.org/103>

¹³⁰⁴ Durant les années 1990, lorsque la Sonatrach a voulu varier le mode de conclusion des contrats et organiser des appels d'offres, cette différenciation existait déjà. Elle s'explique par des aspects pratiques spécifiques aux gisements déjà découverts.

C'est l'article 32 qui pose le principe suivant : « le contrat de recherche et/ou d'exploitation¹³⁰⁵ est conclu suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures établies par voie réglementaire ». L'article 32 précise par ailleurs que le contrat de recherche et/ou d'exploitation fourni pour chaque appel à concurrence, qui est donc un projet de contrat¹³⁰⁶, doit être approuvé par le Ministre chargé des hydrocarbures.

Concernant les contrats de recherche et d'exploitation, le choix des critères est prévu par l'article 33 de la loi qui dispose que « pour chacun des périmètres, objet de l'appel à la concurrence, en vue de la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation, ALNAFT détermine et signifie, au cas par cas, lequel parmi les critères suivants est retenu comme critère unique de sélection des offres: programme minimum de travaux prévu durant la première phase de recherche, montant non déductible du bonus à payer au Trésor Public à la signature du contrat, taux de redevance proposé au-dessus du minimum fixé par la présente loi ».

La réforme de la loi en 2013 a modifié cet article comme suit : « ALNAFT détermine et signifie le ou les critère(s) retenu(s) pour la sélection des offres », en supprimant la liste de critères qui avait été prévue par la version initiale de la loi, laissant ainsi à ALNAFT plus de latitude dans le choix des critères. L'alinéa suivant peut également s'interpréter comme laissant plus de marge de manoeuvre à ALNAFT. Alors que dans la version initiale, « l'ouverture des plis est publique et le contrat est conclu immédiatement avec le mieux disant », dans la version de 2013, cette formulation a changé, en devenant « l'ouverture des plis est publique, le contrat est conclu avec le soumissionnaire dont l'offre a été retenue ».

Alors que le qualificatif « mieux-disant » est objectif et ne laisse aucune place à l'interprétation¹³⁰⁷, « celui dont l'offre a été retenue », donc sélectionnée par ALNAFT, laisse à penser que celle-ci dispose depuis d'une plus grande liberté dans l'interprétation des offres. On note également que la mention «immédiatement » a disparu de la version de 2013, ce qui amène à penser qu'il peut y avoir des

¹³⁰⁵ Suite à l'amendement de 2006, la formulation sera modifiée et deviendra « le contrat de recherche et d'exploitation, et le contrat d'exploitation ».

¹³⁰⁶ La réforme législative du 20 février 2013 apportera d'ailleurs cette précision.

¹³⁰⁷ « Le choix d'un critère, tout en indiquant la politique privilégiée par l'État, souligne aussi une volonté de transparence et de rigueur dans le choix du mieux disant » Madjid Benchikh, la nouvelle loi pétrolière

négociations postérieures à l'attribution du contrat. Cela serait dommageable étant donné que l'un des apports et objectifs de la loi était précisément d'éviter que les conditions ne puissent être négociées après qu'une société ait été retenue, comme cela avait été le cas durant les tentatives des années 1990¹³⁰⁸. Le contrat-type (ou projet de contrat) inclus dans les dossiers d'appels d'offres n'est par ailleurs théoriquement pas négociable. Cependant, conformément au décret du 9 juin 2007¹³⁰⁹, l'acquisition du dossier d'appel d'offres permet aux sociétés pré-qualifiées de « formuler des observations, et éventuellement des propositions de modifications au projet de contrat type ».

L'article 34 a trait à la conclusion de contrats d'exploration concernant des gisements déjà découverts. Pour ces derniers, l'appel d'offres se fait en deux phases : une première phase technique, destinée à définir l'offre technique qui doit répondre aux critères définis par ALNAFT¹³¹⁰, et une deuxième phase économique destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires. A des fins de transparence, il est prévu qu'ALNAFT « détermine et signifie, dès le lancement de la première phase, lequel parmi les deux critères suivants est retenu comme critère unique de sélection : le taux de redevance proposé au-dessus du minimum fixé par la présente loi, ou le montant non déductible du bonus à payer au Trésor public à la signature du contrat. Alors que, dans la version initiale de la loi, seule l'ouverture des plis faisant suite à la phase économique était publique, l'ordonnance de 2006 est venue ajouter que l'ouverture des plis de la phase technique était également publique. A l'instar des contrats de recherche et d'exploitation, la réforme de 2013 laisse plus de liberté à ALNAFT pour le choix des critères lors de la phase économique¹³¹¹.

Le principe de l'appel à concurrence souffre tout de même d'une exception, puisque, conformément à l'article 32 de la loi, le Ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, déroger aux dispositions relatives aux

¹³⁰⁸ L'article 45 du décret relatif aux modalités de conclusion des contrats, prévoyait en tout état de cause le contrat devait être signé dans un délai de 14 jours après la date d'ouverture des plis. *Décret exécutif n°07-184 du 9 juin 2007 fixant les procédures pour la conclusion des contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation des hydrocarbures suite à un appel à la concurrence.*

¹³⁰⁹ Article 25 du même décret.

¹³¹⁰ Critères qui se composent notamment du pourcentage de récupération des volumes en place, de l'optimisation de la production, des capacités des installations de production, des délais de réalisation des investissements nécessaires, du montant minimum d'investissement garanti (article 34 de la loi 05-07).

¹³¹¹ Article 34 Modifié par la loi n°13-01 du 20 février 2013;

appels à concurrence, pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures. Il est à souligner que cette dérogation a quelque peu été modifiée lors de la réforme législative de 2013, puisqu'elle doit désormais se faire sur proposition d'ALNAFT¹³¹². Nonobstant le mode d'attribution, tous les contrats conclus doivent être approuvés par décret pris en conseil des ministres, et entrent en vigueur à la date de la publication du décret d'approbation au Journal Officiel¹³¹³. Si les résultats de l'appel à concurrence sont publiés dans, au moins, un quotidien national¹³¹⁴, et que le décret d'approbation des contrats qui en découlent est publié au Journal Officiel, les contrats de recherche et / ou d'exploitation ne sont quant à eux pas publiés.

Ces deux derniers aspects - le fait que certains contrats puissent être conclus sans passage par l'appel à concurrence, et le fait que l'ensemble des contrats ne soit pas publié - ont pu donner lieu à des controverses au sein de la société civile. Cependant, face aux échecs des appels d'offres, le Ministère de l'énergie et ALNAFT n'auront parfois pas eu d'autre choix que de passer par des négociations directes, communément appelées « procédure de gré à gré », à l'instar des procédures dérogatoires prévues par le code des marchés publics et qui doivent obéir à des conditions strictes. La loi sur les hydrocarbures, contrairement au code des marchés publics, ne donne pas davantage de précisions sur le formalisme entourant cette dérogation et les motifs du recours à cette exception ne sont pas forcément divulgués au public, ce qui a pu mener à des interrogations sur la transparence de cette pratique, notamment pour les contrats relatifs aux hydrocarbures non-conventionnels, qui ont suscité de vives polémiques en Algérie.

¹³¹² Article 32 de la loi 05-07 « Pour des motifs d'intérêt général, dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures et sur proposition de l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT), le Ministre chargé des hydrocarbures peut déroger aux dispositions ci-dessus. Le contrat conclu dans le cadre de cette dérogation reste soumis aux dispositions de la présente loi, notamment son article 30 ».

¹³¹³ Article 30 de la loi 05-07.

¹³¹⁴ Article 43 du décret exécutif n°07-184 du 9 juin 2007.

B. La perte des prérogatives de puissance publique de la Sonatrach.

a. Le transfert de compétences à l'agence ALNAFT

L'une des principales réformes de la loi 05-07 a trait à l'organisation institutionnelle du secteur. Alors qu'auparavant les acteurs directement impliqués étaient la Sonatrach, le Ministère de l'énergie, la nouvelle loi fait intervenir de nouveaux acteurs. La loi 05-07 crée en effet deux agences, ALNAFT et l'ARH, et leur attribue les missions publiques qui étaient jusqu'ici assumées par la Sonatrach. Ce bouleversement institutionnel est annoncé à l'article 2 de la loi: « la mise en place du cadre institutionnel susvisé conduit à appliquer le principe de mobilité et d'adaptabilité qui caractérise l'action de l'Etat, et dès lors à restituer à ce dernier celles de ses prérogatives autrefois exercées par SONATRACH - S.P.A. Ainsi déchargée d'une mission qui contredit et entrave sa vocation économique naturelle, SONATRACH - S.P.A bénéficie, en vertu même de la présente loi, d'un renforcement accru et d'une pérennisation de son rôle fondamental dans la création de richesses au bénéfice de la collectivité nationale »¹³¹⁵.

Cet article reconnaît que les prérogatives de puissance publique qui lui avaient été confiées jusque là étaient susceptibles de contredire et d'entraver sa vocation commerciale, et que l'objectif de cette loi était de remédier aux défaillances du système existant. Le Ministère de l'énergie et la Sonatrach avaient en effet pleinement conscience des conflits d'intérêts découlant du double rôle de la Sonatrach, du manque de délimitation des fonctions entre la Sonatrach et le ministère, de la dilution des responsabilités que cela provoquait, ou encore de l'impact négatif que les fonctions administratives de la Sonatrach avaient sur ses performances commerciales et techniques. Cette série de problèmes a été exposée durant des travaux réunissant des cadres du ministère et de la Sonatrach, chargés d'y trouver des solutions. Leurs conclusions ont constitué les prémices de l'exposé des motifs de l'avant-projet de loi qui sera présenté en 2001. Ces conclusions militent pour une séparation nette entre la fonction commerciale, la fonction d'élaboration des politiques et la fonction de régulation du secteur, inspirée des modèles norvégien et

¹³¹⁵ La création de richesses au service de la collectivité nationale se rapporte à sa mission nationale, en tant qu'entreprise pétrolière nationale (voir supra, Titre 1, chapitre 1).

brésilien, et conformes aux pratiques recommandées par des institutions internationales telles que la Banque Mondiale.

Leurs recommandations ont été suivies et mises en oeuvre à travers la loi 05-07. Ainsi, en vertu de ce texte, la Sonatrach est libérée de toute mission qui ne soit pas commerciale. A ce titre, l'Etat ne lui confie plus les titres miniers, et ne lui fait plus jouer de rôle d'attribution et de signataire des contrats, qu'elle avait depuis 1971, et qui avaient fait d'elle un acteur incontournable de l'industrie des hydrocarbures en Algérie. Les titres miniers, en vertu de cette loi, sont alors désormais confiés à la nouvellement créée agence ALNAFT¹³¹⁶.

ALNAFT n'est pas du tout comparable à la Sonatrach, il ne s'agit pas d'une entreprise commerciale, et elle n'a aucun rôle opérationnel dans les activités d'exploration et de production. Puisqu'elle est délégataire du titre minier, c'est elle qui est en charge de la signature des contrats avec les sociétés étrangères et de l'organisation et du déroulement des appels d'offres. Ce transfert d'attribution n'a pas initialement fait l'unanimité au sein de la Sonatrach, qui considérait ce transfert de compétences comme un manque de confiance de la part du gouvernement, entraînant une réduction significative de son influence dans l'industrie. Certains cadres de la Sonatrach considéraient aussi que l'absence de vocation opérationnelle d'ALNAFT la rendrait incompétente, ou en tout cas moins moins légitime que la Sonatrach pour rédiger les contrats, déterminer les critères de sélection, juger les offres, approuver les plans de développement et plus généralement pour contrôler l'exécution du contrat¹³¹⁷. La présence de la Sonatrach dans les opérations était considérée comme un avantage indéniable, car cela lui permettait de superviser les activités des sociétés étrangères¹³¹⁸. La fonction de supervision est en effet l'une des principales préoccupations des sociétés pétrolières nationales, dans la mesure où elles ne font pas confiance aux sociétés étrangères pour gérer les réservoirs en prenant les précautions

¹³¹⁶ Il ne s'agit pas d'une abréviation ou de sigles, ALNAFT signifie « le pétrole ». Article 6 du décret du 9 juin 2007 fixant les conditions de délivrance des titres miniers pour les activités de recherche et / ou d'exploitation des hydrocarbures: « la demande de titre minier doit recueillir les avis des ministres chargés de la défense nationale, de l'intérieur, des finances, des mines, des ressources en eau, de l'environnement, de l'agriculture, de la culture, de l'industrie, du tourisme et ainsi que des walis de wilayas dans lesquelles est situé le périmètre, objet de la demande de titre minier ».

¹³¹⁷ Valérie Marcel, *Oil titans : National oil companies in the middle-east, op.cit.*, page 95.

¹³¹⁸ Cette critique sera vite caduque, étant que l'ordonnance de 2006 rétablira la présence obligatoire de la Sonatrach dans les contrats.

qu'il faudrait afin de maximiser la récupération finale des réserves. Elles ne se fient pas non plus aux compétences techniques de leur gouvernement pour superviser ces activités¹³¹⁹. La pratique révélera que la Sonatrach participe en réalité activement à l'organisation des appels d'offres d'ALNAFT, notamment à la rédaction du contrat-type.

La séparation formelle des fonctions ne suffit donc pas toujours à instaurer une séparation effective entre les rôles de chacun. La proximité des liens entre Sonatrach et ALNAFT, a d'ailleurs été critiquée par certains auteurs, qui considèrent qu'elle remet en cause l'authenticité de la séparation des fonctions¹³²⁰. Mais il y avait tout de même un consensus sur la nécessité de séparer la fonction commerciale des autres fonctions relatives au secteur des hydrocarbures. L'un des objectifs principaux de cette séparation était aussi d'éliminer les conflits d'intérêts inhérents à ce double rôle « d'associé et de contrôleur de gestion de l'association », où la Sonatrach était la fois « juge et partie »¹³²¹. La séparation des fonctions devait donc non seulement permettre à la Sonatrach de fonctionner comme une entité purement commerciale, se concentrant les opérations pétrolières et gazières, mais également améliorer l'environnement juridique pour les sociétés étrangères.

Les fonctions d'ALNAFT s'étendent cependant au-delà de celles qu'exerçait la Sonatrach. Elle est par exemple en charge de la promotion des investissements, ce qui n'était pas du tout le rôle de la Sonatrach¹³²². La loi prévoit en outre qu'elle doit collaborer avec le Ministre de l'énergie pour définir la politique du secteur et l'élaboration des textes réglementaires¹³²³. Cette dernière fonction était assumée par la Sonatrach, mais n'était pas consacrée par la loi.

Aujourd'hui, plus de dix ans après la création de cette agence en 2005, il est peut-être possible de dresser le bilan de l'effectivité de cette séparation ou de cette

¹³¹⁹ Valérie Marcel, *Oil titans : National oil companies in the middle-east, op.cit.*, page 95.

¹³²⁰ Mark Thurber, David Hults, Patrick R.P Heller, « The limits of institutional design in oil sector governance : Exporting the Norwegian Model », *Program On Energy and Sustainable Development*, Stanford University, Février 2010, page 10.

¹³²¹ Lettre du ministre de l'énergie au président du Forum des Chefs d'Entreprise, précitée, initialement publiée sur le site du ministère.

¹³²² Madiid Benchikh, « La nouvelle loi pétrolière algérienne : direction publique et économie de marché », *op.cit.*, accessible à : <https://anneemaghreb.revues.org/103>

¹³²³ Article 14 de la loi 05-07.

nouvelle organisation. Alors que les résultats d'ALNAFT sont jugés à la lumière de l'échec des appels d'offres qu'elle a organisés¹³²⁴, on peut également se demander si la Sonatrach a réellement renoncé aux prérogatives qui lui étaient autrefois attribuées, et s'il ne lui arrive pas d'outrepasser, de façon indirecte ou subtile, la délimitation posée par la loi sur les hydrocarbures. Les récents et nombreux accords conclus depuis l'année 2016 entre la Sonatrach et diverses compagnies pétrolières étrangères peuvent en témoigner¹³²⁵. Ces accords s'inscrivent dans le cadre de différents objectifs. Ils ont pour but la négociation bilatérale avec des entreprises, afin d'une part d'éviter les arbitrages liés à l'introduction de la taxe sur les profits exceptionnels¹³²⁶, et d'autre part, l'encouragement et la stimulation des investissements.

Si ces différents accords affichent ainsi clairement une volonté de renforcer les partenariats commerciaux, à travers par exemple la création de joint-ventures, et de réalisation d'études géologiques, ils évoquent également la conclusion de nouveaux projets entre les entreprises, alors même qu'ALNAFT n'est pas associée à la signature de ces accords¹³²⁷. Ainsi, ces accords, s'ils ne dérogent pas aux dispositions prévues par la loi, en ce qu'ils ne prévoient pas expressément la signature de contrats de recherche ou d'exploitation, évoquent cependant, dans des termes qui restent génériques, cette possibilité ou encouragent la conclusion de nouveaux contrats¹³²⁸.

¹³²⁴ Voir Infra

¹³²⁵ http://www.sonatrach.dz/index.php?option=com_content&view=article&id=106&Itemid=128

¹³²⁶ Voir supra.

¹³²⁷ Ceux-ci portent différentes dénominations (accord-cadre, accord global, accord de partenariat, accord de coopération énergétique).

¹³²⁸ Pour l'accord de partenariat entre Sonatrach et la société espagnole Cepsa du 22 Novembre 2016, on peut lire dans le communiqué de presse de Sonatrach, que les deux entreprises « ont procédé à la signature d'un accord de partenariat sur le long terme sur les champs pétroliers Rhourde el Krouf (RKF) et Ourhoud ». Aussi, « le résultat de cet accord est le renouvellement des contrats liant SONATRACH à Cepsa, parmi eux, un nouveau contrat de 25 années supplémentaires pour le champ pétrolier de Rhourde El Krouf (RKF) dans le cadre de la loi algérienne sur les hydrocarbures », et « La conclusion de cet accord intervient dans le prolongement des discussions initiées par la Sonatrach avec l'ensemble de ses partenaires pour le Développement de la coopération et du partenariat ». L'Accord Sonatrach-Eni du 25 novembre 2016, conclu à Rome, prévoit quant à lui la « Conclusion de plusieurs accords de coopération énergétique qui s'inscrivent dans le cadre du renforcement du partenariat historique entre les deux sociétés et qui viennent consolider les relations de long terme dans l'amont, et dans la commercialisation du gaz naturel et du GNL. ». Le Mémoire d'Entente sur la coopération entre Sonatrach et Maersk Oil du 18 octobre 2016 dispose que « ce mémorandum d'entente confirme la volonté de deux entreprises de consolider le partenariat existant et d'asseoir le cadre propice pour la recherche et la réalisation de nouvelles opportunités entre les deux compagnies dans de nouveaux projets d'hydrocarbures dans l'amont pétrolier ».

L'accord de partenariat entre Sonatrach et Total, conclu le 10 avril 2017, ayant principalement pour visée le règlement du différend portant sur la taxe sur les profits exceptionnels, prévoit que : « Cet accord permettra aux deux compagnies de fructifier leur partenariat à travers la concrétisation de nouveaux projets dans l'amont pétrolier, notamment le nouveau cadre contractuel pour le projet Timimoun, la poursuite de l'exploitation conjointe du champ TFT dans le cadre d'un nouveau contrat,

La plupart des dispositions qu'ils prévoient n'entrent donc pas dans le cadre de la loi 05-07, bien que celle-ci ait pu être expressément citée¹³²⁹, ce qui explique qu'ALNAFT ne soit pas partie à ces accords de partenariat. Cependant, si l'un de ces accords venait à déboucher sur la signature d'un contrat ou d'un avenant (dans le cadre d'une prorogation ou d'un transfert par exemple), ALNFAT sera obligatoirement signataire, bien que n'ayant pas été impliquée dans le « partenariat global » unissant les deux entreprises. Ce rôle « d'initiateur »¹³³⁰ de la Sonatrach et la signature de ces différents partenariats n'est pas incompatible avec les missions dévolues à ALNAFT, mais la mission de cette dernière semble toutefois éclipsée par l'entreprise nationale, lorsque celle-ci conclut des accords qui pourront donner lieu à des contrats de recherche et ou d'exploitation, ou des reconductions de contrats.

En tout état de cause, ALNAFT aurait-elle pu prendre part à ces accords ? Sa participation n'aurait-elle pas enfreint le principe de non-discrimination qui doit entourer les processus d'appel d'offres ?

La conclusion d'un contrat, en dehors de l'appel d'offres, n'est certes pas interdite par la loi, puisque l'article 32 de la loi 05-07 prévoit que « pour des motifs d'intérêt général, dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures et sur proposition d'ALNAFT, le Ministre chargé des hydrocarbures peut déroger aux dispositions relatives aux appels d'offres ». Cependant, il faut que le motif d'intérêt général puisse être justifié, et la signature d'un partenariat entre deux entreprises n'en est pas, à lui seul, un élément constitutif. Le problème qui se pose n'est pas tant la signature de ces partenariats commerciaux, qui sont tout à fait usuels dans l'industrie pétrolière et dans les relations commerciales entre entreprises, mais le fait que certains des

ainsi que le développement d'un nouveau projet, et enfin le règlement à l'amiable des différends entre les deux compagnies.

Cet accord vise également à élargir la coopération dans les autres activités, notamment l'exploration, la pétrochimie et le développement international.

Le mémorandum d'entente sur la coopération (protocole d'accord sur la coopération) entre Sonatrach et Pertamina, du 27 septembre 2016 mentionne que_ « cet accord confirme la volonté des deux partenaires de consolider le partenariat existant et asseoir le cadre propice pour la recherche et la réalisation de nouvelles opportunités entre les deux compagnies dans de nouveaux projets d'hydrocarbures dans l'amont et l'aval pétrolier et gaziers en Algérie, en Indonésie et à l'international ».

L'ensemble des communiqués relatifs à ces accords est accessible à : <http://www.sonatrach.dz/index.php>

¹³²⁹ Accord de partenariat Sonatrach-Cepsa du 22 Novembre 2016.

¹³³⁰ Terme figurant dans l'Accord de Partenariat entre Sonatrach et Cepsa du 22 Novembre 2016

objectifs prévus par ces partenariats puissent empiéter sur les missions dévolues à ALNAFT, en nécessitant ultérieurement son accord.

La multiplication de ces accords est une réponse à la réduction des investissements, et au désintérêt des entreprises étrangères durant les appels d'offres organisés par ALNAFT. Mais alors, plutôt que d'envisager des modifications dans le but de pallier d'éventuels dysfonctionnements, il a été jugé préférable de replacer la Sonatrach dans sa position traditionnelle d'acteur incontournable du secteur. L'organisation institutionnelle mise en place en 2005, qui visait une stricte séparation des fonctions mais également un positionnement important de l'agence d'attribution des contrats, sur les modèles de l'ANP au Brésil ou du NPD en Norvège¹³³¹, ne semble pas avoir été fructueuse, en ce qu'elle n'a pas contribué à tempérer la prépondérance de la Sonatrach.

En dehors du bien-fondé et de l'efficacité de ce transfert d'attributions, ce changement de signataire du contrat amène à se demander si les contrats conclus par l'agence ALNAFT sont des contrats d'Etat, ou si du moins, la responsabilité de l'Etat peut y être recherchée.

b. Nature des contrats conclus par l'agence ALNAFT.

A la question de savoir si les contrats conclus par l'agence ALNAFT peuvent être considérés comme des contrats d'Etat, quelques indices militent en faveur d'une réponse affirmative, mais sont tempérés par d'autres éléments. ALNAFT est une agence nationale, dont les membres du comité de direction sont, en vertu de l'article 12 de la loi sur les hydrocarbures, nommés par décret présidentiel sur proposition du Ministre chargé des hydrocarbures. Bien qu'elle soit responsable de l'organisation des appels d'offres, de la conclusion des contrats et de l'exécution de ceux-ci, la loi recèle d'articles où l'autorisation du Ministre chargé des hydrocarbures est requise pour la validation de certaines opérations commerciales ou étapes techniques relatives aux activités d'exploration, exploitation ou production, en plus de l'approbation d'ALNAFT. Certains articles prévoient en outre que le Ministre peut déroger à certaines dispositions de la loi pour des motifs d'intérêt général. L'une de ces

¹³³¹ Voir supra (Titre 2, chapitre 1).

dispositions est celle relative aux procédures de conclusion des contrats, qui relèvent de la compétence d'ALNAFT.

Cependant, ce statut d'agence nationale ne permet pas à lui seul de déterminer s'il s'agit d'un organe de l'Etat ou d'une entité habilitée à exercer des prérogatives de puissance publique, au sens où l'entend la Commission du Droit International¹³³². Nous pouvons en rechercher des indices dans la jurisprudence arbitrale. Dans l'affaire *Electrabel SA. c. Hongrie*¹³³³, le tribunal arbitral a considéré que bien que l'entité publique, à savoir l'autorité hongroise en charge de la régulation du secteur de l'énergie, bénéficiait d'une personnalité juridique distincte de celle de l'Etat, elle s'apparentait tout de même à un organe de celui-ci¹³³⁴.

Une autre sentence arbitrale du CIRDI a également eu à trancher sur le lien rattachant des agences nationales avec leur Etat, et il s'agissait d'un cas opposant une entreprise italienne à l'Etat algérien¹³³⁵, relatif à un contrat conclu avec l'Agence Nationale des Barrages. L'entreprise italienne considérait que « l'ANB était assimilable à l'Etat en droit international », au motif que l'ANB « a été créée par décret qu'elle est gérée, contrôlée, administrée par des membres du gouvernement algérien. Son activité est entièrement soumise à des décisions gouvernementales, et dépend du budget et des ressources de l'Etat algérien »¹³³⁶. L'arbitre a conclu que « nonobstant la conclusion du contrat par un organisme indépendant de l'Etat algérien, l'implication de la République Algérienne n'est pas exclue. Celle-ci semble y avoir une influence importante, voire déterminante. Il semble également qu'elle ait pu jouer un rôle dans la détérioration entre les parties »¹³³⁷. En raison de tous ces éléments, « le tribunal assimilera l'ANB à l'Etat lui-même en semblant attribuer à celui-ci la responsabilité des actes de celle-là »¹³³⁸.

¹³³² Articles 4 et 5 de la C.D.I sur la responsabilité de l'Etat pour faits internationalement illicites, *précités*.

¹³³³ *Electrabel S.A. v. Republic of Hungary*, ISCID Case N°ARB/07/19

¹³³⁴ Franck Latty, « Conditions d'engagement de la responsabilité de l'Etat », *op.cit.*, page 427

¹³³⁵ *Conorzio Groupement L.E.SI-DIPENTA c / République Algérienne Démocratique et Populaire*, décision sur la compétence du 22 décembre 2004, ISCID Case n°ARB/03/08.

¹³³⁶ Djamel-Eddine lakehal, « Quelques réflexions sur les contrats pétroliers algériens à la lumière de la théorie des contrats d'Etat en droit international », *op.cit.*, page 514.

¹³³⁷ *Ibid.*

¹³³⁸ *Ibid.*

Plusieurs éléments ressortent de ces conclusions, notamment le fait que ce n'est pas tant le statut de l'organisme qui est en jeu, mais l'influence que l'Etat peut avoir sur lui. Selon ce critère, au vu de prérogatives du Ministère de l'énergie qui s'annexent sur le domaine de compétence d'ALNAFT, celle-ci n'échapperait pas à l'assimilation en cas de différend porté devant un arbitre international. Cependant, contrairement à l'Agence Nationale des Barrages, ALNAFT est une agence dotée, non seulement d'une personnalité juridique distincte de celle de l'Etat, mais également d'une autonomie financière. Conformément à l'article 12 de la loi 05-07, elle n'est pas soumise aux règles applicables à l'administration en ce qui concerne son organisation, son fonctionnement et le statut de son personnel. Son budget est exclusivement assuré par une part du produit de la redevance, versée par les sociétés pétrolières sur le compte d'ALNAFT¹³³⁹, par la rémunération des prestations qu'elle fournit et tout autre produit lié à ses activités. Elle dispose donc d'un patrimoine propre. En outre, la comptabilité de l'agence est tenue sous une forme commerciale, et est régie par les règles commerciales dans ses relations avec les tiers¹³⁴⁰. Elle est cependant soumise au contrôle de l'Etat, et son budget et son bilan doivent être approuvés par le Ministre chargé des hydrocarbures¹³⁴¹.

Il y a donc une distinction organique nette : l'autonomie financière et le fait qu'elle ne soit pas soumise aux règles de la fonction publique sont des composantes importantes qui militent en faveur de l'indépendance vis-à-vis de l'Etat. Mais force est de constater que dans la gestion des opérations, l'influence du Ministère de l'énergie sape quelque peu cette indépendance formelle.

Par ailleurs, les clauses contractuelles incluses dans les contrats-types ne nous permettent pas, à elle seules, de conclure à une présence de l'Etat dans le contrat. Ceux-ci prévoient le règlement d'arbitrage de la chambre de commerce internationale, et ne contiennent pas de clause visant à stabiliser le droit applicable au contrat, ni même de clause de renégociation pouvant faire suite à un changement de législation, mais le contrat n'exclut cependant pas des modifications, étant donné qu'il est prévu que tout amendement au contrat devra être concrétisé par un avenant. A l'instar du

¹³³⁹ Le Ministre chargé des hydrocarbures veille alors à cette répartition.

¹³⁴⁰ Article 12 de la loi 05-07.

¹³⁴¹ Article 15 de la loi 05-07.

contrat, l'avenant doit faire l'objet d'une approbation du conseil des ministres, et n'entre en vigueur qu'une fois le décret portant approbation est publié au Journal Officiel. Bien qu'il ne s'agisse que d'une formalité, et que le conseil des ministres n'a jamais eu à remettre en cause un contrat pétrolier, il reste que l'approbation ultime est délivrée par l'Etat. Cependant, ce formalisme existait déjà sous la loi 86-14, et s'il peut contribuer à démontrer que l'Etat exerce un contrôle sur contrats qui sont signés, il ne permet toutefois pas de prouver que ce contrôle se poursuivra lors de l'exécution du contrat.

Il n'y a, à notre connaissance, pas eu, à ce jour, d'arbitrage international contre ALNAFT. Mais en cas de différend avec une société étrangère, et si la problématique de l'imputabilité d'un agissement à l'Etat se pose, il appartiendra alors à l'arbitre de rechercher si l'Etat, *a fortiori* à travers le Ministre chargé des hydrocarbures, s'est substitué à ALNAFT dans l'accomplissement de ses obligations durant la mise en oeuvre du contrat litigieux.

C. L'égalisation des conditions de concurrence entre Sonatrach et les investisseurs étrangers

a. Le principe de l'égalité de traitement

1. Le nouveau positionnement de la Sonatrach dans la loi.

Parmi les mesures libéralisant le secteur des hydrocarbures, l'une des principales nouveautés de la loi 05-07 porte sur l'égalisation des conditions de concurrence entre la société pétrolière nationale et les sociétés étrangères. Cela signifie que la Sonatrach doit concourir, au même titre et selon les mêmes conditions que n'importe quelle autre société, pour l'attribution de contrats d'exploration et d'exploitation, et que les sociétés étrangères ne sont plus dans l'obligation de s'associer avec la Sonatrach. N'étant plus dans cette obligation d'association, les sociétés étrangères peuvent alors détenir jusqu'à 100% de parts dans un contrat de recherche et d'exploitation, ce qui était absolument inédit en Algérie.

Cette égalisation et cette absence d'obligation d'association ne sont pas spécifiées telles quelles dans la loi, mais sont induites par l'absence de disposition prévoyant une participation de la Sonatrach à tous les contrats, telle qu'elle figurait dans les précédentes législations. Elles sont également entraînées par le fait que les articles 23 et 30 de la loi prévoient que le contrat de recherche et/ou d'exploitation est signé entre ALNAFT et le contractant, sans mentionner la présence de la Sonatrach dans ce contrat¹³⁴². La loi ne distingue désormais plus la Sonatrach des autres contractants et l'inclut dans la définition du « contractant »¹³⁴³, et de la « personne »¹³⁴⁴. L'article 48 confirme cette qualification, lorsqu'il dispose « Sonatrach, quand elle n'est pas contractante ».

Sonatrach est donc définie en tant que « personne », et « contractant » au même titre que les autres personnes morales, et ne bénéficie pas d'une définition distincte, contrairement à ce que prévoyait la loi 86-14, qui la définissait en tant qu'entreprise nationale et se référait à elle selon cette unique qualification¹³⁴⁵. La loi n'opère donc pas, en principe, de distinction entre l'entreprise publique algérienne et les autres personnes morales, qu'elles soient étrangères, privées ou algériennes. Cependant, certaines dispositions se réfèrent directement à la Sonatrach, en tant que « Sonatrach », ne la confondant pas avec les autres contractants ou personnes morales. Cohabitent alors dans le texte de loi des articles mentionnant spécifiquement la Sonatrach et d'autres qui ne la distinguent pas des autres entreprises.

¹³⁴² Article 30 de la loi 05-07 : « Le contrat de recherche et/ou d'exploitation ainsi que tout avenant à ce contrat est signé par l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT), et par le contractant » ; Article 23, alinéa 2 : « Pour exercer lesdites activités, toute personne doit, au préalable, conclure un contrat avec l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT), conformément aux dispositions de la présente loi ».

¹³⁴³ L'Article 5 de la loi 05-07 définit le Contractant comme La ou les personnes signataires du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures. Dans la loi, la « personne » est définie (article 5) comme « toute personne morale étrangère, ainsi que toute personne morale privée ou publique algérienne, disposant des capacités financières et/ou techniques requises par la présente loi et par les textes réglementaires pris pour son application ».

¹³⁴⁴ Article 6 de la loi 05-07 : « l'exercice des activités visés à l'article 1er, tiret 1er ci-dessus, est un acte de commerce. Toute personne établie en Algérie ou y disposant d'une succursale, ou organisée sous toute autre forme lui permettant d'être sujet fiscal peut exercer une ou plusieurs desdites activités sous réserve du respect des dispositions de la présente loi, du code de commerce, ainsi que de toutes autres dispositions législatives ou réglementaires en vigueur » .

¹³⁴⁵ Article 8 de la loi 05-07 : « entreprise nationale : l'entreprise publique nationale exclusivement contrôlée par l'Etat »

La loi 05-07 reflète donc la pluralité des rôles de la Sonatrach dans ce nouveau cadre juridique. La Sonatrach est une « personne », au même titre que les autres personnes morales, lorsqu'elle soumissionne pour l'obtention d'un nouveau contrat, ou qu'elle demande une autorisation de prospection. Elle est un « contractant », également au même titre que n'importe quelle entreprise qui signe un contrat avec ALNFAT. Mais elle est en outre une entreprise nationale, qui bénéficie de certains avantages, à savoir le droit de préemption dans le cadre du transfert des droits et obligations¹³⁴⁶, l'option de participation qui lui est ouverte à chaque contrat de recherche et d'exploitation¹³⁴⁷, ou encore la prise de participation dans les concessions de transport par canalisation, sur rapport du Ministre chargé des hydrocarbures¹³⁴⁸. Elle est également une entreprise nationale qui a une position particulière sur le marché algérien, et qui assume certaines obligations, telles que la commercialisation conjointe du gaz, prévue à l'article 48 de la loi¹³⁴⁹. La Sonatrach hérite par ailleurs de la position qui est la sienne sous l'ancienne législation et que la nouvelle loi ne peut ignorer et qu'elle règle par des dispositions transitoires, dans son titre IX. Il s'agit notamment de dispositions relatives aux périmètres que la Sonatrach souhaite conserver ou restituer¹³⁵⁰, ainsi que du contrat parallèle avec ALNAFT pour assurer la continuité des contrats conclus sous la 86-14. Enfin, elle est aussi la Sonatrach, entreprise nationale, qui ne peut donc pas être opposée à ALNAFT dans un arbitrage international, puisqu'il s'agit de deux entités nationales.

L'article 58 de la loi - selon lequel tout différend entre ALNAFT et un contractant pourra être soumis à l'arbitrage international, après échec de la procédure de conciliation - distingue d'ailleurs la Sonatrach lorsqu'elle est « seul contractant » et prévoit que tout différend entre cette dernière et ALNAFT sera réglé par arbitrage du Ministre chargé des hydrocarbures¹³⁵¹. Le litige n'est pas même pas soumis à un

¹³⁴⁶ Article 31 de la loi 05-07.

¹³⁴⁷ article 48 de la loi 05-07.

¹³⁴⁸ Articles 70 et 73 de la loi 05-07.

¹³⁴⁹ Cette obligation avait été évoquée dans la Lettre du Ministre de l'énergie et des mines au président du F.C.E, du 14 octobre 2002, *précitée* : « *La commercialisation conjointe du gaz à l'exportation permet de contribuer à assurer à l'Algérie à travers son entreprise nationale le rôle prééminent de fournisseur incontournable de gaz sur le marché mondial* »

¹³⁵⁰ Article 104 de la loi 05-07

¹³⁵¹ Sur cet aspect, Mostefa Trari-Tani, « Le nouveau cadre juridique de la prospection, de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie », *op.cit.*, page 67: « il ne s'agit pas d'un arbitrage commercial mais d'un arbitrage qui se rapproche de l'arbitrage que pourrait exercer une

tribunal national, ce qui révèle la particularité des liens qui rattachent les deux entités au Ministre de l'énergie, malgré l'autonomie que leur attribue la loi. En outre, l'article ne précisait quelle procédure devait être suivie lorsque le « contractant » - qui peut être composé de plusieurs personnes morales - était constitué de sociétés étrangères et de la Sonatrach.

Des précisions ont été apportées à cet aspect lorsque la loi a été amendée en 2006 et en 2013, et il est intéressant de noter que l'évolution dans la rédaction de la clause d'arbitrage reflète le changement de statut de la Sonatrach dans la législation.

La loi 05-07 marque une évolution importante par rapport à la loi 86-14. Car si la loi 86-14, suite à l'amendement de 1991, prévoyait que les litiges entre l'entreprise nationale et l'associé étranger pouvaient être soumis à l'arbitrage international¹³⁵², ceux survenant entre l'Etat et l'une des parties au contrat d'association relevaient des juridictions algériennes compétentes. A l'inverse, la loi 05-07, telle que modifiée et complétée, prévoit le recours à l'arbitrage international qu'il s'agisse d'un différend entre le contractant étranger et la Sonatrach, ou entre le contractant étranger et ALNAFT. Cette double possibilité a d'ailleurs été très bien accueillie par les investisseurs étrangers¹³⁵³. La clause d'arbitrage de la loi 05-07 a néanmoins elle-même connu des modifications entre 2005 et 2013, conséquemment au changement de positionnement de la Sonatrach. La version initiale de la loi 05-07, en vertu de laquelle la Sonatrach entre dans la définition du « contractant », au même titre que les sociétés étrangères, dispose que les différends entre ALNAFT et le contractant pouvaient être soumis à l'arbitrage international, mais consacrait un aliéna isolé dans le cas où la Sonatrach serait seule contractante.

tutelle administrative, même si ni la Sonatrach, ni ALNAFT ne sont sous la tutelle du Ministre de l'énergie et des mines ».

¹³⁵² Article 63.3 de la loi 86-14.

¹³⁵³ Sean Korney, Cyril Vock, Sid-Ali Hadj-Hamou, « New developments in the Algerian petroleum industry: the Algerian Hydrocarbons Law », *op.cit.*, page 243.

La loi 05-07, telle qu'amendée par l'ordonnance de 2006¹³⁵⁴, confie de nouveau à la Sonatrach une participation obligatoire et majoritaire à l'ensemble des contrats, et lui attribue une qualification distincte des autres entreprises dans la définition du « contractant » et de la « personne ». Elle devient « l'entreprise nationale Sonatrach », alors que la mention « entreprise nationale » ne figurait pas dans la loi avant l'adoption de cette ordonnance. La Sonatrach ne se confond désormais plus avec les autres contractants dans le texte de loi, et la mention « entreprise nationale » lui est systématiquement accolée. Ce nouveau statut a, en conséquence, eu des répercussions sur la clause d'arbitrage : si l'article 58 prévoit que tout différend opposant ALNAFT au contractant pourra être soumis à l'arbitrage international, il faut souligner que la définition du contractant a changé. L'alinéa 3 de ce même article précise alors que « dans tous les cas de participation de l'entreprise nationale Sonatrach-SPA, la procédure d'arbitrage international concerne exclusivement les personnes autres que l'entreprise nationale Sonatrach-SPA constituant le contractant. Cependant, quand l'entreprise nationale Sonatrach-SPA est le seul contractant, le différend est réglé par arbitrage du Ministre chargé des hydrocarbures ».

Il apparaît alors clairement que la Sonatrach, si elle se trouve en consortium avec un ou plusieurs autres contractants, et qu'un différend survient entre ce consortium et ALNAFT, la Sonatrach ne pourra pas être partie à la procédure d'arbitrage international. La question se pose alors de savoir quelles sont les possibilités données à la Sonatrach, qui est exclue de l'arbitrage, si elle estime que ses droits étaient également lésés. La loi n'interdit pas une procédure d'arbitrage parallèle entre Sonatrach et ALNAFT, devant le Ministre chargé des hydrocarbures, mais en termes d'indemnités, un tel règlement ne peut pas avoir les mêmes conséquences qu'un arbitrage international.

La modification de la loi par l'amendement du 20 février 2013 changera de nouveau la formulation et précisera que « le recours à l'arbitrage international concerne exclusivement le contractant, autre que l'entreprise nationale Sonatrach-SPA. Dans le cas d'un différend opposant l'entreprise nationale Sonatrach-SPA aux

¹³⁵⁴ Ordonnance du 29 juillet 2006, *précitée*.

autres personnes constituant le contractant, ledit différend peut être soumis à l'arbitrage international, dans les conditions prévues au contrat ». Le professeur Mostefa Trari-Tani parle alors d'une « *inarbitrabilité subjective frappant la Sonatrach, dans le domaine de l'amont pétrolier* »¹³⁵⁵, et met en garde contre les problèmes que cela peut susciter, car « *on ne voit pas comment le partenaire étranger peut être assigné par ALNAFT ou l'inverse, distinctement de la Sonatrach, relativement à un contrat qu'ils auraient signé, ou du moins, dont ils ont la responsabilité d'exécuter, conjointement et solidairement* »¹³⁵⁶.

L'amendement intervenu en 2013 évoque quant à lui la possibilité d'un arbitrage entre la Sonatrach et un autre contractant, ce que ne faisait pas l'ordonnance de 2006, mais ne prévoit cependant pas le cas où Sonatrach serait opposée à ALNAFT. Le contrat-type n'apporte pas d'avantage de précisions sur les différends pouvant opposer ALNAFT à la Sonatrach. Mais il est intéressant de relever, eu égard à la position particulière de la Sonatrach, que le modèle de contrat prévoit que le recours à l'arbitrage n'entraîne pas la suspension de l'exécution du contrat. A cet effet, dans le cas où l'opérateur refuse d'exécuter les opérations pétrolières, objet du contrat, pendant la durée de l'arbitrage, ALNAFT peut demander à la Sonatrach d'assurer temporairement le rôle d'Opérateur et de continuer l'exécution des opérations pétrolières. Dans ce cas, les dépenses encourues sont remboursées à la Sonatrach par les autres Personnes constituant le Contractant.

Un telle demande de substitution n'aurait probablement pas existé dans un contrat conclu sous la version initiale de la loi 05-07, qui faisait peser le moins de charges possibles sur la Sonatrach. Or, depuis l'amendement de 2006, celle-ci, renouant avec son statut particulier « d'entreprise nationale », il y a eu un glissement dans son positionnement, t cela affecte autant les droits que lui sont attribués que les obligations que l'on peut lui faire peser.

Enfin, la clause d'arbitrage prévoit que « le droit algérien, notamment la présente loi et les textes pris pour son application, est appliqué au règlement des différends »¹³⁵⁷.

¹³⁵⁵ Mostefa Trari-Tani, « Nouvelles dispositions concernant l'arbitrage international dans l'ordonnance du 29 juillet 2006, modifiant et complétant la loi du 28 avril 2005 sur les hydrocarbures en Algérie », *op.cit.*, 6 décembre 2006 (article en ligne).

¹³⁵⁶ *Ibid.*

¹³⁵⁷ Article 58 de la loi 05-07.

Cette disposition n'a pas connu de modification entre 2005 et 2013. Cette formulation, et particulièrement l'emploi du terme « notamment » laisse entendre que la loi sur les hydrocarbures primera sur toute autre disposition qui serait contraire ou incompatible¹³⁵⁸.

2. La portée du principe d'égalité des conditions de concurrence

L'Algérie qui avait créé une société nationale en 1963, pour en faire un instrument de contrôle de l'industrie¹³⁵⁹, et qui avait mené des politiques qui confortaient et protégeaient systématiquement la position de sa société nationale, changeait alors radicalement de cap, en la « livrant » à la libre concurrence, marquant ainsi une rupture avec sa politique traditionnelle, mais également avec celle, historique, des pays arabes de l'OPEP. En dehors des considérations économiques, c'est la question de la dimension symbolique- d'un pays qui avait bâti sa souveraineté économique sur sa politique pétrolière - qui a donné lieu à de vives critiques.

Sid-Ahmed Ghozali, ancien Président-Directeur Général de la Sonatrach et ancien Ministre de l'énergie, s'opposait à cette réforme et considérait que

*« la loi de 2005 instaurait le régime le plus libéral au monde, au risque de provoquer l'éclatement de la solidarité entre les pays membres de l'OPEP, et donc de l'organisation elle-même », et que « L'Algérie allait être le seul pays de l'OPEP à ne plus exiger une participation majoritaire de l'Etat sur les gisements à découvrir »*¹³⁶⁰. Selon lui, cela équivalait à un renoncement du contrôle de l'exploitation des gisements, et même à une « *dénationalisation* »¹³⁶¹.

S'il est vrai que cette position est une rupture avec le régime juridique précédent, la suppression du monopole de la Sonatrach et l'instauration d'une libre concurrence entre la société nationale et les sociétés étrangères n'équivalent cependant pas à une remise en cause de la décision de nationalisation de 1971. La nationalisation

¹³⁵⁸ Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, « Oil and Gas in Algeria », *op.cit.*, page 33.

¹³⁵⁹ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

¹³⁶⁰ « Entretien avec Sid Ahmed Ghozali », *Le Soir d'Algérie*, 4 mars 2008

¹³⁶¹ « Entretien avec Sid Ahmed Ghozali », *El Watan*, 19 mars 2005

consistait, pour l'Etat, à « récupérer » la propriété du domaine minier qui, à cette époque-là, conformément au code pétrolier saharien, appartenait aux différentes sociétés étrangères titulaires de concessions¹³⁶².

La suppression du monopole de la Sonatrach, par la loi de 2005, ne signifiait pas un transfert de propriété des gisements vers les opérateurs étrangers. L'Etat reste le propriétaire du domaine minier mais il n'en confie simplement plus la gestion à la Sonatrach, mais à l'agence ALNAFT. De même, le fait qu'une société étrangère puisse détenir jusqu'à 100% de participation dans un contrat ne lui confère pas la propriété du gisement, mais uniquement des hydrocarbures qui en sont extraits¹³⁶³, selon des modalités qui avaient évolué par rapport à celles prévues dans la loi 86-14¹³⁶⁴.

Une seconde série de critiques portait sur le fait que cette loi puisse être préjudiciable à la position de la Sonatrach, illustrée par un échange entre le Président du Forum des Chefs d'entreprises (FCE) et le Ministre de l'énergie et des mines. Selon le Président du FCE, cette loi allait affaiblir la Sonatrach, au profit des sociétés étrangères. Il avait été jusqu'à déclarer que : « *la signification non-dissimulée de l'avant-projet est celle d'une prise de contrôle plus importante des grandes sociétés pétrolières internationales* »¹³⁶⁵. Il considérait aussi que : « *les avantages compétitifs de la Sonatrach étaient fondamentalement bâtis sur l'avantage juridique du monopole et des prérogatives de puissance publique qu'elle a exercées jusque-là pour le compte de l'Etat* »¹³⁶⁶.

Il y a dans cette catégorie de critique relative à l'affaiblissement de la Sonatrach deux volets. En premier lieu, le fait de penser que l'avantage compétitif de la Sonatrach était bâti sur les prérogatives de puissance publique qu'elle exerçait. Or,

¹³⁶² Voir supra.

¹³⁶³ Article 25 : « Les hydrocarbures extraits, dans le cadre d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation, sont propriété du contractant au point de mesure et soumis à une redevance selon les termes et conditions établis par ledit contrat ». Cet article sera modifié par l'amendement du 20 février 2013, afin de tenir compte des contraintes relatives à la commercialisation du gaz.

¹³⁶⁴ Article 39, alinéa 6 de la loi 86-14 : « La part de la production du gisement découvert revenant à la personne morale étrangère au titre de son intéressement est mise à sa disposition FOB port de chargement, libre de toutes charges et taxes ainsi que de toutes autres obligations fiscales pétrolières ou de rapatriement de fonds ».

¹³⁶⁵ Sa déclaration étant antérieure à l'adoption de la loi

¹³⁶⁶ Echange de lettres initialement publié sur le site du ministère de l'énergie, octobre 2002.

l'expérience de plusieurs Etats a, au contraire, démontré que les prérogatives publiques des sociétés nationales pesaient négativement sur leurs performances, et sur celles du secteur de façon générale¹³⁶⁷. Le rapport élaboré conjointement par la Sonatrach et le Ministère de l'énergie et des mines, avait fait ressortir les dysfonctionnements liés à ce double rôle et à son impact sur les performances techniques et commerciales de la Sonatrach¹³⁶⁸.

C'est également l'analyse du cabinet KPMG, d'après laquelle les prérogatives de puissance publique qu'assumait la Sonatrach étaient plutôt de nature « à freiner son dynamisme », car elles l'empêchaient d'être plus autonome et plus « agressive » dans sa stratégie d'entreprise. Le monopole dont elle disposait et les prérogatives de puissance publique sont donc des "protections virtuelles" qui l'entravent plus qu'ils ne lui profitent¹³⁶⁹.

Le second aspect de cette critique concerne le positionnement compétitif de la Sonatrach qui, d'après le président du FCE, sera très affaibli si elle perd son traitement préférentiel. En réalité la Sonatrach, à l'instar de sociétés comme Petrobras ou Statoil¹³⁷⁰, suite à la « perte » de leur traitement préférentiel, bénéficie tout de même d'avantages, équivalents à une position dominante, par rapport aux autres entreprises, en raison de sa connaissance accrue du domaine minier national, qui lui donne un avantage lors des appels d'offres. Du fait des nombreux permis de recherche et d'exploitation qu'elle possède déjà - la Sonatrach contrôle 43% du domaine minier national, sa position n'est pas équivalente à celle des autres entreprises. Aussi, et ainsi que le souligne l'analyse du cabinet KPMG, à l'instar de n'importe quelle autre compagnie pétrolière, la compétitivité de la Sonatrach ne se mesure que par « l'importance des réserves prouvées qu'elle contrôle, et par sa capacité à les mettre en valeur »¹³⁷¹. Le Ministre de l'énergie était donc confiant sur le fait que la Sonatrach ne perdrait pas sa position dominante, et que le nouveau cadre juridique lui permettrait d'engranger davantage de bénéfices, en la faisant se focaliser sur sa mission commerciale, et en la laissant se concentrer sur des projets

¹³⁶⁷ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

¹³⁶⁸ Rapport du comité conjoint Sonatrach-Ministère de l'énergie, *précité*.

¹³⁶⁹ « Guide des hydrocarbures en Algérie », Rapport du cabinet KPMG Algérie, 2007, page 17, accessible à : <http://www.algeria.kpmg.com/fr/Documents/Guide%20Hydrocarbures%202007.pdf>

¹³⁷⁰ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

¹³⁷¹ « Guide des hydrocarbures en Algérie », Rapport du cabinet KPMG Algérie, *op.cit.*, page 17.

« correspondant à ses choix stratégiques », et non pas imposés par l'Etat , et que c'est cette perspective qui permettrait « d'améliorer son efficacité » et d'encourager sa croissance¹³⁷².

Cet objectif principal, souligné dans l'exposé des motifs du projet de loi, était sans équivoque : « l'Etat n'obligera plus la Sonatrach à investir là où les bonnes règles de la commercialité et l'intérêt financier de l'entreprise sont absents. »

b. Exceptions au principe d'égalité des conditions de concurrence

Si le principe est celui d'une égalisation des conditions de concurrence et d'une égalité de traitement entre l'ensemble des sociétés pour l'accès aux gisements, il souffre tout de même de certaines exceptions. Concernant les activités de recherche et d'exploitation, l'exception la plus notable est celle prévue par l'article 48 de la loi, qui donne la possibilité à la Sonatrach, et uniquement à cette dernière, de participer à chaque contrat de recherche et d'exploitation, lorsqu'elle n'y est pas déjà contractante, à hauteur de 20 à 30%¹³⁷³. Cette option de participation soulève plusieurs remarques. En premier lieu, ses modalités de mise en œuvre sont assez répandues dans les contrats de partage de production entre une société étrangère et une société nationale, et consistent à faire peser sur la société nationale un risque et des coûts moindres que ceux qu'assume la société étrangère. Ainsi, on constate que malgré les éléments de libéralisation et la suppression de son monopole, la société nationale garde en option un traitement préférentiel. La mise en œuvre de cette option maintiendra donc un équilibre contractuel caractéristique des contrats de partage de production. Aussi, telle que formulée dans la loi, cette option de participation ne prend pas la forme d'une demande de la Sonatrach requérant l'approbation d'ALNAFT, mais constitue une possibilité qui lui est, au contraire, ouverte dans tous

¹³⁷² Lettre du Ministre de l'énergie au Président du FCE, 14 octobre 2002, *précitée*.

¹³⁷³ Cette option doit être exercée au plus tard 30 jours après l'approbation du plan de développement de la découverte commerciale par ALNAFT. En outre, il est prévu que la «SONATRACH - S.P.A rembourse au contractant qui a réalisé la découverte, au prorata de sa participation, tous les coûts du puits de la découverte ainsi que les coûts des travaux d'appréciation de cette découverte, préalablement approuvés par l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT)» .

les contrats ; elle n'a donc pas besoin d'en obtenir l'autorisation, mais uniquement d'informer les parties de son intention de l'exercer.

En outre, dans le cadre de l'exercice de cette option, il est prévu que la Sonatrach ne pourra pas transférer toute ou partie de sa participation, avant un délai de cinq ans. Pourtant, dans le cadre général du transfert des droits et obligations concernant tous les contractants il n'y pas de contrainte de délai¹³⁷⁴. Cette distinction montre que les modalités de participation de la Sonatrach revêtent une dimension particulière. Cette restriction a pu d'ailleurs être perçue comme surprenante au vu de l'esprit de la loi et des objectifs d'égalité de traitement qu'elle promeut¹³⁷⁵. Par ailleurs, ce droit de préemption (qui existait déjà dans la loi 86-14) était absent de l'avant-projet de loi. A l'instar de plusieurs autres mesures, telles que la réduction des durées contractuelles pour les contrats de recherche et d'exploitation ou le plafond de la participation optionnelle de la Sonatrach, il représentait « un compromis politique »¹³⁷⁶.

En deuxième lieu, le taux maximal de l'option de participation a également fait l'objet de débats lors de la préparation du projet de loi. Il avait été initialement fixé à un maximum de 25%. Mais ce plafond ne satisfaisait pas la Sonatrach, qui ne le jugeait pas assez rentable, surtout lorsqu'il s'agissait de gisements importants, elle a donc négocié avec le Ministère de l'énergie et des mines pour que le plafond soit relevé à 30%¹³⁷⁷. Cette option de participation, de même que le droit de préemption ci-dessus évoqué, a pu être interprété comme un compromis destiné à tempérer quelque peu les effets de la libéralisation. Elle a d'ailleurs été utilisée comme un argument par le Ministre de l'énergie et des mines dans ses déclarations destinées à rassurer la société civile et les opposants à la réforme, afin de démontrer que des mécanismes avaient été mis en place pour conforter la position de la Sonatrach.

En troisième lieu, l'existence de cette option, qui contrebalance quelque peu le principe de l'égalité de traitement, laisse à penser que le gouvernement était conscient du fait que l'obligation d'association était davantage une contrainte pour la Sonatrach

¹³⁷⁴ Article 31 de la loi 05-07.

¹³⁷⁵ Sean Korney, Cyril Vock, Sid_Ali Hadj-Hamou « New developments in the Algerian petroleum industry: the Algerian Hydrocarbons Law », *op.cit.* page 246.

¹³⁷⁶ *Ibid.*

¹³⁷⁷ Le modèle norvégien avait été pris comme référence pour négocier le taux de participation.

que pour les sociétés étrangères, et que c'est avant tout cela qu'il fallait corriger. Le gouvernement avait en effet tenu compte du fait que l'obligation de participer à tous les contrats, dans les secteurs de l'amont et de l'aval, pouvait être un « fardeau » pour la Sonatrach qui ne s'avérait pas forcément très rentable¹³⁷⁸, qui l'empêchait de concentrer sur des projets qui seraient plus en adéquation avec ses choix stratégiques, et également de développer ses activités dans d'autres pays¹³⁷⁹.

Du point de vue d'un investisseur étranger, qui soumissionne pour un contrat et qui débute les travaux d'exploration, savoir que la Sonatrach pourra s'inviter dans le contrat¹³⁸⁰, si elle le juge rentable, n'est pas un élément sécurisant. Pourtant cet aspect de la loi n'a pas été critiqué par les investisseurs étrangers, habitués aux partenariats avec la Sonatrach, et conscients du fait que, du moins durant les premières années qui suivront l'adoption de la loi, et ce comme pour le Brésil¹³⁸¹, les consortiums avec la Sonatrach seront privilégiés. Et certainement également conscients du fait, au vu de l'esprit qui entourait cette loi et qui visait à libérer la Sonatrach de la charge que pouvait représenter la participation obligatoire à l'ensemble des contrats, celle-ci ne fera jouer cette option que pour les projets qui lui seraient les plus intéressants, sans que cela constitue un désavantage pour le cocontractant.

Par ailleurs, ce taux de participation allant de 20 à 30% a été choisi car il représentait la part réelle de la Sonatrach, en vertu des contrats conclus sous la loi 86-14, une fois la part de l'Etat soustraite¹³⁸². Alors que dans le cadre de cette option de participation, au titre de l'article 48, la totalité de la participation lui revient. Cet élément conforte l'idée que cette loi avait davantage pour but d'améliorer les

¹³⁷⁸ Mékidèche, Mustapha, « Le secteur des hydrocarbures en Algérie. Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable ? », *op.cit.*, page 160.

¹³⁷⁹ « Guide des hydrocarbures en Algérie », Rapport du cabinet KPMG Algérie, *op.cit.*, page 17.

¹³⁸⁰ La société étrangère ne le sait pas préalablement, cette option pouvant être exercée par la Sonatrach au plus tard trente jours après l'approbation du plan de développement de la découverte commerciale par ALNAFT.

¹³⁸¹ Voir supra (Titre 2, chapitre 1).

¹³⁸² Le ministère de l'énergie explique le choix de cette option et du taux de participation de cette manière :

« L'intérêt de cette option permet à Sonatrach d'être plus présente dans les gisements notamment pour le gaz. Elle permet aussi d'écrémer les plus values dégagées suite à l'augmentation des prix du pétrole et en cas de découverte des gisements de taille plus importante que prévu. Ce taux est aussi comparable à celui pratiqué actuellement par Sonatrach dans les gisements en association lorsqu'elle a levé l'option de participation à l'investissement de développement. Ce niveau de participation s'il était plus élevé, augmenterait le risque du partenaire en l'obligeant à dégager des taux de rendement interne plus élevé (TRI) et par conséquent des revenus plus faibles pour l'Etat. » Questions-réponses relatives au projet de loi sur les hydrocarbures publiées sur le site du Ministère de l'énergie et des mines.

performances techniques et économiques de la Sonatrach et de la stimuler, que d'améliorer les conditions d'investissement des sociétés étrangères ; l'un étant toutefois le corollaire de l'autre. Du moins, l'esprit de la loi était que l'amélioration des conditions d'investissement et l'introduction de mécanismes de concurrence entre société nationale et sociétés étrangères profiterait à la Sonatrach, et donc ultimement à l'Etat. Car bien que « détachée » de l'Etat, elle continuera à en être sa principale source de recettes, l'article 2 rappelant son rôle de créatrice de richesses au bénéfice de la collectivité nationale.

Les autres exceptions au principe d'égalité de traitement sont de deux sortes : l'une se rapproche de l'option de participation ouverte à Sonatrach quand elle n'est pas déjà contractante au contrat de recherche et d'exploitation. Dans le cadre des concessions de transport par canalisations, il est prévu aux articles 70 (pour les canalisations nationales) et 73 (pour les canalisations internationales) que le Ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, permettre une prise participation de la Sonatrach, quand elle n'est pas partie prenante, dans toute concession de transport des hydrocarbures par canalisation qui est octroyée. Cependant, dans le cadre de la concession de transport par canalisation, le Ministre est tenu de justifier son choix, cette procédure s'apparente alors à une dérogation, alors que l'option de participation au titre de l'article 48 s'exerce comme un droit.

Enfin, la seconde catégorie d'exceptions au principe d'égalité de traitement a trait aux dispositions qui prévoient que « le ministre chargé des hydrocarbures peut sur rapport motivé et circonstancié, déroger à des ces dispositions pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matières d'hydrocarbures ». On retrouve cette disposition à l'article 31 relatif au transfert des droits et obligations, et à l'article 32 pour les procédures d'appel à concurrence. L'exercice de cette disposition est plus simple à mettre en oeuvre dans le cadre des procédures d'appel à concurrence (lorsque le ministre décide qu'un périmètre fera l'objet d'un contrat attribué par la méthode du gré à gré), que dans le cadre du transfert des droits et obligations. Bien que ce type de dispositions ne soient pas souhaitable, et qu'elles soient contraires à l'esprit de transparence que veut véhiculer la loi, d'autant que l'on ignore à qui sera remis ce rapport motivé et circonstancié, elles révèlent la

volonté du gouvernement de maintenir un certain contrôle sur le secteur¹³⁸³, et représentent également certainement un compromis destiné à rassurer la société sur le fait que le gouvernement fera passer l'intérêt général avant celui des investisseurs étrangers. Mais dans les faits, les rumeurs qui ont entouré les contrats passés en gré à gré, en dérogeant au principe de l'appel à concurrence, déplaisent généralement au public, qui ne sera pas informé des motivations du ministre. Néanmoins, conformément à l'article 30, tout contrat et avenant, nonobstant son mode de conclusion, doit être approuvé par décret pris en conseil des ministres et n'entre en vigueur qu'à la date de la publication du décret d'approbation au Journal Officiel. La procédure est certes moins transparente qu'un appel à concurrence dont les critères sont préalablement connus, et l'ouverture des plis publique, mais la publication du décret d'approbation au journal officiel permet de connaître les périmètres attribués, les sociétés signataires, les avenants conclus, mais sans toutefois en connaître son objet.

Ces exceptions n'ont cependant pas suffi à convaincre l'opinion publique et une partie de la classe politique, qui ont continué à manifester leur opposition à la loi après son adoption. En juillet 2006, soit moins d'un an après la promulgation de la loi, le gouvernement a décidé d'en amender les principales dispositions.

Paragraphe 2 : l'ordonnance de 2006 et ses conséquences

A. Le revirement opéré par l'ordonnance 06-10

Un peu plus d'un an après la promulgation de la loi 05-07, et dans un contexte global de nationalisme des ressources¹³⁸⁴, une ordonnance est venue amender les principaux éléments de libéralisation apportés par la loi¹³⁸⁵, notamment les dispositions qui avaient été les plus controversées, telles que les conditions d'accès aux ressources des investisseurs étrangers et de la Sonatrach, et les modalités de

¹³⁸³ Sean Korney, Cyril Vock, Sid_Ali Hadj-Hamou « New developments in the algerian petroleum industry : the algerian hydrocarbon law », *op.cit.* page 248.

¹³⁸⁴ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

¹³⁸⁵ Ordonnance du 29 Juillet 2006, *précitée*.

participation de cette dernière. Le bouleversement de l'équilibre contractuel instauré par la loi 05-07 du 28 avril 2005 aura été de courte durée, puisque l'amendement de 2006 replace la Sonatrach dans sa position de partenaire obligatoire et majoritaire à tous les projets, tel que c'était le cas sous la loi 86-14. Elle ne récupère toutefois pas ses prérogatives de puissance publique, qui restent confiées aux agences indépendantes, ALNAFT et l'ARH, dont l'organisation et le fonctionnement sont davantage précisés par l'Ordonnance. Nous relevons en outre que, conformément à cette Ordonnance, les prérogatives du Ministre de l'énergie sont davantage étendues. A titre d'exemple, l'autorisation de prospection, prévue à l'article 20, et qui est accordée par ALNAFT, requiert désormais l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures.

Aussi, en vertu de l'article 46 relatif aux découvertes de gisements et aux demandes d'autorisations de production anticipée, alors que la version initiale de la loi ne donnait compétence qu'à ALNAFT pour attribuer cette autorisation, l'Ordonnance soumet celle-ci à l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures. Ces nécessaires approbations des décisions d'ALNAFT démontrent la volonté du gouvernement d'asseoir le contrôle du Ministre sur diverses opérations, donnant ainsi moins de liberté à ALNAFT dans la gestion des contrats, au risque de provoquer des lourdeurs bureaucratiques. La réhabilitation de l'association obligatoire avec la Sonatrach a donc annulé l'esprit de libre-marché de la Loi 05-07, tant exhorté par ses partisans, et amène à s'interroger sur les motifs de ce revirement.

a. La participation de la Sonatrach

L'article 32 de la loi modifiée et complétée par l'Ordonnance de 2006 a été enrichi d'un nouvel alinéa : « Les contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation contiennent obligatoirement une clause de participation de l'entreprise nationale Sonatrach-SPA. Dans les deux cas, le taux de participation de l'entreprise nationale Sonatrach-SPA est fixée à un minimum de 51%, préalablement à chaque appel à concurrence, dans lesdits contrats ». A l'exception de la pétrochimie, Sonatrach récupère une part majoritaire dans toutes les activités de l'amont et de l'aval. Les contrats retrouvent donc la même structure générale que les contrats de

partage de production conclus sous la loi 86-14, même s'ils ne portent pas le même nom. Ils restent en effet appelés contrats de recherche et/ou d'exploitation.

Cette réhabilitation de la participation de la Sonatrach s'accompagne d'un changement de vocabulaire. Alors que la version de 2005 ne lui accordait pas de dénomination particulière, l'ordonnance de 2006 se réfère systématiquement à elle en tant « qu'entreprise nationale », renouant alors avec les formulations que l'on retrouvait dans les législations antérieures, qui s'y référaient de la même façon, par opposition aux personnes morales étrangères. Comme le souligne le professeur Mostefa Trari-Tani, cette qualification n'est pas fortuite¹³⁸⁶, et sert à donner une justification au traitement spécial et privilégié qui est réservé à la Sonatrach, et qui la différencie des autres contractants.

Cette qualification n'a pourtant pas de conséquences juridiques étant donné qu'elle n'affecte ni ses statuts ni sa structure juridique, et que ceux-ci n'ont pas été modifiés antérieurement à l'adoption de la loi 05-07. Elle répondait ainsi toujours à la définition « d'entreprise nationale ». Néanmoins, la première version de la loi 05-07 ne voulait pas marquer de différences entre la Sonatrach et les autres entreprises, et insistait au contraire d'avantage sur son statut de société par actions, tel que fixé par ses statuts. Dans la législation antérieure, la loi 86-14 ne donnait pas de précision sur la forme sociale de la Sonatrach, et d'ailleurs le texte ne se référait à elle que sous le dénominateur « entreprise nationale ». La loi 05-07, qui interviendra après le changement de statuts transformant la Sonatrach en société par actions, mettra cette caractéristique en lumière en la dénommant directement « Sonatrach-SPA », et sans mentionner « entreprise nationale ».

L'ordonnance de 2006 maintient cette précision mais l'accorde systématiquement au terme « l'entreprise nationale », sans toutefois le définir. Si l'on se réfère à sa définition dans la loi 86-14¹³⁸⁷, il s'agit alors de l'« entreprise publique nationale exclusivement contrôlée par l'Etat ». L'on comprend mieux, d'après cette définition, pourquoi cette dénomination était absente de la première version de la loi, qui ne

¹³⁸⁶ Mostefa Trari-Tani, « Le nouveau cadre juridique de la prospection, de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie », *op.cit.*, page 56.

¹³⁸⁷ Article 8 de la loi 86-14, *précitée*.

voulait pas exclure totalement une ouverture du capital de la Sonatrach. Ce changement de vocabulaire reflète l'évolution de la position de la Sonatrach dans le régime juridique, et ces divers qualificatifs, bien qu'ils soient sans conséquence juridiques, sont révélateurs, d'une difficulté dans la façon dont on veut la présenter, dans une loi régissant l'investissement étranger dans un secteur aussi stratégique que celui des hydrocarbures.

Mais ces changements de dénominations reflètent aussi la difficulté à tracer, dans la pratique, les contours du rôle que l'on veut lui faire jouer, et la recherche d'un équilibre entre ses objectifs commerciaux et technologiques, pour son propre compte, et ses objectifs socio-économiques, pour le compte de l'Etat ou de la collectivité nationale. Aussi, en conséquence de son changement de positionnement, et alors que la version initiale la confondait avec les autres contractants et personnes morales, l'ordonnance de 2006 lui réserve un statut particulier, qui se manifeste dans les définitions.

Le « contractant » est désormais défini comme suit : « l'entreprise nationale Sonatrach-SPA ou l'entreprise nationale Sonatrach-SPA et toute personne signataires du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures ». La « personne » est « toute personne morale étrangère, ainsi que toute personne morale privée publique algérienne, y compris l'entreprise nationale Sonatrach-SPA »¹³⁸⁸. Contrairement à la version initiale de 2005, la Sonatrach n'est donc plus un contractant ou une personne morale assimilée aux autres.

En outre, concernant le transport par canalisation, et puisque le régime juridique y afférent a également été modifié par l'ordonnance de 2006 et en donne le monopole à la Sonatrach, la définition du « concessionnaire » a également été modifiée¹³⁸⁹.

Cette modification a donc des répercussions directes sur les opérations pétrolières, et la participation de l'investisseur étranger. C'est l'article 32 qui prévoit que les contrats de recherche et d'exploitation, et les contrats d'exploitation, contiennent obligatoirement une clause de participation de l'entreprise nationale. Dans les deux

¹³⁸⁸ Article 5 de la loi 05-07 telle que modifiée et complétée.

¹³⁸⁹ En vertu de l'article 5, le concessionnaire est « l'entreprise nationale Sonatrach - SPA qui bénéficie, à ses risques, frais et périls, d'une concession de transport par canalisation ».

cas, le taux de participation de la Sonatrach-SPA était fixé à un minimum de 51%, préalablement à chaque appel à concurrence, dans lesdits contrats. Mais c'est l'article 48 de la loi, telle que modifiée, qui prévoit les modalités de mise en oeuvre de cette participation.

D'après celui-ci, chaque contrat de recherche et d'exploitation conclu avec le contractant doit préciser le taux de participation de l'entreprise nationale Sonatrach-SPA tel que fixé à l'article 32, ainsi que le mode et les conditions de financement des investissements de recherche. Pour chaque découverte commerciale, l'entreprise nationale Sonatrach-SPA prend en charge, au prorata de sa participation, tous les coûts d'investissement et d'exploitation relatifs au plan de développement approuvé par ALNAFT. Lesdits coûts doivent être préalablement approuvés par ALNAFT. Au plus tard trente jours après l'approbation du plan de développement de la découverte commerciale, l'entreprise nationale Sonatrach-SPA et les autres personnes constituant le contractant doivent conclure un accord d'opérations annexé au contrat. Cet accord d'opérations doit définir les droits et obligations de l'entreprise nationale Sonatrach-SPA et des autres personnes constituant le contractant, et doit préciser les modalités de paiement des coûts futurs dans le cadre du contrat, ainsi que le montant et les modalités de remboursement par l'entreprise nationale Sonatrach-SPA des coûts de recherche. Une fois approuvé par ALNAFT, cet accord d'opérations est approuvé par décret pris en conseil des ministres et entre en vigueur à la date de publication du décret au journal officiel. L'accord d'opérations liant l'entreprise nationale Sonatrach-SPA et les personnes constituant le contractant contient, obligatoirement, une clause de commercialisation conjointe de tout gaz provenant de la découverte dans le cas où ce gaz doit être commercialisé à l'étranger. » Cet article ne précise toutefois pas à quel moment la Sonatrach met en oeuvre cette participation, si c'est au début de la phase d'exploration ou de la phase d'exploitation (une fois la découverte commerciale réalisée).

Cette absence de précision constituait une source d'instabilité pour le partenaire étranger, et l'obligeait à évaluer les capacités techniques et financières de la

Sonatrach à participer dès le début de l'exploration.¹³⁹⁰ Cette incertitude a été corrigée par la réforme législative de 2013, en complétant l'article 48. Il est désormais prévu que le contrat de recherche et d'exploitation doit également préciser les conditions d'exécution du contrat. L'article 48 a également ajouté ce paragraphe : « L'entreprise nationale SONATRACH doit communiquer à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), préalablement au lancement de l'appel à la concurrence, le taux de sa participation ainsi que le mode et les conditions de financement des investissements de recherche. »¹³⁹¹.

A l'instar de l'option de participation telle que prévue par la version initiale de la loi, et suivant le même modèle que les contrats de partage de production conclus sous la loi 86-14, et le modèle de contrat de partage de production d'une façon générale, le risque exploration qui pèse sur l'entreprise nationale est moindre que celui assumé par le contractant étranger, étant donné que la Sonatrach ne rembourse le contractant qu'en cas de découverte commerciale. L'amendement de 2006 risquait d'être plus préjudiciable à l'évolution de la Sonatrach qu'à l'investissement étranger en Algérie, et ce pour deux raisons :

La première relève plus d'une considération que d'une raison. L'un des objectifs de la loi 05-07 était d'inciter la Sonatrach à l'effort technologique en l'exposant à la concurrence. Le ministère de l'énergie estimait qu'elle « dormait sur ses réserves »¹³⁹² et qu'elle n'exploitait pas suffisamment son potentiel, étant donné que sa participation aux contrats était garantie. Le fait de lui attribuer de nouveau cette participation, et de l'exonérer du risque exploration, risquent alors de ne pas l'encourager à l'effort technologique¹³⁹³.

¹³⁹⁰ Sean Korney, Cyril Vock, « Algeria: Recent regulatory changes », *Oil and Gas Energy Law Intelligence*, septembre 2006, Vol.4, n°3, page 3.

¹³⁹¹ La loi de 2013 a également apporté d'autres modifications à l'article 48, eu égard à la commercialisation du gaz, en ajoutant que « l'entreprise nationale Sonatrach-SPA peut, si elle accepte, commercialiser ce gaz pour le compte des personnes constituant le contractant »

¹³⁹² Questions-réponses relatives au projet de loi sur les hydrocarbures publiées sur le site du Ministère de l'énergie et des mines, *précitées*.

¹³⁹³ John p. Entelis, « Sonatrach : the political economy of an algerian state institution », 2012, *op.cit.*, page 583.

Le second motif a trait au fait qu'elle doive assumer la charge de participation à tous les contrats. Car, comme l'affirme Mustapha Mekidèche¹³⁹⁴, « *cela a aussi quelques inconvénients d'être majoritaire systématiquement, en termes de participation dans la recherche et la production, puisque cela signifie supporter une part plus grande de charges quand au final, aucune découverte rentable n'est faite car dans la recherche les taux de réussite sont loin d'être de 100 %* »¹³⁹⁵.

Aussi, l'obligation faite à la Sonatrach par la loi d'être majoritaire dans des activités comme le transport et le raffinage se traduiront également par une rentabilité relative plus faible que pour l'amont, alors que le fait d'avoir un associé disposant d'une part plus importante se serait traduit par des charges moindres pour elle¹³⁹⁶. Les investisseurs étrangers se sont également considérés lésés par cet amendement, dont ils jugent les nouvelles conditions défavorables et manquent par ailleurs de cohérence. Ils estiment que la version initiale de la loi 05-07 était plus équilibrée, en ce que les sociétés étrangères pouvaient certes détenir jusqu'à 100% des parts dans un contrat, ou du moins être majoritaires, mais que la fiscalité équilibrait le partage de la rente. L'article 83 prévoit en effet que le régime fiscal applicable aux activités de recherche et/ou d'exploitation consiste en une taxe superficielle payable annuellement au Trésor Public¹³⁹⁷, une redevance payable mensuellement à ALNAFT, une taxe sur le revenu pétrolier payable mensuellement au Trésor Public, un impôt complémentaire sur le résultat payable annuellement au Trésor public, un impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation, ainsi que des droits et taxes prévus dans plusieurs autres articles de la loi¹³⁹⁸. En outre, il est prévu à l'article 84 que la taxe superficielle est payable par l'Opérateur, pour le compte de toutes les parties au contrat, y compris la Sonatrach, lorsqu'elle n'était pas opérateur¹³⁹⁹.

La Sonatrach pouvait participer à hauteur de 20 à 30% au contrat, ce qui correspondait aux pratiques en vigueur dans l'industrie pétrolière mondiale, et cet

¹³⁹⁴ Vice-Président du Conseil National Economique et Social.

¹³⁹⁵ Mustapha Mékidèche, « Le secteur des hydrocarbures en Algérie : Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable ? », *op.cit.*, page 160.

¹³⁹⁶ *Ibid.*

¹³⁹⁷ Titre VIII « du régime fiscal applicable aux activités de recherche et/ou d'exploitation » de la loi 05-07.

¹³⁹⁸ Aux articles 31, 52, 53 et 67 de la loi 05-07 .

¹³⁹⁹ Tel que défini à l'article 29 de la loi 05-07.

ensemble de dispositions formait un tout cohérent¹⁴⁰⁰. C'est ce que mettait d'ailleurs en avant le Ministre de l'énergie lorsqu'il défendait le projet de loi, insistant sur le partage équilibré de la rente et l'importance des recettes fiscales. Alors que l'amendement fait peser les mêmes obligations et mêmes charges sur les partenaires étrangers, cette participation automatique et majoritaire de Sonatrach, qui réduit significativement leur part, ne leur semble donc plus cohérente avec le reste des dispositions de la loi. D'autant que le droit de préemption de Sonatrach pour les transferts de droits et obligations contractuels a été maintenu par l'Ordonnance de 2006¹⁴⁰¹.

Les interrogations ont également porté sur la légitimité ou le fondement de cette participation obligatoire et majoritaire, eu égard à la nouvelle organisation institutionnelle du secteur¹⁴⁰². Pour les avocats Cyril Vock et Sean Korney, la participation de la Sonatrach, en vertu de la loi 86-14 était « légitime » car son rôle l'industrie pétrolière était radicalement différent que celui qu'elle a depuis 2005 : elle participait en tant qu'opérateur national aux activités commerciales du secteur, et faisait aussi office d'autorité d'octroi des permis et de régulation. Il était donc logique de concilier sa participation automatique et obligatoire de 51% avec le désir d'attirer les investissements étrangers, puisqu'en tant que régulateur, la Sonatrach pouvait se servir de sa participation majoritaire pour contrôler les opérations, et réguler ainsi l'activité de toutes les compagnies opérant en Algérie¹⁴⁰³. Ils considèrent que dans la nouvelle configuration instaurée en 2005, sa participation ne peut pas être fondée sur son rôle d'opérateur agissant au nom de l'Etat ou de régulateur, puisqu'elle a été déchargée de ses prérogatives publiques, que le titre minier ne lui est plus confié, et qu'elle doit se comporter comme une entité purement commerciale. Ils estiment alors que rien ne justifie qu'elle puisse bénéficier automatiquement d'une telle participation¹⁴⁰⁴.

¹⁴⁰⁰ François Krottoff, Nicolas Bonnefoy, « Hydrocarbon Legislation in Algeria: Back to square one? » *International Oil and Gas Finance Review*, 2007, page 13.

¹⁴⁰¹ Article 31 de la loi 05-07.

¹⁴⁰² Sean Korney, Cyril Vock, « Algeria : Recent regulatory changes », *op.cit.*, page 3.

¹⁴⁰³ *Ibid.*

¹⁴⁰⁴ *Ibid.*

C'est une problématique commune à de nombreuses sociétés pétrolières nationales disposant d'un traitement préférentiel lors de l'attribution de contrats¹⁴⁰⁵, et qui n'ont pas une fonction d'attribution et de régulation des contrats et des activités pétrolières. En réalité, l'un n'est pas le corollaire de l'autre : le traitement préférentiel accordé à l'entreprise nationale ne se base pas sur les fonctions qu'elle assume pour le compte de l'Etat, mais sur d'autres éléments, tels que le fait que son taux de participation inclut celui de l'Etat et qu'une part de la production revient à ce dernier¹⁴⁰⁶. Ce traitement se fonde également sur les obligations que l'Etat est susceptible d'imposer à l'entreprise nationale, au titre de son rôle de créateur de richesses¹⁴⁰⁷, ou au titre des objectifs relatifs à sa « mission nationale », et plus globalement simplement son rôle considérable au développement économique et social du pays¹⁴⁰⁸.

b. Les motifs de cet amendement

Le gouvernement algérien a avancé trois raisons à ces changements. Premièrement, il a considéré que le pays était suffisamment attractif pour les compagnies pétrolières, au vu de la qualité et l'accessibilité du pétrole et du gaz. Deuxièmement, il y avait le souhait de préserver les ressources pour les générations futures. Troisièmement, il a argué du fait que les compagnies étrangères n'avaient pas d'opposition fondamentale à la règle des 51%¹⁴⁰⁹.

L'objectif était en outre de rationaliser l'exploitation des ressources en hydrocarbures afin de répondre aux besoins induits par le développement national et de préserver les richesses naturelles du pays au profit des générations futures¹⁴¹⁰. Ralentir le développement des ressources et de l'investissement étranger est un corollaire indéniable de la préservation des richesses naturelles pour les générations futures. Le gouvernement algérien semblait confiant sur le fait que ce ralentissement

¹⁴⁰⁵ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

¹⁴⁰⁶ L'entreprise nationale "enlevant" une part de la production pour le compte de l'Etat.

¹⁴⁰⁷ Mission d'ailleurs rappelée dans l'article 2 de la loi sur les hydrocarbures en Algérie .

¹⁴⁰⁸ Voir supra (Titre 2, chapitre 1)

¹⁴⁰⁹ Mohammed Abdelwahad Bekhechi, « Evolution of Algeria's legal and regulatory framework for unconventional (shale) hydrocarbon development with emphasis on environmental aspects », in Donald N. Zillman et al. (éds) , *The law of energy underground : understanding new developments in subsurface production transmission and storage* , Oxford University Press, 2014 , page 216.

¹⁴¹⁰ Sean Korney, Cyril Vock, « Algeria : Recent regulatory changes », *op.cit.*, page 4.

de l'investissement étranger n'allait pas porter préjudice à l'économie, le pays ayant accumulé des réserves de devises et remboursé sa dette étrangère.

Le gouvernement ne semblait pas non plus préoccupé par le fait que les nouvelles conditions d'investissement soient décourageantes pour les entreprises étrangères étant donné que l'Algérie était considérée, à cette époque là, comme le pays de l'OPEP offrant l'accès le plus ouvert aux investisseurs, et qu'il avait été capable d'attirer les investisseurs sous l'ancienne loi et à des prix du pétrole plus bas¹⁴¹¹. Qui plus est, si le gouvernement était réellement dans une logique de ralentissement du développement des ressources et de sauvegarde pour les générations futures, une baisse des investissements ne devait pas l'inquiéter.

Mais la question s'est surtout posée de savoir pourquoi, en moins d'un an, et alors qu'il n'y pas eu cette année-là de hausse significative du prix du baril pouvant expliquer un revirement stratégique, le gouvernement avait décidé de changer radicalement de politique. Cette réforme s'explique par plusieurs éléments, corrélés entre eux:

Le maintien des prix élevés du pétrole laissait entrevoir qu'il serait plus bénéfique pour l'Etat que Sonatrach maximise sa rente. Par ailleurs, le texte était en préparation depuis l'année 2000, et durant cette période, le contexte était différent : les prix étaient à la baisse et il y avait une concurrence intense entre les pays producteurs pour attirer l'investissement étranger¹⁴¹². Il s'agissait donc de prendre de nouvelles mesures incitatives pour soutenir cette concurrence, et notamment accorder aux sociétés étrangères de meilleures conditions d'accès aux ressources, d'autant que le territoire algérien était sous-exploré, et qu'il y avait un réel besoin d'intensifier l'exploration, notamment dans les gisements marginaux. Dans ce contexte là, la réforme semblait opportune¹⁴¹³.

¹⁴¹¹ *Ibid.*

¹⁴¹² Mustapha Mekideche, *op.cit.*, page 159.

¹⁴¹³ Silvana Tordo, Brandon S. Tracy, Noora Arfaa « National Oil Companies and Value Creation », *World Bank Working Paper n°218*, vol. I, The World Bank, Washington, 2011, page 87.

Mais en 2005-2006, la structure du marché a commencé à changer et la tendance des prix était à la hausse, donnant ainsi l'avantage aux pays producteurs. La hausse des prix était telle que même les petits gisements aux coûts d'extraction élevés devenaient rentables. Ainsi que l'explique Mustapha Mékidèche :

« Dans ces conditions, l'attractivité des investissements ne requiert plus la mise en oeuvre de mécanismes incitatifs autres que ceux qui tiennent au marché lui-même. On n'a alors plus besoin - dans ces conditions du marché - de recourir à des incitations supplémentaires d'ordre institutionnel ouvrant d'avantage l'amont. C'est alors que les conditions de réalisation d'un consensus national autour de cette question étaient réunies. C'est ainsi que ces nouvelles conditions du marché international des hydrocarbures, renforcées également par le vif débat contradictoire national (pressions des syndicats et de l'opposition), ont donné naissance à l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006, qui a modifié, complété et précisé la loi, en tenant compte précisément de cette rapide évolution de la scène énergétique mondiale »¹⁴¹⁴.

C'était d'ailleurs en phase avec les logiques qui prédominaient durant cette période dans l'industrie pétrolière mondiale, avec le phénomène de « nationalisme des ressources », et les réajustements contractuels au profit des entreprises nationales¹⁴¹⁵.

La deuxième explication a trait à la politique algérienne et aux conflits internes entre conservateurs et libéraux. L'amendement serait le résultat des pressions de syndicats¹⁴¹⁶, et sa promulgation représentait alors un compromis politique. Louisa Hanoune, la Secrétaire Générale du Parti des Travailleurs a déclaré que cette réforme était une grande victoire pour le peuple algérien. Mais force est de constater que ce revirement était un échec pour la politique de Chakib Kelil, qui s'est cependant contraint à déclarer que « *l'amendement allait permettre de réaliser l'objectif de sauvegarde des ressources naturelles pour les générations futures* »¹⁴¹⁷.

¹⁴¹⁴ Mustapha Mekidèche, *op.cit.*, page 159.

¹⁴¹⁵ Voir supra.

¹⁴¹⁶ Notamment de l'Union Générale des Travailleurs Algériens (UGTA)

¹⁴¹⁷ Cyril Vock, Sean Korney, « Algeria : Recent regulatory changes », *op.cit.*, page 4.

Certains auteurs ont considéré ce revirement comme inévitable, eu égard au contexte politique algérien, à la situation des prix, et aux luttes de pouvoir et de contrôle autour de la Sonatrach¹⁴¹⁸. Le professeur John Entelis a comparé les hésitations et volte-face de ce régime juridique à un « *pendulum effect* »¹⁴¹⁹. La loi 05-07 telle qu'adoptée en avril 2005 représentant alors « *the extreme position of the pendulum* »¹⁴²⁰, et une fois cette position atteinte, la « pendule » ne peut que revenir en arrière.

¹⁴¹⁸ John P. Entelis, « *Sonatrach : the political economy of an algerian state institution* », 2012, *op.cit.*, pages 558 et s.

¹⁴¹⁹ *Ibid.*, page 579.

¹⁴²⁰ *Ibid.*, page 582.

B. Les conséquences de l'amendement sur l'investissement étranger

a. L'échec des appels d'offres subséquents

Plusieurs auteurs ont souligné le fait que l'efficacité d'une loi régissant l'investissement étranger se démontrera durant les appels d'offres qui suivront son adoption, l'appel d'offre agissant comme un baromètre. En Algérie, suite à l'amendement de juillet 2006, l'on attendait alors de mettre en place des appels d'offres afin d'évaluer l'intérêt des investisseurs et les répercussions concrètes de la réforme. Le premier appel d'offres est d'autant plus important qu'il sera déterminant pour ceux qui seront organisés subséquentement. Car, ainsi que le souligne Michael Bunter : « *much care is necessary in the organisation of a bid round and the thought behind it. Once a licensing round has failed, the re-ignition of enthusiasm is not always easy to accomplish* », et « *once credibility has been damaged, it is difficult to restore it* »¹⁴²¹.

Il est à préciser que la taxe sur les profits exceptionnels, introduite par l'Ordonnance de juillet 2006 ne pouvait pas avoir de conséquences sur ces futurs appels d'offres, puisqu'elle ne s'appliquait qu'aux contrats conclus sous la loi 86-14. Le principal risque avait donc trait à la participation de la Sonatrach, et à la suppression des éléments de libéralisation que celle-ci induisait. Le ministère de l'énergie s'était déclaré confiant, estimant que les sociétés étrangères n'étaient fondamentalement pas opposées au principe du partage de la production, étant donné que c'était le modèle qui prévalait avant l'adoption de la loi 05-07 et que de nombreux contrats avaient été conclus sous ce régime. En outre, le Ministre de l'énergie ne doutait pas de l'attractivité du domaine minier algérien, eu égard à ses potentialités et à la qualité des hydrocarbures en place¹⁴²².

¹⁴²¹ Michael Bunter, *The promotion and licensing of petroleum prospective acreage*, *Kluwer Law International*, The Hague, 2002, page 192.

¹⁴²² Revue annuelle du Ministère de l'Énergie et des Mines (distribution interne), 2006.

Deux années après la promulgation de l'Ordonnance de 2006, un appel d'offres international a été lancé par ALNAFT, mettant à disposition seize blocs. C'était donc le premier appel d'offres qui n'était pas organisé par la Sonatrach, et l'on peut raisonnablement penser que ces deux années ont permis à ALNAFT d'instaurer une structure apte à organiser l'appel à concurrence, tel que prévu par la loi. Plus d'une cinquantaine de sociétés étrangères ont manifesté leur intérêt, (ce qui signifie qu'elles ont retiré le cahier des charges contenant notamment le critère de sélection et le projet de contrat, et éventuellement participé aux *data rooms*), mais à l'issue de ces consultations, ALNAFT n'a reçu que quatre offres sur les seize blocs mis à disposition¹⁴²³.

Le Ministre de l'énergie a imputé cet échec à la situation financière mondiale, mais de nombreux observateurs ont considéré que, bien que ce dernier élément ait pu entrer en jeu, ce sont principalement l'instabilité législative, intervenue dans un délai très court, ainsi que les conditions contractuelles, qui ont découragé les investisseurs¹⁴²⁴. Il apparaît donc que ce n'est pas tant la participation de la Sonatrach qui a découragé les investisseurs, mais le contexte dans lequel celle-ci a été réhabilitée. Maître Mehdi Haroun confirme ce propos, et attribue l'échec des appels d'offres à cet ensemble d'allers-retours législatifs : « *du contrat de partage de production, on est passé à un système de concession, puis on a enlevé certaines dispositions de la loi de 2005 pour obliger la Sonatrach à participer à tous les blocs* »¹⁴²⁵.

Les appels d'offres suivants, entre 2008 et 2011 connaîtront le même cheminement, provoquant peu d'offres des sociétés étrangères. En 2009, trois blocs sur huit ont été attribués, et seulement deux blocs sur dix l'ont été en 2011, dont l'un à la Sonatrach¹⁴²⁶. Cette dernière, contrairement aux sociétés étrangères, soumissionnait à chaque fois, et a donc conclu avec ALNAFT plusieurs contrats. Lorsque la Sonatrach est seule contractante, on dit alors qu'elle est en « effort

¹⁴²³ Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, « Oil and gas in Algeria », *op.cit.*, page 46.

¹⁴²⁴ John p. Entelis « Sonatrach :The political economy of an algerian state institution », 2012, *op.cit.*, page 583.

¹⁴²⁵ « Modifications de la loi sur les hydrocarbures en Algérie et les évolutions des pays arabes » Conférence à la chambre de commerce franco-arabe, 30 octobre 2013, accessible à : <http://www.ccf franco-arabe.org/NewsDetails.aspx?id=511&language=fr>

¹⁴²⁶ Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, *op.cit.*, page 46 ; Mohammed Abdelwahad Bekhechi, « Evolution of Algeria's legal and regulatory framework for unconventional (shale) hydrocarbon development with emphasis on environmental aspects », *op.cit.*, page 217.

seule », par opposition aux associations. Durant l'année 2011, dix-neuf des vingt découvertes réalisées sur le territoire algérien l'ont été par la Sonatrach « seule »¹⁴²⁷. A la fin de l'année, cinquante-trois contrats de recherche étaient en vigueur, dont quarante conclus uniquement entre ALNFAT et la Sonatrach. Le nombre de contrats d'exploration en partenariat représentait alors seulement le quart de l'ensemble des contrats d'exploration¹⁴²⁸.

Nordine Ait-Laoussine, ancien Ministre de l'Energie, considère quant à lui que l'insuffisance d'attractivité du domaine minier national s'explique, certes, par les conditions contractuelles mais aussi par « les processus de décision au sein d'ALNAFT et de Sonatrach » dont la lenteur et la lourdeur bureaucratiques seraient déplorées par les sociétés étrangères¹⁴²⁹. Par exemple, le processus d'approbation entre la déclaration de commercialité d'une découverte et l'entrée production serait jugé beaucoup trop long¹⁴³⁰.

Le rôle de la Sonatrach, en plus de sa participation, était également en cause. Car malgré le fait qu'elle n'assume officiellement plus une fonction de régulation du secteur, elle était tout de même en pratique présente à plusieurs niveaux, les sociétés étrangères ne sachant parfois plus à quel interlocuteur s'adresser. Cet intérêt faible des sociétés étrangères pour l'exploration avait bien évidemment un effet direct sur le niveau des découvertes, et cela, en plus d'une production en déclin, n'a pas manqué d'inquiéter le gouvernement, qui a cherché des solutions pour y remédier et stimuler de nouveau l'investissement. Un nouveau projet de réforme de la loi a donc été envisagé et s'est concrétisé par l'adoption de la loi 13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi n°05-07.

Cette réforme avait pour but d'améliorer le climat d'investissement, par l'introduction de mesures plus avantageuses et incitatives, notamment en matière

¹⁴²⁷ *Revue Pétrole et gaz arabes*, 1er avril 2013.

¹⁴²⁸ *Ibid.* En 2011, seule la Sonatrach disposait, à sa demande, d'autorisations de prospection. Les conditions entourant l'autorisation de prospection seront modifiées par la loi de 2013.

¹⁴²⁹ Par exemple l'article 46 prévoit l'approbation du Ministre chargé des hydrocarbures, en plus de l'autorisation d'ALNAFT pour l'autorisation de production anticipée, après découverte d'un gisement, ou par exemple le processus d'approbation du plan de développement prévu à l'article 47

¹⁴³⁰ « Entretien Nordine Ait Laoussine », *Archives Le Soir d'Algérie*, 6 novembre 2012.

d'exploration¹⁴³¹. Par exemple, pour encourager la prospection, qui était elle aussi en sérieux déclin, notamment dans des zones complexes, l'article 20 a introduit une modification inédite en Algérie, et prévoit que « dans le cas où un périmètre ayant fait l'objet d'une autorisation de prospection est mis en appel à la concurrence pour la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, les personnes ayant réalisé ou réalisant des travaux de prospection sur ce périmètre disposent d'un droit de préférence à la condition que ces personnes s'alignent, séance tenante, sur la meilleure offre obtenue pour ledit périmètre sous réserve de leur participation audit appel à concurrence. Dans ce cas, les dépenses de prospection, préalablement approuvées par ALNAFT, seront considérées comme investissements de recherche ».

Alors qu'auparavant l'autorisation de prospection ne donnait aucun droit supplémentaire à son titulaire, qui pouvait se la voir retirer au profit d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation, l'article 21 prévoyant que ce dernier avait la primauté sur l'autorisation de prospection, l'amendement de 2013 lui accordant dorénavant un droit de préférence, sans que cela constitue une atteinte au principe de non-discrimination durant la procédure d'appel à concurrence, puisque le titulaire de l'autorisation de prospection devra s'aligner sur la meilleure offre.

Les réformes les plus importantes avaient cependant trait à l'introduction des activités relatives aux hydrocarbures non-conventionnels. Cet aspect a suscité de très nombreuses polémiques en Algérie, la société civile s'étant vivement opposée à l'existence de telles activités, mais le gouvernement a tout de même tenu à les introduire dans le régime juridique. Dans le nouveau texte de loi, une dizaine d'articles leur est spécifiquement consacrée et ils bénéficient d'un régime juridique plus avantageux que celui des hydrocarbures conventionnels. Le développement d'hydrocarbures non-conventionnels venait en réponse au déclin des réserves et à la hausse de la demande énergétique domestique.

Malgré la volonté du gouvernement de créer un régime juridiquement plus attractif pour l'investissement étranger, et les activités relatives aux hydrocarbures non-conventionnels entrent dans ce cadre, la participation automatique et majoritaire de la

¹⁴³¹ Emmanuel Gaillard, Maud Lebois, *op.cit.*, page 46.

Sonatrach à l'ensemble des contrats a été maintenue. Cependant, malgré cet effort, les appels d'offres organisés après l'entrée en vigueur des réformes, n'ont pas non plus été témoins d'un grand intérêt des sociétés étrangères, que cela soit pour les hydrocarbures conventionnels ou non-conventionnels. Par exemple, l'appel à concurrence de janvier 2014 a mis à disposition trente-un blocs, et seuls quatre d'entre eux ont suscité des offres.

b. Le régime juridique des hydrocarbures non-conventionnels

La loi 13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi 05-07, a introduit des dispositions relatives aux hydrocarbures non-conventionnels. L'article 5 les définit comme les hydrocarbures existants et produits à partir d'un réservoir ou d'une formation géologique se présentant au moins sous certaines caractéristiques ou conditions, et liste cinq catégories d'hydrocarbures non-conventionnels en fonction des caractéristiques techniques¹⁴³², et des formations géologiques où ces hydrocarbures se situent.

Le régime qui leur est applicable comprend des différences avec celui relatif aux hydrocarbures conventionnels, vu qu'ils requièrent des investissements et des risques plus importants.¹⁴³³ De ce fait, afin d'y encourager l'investissement étranger, leur régime juridique fiscal est plus incitatif. Le même type de différenciation est observé dans d'autres pays, tels que l'Argentine ou le Brésil¹⁴³⁴. La loi 13-01 a également mis en place des mesures destinées à la protection de l'environnement et à la minimisation des risques relatifs à l'extraction de ces hydrocarbures non-conventionnels, qui implique toute une série d'acteurs.

L'agence ALNAFT, en coopération avec la Sonatrach, a par ailleurs rédigé un nouveau modèle de contrat pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures, qui

¹⁴³² Qui sont la perméabilité, la porosité, la pression et la température. Article 5 de la loi 05-07, telle que modifiée et complétée par la réforme législative du 20 février 2013.

¹⁴³³ Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, *op.cit.*, page 40.

¹⁴³⁴ Voir supra (Titre 1, chapitre 2)

intègre ces nouveaux développements, et un modèle de « *joint operating agreement* », directement inspiré de celui élaboré par l'AIPN¹⁴³⁵.

1. *Des conditions contractuelles et fiscales plus incitatives*

Conformément à la législation en vigueur, la taille des périmètres contractuels d'exploration et d'exploitation portant sur des hydrocarbures non-conventionnels est plus étendue que pour les autres entre les hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels¹⁴³⁶. Il en va de même pour les durées des périodes contractuelles. L'article 35 de la loi 13-01 prévoit que, dans le cas d'hydrocarbures non conventionnels, le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux périodes: une période de recherche fixée à onze ans (contre sept ans pour les hydrocarbures conventionnels). Ils comprennent aussi une phase pilote (non contenue dans les contrats relatifs aux hydrocarbures conventionnels) qui vient s'ajouter aux trois phases de recherche. Accordée par ALNAFT, la phase pilote est d'une période maximale de quatre années, et peut proroger l'une des phases de recherche.

La période d'exploitation est d'une durée de trente ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels liquides, et de quarante ans pour l'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels gazeux. La période d'exploitation peut être augmentée d'une prorogation optionnelle d'une durée de cinq ans supplémentaire à la demande du contractant. Cette période pourra être suivie d'une deuxième prorogation optionnelle d'une durée de cinq ans supplémentaire à la demande du contractant après accord d'ALNFAT. Par ailleurs, dans le cas où une des phases de recherche n'a pas été utilisée, la période d'exploitation est augmentée d'une période égale à ladite phase. La période pilote n'est pas prévue pour les hydrocarbures conventionnels, dont la période d'exploitation est fixée à 25 ans, et peut être prolongée de 5 ans s'il s'agit de gisements de gaz naturel.

Le régime fiscal présente également certaines différences. En premier lieu, le taux minimal pour la taxe superficielle est systématiquement appliqué aux activités

¹⁴³⁵ Sur la portée des modèles contractuels de l'AIPN, Kim Talus, Scott Looper, Steven Otilar, « *Lex Petrolea and the internationalization of petroleum agreements: focus on Host Government Contracts* » *JWELB*, 2012, Volume 5, n°3, pages 184 et s.

¹⁴³⁶ Article 6 du décret exécutif 13-436 du 23 décembre 2013.

relevant des hydrocarbures non-conventionnels¹⁴³⁷. En deuxième lieu, les redevances dues à ALNAFT, au titre de la production d'hydrocarbures non conventionnels, font également l'objet d'un taux plus faible que les hydrocarbures conventionnels, conformément à l'article 85 qui prévoit que « pour les quantités d'hydrocarbures non conventionnels issues d'un périmètre d'exploitation, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5 % », contre un taux variant entre 5 et 23% pour les hydrocarbures conventionnels. Enfin, l'article 85 institue une taxe sur les revenus pétroliers spécifiques aux hydrocarbures non-conventionnels, où le taux de taxation doit correspondre au niveau minimum.

2. *Les mesures relatives à la protection de l'environnement dans le cadre du développement des hydrocarbures non-conventionnels.*

Les réserves d'hydrocarbures non-conventionnels, et particulièrement de gaz sont souvent étendues sur des surfaces plus larges et demandent davantage de forages que les hydrocarbures conventionnels. D'importants volumes d'eau sont également requis pour la fracturation hydraulique, qui constitue la méthode, controversée, d'extraction de ces hydrocarbures¹⁴³⁸. La loi 13-01 prévoit des règles strictes sur la fracturation hydraulique mais également sur le torchage du gaz, et sur l'impact global de l'exploration et la production des hydrocarbures non-conventionnels¹⁴³⁹. Ce développement des dispositions relatives à l'environnement est en évolution croissante. La loi 86-14 était restée très vague sur les aspects environnementaux, se bornant à rappeler que les activités pétrolières et gazières devaient se faire dans le respect de la législation et la réglementation en vigueur, sans être plus spécifique¹⁴⁴⁰. En outre, dans le droit applicable aux contrats, la loi sur les hydrocarbures prime sur les autres lois algériennes, et de ce fait, la pratique contractuelle a rapidement révélé

¹⁴³⁷ Article 83: Pour les besoins du calcul de la taxe superficielle relative au périmètre de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels, les montants en dinars algériens de la dite taxe sont ceux prévus pour la Zone A (ce sont les montants minimaux)

¹⁴³⁸ Par exemple, là où les gisements onshore conventionnels exigent seulement un forage tous les dix kilomètres carrés, les gisements non-conventionnels nécessitent quant à eux plus d'un forage par kilomètre.carré. Emmanuel Gaillard, Maude Lebois, « Oil and gas in Algeria », *op.cit.*, page 43.

¹⁴³⁹ « *Golden rules for a golden age of gas: world energy outlook, special report on unconventional gas* », International Energy Agency, 2012, page 19, accessible à : http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf

¹⁴⁴⁰ Mohammed Abdelwahad Bekhechi, « Evolution of Algeria's legal and regulatory framework for unconventional (shale) hydrocarbon development with emphasis on environmental aspects », *op.cit.*, page 219

que les opérateurs et autres acteurs de l'industrie ne se sentaient liés que par les obligations environnementales contenues dans la 86-14, et pas par le reste de la législation¹⁴⁴¹. La loi 05-07 avait davantage élaboré sur cet aspect, et l'amendement 13-01 a introduit de nouvelles obligations, le recours à l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels poussant à précautions supplémentaires.

Les acteurs chargés de veiller au respect de ces dispositions sont principalement le Conseil des Ministres et les agences nationales. Ainsi, tous les contrats, qu'ils relèvent du conventionnel ou du non-conventionnel doivent être approuvés par décret pris en conseil des ministres. De plus, la loi 13-01 du 20 février 2013 a ajouté un article concernant spécifiquement le pouvoir du Conseil des Ministres de régir les activités relatives aux hydrocarbures non-conventionnels, prévoyant qu'il doit donner son approbation pour l'exercice de toutes les activités utilisant les techniques de fracturation hydraulique¹⁴⁴².

Contrairement aux autres contrats, cette approbation est requise, non pas seulement après sa signature par les parties, mais également lorsqu'il est en phase de projet et à toutes les étapes de développement. La compétence du conseil des ministres remplace ici celle du Ministre chargé des hydrocarbures, afin d'inclure tous les ministères, qui peuvent être impliqués dans le processus d'approbation¹⁴⁴³. Cette obligation d'impliquer d'autres acteurs institutionnels pèse également sur l'ARH et ALNAFT, qui doivent coopérer avec les différents départements ministériels et régions concernées (articles 17 et 18) pour l'approbation de l'études d'impact environnemental, du plan de gestion de l'environnement et les études de danger, et notamment avec l'administration chargée des ressources en eau (Ministère de l'environnement) (article 53).

L'implication de plusieurs ministères aux différentes étapes des projets permet donc d'élargir le champ des acteurs, et de ne plus limiter le secteur à la compétence et

¹⁴⁴¹ *Ibid.*

¹⁴⁴² Article 23 bis de la loi de la loi 05-07, modifiée et complétée.

¹⁴⁴³ Article 87 du *Décret exécutif 94-43 du 30 janvier 1994 fixant les règles de conservation des gisements d'hydrocarbures et de protection des aquifères associés* prévoit que toute opération de fracturation doit recevoir l'accord du Ministre chargé des hydrocarbures sur présentation d'un programme complet et détaillé: pression d'injection, volume et nature des liquides et des agents de soutènement, temps de l'opération, études antérieures»

à la supervision exclusives de deux ou trois institutions. Cependant, la multiplication des acteurs présente aussi certains risques, comme l'enchevêtrement entre les responsabilités de chacun et des difficultés dans le processus de décision, il faut donc que chaque acteur puisse faire valoir les intérêts qu'il défend tout en respectant la marge de manœuvre qui lui a été fixée par la loi.

En dépit des mesures incitatives relatives aux hydrocarbures non-conventionnels, l'appel d'offres organisé en 2014, portant sur les contrats dont ils étaient l'objet, n'a pas eu le succès escompté et aucun autre appel d'offres n'a été organisé depuis. Celui qui avait été programmé pour l'année 2017 n'ayant pas été concrétisé. Le Ministère de l'énergie a alors indiqué des recours possibles à des négociations directes et l'adoption d'une nouvelle réforme législative. Un nouveau projet de loi devrait alors voir le jour avant la fin de l'année 2017. En plus de l'assouplissement des termes fiscaux, la possibilité de modifier l'organisation institutionnelle du secteur a été envisagée. Bien que les conditions d'investissement puissent être davantage attractives pour les sociétés étrangères, cette nouvelle loi marquerait la quatrième réforme depuis l'année 2005. Aussi, alors que le développement des hydrocarbures non-conventionnels avait été à un moment donné écarté, le gouvernement a, en octobre 2017, annoncé qu'il était à nouveau à l'ordre du jour¹⁴⁴⁴.

Ces tergiversations interviennent en outre dans un contexte de prix bas du pétrole. En septembre 2016, sous l'impulsion de l'Algérie, un accord *OPEP- non OPEP*, ayant pour objet la limitation de la production, avait été conclu¹⁴⁴⁵. Cet accord, dont la durée doit être prolongée, n'a toutefois pas eu de répercussions majeures sur l'industrie. L'éventuelle réforme législative, ainsi que les procédures d'attributions de contrats qui devront y être subséquentes, renseigneront sur l'attractivité du domaine minier algérien. Ils ne suffiront cependant pas à éclairer les citoyens sur l'avenir du secteur énergétique, et par une regrettable causalité, sur l'avenir du pays.

¹⁴⁴⁴ « Algeria plans new hydrocarbons law : will investors bite ? », *Middle East Petroleum and Economic publications*, 20 octobre 2017, page 7.

¹⁴⁴⁵ Communiqué de l'OPEP sur l'accord d'Alger du 28 septembre 2016, accessible à : https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/OPEC%20agreement.pdf

Conclusion

La mise en concurrence des opérateurs pour l'attribution des licences et contrats pétroliers constitue la règle générale dans la grande majorité des pays producteurs d'hydrocarbures. Cette pratique n'est pas nouvelle, mais sa généralisation a été progressive, et sa consécration législative est relativement récente dans de nombreux pays, notamment en Afrique. Certains pays y avaient en effet recours, sans pour autant qu'elle soit prévue dans la loi relative aux hydrocarbures. Cela permettait au gouvernement de garder une latitude totale sur les conditions de sa mise en œuvre. En s'y contraignant par voie législative, les Etats ont choisi de réduire leur liberté quant aux paramètres entourant l'appel d'offres. La plupart des législations prévoient cependant des dérogations, pour des motifs techniques ou relevant de l'intérêt public. Le risque de faire primer des considérations politiques au détriment de l'efficacité économique n'est dès lors pas inexistant.

Il apparaît cependant qu'en plus de s'être généralisées, les procédures d'appel d'offres se sont également standardisées, tant dans leur formalisme que dans les critères qui y sont associés. Des tendances internationales ou régionales, qui évoluent en fonction des contextes, ressortent clairement. Par exemple, l'obligation de contenu local prend une place croissante en tant que critère de sélection. Ce critère, qui vise à favoriser l'industrie nationale, ainsi que l'emploi du personnel local et le transfert des compétences, est révélateur des objectifs que les Etats veulent accomplir à travers les appels d'offres.

Cela montre aussi que les procédures de mise en concurrence s'appuient sur des considérations qui ne sont pas strictement économiques, et qu'elles s'inscrivent dans le cadre de la politique socio-économique de l'Etat. Celle-ci étant évolutive, et

parfois instable, elle se répercute inévitablement sur l'appel d'offres. C'est l'une des raisons pour lesquelles les institutions financières internationales, telle que la Banque Mondiale, aiment à recommander l'usage d'un critère unique, ou de critères exclusivement économiques, pour départager les sociétés pétrolières. En plus de favoriser la transparence de la procédure, cela permet de neutraliser les considérations nationales, et de pouvoir traiter les ressources naturelles comme n'importe quelle autre marchandise. Cette marchandisation peut également atteindre un point extrême lorsque des gisements d'hydrocarbures, aux réserves prouvées et récupérables, sont constitués en sociétés par actions et mis en Bourse.

Cependant, et en dépit du caractère cyclique et fluctuant de le l'industrie pétrolière, les Etats ne se sont pas résignés à un tel traitement de leurs ressources. La singularité et l'historicité des relations qu'ils entretiennent avec leur entreprise pétrolière nationale en est à la fois une cause et une conséquence.

Alors que ce paradigme ne semblait pas pouvoir être bouleversé, il semblerait que nous puissions nous situer, aujourd'hui, dans une nouvelle perspective. Cette idée découle d'un évènement récent, qui pourrait avoir des répercussions majeures sur les rapports entre l'Etat, l'entreprise pétrolière nationale et les investisseurs étrangers. En 2016, l'Arabie Saoudite a annoncé qu'elle se lançait dans un vaste programme de diversification économique. Outre plusieurs mesures destinées à renforcer certains secteurs, cette nouvelle politique prévoit la privatisation de plusieurs entreprises publiques, dont Saudi Aramco. Alors que cette dernière dispose d'un monopole sur les activités d'exploration-production, et que l'Arabie Saoudite n'autorise pas les investissements étrangers dans l'exploration et la production pétrolières, l'ouverture de son capital et son introduction en Bourse feraient entrer le pays dans une nouvelle ère. Alors que les modalités de mise en œuvre de cette privatisation partielle ne sont pas encore tout à fait connues, et que le gouvernement n'a de cesse de retarder le processus, des débats similaires sont apparus en Russie et au Brésil. Cela nous évoque le cycle qui a fait suite au contre-choc pétrolier. Des restructurations ou privatisations pourraient avoir lieu en réponse aux courbes de prix, et seraient défaites ultérieurement lorsqu'ils repartiraient à la hausse. L'épuisement des ressources fossiles, et la nécessité conséquente de diversifier les sources d'énergie et

de revenus, apportent toutefois une dimension de plus en plus urgente aux politiques de diversification.

Les nouvelles contraintes environnementales conduisent également les Etats à se diriger dans cette voie. En effet, les politiques d'atténuation du changement climatique peuvent s'avérer problématiques pour les pays producteurs. Puisque la demande principale de pétrole provient du secteur du transport, les politiques visant à la réduction de l'utilisation des combustibles fossiles vont porter préjudice à la production pétrolière. Avec l'accélération de la décarbonisation des systèmes énergétiques, les réserves d'hydrocarbures risquent alors de se muer en actifs bloqués, et de demeurer dans le sous-sol par un manque de demande.

Face à ces données, entreprises pétrolières et Etats sont dans l'urgence de diversifier les sources d'énergie. L'objectif de diversification économique pèse, en outre, de façon de plus en plus impérieuse sur les Etats. C'est un long processus, qui exige des décisions qui peuvent aller à l'encontre des politiques sociales sur lesquelles se sont longtemps appuyées de grands pays producteurs, telle que celle relative subventionnement des prix. La baisse des cours du brut oblige les Etats à considérer ce type de réforme. Le gouvernement algérien l'a par exemple évoqué pour la première fois en 2016. L'Arabie Saoudite s'engage également tardivement dans le processus de diversification économique, mais la définition et l'articulation claires de ses objectifs devraient lui permettre de mener à bien cette politique et de servir de modèle à d'autres pays. Il faudra cependant attendre le prochain cycle de hausse des prix du pétrole pour être renseigné sur l'authenticité de ces ambitions de diversification.

Bibliographie

1. INSTRUMENTS INTERNES (classés par pays)

A/ ALGERIE

Ordonnance n°58-1111 du 22 novembre 1958 relative à la recherche, à l'exploitation, au transport par canalisations des hydrocarbures et au régime fiscal de ces activités dans les zones de l'organisation commune des régions sahariennes.

Ordonnance n° 71-9 du 24 février 1971 déclarant propriété exclusive de l'Etat, les gaz associés aux hydrocarbures liquides issus de tous gisements d'hydrocarbures situés en Algérie.

Ordonnance n° 71-22 du 12 avril 1971 définissant le cadre dans lequel s'exerce l'activité des sociétés étrangères dans le domaine de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures liquides.

Loi n° 86-14 du 19 août 1986 modifiée et complétée relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport, par canalisation, des hydrocarbures.

Loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

Ordonnance du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

Loi n°13-01 du 20 février 2013 modifiant et complétant la loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

B/ ARGENTINE

“Ley de hidrocarburos”, n°17.319 du 23 janvier 1967

“Ley de la Emergencia Administrativa”, n° 23.696 du 18 août 1989.

“Ley de emergencia económica”, n°23.697 du 15 septembre 1989.

“Ley de hidrocarburos. Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas”, n°26.197 du 3 janvier 2007.

“Ley 27.007, modificación de la Ley N° 17.319” du 30 octobre 2014.

C/ BRESIL

“Lei Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências, n°2.004 du 3 octobre 1953.

“Lei do Petróleo”, n° 9.478 du 6 août 1997.

“Lei Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências”, n° 12.276 du 30 juin 2010.

Lei Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei n° 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências”, n° 12.351 du 22 décembre 2010.

D/ ETATS-UNIS D’AMÉRIQUE

Securities Exchange Act of 1934, 48 Stat. 881, 6 Juin 1934.

Energy Policy and Conservation Act of 1975, 89 Stat. 871, 22 Décembre 1975.

Dodd–Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act, 124 Stat. 1376, 21 Juillet 2010.

E/ MEXIQUE

“Decreto que Crea la Institución de Petroleos Mexicanos”, 7 Juin 1938.

“Decreto por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos; se adicionan el artículo 3o. de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; el artículo 1 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y un párrafo tercero al artículo 1 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público”, 27 octobre 2008.

“Decreto por el que se expiden la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y se reforman y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas”, 11 août de 2014.

F/ NIGERIA

Nigeria Extractive Industries Transparency Initiative (NEITI) Act, 2007 No. 36, 25 Mai 2007.

Nigerian Oil and Gas Industry Content Development Act, 2010 No. 2, 29 Mars 2010.

G/ NORVEGE

1_ Textes législatifs

Royal Decree of 31 May 1963 relating to the sovereignty of Norway over the Sea-Bed and subsoil outside the Norwegian Coast.

Royal Decree of 9 April 1965 relating to Exploration for and Exploitation of Petroleum Deposits in the Sea-Bed and its subsoil on the Norwegian Continental Shelf.

Act of 22 march 1985 n° 11 pertaining to petroleum activities.

Act of 29 November 1996 n° 72 relating to petroleum activities, last amended by Act of 24 June 2011 n° 38.

Act of 21 June 1963 n° 12 relating to scientific research and exploration for and exploitation of subsea natural resources other than petroleum resources, last amended by Act of 6 June 2008 n° 37.

2_ Rapports parlementaires

Rapport du ministère de l'industrie au Parlement du 12 juin 1970, « Norway prepares for the oil age », National Library of Norway [disponible en ligne : https://www.nb.no/ekofisk/getfile.php?collection=tiden&url=no-nb_digavisside_400142]

White paper n°76, 14 juin 1971.

White paper n° 25 (1973-1974), « Petroleum activity and its position in the Norwegian society », in *An industry for the future : Norway's Petroleum activities*, Ministère du pétrole et de l'énergie, 2011.

Report n°73 to the Storting proposition n°36 (1983-1984), « Ownership of Statoil and future management of the SDFI », Ministère du pétrole et de l'énergie.

Report n°37 to the Storting (2008-2009), « Integrated Management of the Marine Environment of the Norwegian Sea », Ministère de l'environnement, 8 mai 2009.

Storting white paper n°28 (2010-2011), « An industry for the future – Norway's petroleum activities », Ministère du pétrole et de l'énergie.

H/ ROYAUME-UNI

Petroleum (Production) Act 1934, 1934 c. 36, 12 Juillet 1934.

Petroleum Act 1998, 1998 c. 17, 11 Jun 1998.

The Petroleum Licensing (Production) (Seaward Areas) Regulations 2008, 2008 No. 225, 5 Février 2008.

2. INSTRUMENTS CONVENTIONNELS ET DROIT DERIVE

A/ INSTRUMENTS CONVENTIONNELS (*classés par date de signature*)

Convention sur le plateau continental, signée à Genève le 29 avril 1958, entrée en vigueur le 10 juin 1964, *RTNU*, vol. 499, p. 311.

Accords d'Évian, Gouvernement de la République française et Gouvernement provisoire de la République algérienne, signés à Évian-les-Bains le 18 mars 1962.

Accord entre le Gouvernement du Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord et le Gouvernement du Royaume de Norvège relatif à la délimitation du plateau continental entre les deux pays, signé à Londres le 10 mars 1965, entré en vigueur le 29 juin 1965, *RTNU*, vol. 551, p. 213.

Accord relatif à la délimitation du plateau continental, signé à Oslo le 8 décembre 1965, entré en vigueur le 22 juin 1966, *RTNU*, vol. 634, p. 71.

Convention des Nations Unies sur le droit de la mer, signée à Montego Bay le 10 décembre 1982, entrée en vigueur le 16 novembre 1994, *RTNU*, vol. 1834, p.3.

Charte européenne de l'énergie, signée à La Haye le 17 décembre 1991.

Traité sur la Charte de l'énergie, signé à Lisbonne le 17 décembre 1994, entré en vigueur le 16 avril 1998, *RTNU*, vol. 2080, p. 95.

Traité entre l'Australie et la République démocratique de Timor-Leste relatif à certains arrangements maritimes dans la mer du Timor, signé à Sidney le 12 janvier 2006, entré en vigueur le 27 juin 2006, *RTNU*, vol. 2483, p. 359.

Accord entre la Norvège et l'Islande concernant les dépôts d'hydrocarbures transfrontaliers, signé à Reykjavik le 3 novembre 2008, entré en vigueur le 3 octobre 2011, *RTNU*, vol. 2888.

Traité entre la Fédération de Russie et le Royaume de Norvège relatif à la coopération et la délimitation maritime dans la mer de Barents et l'océan Arctique, signé à Mourmansk le 15 septembre 2010, entré en vigueur le 7 juillet 2011, RTNU, vol. 2791, p. 3.

Charte internationale de l'énergie, signée à La Haye le 20 mai 2015.

B/ ACTES ET RESOLUTIONS D'ORGANISATIONS INTERNATIONALES

1_ Assemblée Générale des Nations Unies

Développement économique intégré et accords commerciaux, Doc. A/RES/523(VI), 12 janvier 1952.

Droit d'exploiter librement les richesses et les ressources naturelles, Doc. A/RES/626(VII), 21 décembre 1952.

Souveraineté permanente sur les ressources naturelles, Doc. A/RES/1803(XVII), 14 décembre 1962.

Renforcement de la transparence dans les industries, Doc. A/RES/62/274, 11 septembre 2008.

2_ Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

Resolution XVI.90, *Declaratory Statement of Petroleum Policy in Member Countries*, Vienna, 25 June 1968.

Resolution XVII.93, *Pro-forma regulation for the conservation of petroleum resources* », Baghdad, 10 November 1968.

3_ Union européenne

Directive 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil, du 30 mai 1994, sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures.

Directive 2013/50/UE du Parlement Européen et du Conseil du 22 octobre 2013 modifiant la directive 2004/109/CE du Parlement européen et du Conseil sur l'harmonisation des obligations de transparence concernant l'information sur les émetteurs dont les valeurs mobilières sont admises à la négociation sur un marché réglementé, la directive 2003/71/CE du Parlement européen et du Conseil concernant le prospectus à publier en cas d'offre au public de valeurs mobilières ou en vue de l'admission de valeurs mobilières à la négociation et la directive 2007/14/CE de la Commission portant modalités d'exécution de certaines dispositions de la directive 2004/109/CE.

Directive 2013 /34/UE du Parlement Européen et du Conseil du 26 juin 2013 relative aux états financiers annuels, aux états financiers consolidés et aux rapports y afférents de certaines formes d'entreprises, modifiant la directive 2006/43/CE du Parlement européen et du Conseil et abrogeant les directives 78/660/CEE et 83/349/CEE du Conseil.

3. DECISIONS JURIDICTIONNELLES

A/ Tribunal pénal international pour l'ex-Yougoslavie (TPIY)

Le procureur c. Duško Tadić, arrêt de la chambre d'appel du 15 juillet 1999, n°IT-94-1 [disponible en ligne : <http://www.icty.org/fr/case/tadic/4>].

B/ Sentences arbitrales*

Arabie Saoudite c. Arabian American Oil Co. (ARAMCO), sentence du 23 août 1958, *ILR*, vol. 27, 1963, p. 117.

Gouvernement du Koweït c. American Independent Oil Company (AMINOIL), sentence du 24 mai 1982, *ILR*, vol. 66, p. 519.

Emilio Agustín Maffezini c. Espagne, CIRDI, Aff. n° ARB/97/7
Décision sur la compétence du 25 janvier 2000.
Sentence du 13 novembre 2000.

Mihaly International Corporation c. Sri Lanka, CIRDI, Aff. n° ARB/00/2, sentence du 15 mars 2002.

MTD Equity Sdn. and MTD Chile S.A. c. Chili, CIRDI, Aff. n° ARB/01/7, sentence du 24 mai 2004.

PSEG Global, Inc., The North American Coal Corporation, and Konya Ingin Elektrik Üretim ve Ticaret Limited Sirketi c. Turquie, CIRDI, Aff. n° ARB/02/5
Décision sur la compétence du 4 juin 2005.
Sentence du 19 janvier 2007.

Limited Liability Company Amto c. Ukraine, Aff. SCC n° 080/2005, sentence finale du 26 mars 2008.

Jan de Nul N.V. and Dredging International N.V. c. Egypte, CIRDI, Aff. n° ARB/04/13, sentence du 6 novembre 2008.

LESI, S.p.A. and Astaldi, S.p.A. c. Algérie, CIRDI, Aff. n° ARB/05/3, sentence du 12 novembre 2008.

* Sauf précision expresse, toutes les décisions sont disponibles en ligne à l'adresse : www.italaw.com

Bayindir Insaat Turizm Ticaret Ve Sanayi A.S. c. Pakistan, CIRDI, Aff. n° ARB/03/29, sentence du 27 août 2009.

EDF (Services) Limited c. Roumanie, CIRDI, Aff. n° ARB/05/13, sentence du 8 octobre 2009.

Occidental Petroleum Corporation and Occidental Exploration and Production Company c. Equateur, CIRDI, Aff. n° ARB/06/11, sentence du 5 octobre 2012.

Venezuela Holdings B.V. and others c. Venezuela, CIRDI, Aff. n° ARB/07/27, sentence du 9 octobre 2014.

Electrabel S.A. c. Hongrie, CIRDI, Aff. n° ARB/07/19, sentence du 25 novembre 2015.

4. OUVRAGES

(classés par ordre alphabétique)

Aissaoui Ali, *Algeria, the political economy of oil and gas*, Oxford institute for energy studies, 2001, 312 p.

Al-Kasim Farouk, *Managing Petroleum Resources: The "Norwegian Model" in a Broad Perspective*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 264 p.

Andrews-Speed Philip (Dir.), *International competition for resources : the role of law, the states and of markets*, Dundee University Press, 2008, 180 p.

Bedjaoui Mohammed, *Droit international: Bilan et perspectives, Tome 2*, Pedone, Paris, 1991, 1361 p.

Benchikh Madjid, *Les instruments juridique de la politique algérienne des hydrocarbures* ; LDGJ, 1973, 344 p.

Benhassine Achraf Amine, *Gouvernance et Régulation dans l'Industrie des Hydrocarbures Vénézuéliens : Une analyse des rapports Etat-Sociétés Pétrolières*, Thèse, Université Pierre Mendès France, Grenoble II, 2008, 311 p.

Beredjick Nick, Walde Thomas W., *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Springer Netherlands, 1988, 265 p.

Bouvet Jean-Pierre, *L'unité de Gisement*, Thèse de Droit, Université Paris 2, Janvier 1997, 3 vol. (VII-750, 700.f)

Bret-Rouzaut Nadine, Favennec Jean-Pierre, *Recherche et production du pétrole et du gaz: Réserves, coûts, contrats*, 2ème édition, Technip, Paris, 2011, 352 p.

- Brierly James, *The Law of Nations*, Oxford, Clarendon Press, 1963, 460 p.
- Brogini, Maurice, *L'exploitation des hydrocarbures en Algérie de 1956 à 1971. Étude de géographie économique*, Thèse de doctorat de 3^e cycle, Université de Nice, 1973, 473 p.
- Bunter Michael A.G., *Host Communities, Native Title and Petroleum Licensing*, CEPMLP, Dundee, Septembre 2005, 255 p.
- Bunter Michael, *International Institutions and their effect on modern licensing, Modern practice in petroleum licensing*, B & R Co, U.K, 2002, 847 p.
- Bunter Michael, *The promotion and licensing of petroleum prospective acreage*, *Kluwer Law International*, The Hague, 2002, 400 p.
- Cameron Peter, *Property Rights and Sovereign Rights: the case of north sea oil*, Academic Press, London, 1983, 193 p.
- Carreau Dominique, Juillard Patrick, Bismuth Régis, Hamann Andrea, *Droit International Economique*, 6^{ème} édition, Dalloz, Paris, 2017, 942 p.
- Charles Leben (dir.), *Droit international des investissements et de l'arbitrage transnational*, Pedone, Paris, 2015, 1142 p.
- Charles Leben (dir.), *Le contentieux arbitral transnational relatif à l'investissement*, Anthemis, Paris, 2006, 396 p.
- Crawford James, *Les articles de la C.D.I sur la responsabilité de l'Etat*. Pedone, Paris, 2003, 462 p.
- Dam Kenneth W., *Oil resources: Who gets what how ?* University of Chicago Press, 1978, 193 p.
- Dam-de Jong Daniella, *International Law and Governance of Natural Resources in Conflict and Post-Conflict Situation* , Cambridge University Press, 2015, 514 p.
- Darmois Gilles, *Le partage de la rente Pétrolière. Etat des lieux et bonnes pratiques*, Editions Technip, Paris, 2013, 186 p.
- David G. Victor, David R. Hults, Mark Thurber, *Oil and governance: state-owned enterprises and the world energy supply*, Cambridge University Press, 2012, 1014 p.
- De Brabandere Eric, Gazzini Tarcisio, *Foreign investment in the energy sector : Balancing private and public interests* , Brill/Nijhoff, Leiden/Boston, juin 2014, Vol.2, 286 p.
- De Lestrang Cedric, Paillard Christophe-Alexandre, Zelenko Pierre, *Géopolitique du pétrole : un nouveau marché, des nouveaux risques, de nouveaux mondes*, éditions Technip, Paris, 2005, 263 p.

De Nanteuil Arnaud, *Droit international de l'Investissement*, Pedone, Paris, 2014, 432 p.

Dipla Haritini, *Le régime juridique des îles dans le droit international de la mer*, Graduate Institute Publications, Genève, 1984, 248 p.

Dolzer Rudolf, Schreuer Christoph, *Principles of International Investment Law*, 2nd Edition, Oxford University Press, 2012, 456 p.

Doumbé-Billé Stéphane (Dir.), *Défis énergétiques et droit international*, éditions Larcier, Bruxelles, 2011, 371 p.

Dupeyrat, Pascal, *Guide des investissements étrangers dans les secteurs stratégiques*, éditions Ellipses, Paris, 2011, 295 p.

Dupuy Pierre-Marie, Kerbrat Yann, *Droit International Public*, Dalloz, 12ème édition, 2004, 921 p.

Duval Claude, Le Leuch Honoré, Pertuzio André, Lang Weaver Jacqueline, with contributions by Anderson Owen L., Doak Bishop R., Bowman John P., *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*, 2nd ed, Barrows, New York, 2009, 448 p.

Essaga Stéphane, *Droit des hydrocarbures en Afrique*, l'Harmattan, 2013, 796 p.

George Philip, *Oil and Politics in Latin America. Nationalists movements and state companies*, Cambridge University Press, 1982, 604 p.

Goldthau Andreas, *The Handbook of Global Energy Policy*, Wiley, UK, 2013, 564 p.

Grayson Leslie E., *National Oil Companies*, Wiley, New-York, 1981, 29 p.

Guy S. Goodwin-Gill et Stefan Talmon, *The reality of International Law , Essays in Honor of Ian Brownlie*, Oxford University Press, Oxford, 1999, 648 p.

Hunter Tina (éd.), *Regulation of the upstream petroleum sector*, Elgar, UK, 2015, 373 p.

Johnston Daniel, *International exploration economics, risk and contract analysis*, Pennwell books, Oklahoma, 2003, 401 p.

Johnston Daniel, *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*, Pennwell books, Oklahoma, 1994, 325 p.

Kérébel Cécile, Jan Horst Keppler (Dir.), *La gouvernance mondiale de l'énergie*, IFRI, Paris, 2009, 256 p.

Lankarani Leila, *Les contrats d'état a l'épreuve du droit international: (recherche critique des contrats entre état et personnes physiques ou morales étrangères)*, 1996, 572 p.

- Lauriol Thierry, Raynaud Emilie, *Le droit pétrolier et minier en Afrique*, LGDJ, Paris, 2016, 592 p.
- Marcel Valérie, *Oil Titans : National Oil companies in the Middle East*, Royal Institute of International Affairs, Brookings Institution Press, Washington, 2006, 322 p.
- Megateli Abderrahmane, *Investment Policies of National Oil Companies : A comparative study of Sonatrach, Nioc and Pemex*, Prager, New-York, 1980, 1036 p.
- Mesbahi Lounès, *L'accord pétrolier franco-algérien du 29 juillet 1965 : sa place dans le contexte pétrolier international*, Thèse Université de Toulouse, Droit, 1969, 487 p.
- Mommer Bernard, *The New Governance of Venezuelan Oil*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 1998, 80 p.
- Morgera Elisa (ed.), *Research Handbook International law and natural resources*, Elgar, UK, 2016, 551 p.
- Moses Jonathon W., Letnes Bjorn, *Managing Resource Abundance and Wealth : The Norwegian Experience*, Oxford University Press, Oxford, 2017, 320 p.
- Moureau Magdeleine, Brace Gérald, *Dictionnaire du pétrole et autres source d'énergie*, 4ème édition, Technip, Paris, 2008, 1175 p.
- Nelsen Brent F., *The State Offshore: Petroleum, Politics and State Intervention on the British and Norwegian Continental Shelves*, Praeger, Westport, 1991, 272 p.
- Nouvel Yves, *La Souveraineté Minière de l'Australie*, Thèse de droit, Université de Paris 1, juin 1996, 402 p.
- OPEC *official resolutions and press releases, 1960-1990*", Organization of Petroleum Exporting Countries, Vienne, 1990, 311 p.
- Oysten Noreng, *The oil industry strategy in the North Sea*, Routledge, London, 2016, Volume II, 268 p.
- Pollan Thomas, *Legal Framework for the Admission of Foreign Direct Investment*, 2006, 336 p.
- Rémond Martine, *L'exploration pétrolière en mer et le droit*, Editions Technip, Paris, 1970, 216 p.
- Rich Eddie, Moberg Jonas, *Beyond Governments; lessons from the extractive industries transparency initiative*, Routledge, Londres, 2015, 167 p.
- Rosenberg Dominique, *Le principe de Souveraineté des Etats sur leurs ressources naturelles*, LGDJ, Paris, 1983, 395 p.

Salacuse Jeswald W, *The Law of Investment Treaties*, Oxford University Press, 2010, 517 p.

Salacuse Jeswald W., *The three laws of international investment* , Oxford University Press, 2013, 440 p.

Sarbu Bianca, *Ownership and Control of Oil : Explaining policy choices across producing countries* , Routledge, New-York, 2014, 204 p.

Schrijver Nico, *Sovereignty Over Natural Resources. Balancing Rights and Duties*, Cambridge University Press, 1997, 484 p.

Selected Documents of the International Petroleum Industry. 1968”, Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienne, Juin 1969, 399 p.

Sornarajah M., *The International Law on Foreign Investment*, 1ère édition, Cambridge University Press, 1994, 431 p.

Sornarajah M., *The International Law on Foreign Investment*, Cambridge University Press, Cambridge, 2010, 3ème Edition, 525 p.

Talseth Lars-Christian U., *The Politics of Power : EU-Russia Energy Relations in the 21st Century* , Palgrave Macmillan, Switzerland, 2017, 321 p.

Talus Kim, *Research Handbook on International Energy Law*, Elgar, UK, 2014, 697 p.

Taverne Bernard, *Petroleum, Industry and Governments : an introduction to petroleum regulation, economics and government policies*, 2nd Edition, Kluwer Law International, The Hague, 1999, 458 p.

Taverne Bernard, *Petroleum, industry and governments : a study of the involvement of industry and governments in exploring for and producing petroleum*, 3ème édition, Wolters Kluwer , The Netherlands, 2013, 440 p.

Thomas W, Walde, George K.Ndi (éds.), *International Oil and Gas Investment: moving eastward?* , Graham & Trotman, London, 1994, 547 p.

Van Der Linde Coby, *The State and the International Oil Market. Competition and the Changing ownership of Crude Oil Assets*, Springer, New-York, 2000, 172 p.

Vassiliou M.S., *Historical Dictionary of the Petroleum Industry*, Scarecrow Press, Lanham, Maryland, 2009, 712 p.

Walde Thomas W., *Nouveaux horizons pour le droit international des investissements dans le contexte de la mondialisation de l'économie*, Editions Pedone, Paris, 2004, 78 p.

Zillman Donald N., McHarg Aileen , Bradbrook Adrian, Barrera-Hernandez Lila (Eds), *The Law of energy underground : understanding new developments in*

subsurface production transmission and storage , Oxford University Press, 2014, 560 p.

5. R.C.A.D.I

(Classés par ordre alphabétique)

Bedjaoui Mohammed, *L'humanité en quête de paix et de développement* (I), *R.C.A.D.I*, 2006, vol. 324, pp. 9-530.

Bedjaoui Mohammed, *L'humanité en quête de paix et de développement* (II), *R.C.A.D.I*, 2006, vol.325, pp. 9-542

Elian George, *Le principe de souveraineté sur les ressources nationales et ses incidences juridiques sur le commerce international*, *R.C.A.D.I*, 1976, vol.149, pp.1-86

El-Kosheri Ahmed Sadek, *Le régime juridique crée par les accords de participation dans le domaine pétrolier*, *R.C.A.D.I*, 1975, vol.147, pp.219-393

Leben Charles, *La théorie du contrat d'Etat et l'évolution du droit international des investissements*, *R.C.A.D.I*, 2003, vol.302, pp.197- 386

6. ARTICLES ET CONTRIBUTIONS

Abi-Saab Georges, « La souveraineté permanente sur les ressources naturelles et les activités économiques » in Mohammed Bedjaoui, *Droit international, bilan et perspectives*, Tome 2, Pedone, Paris, 1991, pp. 639-661

Ait Laoussine Nordine, John Gault, « Nationalization, privatisation and diversification », *JWELB*, 2017, vol.10, n°1, pp. 43-54

Ait Laoussine Nordine, Gault John, « Nationalization, privatization and diversification », *JWELB*, janvier 2017, vol.10, n°1, pp.43-54.

Akinrele A.A « transparency in the nigerian oil and gas industry », *JWELB*, 2014, Vol.7, n°3, pp. 220-235

Akinrele Adedolapo, « The current impact of global crude oil prices on Nigeria. An Overview of the nigerian petroleum and energy sector », *JWELB*, 2016, volume 9, n°5, pp. 313-345

Al Faruque Abdullah, « Transparency in Extractive Revenues in Developing Countries and Economies in Transition: a Review of Emerging Best Practices », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 2006, Vol.24, pp. 66-103.

Al-Attar Abdulaziz, Alomair Osamah, « Evaluation of upstream petroleum agreements and production costs », *OPEC Review*, Décembre 2005, Vol.29, n°4, pp. 243-266

Al-Kasim Farouk, Soreide Tina, Williams Aled, « Grand corruption in the Regulation of Oil », *Working Papers Series*, Anti-Corruption Resource Centre, Chr. Michelsen Institute, Bergen (Norvège), 2008, accessible à : <http://www.u4.no/publications/grand-corruption-in-the-regulation-of-oil/>

Andrews-Speed Philip, Walde Thomas W., « Will the Energy Charter Treaty help international energy investors ? », *CEPMLP Journal*, 1996, accessible à : http://unctad.org/en/PublicationChapters/iteiitv5n3a3_en.pdf

Audit Mathias, « Les obligations relatives à la « part locale » dans les contrats d'Etat », in *Colloque S.F.D.I de Lyon, Droit international et développement*, Pedone, Paris, 2015, pp. 197-208

Bamberger Craig, Linehan Jan & Walde Thomas W., « The Energy Charter Treaty in 2000: In a new Phase », in *Energy Law in Europe : National, EU and International Law and Institutions*, Martha M. Roggenkamp, Oxford University Press, Oxford, 2000, accessible à : <http://fsi.stanford.edu/sites/default/files/evnts/media/Charter.pdf>

Barnier Michel, « The EU transparency and accounting directives », *JWELB*, 2014, vol.7, n°1, pp. 16-19

Bastid Burdeau Geneviève, « Le principe de Souveraineté Permanente sur les Ressources Naturelles à l'épreuve de la Mondialisation », in *L'Etat Souverain dans le Monde d'Aujourd'hui*, Mélanges en l'honneur de J-P Puissechet, Pedone, Paris, 2008, pp. 27-34

Bastid Burdeau Geneviève, « Droit international et contrats d'Etats : La sentence Aminoil contre Koweït du 24 mars 1982 », *AFDI*, 1982, vol.28, n°1, pp.454-470

Bastid Burdeau Geneviève, « Nationalisations : Le Retour ? », in *Le droit international économique à l'aube du XXIème siècle*, in Sorel, Jean-Marc, *En Hommage aux professeurs Dominique Carreau et Patrick Juillard*, Pedone, Paris, 2009, pp.257-262

Bastida Ana E. et al, « Cross-border unitization and joint development agreements : An international Law Perspective », *Houston Journal of International Law*, 2007, Vol.29, pp. 355-422

Belyi Andrei, « International Energy Governance : Weakness of Multilateralism », *International Studies Perspectives*, 2014, vol.15, pp. 313-328

Belyi Andrei, Nappert Sophie, Pogoretskyy Vitaliy, « Modernising the Energy Charter Process ? The Energy Charter Conference Road Map and the Russian Draft Convention on Energy Security », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 2011, vol.29, n°3, page 383-399

Ben Hamida Walid, Walde Thomas W., « The Energy Charter Treaty and corporate acquisition : The arbitrability of ECT pre-investment (access) rights, investment character of tender offers and parallel application of Energy Charter Treaty and European Community law », *in* Graham Coop, Clarisse Ribeiro, pp.157-220.

Benyoucef Farid, « L'Algérie face à la mondialisation : enjeux pétroliers et enjeux de développement », *in* Tayeb Chenntouf, *l'Algérie face à la mondialisation*, Council for the development of social science research in Africa, Dakar, 2008, pp. 98-114

Beredjick Nicky, « Technical cooperation in response to the evolving situation of the international petroleum industry : responses to the current crisis », *in* Nicky Beredjick, Thomas W. Walde (eds), *Petroleum investment policies in developing countries*, Springer, The Netherlands, 1988, pp. 1-6

Bernardini Piero, « Stabilization and adaptation in oil and gas investments », *Journal of world energy law and business*, 2008, vol.1, num.1, pp. 98-112.

Boisson de Chazournes Laurence, « Policy Guidance and Compliance: The World Bank Operational Standards », *in* Dinah Shelton, *Commitment and Compliance : The role of non-binding norms in the international legal system* , Oxford University Press, Oxford, 2000, pp. 281-303.

Boussena Sadek, « L'adaptation des compagnies nationales au nouveau contexte pétrolier », *in* Alain Lapointe, Hassan Taghvaï (éds.), *L'industrie des hydrocarbures : défis et opportunités. Actes du Colloque International tenu à Tunis, 27-29 avril 1994*, Technip, Paris, 1995, pp. 95- 119

Braga Luciana P., Campos Thiago Neves, « a comparative study of bidding models adopted by Brazil, Peru, Colombia and Uruguay for granting petroleum exploration and production rights », *JWELB*, 2012, Vol.5, n°2, pp. 94-112

Brogini, Maurice, « Hydrocarbures et industrialisation en Algérie », *Cahiers de la Méditerranée*, 1972, n°4, pp.1-22.

Bruno Muxagato « La découverte des gisements d'hydrocarbures du « pré-sel », un défi pour l'avenir de la puissance brésilienne », *Études internationales*, vol. 43, n° 2, 2012.

Burn George et al, « Legal Issues in cross-border resource development », *JWELB*, 2015, Vol.8, n°2, pp.154-172

Carreau Dominique, Flory Thiébaud, Juillard Patrick, « Chronique de droit international économique », *AFDI*, 1992, Vol.38, pp. 751-791.

Carrère D'encausse Hélène, « Le conflit anglo-iranien, 1951-1954 », *Revue française de science politique*, 1965, Vol.15, n°4, pp. 731-743

Chekroun David, Feniniche Linda, « Droit & Pratique : Energie & Infrastructures », *Chronique n°5, RDAI/IBLJ*, 2013, n°6, pp. 676.

Childs Thomas « Update on *Lex Petrolea* : The continuing development of customary law relating to international oil and gas exploration and production », *JWELB*, 2011, vol.4, n°3, pp. 214-259

Clarke Mark, Cummins Tom « Resource nationalism : a gathering storm », *International Energy Law Review* ,2012, vol.6, pp. 220-225

Claudia Zacour, PereiraTatiana Z. *et al*, « Petrobras and the new regulatory framework for the exploration and production of oil and natural gas in the Brazilian Pre-salt region », *The Journal of World Energy Law & Business*, Volume 5, Issue 2, 1 June 2012, pp. 125–138

Condon Bradley, “mexican energy reform and NAFTA Chapter 11: Articles 20 and 21 of the Hydrocarbons Law and access to investment arbitration”, *JWELB*, 2016, vol.9, n°3, pp.203-218

Craig S. Bamberger, « The Negotiation of the Energy Charter Treaty », in Graham Coop, Clarisse Ribeiro, *Investment Protection and the Energy Charter Treaty*, JurisNet, Huntington, 2008, pp. xxxix-1

Cuervo Luis E., « OPEC from the Myth to Reality », *Houston Journal of International Law*, 2008, vol.30, n°2, pp. 433-615

Dag Harald Claes, « Globalization and State-Oil Companies : the Case of Statoil », *The Journal of Energy and Development*, vol.29, n°1, 2003, pp. 43-64

Daintith Terence, « Against lex petrolea », *JWELB*, mars 2017, vol.10, n°1, pp. 1-13

Date-Bah S., Rahim M., « Promoting Petroleum Exploration and Development : Issues for Government Action », in Kameel. Khan, *Petroleum Resources and Development : Economic, Legal and Policy Issues for Developing Countries*, Belhaven Press, London, 1987, pp. 93-109

David-Barrett Elisabeth, Okamura Ken, « Norm diffusion and reputation: the rise of the extractive industries transparency initiative ». *Governance*, 2015, vol.29, pp. 227-246

De Hoz José Martinez, Lanardonne Tomàs, Màculus Alex, « Shale we dance an unconvencionnel tango? », *JWELB*, 2013, Vol.6, n°3, pp. 179-209

De Jesús O. Alfredo, « TheProdigious Story of the Lex Petrolea and the Rhinoceros. Philosophical Aspects of the Transnational Legal Order of the Petroleum Society », *Transnational Petroleum Law Institute, Series on Transnational Petroleum Law*, Vol.1, n°1, 2012, pp. 1-52

De Jong Sijbren, Wouters Jan, Sterkx Steven, « The 2009 Russian-Ukrainian Gas Dispute : Lessons for European Energy Crisis Management after Lisbon », *European Foreign Affairs Review* , 2010, vol.15, n°4, pp.511-538.

De Jong Sijbren, Wouters Jan , « European Energy Security Governance : Key-Challenges and Opportunities in EU-Russia Energy Relations », *Working Paper* n°65, Leuven Centre for Global Governance Studies, Leuven University, Juin 2011, accessible à : <https://www.law.kuleuven.be/linc/iir/nl/onderzoek/wp/WP140e.pdf>

De Vareilles-Sommières Pascal, Fekini Anwar, « Les nouveaux contrats internationaux d'exploration et de partage de production pétrolière en Libye », 1ère partie, *Journal du Droit International*, Janvier 2008, pp. 3-30

Devaux-Charbonel Jean, « L'accord de New-York sur la participation des Etats producteurs de pétrole dans le capital des sociétés concessionnaires, *AFDI*, 1973, volume 19, pp.740-751

Documents Algérie , *Annuaire de l'Afrique du Nord* , Centre national de la recherche scientifique; Centre de recherches et d'études sur les sociétés méditerranéennes (CRESM) (éds.), Paris , Editions du CNRS , 1972 , pp. 709-821

Doherty Kyle, "From "the oil is ours!" to liberalization", *Houston Law Review*, 2015, vol.53, pp. 245-272

DUPUY Pierre-Marie, « Les émanations engagent- elles la responsabilité des Etats ? Etude de droit international des investissements », *EUI Working Papers*, pp.1-15.

Eljuri Elisabeth, Johnston Daniel, « Mexico's very first bid round », *JWELB*, 2015, Vol. 8, n°5, pp. 391-397

Eljuri Elisabeth, Pérez J. Victorino, « 21 st-century transformation of the venezuelan oil industry », *Journal of energy and natural resources law*, 2008, vol.26, n°4, pp.475-498

Elshihabi Saamir, « The difficulty behind securing sector-specific investment establishment rights », *International Lawyer*, 2001, vol.35, n°1, pp. 137-158

Entelis John P. « Sonatrach : The Political Economy of an Algerian State Institution », *Middle East Journal*, 1999, Vol.53, n°1 pp. 9-27

Fife Role Einar, « Le Traité du 15 septembre 2010 entre la Norvège et la Russie relatif à la délimitation et à la coopération maritime en mer de Barents et dans l'océan arctique. » in *AFDI*, 2010, vol. 56, pp.399-412.

Financing the energy sector in developing countries (special issue), *Energy Policy*, Novembre 1995, Vol.23, n°11, 927-1007

Fischer Georges, « La souveraineté sur les ressources naturelles », *AFDI*, 1962, Vol.8, n°1, pp. 516-528

Fortineaux Eric, « *The fight against the extractive industries transparency initiative* », *Loyola University of Chicago International Law Review*, 2013, Vol. 11, n° 1, page 65-77.

François Krotoff, Nicolas Bonnefoy, « Hydrocarbon Legislation in Algeria: Back to square one? » *International Oil and Gas Finance Review*, 2007, pp. 10-15

Frewer Geoff, « Auctions vs. Discretion in the licensing of oil and gas acreage », in G. Mackeron, P. Pearson (éds), *The international energy experience: markets, regulation and the environment*, Imperial College Press, London, 2000, pp.165-178

Gaillard Emmanuel, Lebois Maude, « Oil and gas in Algeria » in Eduardo G. Pereira et Kim Talus (eds), *Africa upstream oil and gas : a practical guide to law and regulation*, Globe Law and Business, London, 2015, pp.17-47.

Gaillard Emmanuel, « How does the so-called « fork-in-the-road » provision in Article 26 (3)(b)(i) of the Energy Charter Treaty work ? Why did the United States decline to sign the Energy Charter Treaty ? », in Graham Coop, Clarisse Ribeiro, *Investment Protection and the Energy Charter Treaty*, JurisNet, Huntington, 2008, pp. 221-233.

Gaillard Emmanuel, « Investments and investors covered by the Energy Charter Treaty », in *Investment Arbitration and the Energy Charter Treaty*, Clarisse Ribeiro, JurisNet, Huntington, 2006, pp. 54-73

Gawdat Baghat, « The impact of the Arab Spring on the oil and gas industry in North Africa – a preliminary assessment », *The Journal of North African Studies*, 2012, vol.17, n°3. pp.503-514

Gazzini Tarcisio, « Energy Charter Treaty : Achievements, Challenges and Perspectives », in Eric De Brabandere, Tarcisio Gazzini, *Foreign investment in the energy sector : Balancing private and public interests*, Brill/Nijhoff, Leiden/Boston, juin 2014, Vol.2, pp. 105-129

Ghellal Amine, « Algeria: Oil and Gas Overview », *International Comparative Legal Guide to Oil and Gas Regulation*, 2014, pp.12-18

Gillies Alexandra, « Reputational Concerns and the Emergence of Oil Sector Transparency as an international Norm », *International Studies Quarterly*, 2010, vol.54, pp. 103-126

Gómez-Palacio Ignacio, Muchilinski Peter, « Admission and establishment », in Peter Muchilinski, Federico Ortino, Christop Schreuer (éds.), *The Oxford Handbook of International Investment Law*, Oxford University Press, 2008, pp. 229- 258

Hasan S. Sakarya, « Rational utilization of associated natural gas in the OPEC community : the long controversy and its aftermath » in *Les hydrocarbures gazeux et le développement des pays producteurs, Travaux du centre de recherche sur le droit des marchés et des investissements internationaux*, vol.2, Librairies Techniques Paris, 1974, pp.195-207

Haufler Virginia, « Disclosure as Governance: The Extractive Industries Transparency Initiative and Resource Management in the Developing World », *Global Environmental Politics*, 2010, vol.10, pp. 53-73

Hernandez Uriz Genoveva, « The Application of the World Bank Standards to the Oil Industry: Can the World Bank Group promote corporate responsibility ? », *Brooklyn Journal of International Law*, 2002, Vol.28, n°1, pp. 77-119

Hughes Carl D., Pendred Oliver, « Let's be clear : compliance with new transparency requirements is going to be challenging for resources companies », *JWELB*, 2014, vol.7, n°1, pp. 36-45

Hunter Tina, « The Energy Charter Treaty as a Means of Developing National Industry and Commerce in the Exploitation of Petroleum Resources: An Analysis of the Application of Articles 5, 10 and 22 of the Energy Charter Treaty », *OGEL*, 2011, n°5, pp. 1-28

Huth Daniel, « the mexican licensing regime for hydrocarbons : lessons from other jurisdictions- the United Kingdom ? », *Oil, Gas&Energy Law Intelligence*, mars 2016, vol.14, n°1, pp. 1-9

Joubin-Bret Anna, « Admission and establishment in the context of Investment Protection », in August Reinisch, *Standards of investment protection*, Oxford University Press, 2008, pp. 9-28.

Joubin-Bret Anna, « Admission and establishment in international investment agreements » in Anne K. Hoffman (éd.), *Protection of foreign investment through modern treaty arbitration : diversity and harmonisation*, Association Suisse de l'Arbitrage, 2010, pp.29-48

Juillard Patrick, « Freedom of establishment, freedom of capital movements, and freedom of investment », *ISCID Review*, 2000, vol.15, n°2, pp.322-339

Juillard Patrick, « Mesures d'expropriation et de nationalisation : les apports de la sentence partielle, en date du 14 juillet 1987, rendue par le Tribunal des différends irano-américains dans l'affaire Amoco international finance corporation c. République Islamique d'Iran » in *Chronique de Droit International Economique*, Dominique Carreau, Thiébaud Flory et Patrick Juillard, *AFDI*, pp. 573-582

Kemp Alexander, « Petroleum policy issues in developing countries », *Energy Policy*, 1992, vol.20, n°2, pp. 104-115.

Khelil Chakib, « Fiscal Systems for Oil : The government « take » and competition for exploration investment », The World Bank, *Note n°46*, pp. 1-4

Kim Talus, Scott Looper, Steven Otilar, « *Lex Petrolea* and the internationalization of petroleum agreements: focus on Host Government Contracts », *The Journal of World Energy Law & Business*, 2012, Volume 5, n°3, Pages 181–193

Kingsbury Benedict, « Operational Policies of International Institutions as part of the Law-Making Process : The World Bank and Indigenous Peoples », in Guy S. Goodwin-Gill et Stefan Talmon, *The reality of International Law , Essays in Honor of Ian Brownlie*, Oxford University Press, Oxford, 1999, pp. 323-342.

Kolstad Ivar, Wiig Arne, « Is Transparency the Key to Reducing Corruption in Resource-Rich Countries ? », *World Development*, 2009, Vol.37, n°3 , pp. 521-532

Konoplyanik Andrei, « A Common Russia-EU Energy Space : The New EU-Russia Partnership Agreement, Acquis Communautaire and the Energy Charter », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 2009, vol.27, n°2, pp. 258-291

Konoplyanik Andrei, Thomas W. Walde, « Energy Charter Treaty and its Role in International Energy », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol.24, n°4, 2006, page 523-558.

Korney Sean, Vock Cyril, Hadj-Hamou Sid Ali, « New developments in the Algerian petroleum industry: the Algerian Hydrocarbons Law » *International Energy Law & Taxation Review*, 2005, vol.10, pp. 243-251

Korney Sean, Vock, Cyril, « Algeria : Recent regulatory changes », *Oil and Gas Energy Law Intelligence*, septembre 2006, Vol.4, n°3, pp. 1-5

Kustova Irina, « A treaty à la carte? Some reflections on the modernization of the Energy Charter Process », *JWELB*, 2016, vol.9, pp. 357-369

Lakehal Djamel-Eddine « Quelques réflexions sur les contrats pétroliers algériens à la lumière de la théorie des contrats d'Etat en droit international » in *Droit du pouvoir, pouvoir du droit , Mélanges offerts à Jean Salmon*, Bruylant, Paris, 2007, pp.507-517.

L'Algérie et les hydrocarbures, *Annuaire de l'Afrique du Nord* , Centre national de la recherche scientifique; Centre de recherches sur l'Afrique méditerranéenne (CRAM) (éds.), Paris , Editions du CNRS , 1966 , pp. 63-100

Lalive Jean-Flavien, « Un grand arbitrage pétrolier entre un Gouvernement et deux sociétés privées étrangères », *JDI*, 1977, vol.104, pp. 319-389

Latty Franck, « Discrète mais envahissante : La clause de libre exploitation », *Revue Générale de Droit International Public*, 2015, vol.119, n°1, pp.179-195

Latty Franck, « Conditions d'engagement de la responsabilité de l'Etat d'accueil de l'investissement » in Charles Leben (dir.) *Droit international des investissements et de l'arbitrage transnational*, Pedone, Paris, 2015, pp.415-461.

Le Leuch Honoré, « Recent Trends in Upstream Petroleum Agreements : Policy, Contractual, Fiscal, and Legal Issues », in Andreas Goldthau, *The Handbook of Global Energy Policy*, Wiley, Oxford, 2014, pp. 127-145

Luciana P. Braga, Alexandre S. Szklo, «The recent regulatory changes in Brazilian petroleum exploration and exploitation activities », *JWELB*, 2014, Vol. 7, No. 2

Mabro Robert, « Managing Hydrocarbon Resources in a New Era: The Call from Algeria », *Oxford institute for energy studies*, Juillet 2000, accessible à : <https://www.oxfordenergy.org/publications/managing-hydrocarbon-resources-in-a-new-era-the-call-from-algeria/>

Madjid Benchikh, « La nouvelle loi pétrolière algérienne : direction publique et économie de marché », *L'Année du Maghreb*, II | 2007, 201-221

Manciaux Sébastien, « La Bolivie se retire du CIRDI », *Revue de l'Arbitrage*, 2007, n°2, page 351-358

Manciaux Sébastien, « Le Venezuela se retire du CIRDI », *Revue de l'arbitrage*, 2012, n°1, pp. 215-221.

Manin Philippe, « Le différend franco-algérien relatif aux hydrocarbures », *AFDI*, 1971, vol.17, pp. 147-169

Maniruzzaman A.F.M., « The pursuit of stability in international energy investment contracts: a critical appraisal of emerging trends », *JWELB*, Volume 1, n°2 , 2008, pp. 121-157

Marat Terterov, Claudia Nocente , « The Question of security of Middle East Oil supply revisited : Domestic Crisis in a Middle East North African Oil producer and its impacton international Markets : The case of Libya », , *in States and Markets in Hydrocarbon Sectors*, Andrei V.Belyi, Kim Talus (Dir.), Palgrave Macmillan , United Kingdom, 2015, pp.144-167.

Mark Thurber, David Hults, Patrick R.P Heller, « The Limits of Institutional Design in Oil Sector Governance : Exporting the Norwegian Model », *Program On Energy and Sustainable Development*, Stanford University, Février 2010, pp.1-28

Martin A. Timothy, «Lex Petrolea in International Law' in Ronnie King (ed), *Dispute Resolution in the Energy Sector: A Practitioner's Handbook*» *Globe Law and Business*, London, 2012, pp. 95-108

Martin Tim « Model Contracts: A Survey of the Global Petroleum Industry », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 22, n°3 2004, pp. 281-340

Martin Tim, « Model Contracts: A Survey of the Global Petroleum Industry », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, Vol 22, n°3 2004, pp.281-340

Martini Maira, « Local Content Policies and Corruption in the Oil and Gas Industry », Transparency International, *Working Paper Series*, Anti-Corruption Resource Centre, Chr. Michelsen Institue, Bergen (Norvège), Septembre 2014 , accessible à : <http://www.u4.no/publications/local-content-policies-and-corruption-in-the-oil-and-gas-industry/>

Mauguin-Hegelson Murielle, « La souveraineté permanente sur les richesses et ressources naturelles », in Patrick Daillier, Géraud de Geouffre de la Pradelle, Habib Ghérari (Dir.), *Droit de l'économie internationale*, Pedone, Paris, 2004, pp. 651- 659

Mékidèche Mustapha, « Le secteur des hydrocarbures en Algérie. Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable ? », *Confluences Méditerranée*, 2009, vol.4, n°71, p.153-166.

Monica Rodriguez R., Suslick Saul B., « An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions », *Terrae*, 2009, Vol.6, n°1, pp.6-20

Nappert Sophie, « EU-Russia Relations in the Energy Field: The Continuing Role of International Law », *OGEL*, 2009, pp.10-14

Noury Sylvia, Bruton Leilah, Pan Annie, « Ressource nationalisme in Africa, the next wave? Trends in investor-state disputes in the energy and natural resources sector in Africa », *Transnational Dispute management*, 2016, vol.13, n°4, pp. 1-27

Nouvel Yves, « les entités paraétatiques dans la jurisprudence du CIRDI » in Charles Leben (dir.), *Le contentieux arbitral transnational relatif à l'investissement*, Anthemis, Paris, 2006, pp.25-52

Nwakoro Emeka, « Signed, sealed but will it deliver? Nigeria's Local content bill and cross-sectoral growth », *JWELB*, 2011, Vol.4, n°1, pp.40-67

Oge Kerem, « To disclose or not to disclose : How global competition for foreign direct investment influences transparency reforms in extractive industries », *Energy Policy*, 2016, vol.98, pp. 133-141

Oguine Ike, « Nigerian Content in the Nigerian Petroleum Industry : Legal and Policy Issues », *JWELB*, Volume 29, N°4, 2011, pp.405-430

Okafor Jude, Aniche Ernest « A critical appraisal of enforcement of nigerian oil and gas industry content development Act, 2010,3 *Journal of Law, Policy and Globalization*, 2014, vol.31, pp .82-94.

Onorato William « Promoting Foreign Direct Investment Through International Petroleum Joint Development Regimes », *ISCID Review* , mars 1986, vol.1, n°1, , pp.81-88

Onorato William T., Park Jay, « World Petroleum Legislation : Frameworks that foster oil and gas development », *Alberta Law Review*, 2001, Vol.39, n°1, pp. 70-126

Onorato William, « Apportionment of an International Common Petroleum Deposit », *ICLQ*, vol.17, n°1, April 1977, pp.324-337

Osmundsen Petter, « Chasing Reserves : Incentives and Ownership », *Energy, Natural Resources and Environmental Economics*, EndreBjorndal et al, 2010, pp.19-38

Patrick R.P. Heller, Valérie Marcel, « Institutional Design in Low-Capacity Hotspots », Revenue Watch Institute, Avril 2012, pp.1-50

Patrick Rambaud, « Arbitrage, concession et nationalisation : Quelques observations sur la sentence B.P. », *AFDI*, 1981, vol.27, pp.222-230

Pereira Eduardo, “The Brazilian concession system for petroleum extraction in Brazil”, in Tina Hunter (éd.), *Regulation of the upstream petroleum sector*, Elgar, UK, 2014, pp.243-262

Pereira Eduardo, Talus Kim, « National petroleum supply reservations: background and comparison », *JWELB*, 2014, vol.5, n°6, pp. 527–537

Peter D. Cameron, « Stabilization and the impact of changing patterns of energy investment », *JWELB*, Vol.10, n°5, Octobre 2017,

Peter D. Cameron, « Stabilization and the impact of changing patterns of energy investment », *JWELB*, Vol.10, n°5, Octobre 2017, pp.389-403

Raux Mathieu, « Attribution à l’Etat d’accueil des agissements d’une entité juridiquement distincte de lui », *Gaz. Pal., Les Cahiers de l’arbitrage*, 2009, vol. 4 pp.443-449

Razavi Hossein, « Oil and gas financing by the World Bank », *Energy Policy*, 1995, Vol.23, n°11, page 1001-1007.

Rees Peter J., « Revenue Transparency : global, not local solutions », *JWELB*, 2014, Vol.7, n°1, pp. 20-29.

Rigaux François, « Des Dieux et des Héros : Réflexions sur une sentence arbitrage », *RCDIP*, 1978, vol.67, pp.435-459

Robert Mabro, Nordine Aït Laoussine, Michael Daly *et al.*, «Access to oil reserves». *Oxford Energy Forum*, September 2007 (70), 2007, 3-13.

Rodriguez-Padilla Victor., « Fiscalité pétrolière et risque », *The energy journal*, 1992, vol.13, n°4, pp. 91-113.

Rousseau Charles, Chroniques des faits internationaux, « Algérie et France. Règlement du contentieux pétrolier avec les sociétés Coparex et Elf-Erap (23 novembre et 14 décembre 1971) », *RGDIP*, 1971, pp.118-131.

Rustad Siri A., Le Billon Philippe, Lujala Paivi, « Has the Extractive Industries Transparency been a success ? Identifying and evaluating EITI goals », *Resources Policy*, 2017, vol.51, pp. 151-162

Samir Saul, « Politique nationale du pétrole, sociétés nationales et « pétrole franc », *Revue historique*, 2/2006 (n°638), p.355-388

Samples Tim R., «A New Era for Energy in Mexico ? The 2013-2014 Energy Reform », *Texas International Law Journal*, 2016, volume 50, pp.603-644.

Samples Tim R., Vittor José Luis, « Energy Reform and the Future of Mexico's oil industry : The Pemex Bidding Rounds and Integrated Service Contracts », *Texas Journal of oil gas & energy law*, 2011, volume 7, pp.215-240.

Schumacher Joseph Anthony, « Introducing Transparency into the Oil Industry : The Quest for EITI », *Global Jurist Advances*, 2004, vol.4, n°3, 1535-1661.

Shankleman Jill « The Changing Context for Efforts to Avoid the Curse of Oil », in Daniel Spreng and al, *Tackling Long-Term Global Energy Problems : The Contribution of Social Science* , Springer, Dordrecht, 2012, pp. 115-132

Shihata Ibrahim FI, « Recent Trends Relating to Entry of Foreign Direct Investment », Volume 9, Issue 1, Mars1994, *ICSID Review*, pp.47-70

Solli Audun, « From Good Governance to Development ? A critical Perspective on The Case of Norway's Oil for development », *Forum For Development Studies*, mars 2011, Vol. 38, n°1, pp. 65-85

Sovacool Benjamin K. et al., « Energy Governance, Transnational Rules, and the Resource Curse : Exploring the Effectiveness of EITI », *World Development*, 2016, Vol. 83, pp. 179-192

Stern Brigitte, « Trois arbitrages, un même problème, trois solutions. Les nationalisations pétrolières libyennes devant l'arbitrage international », *Revue de l'Arbitrage*, 1980, n°1, pp.1-43

Stevens, Paul « National oil companies and international oil companies in the shadow of resource nationalism », *The Journal of World Energy Law & Business*, Volume 1, Issue 1, Mai 2008, pp.5-30

Talus Kim, «Oil and gas : international petroleum regulation», in Elisa Morgera et Kati Kulovesi (éds.), *Research handbook on international law and natural resources*, Elgar, UK, 2016, pp. 243-260

Terr L.B, « The distance Plus Joint Development Zone » Formula : a proposal for the Speedy and Practical Resolution of the East China and Yellow Seas Continental Shelf Oil Controversy », *Cornell International Law Journal*, vol.17, n°1, 1973, pp.49-71

Theophilus Acheampong, Marcia Ashong, Victoria Crystal Svanikier; An assessment of local-content policies in oil and gas producing countries, *JWELB*, 2016, vol. 9, n°4, pp. 282–302

Thomas W. Walde, « International Energy Investment », *Energy Law Journal*, 1996, vol.17, n°1, pp.191-215

Trari-Tani Mostefa, « Le nouveau cadre juridique de la prospection, de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie », *Revue de Droit des Affaires Internationales*, 2008, vol.1, pp.53-67.

Vasquez Patricia L., « Argentina's Oil and Gas Sector : Coordinated Federalism and The Rule of Law » Article Wilson Center, Latin American Program, Mai 2016, pp.1-27

Walde Thomas W., “International investment under the 1994 charter treaty: legal, negotiating and policy implications for international investors within western and commonwealth of independent States/Eastern European Countries”, *Journal of World Trade*, 1995, vol. 29, n°5, pp. 5-72

Walde Thomas W., « European Energy Charter Conference : Final Act, Energy Charter Treaty, Decisions and Energy Charter Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects. Introductory Note », *ILM*, 1995, Vol. 34, n°2, pp. 360-454

Walde Thomas W., « Investment policies in the international petroleum industry : responses to the current crisis », in Nicky Beredjick et Thomas W. Walde, *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, Springer, Netherlands, 1988, pp. 7-27.

Walde Thomas W., «The current status of international petroleum investment: regulating, licensing, taxing and contracting », *CEPMLP Internet Journal*, 1994, vol.1 pp. 1-30.

Walid Ben Hamida, « L'admission des investissements et des investisseurs », in Charles Leben (Dir.), *Droit international des investissements et de l'arbitrage*, Pedone, Paris, 2015, pp. 243-264

Warshaw Christopher, «The political economy of expropriation and privatization in the oil sector», in David G. Victor et al, *Oil and Governance: state-owned enterprises and the world energy supply*”, Cambridge University Press, 2012, pp. 35-61

WEIL Prosper, « Les clauses de stabilisation ou d'intangibilité insérées dans les accords de développement économique » *La communauté internationale. Mélanges offerts à Charles Rousseau*, Pédone, Paris, 1974, pp. 301-328.

Williamson J., « From Reform Agenda to Damaged Brand Name- a short history of the Washington Consensus and suggestions for what to do next », *Finance and Development*, 2003. pp.10-13

Yanis Ainas *et al.*, « Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie? », *Revue Tiers Monde* 2012/2 (n°210), p. 69-88.

7. INSTITUTIONS INTERNATIONALES, CENTRES DE RECHERCHE, ORGANISMES PRIVES

(Par institution, puis par ordre chronologique)

Banque Mondiale

Onorato William, « Legislative Framework Used to Foster Petroleum Development », The World Bank Legal Department, *Policy Research Working Paper n°1420*, The World Bank, Washington, 1995, 62 p.

Khelil Chakib, « Fiscal Systems for Oil: the Government ‘Take’ and Competition for Exploration Investment », Note n°46, The World Bank, mai 1995, 4 p.

« Project Appraisal Document on a Proposed Loan in the amount of US\$ 18.0 Million to the People’s Democratic Republic of Algeria for an Energy and Mining Technical Assistance Loan (EMTAL Appraisal Document) », The World Bank, Washington, février 2001, 59 p.

Mc Pherson Charles, « National Oil Companies – Evolution, Issues, Outlook », *National Oil Companies Workshop Current Roles and Future Prospects*, The World Bank, Washington, mai 2003, 15 p.

Paul Stevens, “National Oil Companies” World Bank Workshop, Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy (CEPMLP), Université de Dundee, 27 mai 2003

Audinet Pierre, Stevens Paul, Streifel Shane, « Investing in Oil in the Middle East and North Africa: Institutions, Incentives and the National Oil Companies », Energy Sector Management Assistance Programme, The World Bank, Washington, août 2007, VII-159 p.

Stevens Paul, « A Methodology for Assessing the Performance of National Oil Companies », The World Bank, Washington, 2008, VII-41 p.

« Implementation Completion Report Review. Independent Evaluation Group» (EMTAL Report Review), The World Bank, Mars 2008.

Tordo Silvana, Johnston David, Johnston Daniel, « Petroleum Exploration and Production Rights : Allocation Strategies and Design Issues », *World Bank Working Paper n°179*, The World Bank, Washington, 2010, XIV-106 p.

Mainhardt-Gibbs Heike « Survey of Civil Society Participation in the Extractive Industries, Transparency Initiative and the Role of the World Bank », World Bank Group, *Bank Information Center*, The World Bank, Washington, février 2010, 21 p.

« Multi-donor trust fund for the extractive industries transparency initiative », *Global Program Review*, vol.5, n°1, The World Bank, Washington 18 février 2011, 76 p.

Tordo Silvana, Brandon S. Tracy, Noora Arfaa, « National Oil Companies and Value Creation », *World Bank Working Paper n°218*, vol. III, The World Bank, Washington, mars 2011, XIV-130 p.

Tordo Silvana, Tracy Brandon S., Arfaa Noora, « National Oil Companies and Value creation », *Case Studies*, vol. II, ESMAP, Energy Sector Management Assistance Program, The World Bank, Washington, mars 2011, 127 p.

« Implementation Completion and Results Report », The World Bank, 20 février 2008, 49 p.

Ravat Anwar, Kannan Sridar P. « Implementing EITI for Impact : A handbook for Policy Makers and Stakeholders », *The World Bank*, 2012, XX-167 p.

Tordo Silvana et al., « Local Content in Oil and Gas Sector : Case studies », The World Bank, Washington, 2013, XVIII-173 p.

Cameron Peter D., Stanley Michael C., « Oil, Gas and Mining : A Sourcebook for Understanding the Extractive Industries », World Bank Group, The World Bank, Washington, 2017, 69 p.

Fonds monétaire international

« Guide sur la transparence des ressources naturelles », Fonds Monétaire International, 2007, 85 p., accessible à :
<https://www.imf.org/external/np/fad/trans/fre/guiddef.pdf>

Mc Pherson Charles, « State participation in the natural resource sectors : Evolution, Issues and Outlook », IMF Conference on Taxing Natural Resources : New Challenges, New perspectives, 25-27 septembre 2008, 30 p.

« Macroeconomic policy frameworks for resource-rich developing countries », International Monetary Fund, août 2012, 55 p. accessible à : <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/082412.pdf>

Autres organisations internationales :

« Energy Investment », *Joint paper by the Energy Charter Secretariat and the International Energy Agency*, présenté au sommet du G8 le 1^{er} avril 1998 à Moscou, 25 p.

UNCTAD, « Admission and Establishment », *Series on Issues in International Investment Agreements*, New York / Genève, O.N.U., 2002, VIII-58 p.

« Golden Rules for a Golden Age of Gas : World Energy Outlook, Spécial Report on Unconventional Gas », International Energy Agency, 2012, 143 p.

« Corruption in the Extractive Value Chain : Typology of Risks, Mitigation Measures and Incentives », OECD Development Policy Tools, OECD Publishing, Paris, 2016, 116 p.

Meguro Maiko, « Eliminating barriers to the entry and to the establishment of energy investments : Negotiating non-discriminatory pre-investment obligations, market access and facilitating investment in the energy sector », International Energy Charter, *Occasional Paper Series*, Bruxelles, 2017, 49 p.

Publications de Centres universitaires et de recherche

« Contract Award Regimes in Petroleum-Rich Countries », Harvard Law & International Development Society, janvier 2001, 71 p.

Noël Pierre, « Le droit international et le marché des permis pétroliers, 1970-2000 », Rapport remis à l'Institut Français de l'Énergie (IFE), Grenoble : Institut d'économie et de politique de l'énergie, Université Pierre-Mendès France, Grenoble II, mars 2002, 134 p.

Kyvik Nordas H., Vatne Eirik, Heum Per, « The upstream petroleum industry and local industrial development. A comparative study » SNF Report 08/03, Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen, Mai 2003, 87 p.

Baker James A., « The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets », *Policy Report n°35*, Institute for Public Policy of Rice University, Houston, avril 2007, 20 p.

Lahn Glada et al., « Good Governance of the National Petroleum Sector », Royal Institute of International Affairs, 2007, 12 p.

Glada Lahn, Valérie Marcel, John Mitchell and al, « Report on Good Governance of the National Petroleum Sector », Royal Institute of International Affairs, CEPMLP, Université de Dundee, juin 2007, pp.1-12

Van Agt Christof, « Tabula Russia. Escape from the Energy Charter Treaty », Clingendael International Energy Programme, *Briefing Papers*, septembre 2009, accessible à:
http://www.clingendael.nl/publications/2009/20091001_ciep_paper_cvanagt_russia.pdf

Christian O.H Wolf, Michael G. Pollit « *The Welfare Implications of Oil Privatization: A Cost-Benefit Analysis of Norway's Statoil* », Energy Policy Research Group (EPRG) Working Paper , University of Cambridge, 2009, 47 p.

Thurber Mark, Hults David et Heller Patrick R.P., « The Limits of Institutional Design in Oil Sector Governance : Exporting the “Norwegian Model” », PESD, Stanford University, février 2010, 28 p.

Martini Maira, « Local Content Policies and Corruption in the Oil and Gas Industry », Transparency International, *Working Paper Series*, Anti-Corruption Resource Centre, Chr. Michelsen Institute, Bergen (Norvège), septembre 2014, 9 p.

Lajous Adrian, « Mexican oil reform : the first two bidding rounds, farmouts and contractual conversions in lower price environment », University of Columbia, Center on Global Energy Policy, New-York Octobre 2015, 19 p.

Vasquez Patricia L., « Argentina's Oil and Gas Sector : Coordinated Federalism and The Rule of Law », Wilson Center, Latin American Program, mai 2016, 27 p.

Publications d'organismes privés

Alexander Frank, « Host government contract handbook for the international petroleum industry », Association of International Petroleum Negotiators (AIPN), Barrows, New-York, 1999, vol.1, 111 p.

« West Africa's oil resources – curse or blessing ? Part II – Geopolitics, energy security and West Africa », ECON Report, Oslo, Septembre 2004, 21 p.

« Algérie : Guide des hydrocarbures », KPMG Algérie SPA, 1^{er} juillet 2007, 158 p.

Wagner Jay, Priddle Robert, « Expropriation of oil and gas investments : Historical, Legal and Economic Perspectives in a New Age of Resource Nationalism », Association of International Petroleum Negotiators (AIPN), juin 2008, 117 p.

Reite Torun, « Achievements and Strategic Options : Evaluation of the Extractive Industries Transparency Initiative », Final Report, Scanteam, Oslo, mai 2011, III-229 p.

« Empêcher la corruption dans l'octroi de licences pétrolières, gazières et minières : Liste de vérification à l'attention des citoyens », Global Witness, janvier 2012, 6 p.

Heller Patrick R. P. et Marcel Valérie, « Institutional Design in Low-Capacity Oil Hotspots », Revenue Watch Institute, avril 2012, 49 p.

Disch Arne et *al.*, « Facing the resource curse : Norway's Oil for Development Program », Rapport Scanteam, Norad, Oslo, janvier 2013, XXIV-222 p.

« Charte des ressources naturelles », Natural Resource Governance Institute, 2^d ed., 2014, 44 p.

Secrétariat international de l'ITIE, « La norme ITIE 2016 », décembre 2016, 61 p.

« La transparence à l'état brut : décryptage de la transparence des entreprises extractives », Rapport collectif : ONE, Oxfam, Sherpa, Publish What you Pay, 2017, 62 p.

Sayne Aaron, Gillies Alexandra, Watkins Andrew, « Twelve Red Flags: Corruption Risks in the Award of Extractive Sector Licences and Contracts », Natural Resource Governance Institute, avril 2017, 52 p.

Table des Matières

Thèse de Doctorat / Décembre 2017	1
Introduction	9
Titre 1. La non-discrimination dans l'attribution des licences et contrats pétroliers	34
Chapitre 1 : L'attribution des droits d'exploration-production dans un cadre multilatéral	37
Section 1. La facilitation des conditions d'accès aux réserves d'hydrocarbures	39
Paragraphe 1 : Le traité de la charte de l'énergie (TCE)	39
A. Le contexte de son adoption	39
a. Adoption de la Charte de l'énergie et négociations du TCE	39
1. La charte de l'énergie	39
2. Négociations du traité sur la charte de l'énergie	41
b. Contenu et portée des clauses du TCE	43
1. La définition de l'investissement	44
2. Le traitement de la phase de réalisation de l'investissement	45
3. L'article 18 sur la Souveraineté	49
4. L'article 20 sur la transparence	50
5. La clause relative au règlement des différends	52
c. L'échec du traité complémentaire	53
B. Elaboration d'une nouvelle Charte de l'Energie et volonté de modernisation du processus	55
a. La position russe et le projet de convention	55
b. La charte internationale de l'énergie de 2015 et le processus de révision du TCE	58
Paragraphe 2. Les programmes d'assistance technique de la Banque Mondiale et leur influence sur les modalités d'octroi des contrats.	61
A. Les projets d'assistance et de conseil de la Banque Mondiale	61
B. Le contenu de ces programmes	65
a. Les « legislative packages »	65
1. Les « Petroleum Exploration Promotion Projects »	67
2. Evolution des formes législatives.	73
b. Illustrations à travers l'exemple du secteur pétrolier algérien	75
Section 2 : L'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives et sa Norme de Transparence	81
Paragraphe 1 : L'ITIE et la norme de transparence	82
A. Contexte de création et fonctionnement de l'ITIE	82
B. La Portée de la Norme de Transparence	85
a. L'impact de l'ITIE et de sa Norme	87
b. La transparence dans les législations nationales	92
1. Le dodd-franck act	93
2. Les législations européennes.	96
c. Vers un nouveau modèle de transparence ?	102

Paragraphe 2 : La transparence durant la phase d'octroi des licences et contrats _____	105
A. Une phase particulièrement exposée au risque de corruption. _____	107
a. Les principaux risques associés à la négociation directe _____	107
b. La transparence dans les procédures de mise en concurrence _____	109
B. L'extension de la Norme ITIE à la phase d'attribution _____	112
Chapitre 2. Les procédures mises en place par les Etats pour l'octroi des droits d'accès à leurs réserves d'hydrocarbures _____	119
Section 1 : L'attribution des licences d'exploration et de production, dans le système des « licences et concessions » _____	123
Paragraphe 1. Les différents procédés permettant l'attribution d'une licence d'exploration ou de production _____	125
A. L'appel d'offres concurrentiel _____	125
a. L'attribution des droits à travers une logique purement économique : les enchères _____	125
b. Les procédures administratives _____	127
B. Les négociations directes _____	129
Paragraphe 2. La mise en œuvre des procédés d'attribution. _____	130
A. L'attribution des licences dans les pays européens. _____	130
a. La Directive Européenne 94/22/CE : formalisation et codification des obligations de non-discrimination et de transparence. _____	131
b. La mise en œuvre des procédures administratives d'octroi des licences en mer du nord. _____	134
1. L'exemple du Royaume-Uni _____	134
2. L'exemple de la Norvège _____	138
B. La procédure d'attribution des licences au Brésil _____	141
Section 2 L'attribution des contrats pétroliers dans les pays en développement _____	144
Paragraphe 1. L'Amérique Latine, entre vagues de libéralisation et nationalisme des ressources _____	148
A. La trajectoire mouvementée du secteur pétrolier argentin _____	150
a. La participation de l'Etat dans le secteur pétrolier _____	150
b. La répartition des prérogatives entre le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux. _____	153
B. L'exemple du Mexique, une ouverture en deux étapes _____	157
a. Les premiers appels d'offres pour des contrats de service _____	158
b. La réforme historique de la constitution _____	159
1. Des critères de soumission et termes contractuels évolutifs. _____	161
2. La multiplicité des appels d'offres _____	166
Paragraphe 2 : L'évolution des modes d'attribution des droits en Afrique _____	168
A. Des procédures négociées aux appels d'offres, l'exemple du Ghana _____	169
a. Le principe du « premier arrivé, premier servi » _____	170
b. Le recours aux appels d'offres concurrentiels dans la loi du 19 août 2016. _____	172
B. Les pays africains à l'épreuve de la transparence _____	174
a. Le Nigéria _____	174

1. Les appels d'offres et le critère du contenu local	175
2. L'introduction des obligations de transparence	179
b. L'Angola.	180
c. La République Démocratique du Congo	183

TITRE 2 : Le rôle de l'entreprise pétrolière publique dans le régime juridique de l'accès aux réserves d'hydrocarbures. _____ **185**

Chapitre 1. L'entreprise pétrolière publique, clef de voûte du régime juridique et institutionnel de l'exploration-production. _____ **189**

Section 1. La prédominance de l'entreprise pétrolière publique dans l'accès aux réserves d'hydrocarbures. _____ 190

Paragraphe 1. L'entreprise pétrolière publique, un instrument au service de l'Etat _____ 190

A. La nécessité de créer des entreprises publiques opératrices _____ 190

a. La question de l'asymétrie d'informations _____ 191

b. Le contrôle du rythme de développement des ressources. _____ 193

B. La « mission nationale » des entreprises publiques pétrolières _____ 196

a. Un large éventail d'objectifs au nom de la mission nationale _____ 197

b. Une notion complexe _____ 200

c. Les dérives de la mission nationale _____ 201

Paragraphe 2. Le double rôle de l'entreprise publique dans la conclusion des contrats _____ 203

A. La participation de l'entreprise pétrolière publique aux contrats. _____ 203

a. L'émergence d'un nouvel équilibre contractuel durant les années 1970 _____ 204

b. Les conséquences du contre-choc pétrolier. _____ 208

c. Les années 2000 et la résurgence du phénomène de « nationalisme des ressources ». _____ 211

d. Un nouvel équilibre à venir ? _____ 213

B. L'entreprise publique, entité d'attribution des contrats. _____ 215

a. Conséquences sur la qualification du contrat et la nature des agissements de l'entreprise publique _____ 217

b. Conflits d'intérêts découlant du double emploi de l'entreprise publique. _____ 223

Section 2. La remise en cause de la prépondérance de l'entreprise pétrolière publique _____ 228

Paragraphe 1. Vers la propagation du modèle de séparations des fonctions. _____ 228

A. La nécessité d'une séparation des fonctions entre l'entreprise publique et le gouvernement. _____ 229

a. L'entremêlement des fonctions et des objectifs _____ 229

b. Le modèle de séparation des fonctions _____ 230

B. Limites et corollaires du modèle de séparation des fonctions. _____ 233

Paragraphe 2. Illustrations du modèle de séparations des fonctions. _____ 237

A. La place de Statoil dans le régime juridique pétrolier norvégien. _____ 237

a. L'organisation du secteur. _____ 237

b. La mise en place du modèle tripartite de séparation des fonctions _____ 241

c. L'évolution de la position de Statoil _____ 245

d.	Les répercussions de la privatisation partielle sur les relations entre Statoil et l'Etat norvégien.	249
B.	La place de Petrobras dans le régime juridique pétrolier brésilien.	251
a.	Le monopole de Petrobras, de 1953 à 1997	252
b.	Introduction de la concurrence et privatisation partielle de Petrobras.	255
c.	Le régime juridique des réserves ou pré-salifères	257
Chapitre 2 Le régime juridique de l'accès aux réserves d'hydrocarbures en Algérie		262
Section 1.	De 1963 à 2005, l'ouverture progressive et contrôlée du domaine minier.	266
Paragraphe 1.	La volonté d'un contrôle national sur le secteur hydrocarbures	266
A.	La création de la Sonatrach	266
B.	Les évolutions du régime juridique relatif aux hydrocarbures entre 1971 et 2005.	273
a.	L'ordonnance 71-22 du 12 avril 1971	273
b.	L'adoption de la loi 86-14	275
c.	La réforme législative du 4 décembre 1991	277
Paragraphe 2.	La Sonatrach, « autorité compétente » et « partenaire commercial »	280
A.	Le mode de passation des contrats.	280
B.	L'entreprise nationale et l'exercice de prérogatives de puissances publiques.	284
a.	Le rapport symbiotique entre le ministère chargé des hydrocarbures et la Sonatrach.	285
b.	Nature des agissements de l'entreprise nationale	288
1.	Son rôle dans l'attribution des contrats.	288
2.	Ses attributions en matière fiscale	291
Section 2.	La tentative de libéralisation du régime juridique des hydrocarbures.	295
Paragraphe 1:	La version initiale de la loi 05-07	297
A.	L'introduction des procédures d'appel à concurrence dans la loi sur les hydrocarbures	299
a.	Les appels d'offres organisés avant l'adoption de la loi	299
b.	Consécration législative de l'appel à concurrence, et application conformément à la nouvelle loi	303
B.	La perte des prérogatives de puissance publique de la Sonatrach.	307
a.	Le transfert de compétences à l'agence ALNAFT	307
b.	Nature des contrats conclus par l'agence ALNAFT.	312
C.	L'égalisation des conditions de concurrence entre Sonatrach et les investisseurs étrangers	315
a.	Le principe de l'égalité de traitement	315
1.	Le nouveau positionnement de la Sonatrach dans la loi.	315
2.	La portée du principe d'égalité des conditions de concurrence	321
b.	Exceptions au principe d'égalité des conditions de concurrence	324
Paragraphe 2 :	l'ordonnance de 2006 et ses conséquences	328
A.	Le revirement opéré par l'ordonnance 06-10	328
a.	La participation de la Sonatrach	329
b.	Les motifs de cet amendement	336
B.	Les conséquences de l'amendement sur l'investissement étranger	340

a.	L'échec des appels d'offres subséquents	340
b.	Le régime juridique des hydrocarbures non-conventionnels	344
1.	Des conditions contractuelles et fiscales plus incitatives	345
2.	Les mesures relatives à la protection de l'environnement dans le cadre du développement des hydrocarbures non-conventionnels.	346
	Conclusion	350
	Bibliographie	354

Résumé :

Lorsque l'Etat décide de l'exploration ou de l'exploitation de ses réserves d'hydrocarbures, il n'est soumis à aucune règle internationale quant aux modalités de mise en œuvre de cette décision. Cette absence d'obligations n'a pas empêché les Etats développer, au niveau national, des règles réduisant leur liberté quant à la sélection des opérateurs. Aux négociations secrètes qui ont longtemps prévalu dans le secteur pétrolier, se sont alors substituées des procédures de mise en concurrence ouvertes s'appuyant sur des critères objectifs. Ayant pour but d'attirer l'investissement étranger et de faciliter la conclusion des contrats, elles se sont progressivement généralisées et standardisées, tant dans leur formalisme que dans leurs conditions. On constate alors un processus d'uniformisation globale des conditions d'accès aux réserves, auquel les institutions financières internationales ont directement ou indirectement pris part.

L'un des aspects cruciaux des procédures d'attribution des droits a trait au rôle de l'entreprise pétrolière nationale. Celle-ci dispose souvent d'un traitement préférentiel. Dans de nombreux Etats, elle a en outre été traditionnellement chargée de l'octroi des contrats, combinant ainsi des fonctions qui lui ont permis de devenir un acteur incontournable du secteur. La standardisation de ses attributions a également fait l'objet d'un processus de convergence internationale, qui modifie le rapport entre l'Etat et l'investisseur étranger.

Descripteurs : Ressources naturelles ; pétrole et gaz ; admission de l'investissement ; égalité de traitement ; transparence des industries extractives ; institutions financières internationales ; appels d'offres ; entreprises pétrolières nationales.

Title: Accessing hydrocarbon reserves, the legal and regulatory framework concerning cooperation between States and foreign investors

Abstract:

When the State decides to undertake the exploration or exploitation of its hydrocarbons reserves, it is not subject to any international obligation concerning the implementations of such decision. This did not prevent producer States from developing rules at the national level to reduce their discretionary power in the selection of operators. The secret negotiations that have long prevailed in the petroleum sector have been replaced by more transparent and open competition procedures, backed by objective criteria. With the objective of attracting foreign investment and facilitating the process of conclusion of contracts, those procedures have been progressively generalized and standardized, both in their formalism and in their terms. We consequently observe a global standardization process of the terms of access to reserves, in which international financial institutions have been directly or indirectly involved.

One of the essential aspects of the procedure of rights allocation relates to the role of the national oil company. It enjoys preferential treatment, which has implications on the modalities of participation of foreign firms. Furthermore, in several states, the national oil company has been responsible for granting petroleum contracts, thereby combining functions that render it a key actor in the sector. The standardization of its attributions has also undergone a process of international convergence, which alters the relation between the State and the foreign investor.

Keywords: Natural resources; oil and gas; admission of investment ; equality of treatment ; transparency of extractive industries; international financial institutions; call for tenders; national oil companies

Nota : cette page, dernière de couverture, sera retournée avant reliure.