

## LES AVANTAGES ET LES INCONVÉNIENTS DES CONTRATS *BUY-BACK* PAR RAPPORT AUX CONTRATS DE PARTAGE DE PRODUCTION

*Seyed Hossein Tabatabaei\**

Dans les contrats pétroliers, l'une des questions auxquelles il faut accorder une attention particulière est celle relative au mode contractuel qui permet de concilier les intérêts des pays d'accueil et les intérêts des sociétés étrangères. Chaque type de contrat articule ces deux exigences de manière différente. Le choix de l'Iran s'est porté sur les contrats *buy-back*. Les contrats *buy-back*, considérés comme étant plus conformes au droit iranien, essuient des critiques de la part de leurs détracteurs. Mettant en exergue leurs lacunes, ces derniers proposent leur remplacement par le contrat de partage de production qui est le plus couramment utilisé dans le monde. L'efficacité d'une telle réforme est discutable. L'amélioration des contrats *buy-back* serait plus adaptée.

One question which needs to be carefully examined pertains to the types of contracts which allow the reconciliation of the interests of host countries and those of foreign companies. This is in these the main issue, which arises in relation to oil contracts. Each type of contract takes a different form depending on the way they meet these two requirements. Iran has often preferred buy-back contracts. buy-back contracts, considered most consistent with Iranian laws, have been subject to criticism. Highlighting these gaps, some critics propose substituting buy-back agreements with production sharing agreements, which are most commonly used in the world. The effectiveness of such a reform is, however, questionable. Improving buy-back contracts would, arguably, be more appropriate.

Una de las cuestiones a las cual se le debe dar una atención particular es la relativa al modo contractual que permite conciliar los intereses tanto de los países de acogida como de las empresas extranjeras. Es aquí donde se encuentra la problemática de los contratos petroleros ya que cada tipo de contrato. Articula esas exigencias de varias maneras. En el caso de Irán se ha centrado más en los contratos de recompra (*buy-back*) por ser más acordes con la ley iraní. Borrando las críticas de sus detractores que destacan sus deficiencias. Estos últimos pretenden reemplazarlo por el contrato de producción compartida que es el más utilizado en el mundo. La eficacia de una reforma de este tipo es bastante cuestionable. Lo más conveniente sería mejorar los contratos de recompra.

Aujourd'hui, le marché de l'énergie diffère complètement de celui des années 1990, en particulier pour les entreprises occidentales<sup>1</sup>. En ce qui concerne les relations entre l'Union européenne et la Russie<sup>2</sup>, les perspectives ne semblent pas prometteuses<sup>3</sup>. En revanche, la Chine poursuit agressivement les investissements dans les pays du Moyen-Orient, également dans l'Est de la Russie et notamment dans le domaine de la construction des infrastructures nécessaires pour le transfert des matières premières vers la Chine. Quant à l'Arabie Saoudite, malgré d'énormes ressources de pétrole, ce pays ne semble plus avoir d'aussi bonnes relations avec les États-Unis et les pays occidentaux qu'auparavant. D'ailleurs, le nombre de compagnies, et le nombre de compagnies pétrolières étrangères investissant dans ce pays, tend à diminuer<sup>4</sup>. La situation en Irak est extrêmement inquiétante et incertaine, la situation en Libye reste très instable, et la politique officielle du Koweït ne prône pas l'accueil des compagnies pétrolières internationales<sup>5</sup>. Dans cette situation aussi particulière, l'Iran, qui dispose d'une stabilité relative grâce à l'accord nucléaire conclu avec les pays occidentaux le 14 juillet 2015, peut espérer attirer les compagnies pétrolières internationales.

Il ne faut pas oublier que l'Iran est le deuxième détenteur de réserves pétrolières<sup>6</sup> et le premier détenteur de réserves de gaz naturel au monde<sup>7</sup>. Ce pays a toujours eu un rôle important dans l'industrie pétrolière mondiale<sup>8</sup>, dans le mouvement des nationalisations au Moyen-Orient<sup>9</sup>, dans la création et l'indépendance des compagnies pétrolières nationales<sup>10</sup>, dans l'utilisation des contrats de partage de

---

\* Docteur en droit international, Université de Nice-Sophia Antipolis, Institut du droit de la paix et du développement (IDPD).

<sup>1</sup> Surtout que les entreprises chinoises et indiennes sont considérées comme les concurrentes nouvelles et sérieuses. Thomas W Wälde, « Renegotiating Acquired Rights in the Oil and Gas Industries: Industry and Political Cycles Meet the Rule of Law » (2008) 1:1 *Journal of World Energy Law Business* 55; John V Mitchell, *A New Era for Oil Prices*, août 2006, en ligne : Center for Energy and Environmental Policy Research <cepr.mit.edu/files/papers/2006-014.pdf>.

<sup>2</sup> La Russie est le premier pays dans le classement des pays exportateurs de gaz naturel.

<sup>3</sup> Robert Grant, « Oil company strategies from 1970 to the present » dans Treccani, *Hydrocarbons : Economics, Policies and Legislation*, vol IV à la p 318, en ligne : Treccani <www.treccani.it>. Les pays membres du GECF ont 67 % des réserves de gaz du monde, dont 70 % se trouvent en Russie et en Iran. La Russie est boycottée par l'Occident, alors que l'Iran et l'Occident tentent de réduire les tensions qui les opposent. Le marché de l'Iran peut donc être très attrayant pour l'avenir des entreprises multinationales d'occident. Gas Exporting Countries Forum, « GECF Overview », en ligne : <www.gecf.org>.

<sup>4</sup> Paul Stevens, « The Coming Oil Supply Crunch » (2008), en ligne : Chatham House <www.chathamhouse.org> à la p 25.

<sup>5</sup> *Ibid.*

<sup>6</sup> L'Iran possède 11,5 % du pétrole et 14,9 % du gaz du monde. Waniss A Otman, « The Iranian Petroleum Contracts: Past, Present and Future Perspectives » (2007) 5:2 *Oil Gas & Energy Law* 1 à la p 3 [Otman].

<sup>7</sup> Central Intelligence Agency, « The World Factbook » (1<sup>er</sup> janvier 2016), en ligne : CIA <www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2253rank.html>.

<sup>8</sup> Thomas W Wälde, « International Energy Law: Concepts, Context and Players: A Preliminary Introduction » (2003) 1:4 *Oil Gas & Energy Law* à la p 153.

<sup>9</sup> Waniss A Otman et Erling John Karlberg, « Libya: Petroleum Industry & the Economic Diversification » (2005) 3:3 *Oil Gas & Energy Law* 1 à la p 6.

<sup>10</sup> Mike Bunter, « Indonesia: from Concession to Contract » (2005) 3:1 *Oil Gas & Energy Law* 1 aux pp 4-5.

production et des contrats *buy-back* comme l'une des branches des contrats de services<sup>11</sup>.

Généralement, les pays du Moyen-Orient comme l'Iran ne sont pas les destinations privilégiées pour les investisseurs étrangers. Toutefois, en raison des abondantes ressources pétrolières de ces pays, le risque lié à l'investissement reste moindre par rapport aux autres pays<sup>12</sup>. En effet, la possibilité d'accès aux champs commerciaux et le grand potentiel de champs ne doivent pas être oubliés<sup>13</sup>. Ces risques en Iran sont très bas<sup>14</sup>.

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

Depuis l'autorisation des contrats pétroliers iraniens *buy-back* par la *Loi budgétaire de 1994*<sup>15</sup> et jusqu'à aujourd'hui, on assiste à des débats sur le sujet, tant dans les milieux spécialisés qu'ailleurs. Ces dernières années, on a pu relever à la fois des critiques similaires de ce type de contrats de la part de journalistes<sup>16</sup> ou de professionnels<sup>17</sup>, et plusieurs articles<sup>18</sup> les défendant signés par des responsables<sup>19</sup> ou des experts<sup>20</sup>. Ce qui a changé, et il est important de le signaler, c'est l'hypothèse de l'utilisation de l'autre type contractuel, les contrats de partage de production, qui émerge dans le discours officiel comme dans les propos informels<sup>21</sup> des responsables pétroliers iraniens, et ce malgré les obstacles juridiques<sup>22</sup>. Ceci peut être observé

---

<sup>11</sup> Aujourd'hui même, il est dit que l'activité en Azerbaïdjan, au Kazakhstan et au Turkménistan dépend de la coopération avec l'Iran. Thomas W Wälde, « Managing the Risk of Sanctions in the Global Oil & Gas Industry: Corporate Response Under Political, Legal and Commercial Pressures » (2001) 36 *Tex Int'l LJ* 183 à la p 203.

<sup>12</sup> Frank C Alexander Jr, « Production Sharing Contracts and Other Host Government Contract » (2005) 3:1 *Oil Gas & Energy Law* 1 à la p 4 [Alexander Jr].

<sup>13</sup> *Ibid.*

<sup>14</sup> Daniel Johnston, « Petroleum Tax Design » (octobre 2002), en ligne : scribd.com <fr.scribd.com> à la p 8.

<sup>15</sup> La loi budgétaire iranienne dispose qu'« [a]fin de renforcer les capacités dans les domaines du pétrole, du gaz naturel et des produits pétroliers [...] la National Iranian Oil Company sera autorisée [...] à conclure les contrats nécessaires en forme de *buy-back*, après l'approbation du Cabinet ». Voir 14 mars 1994, *Loi budgétaire de 1994 d'Iran*, section I au para 29b) [*Loi budgétaire de 1994*].

<sup>16</sup> Voir Hossein Tabatabaei, « Do the Production Contracts Useful for Iran Oil Industry? » (2013) 1:2 *Journal of Private Law* à la p 75 [Tabatabaei].

<sup>17</sup> Mike Bunter, « The Iranian Buy Back Agreement » (2003) 1:2 *Oil Gas & Energy Law* 1 aux pp 1-2.

<sup>18</sup> Abolfazl Hassanbeygi, *Pétrole buy-back et les intérêts nationaux*, Téhéran, Avaye Nour, 2002 aux pp 58-61.

<sup>19</sup> Tabatabaei, *supra* note 16 à la p 76.

<sup>20</sup> *Ibid.*

<sup>21</sup> Voir « L'utilisation de contrats de partage de production en cours d'examen » (19 avril 2012), en ligne : Shana <www.shana.ir/fa/newsagency/201766> et « Comité du pétrole du secteur privé/achat de produit a été formé au sein du ministère de l'industrie » (5 février 2013), en ligne : Fars news agency [Iran] <www.farsnews.com/newstext.php?nn=1391117000441>.

<sup>22</sup> Conformément à l'interprétation actuelle des articles de la constitution iranienne et aux lois sur le pétrole, entre autres, l'application de ce type de contrats a été interdite. Pour en savoir plus, voir

même chez des sources étrangères<sup>23</sup>.

Les opposants aux contrats *buy-back* ainsi que certains de leurs partisans se prononcent en faveur des contrats de partage de production. En effet, parmi les trois principaux modèles de contrats pétroliers – à savoir les contrats de concession, les contrats de service et les contrats de partage de production – seul ce dernier modèle n’a pu être expérimenté en Iran. Il faut noter que suite à la mauvaise expérience passée des contrats de concession, il est sûr que ce type de contrat n’a aucune chance d’être utilisé en Iran, d’autant plus que la constitution a explicitement formulé leur interdiction intégrale. À première vue, les contrats de partage de production apparaissent comme le seul modèle qui puisse être considéré au lieu des contrats *buy-back* ou à côté de ce type contractuel. En outre, il faut rappeler que les contrats de partage de production sont le modèle le plus courant dans les pays en développement.

Il est donc intéressant d’examiner ces derniers. En effet, il faut considérer les avantages et les inconvénients de chacun de ces types de contrats afin de déterminer en quoi le choix de l’un ou l’autre peut être bénéfique, dans quelle mesure et sous quelle forme.

Premièrement, nous reverrons brièvement ces deux types de contrats, en insistant sur leurs caractéristiques importantes (I). Deuxièmement, nous comparerons les avantages et les inconvénients de chacun d’entre eux (II), et enfin nous essaierons de déterminer si les contrats de partage de production sont efficaces pour l’industrie pétrolière iranienne (III).

## **I. L’adaptation des contrats *buy-back* et des contrats de partage de production**

En rappelant les caractéristiques principales des contrats *buy-back* et des contrats de partage de production, nous soulignerons ici leurs principales différences.

### **A. La révision des contrats *buy-back* et des contrats de partage de production**

Dans ce titre, afin de présenter les contrats *buy-back* et de comprendre les raisons pour lesquelles ils sont admis par le législateur, nous considérerons leur nature juridique. Également, l’analyse de la nature juridique des contrats de partage de production précédera l’examen des éléments et du contenu de ce modèle de contrats.

---

Marjaneh Fayazbakhsh, *Étude de différentes méthodes des contrats internationaux dans les projets upstream du pétrole et du gaz en mettant l’accent sur l’article 14 du 4<sup>e</sup> programme du développement économique, social et culturel de la République islamique d’Iran*, mémoire de M en droit international [Traduction de l’auteur], Université Payame Nour, 2011 [non publiée] [Fayazbakhsh].

<sup>23</sup> Alexander Brexendorff, Christian Ule et Maximilian Kuhn, « The Iranian buy-back Approach » (2009) 7:1 *Oil Gas & Energy Law* aux pp 1-2.

## 1. LES CONTRATS DE *BUY-BACK*

Les contrats *buy-back* forment l'une des branches des contrats de services dans laquelle des sociétés pétrolières étrangères s'engagent, vis-à-vis d'un pays producteur de pétrole, à mettre en œuvre l'exploration, le développement et la production pétrolière dans une région et pour une durée déterminée. Pendant la durée du contrat, c'est l'État qui est propriétaire des ressources hydrocarbonées. La société pétrolière, en revanche, n'a aucun droit de propriété; elle ne perçoit que sa rémunération conformément aux termes du contrat<sup>24</sup>.

Le but des contrats *buy-back*, tels qu'ils sont conçus et employés en Iran, est de garantir à l'État la maîtrise des ressources du pays en pétrole et en gaz et de préserver son rôle de surveillance sur les opérations pétrolières et gazières tel que le prévoient la constitution et les lois sur le pétrole de 1974 et de 1987. Quelques paragraphes du texte législatif concernant les contrats *buy-back* sont particulièrement destinés à atteindre ces objectifs. L'un des paragraphes prévoit par exemple que la compagnie pétrolière nationale d'Iran autorise la compagnie pétrolière étrangère à exécuter en son nom les opérations de développement. La compagnie pétrolière étrangère agit et fonctionne donc en tant que sous-traitant de la compagnie nationale, et non comme partenaire ou directeur de projet<sup>25</sup>.

Un autre paragraphe précise que la totalité des terres acquises et des biens achetés dans le cadre du projet demeurent exclusivement la propriété de la National Iranian Oil Company (NIOC). L'ensemble de l'outillage, des équipements et des machines devant être importés pour le projet est préparé et fourni par la compagnie pétrolière étrangère au nom de la NIOC<sup>26</sup>.

En général, on distingue cinq catégories de coûts dans les contrats *buy-back*<sup>27</sup> : les coûts d'investissement appelés « capex »<sup>28</sup>, les coûts de fonctionnement appelés « non-capex »<sup>29</sup>, les coûts opérationnels<sup>30</sup> appelés « opex », les dépenses

---

<sup>24</sup> Cependant, il est parfois possible qu'une partie du pétrole ou du gaz produits revienne à la société pétrolière étrangère ou qu'elle ait le droit d'acheter un pourcentage du pétrole produit dans le champ, avec escompte. Il est également possible que la rémunération de la société pétrolière soit fixée en fonction du bénéfice réalisé. Dans certains contrats, le paiement est basé sur la quantité du pétrole produit qui sera vendu à un prix fixé. Fayazbakhsh, *supra* note 22 aux pp 32-43; Zhiguo Gao, *Environmental regulation of oil and gas*, Londres, Kluwer Law International, 1998 à la p 349.

<sup>25</sup> 30 juillet 1974, *Loi sur le pétrole*. L'article 3 de cette loi stipule que « les ressources et l'industrie pétrolières sont nationalisées et l'exercice de la souveraineté iranienne à l'égard des ressources pétrolières, de l'exploration, du développement, de la production et de la distribution à travers le pays et le plateau continental est spécifiquement confiée à la compagnie pétrolière nationale d'Iran ».

<sup>26</sup> 29 septembre 1987, *Loi sur le pétrole*. L'article 2 de cette loi prévoit que les réserves de pétrole sont du « Anfâl » (Dans la Constitution iranienne, synonyme de biens publics. C'est une terminologie dans le fiqh, la jurisprudence islamique) et constituent une richesse publique qui, conformément à l'article 45 de la constitution, doit demeurer sous le contrôle de l'État islamique d'Iran ainsi que toutes les infrastructures, équipements, biens et investissements réalisés ou devant être réalisés, soit en Iran, soit à l'étranger, par le ministère du Pétrole ou par ses sociétés filiales.

<sup>27</sup> Masoud Zohdi, *Financial and Accounting Approaches in buy-back and Petroleum Contract* [Traduction de l'auteur], vol 1, Téhéran, Nevisandegan-e-Niloofar, 2008 à la p 25 [Zohdi].

<sup>28</sup> Pour « *capital expenditure* ».

<sup>29</sup> Pour « *non-capital expenditure* ».

bancaires<sup>31</sup> et les rémunérations<sup>32</sup>.

## 2. LES CONTRATS DE PARTAGE DE PRODUCTION

Dans le cadre de ce type de contrats, la compagnie pétrolière internationale, tout comme un entrepreneur, dispose d'un droit d'exploration et d'exploitation dans une région et une durée déterminées. Les risques relatifs sont à la charge des compagnies pétrolières étrangères. Si aucun champ commercial n'est découvert, le contrat prend fin et les coûts ne sont supportés que par la société pétrolière étrangère. En revanche, si un champ commercial est découvert et peut être développé, la compagnie internationale disposera d'une partie du pétrole provenant de ce champ commercial. Le pétrole sera partagé entre la compagnie nationale et la société pétrolière étrangère selon la formule du contrat qui peut être déterminée soit par la loi, par des négociations ou par l'appel d'offre.

Elle ne bénéficie que d'une partie du pétrole produit alors que le pays pétrolier conserve une grande partie de la production, ce qui lui permet de mettre en œuvre ses programmes de développement<sup>33</sup>.

Bien que le contenu et la forme exacte des contrats de partage de production varient selon les pays (et parfois sur le territoire d'un même pays pour différents champs pétroliers)<sup>34</sup>, les experts estiment qu'ils sont les plus couramment utilisés par les gouvernements<sup>35</sup> orientaux<sup>36</sup> aujourd'hui.

Dans ces contrats, le gouvernement est propriétaire des réserves et la société pétrolière étrangère a le droit d'explorer les réserves et d'en assurer le développement

---

<sup>30</sup> Pour « *operation cost* ».

<sup>31</sup> « *Accrued bank charges* ».

<sup>32</sup> « *Remuneration fee* ».

<sup>33</sup> À partir des années soixante, ces contrats sont devenus les systèmes financiers dans de nombreux pays. Ils sont maintenant utilisés dans d'autres pays tels la Malaisie, l'Inde, le Nigeria, l'Angola, Trinité-et-Tobago, l'Algérie, l'Égypte, le Yémen, la Syrie, la Mongolie, la Chine et plusieurs autres. Zohdi, *supra* note 27 à la p 25.

<sup>34</sup> Putrohari Rovicky Dwi et al, *PSC term and condition and its implementation in south-east Asia region, Thirty-First Annual Convention and Exhibition (IPA07-BC-127)*, mai 2007, en ligne : Researchgate <[www.researchgate.net/publication/238748984](http://www.researchgate.net/publication/238748984)>; Chukwuka Ochieze, « Fiscal Stability: To What Extent Can Flexibility Mitigate Changing Circumstances in a Petroleum Production Tax Regime? »(2007) 5:2 *Oil Gas & Energy Law* à la p 14.

<sup>35</sup> Bernard Taverne, *Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*, 2<sup>e</sup>éd, Pays-Bas, Kluwer Law International, 2008 à la p 117.

<sup>36</sup> Dans des pays comme les États-Unis, la Grande-Bretagne, la France, la Norvège, l'Australie, la Russie, la Nouvelle-Zélande mais aussi dans d'autres pays comme la Colombie, l'Argentine ou l'Afrique du Sud, c'est un autre type de contrat pétrolier, appelé « concession », qui est utilisé. Une concession, ou licence, est un contrat dans lequel une compagnie pétrolière internationale ou un consortium a le droit exclusif d'explorer une zone spécifique, appelée zone de licence ou bloc, et d'y produire des hydrocarbures pendant une période déterminée. En échange de ce droit accordé à la compagnie pétrolière internationale, l'État prend un bonus de signature, ou « *license fee* ». Il demande également des redevances et prélève un impôt si le pétrole est produit.

et la production<sup>37</sup>. Tous les risques relatifs à l'exploitation sont à la charge de l'entrepreneur, ainsi que les risques induits par une coopération avec une société pétrolière nationale autorisée à participer à l'opération de développement et de production en qualité de propriétaire et/ou de bénéficiaire. La société pétrolière étrangère est également contrainte de verser une partie des recettes au pays pétrolier sous forme de redevances une fois la production écoulee. L'entrepreneur doit en outre engager des dépenses de formation destinées au personnel local ainsi que développer les infrastructures du pays pétrolier. Ces dépenses lui sont en principe remboursées.

Il faut souligner que les dépenses engagées par l'entrepreneur sont compensées par le produit de la vente du pétrole. De nombreux contrats de partage de production prévoient un pourcentage ou un plafond de remboursement des coûts. Par exemple, 60 % du revenu de la production est affecté au remboursement des dépenses de l'entrepreneur<sup>38</sup>.

L'un des avantages des contrats de partage de production est d'être très connus et fréquemment employés par les investisseurs et financeurs internationaux, ce qui encourage ces derniers à investir dans les pays en développement. De plus, les statistiques mondiales montrent que les dépenses engagées par les compagnies étrangères pour exécuter un projet pétrolier sont inférieures à celles engagées par les gouvernements des pays pétroliers<sup>39</sup>.

## **B. Les différences entre les contrats *buy-back* et les contrats de partage de production**

L'élément le plus important distinguant ces deux modèles contractuels est très clairement la question de la souveraineté et de la propriété des matières premières. Comme nous l'avons mentionné à propos des contrats *buy-back*, ce modèle contractuel préserve assurément la souveraineté du pays et son droit de propriété sur ses réserves de matières premières ainsi que sur le pétrole et le gaz produits. En ce qui concerne les contrats de partage de production, les interprétations sont différentes. Nous devrions au moins ajouter que, dans les interprétations actuelles et du point de vue de la souveraineté de l'État sur les ressources énergétiques, les contrats de partage

---

<sup>37</sup> Certains auteurs estiment que, puisque la société pétrolière internationale ne peut pas être propriétaire d'une partie du réservoir, elle doit pouvoir prendre un pourcentage ou une part égale à sa part de « *costoil* » et de « *profit oil* » qui est appelé « droit à but lucratif ». Il ne faut pas oublier que dans les contrats de partage de production, la question de savoir si l'entrepreneur est propriétaire d'une partie du pétrole ou non est controversée. Certains pensent qu'aucun droit de propriété n'est transféré au point de la livraison. D'autres, s'appuyant sur les arbitrages internationaux établissant un droit de « *booking* » sur une partie des réservoirs par les compagnies pétrolières, indiquent que les contrats de partage de production ont été interdits par la loi dans des pays comme l'Iran.

<sup>38</sup> Ce pourcentage de la production est appelé « *cost oil* » et le pétrole restant après avoir déduit le « *cost oil* » et les redevances est appelé « *profit oil* ». Dans les contrats de partage de production, le pétrole produit est simplement partagé entre le gouvernement et la société pétrolière internationale selon la formule déterminée par le contrat.

<sup>39</sup> Daryabani Veshtani et Becky Oskouyi, *Histoire centenaire des évolutions juridiques et économiques de l'industrie du pétrole* [Traduction de l'auteur], Téhéran, Yazda, 2008 à la p 118.

de production ne sont pas conformes à la constitution<sup>40</sup>. En effet, la structure juridique des contrats *buy-back* en vertu de l'interprétation subjective du législateur a été modélisée<sup>41</sup>; ainsi, l'interprétation du droit de propriété pour les entreprises étrangères est impossible et la propriété des réserves sera attribuée à l'État du début jusqu'à la fin du projet. Hormis les questions de souveraineté et de propriété, il existe d'autres éléments de distinction pour ces deux contrats. Dans ce paragraphe, nous expliquerons les points distinguant de manière générale les contrats *buy-back* et les contrats de partage de production avant d'aborder plus précisément le volet financier et les différences de ces deux modèles en la matière.

## 1. LES DROITS ET LES OBLIGATIONS DES PARTIES

Dans les contrats *buy-back*, une fois que toutes les étapes du processus de développement ont été finalisées par l'entrepreneur et que tous les puits et installations décrits dans le *master development plan* (MDP) ont été construits, mis en service, testés et livrés à la compagnie pétrolière nationale, cette compagnie peut commencer la production. Étant donné que les coûts de production incombent à la compagnie nationale à partir de la livraison des installations par la société étrangère, l'augmentation des coûts de production n'aura aucun impact négatif pour l'entrepreneur. Quoi qu'il arrive, la compagnie nationale doit rembourser les dépenses engagées par la société pétrolière étrangère. En revanche, dans les contrats de partage de production, l'augmentation ou la diminution des coûts de production aura des conséquences sur les revenus des deux parties. En effet, selon une interprétation, dans ces contrats les droits souverains de l'État sur ses ressources naturelles sont préservés et son contrôle sur le développement des champs de pétrole et de gaz sont gérés par un commun accord entre les parties. Cependant, comme le « partage de production » en constitue la caractéristique distinctive, le pétrole produit dans ce cadre sera partagé conformément aux dispositions du contrat. Ainsi, l'entrepreneur devra facturer toutes les dépenses engagées pour l'exploration, le développement, la production et les dépenses d'administration. Après déduction de la somme correspondant au remboursement des coûts ainsi que des redevances, le produit de la vente sera partagé entre la compagnie pétrolière nationale et l'entrepreneur. En vertu du contrat, chaque partie a le droit et l'obligation de récupérer son pétrole brut au point de livraison. Ce point peut être situé à la sortie du puits, soit sur le lieu de stockage ou « *free on board* »<sup>42</sup>.

---

<sup>40</sup> Selon une autre interprétation, dans ces contrats, les droits souverains de l'État sur ses ressources naturelles sont préservés et son contrôle sur le développement des champs de pétrole et de gaz sont gérés par un commun accord entre les parties.

<sup>41</sup> Le législateur indique qu'il n'émanera aucune sorte de propriété de ces contrats et que les réservoirs appartiendront à la compagnie pétrolière nationale en sa qualité d'employeur. La partie étrangère ne sera alors qu'un simple entrepreneur qui aura le rôle du financement et du développement des champs pétroliers et gaziers d'Iran en échange d'une rémunération déterminée et sans aucun droit de propriété malgré ses investissements.

<sup>42</sup> Seyed Naser Ebrahimi et Abdolhossein Shiroui Kkouzani, « The Contractual Form of Iran's buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing and Service Contract » (2003) Society of Petroleum



## 2. LES RISQUES SUBIS PAR L'ENTREPRENEUR

Les risques encourus par l'entrepreneur sont plus élevés dans les contrats de partage de production que dans les contrats *buy-back*. En partage de production, l'entrepreneur s'engage à fournir les fonds nécessaires à l'exploitation et aux activités de production et supporte les risques commerciaux qui peuvent résulter soit du fait que le puits ne soit pas reconnu comme champ commercial, soit d'une production insuffisante à l'issue des opérations de développement.

Dans le cas des contrats *buy-back* iraniens cependant, plusieurs ont été utilisés pour des champs pétroliers (ou gaziers) déjà déclarés comme champs commerciaux. L'entrepreneur ne supporte donc que les risques liés à une production insuffisante afin de rembourser les coûts de production et les frais bancaires engagés. Dans le cas où les niveaux de production ou le prix du pétrole brut sont inférieurs à ce qui était prévu, les revenus perçus peuvent être insuffisants pour rembourser l'entrepreneur. Pendant la durée du contrat, il se peut donc qu'il doive supporter les risques d'une production insuffisante. Néanmoins, si les niveaux de production ou le prix du pétrole brut diminuent, il faut noter qu'en général, toute baisse de ces chiffres sera rattrapée dans le cas d'une prolongation du contrat.

Toutefois, la plupart du temps, les entrepreneurs et leurs financeurs s'assurent au préalable que les réserves de pétrole sont suffisantes afin de couvrir les coûts de production et les rémunérations<sup>43</sup>. En outre, et même lorsqu'aucun champ n'a encore été découvert, il est bien moins risqué d'investir dans un pays riche en pétrole comme l'Iran que dans d'autres pays<sup>44</sup>.

## 3. LES MOTIVATIONS DE L'ENTREPRENEUR

Habituellement, la durée des contrats *buy-back* est comprise entre cinq et huit ans. Pour une société pétrolière étrangère, surtout en comparaison avec les contrats de partage de production, huit ans représentent une durée très courte dans le cadre de contrats d'une telle ampleur qui nécessitent l'installation d'équipements sophistiqués et la mise en place de toute une technologie. Une telle limite de temps n'incite aucunement la société pétrolière étrangère à prévoir une meilleure qualité en matière de technologie, de savoir-faire, d'expertise, d'équipements, de machineries et de matériaux permettant de maximiser la durée de vie du champ pétrolier, puisque peu de temps après l'installation d'équipements coûteux, le site sera pris en charge par la compagnie pétrolière nationale<sup>45</sup>.

---

Engineers, en ligne : One Petro<[www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81547-MS](http://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81547-MS)> aux pp 6-9 [Ebrahimi et Kkouzani].

<sup>43</sup> *Ibid.*

<sup>44</sup> Alexander Jr, *supra* note 12 à la p 4.

<sup>45</sup> Nasiruddeen Mohammad, « The New Face of Iranian Buyback Contract: Any hope for Foreign Investment? » (2009) 7:1 Oil Gas & Energy Law 1 aux pp 7-9.

#### 4. LES INCIDENCES FISCALES

Dans les contrats de partage de production, la compagnie pétrolière internationale doit payer des taxes. En Iran, il n'existe pas de régime fiscal particulier pour les contrats *buy-back*. L'industrie du pétrole et du gaz est soumise aux mêmes règles d'imposition qui s'appliquent généralement à d'autres secteurs. Quoi qu'il en soit, les taxes payées par la compagnie pétrolière internationale lui seront remboursées par l'Iran<sup>46</sup>.

## II. Une étude comparative des perspectives financières entre les contrats *buy-back* et les contrats de partage de production

Les différences majeures entre les types de contrats existant dans l'industrie du pétrole, dont les contrats de partage de production et les contrats *buy-back*, concernent la manière de collaborer entre pays pétroliers et compagnies pétrolières internationales ainsi que le transfert ou non de la propriété du pétrole produit aux sociétés étrangères. Cependant, toutes les formes contractuelles comportent des dispositions en termes de durée de production, de coûts connexes, de remboursement des dépenses, de fiscalité et de perspectives financières en général. Ce sont les points de négociation les plus importants. Ces éléments peuvent également servir de points de comparaison entre les différents types de contrats pétroliers. Précisons maintenant ces éléments.

### A. La comptabilité

Malgré certaines différences mineures, la base des principes de comptabilité est commune aux différents systèmes financiers pétroliers<sup>47</sup>. Presque tous les systèmes suivent le « *profit-based mechanism* »<sup>48</sup> qui peut inclure le profit du pétrole partagé, l'impôt sur le pétrole et l'impôt sur les bénéfices des compagnies pétrolières. Ce mécanisme exige également l'évaluation et la prise en compte des revenus et des coûts associés à l'exploration, au développement et aux opérations.

Le processus budgétaire, les réglementations, les attestations de dépenses, les rapports mensuels et annuels, l'audit et les processus d'approbation peuvent être

---

<sup>46</sup> Zohdi, *supra* note 27 aux pp 19-24. On peut aussi se référer au taux d'efficacité maximal. Les contrats *buy-back* prévoient que la compagnie pétrolière nationale effectue les activités de production. De plus, pendant la phase de production, les dépenses engagées par l'entrepreneur doivent lui être remboursées. Les entrepreneurs peuvent donc ne pas être satisfaits des performances de production. En revanche, les contrats de partage de production prévoient que la compagnie internationale effectue les activités de production. En outre, les contrats *buy-back* prévoient un « *maximum efficient rate of production* », soit la quantité de pétrole qu'il est possible de prélever quotidiennement du réservoir sans l'endommager et donc en préservant la quantité de pétrole récupérable en totalité. Ebrahimi et Kkouzani, *supra* note 42 aux pp 3-9.

<sup>47</sup> Charlotte Wright et Rebecca Gallun, *International petroleum accounting*, Tulsa, PennWell Corporation, 2005 à la p 228.

<sup>48</sup> « *Profit-based elements* ».

similaires dans les différents systèmes. En matière de comptabilité de l'amortissement, des règles comptables communes peuvent également être utilisées dans ces systèmes y compris dans les contrats de partage de production et les contrats *buy-back*. À cet égard, il n'y a donc pas de différence entre ces deux modèles.

## **B. La répartition des revenus et des profits**

La répartition des profits est le point clé de tous les contrats et le premier sur lequel il faut s'accorder. Elle doit être déterminée par l'appel d'offre, par la négociation et également, en général, par la loi avant la conclusion du contrat. Autrement dit, les parties prennent en considération leurs profits purs, c'est-à-dire leurs revenus finaux après déduction des dépenses.

Les gouvernements perçoivent des revenus au moyen de cinq éléments principaux : les bonus de signature, la participation du gouvernement, les redevances, le produit de la vente du pétrole et enfin les taxes.

Les gouvernements, ayant besoin de liquidités préfèrent obtenir des bonus de signature et des redevances. En revanche, si l'on prend en considération l'économie et le développement du pays, ce sont les autres éléments qui, réalisés dans le temps, sont plus profitables.

### 1. LES BONUS DE SIGNATURE

Près de la moitié des pays ayant un système fiscal pétrolier utilisent les bonus de signature, où ils représentent une petite partie des revenus du gouvernement. Il existe de nombreux autres types de bonus tels que ceux entraînés par la découverte de nouveaux champs pétroliers ou par un démarrage de production, par exemple<sup>49</sup>. Ces autres bonus sont souvent relativement insignifiants mais, contrairement à un bonus de signature qui constitue une partie du capital-risque, les autres bonus font partie des bénéfices de l'opération<sup>50</sup>.

### 2. LA PARTICIPATION DU GOUVERNEMENT

Bien que cet élément n'existe pas dans les contrats *buy-back*, il est utilisé très couramment dans les pays en développement<sup>51</sup> et employé par près de la moitié des gouvernements du monde entier. La participation du gouvernement signifie qu'une

---

<sup>49</sup> David Johnston, Daniel Johnston et Tony Rogers, « International Petroleum Taxation for the Independent Petroleum Association of America » (4 juillet 2008), en ligne : <ipaa.org/wp-content/uploads/2017/01/InternatlPetroTaxSupp.pdf> aux p 1-5 [Johnston, Johnston et Rogers].

<sup>50</sup> Zohdi, *supra* note 27 aux pp 19-21.

<sup>51</sup> Martyn R David et Susan Hodgshon, « Production-sharing agreements: the commercial implications of their development » (1999) 17:11 Oil and Gas Law and Taxation Review 302 à la p 302 [David et Hodgshon].

entreprise pétrolière nationale, ou son équivalent, a le droit ou la possibilité de prendre part directement à l'opération d'exploration si le champ pétrolier est considéré comme un champ commercial, ce qui est peu attrayant du point de vue des compagnies pétrolières internationales. Dans près de la moitié de ces accords, les pays pétroliers s'engagent à rembourser leur part des coûts engagés par l'entreprise depuis le début des travaux et jusqu'à ce que le champ soit déclaré commercial. Les autres pays ne remboursent pas ces dépenses, mais permettent qu'elles soient récupérées ou déductibles d'impôts. En général, après ce processus, et du point de vue commercial, la compagnie pétrolière nationale devient co-bénéficiaire des intérêts produits mais elle représente toutefois le gouvernement du pays pétrolier<sup>52</sup>.

### 3. LE PROFIT DU PÉTROLE

Pour déterminer la part de chaque partie du contrat dans les différents modèles, il faut prendre en compte le revenu total, le remboursement des dépenses ainsi que les éléments particuliers de chaque modèle tels que les redevances.

#### a) *Calculer le revenu total*

La détermination du revenu total est relativement facile, car, en principe, le pétrole produit est vendu et aucun calcul spécial n'est nécessaire pour le déterminer.

#### b) *La détermination des redevances*

Les redevances et les profits du pétrole constituent les arrangements les plus importants en termes de volume entre les compagnies pétrolières internationales et les gouvernements. Ils constituent environ 90 % des recettes d'un contrat pétrolier pour les gouvernements dans le monde entier.

Une étude comparative entre les contrats de partage de production et les contrats de concession montre qu'il y a une similitude entre ces deux systèmes et que seules quelques différences mineures existent, comme la terminologie et les limites du remboursement des dépenses<sup>53</sup>. Mais concernant les contrats de partage de production et les contrats *buy-back*, c'est l'inverse.

La détermination des redevances peut être un peu plus compliquée car,

---

<sup>52</sup> Johnston, Johnston et Rogers, *supra* note 49 aux pp 1-5. La participation du gouvernement est l'un des éléments les plus efficaces dans un système fiscal afin de contrôler le projet et le transfert de technologie. Si la compagnie nationale est un partenaire d'intérêt travaillant habituellement avec la compagnie étrangère, elle a un meilleur accès aux données et aux informations et son personnel peut assister aux réunions du Comité d'exploitation et du Comité technique dans lesquelles il peut obtenir un aperçu significatif des décisions prises par la compagnie pétrolière internationale ainsi que des normes et des pratiques de l'industrie du pétrole.

<sup>53</sup> *Ibid.*

souvent, les hydrocarbures ne sont pas vendus à la sortie du puits. Ils sont vendus la plupart du temps après les opérations « *downstream* »<sup>54</sup>. C'est la raison pour laquelle de nombreux gouvernements permettent à l'entrepreneur de déduire du calcul des redevances les coûts liés à l'acheminement du pétrole de la tête du puits au point de vente<sup>55</sup>.

Les redevances représentent le pourcentage minimum de revenu<sup>56</sup> que le gouvernement percevra au cours d'une période donnée<sup>57</sup>. Certains experts estiment que parfois, la garantie de revenus pour le gouvernement est en réalité en faveur des deux parties. Un gouvernement pourrait ne percevoir aucun revenu dans une période comptable donnée si le contrat ou le système ne prévoit pas de redevances ou de plafond de remboursement des coûts. Cela peut arriver même dans le cas de l'exploitation de champs rentables, au cours des premières années de production, lorsque l'entrepreneur étranger est d'abord remboursé pour les coûts d'exploration et de développement. Cela peut être politiquement dangereux, à la fois pour une compagnie pétrolière nationale, mais également pour une compagnie pétrolière internationale<sup>58</sup>.

Une fois le montant des redevances déterminé, on définit la part des recettes totales à laquelle la compagnie pétrolière a droit. Dans les contrats de concession, les redevances peuvent constituer un facteur limitant la part du revenu total dont la compagnie pétrolière étrangère pourra bénéficier. En revanche, dans les contrats de partage de production, en raison du plafond de remboursement des dépenses et du versement des redevances, une partie de la production appartient déjà de fait au gouvernement alors même que le projet ne produit pas encore d'intérêts<sup>59</sup>.

### c) *Le remboursement des dépenses*

Après le paiement des redevances, la compagnie pétrolière internationale a la possibilité de se faire rembourser ses dépenses ou bien de les convertir en déduction d'impôt. On entend par dépenses les coûts d'investissement (amortissement) et d'exploitation. Généralement, dans les contrats pétroliers, les coûts déclarés font l'objet d'un examen par les inspecteurs du gouvernement qui s'assurent que seuls les coûts légitimes sont comptabilisés. Presque tous les systèmes comportent des coûts spécifiques qui ne peuvent ni faire l'objet d'un remboursement, ni d'une déduction.

---

<sup>54</sup> « *The oil and gas industry is usually divided into three major sectors: upstream, midstream and downstream. The downstream sector is the refining of petroleum crude oil and the processing and purifying of raw natural gas, as well as the marketing and distribution of products derived from crude oil and natural gas* ».

<sup>55</sup> *Ibid.*

<sup>56</sup> La moyenne de la part du revenu total garanti au gouvernement dans toute la période de comptabilisation est d'environ 20 %. David Johnston, « Index useful for evaluation petroleum fiscal systems » (1997) *Oil & Gas Journal* aux pp 49-51, en ligne : <www.ogj.com>.

<sup>57</sup> Alexander Jr, *supra* note 12 à la p 4.

<sup>58</sup> Johnston, Johnston et Rogers, *supra* note 49 aux pp 1-5.

<sup>59</sup> La moyenne de la part garantie au gouvernement dans les systèmes de concession est inférieure, où elle avoisine les 10 %; dans les systèmes de partage de production, elle est à peu près de 30 %. *Ibid.*

Au cours des années 1980 et 1990, le taux de remboursement à travers le monde se situait généralement entre 30 % et 40 %. Par exemple, si le prix du baril de pétrole était de vingt dollars, l'entrepreneur était remboursé pour ses dépenses à hauteur de six dollars (30 % du prix du baril), correspondant pour moitié à trois dollars de dépenses d'investissement (« *capex* ») et à trois dollars de dépenses opérationnelles (« *opex* »). En général à l'époque, les dépenses opérationnelles et d'investissement étaient à peu près équivalentes. Aujourd'hui, ce pourcentage tend plutôt vers 20 %. Plus le prix du pétrole augmente, plus les coûts de production augmentent. Si les coûts représentent 20 % du produit de la vente d'un baril à 80 dollars, les dépenses d'investissement et opérationnelles équivalent donc à huit dollars chacune, soit à 16 dollars au total<sup>60</sup>.

Dans un contrat de partage de production, l'entrepreneur est remboursé des frais engagés, après versement des redevances, en nature, c'est-à-dire sous forme de pétrole appelé « *costoil* ». L'entrepreneur peut s'attendre à recevoir du « *costoil* » pendant la durée du contrat. De même, le coût des opérations (« *opex* ») peut être récupéré pendant toute la durée du contrat. Dans un système de concession, le fonctionnement est le même, mais le remboursement des coûts d'investissements et opérationnels est désigné par le terme déductions. La seule différence vraiment significative entre les contrats de partage de production et les contrats de concession réside dans le fait que les contrats de partage de production prévoient généralement un plafond en termes de remboursement des coûts<sup>61</sup>. Par exemple, les dépenses engagées par l'entrepreneur seront remboursées à hauteur de 60 % du revenu total. Si le coût des opérations et le montant de la dépréciation sont plus importants dans une période comptable donnée, le solde est reporté et récupéré plus tard, comme un report de pertes fiscales. Cela signifie simplement que, dans le but de déterminer les partages des bénéfices issus de la vente du pétrole au cours de la période comptable, le montant des déductions pouvant être pris en compte est limité. Nous pouvons donc dire que la limite en termes de remboursement des coûts est la seule différence entre les contrats de partage de production et les contrats de concession<sup>62</sup>.

Comme il est vu à l'annexe 1, en vertu des contrats de partage de production, une partie de la production totale est attribuée au coût du pétrole (*costoil*), et il n'y a pas nécessairement une priorité pour son remboursement. Selon la concession, le coût du pétrole a généralement une priorité et après son remboursement, les parties commencent à partager les productions restantes.

En revanche, dans les contrats *buy-back* iraniens, lorsque l'on atteint la phase de production, les dépenses sont remboursées par la compagnie pétrolière nationale pendant une période déterminée qui dure habituellement de cinq à six ans. Il faut ajouter que, dans ce type de contrat, il existe un plafond contractuel, c'est-à-dire, par exemple, que 60 % du produit de la vente est destiné au remboursement des coûts. Finalement, nous pouvons établir qu'en termes de remboursement des coûts, il

---

<sup>60</sup> *Ibid.*

<sup>61</sup> Également appelés « *cost recovery ceiling* », « *cost stop* », « *capped cost recovery rate* » et « *cost cap* ».

<sup>62</sup> Johnston, Johnston et Rogers, *supra* note 49 aux pp 1-5.

n'existe pas de différence majeure entre ces contrats. Quoi qu'il arrive, les dépenses engagées sont remboursées par les compagnies pétrolières nationales.

d) *La répartition des profits du pétrole*

On appelle profits du pétrole ou du gaz le revenu restant après déduction des sommes correspondant au remboursement des dépenses engagées et aux redevances à verser. Dans les contrats de partage de production, ces profits sont répartis entre la compagnie internationale et la compagnie nationale selon les termes du contrat. Dans les contrats de concession, la compagnie pétrolière internationale doit payer une taxe considérable à la compagnie nationale. En revanche, dans les contrats *buy-back* iraniens, tous les profits du pétrole et du gaz appartiennent à la compagnie nationale et c'est celle-ci qui verse une rémunération et un taux de rendement fixé à la compagnie pétrolière étrangère.

On pourrait imaginer un cas de figure dans lequel les résultats (financiers) des contrats *buy-back* et des contrats de partage de production seraient équivalents. Admettons qu'un baril de pétrole coûte 80 dollars. Dans l'hypothèse d'un contrat de partage de production, la part de profit revenant à la compagnie étrangère est de 50 %. On obtient le résultat suivant : 10 % du revenu est versé à la compagnie pétrolière nationale en redevances, soit 8 dollars, 20 % est affecté au remboursement des dépenses engagées par la compagnie étrangère, soit 16 dollars. Il reste donc 56 dollars devant être contractuellement divisés à parts égales entre les parties, soit 28 dollars pour la compagnie pétrolière internationale (qui devra encore payer un impôt sur ce revenu) et 28 dollars pour la société nationale. Par conséquent, dans le cadre d'un contrat *buy-back*, si la compagnie nationale s'engage à payer 28 dollars chaque baril produit, les deux contrats sont équivalents.

La différence réelle entre ces deux contrats réside dans la fluctuation du prix du pétrole. Lorsque celui-ci chute, le contrat *buy-back* peut être plus intéressant pour la compagnie étrangère. Admettons que le prix du baril tombe à 60 dollars. Dans l'hypothèse d'un contrat de partage de production, nous obtenons maintenant le résultat suivant : 10 % du revenu est versé à la compagnie pétrolière nationale en redevances, soit 6 dollars, 20 % est affecté au remboursement des dépenses engagées par la compagnie étrangère, soit 12 dollars. Il reste donc 42 dollars devant être contractuellement divisés à parts égales entre les parties, soit 21 dollars pour la compagnie pétrolière internationale (qui devra encore payer un impôt sur ce revenu) et 21 dollars pour la compagnie nationale. Mais dans le contrat *buy-back*, la compagnie nationale doit toujours rémunérer la compagnie étrangère à hauteur de 28 dollars par baril produit. Il ne lui reste donc que 14 dollars. À l'inverse, en cas d'augmentation du prix du pétrole, la compagnie nationale sera de toute évidence celle qui y gagnera. En cas d'augmentation du prix du pétrole à 100 dollars le baril, elle perçoit 42 dollars par baril.

Enfin, lorsque le prix du pétrole est élevé, un contrat de partage de production peut créer des bénéfices exceptionnels pour une compagnie pétrolière, ce

qui est un désastre pour les ministres des finances du monde entier. C'est la raison pour laquelle les gouvernements des pays producteurs de pétrole, assistés par des organismes transnationaux comme le Secrétariat du Commonwealth ou la Banque mondiale, développent des formules servant à limiter le bénéfice potentiel de l'entrepreneur. Pour ce faire, une plus grande part des revenus peut être attribuée aux sociétés pétrolières nationales mais les gouvernements peuvent également décider, entre autres, d'un impôt sur le bénéfice supplémentaire<sup>63</sup>.

En Angola par exemple, les profits de la vente de pétrole au-delà de 32 dollars le baril appartiennent au gouvernement. En Malaisie, 70 % des profits du pétrole au-delà de 25 dollars le baril reviennent au gouvernement<sup>64</sup>.

Quoi qu'il en soit, certains experts pensent que dans la majorité des contrats pétroliers, le profit final réalisé par le gouvernement du pays producteur de pétrole est plus élevé que celui réalisé par la compagnie pétrolière étrangère<sup>65</sup>.

#### 4. LE REVENU IMPOSABLE

L'impôt sur les sociétés est calculé différemment selon les cas. Cela peut dépendre de la durée du projet et de la part du profit obtenue par la société étrangère<sup>66</sup>.

Dans les contrats de partage de production, les taxes payées par la compagnie pétrolière internationale dépendent du montant des redevances et de la part du profit réalisé revenant au gouvernement; les taxes varient donc selon les contrats.

En ce qui concerne les contrats *buy-back* iraniens, en général, l'impôt sur le bénéfice de la compagnie étrangère sera calculé à partir de la date de la première production. On y trouve également les taxes suivantes :

- Taxe à l'égard de l'employeur
- Taxe à l'égard de l'entrepreneur
- Taxe à l'égard des sous-traitants ou vendeurs et fabricants de biens et équipements
- Taxe à l'égard des employés

---

<sup>63</sup> David et Hodgshon, *supra* note 51 à la p 302.

<sup>64</sup> Mehran Amirmoini, « L'utilisation d'instruments financiers dans les contrats pétroliers et gaziers est un modèle pour l'Iran » (2006) *Revue trimestrielle des études économiques de l'énergie* 8 à la p 102.

<sup>65</sup> Daniel Johnston, *International exploration economics, risk, and contract analysis*, Tulsa, PennWell Corporation, 2003 à la p 4 [Johnston].

<sup>66</sup> Mais cela ne signifie pas que l'impôt est calculé d'une manière générale à partir des bénéfices. Durant toute la période comptable, l'entreprise reçoit une partie des bénéfices de la vente du pétrole, même si le remboursement des dépenses est limité, et dans ce cas, elle n'est pas tenue de payer d'impôt. Voir Nutavoot Pongsiri, « Partnerships in Oil and Gas Production Sharing Contracts » (2005) 3:1 *Oil Gas & Energy Law* 431 aux pp 431-442 [Pongsiri].



Théoriquement, au début du projet, la compagnie pétrolière et l'employeur ne perçoivent pas de revenu car le pétrole n'est pas encore produit. Il n'y a donc pas de produit de vente. À ce stade, seuls sont appliqués l'impôt prélevé à la source<sup>67</sup> pour les sous-traitants, les obligations et les déductions fiscales liées aux biens, aux équipements et au personnel concerné<sup>68</sup>.

Il faut ajouter qu'un certain nombre de changements conceptuels dans les lois fiscales iraniennes sont apparus ces dernières années. En conséquence, les investisseurs étrangers n'ont pas une image claire du système fiscal iranien. Par ailleurs, des taux différents sont utilisés dans le calcul des taxes des sous-traitants ce qui a pour effet de susciter une mauvaise image des investisseurs étrangers. En outre, la conception de l'impôt ainsi que les relations fiscales entre les entrepreneurs pétroliers, le ministère des Finances et la compagnie pétrolière nationale sont complexes là où, dans d'autres pays, les relations fiscales entre entrepreneurs et propriétaires de réservoirs pétroliers, ainsi que le cadre législatif, sont clairs et facilement compréhensibles<sup>69</sup>.

Il y a un manque de transparence, tant en termes de déductions fiscales qu'en termes de cadre juridique, mais il s'agit d'un sujet vaste et complexe que nous ne pouvons pas traiter ici<sup>70</sup>. Toutefois, en ce qui nous concerne, ces problèmes juridiques ont eu des conséquences sévères sur les investissements étrangers dans l'industrie du pétrole et du gaz en Iran. En effet, le calcul du montant de l'investissement nécessaire à l'exploitation du pétrole n'est pas clair en ce qui concerne les coûts et les effets des déductions fiscales consenties. Ainsi, l'impossibilité d'estimer les coûts juridiques des contrats d'exploration et de développement constitue l'une des raisons pour lesquelles il est important de prévoir un budget de dépenses « *non-capex* » dans les contrats *buy-back*.

Il est donc clair qu'une partie importante des problèmes fiscaux rencontrés par les compagnies pétrolières et des craintes des investisseurs étrangers à s'engager dans l'industrie pétrolière et gazière iranienne résulte des lois fiscales du pays et non des contrats *buy-back*.

---

<sup>67</sup> Qu'on nomme « *withholding tax* ».

<sup>68</sup> Zohdi, *supra* note 46 aux pp 199-203.

<sup>69</sup> *Ibid* aux pp 199-204.

<sup>70</sup> Par exemple, l'une des complexités fiscales pendant la phase de développement est la multiplication des contrats de sous-traitance résultant du contrat principal. Ainsi, dans un projet de développement de champ pétrolier, l'entrepreneur principal peut distinguer les différentes branches des contrats et les répartir entre les départements d'études, de forage de pipeline, de construction et d'équipement, de gestion de projet, etc. Il peut ensuite conclure des contrats indépendants avec différents sous-traitants. Chacun de ces sous-traitants peut lui-même en faire autant et également sous-traiter des tâches. Il faut noter que, selon la législation fiscale chaque contrat de sous-traitance conclu se verra appliquer un taux d'imposition de 5 % qui devra être acquitté par l'entreprise prenant le contrat de sous-traitance. En revanche, l'impôt appliqué au contrat principal est totalement distinct et fait l'objet d'un règlement préalable. On appelle cela la double imposition.

### C. Les différences majeures

Il nous faut citer brièvement les différences de modes de paiement entre les contrats *buy-back* et les contrats de partage de production :

En matière de bonus, contrairement aux contrats de partage de production, dans les contrats *buy-back* iraniens, le bonus de signature n'appartient pas au gouvernement.

Quant à la participation du gouvernement, contrairement aux contrats de partage de production, il n'y en a pas dans les contrats *buy-back*.

En matière de redevances, dans les contrats de partage de production, celles-ci font la plupart du temps partie des recettes du gouvernement. Dans les contrats *buy-back* iraniens, il n'y en a pas.

En matière de taxes, les compagnies pétrolières étrangères doivent en payer quel que soit le type de contrat. Dans les contrats *buy-back*, elles sont remboursées pour les sommes qu'elles ont versées.

En matière de profits du pétrole, dans les contrats de partage de production, les compagnies pétrolières disposent d'une partie de la production ou des bénéfices du pétrole alors que dans les contrats *buy-back*, les compagnies perçoivent leur rémunération et leurs intérêts conformément aux termes du contrat.

Malgré ces différences, dans chacun de ces deux types de contrats, les dépenses d'investissement sont en général remboursées à l'entreprise étrangère.

Grâce à cette description, on peut expliquer plus efficacement les différences entre ces deux modèles.

#### 1. LES FLUX DE TRÉSORERIE DE L'ENTREPRENEUR ET DU GOUVERNEMENT

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la quasi-totalité des modèles financiers des contrats *buy-back* et de partage de production prévoient que les coûts de production du pétrole soient remboursés.

Dans le cas de contrats de partage de production, comme précédemment, nous supposons que les dépenses d'investissements et opérationnelles représentent 20 % du revenu total. Après déduction de l'impôt, la société pétrolière étrangère disposera de 80,5 % du revenu ou de la production totale.

Dès les premiers revenus provenant de la vente du pétrole encaissés, 10 % du total, correspondant aux redevances, est déduit, 20 % est affecté au remboursement des coûts et, sur les 70 % restants, la première moitié revient au gouvernement et l'autre à la société pétrolière étrangère, soit 35 % du revenu total pour chacun. La compagnie étrangère doit encore payer 30 %<sup>71</sup> de sa part (soit 10,5 % du revenu total)

---

<sup>71</sup> Ce pourcentage peut être plus ou moins élevé.

en impôts. Les bénéfices de la société correspondront donc à 24,5 % du revenu total alors que les bénéfices du gouvernement en représentent 55,5 %, soit un ratio de près de un pour deux.

Il ne faut pas oublier que ces chiffres ne reflètent pas nécessairement la réalité. Il faut également se poser la question de savoir quels seront les gains du gouvernement. Selon les statistiques concernant les contrats pétroliers, les gouvernements des pays producteurs perçoivent entre moins de 30 % et plus de 90 % des gains<sup>72</sup>.

Dans le cadre de contrats *buy-back* avec l'Iran, les compagnies internationales encaissent des bénéfices à hauteur de 15 % à 20 % de leurs investissements<sup>73</sup>. Par exemple, si l'on considère les chiffres approximatifs de la première phase de développement du champ gazier NorthDome, le profit maximum que l'entreprise Total pouvait réaliser représentait environ 19 % de son investissement.

Il faut noter, et ce sont là les différences inhérentes à ces contrats, que malgré les nombreuses variations des facteurs financiers, les bénéfices d'une société suivant l'un ou l'autre des deux modèles en fonction du montant de l'impôt, de la part revenant à chacune des parties dans la production disponible et d'autres pourcentages, peuvent être comparables. Dans le paragraphe suivant, nous nous référerons à deux de ces différences.

## 2. LA RÉDUCTION DES COÛTS

Le gouvernement préfère toujours réduire les coûts. La compagnie étrangère également, bien entendu, mais la question est de savoir lequel des deux va profiter de la réduction des coûts et dans quelle proportion ceux-ci seront réduits. Dans les contrats de partage de production, chaque dollar économisé induit une réduction automatique des dépenses; les bénéfices de la vente du pétrole que se partageront les deux parties augmentent donc. Ces chiffres peuvent varier, mais dans de nombreux cas, les compagnies pétrolières étrangères font alors un bien meilleur profit<sup>74</sup>. Quoi qu'il en soit, l'État incite toujours les entreprises à réduire leurs coûts<sup>75</sup>, ce qui constitue l'un des avantages des contrats de partage de production par rapport aux contrats *buy-back* iraniens. Dans ce second cas de figure, malgré certaines solutions trouvées et inscrites au contrat pour encourager les sociétés pétrolières étrangères à réduire leurs coûts, à première vue, la compagnie nationale remboursera le montant

---

<sup>72</sup> Johnston, *supra* note 65 à la p 4.

<sup>73</sup> Otman, *supra* note 6 à la p 13.

<sup>74</sup> Typiquement, chaque dollar économisé induit un bénéfice pour la compagnie pétrolière compris entre 30 et 40 cents. Il existe cependant des exceptions. Par exemple, dans les anciens contrats indonésiens, ce profit était de 15 cents alors que dans les contrats en Angleterre et en Irlande, il était de 69 à 70 cents. Néanmoins, il ne faut pas oublier que, au regard du temps, ces 15 cents peuvent être l'une des incitations à réduire les coûts des projets, et ce même dans le cas des contrats indonésiens cités. Johnston, *supra* note 65 à la p 4.

<sup>75</sup> *Ibid.*

des dépenses d'investissement évalué ainsi que les autres dépenses. En conséquence, il n'y a aucune incitation à réduire les coûts. Les objectifs divergents des parties dans ces contrats, en matière de réduction des coûts, résultent de la suspicion de la compagnie nationale que la réduction des coûts ne soit que le résultat d'une diminution de la qualité des équipements ou du niveau de technologie. En fait, quand il n'y a aucun profit pour l'entrepreneur dans la réduction des dépenses, s'il y a une réduction, l'employeur penserait que la qualité des matériaux n'est pas ce qu'elle devrait être et que c'est pourquoi les dépenses ont été diminuées, surtout puisque l'entrepreneur ne sera pas partenaire dans l'avenir du projet et la qualité des matériaux n'ont pas d'effet sur ses revenus.

### 3. LE DROIT DE RÉSERVE D'UNE PARTIE DU PÉTROLE

Le droit de réserve de pétrole pour les compagnies pétrolières étrangères est d'une importance particulière pour elles, à cause des conséquences financières qui découlent de sa divulgation aux actionnaires. Autrement dit, les compagnies pétrolières internationales sont constamment à la recherche de nouvelles opportunités d'investissement. L'appui de leurs actionnaires leur permet d'obtenir des contrats avec des pays pétroliers leur garantissant un droit de réserve sur une partie de la production, ce qui ne peut que satisfaire les actionnaires<sup>76</sup>. Comme nous l'avons déjà mentionné, dans un contrat de partage de production, une compagnie pétrolière internationale aura un droit de retrait de 55 % de la production totale, correspondant à 20 % affecté au remboursement des dépenses et à 35 % de profits de la vente du pétrole. Dans le calcul de son droit de réserve, la société inclut même le pourcentage correspondant au remboursement des dépenses ainsi que le pourcentage des taxes dues au gouvernement (soit 10,5 %). Les contrats *buy-back* n'offrent pas cette possibilité-là. En effet, dans ce cas de figure, les compagnies pétrolières étrangères n'ont aucun droit de réserve sur le pétrole, ce que les entreprises n'apprécient pas d'une manière générale.

## III. Les contrats de partage de production sont-ils efficaces pour l'industrie pétrolière iranienne?

Les pays producteurs de pétrole, s'ils possèdent les ressources en matière première, ne disposent pas forcément du marché. Ainsi, afin d'attirer les investisseurs, ces pays, et en particulier ceux qui font leurs premiers pas dans cette industrie, doivent proposer un régime fiscal attrayant offrant des garanties minimales et des incitations claires. De plus, ils doivent reconnaître la compétence technique de l'entreprise<sup>77</sup>. En revanche, les compagnies internationales doivent aussi admettre que la demande globale en énergie a augmenté. Les nouvelles entreprises concurrentes, de plus petite taille (des entreprises chinoises ou des compagnies nationales ayant une

<sup>76</sup> Marcia Ashong, « Cost recovery in production sharing contracts: opportunity for striking worth bearing? » (2010) University of Dundee 1 à la p 14, en ligne : Scribd <[www.scribd.com](http://www.scribd.com)>.

<sup>77</sup> *Ibid* à la p 16.

expérience suffisante) sont plus facilement prêtes à conclure des contrats avec les pays pétroliers. Négligeant cette concurrence en tentant d'obtenir des termes plus favorables, les compagnies internationales peuvent ainsi perdre des marchés<sup>78</sup>, d'autant plus que pour certaines entreprises chinoises, l'obtention d'un marché est parfois plus importante que sa rentabilité.

Il ne faut pas oublier la réalité selon laquelle les entreprises internationales sont constamment à la recherche de nouvelles opportunités d'investissement. Elles doivent satisfaire en permanence leurs actionnaires et estiment que, dans le cadre de contrats de partage de production, le droit de réserve sur une partie de la production leur permet d'obtenir leur approbation. Dans cette perspective, elles cherchent toujours à maximiser leurs profits<sup>79</sup>.

Cependant, les contrats de partage de production ne sont pas nécessairement la meilleure solution et le fait que de nombreux gouvernements y souscrivent n'est pas une raison suffisante pour que d'autres les imitent.

Si l'on dit, à propos des contrats *buy-back* iraniens, qu'ils ne garantissent pas en pratique certaines clauses concernant le transfert de technologie, par exemple, les mêmes critiques peuvent être formulées à propos des contrats de partage de production indonésiens. Dans ces contrats, des dispositions supplémentaires sont nécessaires pour définir les relations entre les parties, notamment en ce qui concerne les règles de vote, les exigences en matière de notification, les pratiques comptables ainsi que la formule d'un partage équitable lors des différentes phases de production<sup>80</sup>. Au Nigeria également, les contrats de partage de production conclus en 1972 comportaient des insuffisances en termes de contrôle de l'entrepreneur par la compagnie nationale (ce qui a été modifié dans le modèle de 1992)<sup>81</sup>.

D'autre part, le cycle de négociations est réputé durer très longtemps, tant pour les contrats *buy-back* que pour les contrats de partage de production. D'une part, on dit qu'il est très ardu de parvenir à un accord sur la formule de partage et que cela nécessite souvent d'intenses négociations et de nombreux votes des parties sur les différentes options de partage des coûts et de la production. D'autre part, il faut préciser que la durée dans le temps des contrats de partage de production nécessite parfois certaines modifications contractuelles au cours du projet. Celles-ci peuvent avoir des causes diverses comme l'apparition de nouveaux impératifs budgétaires, un plus grand contrôle exercé par le gouvernement ou la réévaluation des risques contractuels<sup>82</sup>. Ainsi l'établissement des règles fiscales et financières dans les contrats de partage de production est tellement difficile que des négociations plus longues sont

---

<sup>78</sup> *Ibid.*

<sup>79</sup> *Ibid* à la p 14.

<sup>80</sup> Pongsiri, *supra* note 66 à la p 439.

<sup>81</sup> Yetunde Adeola Tamuramat Alli-Balogun, *Appraisal of production sharing contracts as a mode of licensing in the oil & gas industry*, projet de recherche comme exigence partielle du baccalauréat en droit soumis à la Faculté de droit, Université de Lagos, septembre 2009 à la p 42 [non publié] [Alli-Balogun].

<sup>82</sup> Pongsiri, *supra* note 66 aux pp 439-440.

nécessaires<sup>83</sup>.

Une autre question importante à aborder dans les contrats de partage de production est celle de la détermination du prix du pétrole. Certains contrats de partage de production qui peuvent avoir été signés de nombreuses années avant le début de la phase de production sont très précis sur le prix du pétrole. Le prix du marché peut être soit un prix de vente fixé par le gouvernement, soit un prix marqueur publié, soit un prix ajusté pour tenir compte des spécificités de chaque projet ou encore un juste prix à convenir au moment et sur le lieu de livraison – généralement, dans l'éventualité d'un différend, un expert indépendant peut être efficace. La plupart des contrats de partage de production contiennent une clause qui décrit ce que l'on entend par « prix du marché », c'est-à-dire le prix auquel on peut vendre ce pétrole sur le marché dans le régime en question. Le problème est que ce prix du marché défini peut être différent du prix que les producteurs pourront effectivement pratiquer sur le marché au moment de vendre le pétrole<sup>84</sup>.

Le prix du marché, dans les contrats de partage de production, a un rôle central à jouer dans le calcul du remboursement des dépenses, du « *profit oil* », des droits de trésorerie et de l'impôt. Les entrepreneurs ont tendance à vouloir convaincre le gouvernement du pays hôte que le prix du pétrole sur le marché est faible, parce que cela leur permet de faire une estimation plus importante du nombre de barils nécessaires afin de rembourser leurs dépenses. Par conséquent, le nombre de barils revenant à la compagnie pétrolière nationale diminue. Dans le cas des obligations de l'offre intérieure, un prix aussi élevé que possible serait évidemment dans l'intérêt de l'entrepreneur, mais généralement celui-ci préfère évaluer un bas prix pour la raison évoquée précédemment. Dans certains contrats de partage de production, la détermination du prix du marché est l'objet d'une négociation souvent difficile entre le gouvernement hôte et l'entrepreneur. Dans d'autres contrats, le prix du marché est imposé par le gouvernement hôte<sup>85</sup>.

Un cours trop faible sur le marché, par rapport à celui défini par la compagnie nationale, comparé au prix réel pratiqué par l'entrepreneur dans la vente du pétrole représente sans aucun doute un coût caché<sup>86</sup>.

Ainsi, on considère que les contrats de partage de production sont aussi variés que les pays qui les utilisent comme outils de développement du pétrole. Le détail des modalités d'un contrat de partage de production ainsi que l'équilibre établi dans les termes du contrat peuvent être influencés par plusieurs facteurs, y compris des risques politiques<sup>87</sup>. En effet, la forme des contrats de partage de production peut ne pas être compatible dans certaines circonstances sociales et politiques, ce qu'il faut rappeler aux partisans iraniens de ces contrats.

---

<sup>83</sup> Liz Bossley, « Production Sharing Contracts: What is Market Price? » (2005) 3:1 Oil Gas & Energy Law 1 à la p 3.

<sup>84</sup> *Ibid* à la p 4.

<sup>85</sup> *Ibid*.

<sup>86</sup> *Ibid* à la p 5.

<sup>87</sup> Alli-Balogun, *supra* note 81 à la p 7.

Elle peut également ne pas être compatible avec certains obstacles juridiques, chaque pays ayant les siens. En Malaisie par exemple, l'entrepreneur est tenu de conclure une société commune (*joint-venture*) avec une filiale en propriété exclusive de Petronas, la compagnie nationale. La filiale aura un intérêt indivis dans tous les droits, les intérêts et les privilèges de l'entrepreneur, sans frais pour elle. En Égypte, chaque contrat de partage de production doit recevoir l'approbation législative pour devenir opérationnel<sup>88</sup>.

Certains ont également noté que le risque d'échec du contrat peut avoir d'autres sources; la négociation sur le partage des risques, le volume et la valeur des réserves et les actifs que chaque partie doit apporter peuvent être sources de désaccords lors des négociations sur l'acceptation d'une formule de partage<sup>89</sup>.

\*\*\*

Ainsi, comme nous l'avons expliqué, certains inconvénients sont communs aux contrats *buy-back* et aux contrats de partage de production, mais ces derniers peuvent avoir des défauts propres. Même en écartant la question de la propriété dans les contrats de partage de production et la position du législateur iranien à cet égard<sup>90</sup>, si l'on considère le potentiel des champs pétroliers iraniens<sup>91</sup>, la puissance du secteur privé du pays et des entreprises locales et la possibilité d'éviter le partage de production pour une longue durée<sup>92</sup>, les contrats de partage de production ne sont pas envisagés en Iran<sup>93</sup>. À notre avis, la solution qui s'impose est celle d'une réforme et d'une révision des contrats *buy-back*.

---

<sup>88</sup> *Ibid* aux pp 7-8.

<sup>89</sup> Pongsiri, *supra* note 66 aux pp 439-440.

<sup>90</sup> Meysam Yari et Kalamollah Alami, « L'ergonomie, l'utilité et la qualité des contrats de partage de production dans l'industrie pétrolière de l'Iran » (2012) 55 *Revue trimestrielle de perspectives juridiques* 151; Farhad Iranpour, « L'évolution des contrats pétroliers de contrats counter-trade vers des contrats de partenariat » (2008) 38:2 *Trimestriel de droit aux pp 25-38*; Conseil des gardiens, 19 juin 2000, *Loi permettant à la compagnie nationale de pétrole iranien de mener des activités d'exploration, de développement et d'exploitation de champs* [notre traduction] (2000), 1984 (Iran), en ligne : <[rc.majlis.ir/fa/law/show/93395](http://rc.majlis.ir/fa/law/show/93395)>.

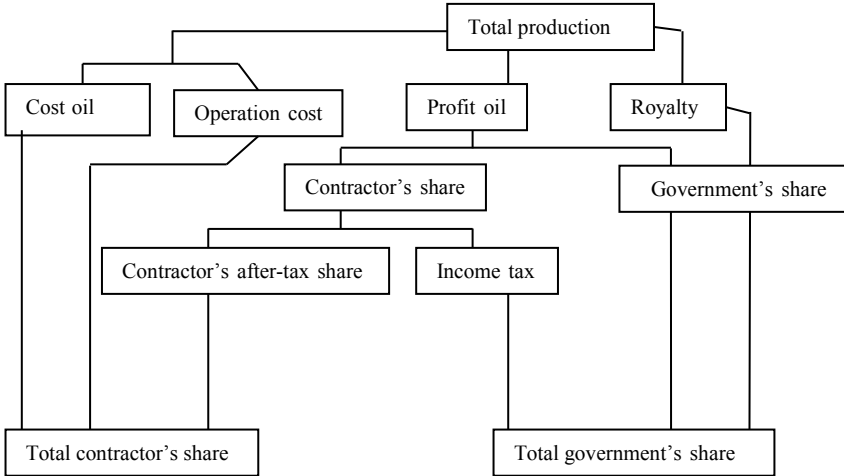
<sup>91</sup> Il a été dit que, au cours d'une période donnée, sur un total de 17 puits, 14 ont été déclarés champs pétroliers, c'est-à-dire plus de 80 %. Entrevue de Mehdi Hosseini, directeur du comité de révision des contrats pétroliers iraniens (5 août 2014).

<sup>92</sup> C'est la raison pour laquelle Bindmann insiste sur le fait que dans un pays au secteur minier bien développé, le gouvernement peut, par exemple, prendre à sa charge une partie du risque d'exploration et créer un fond d'aide financière aux entreprises privées. Une autre approche consisterait en l'introduction de contrats de travail ou de service. Kirsten Bindmann, « Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis » (1999), en ligne : Oxford Institute for Energy Studies <[www.oxfordenergy.org](http://www.oxfordenergy.org)> à la p 7.

<sup>93</sup> Frank C Alexander Jr, « A proposal for annotated upstream petroleum regime model form provisions » (2005) 3 *Oil Gas & Energy Law*; Abdul Aziz Eisa Al-Attar et Osamah Alomair « The Relationship Between Upstream Petroleum Agreements & Exploration and Production Costs » (2005) 2 *Oil Gas & Energy Law*.

#### IV. Annexe 1

##### A. Les contrats de partage de production (PSA)



##### B. Les contrats de concession

