

Janvier 2013

LÉGISLATION COMPARÉE

NOTE

sur

L'exploration et l'exploitation pétrolières en mer

Australie – Brésil – Mexique – Norvège – Royaume-Uni

*Cette note a été réalisée à la demande
de la
Délégation sénatoriale à l'Outre-Mer*

DIRECTION DE L'INITIATIVE PARLEMENTAIRE
ET DES DÉLÉGATIONS

LC 230



Ce document constitue un instrument de travail élaboré à la demande des sénateurs par la division de Législation comparée de la direction de l'Initiative parlementaire et des délégations. Il a un caractère informatif et ne contient aucune prise de position susceptible d'engager le Sénat.

SOMMAIRE

NOTE DE SYNTHÈSE	5
TABLEAU COMPARATIF	15
MONOGRAPHIES PAR PAYS.....	17
AUSTRALIE	19
BRÉSIL	29
MEXIQUE.....	45
NORVÈGE	51
ROYAUME-UNI.....	63
ANNEXE 1 : DOCUMENTS UTILISÉS.....	75
ANNEXE 2 : CARTE DE LA ZONE ET DES ESPACES SOUS JURIDICTION	81

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

NOTE DE SYNTHÈSE

Cette note concerne le régime de l'exploration et celui de l'exploitation des ressources pétrolières en mer, précisément dans la zone économique exclusive (ZEE) et sur le plateau continental.

Elle analyse la législation de cinq États : deux situés en Europe, la Norvège et le Royaume-Uni, deux en Amérique, le Mexique où prévaut un monopole public et le Brésil, ainsi qu'un dans le Pacifique, l'Australie.

Elle présente les principales options retenues dans ces différents pays, dont la « maturité » variable du domaine pétrolier a une incidence sur l'état de la législation. Celle-ci est, en effet, fonction de préoccupations dont l'intensité varie selon les pays, telles que la volonté de protéger une ressource nationale ou le souhait d'encourager les recherches dans des zones peu ou mal explorées pour développer la production.

Avant d'en venir au fond du sujet, il convient de lever une équivoque relative à la notion polysémique d'« exploration ». Selon les diverses législations étudiées, elle peut viser aussi bien des investigations « préalables » ou « superficielles » analogues à la « prospection préalable » que connaît la législation française que des recherches approfondies débouchant sur la production de pétrole, son « exploitation ».

Cette note examine plus spécifiquement, tant pour l'exploration-recherche que pour l'exploitation-production, les dispositions qui régissent :

- la nature de l'autorité compétente pour délivrer les titres ou autorisations ;
- la procédure d'attribution de ces documents, y compris les obligations en matière d'environnement ;
- leur contenu ;
- et enfin les obligations auxquelles sont soumis les titulaires des titres.

Elle n'évoque ni le régime de l'extraction du gaz, ni celui du transport ou du stockage des hydrocarbures, non plus que la législation applicable aux activités d'exploration ou d'exploitation elles-mêmes (mesures de sécurité et de prévention des risques de pollution, autorisations de travaux...) ou celle qui concerne le démantèlement des installations de production. Elle n'étudie enfin pas le régime fiscal du secteur pétrolier (régime des investissements, des provisions...).

Après avoir rappelé les grands traits du régime français applicable, elle présente les principales conclusions que la comparaison des cinq législations considérées permet de mettre en évidence.

1. Régime général de l'exploration et de l'exploitation pétrolière dans la ZEE et sur le plateau continental français

• Zone économique exclusive et plateau continental

La convention des Nations-Unies sur le droit de la mer, conclue le 10 décembre 1982 à Montego Bay, reconnaît aux États côtiers la faculté d'exercer des droits souverains sur la ZEE, d'une part, et sur le plateau continental, d'autre part (voir carte en Annexe 2).

La **ZEE** est, selon les articles 55 à 57 de cette convention, « une zone située au-delà de la mer territoriale et adjacente à celle-ci » qui ne s'étend pas au-delà des 200 milles marins¹ [370,4 kilomètres] des lignes de base à partir desquelles est mesurée l'étendue de la mer territoriale. L'État côtier y a « des droits souverains aux fins d'exploration et d'exploitation, de conservation et de gestion des ressources naturelles, biologiques ou non biologiques, des eaux surjacentes aux fonds marins, des fonds marins [eux-mêmes] et de leur sous-sol [...] ».

En vertu de la loi n° 76-655 du 16 juillet 1976 relative à la zone économique et à la zone de protection écologique au large des côtes du territoire de la République, la **ZEE française** s'étend jusqu'à 188 milles marins [348,176 kilomètres] au-delà de la limite des eaux territoriales, elle-même fixée à 12 milles marins [22,224 kilomètres] à compter des lignes de base. La France y exerce des droits souverains en ce qui concerne l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles, biologiques ou non biologiques, du fond de la mer, de son sous-sol et des eaux surjacentes.

Les articles 76 et 77 de la convention de Montego Bay précisent que le **plateau continental** d'un État côtier comprend : « les fonds marins et leur sous-sol au-delà de sa mer territoriale, sur toute l'étendue du prolongement naturel du territoire terrestre de cet État jusqu'au rebord externe de la marge continentale ou jusqu'à 200 milles marins des lignes de base à partir desquelles est mesurée la largeur de la mer territoriale, lorsque le rebord externe de la marge continentale se trouve à une distance inférieure ». L'État côtier y exerce « des droits souverains [...] aux fins de son exploration et de l'exploitation de ses ressources naturelles » qui sont « exclusifs au sens que si l'État côtier n'explore pas le plateau continental ou n'en exploite pas les ressources naturelles, nul ne peut entreprendre de telles activités sans son consentement exprès ».

¹ Un mille marin est égal à 1 852 mètres.

Enfin les deux premiers articles de la loi n° 68-1181 du 30 décembre 1968 relative à l'exploration du plateau continental et à l'exploitation de ses ressources naturelles disposent que la République exerce « des droits souverains aux fins d'exploration du plateau continental adjacent à son territoire et de l'exploitation de ses ressources naturelles » et que « toute activité entreprise par une personne publique ou privée sur le plateau continental en vue de son exploration ou de l'exploitation de ses ressources naturelles est subordonnée à la délivrance préalable d'une autorisation ».

- **Applicabilité du code minier à la recherche et à l'exploitation pétrolière dans la ZEE et sur le plateau continental**

Les chapitres II et III du titre II du livre I^{er} du code minier distinguent plusieurs titres attribués par les pouvoirs publics, à savoir :

- l'autorisation de prospection préalable ;
- le permis exclusif de recherche ;
- et la concession.

L'**autorisation de prospection préalable** est accordée par l'autorité administrative compétente sans mise en concurrence ni enquête publique et sans concertation locale, pour une durée qui ne peut excéder deux ans. Elle donne le droit non exclusif d'exécuter des travaux de recherches, à l'exception des sondages dépassant une profondeur de 300 mètres à partir du fond de la mer, mais ne permet pas de disposer du produit des recherches mis à part des échantillons ou des prélèvements. Il s'agit « en quelque sorte d'un titre grâce auquel l'entreprise intéressée peut effectuer une première approche du plateau continental en vue d'étudier s'il serait intéressant d'effectuer des prospections plus approfondies »¹ (article L. 123-14 du code minier).

Le **permis exclusif de recherche** est accordé, après **mise en concurrence**, par l'autorité administrative compétente (ministre au nom de l'État dans le cas général, et président de la région en Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion et Mayotte en vertu de l'article 611-31 du code minier) pour une **durée maximale de cinq ans, sans enquête publique**². Il est prorogeable deux fois de cinq ans sans nouvelle mise en concurrence (articles L. 122-3 et L. 142-1 du même code).

¹ André Reynaud, *Le plateau continental de la France*, LGDJ, Paris 1984, p. 113.

² L'article 3 projet de loi n° 519 (2011-2012) enregistré à la présidence du Sénat le 4 mai 2012, ratifiant l'ordonnance n° 2011-91 du 20 janvier 2011 portant codification de la partie législative du code minier, non encore examiné, prévoit qu'avant la délivrance d'un permis exclusif de recherche, la ou les demandes retenues feront l'objet d'une « mise à disposition du public par voie électronique », dans des conditions lui permettant de formuler des observations. Accompagné d'une note de présentation, le dossier de la ou des demandes serait rendu accessible pendant au moins 30 jours francs.

La **concession** est enfin accordée après enquête publique réalisée conformément au chapitre III du code de l'environnement et mise en concurrence, sauf dans le cas où elle est consécutive à l'obtention d'un permis exclusif de recherche. Seul le titulaire d'un tel permis a le droit, s'il le demande avant l'expiration de ce titre, à l'octroi d'une concession sur les gisements exploitables découverts à l'intérieur du périmètre du permis. La concession est accordée par le Premier ministre par **décret en Conseil d'État** et par le président de la région en Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion et Mayotte en vertu de l'article 611-31 du code minier¹.

D'une durée maximale initiale de 50 ans, la concession peut être prorogée sans que chaque prorogation puisse dépasser 25 ans (articles L. 132-11 et L. 142-7 du code minier).

L'article 52 de la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 de finances rectificative pour 2011 qui insère un article L. 132-16-1 au code minier prévoit qu'à compter du 1^{er} janvier 2014, pour les gisements en mer situés dans les limites du plateau continental², les titulaires de concessions de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux sont tenus de payer annuellement une redevance calculée sur la production. Cette redevance sera due au jour de la première vente des hydrocarbures extraits à l'intérieur du périmètre qui délimite la concession. Elle sera calculée en appliquant un taux à chaque tranche de production annuelle. Ce taux progressif sera fixé par décret en fonction de la nature des produits, du continent au large duquel est situé le gisement, de la profondeur d'eau, de la distance du gisement par rapport à la côte du territoire concerné et du montant des dépenses consenties pendant la période d'exploration et de développement, dans la limite de 12 %. Il s'appliquera à la valeur de la production au départ du champ.

Le produit de la taxe sera affecté pour 50 % à l'État et pour 50 % à la région dont le point du territoire est le plus proche du gisement.

Le détenteur d'un titre minier est tenu, en vertu du titre VI du code minier, d'obtenir, outre le document qui lui assure la propriété des substances issues du gisement qu'il exploite, une **autorisation de travaux** qui lui permet d'entamer les travaux de recherche ou d'exploitation.

¹ Compétence dévolue par l'article 48 de la loi n° 200-1207 du 13 décembre 2000 d'orientation pour l'outre-mer. Aucun permis exclusif de recherche n'a, pour le moment, été accordé par l'une de ces régions.

² A l'exception des gisements en mer exploités à partir d'installations situées à terre.

2. Observations sur les différentes législations étudiées

Sans préjudice des autres modes de gestion de la production pétrolière¹, les relations contractuelles entre l'État et les exploitants sont régies, dans les cinq cas étudiés, par des contrats de :

– concession, en vertu duquel l'exploitant reçoit la propriété de la production (les licences accordées en Australie, au Brésil - hors de la zone du Pré-Sal -, en Norvège et au Royaume-Uni partagent cette caractéristique) ;

– et de partage de production entre l'exploitant et l'État (Brésil - dans la zone du Pré-Sal).

Le Mexique fait figure de cas particulier puisqu'il exerce un monopole par l'intermédiaire de son opérateur public, PEMEX (Petróleos Mexicanos), qui peut tout au plus conclure des contrats de prestation de services avec des tiers.

L'Australie est le seul des cinq pays où les titres pétroliers sont délivrés par une « instance commune » composée du ministre fédéral chargé de l'Énergie et de celui de l'État fédéré concerné, qui statue sur la base de l'avis d'un service technique national (*NOPTA*). Dans les quatre autres États, les titres sont délivrés au niveau fédéral (Brésil, Mexique) ou national (Norvège, Royaume-Uni).

L'analyse des cinq cas étudiés montre notamment que :

– le recours à une législation spécifique, claire, est l'indice de l'importance assignée à la production du pétrole dans la politique énergétique ;

– la gestion des gisements pétroliers postule la connaissance des zones susceptibles d'être exploitées et, par conséquent, l'incitation à leur exploration ;

– l'initiative de l'exploration peut relever de l'État ou des entreprises ;

– le souci de protéger l'environnement, ainsi que la volonté d'informer le public et d'assurer sa participation sont partagés ;

– la mise en concurrence pour le choix des exploitants est une préoccupation d'intensité variable ;

– les États ne se désintéressent nullement des modalités du développement des gisements et de leur mise en production ;

– et enfin qu'un de ces États, le Brésil, prévoit le reversement d'une partie des gains réalisés aux collectivités territoriales.

¹ Il existe d'autres formes de relations contractuelles telles que, d'une part, le contrat de service en vertu duquel une entreprise publique nationale rémunère une entreprise pétrolière pour une prestation donnée et, d'autre part, le contrat d'association (*joint venture*) en vertu duquel une entreprise nationale crée un consortium avec une ou des entreprises étrangères.

- **Le recours à une législation spécifique claire : un indice de l'importance assignée à la production du pétrole par la politique énergétique**

Quelles que soient leurs différences de contenu, ces législations ont en commun de recourir à une loi pétrolière spécifique traitant de l'exploration et de l'exploitation pétrolière, depuis la prospection préalable jusqu'à la restitution des gisements¹. Ces textes évitent les équivoques et déjouent les confusions entre les hydrocarbures et les autres substances minières, permettant une lisibilité effective, y compris pour les non-spécialistes du droit minier. Les obligations de l'exploitant figurent dans :

- un document type prévu par la loi ou le règlement (Australie, Norvège et Royaume-Uni) ;

- la loi et le projet de contrat de partage de la production (Brésil).

Loin d'être seulement technique, la législation pétrolière semble traduire dans les cinq cas étudiés la volonté politique de développer le secteur pétrolier.

- **La gestion des gisements pétroliers passe par l'incitation à l'exploration**

La délimitation de l'ampleur du domaine maritime exploitable repose notamment sur :

- la transparence de la procédure d'ouverture des « blocs », dans le cadre de mises aux enchères annuelles (Australie), ou d'une politique définie par des instances chargées de la politique énergétique nationale (Brésil) ou encore par l'administration nationale (Norvège, après consultation du Parlement) ;

- le paiement de droits superficiaires qui incitent les exploitants à ne conserver que le minimum de zones utiles, ce qui évite le « gel » de ces superficies (Australie, Brésil et Royaume-Uni).

- **Si l'initiative de l'exploration peut relever des entreprises, celle de l'attribution de « blocs » pour la production pétrolière relève de l'État dans les cinq cas considérés**

L'initiative relève du secteur privé pour la phase d'exploration préalable en Norvège et au Royaume-Uni.

En revanche c'est la puissance publique qui décide de la mise en concurrence pour le choix d'un explorateur en Australie, et d'un exploitant de gisements, au Brésil, au Mexique (par l'intermédiaire d'une société nationale, PEMEX) en Norvège et au Royaume-Uni.

¹ Le régime de l'exploration et de l'exploitation pétrolières peut aussi figurer dans une loi minière ou dans un code minier. Tel est, par exemple, le cas aux Pays-Bas et en France .

- **Le souci de protéger l'environnement en assurant l'information et la participation du public est unanimement partagé, encore qu'à des stades divers des procédures**

↳ *Protection de l'environnement*

Quelle que soit la formule d'exploitation retenue, les cinq législations étudiées mettent l'accent sur la **protection de l'environnement**. Cependant la prise en compte des questions environnementales survient à des stades divers :

– lors de la détermination des zones dans lesquelles l'exploitation pétrolière est interdite ou soumise à restrictions (Brésil et Mexique) et avant la publication de la liste des « blocs » susceptibles de faire l'objet d'une exploration (Australie et Norvège) ;

– avant la délivrance d'une autorisation d'exploration en Australie et au Royaume-Uni ;

– avant l'octroi de l'autorisation d'exploitation : en Norvège, au Royaume-Uni et au Mexique (où les demandes d'autorisation sont publiées sur le site du ministère de l'Environnement) et en Australie ;

– et à l'occasion de la délivrance de trois autorisations environnementales successives (préalable, d'installation et opérationnelle) au Brésil.

↳ *Information et participation du public*

Les procédures de **consultation du public** sont quant à elle prévues :

– lors de la préparation de l'étude environnementale préalable à l'ouverture des « blocs » (Norvège et Royaume-Uni) ;

– avant la rédaction de la version définitive des études de zone sédimentaire qui déterminent les secteurs où l'exploitation pétrolière est possible (Brésil) ;

– avant la préparation par l'exploitant du « plan environnemental » qui précède l'attribution d'un titre (Australie) ;

– après la publication de la demande et avant l'octroi d'une autorisation, à la demande de quiconque (Mexique) ;

– et avant l'octroi de l'autorisation d'exploitation (Norvège et Royaume-Uni).

- **La mise en concurrence pour le choix des opérateurs est, en revanche, une préoccupation d'intensité variable**

Hormis au Mexique, où prévaut un monopole géré par une société nationale, les quatre autres États ont recours à la mise en concurrence pour

l'attribution des concessions et des contrats de partage de la production (Brésil) et des licences (Australie¹, Norvège et Royaume-Uni).

Une procédure de mise en concurrence est prévue :

- avant l'exploration-recherche en Australie ;
- avant l'exploitation-production au Brésil, lors de la publication du projet de contrat de partage de production et avant l'attribution des licences en Norvège et au Royaume-Uni.

Norvège et Royaume-Uni ne prévoient cependant pas de mise en concurrence pour la délivrance des autorisations (non exclusives) d'exploration.

- **Les cinq États considérés contrôlent les modalités de recherche, de développement et de production des gisements**

- ↳ *Contrôle de la gestion des gisements*

Les États se réservent le droit d'intervenir afin d'assurer la gestion optimale des ressources :

- en confiant celle-ci à leur opérateur national (Mexique) ;
- en astreignant les entreprises signataires des contrats de partage de production à constituer des consortiums avec leur opérateur historique (Brésil) ;
- en exerçant un contrôle étendu sur les plans d'exploration, de développement et d'exploitation des gisements et les investissements (Australie, Royaume-Uni et Norvège) ;
- en fixant le programme de travail minimum et les investissements estimés correspondants (Brésil) ;
- en prévoyant des délais maximum de déroulement de l'exploration préalable à la production, assortis d'obligations de restitution des zones momentanément dévolues aux opérateurs (Australie, Brésil et Royaume-Uni) ;
- et en retirant la licence en cas de non exploitation pendant une période continue d'au moins cinq ans (Australie).

Au niveau de l'« exploitation préalable », l'Australie garantit une exclusivité à l'explorateur sur une zone.

En revanche, au niveau de l'« exploration-production », les cinq États considérés garantissent l'exclusivité des droits de l'explorateur en liant, dans un seul contrat, l'exploration et l'exploitation.

¹ En Australie, dans le cas général, la mise en concurrence a lieu en amont, avant l'attribution de l'autorisation d'exploration.

↳ *Une gestion « fine » du cycle de vie des titres miniers*

Plusieurs dispositions attestent la volonté d'adapter la législation au cycle de l'exploitation pétrolière.

La loi britannique, qui s'en tient à l'attribution d'une seule licence pour effectuer toutes les opérations nécessaires sur un champ pétrolier, a déterminé le régime applicable aux quatre grandes « déclinaisons » de la licence de production, dotées de phases et de durées variables.

En Norvège et au Royaume-Uni la licence confère un droit exclusif d'exploitation du pétrole mais n'interdit pas l'attribution à un tiers de droits d'exploration ou de production d'autres substances si cela n'occasionne pas de préjudice déraisonnable au titulaire initial dans le premier cas et avec son accord dans le second.

Pour éviter toute rupture entre les phases de recherche et de production, l'Australie a institué un titre spécifique, la « déclaration de localisation », intermédiaire entre le permis d'exploration et la licence de production, délivré sans nouvelle mise en concurrence.

Sans prétendre à l'exhaustivité, on observe aussi des dispositions qui permettent la modification des titres miniers avec :

- la possibilité d'amodier un programme de travail d'exploration au-delà des trois premières années avec l'accord de l'administration (Australie) ;
- le droit d'obtenir un « bail de conservation » d'un « bloc » dans lequel du pétrole a été trouvé dont l'extraction n'est pas commercialement viable mais qui peut le devenir dans un délai de 15 ans (Australie) ;
- la division des différentes « déclinaisons » de la licence de production britannique en phases dont les objectifs doivent être successivement atteints ;
- et la faculté d'opérer la cession d'une licence de production sous réserve de l'autorisation des services compétents (Australie, Brésil, Norvège et Royaume-Uni).

- **Le partage de la « rente » pétrolière concerne aussi bien l'État que les collectivités territoriales**

Dans ces cinq législations pétrolières étudiées – qui n'excluent nullement l'existence d'un régime fiscal spécifique des activités de production-commercialisation d'hydrocarbures –, seule la législation brésilienne prévoit des dispositions financières détaillées et le versement aux collectivités territoriales d'une fraction des recettes issues des concessions, une partie de celles consécutives aux contrats de partage de la production étant versée à un fonds de développement social et régional.

La loi mexicaine ne comprend pas de dispositions à ce sujet, tandis que celles d'Australie, de Norvège et du Royaume-Uni prévoient uniquement le versement de redevances superficielles à l'État.

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

TABLEAU COMPARATIF

	Australie	Brésil	Mexique	Norvège	Royaume-Uni (Angleterre)
Les ressources naturelles du plateau continental appartiennent-elles à l'État ?	oui	oui	oui	oui	oui
Existe-t-il une législation pétrolière spécifique distincte de la législation minière ?	oui	oui	oui	oui	oui
Quelle autorité délivre les titres d'exploration et/ou d'exploitation ?	les deux ministres	le ministère	le ministère	le ministère	le ministère
Existe-t-il une procédure d'autorisation environnementale ?	oui	oui	oui	oui	oui
La procédure prévoit-elle : - l'information du public ; - la participation du / concertation avec / le public ?	- oui - oui	- oui - oui	- oui - oui	- oui - oui	- oui - oui
Qui a l'initiative de l'exploration préalable ?	l'État	l'État	PEMEX ¹	les entreprises	les entreprises
Le titre d'exploration préalable est-il délivré après mise en concurrence ?	oui	oui	non	non	non
Le titre d'exploration préalable est-il exclusif ?	oui	—	—	non	non
Le titre d'exploitation prévoit-il à la fois l'exploration et l'exploitation ?	non mais le titre d'exploration facilite l'accès à celui d'exploitation	oui	oui	oui	oui
Le titre d'exploitation est délivré : - par priorité à l'explorateur ? - ou après mise en concurrence ?	oui non	oui non	oui non	non oui	non oui
Quelle forme revêt le titre permettant l'exploration et/ou l'exploitation : (concession / contrat de partage / licence)	<i>licence</i>	concession ou contrat de partage de la production	autorisation d'exploitation	<i>licence</i>	<i>licence</i>
Quelle est la durée des titres : - d'exploration ? - d'exploitation ?	- 6 ans - illimitée	précisée au chaque contrat mais < 35 ans	précisée dans l'autorisation	- jusqu'à 10 ans - 3 ans	- 3 ans - 4 + 4 + 18 (cas général)
Prorogabilité du titre - d'exploration - d'exploitation	5 ans + 5 ans illimitée	la loi sur le pétrole ne traite pas ce point	la loi sur le pétrole ne traite pas ce point	jusqu'à 10 ans puis 30 et 50 ans	oui oui
Obligations financières : - primes à la signature (1) - royalties (2) - droits superficiaires (3) - taxation des « surprofits » (4)	(3)	- concessions : (1) + (2) + (3) + (4) - contrats de partage : (1) + (2)	la loi sur le pétrole ne traite pas ce point	(3)	(3)
La loi sur le pétrole prévoit-elle la redistribution d'une partie des profits aux collectivités territoriales ?	non	oui	non	non	non

¹ Petróleos mexicanos, société nationale.

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

MONOGRAPHIES PAR PAYS

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

AUSTRALIE

L'État fédéral, le *Commonwealth* d'Australie, est titulaire de droits souverains sur les ressources naturelles situées dans la zone dite « *offshore* » en droit australien, soit sur le plateau continental à l'exclusion de la partie correspondant aux eaux territoriales. Sur celles-ci, qui s'étendent jusqu'à 3 miles nautiques au-delà des côtes, ces droits sont partagés entre le *Commonwealth* et les États et territoire¹.

Les activités pétrolières sont régies par la loi fédérale de 2006 sur le pétrole *offshore* et le stockage des gaz à effet de serre.

On décrira ici le régime applicable à la zone *offshore*.

I. EXPLORATION – RECHERCHE

Selon la loi précitée, l'exploration correspond à la réalisation de relevés sismiques ou de toute autre sorte de sondage, au recueil d'échantillons du fond marin ou du sous-sol d'une zone *offshore* par une personne qui compte les utiliser elle-même ou afin qu'un tiers puisse les utiliser dans le but de découvrir du pétrole.

A. AUTORITÉ CHARGÉE DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

Le permis d'exploration est délivré par l'Autorité commune (*Joint Authority*) compétente sur l'avis technique de l'Administrateur national des titres pétroliers, *National Offshore Petroleum titles Administrator (NOPTA)*.

L'Autorité commune est composée du ministre compétent du *Commonwealth* australien et du ministre compétent de l'État ou du Territoire ou des représentants de ceux-ci.

¹ Ce singulier désigne le Territoire du Nord, l'un des membres de la fédération.

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Dispositions générales

a) Mise en concurrence

Chaque année, le ministère des Ressources, de l'énergie et du tourisme du Gouvernement australien indique les zones (*Offshore Petroleum Exploration Acreage Release*) qu'il ouvre à la concurrence en précisant les procédures d'appel d'offres (*licencing rounds*) et les délais de réponse (6 ou 12 mois). Ce document est assorti d'une série d'informations, dont des données géophysiques, géologiques et des analyses collectées par Geoscience Australia.

L'appel d'offres fait également l'objet d'une insertion dans un journal d'annonces publiques, l'*Australian Gazette*.

b) Jugement des offres

Les demandes de permis doivent faire état :

- d'une évaluation technique du potentiel pétrolier de la zone, de la qualification technique du soumissionnaire qui démontre ses compétences en la matière en s'appuyant sur des explorations précédentes ;
- d'un programme de travail garanti minimal et de l'expertise technique du candidat (expertise interne ou consultants extérieurs) ;
- ainsi que des ressources financières dont il dispose.

Les offres sont évaluées en fonction de critères publiés dans les lignes directrices d'évaluation des formulaires d'offres et de renouvellement (*Exploration Permit Guideline : Assessment of Bid and Renewal Applications Guideline*) pour sélectionner le candidat qui permettra l'évaluation la plus complète du potentiel pétrolier de la zone en question.

c) Contenu du permis d'exploration

Le permis d'exploration pétrolier (*petroleum exploration permit*) donne à son titulaire, dans l'aire attribuée, le droit exclusif de rechercher du pétrole, d'extraire celui-ci pour évaluation, de poursuivre les opérations et d'exécuter les travaux nécessaires.

A ce stade, le permis le plus courant est le permis d'exploration pétrolier après appel d'offres de travaux (*work-bid petroleum exploration permit*) pour lequel le soumissionnaire doit notamment indiquer un programme d'exploration portant sur 6 ans et les dépenses correspondantes au regard des « blocs » offerts.

Il existe toutefois deux autres sortes de permis évoquées pour mémoire :

– le permis d’exploration pétrolier après appel d’offres en numéraire (*cash-bid petroleum exploration permit*) pour lequel le soumissionnaire doit notamment indiquer la somme qu’il est disposé à verser pour obtenir cette autorisation ;

– et le permis d’exploration pétrolier spécial sur des « blocs » restitués à la suite, par exemple, d’abandon, d’annulation de permis d’exploration ou de licence d’exploitation ou d’autres catégories de « blocs » (*special petroleum exploration permit*) pour lequel le soumissionnaire doit notamment indiquer ses propositions de travaux et les dépenses correspondantes au regard des « blocs » offerts ainsi que la somme qu’il est disposé à verser pour obtenir le permis.

Le permis d’exploration pétrolier après appel d’offres de travaux est accordé pour un ou plusieurs « blocs » dans la limite de 400 « blocs ». Sauf dispositions spécifiques dans l’appel d’offres :

– si celui-ci porte sur 16 « blocs » et plus, la demande de permis porte sur au moins 16 « blocs » ;

– et si celui-ci porte sur moins de 16 « blocs », la demande couvre l’ensemble de ceux-ci.

Le permis d’exploration est valable 6 ans. Dans la plupart des cas, il peut être renouvelé pour deux périodes de 5 ans chacune. En cas de renouvellement, le titulaire doit abandonner 50 % de la surface octroyée sauf s’il s’agit de « blocs » où il a déclaré avoir trouvé du pétrole.

A la demande du titulaire du permis, l’Autorité commune (voir *supra*) peut suspendre le terme de l’année en cours du permis avec ou sans répercussion sur le terme des années suivantes, notamment en cas de force majeure ou de travaux supplémentaires significatifs pouvant avoir des conséquences importantes sur l’exploration de la surface octroyée.

La cession d’un permis d’exploration à un tiers est possible sous réserve de l’accord de *NOPTA*.

2. Dispositions environnementales

Avant de rendre publique la liste de l’ensemble des zones qu’il ouvre à la concurrence, le ministère des Ressources, de l’énergie et du tourisme du Gouvernement australien entame une procédure de consultation des parties prenantes (*stakeholders*) afin d’évaluer, notamment, ses effets environnementaux.

Le règlement de 2009 sur le pétrole *offshore* et le stockage du gaz à effet de serre (environnement), qui soumet les activités pétrolières dans les eaux du *Commonwealth* aux principes de développement durable, prévoit qu’avant toute opération pétrolière l’opérateur doit soumettre un plan environnemental (*Environment Plan, EP*) à l’approbation de *NOPSEMA*

(*National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority*), l'Autorité nationale de sécurité du pétrole *offshore* et de la gestion environnementale. Celle-ci estime si les conséquences environnementales et les risques présentés par l'activité en question sont d'un niveau acceptable. Ce plan environnemental, dont le contenu est fixé par le règlement de 2009, indique des objectifs et des normes de performance environnementale ainsi que des critères permettant de vérifier le respect de ceux-ci. Lors de son élaboration, l'opérateur doit consulter, en leur communiquant des informations suffisantes ainsi qu'un délai raisonnable pour faire part de leurs observations :

- les ministères ou agences du *Commonwealth* concernés ;
- les ministères ou agences de l'État ou du Territoire concerné ;
- le ministère compétent en matière d'activités pétrolières de l'État ou du Territoire concerné ;
- toute personne ou organisation dont les fonctions, les intérêts ou les activités peuvent être affectés par les activités figurant dans le plan environnemental ;
- et toute autre personne ou organisation que l'opérateur considère comme appropriée.

Dans les 10 jours qui suivent l'approbation du plan environnemental par *NOPSEMA*, l'opérateur doit communiquer une version électronique d'un résumé de ce plan en vue de sa publication en ligne sur le site de cette autorité.

Toutes les activités pétrolières doivent être également conduites dans le respect de la loi de 1999 sur la protection de l'environnement et la conservation de la biodiversité car les zones marines du *Commonwealth* sont classées parmi les sujets d'importance environnementale nationale.

Aux termes de cette loi, l'opérateur doit dans un premier temps demander au ministère des Ressources, de l'énergie et du tourisme si le projet qu'il entend réaliser nécessite une autorisation *EPBC*. Le ministère a 20 jours ouvrables pour répondre, dont 10 jours consacrés à la consultation des ministres du Gouvernement australien, et de celui de l'État ou du Territoire concerné ainsi que du public. En cas de réponse positive, l'action fait l'objet d'une évaluation selon une procédure mise en œuvre au niveau de l'Etat fédéré en vertu d'un accord bilatéral entre le Gouvernement fédéral (*Australian Government*) et l'État ou le Territoire en question ou bien d'une procédure appliquée par le Gouvernement australien, seul, laquelle est basée sur :

- les documents fournis lors de la première demande, le ministère préparant un projet de recommandation que le public peut commenter pendant une période de 10 jours ouvrables ;
- une nouvelle documentation réclamée par le ministère, le candidat devant publier des informations et recueillir les commentaires du public sur celles-ci, avant de rédiger un nouveau document qu'il soumet au ministère en les y intégrant ;

– un rapport d’impact environnemental (*Environmental Impact Statement*) ou sur un rapport public environnemental (*Public Environment Report*) comprenant une consultation du public dont les remarques sont ensuite prises en compte ;

– ou une enquête publique avec consultation du public.

Saisi de cette évaluation, le ministère rend sa décision dans un délai compris entre 20 et 40 jours ouvrables.

D’autres autorisations peuvent être nécessaires, notamment le projet de l’opérateur peut avoir des conséquences pour les mammifères marins ou pour des réserves marines du *Commonwealth* australien.

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DES TITRES OU AUTORISATIONS

L’ « Autorité commune » peut assortir le permis d’exploration des réserves qu’elle juge appropriées.

1. Obligations générales

Le titulaire du permis s’engage sur un programme de travaux de 6 ans pour lequel il obtient l’accord de l’Autorité commune.

Les travaux des trois premières années correspondent aux engagements de travaux minimaux garantis que le titulaire doit exécuter selon le calendrier prévu sous peine d’annulation du permis.

Pour les trois années suivantes, les engagements de travaux minimaux garantis ont une base annuelle et non plus triennale. Pour chaque année entamée (année 4, 5 et 6), ces travaux doivent être accomplis conformément aux engagements pris dans le plan de travail pour l’année considérée.

Dans un délai qui débute au plus tôt trois mois avant et se termine au plus tard un mois après la fin de la troisième année, le titulaire peut solliciter l’accord de l’Autorité commune sur un nouveau programme de travail pour les trois années suivantes. Si aucun accord n’est trouvé, le titulaire peut abandonner le permis en règle (*surrender of the permit in good standing*) c’est-à-dire après y avoir été autorisé par l’Autorité commune ou après avoir exécuté le programme de travail initialement prévu.

Dans le même délai, à la fin de chacune des années 4, 5 et 6, il peut renégocier le programme de travail de l’année suivante. L’Autorité commune ne donne son accord que si la demande est motivée par des raisons techniques.

À la fin de cette première période de trois ans ou à la fin de chacune des trois années suivantes, le titulaire peut se retirer et procéder à l’abandon du

permis, à condition d'avoir réalisé les travaux dont il a mené l'exécution à bien.

Le titulaire d'un permis d'exploration notifie à *NOPTA* la découverte de pétrole dans un délai de 30 jours de l'achèvement du puits concerné.

2. Obligations financières

Outre des frais de dossier, le titulaire d'une licence d'exploration doit acquitter une redevance annuelle par « bloc ».

En 1987, un nouveau régime fiscal en matière pétrolière est entré en vigueur, supprimant le précédent fondé sur des *royalties* qui ne s'appliquent plus qu'à un très petit nombre de titres accordés sur le plateau continental nord-ouest. Une partie de ces *royalties* perçues par le *Commonwealth* doit être reversée à l'État d'Australie occidentale en application de la loi pétrolière de 2006 précitée. Cette dernière ne contient pas d'autres dispositions relatives à la distribution des profits pétroliers.

II. EXPLOITATION – PRODUCTION

La licence de production pétrolière (*petroleum production licence*) permet à son titulaire de procéder à l'extraction et à la production de pétrole dans l'aire octroyée.

A. AUTORITÉ CHARGÉE DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

La licence de production est délivrée par l'Autorité commune, *Joint Authority* (voir *supra*) sur l'avis technique de l'Administrateur national des titres pétroliers, *National Offshore Petroleum titles Administrator*, *NOPTA*.

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Dispositions générales

a) Absence de mise en concurrence

Dans l'immense majorité des cas, lors du dépôt de la demande de licence de production relative aux « blocs » sollicités, le candidat a d'ores et déjà :

- une déclaration de localisation (*declaration of location*) ;
- et un permis d'exploration ou un bail de conservation (*retention lease*) sur les blocs visés.

La déclaration de localisation à l'Autorité commune permet de passer d'un permis d'exploration à une licence de production. En règle générale, le titulaire du permis d'exploration commence par notifier la présence d'un gisement de pétrole à *NOPTA*, puis dépose une demande de déclaration de localisation dans laquelle il indique le ou les « blocs » concernés par le gisement de pétrole à une date telle que la décision puisse être rendue avant l'expiration du permis d'exploration. La déclaration de localisation une fois validée par l'administration est publiée dans un journal d'annonces publiques, la *Government Notices Gazette*. S'ouvre alors un délai de 2 ans pendant lequel le bénéficiaire peut demander à l'Autorité commune une licence (*licence*) de production sur une aire située dans la zone de localisation. Ce délai peut être prorogé d'une autre période de 2 ans, à la discrétion de *NOPTA*, sur demande écrite.

La déclaration de localisation à l'Autorité commune fait aussi la transition entre le permis d'exploration et le bail de conservation dans un délai de 2 ans, parfois porté à 4 ans. Un bail de conservation sur un « bloc » est en principe accordé par l'Autorité commune au détenteur d'un permis d'exploration sur le « bloc » en question sous réserve que celui-ci contienne du pétrole dont l'extraction n'est pas commercialement viable mais peut le devenir dans un délai de 15 ans. Ce bail permet de continuer d'explorer le « bloc », d'extraire du pétrole pour évaluation, de poursuivre les opérations et d'exécuter les travaux nécessaires à ces fins pendant 5 ans renouvelables. Si l'Autorité commune refuse de conclure le bail et si le permis d'exploration ne peut être renouvelé, le demandeur a 12 mois à compter de la date du refus pour demander une licence de production

b) Jugement des offres / Réponse aux demandes d'autorisation

La demande d'une licence de production est appréciée au cas par cas. En pratique, le futur candidat doit soumettre à l'Autorité commune via *NOPTA* un plan de développement préliminaire, puis la demande de licence de production proprement dite préalablement ou concomitamment au plan final de développement du champ (*Final Field Development Plan*).

L'étude du dossier se déroule en deux phases :

- l'acceptation d'un plan de développement du champ pétrolier (*field development plan*) ;
- et l'attribution de la licence de production.

c) Acceptation du plan de développement du champ pétrolier

Avant toute démarche, il est recommandé au candidat de s'adresser à *NOPTA* pour connaître toutes les informations à fournir et négocier un calendrier.

Le candidat remet à *NOPTA* un plan de développement préliminaire destinée à permettre :

- une compréhension claire par le Gouvernement des premiers plans de développement élaborés par le candidat ;

- une compréhension claire par le candidat des modifications que l’Autorité commune considère devoir être apportées à ses plans (études, analyses, rapports, données) ;

- et un accord entre le Gouvernement et le candidat sur un échéancier des communications d’informations et sur le calendrier des approbations réglementaires qui s’en suivront.

Dans le mois qui suit la réception du plan préliminaire, *NOPTA* élabore une note technique qui aidera le candidat à préparer son plan final ainsi que sa demande de licence de production.

Le plan de développement final doit permettre un examen approprié du développement pétrolier proposé et de la gestion du gisement dans l’aire octroyée. La conduite de la gestion du gisement doit être compatible avec les bonnes pratiques pétrolières et avec l’extraction optimale du pétrole à long terme. L’Autorité commune peut décider de l’assortir de conditions supplémentaires.

NOPTA adresse au candidat un accusé de réception du plan final dans un délai de 30 jours à compter de la réception de la dernière information. Cette instance rédige un rapport technique interne qu’elle transmet aux membres de l’Autorité commune par l’intermédiaire des ministères concernés qui étudient alors le dossier puis adressent leur recommandation à l’Autorité commune.

Le membre de l’État ou du Territoire qui siège à l’Autorité commune est également saisi du rapport technique. Il le renvoie accompagné de son avis et d’éventuels commentaires au membre du *Commonwealth* de l’Autorité commune qui, eu égard à tous ces éléments, rend la « décision commune » (*joint decision*) et la notifie à *NOPTA* dans un délai de 30 jours à compter de leur réception. *NOPTA* en informe alors le candidat.

d) Attribution de la licence de production

Le candidat dépose une demande de licence de production auprès de *NOPTA*.

Si l’Autorité commune décide d’accorder une licence de production, *NOPTA* délivre un avis d’intention d’octroyer une licence de production (*Notice of Intent to Grant a Production Licence*), ou à défaut, un avis de refus de licence de production (*Notice of Refusal of a Production Licence*) au candidat.

Dans le premier cas, le candidat reçoit un document valant offre (*Offer document*) qui contient un résumé des conditions auxquelles est soumise la licence de production ainsi que l’indication que cette offre deviendra caduque faute d’acceptation dans un délai de 90 jours.

Si le candidat répond positivement à cette offre, un avis d'attribution de la licence est publié dans un journal d'annonces publiques, *Governmental Gazette*.

e) Contenu de la licence de production

Les licences de production ont une durée indéterminée¹. Elles portent le nom de licence de production pétrolière pour la durée de vie du champ (*Life-of-Field Petroleum Production Licence*).

L'Autorité commune peut y mettre fin par courrier, moyennant un préavis de 30 jours, si aucune opération d'extraction de pétrole n'a été conduite, à un moment quelconque, au cours d'une période continue d'au moins 5 ans.

Ces licences peuvent être assorties de toute condition jugée appropriée par l'Autorité commune.

La cession d'une licence de production à un tiers est possible avec l'autorisation de *NOPTA*.

2. Dispositions environnementales

Voir observations *supra*.

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Obligations générales

Le titulaire d'une licence de production a l'obligation de notifier à *NOPTA* la découverte de pétrole sur sa zone dans un délai de 30 jours de l'achèvement du puits dont résulte la découverte.

Toutes les activités sur l'aire octroyée doivent être conformes au plan de développement accepté. Les modifications font l'objet d'une autorisation préalable de l'Autorité commune.

Avant d'entreprendre des opérations d'extraction et d'exploitation du pétrole, le titulaire doit obtenir l'accord écrit de *NOPTA* sur le rythme d'extraction.

¹ Les licences émises avant le 30 juillet 1998 ou qui correspondent au renouvellement de ces anciennes licences ont une durée de 21 ans. Elles peuvent être renouvelées deux fois sous certaines conditions.

2. Obligations financières

Outre des frais de dossier, le titulaire d'une licence de production doit s'acquitter d'une redevance annuelle par bloc.

En 1987, l'Australie a adopté un régime fiscal en matière pétrolière et a supprimé les *royalties* qui ne s'appliquent plus qu'à un très petit nombre de titres accordés sur le plateau continental nord-ouest. Une partie de ces *royalties* perçues par le *Commonwealth* doit être reversée à l'État d'Australie occidentale en application de la loi pétrolière de 2006 précitée. Cette dernière ne contient pas d'autres dispositions relatives à la redistribution des profits pétroliers.

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

BRÉSIL

L'article 20 de la constitution de la **République fédérale du Brésil** de 1988 réserve à celle-ci **la propriété des ressources naturelles du plateau continental et de la ZEE**.

Le régime général des activités pétrolières résulte de la loi n° 9.478 du 6 août 1997 sur la politique énergétique nationale et les autres activités liées au monopole sur le pétrole modifiée qui précise que la Fédération exerce un **monopole sur l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières** qui peuvent cependant faire l'objet de concessions.

S'y ajoutent également, sans que cet inventaire soit exhaustif, les dispositions relatives à l'environnement qui résultent de la loi n° 6.938 du 31 août 1981, sur la politique nationale de l'environnement.

Le Brésil a fait d'importantes découvertes de champs pétrolifères en haute mer, dans la zone dite du « Pré-Sal », face à Rio de Janeiro et São Paulo¹. Ces champs sont situés jusqu'à 340 kilomètres de la côte (300 kilomètres précisément pour le puits de Tupi, l'un des premiers en service). Les hydrocarbures se trouvent sous une profondeur d'eau de 2 200 mètres, protégés par une couche de sel dont l'épaisseur peut atteindre 2 200 mètres, entre 3 et 5 kilomètres du fond.

L'existence de ces champs pétrolifères et la perspective d'autres découvertes ont conduit à l'adoption de la loi n° 12.351 du 22 décembre 2010, sur l'exploration et la production de pétrole, de gaz naturel et d'autres hydrocarbures fluides, sous le régime du partage de production, dans les zones du Pré-Sal.

Le Pré-Sal est donc soumis au régime du contrat de partage de production² tandis que le reste du territoire brésilien relève du régime de la concession.

¹ Elle s'étend sur 148 000 kilomètres carrés au large des États d'Espírito Santo, Rio de Janeiro ; São Paulo, Paraná et Santa Catarina, entre la latitude des villes de Vitória au Nord et de Florianópolis au Sud. 41 772 kilomètres carrés (28 %) ont d'ores et déjà fait l'objet d'une attribution, dont 35 739 (24 %) à Petrobras, la société publique brésilienne.

² Aucun appel d'offres relatif à un tel contrat n'a été lancé, pour le moment.

I. EXPLORATION - RECHERCHE

L'ordonnancement des diverses lois brésiliennes précitées ne distinguant pas spécifiquement la phase d'exploration, les dispositions qui la concernent sont présentées avec celles relatives à l'exploitation dans le « B » de ce chapitre. En effet, les contrats de concession comme ceux de partage de la production comprennent les phases d'exploration et de production.

II. EXPLOITATION - PRODUCTION

A. AUTORITÉ(S) CHARGÉE(S) DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

Outre le ministère des Mines et de l'énergie, deux instances fédérales s'intéressent plus spécialement aux questions pétrolières : le Conseil national de la politique énergétique qui détermine les objectifs de la politique énergétique du pays et l'Agence nationale du pétrole qui dispose de compétences techniques pour leur mise en oeuvre.

Présidé par le ministre chargé de l'Energie, le **Conseil national de la politique énergétique** (CNP) est placé auprès du président de la République auquel il propose les orientations de la politique énergétique nationale. Il propose également le rythme de signature des contrats relatifs aux « blocs » soumis au régime du partage de production (voir *infra*), compte tenu de la politique énergétique et du développement de la capacité de l'industrie nationale à fournir des biens et services. Il détermine en particulier :

- les « blocs » qui feront l'objet d'un contrat de concession à Petrobras ;
- les « blocs » qui feront l'objet d'enchères pour être soumis au régime du partage de production ;
- les paramètres techniques et financiers du contrat de partage de production ;
- la délimitation des zones concernées par ce régime ;
- et la politique de commercialisation du pétrole remis à la Fédération en vertu des contrats de partage de la production.

Il propose également au président de la République la délimitation des « zones stratégiques » où ce type de contrat pourra être utilisé.

L'**Agence nationale du pétrole**, du gaz naturel et des biocarburants (ANP) est une autorité administrative fédérale indépendante notamment chargée de la régulation, de la conclusion des contrats et du contrôle du secteur pétrolier en vertu de la loi n° 9.478.

Elle gère l'ensemble des données relatives aux bassins sédimentaires brésiliens. L'opérateur pétrolier Petrobras est tenu de lui communiquer les informations dont il dispose en la matière. Il perçoit une rémunération à ce titre.

Elle prépare les procédures d'**appel d'offres** (*licitações*) pour l'exploration, le développement et la production de pétrole, et conclut les contrats dont elle contrôle l'exécution.

Tous les droits d'exploration et d'exploitation du pétrole que la loi attribue à la Fédération¹ sont confiés à l'ANP, qu'ils concernent le territoire, la mer territoriale, le plateau continental ou la zone économique exclusive.

En matière de **contrats de partage de la production**, l'Agence est plus spécialement chargée de :

- promouvoir des études techniques pour aider le ministère des Mines et de l'énergie dans la délimitation des « blocs » qui seront l'objet d'un tel partage ;

- élaborer et soumettre au ministre des Mines et de l'énergie les projets de contrat de partage de la production, ainsi que les projets de mise en concurrence ;

- organiser les opérations de mise en concurrence sous forme d'enchères ;

- faire utiliser les meilleures pratiques dans l'industrie pétrolière ;

- analyser et approuver les plans d'exploration, d'évaluation et de développement de la production ainsi que les programmes annuels d'exploitation relatifs à ces contrats ;

- enfin, exercer la régulation et le contrôle des activités mises en œuvre sous le régime du contrat de partage de la production.

Le **ministère des Mines et de l'énergie** est quant à lui chargé de :

- planifier la politique d'approvisionnement en pétrole ;

- proposer au CNP, après avis de l'ANP, la détermination des « blocs » destinés à faire l'objet d'une concession ou d'un contrat de partage de production ;

¹ La législation brésilienne utilise le terme d'União (Union) pour désigner la fédération des États qui composent la République fédérative du Brésil qui réunit 26 États et un district fédéral.

– et soumettre au CNP les paramètres techniques et économiques des contrats de partage de la production.

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

La loi n° 9.478 du 6 août 1997 modifiée prévoit **deux modalités de mise en œuvre de l'exploration et de l'exploitation** : le **contrat de concession** d'une part, applicable dans tout le pays hormis au Pré-Sal, et le **contrat de partage de production**, applicable dans la seule zone du Pré-Sal, d'autre part.

Le contrat de concession était jusqu'en 2010 le mode de dévolution des gisements pétroliers sur l'ensemble du territoire brésilien

En 2010, une loi spécifique destinée à favoriser les investissements dans la zone du Pré-Sal a ouvert la possibilité de conclure **dans cette seule zone**¹ des contrats de « partage de production » (*partilha de produção*).

1. Dispositions générales

a) Régime de la concession

En vertu de l'article 24 de la loi n° 9.478 du 6 août 1997, le contrat de concession comporte deux phases : l'exploration, y compris l'évaluation des découvertes, et l'exploitation, y compris le développement des gisements.

Chaque concession est relative à un « bloc » (*bloco*) déterminé.

Les plans de développement de la production sont soumis à l'approbation de l'ANP qui émet sa décision à leur sujet dans les 180 jours de leur transmission, délai au terme duquel ils sont présumés approuvés.

Le pétrole qui y est extrait appartient au concessionnaire.

La loi ne fixe pas de délai applicable aux concessions. Celles-ci se terminent du fait de l'arrivée du terme prévu au contrat ou d'un accord entre les parties ou encore pour les motifs contractuels de résiliation.

- **Mise en concurrence**

La concession est attribuée après mise en concurrence.

L'avis de mise en concurrence, accompagné d'un projet de contrat, précise :

– les « blocs » objets de la concession, les investissements et programmes d'exploration minimum ainsi que le délai fixé par l'ANP pour la phase d'exploration compte tenu des informations disponibles, des caractéristiques et de la localisation des « blocs » ;

¹ Ainsi que dans les « zones stratégiques » créées par le président de la République.

- les éléments requis des candidats, le cas échéant pour une pré-qualification ;
- les participations minimales qui devront être versées par le concessionnaire aux collectivités publiques ;
- la liste des documents exigés et l’indication des critères utilisés pour l’évaluation des capacités techniques et financières et de la situation juridique des candidats, ainsi que pour le jugement technique et économique-financier de l’offre ;
- le fait que le concessionnaire devra verser les indemnités nécessaires au titre de l’expropriation et de l’institution d’éventuelles servitudes nécessaires pour l’application du contrat ;
- enfin le délai nécessaire et le coût de la communication aux candidats d’autres informations.

- **Jugement des offres**

Le jugement des offres détermine la proposition la plus avantageuse sur la base de critères objectifs qui figurent dans l’avis d’appel d’offres, en respectant les principes de légalité, d’absence de parti pris (*impessoalidade*), de moralité, publicité et égalité entre les concurrents. Il prend, en outre, en compte le programme général des travaux, les propositions pour les activités d’exploration, les délais et volumes minimaux d’investissement et les prévisions physico-financières.

- **Contenu du contrat de concession**

Le contrat de concession prévoit, d’une part, une phase d’exploration, et, d’autre part, une phase de production. Le contrat de concession précise :

- la situation des « blocs » objet de la concession ;
- la durée de la phase d’exploration et les conditions de sa prorogation ;
- le programme de travail et le volume des investissements prévus ;
- les obligations du concessionnaire relatives au montant des participations ;
- les garanties fournies par le concessionnaire au titre de la réalisation du contrat, y compris les investissements proportionnés à chaque phase ;
- les règles relatives à la restitution et à la remise en état des zones, y compris le retrait des équipements et des installations et le reversement des biens ;
- les procédures relatives à la conduite et au contrôle des activités d’exploration, de développement, de production et à l’audit de l’exécution du contrat ;
- l’obligation pour le concessionnaire de fournir à l’ANP les rapports, données et informations relatifs aux activités mises en œuvre ;
- les procédures relatives au transfert du contrat ;

- les cas de résiliation et d’extinction du contrat ;
- et les pénalités applicables en cas de non accomplissement de ses obligations contractuelles par le concessionnaire.

Les conditions de l’allongement du délai d’exploration sont fixées par l’ANP de façon à assurer la restitution d’une partie du bloc en fonction de l’appréciation de cette agence, et l’accroissement de la valeur de la redevance d’occupation de la zone.

Le contrat mentionne, en outre, que le concessionnaire est tenu de :

- prendre les mesures nécessaires pour la conservation des réservoirs et des autres ressources naturelles ainsi que pour assurer la sécurité des personnes, des équipements et la protection de l’environnement ;
- communiquer sans délai à l’ANP la découverte de tout gisement pétrolier ;
- faire une estimation de la découverte selon le schéma qui résulte du programme soumis à l’ANP en produisant un rapport commercial et en déclarant son intérêt pour le développement du champ ;
- soumettre à l’ANP le plan de développement du champ déclaré commercial, y compris le calendrier et l’estimation de l’investissement ;
- assumer la responsabilité civile des actes de ses préposés et indemniser quiconque au titre des dommages résultant de l’exploration, du développement et de la production, ainsi que la Fédération et l’ANP pour les frais qu’ils engageraient du fait des demandes de tiers motivées par des actes relevant de la responsabilité du concessionnaire ;
- et recourir aux meilleures pratiques de l’industrie pétrolière internationale, aux normes et aux procédés techniques et scientifiques appropriés, y compris les techniques de récupération, en surveillant et en rationalisant la production et le contrôle de la diminution des réserves.

b) Régime du partage de production

Le régime du partage de production est fixé par la loi n° 12.351 du 22 décembre 2010. Il correspond à un dispositif « d’exploration et d’exploitation du pétrole [...] dans lequel le cocontractant exerce, pour son compte et à ses risques, les activités d’exploration, d’évaluation, de développement et d’exploitation et, en cas de découverte commerciale, acquiert un droit de propriété sur une fraction de la production correspondant à la couverture des charges qui ont grevé l’exploitation¹ (*custo em petróleo*), sur

¹ La fraction de la production allouée à la couverture des coûts supportés par le cocontractant qui exploite le gisement ou « coût en pétrole » (*custo em óleo / oil cost*) est la partie de la production de pétrole [...] exigible uniquement en cas de découverte commerciale, correspondant aux coûts et aux investissements réalisés par le cocontractant dans l’exécution des activités d’exploration,

le volume de production correspondant aux *royalties* dues, et sur l'excédent en pétrole, dans les proportions, conditions et délais établis au contrat. »

Ce régime est applicable dans la région du Pré-Sal¹, zone dont les coordonnées géographiques sont déterminées en annexe à la loi n° 12.351.

En vertu de la loi, Petrobras sera (lorsque des contrats auront été conclus²) opérateur de tous les « blocs » placés sous le régime du partage de production et détiendra une participation minimum dans un consortium qu'il constituera avec un opérateur et l'entreprise publique brésilienne d'administration du pétrole et du gaz (voir *infra*).

Tous les coûts et investissements nécessaires pour la mise en œuvre du contrat de partage de la production seront supportés par le cocontractant. La Fédération pourra toutefois participer aux investissements en n'assumant cependant pas d'autres risques que ceux correspondant à ces investissements.

Avant de conclure un contrat, le ministère des Mines et de l'énergie pourra, directement ou au moyen de l'ANP, favoriser l'évaluation du potentiel des zones du Pré-Sal et des zones stratégiques par l'intermédiaire d'études exploratoires confiées à Petrobras.

La Fédération conclura des contrats de partage de la production :

– soit directement avec Petrobras, sans mise en concurrence, sur proposition du CNP et pour des motifs d'intérêt national ;

– soit après une mise en concurrence prenant la forme d'enchères auxquelles pourra également participer Petrobras, les contrats qui en résulteront étant gérés par une entreprise publique dédiée : l'entreprise brésilienne d'administration du pétrole et du gaz naturel (Pré-Sal Petróleo S. A., PPSA) qui n'a cependant pas encore vu le jour bien que la loi n° 12.304 du 2 août 2010 ait autorisé le Gouvernement à la constituer.

• **Mise en concurrence et enchères**

Le contrat de partage de la production sera conclu après publication d'un avis de mise en concurrence, accompagné d'un projet de contrat qui précisera :

– le « bloc » objet du contrat ;

– les critères de jugement des offres ;

– le pourcentage minimum de l'« excédent en pétrole de la Fédération » (*excedente em óleo da União*) entendu comme la partie de la production de pétrole destinée à être répartie entre la Fédération et le cocontractant, selon des critères

d'évaluation, de développement, de production et de démantèlement des installations, fraction qui fait l'objet de limites, délais et conditions établis au contrat.

¹ Et dans les zones stratégiques que peut définir le président de la République.

² Aucune procédure d'appel d'offres n'a, pour le moment, été lancée.

définis au contrat, résultant de la différence entre le volume total de production et les coûts qui ont grevé l'exploitation (*custo em petróleo*), aux royalties ;

– la formation éventuelle d'un consortium et la participation minimale de Petrobras dans celui-ci ;

– les limites, délais, critères et conditions pour le calcul et l'appropriation (*apropriação*) de la fraction de la production allouée à la couverture des coûts qui ont grevé l'exploitation (*custo em óleo*) et du volume de production correspondant aux royalties dues ;

– les critères pour la définition de l'« excédent en pétrole du contractant » (*excedente em óleo do contratado*) ;

– le programme exploratoire minimum et les investissements estimés correspondants ;

– le contenu local minimum (rapport entre la valeur des biens produits et des services mis en œuvre dans le pays pour l'exécution du contrat et la valeur totale des biens utilisés et des services mis en œuvre) du contrat de partage de la production ;

– la valeur de la prime versée à la signature (*bonus de assinatura*) et celle de la part destinée à l'entreprise publique (PPSA) chargée de gérer les contrats ;

– les règles et les phases de la mise en concurrence ;

– les règles applicables à la participation conjointe des entreprises à la mise en concurrence ;

– la liste des documents exigés et les critères d'habilitation technique, juridique, économique-financière et fiscale des candidats ;

– la garantie devant être présentée par le candidat souhaitant être admis à concourir ;

– le lieu, l'heure et les modalités de fourniture aux candidats des données, études et autres éléments nécessaires pour l'élaboration des propositions ainsi que le coût d'acquisition de ceux-ci ;

– et le lieu et l'heure de remise des offres.

Si la participation conjointe de plusieurs entreprises est autorisée, l'avis de mise en concurrence précise les pièces spécifiques qui devront être fournies par les candidats.

• Jugement des offres

Le jugement des offres permettra d'identifier les propositions les plus avantageuses en fonction du critère d'offre d'un plus grand excédent de pétrole en faveur de la Fédération, sous réserve du respect du minimum fixé par le Conseil national de la politique énergétique.

- **Constitution d'un consortium**

Dans tous les cas de figure, Petrobras participera aux opérations menées sur les champs pétroliers brésiliens. En effet, le candidat retenu au terme de la mise en concurrence devra constituer un consortium avec Petrobras¹ et avec l'entreprise publique chargée de la gestion des contrats de partage de la production qui représentera les intérêts de la Fédération, étant observé que :

- la participation de Petrobras impliquera son adhésion aux règles relatives à la mise en concurrence et au contenu de la proposition retenue ;
- les droits et obligations patrimoniaux de Petrobras et de ses cocontractants seront proportionnels à leur participation dans le consortium ;
- le contrat de constitution du consortium désignera Petrobras en tant que responsable de l'exécution du contrat, sans préjudice de la responsabilité solidaire des cocontractants.

Le consortium sera dirigé par un comité opérationnel composé des représentants de l'entreprise publique PPSA, chargée de la gestion des contrats et de ceux des cocontractants.

Il lui reviendra de :

- définir le plan d'exploration qui sera soumis à l'examen puis à l'approbation de l'ANP ;
- définir le plan d'évaluation de la découverte du gisement de pétrole également soumis à l'examen puis à l'approbation de l'ANP ;
- déclarer la possibilité de commercialiser chaque gisement découvert et définir les plans de développement et de production soumis à l'examen puis à l'approbation de l'ANP ;
- définir les programmes de travail et de production annuels soumis à l'examen puis à l'approbation de l'ANP ;
- analyser et approuver les budgets liés aux activités d'exploration, d'évaluation, de développement et de production prévues au contrat ;
- superviser les opérations et approuver la comptabilité des coûts engagés ;
- et définir les termes de l'accord d'individualisation de la production devant être signé avec le titulaire de la zone adjacente.

- **Contenu du contrat de partage de la production**

Le contrat de partage de la production fera référence –comme celui de concession– à deux phases :

- l'exploration, y compris les activités d'évaluation de découverte de pétrole pour la détermination de la possibilité de le commercialiser ;

¹ Si le contrat est conclu directement avec Petrobras, sans mise en concurrence, c'est cette entreprise qui constitue un consortium avec PPSA.

– et la production, y compris les activités de développement.

Il mentionnera :

- le « bloc » auquel il s'applique ;
- l'obligation faite au cocontractant d'assurer tous les risques résultant des activités d'exploration, évaluation, développement et production ;
- les garanties que doit fournir le cocontractant ;
- le droit du cocontractant à recevoir la propriété de la fraction de la production allouée à la couverture des coûts qu'il a supportés (*custo em óleo*), dans le seul cas de découverte commerciale ;
- les limites, délais, critères et conditions pour le calcul et l'exercice du droit de propriété de la fraction de la production allouée à la couverture des coûts subis par le cocontractant et du volume de production correspondant aux royalties dues ;
- les critères de calcul de la valeur du pétrole en fonction des prix de marché, des caractéristiques du produit et de la localisation du champ pétrolifère ;
- les règles et les délais applicables à la répartition de l'excédent en pétrole, pouvant inclure des critères liés à l'efficacité économique, à la rentabilité, au volume de production et à la variation du prix du pétrole observé et le pourcentage minimum de l'excédent en pétrole de la Fédération ;
- les attributions, la composition, le fonctionnement et les modalités de décision et de résolution des différends au sein du comité opérationnel ;
- les règles de comptabilisation et de procédure pour l'accompagnement et le contrôle des activités d'exploration, d'évaluation, de développement et de production ;
- les règles applicables à la réalisation des activités pour le compte et aux risques du cocontractant qui n'impliqueront aucune obligation pour la Fédération ni aucune comptabilisation dans le « coût en pétrole » ;
- la durée de la phase d'exploration et les conditions de sa prorogation ;
- le programme d'exploration minimum et les conditions de sa révision ;
- les critères de formulation et de révision des plans d'exploration et de développement de production, ainsi que les programmes de travail, en incluant les points de mesure et de partage du pétrole ;
- l'obligation faite au cocontractant de fournir à l'ANP et à l'entreprise publique chargée de la gestion du contrat, PPSA, les données et informations relatives à l'exécution de celui-ci ;
- les critères de retour et de démantèlement des zones par le cocontractant, y compris pour le retrait des équipements et installations et pour la rétrocession des biens ;
- les pénalités applicables en cas de non application des obligations contractuelles ;
- les procédures liées à la cessation des droits et obligations relatifs au contrat ;

- les règles de solution des différends, y compris la conciliation ou l'arbitrage ;
- le terme du contrat qui ne pourra pas excéder les 35 ans ;
- la valeur et la forme du paiement de la prime versée à la signature ;
- l'obligation de présenter un inventaire périodique sur les émissions de gaz à effet de serre, lequel sera publié et communiqué au Parlement ;
- la présentation d'un plan d'urgence relatif aux accidents dus à une fuite de pétrole ;
- et l'obligation de réaliser un audit environnemental de tout le processus opérationnel d'extraction et de distribution de pétrole.

2. Dispositions environnementales

L'**article 225 de la constitution fédérale du Brésil** institue le droit à un environnement écologiquement équilibré, bien d'usage commun du peuple et essentiel à la saine qualité de vie, que les pouvoirs publics ont le devoir de défendre et de préserver pour les générations présentes et futures.

La loi n° 6.938 du 31 août 1981 prévoit que toute les activités « effectivement ou potentiellement » polluantes sont soumises à autorisation (*licenciamento*) environnementale.

Le décret n° 99.274 du 6 juin 1990 pris pour son application et l'arrêté n° 422 du 26 octobre 2011 précisent le régime applicable en la matière.

La réalisation d'une étude sismique nécessite l'attribution d'une autorisation spécifique, valable 5 ans, qui suppose la réalisation d'études environnementales

La construction, l'installation, l'extension et le fonctionnement des établissements dont les activités utilisent des ressources environnementales et qui sont effectivement ou potentiellement polluantes sont soumis à une procédure d'autorisation environnementale. Celle-ci repose sur la réalisation d'une étude d'impact, d'une part et, d'autre part, sur l'obtention des autorisations :

- « préalable », valable au plus 5 ans, délivrée dans la phase préliminaire de planification de l'activité, laquelle indique les obligations de base devant être respectées pour la localisation et l'installation ;

- « d'installation », valable au plus 6 ans, qui permet le début de l'implantation ;

– et « opérationnelle », valable au plus 10 ans, qui rend possible, après les vérifications nécessaires, le début de l'activité et le fonctionnement des équipements de contrôle de la pollution¹.

L'arrêté interministériel n° 198 du 5 avril 2012 sur l'évaluation environnementale dans les zones sédimentaires prévoit, quant à lui, une « évaluation environnementale des zones sédimentaires » (*Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentar, AAAS*), que réaliseront ensemble les ministères des Mines et de l'énergie, d'une part, et de l'Environnement, d'autre part.

Il précise les conditions de la réalisation de cette évaluation lors de la procédure d'attribution des blocs d'exploration de pétrole et de gaz situés dans des bassins sédimentaires, maritimes ou terrestres. Cette évaluation a pour objet de permettre le développement durable et la planification stratégique des activités d'exploration et de production de pétrole. Elle tend aussi à :

- déterminer l'intérêt des espaces régionaux en termes d'exploration et de production ;
- intégrer l'évaluation environnementale dans les processus de décision pour l'attribution de « blocs » d'exploration ;
- promouvoir l'efficacité et la sécurité juridique ;
- et rendre possible une plus grande rationalité entre développement des études environnementales et production pétrolière.

Elle repose sur une « étude environnementale de la zone sédimentaire » (EAAS) qui prend en compte les ressources pétrolières et les conditions et caractéristiques socio-environnementales en fonction des impacts et des risques environnementaux associés aux activités pétrolières. La version initiale de cette étude est soumise à consultation publique. Elle est suivie d'une version « consolidée » qui inclut les contributions reçues dans le cadre de cette consultation.

L'étude a pour but de :

- proposer la classification de la zone sédimentaire en fonction de la possibilité d'y attribuer un « bloc » d'exploration (possible, impossible, nécessité d'un moratoire...)

¹ Selon une étude économique de l'OCDE, d'octobre 2011 consacrée au Brésil, « en dépit d'une certaine amélioration ces derniers temps, la délivrance des autorisations environnementales reste une source considérable de retard des investissements, surtout dans le secteur de l'énergie, étant donné la fréquence des conflits sur les projets d'infrastructures. Le Brésil est l'un des très rares pays à mettre en œuvre un processus d'autorisation en trois étapes (autorisation préliminaire, autorisation d'installation et autorisation d'exploitation) avec des procédures distinctes et la possibilité pour les parties tierces de déclencher un litige à chaque étape. Cette approche a engendré de l'incertitude, des retards importants et des coûts de transaction élevés » (p. 20).

- établir un diagnostic environnemental régional, en prenant en compte les milieux physiques, biologiques et socio-économiques ;

- élaborer une base hydrodynamique de référence destinée à être utilisée par les entrepreneurs et mise à jour pour une modélisation numérique utilisant des données historiques et prenant en compte, en tant que de besoin, la modélisation de la dispersion du pétrole et des polluants dans la région ;

- et proposer des mesures d'adaptation, des normes technologiques ainsi que des études et modes de suivi pour l'ensemble de la zone sédimentaire.

Pour chaque évaluation (AAAS) est créé un comité technique d'accompagnement chargé d'établir le projet d'EAAS, d'organiser la consultation publique et d'établir un rapport final. Celui-ci est soumis à une commission interministérielle composée de représentants des deux ministères qui décide du classement des zones sédimentaires, détermine des recommandations pour les zones déclarées « aptes » que devront suivre les industriels et fixe le délai de révision de l'étude. Sa décision, approuvée par le ministre des Mines et de l'énergie et celui chargé de l'Environnement, est publiée à l'équivalent du *Journal officiel*.

La consultation publique, qui recourt en priorité à Internet, dure au moins 30 jours pour le rapport initial et 90 jours pour l'EAAS. Elle comprend aussi au moins une réunion publique consacrée à l'EAAS dans la zone en question, laquelle est précédée de mesures de publicité et d'une convocation publiée au moins 30 jours avant son déroulement.

L'évaluation et les recommandations qui y sont associées en ce qui concerne la zone doivent contribuer à la planification de l'attribution des « blocs » d'exploration de pétrole. Les blocs qui sont octroyés dans une zone considérée comme « apte » ne peuvent voir leur classification modifiée avant le terme du délai pendant lequel le « bloc » est attribué.

Les éléments réunis dans le cadre de la réalisation de l'AAAS peuvent être réutilisés dans le cadre de la procédure générale d'« autorisation environnementale » décrite *supra*.

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DE TITRES

1. Obligations générales

a) Obligations du concessionnaire

Le concessionnaire est tenu :

- d'explorer, pour son compte et en en assumant le risque en cas de découverte, d'exploiter le gisement en soumettant à l'ANP pour autorisation les plans et projets de développement et de production ;
- de payer des impôts et participations légales ou contractuelles ;
- et de rendre, au terme de la concession et sans pouvoir prétendre à une indemnisation, les biens qui deviennent la propriété de la Fédération et sont gérés par l'ANP.

Il peut transférer la concession à un tiers sous réserve que celui-ci réponde aux exigences techniques, économiques et juridiques fixées par l'ANP dont il doit obtenir l'autorisation préalable.

b) Obligations du titulaire d'un contrat de partage de la production

Ces obligations sont indiquées *supra* dans le développement relatif au contenu du contrat.

2. Obligations financières

a) Obligations du concessionnaire

Le concessionnaire est tenu de verser :

- une prime à la signature, payée lors de la conclusion du contrat ;
- des royalties mensuellement en monnaie nationale à compter de la mise en production de chaque champ au taux de 10 % de celle-ci, ce taux pouvant être réduit en-deçà de 10 %, sans être inférieur à 5 %, compte tenu des risques géologiques et des perspectives de production ;
- une participation spéciale ;
- une redevance pour occupation ou détention de la zone, calculée en raison des kilomètres carrés ou fraction de la superficie d'un « bloc », dont le montant sera augmenté en cas de prorogation du délai d'exploration ;
- et une participation spéciale applicable en cas de grand volume de production ou de grande rentabilité.

L'article 20 de la constitution fédérale du Brésil dispose que les États fédérés, les communes et les organes de l'administration fédérale bénéficient, dans les termes prévus par la loi, d'une participation au résultat de l'exploration pétrolière sur leur territoire, sur le plateau continental, dans la mer territoriale et dans la ZEE.

La fraction de la valeur des royalties correspondant au pétrole extrait qui excède 5 % de la production est distribuée à raison de :

- 22,5 % aux États fédérés producteurs riverains ;
- 22,5 % aux communes (*municipios*) productrices riveraines ;
- 15 % au ministère fédéral de la Marine, au titre des missions de contrôle des zones de production,
- 7,5 % aux communes concernées par des opérations d'embarquement et de débarquement du pétrole ;
- 7,5 % pour la constitution d'un fonds spécial destiné à être réparti entre tous les États, territoires (*territorios*) et communes ;
- et 25 % au ministère de la Science et de la technologie pour financer des programmes de soutien à la recherche scientifique et au développement technologique appliqué à l'industrie du pétrole, du gaz naturel et des biocarburants et à l'industrie pétrochimique de première et de seconde génération, ou à la prévention et à la réparation des dommages causés à l'environnement par ces industries (une fraction de ces sommes sera affectée au développement des régions du Norte et du Nordeste).

Dans les zones du Pré-Sal attribuées sous le régime de la concession, la fraction des royalties qui relève de l'administration directe de la Fédération est destinée à alimenter un fonds destiné à financer le développement social et régional sous la forme de programmes contre la pauvreté, pour le développement de l'éducation, de la culture, du sport, de la santé publique, de la science et de la technologie, de l'environnement et de la limitation du changement climatique et de l'adaptation à ses effets.

La participation spéciale applicable en cas de grand volume de production ou de grande rentabilité est répartie à raison de :

- 40 % au ministère des Mines et de l'énergie ;
- 10 % au ministère de l'Environnement ;
- 40 % à l'État fédéré riverain de la plateforme continentale d'où est extrait le pétrole ;
- et 10 % aux communes riveraines de la même plateforme.

La part de cette participation spéciale destinée à l'administration fédérale est, dans la zone du Pré-Sal, versée au fonds destiné à financer le développement social et régional précité.

b) Obligations du titulaire d'un contrat de partage de la production

Le cocontractant versera à la Fédération au titre de l'exploitation d'un gisement du Pré-Sal :

- des royalties, qui correspondent à la compensation financière pour l'exploitation pétrolière ;
- et une prime versée à la signature.

Une partie de ces sommes sera reversée à un fonds social destiné à développer, dans les zones de lutte contre la pauvreté, l'éducation, le sport, la santé publique, la science et la technologie, l'environnement et l'adaptation au changement climatique.

L'article 44 de la loi 12 351 prévoit explicitement que l'article 50 de la loi 9 478 sur la participation spéciale de la Fédération en cas de grand volume de production ou de grande rentabilité ne s'applique pas aux contrats de partage de production.

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

MEXIQUE

Selon l'article 27 de la constitution des États-Unis mexicains et la loi organique relative au secteur du pétrole du 29 novembre 1958 modifiée, le pétrole qui se trouve dans la plateforme continentale et la ZEE appartient à la nation.

La même loi organique confie à Petróleos Mexicanos (PEMEX) l'exploration et l'exploitation pétrolière, au nom de la Nation.

Le pétrole est exclu du champ d'application de la loi minière.

I. EXPLORATION - RECHERCHE

A. AUTORITÉ(S) CHARGÉE(S) DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

La loi organique du 29 novembre 1958 confie au seul ministère de l'Énergie fédéral la compétence exclusive pour autoriser PEMEX à effectuer la reconnaissance et l'exploration superficielle des zones pétrolifères, sous réserve de l'avis de la Commission nationale des hydrocarbures.

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Régime général

↳ Absence de mise en concurrence

En vertu du règlement de la loi organique concernant l'article 27 de la constitution, Petróleos Mexicanos, l'entreprise nationale doit présenter au ministère de l'Énergie une demande écrite de reconnaissance et d'exploration superficielle qui précise :

– la zone susceptible de contenir des gisements pétrolifères que PEMEX souhaite explorer ;

– les travaux géophysiques nécessaires pour évaluer ou préciser le potentiel pétrolier d'une zone déterminée, y compris le forage exploratoire ;

- la valeur technico-économique espérée ;
- et le risque géologique estimé.

Le ministère de l'Énergie publie la demande à l'équivalent du *Journal Officiel* ce qui a pour effet d'ouvrir un délai de 30 jours afin que les propriétaires qui y ont un intérêt juridique fassent valoir leur éventuelle opposition. Puis il publie sa décision, qui vaut titre d'exploration, à l'équivalent du *Journal officiel*.

↳ **Contenu de l'autorisation**

La loi ne précise pas le contenu spécifique pour l'autorisation.

2. Régime environnemental

La loi du 29 novembre 1958 prévoit que doivent être respectées des normes environnementales en vigueur. Celles-ci sont présentées *infra*, dans les développements relatifs à l'exploitation.

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DE TITRES

Dans le cas où des oppositions à la délivrance de l'autorisation s'expriment et que le ministère accorde tout de même l'autorisation, PEMEX doit s'engager par écrit à indemniser les préjudices susceptibles de résulter de son activité.

II. EXPLOITATION - PRODUCTION

A. AUTORITÉ(S) CHARGÉE(S) DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

La loi organique du 29 novembre 1958 donne au ministère de l'Énergie fédéral compétence pour accorder exclusivement à Petróleos Mexicanos les « blocs » d'exploration et d'exploitation. Elle précise que cette entreprise peut conclure des contrats avec des personnes physiques ou morales pour la réalisation de ces activités, sans que ces partenaires ne puissent bénéficier de concessions ni conclure de contrats de partage de production.

La Commission nationale des hydrocarbures réglemente et supervise l'exploration et l'extraction des hydrocarbures. Elle publie des instructions

(*lineamientos*) techniques devant être observées dans la mise en œuvre de ces projets, et en particulier :

- le résultat de l’exploration et l’importance des réserves ;
- les technologies utilisées pour optimiser l’exploitation dans les diverses étapes des projets ;
- le rythme d’exploitation des champs ;
- le facteur de récupération des gisements ;
- l’évaluation technique du projet ;
- et les références techniques conformes aux meilleures pratiques.

Le ministère de l’Énergie peut notamment refuser l’autorisation d’exploration et d’exploitation si :

- l’avis de la CNH est négatif ;
- la demande concerne une zone où cette activité est interdite ;
- ou si elle est contraire à la politique énergétique du pays.

B. PROCÉDURE D’ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Dispositions générales

En vertu de la loi organique du 29 novembre 1958 modifiée et de son règlement d’application, Petróleos Mexicanos doit obtenir préalablement à la réalisation des ouvrages les permis délivrés par les diverses autorités auxquelles il est soumis au titre de l’exercice de son activité.

L’entreprise sollicite du ministère de l’Énergie, statuant après avis de la Commission nationale des hydrocarbures, l’attribution d’un titre ouvrant droit à l’exploitation pétrolière d’un « bloc » (*asignación petrolera*).

A cette fin il précise :

- les projets d’exploration et d’exploitation ;
- l’approbation donnée par le conseil d’administration de Petróleos Mexicanos à ce projet ;
- l’approbation initiale par le ministère de l’Énergie dans le cas de demande de modification d’une autorisation existante.

Le projet d’exploration et d’exploitation comprend les études, des ouvrages et travaux destinés à l’extraction pétrolière et les activités de traitement, transport et stockage préalables à la vente.

L'autorisation est donnée dans le but d'atteindre les objectifs fixés à la politique énergétique du pays.

↳ **Contenu du titre d'attribution**

Le titre délivré par le ministère de l'Énergie précise le délai dans lequel les propositions présentées par Petróleos Mexicanos devront être mises en œuvre dans la zone donnée. Cette autorisation précise :

- la zone attribuée ;
- les travaux à réaliser et la description générale des projets d'exploration et d'exploitation ;
- et les critères selon lesquels pourra être demandée une modification du titre consécutive à des modifications significatives des coûts, des investissements, de la production, des délais d'exécution et de la rentabilité estimée.

2. Dispositions environnementales

Pour promouvoir le développement durable des activités pétrolières, la loi du 29 novembre 1958 prévoit que doivent être respectées des normes environnementales permettant la protection, la restauration et la conservation des écosystèmes lesquelles seront définies conjointement par le ministère fédéral de l'Énergie et par le ministère fédéral de l'Environnement et des ressources naturelles.

La loi générale sur l'équilibre écologique et la protection de l'environnement et son règlement prévoient que le ministère de l'Environnement et des ressources naturelles doit donner son autorisation préalable aux activités de percement de puits pour l'exploration et la production de pétrole :

- à la construction et à l'installation de plateformes de production pétrolière ;
- et aux prospections sismologiques marines autres que celles qui utilisent des pistons pneumatiques.

Le promoteur de l'activité pétrolière doit présenter à ce ministère une déclaration d'impact environnemental destinée à permettre l'évaluation du projet dont il poursuit la réalisation. Un modèle de guide permettant la rédaction de cette déclaration est publié par le ministère de l'Environnement à l'équivalent du *Journal officiel*.

Celle déclaration se fonde sur une étude réalisée par un organisme spécialisé tel qu'une université. Elle présente les risques environnementaux, la faune, la flore et la zone qui pourraient être touchées par les activités

pétrolières considérées dans leur ensemble, du forage à la construction d'une plateforme.

La demande indique :

- les données générales et la description du projet ;
- le régime environnemental applicable ;
- la description du système environnemental ;
- la description et l'évaluation des effets environnementaux du projet ;
- les mesures préventives et de limitation de ces effets ;
- les perspectives environnementales, le cas échéant, les alternatives envisageables ;
- et les instruments méthodologiques et techniques qui sous-tendent l'ensemble de ces données.

Le ministère publie chaque semaine dans son bulletin (*Gaceta Ecológica*) une liste des demandes d'autorisation liées aux déclarations d'impact environnemental qui sont aussi rendues publiques par les moyens informatiques dont il dispose.

Les dossiers relatifs à ces demandes sont mis à la disposition du public dans les locaux du ministère sous réserve de la protection du secret industriel et commercial. S'agissant des projets concernant la ZEE ou le plateau continental, quiconque peut demander l'organisation d'une consultation publique.

Le ministère rend finalement une décision sur la demande, assortie le cas échéant de réserves.

La loi ne prévoit pas de reversement des fruits de l'exploitation pétrolière aux collectivités territoriales.

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

NORVÈGE

La loi du 29 novembre 1996 relative aux activités pétrolières donne à l'État norvégien la propriété et le droit exclusif de gestion des gisements de pétrole sous-marins.

Elle s'applique à toutes les activités pétrolières sur le plateau continental norvégien. Elle est complétée par un règlement d'application 1997-06-27-653.

I. EXPLORATION – RECHERCHE

Selon la loi précitée, il faut entendre par « exploration », des activités géologiques, pétro-physiques, géophysiques, géochimiques et géotechniques en vue de rechercher du pétrole y compris les forages peu profonds, ainsi que le fonctionnement et l'utilisation de dispositifs strictement destinés à l'exploration.

A. AUTORITÉ CHARGÉE DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

Les licences d'exploration en mer sont délivrées par la Direction générale norvégienne du pétrole (*Norwegian Petroleum Directorate*) dans les zones du plateau continental déclarées ouvertes aux activités pétrolières par le ministre du Pétrole et de l'Énergie. Ces zones *offshore* situées sur le plateau continental sont découpées en « blocs » de 15 minutes de latitude et de 20 minutes de longitude.

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Dispositions générales

- **Absence de mise en concurrence**

La licence d'exploration est accordée sur demande du candidat précisant notamment le but et la nature de l'exploration.

- **Appréciation de la demande**

La demande est traitée sur simple évaluation du dossier sans mise en concurrence.

- **Contenu de la licence d'exploration**

La licence d'exploration accorde à son titulaire le droit non exclusif de rechercher du pétrole. Des forages peuvent être pratiqués jusqu'à des profondeurs précisées par la Direction générale du Pétrole.

La licence mentionne la surface objet de l'exploration.

Elle est règle générale accordée pour 3 ans.

La direction générale du Pétrole peut spécifier certaines catégories d'exploration ou imposer des conditions pour la mise en œuvre de l'exploration. Elle peut exiger de connaître les ventes ou les échanges d'informations réalisées.

2. Dispositions environnementales

Les dispositions environnementales figurent à l'article 3-1 de la loi de 1996 sur les activités pétrolières précitée ainsi qu'au chapitre 2a de son règlement d'application.

Préalablement à l'ouverture d'une nouvelle zone du plateau continental aux activités pétrolières, le ministre du Pétrole et de l'énergie doit effectuer une évaluation d'impact environnemental comme le prévoit la directive 2001/42/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 juin 2001 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement, dite directive « ESIE ».

Le ministère prépare tout d'abord un projet de « programme d'évaluation d'impact environnemental » qui contient une carte et décrit notamment les points à prendre en compte dans l'évaluation ainsi que les évaluations nécessaires à la prise de décision, le projet de décision d'ouvrir la

zone aux activités pétrolières et les différentes solutions de développement possibles dans celle-ci.

Ce document est soumis, pour consultation, aux autorités publiques locales, aux organisations industrielles et à toutes celles qui peuvent être concernées. Il est aussi disponible sur Internet pour que le public puisse donner son avis. Le délai de consultation ne doit pas être inférieur à 6 semaines.

Le document final d'évaluation d'impact est établi par le ministre sur la base du projet et des commentaires auxquels il a donné lieu. Un rapport rassemble ces commentaires et indique la manière dont ils ont été évalués et pris en compte dans le document approuvé. Une copie de ce dernier est adressée à tous ceux qui ont commenté le projet de programme.

L'évaluation d'impact environnemental proprement dite se base sur le programme approuvé et tient compte des connaissances existantes et de leur actualisation. Elle décrit les impacts présumés des activités pétrolières sur la zone et les différentes solutions de développement possibles.

Outre des cartes, des illustrations et un résumé, ce document contient notamment :

- une description de la zone susceptible d'être ouverte aux activités pétrolières ;

- une description de la relation entre les plans nationaux afférents à la zone et les normes et objectifs environnementaux pertinents fixés par des lignes directrices nationales, des objectifs environnementaux nationaux ainsi que leur traduction dans l'évaluation ;

- une description des questions environnementales importantes et des ressources naturelles, y compris une vue d'ensemble de la cartographie effectuée à laquelle s'ajoute éventuellement une indication des possibles effets transnationaux ;

- une description de l'impact de l'ouverture de la zone en relation avec les conditions de vie des animaux et des plantes, le fonds marin, l'eau, l'air, le climat, le paysage, la préparation aux situations d'urgence et les risques ainsi que des effets cumulés de ces différents facteurs ;

- un résumé succinct des données et méthodes utilisées dans la description des effets ainsi que des problèmes professionnels et techniques liés à leur collecte et à leur utilisation ;

- une évaluation des besoins et propositions en matière d'investigations supplémentaires avant l'ouverture de la zone ;

- une évaluation des besoins et propositions d'investigations et de mesures destinées à surveiller et à faire apparaître les véritables impacts de l'ouverture de la zone ainsi que les mesures susceptibles de réduire et de compenser les nuisances significatives ;

– une description des mesures disponibles pour empêcher ou compenser les dommages et inconvénients possibles.

Le ministre soumet l'évaluation d'impact pour consultation aux autorités publiques locales concernées, aux organisations industrielles et autres organisations intéressées. Il la diffuse également sur Internet et fait part de la consultation par une insertion dans un journal d'annonces publiques. Le délai de la consultation est en principe de 3 mois et ne peut, en tout état de cause, pas être inférieur à 6 semaines. Tous les documents, qu'ils soient scientifiques ou d'autre nature doivent être disponibles au ministère et, dans la mesure du possible, sur Internet.

En fonction des commentaires reçus, le ministre décide s'il y a lieu de procéder à des évaluations supplémentaires ou d'approfondir certains points. Dans ce cas, une consultation complémentaire de tous ceux qui ont émis des avis précédemment est ouverte pendant un délai d'au moins 2 semaines.

Le projet d'ouverture de la zone est soumis au *Storting*, le parlement monocaméral norvégien, avec l'évaluation d'impact et les avis reçus pendant la consultation ainsi qu'une appréciation de ceux-ci.

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Obligations générales

Le titulaire d'une licence d'exploration doit, au moins 5 semaines¹ avant le commencement des activités liées à celle-ci, soumettre à la direction générale du Pétrole, à la direction générale des Pêches et au ministère de la Défense les informations sur :

- la date, la durée et des informations précises sur la zone où sont projetées les activités d'exploration (lignes de position) ;
- les méthodes d'exploration ;
- le navire utilisé ;
- et la forme dans laquelle les résultats de l'exploration seront disponibles.

Le nom de l'expert en matière de pêche doit être communiqué à la direction générale des Pêches au plus tard 5 jours¹ avant le commencement des activités.

Pendant le déroulement de l'exploration, le titulaire de la licence transmet des informations hebdomadaires aux autorités mentionnées *supra* sur la date, le lieu, le type d'activité et les mouvements du navire chargé des

¹ La direction générale pour le Pétrole peut dispenser du respect de ce délai.

sondages. Si l'activité n'est pas terminée, il donne de nouvelles informations sur la durée de celle-ci. La direction générale du Pétrole publie ces informations à destination des usagers de la mer sur son site Internet.

Dans les 3 mois suivant au plus tard la fin de l'activité, le titulaire de la licence doit communiquer des données, des enregistrements et des résultats relatifs à celle-ci à la direction générale du Pétrole. Les données dont le traitement nécessite plus de 3 mois sont transmises aussitôt celui-ci achevé. Le titulaire de la licence doit indiquer si les résultats du sondage peuvent être commercialisés.

Les navires qui effectuent les sondages doivent embarquer un système de localisation par satellite et un enregistreur des données de circulation.

2. Obligations financières

Le titulaire d'une licence d'exploration verse une redevance annuelle de 65 000 couronnes norvégiennes (environ 8 800 euros) payables d'avance.

Il paye une redevance de 33 000 couronnes norvégiennes (environ 4 468 euros) pour chaque sondage sismique au plus tard le jour où il l'entreprend.

Selon le règlement d'application de la loi pétrolière précité, ces redevances évoquées ci-dessous sont payées à l'État norvégien via la direction générale du Pétrole. Ce texte ne contient pas d'autres dispositions relatives à la redistribution des profits pétroliers.

II. EXPLOITATION – PRODUCTION

La licence de production confère d'une part un droit exclusif d'exploration et, d'autre part, un droit exclusif d'exploitation.

A. AUTORITÉ CHARGÉE DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

Les licences de production sont délivrées par le ministre du Pétrole et de l'énergie qui se fonde sur le rapport de la direction générale du Pétrole.

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Dispositions générales

- **Mise en concurrence**

En règle générale, les licences de production sont délivrées à l'issue d'une procédure d'appel d'offres qui a lieu une année sur deux en moyenne et qui est publiée dans le journal national d'annonces publiques norvégien et dans le *Journal officiel de l'Union européenne*. Le délai de soumission ne peut être inférieur à 90 jours.

Le Roi¹ peut toutefois décider d'attribuer des licences de production sans mise en concurrence. Dans ce cas, les titulaires de licence de production des surfaces adjacentes à l'aire proposée se voient offrir la possibilité de demander une licence de production sur celle-ci. Une publicité dans le journal d'annonces publiques norvégien et dans le *Journal officiel de l'Union européenne* précise les blocs concernés.

Le Roi peut également décider qu'il y aura une participation directe de l'État aux activités pétrolières et nommer une personne morale pour gérer cette participation.

- **Jugement des offres**

Sont retenues les offres qui permettent la meilleure gestion possible des ressources. Le ministère préfère accorder les licences de production à des groupes d'entreprises (*joint venture*) qui doivent soumettre les accords qui les lient à son approbation.

Selon la loi de 1996 précitée, la gestion des ressources doit être réalisée au bénéfice de la société norvégienne toute entière dans une perspective de long terme. Elle doit fournir des revenus au pays, contribuer à garantir le bien-être, l'emploi et un meilleur environnement, renforcer le commerce et l'industrie norvégiens, favoriser le développement industriel eu égard également aux considérations régionales et à celles de politique locale ainsi qu'aux autres activités.

Dans la réponse à l'appel d'offres, les entreprises soumissionnaires indiquent notamment :

- leur nom, adresse et nationalité et leur qualité de personne physique ou morale ;

- les coordonnées du représentant en Norvège qui servira de correspondant aux autorités norvégiennes ;

¹ La Norvège est une monarchie constitutionnelle et les décisions du Gouvernement sont formellement prises par le Roi.

- la surface ou les surface(s) sollicitée(s) ;
- l'ordre des priorités établi par le candidat s'il demande plusieurs surfaces ;
- les activités du candidat y compris ses capacités financières ;
- l'évaluation géologique de la ou des surfaces et la planification concrète des activités pétrolières sur celle(s)-ci ;
- l'estimation financière de la ou des surfaces ;
- l'expérience et les compétences techniques du candidat ;
- l'organisation et l'expertise dont dispose le candidat, aussi bien en Norvège qu'ailleurs pour le type d'activités requises sur la ou les surfaces demandées.

Les licences sont attribuées aux candidats qui remplissent les conditions et exigences de base et qui sont sélectionnés en fonction de critères objectifs et d'éléments factuels mentionnés dans l'appel d'offres.

Ces données de base servent seulement à s'assurer du déroulement correct des activités dans la zone. Elles prennent en compte la sécurité nationale, l'ordre public, la santé publique, la sécurité des transports, la protection de l'environnement, la protection des ressources biologiques et des trésors nationaux artistiques, historiques ou archéologiques, la sécurité des installations et des personnels, la gestion systématique des ressources ainsi que la nécessité de sécuriser des rentrées fiscales.

Les critères de sélection sont :

- la compétence technique et la capacité financière ;
- le contenu du plan pour l'exploration et la production dans la surface demandée.

Ils doivent être réalisés de manière objective et non discriminatoire. Si le candidat a ou a eu une licence d'exploration, le ministère prend également en considération le manque d'efficacité ou de responsabilité dont il aurait pu faire preuve par le passé.

• **Contenu de la licence de production**

Lors de l'attribution d'une licence de production, le ministère du Pétrole et de l'énergie nomme ou approuve le nom de l'opérateur qui n'est pas nécessairement titulaire ou cotitulaire de la licence. Tout changement d'opérateur doit être validé par l'administration. Dans certains cas, l'opérateur peut être imposé par celle-ci.

La licence de production a un contenu type qui ne donne lieu à aucune négociation entre le ministère et le futur titulaire.

Elle peut couvrir un ou plusieurs « blocs » en tout ou partie.

Le Roi peut imposer des prestations de travail obligatoires sur la surface octroyée : exploration (recherches géologiques, sondages sismiques, interprétations de données) et forage d'un certain nombre de puits à des profondeurs spécifiées dans des délais imposés (en général un ou deux puits d'exploration en 6 ans).

Une licence de production peut être attribuée pour une période pouvant aller jusqu'à 10 ans. Si la période initialement retenue est plus courte (6 ans le plus souvent), son titulaire peut demander sa prolongation dans la limite des 10 ans à la Direction générale du Pétrole avec un préavis de 4 mois. Au-delà de ces 10 ans, le titulaire de la licence qui a rempli ses obligations de travaux peut solliciter une extension de la licence pouvant atteindre 30 ans, voire 50 ans ou davantage¹ sur toute la surface ou sur une surface spécifiée au moment de l'attribution de la licence avec un préavis de 2 mois.

A la demande du titulaire de la licence, le ministère peut accepter une division de la surface attribuée et délivrer une licence de production séparée pour la partie détachée. Dans certains cas également, le ministère peut accorder un droit d'exploration sur une aire couverte par une licence de production en spécifiant le type d'exploration possible et la durée correspondante.

La licence de production institue un droit exclusif d'exploration mais n'interdit pas l'attribution à un tiers de droits de recherche scientifique, d'exploration ou de production de ressources naturelles autres que le pétrole dans la mesure où cela ne porte pas de préjudice déraisonnable au titulaire initial. Si d'autres ressources sont découvertes et que la poursuite des activités occasionne une gêne importante au titulaire de la licence de production, le Roi décidera quelle activité favoriser ou différer.

La cession d'une licence de production est possible sous réserve de l'accord du ministère.

2. Dispositions environnementales

La décision d'ouvrir une zone du plateau continental aux activités pétrolières est précédée par une évaluation d'impact environnemental (voir *supra*).

Le plan de développement et d'opération doit également contenir une évaluation d'impact, sauf si le ministre décide d'accorder une dispense en considérant que le développement n'entraîne pas une production « commerciale » de pétrole celle-ci étant inférieure 4 000 barils par jour.

¹ En respectant, dans ce dernier cas, un préavis d'au moins 5 ans avant la date d'expiration de la licence.

Le titulaire de la licence prépare un projet de « programme pour l'évaluation d'impact » qui donne une brève description du développement prévu, des solutions de développement pertinentes, des effets envisagés sur l'environnement y compris transfrontaliers et qui précise tant les besoins en documentation que la façon dont l'évaluation sera conduite au regard notamment des autorités publiques et des organisations industrielles concernées. Le délai de consultation ne peut être inférieur à 6 semaines. Le ministre décide du contenu du programme final d'évaluation d'impact environnemental sur la base du projet initial et des commentaires formulés sur celui-ci. Un rapport rassemble les commentaires reçus et indique la manière dont ils ont été évalués et pris en compte dans le programme approuvé. Une copie de ce dernier est adressée à tous ceux qui ont commenté le projet de programme.

Le titulaire de la licence soumet l'évaluation d'impact pour consultation aux autorités publiques locales concernées et aux organisations industrielles. Il fait part de la consultation par une insertion dans un journal d'annonces publiques. Dans la mesure du possible, l'évaluation d'impact est diffusée sur Internet accompagnée des documents qui l'étayent. Le délai de consultation ne peut, en tout état de cause, pas être inférieur à 6 semaines. Sur le fondement des commentaires recueillis, s'il apparaît que des évaluations ou des documents complémentaires sont nécessaires, un délai supplémentaire d'au moins 2 semaines est accordé.

Le ministre statue sur le plan de développement en se fondant sur cette évaluation finale d'impact et sur les commentaires auxquels elle a donné lieu.

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DES TITRES OU AUTORISATIONS

L'exploitation du gisement pétrolier doit permettre de produire le plus de pétrole possible selon des principes techniques et économiques prudents et sains tout en évitant le gaspillage de pétrole ou du réservoir d'énergie. Le titulaire de la licence de production doit constamment évaluer la stratégie de production et les solutions techniques retenues.

1. Obligations générales

- **Plan de développement et d'opération**

En vue d'exploiter un gisement pétrolier, le titulaire de la licence doit soumettre un plan de développement et d'opérations à l'approbation du ministère du Pétrole et de l'énergie sauf si celui-ci l'en dispense.

Ce plan fait le point sur les aspects économiques, commerciaux, techniques et environnementaux ainsi que sur les ressources humaines et les

questions de sécurité. Il donne également des informations sur les installations destinées au transport et les autres équipements ainsi que sur leur démantèlement lors de la cessation de l'activité.

Si le développement comporte plusieurs phases, le plan les présente simultanément dans la mesure du possible. À défaut, l'approbation du ministère porte successivement sur chacune d'elles.

Toutes les modifications ultérieures doivent être acceptées par le ministère.

- **Calendrier de production**

Le titulaire de la licence doit également soumettre au ministère un calendrier de la production respectant les dispositions de la loi précitée qui prévoit que l'exploitation du gisement pétrolier doit permettre de produire le plus de pétrole possible selon des principes techniques économiques prudents et sains tout en évitant le gaspillage de pétrole ou du réservoir d'énergie. Le titulaire de la licence de production doit constamment évaluer la stratégie de production et les solutions techniques retenues.

Le titulaire de la licence soumet une demande d'autorisation de production au ministère dans un délai spécifié avec copie à la Direction générale du pétrole. La durée de l'autorisation de production accordée varie notamment en fonction de la taille du gisement. Le ministère peut demander la remise d'un rapport sur le gisement, des mesures en vue d'obtenir des informations, des évaluations volumétriques et des analyses du pétrole produit.

- **Restitution de surface ou renoncement à la licence**

Dans la première période de 10 ans le titulaire de la licence de production peut abandonner une partie de la surface moyennant un préavis de 3 mois. Au-delà de cette période, ce type d'abandon est possible à la fin de chaque année civile sous réserve d'un préavis d'au moins 3 mois mais ne doit pas permettre en règle générale de se dégager de ses engagements préalables. Dans les mêmes conditions, le titulaire peut renoncer à la totalité de la licence de production.

Les blocs abandonnés doivent en principe être contigus et délimités par des méridiens et des parallèles exprimés en minutes entières d'un degré. La direction générale du Pétrole approuve la forme de la surface.

- **Remise en état à la fin de la licence**

Avant la cessation définitive des activités pétrolières ou l'arrêt d'une installation, la loi précitée prévoit que le titulaire de la licence de production doit soumettre au ministère du Pétrole et de l'énergie un programme de

démantèlement avec un préavis compris entre 2 et 5 ans. Ce dernier doit être accompagné d'une évaluation d'impact environnemental.

2. Obligations financières

Selon le règlement d'application de la loi pétrolière précité, l'ensemble des redevances évoquées *infra* sont payées à l'État norvégien via la direction générale du Pétrole. Ce texte ne contient pas d'autres dispositions relatives à la redistribution des profits pétroliers.

Pour le traitement du dossier de candidature, le soumissionnaire doit verser à l'État norvégien une somme de 109 000 couronnes norvégiennes¹ (environ 14 865 euros).

Chaque sondage sismique donne lieu au versement d'une redevance de 33 000 couronnes norvégiennes (environ 4 500 euros) à l'État au plus tard le jour du démarrage.

Lors de l'attribution de la licence de production, une redevance exceptionnelle peut être prélevée (*cash bonus*) tandis qu'une redevance calculée sur la base du volume de production (*production bonus*) peut être prévue par la licence.

À l'expiration de la période de 10 ans de la licence de production, le titulaire doit payer une redevance superficiaire (*area fee*) calculée comme suit :

– pour la première année, 30 000 couronnes norvégiennes (environ 4 090 euros) par km² ;

– pour la deuxième année, 60 000 couronnes norvégiennes (environ 8 180 euros) par km² ;

– et pour les années suivantes, 120 000 couronnes norvégiennes (environ 16 342 euros) par km².

Pendant la période qui s'écoule entre la soumission du plan de développement et d'opérations et la fin de l'extraction du pétrole du gisement, le titulaire de la licence de production est dispensé de payer la redevance superficiaire où le gisement mentionné dans ledit plan est situé. À l'arrêt de la production sur la surface en question, la redevance superficiaire sera payée sur une période de trois ans comme mentionnée *supra*.

Les redevances superficiaires sont payées à l'État norvégien.

¹ Taux de change : 1 couronne norvégienne = 0,1364 euros (8 janvier 2013).

Les titulaires de licence de production ne payent pas de droits de production (*production fees*) pour le pétrole produit à partir de gisement dont le plan de développement et d'opérations a été approuvé après le 1^{er} janvier 1986. Le régime des royalties a été abandonné à cette date.

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

ROYAUME-UNI

La loi de 1998 sur le pétrole confère l'ensemble des droits sur le pétrole situé dans le plateau continental à la Couronne britannique qui dispose de l'exclusivité des droits en matière de recherche, de forage et d'exploitation.

Ce texte donne également compétence au ministère de l'Énergie et du changement climatique (*Department of Energy and Climate Change, DECC*) pour accorder des « licences » (*licences*) pour la « recherche, le forage et l'extraction du pétrole » aux personnes qu'il estime compétentes et pour adopter la réglementation nécessaire à cet effet.

Un seul régime dit « côté mer » (*seaward areas*) s'applique dans les eaux territoriales au-delà des lignes de base et sur le plateau continental.

Les spécificités propres aux différentes composantes de la Couronne britannique comme l'Écosse ne sont pas précisées dans cette note.

I. EXPLORATION – RECHERCHE

En application du règlement 2004 sur l'octroi de licence pétrolière (exploration et production) (zones côté mer et côté terre), la « licence d'exploration en mer » (*seaward exploration licence*) donne à son titulaire le droit non exclusif de se livrer à des explorations non intrusives sur des zones qui ne font pas l'objet d'un permis de production (*seaward production licence*) (celui-ci confère en effet un droit d'exploration, voir *infra*). L'exploration dans une zone couverte par un permis de production est toutefois possible avec l'autorisation du détenteur de la licence de production.

Cette licence est essentiellement destinée aux entreprises de relevés sismiques (*seismic contractors*) qui cherchent à collationner des données qu'elles revendront par la suite plutôt qu'à exploiter elles-mêmes les ressources géologiques.

A. AUTORITÉ CHARGÉE DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

Les licences d'exploration en mer sont délivrées par le ministère de l'Énergie et du changement climatique (*DECC*).

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Dispositions générales

- **Absence de mise en concurrence**

Les licences d'exploration sont délivrées sur demande du candidat à tout moment de l'année.

- **Appréciation de la demande**

La demande de licence est traitée sur simple évaluation du dossier, sans mise en concurrence.

- **Contenu de la licence d'exploration**

La licence d'exploration est accordée pour un ou plusieurs blocs ou fractions de blocs dont la surface varie entre 190 et 250 km² suivant leur situation géographique.

Son titulaire peut prospecter et exécuter des sondages géologiques par des moyens physiques ou chimiques, ainsi que des forages pour obtenir des informations géologiques sur les strates situées dans la zone d'exploration. Il ne peut extraire de pétrole ou forer des puits en vue d'en produire ou encore forer à plus de 350 mètres au-dessous du fond de la mer.

Valable 3 ans, la licence d'exploration peut être prolongée pour trois autres années à la demande écrite de son titulaire adressée au *DECC* 3 mois au moins avant sa date d'expiration. Le titulaire peut mettre fin à la licence, avec un préavis de 6 mois, par courrier adressé au *DECC*.

Le *DECC* interdit toute cession de licence d'exploration sans son autorisation préalable sous peine de révocation immédiate.

2. Dispositions environnementales

Le règlement¹ de 2001 sur les activités pétrolières *offshore* (conservation des habitats) amendé prévoit que la prospection et les sondages géologiques par des moyens physiques ou chimiques, le forage pour obtenir des informations sur les strates ou les tests pratiqués sur du matériel de sondage ou de forage utilisés dans les cas précédents nécessitent une autorisation écrite préalable du *DECC* délivrée après que l'étude

¹ Ce règlement transpose les directives « habitats » et « oiseaux ».

environnementale de l'opérateur a fait l'objet d'une évaluation d'impact environnemental (voir *infra*).

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DES TITRES OU AUTORISATIONS

Si le titulaire de la licence d'exploration n'est pas l'opérateur ou ne fait pas partie du groupe d'entreprises la détenant, le choix de ce dernier doit être approuvé par le *DECC*.

1. Obligations générales

Le titulaire de la licence doit conserver des dossiers dans les formes approuvées par le *DECC* sur le forage, l'approfondissement, l'obturation ou l'abandon de tous les puits et sur les altérations du tubage mais aussi des cartes et des coupes rassemblant toutes les informations sur la géologie de la zone octroyée. Il en remet copie au *DECC* sur demande.

Il conserve des échantillons étiquetés du sous-sol, des strates, du pétrole et de l'eau trouvés dans tous les puits de la zone de la licence pendant 5 ans. Au-delà de cette période, il ne peut pas en disposer sans l'autorisation du *DECC*.

Le titulaire de la licence communique au *DECC* au plus tard le 15 de chaque mois un état d'avancement de ses travaux d'exploration.

Deux mois avant la fin de l'année civile, puis tous les ans, ainsi que deux mois après l'expiration de la licence, il transmet au *DECC* une déclaration annuelle sur les opérations effectuées pendant l'année et un plan à l'échelle requise de la situation des puits.

Le *DECC* a le droit d'inspecter les dossiers du titulaire de la licence, de prendre des notes ainsi que des copies des documents et cartes. Il a accès aux installations et aux équipements utilisés. En cas de manquement, il peut faire exécuter aux frais du titulaire de la licence les travaux nécessaires à l'exécution des obligations qui incombent à celui-ci.

En outre, le titulaire de la licence ne peut abandonner ces puits qu'avec l'autorisation du *DECC* et doit, soit les obturer (*plugging of wells*), soit les maintenir en bon état et effectuer les réparations nécessaires conformément aux bonnes pratiques pour éviter la fuite de pétrole, les dommages aux strates contenant du pétrole et pour permettre l'exploitation future de la zone octroyée.

2. Obligations financières

Le titulaire de la licence s'acquitte d'une somme dont le montant et les modalités de versement sont fixés par le *DECC* au cas par cas.

II. EXPLOITATION - PRODUCTION

Depuis l'entrée en vigueur du règlement de 2008 sur l'octroi de licence pétrolière (production) (zone côté mer), la recherche, le forage et l'extraction de pétrole font l'objet d'une licence unique appelée « licence de production » (*production licence*) qui est exclusive et se décline en fonction des spécificités de chaque opération (voir *infra*).

Cette licence confère, d'une part, un droit exclusif d'exploration, et, d'autre part, un droit exclusif d'exploitation.

A. AUTORITÉ CHARGÉE DE DÉLIVRER LES TITRES OU AUTORISATIONS

Les licences de production sont délivrées par le *DECC*.

B. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DES TITRES OU AUTORISATIONS

1. Dispositions générales

- **Mise en concurrence**

En règle générale, les licences de production sont délivrées à l'issue d'une procédure annuelle de mise en concurrence (*licensing round*) lancée par le *DECC* et publiée dans le *Journal officiel de l'Union européenne* et sur le site du ministère.

Avant la mise en œuvre de la procédure, le *DECC* découpe la zone géographique en « blocs » d'environ 190 à 250 km² en précisant les catégories de licences (voir *infra*) offertes par « bloc ».

Dans des circonstances exceptionnelles, le ministère peut lancer une procédure d'invitation à concourir à d'autres moments de l'année (*out-of-round applications*) sur de très petites zones à la demande motivée d'une entreprise. Le déroulement de la procédure et son contenu demeurent les mêmes.

- **Jugement des offres**

Le DECC délivre les licences de production en retenant les offres garantissant une exploitation optimale du pétrole de la zone concernée au profit du Royaume-Uni dans le respect des règles relatives à la sécurité et à l'environnement.

Les entreprises soumissionnaires doivent :

- être enregistrées au Royaume-Uni ;
- démontrer leur viabilité financière ou leur capacité à demeurer solvables et, sauf dans le cas de la licence de promotion (voir *infra*), leur capacité financière ou capacité à financer les dépenses correspondant aux engagements pris dans le programme de travail ;
- établir leur compétence technique et environnementale sauf dans le cas de la licence de promotion (voir *infra*) ;
- et proposer un programme de travail qui corresponde au travail d'exploration minimale qu'elles s'engagent à réaliser avant la fin de la période initiale.

Les soumissionnaires font l'objet d'une première sélection par rapport à des critères financiers et à des normes relatives à la fonction d'opérateur, puis leurs offres (dossier et entretiens) sont évaluées en fonction d'une grille de notation préétablie. En règle générale, la licence est octroyée à celui qui obtient la meilleure note.

- **Contenu de la licence de production**

Les licences de production sont accordées pour un ou plusieurs blocs ou fractions de blocs. La surface des blocs varie de 190 à 250 km² suivant leur situation géographique.

Pour simplifier le système d'octroi des licences et permettre sa gestion informatique, le règlement de 2008 précité contient une seule série de clauses-types applicables à toutes les licences de production.

Le contrat de licence reprend intégralement le contenu du règlement de 2008 précité. Les dispositions spécifiques à cet accord sont mentionnées dans ses annexes. En règle générale, l'annexe 1 décrit le ou les blocs octroyés, l'annexe 2 les redevances périodiques, l'annexe 3 le contenu du programme de travail, l'annexe 4 les coordonnées du contractant et l'annexe 5 le calendrier et la restitution de surface obligatoire (voir *infra*).

La licence de production est valable pendant une succession de trois phases (*terms*) correspondant chacune à une étape particulière du cycle de vie du champ pétrolier. Le passage d'une phase à la suivante est conditionné par la réalisation des objectifs de la précédente, faute de quoi la validité de la licence prend fin automatiquement.

La phase initiale (*Initial Term*), qui correspond à l'exploration, peut être suivie d'une deuxième phase si le programme de travail convenu a été réalisé et si une surface minimale a été instituée.

La deuxième phase (*Second Term*) correspond à l'évaluation et au développement. Elle peut être suivie d'une troisième si un plan de développement a été approuvé et si toutes les surfaces hors développement ont été restituées.

La troisième phase (*Third Term*) correspond à la période d'exploitation qui peut être éventuellement prolongée.

Il existe quatre types de licences de production dont les différentes phases ont des durées variables, correspondant à des entreprises diverses et à des situations différentes. Le *DECC* a toute latitude pour modifier ces durées si des circonstances particulières l'exigent. Il peut, par exemple, réduire la période d'exploration pour une entreprise qui serait très rapidement prête à passer à la phase de développement ou au contraire proroger au-delà de 18 ans la phase de production.

La durée respective de chacune des trois phases de la licence de production traditionnelle (*Traditional Seaward Production licence*) est de 4 ans, puis 4 ans et enfin 18 ans.

En ce qui concerne la licence de production « promotion » (*Promote Seaward Production licence*), la durée respective de chacune des trois phases est de 4 ans, puis 4 ans et enfin 18 ans. Cette licence est destinée aux petites entreprises et aux « jeunes pousses » qui n'ont ni les capitaux ni l'ensemble de compétences requises au moment où elles soumissionnent. Son titulaire doit toutefois avoir apporté la preuve de sa capacité financière ainsi que de sa compétence technique et environnementale dans les deux ans de la date anniversaire de la licence pour la conserver.

S'agissant de la licence de production « frontière de 6 ans » (*Six-Year Frontier Seaward Production licence*), la durée respective de chacune des trois phases est de 6 ans, puis 6 ans et enfin 18 ans. Cette licence permet aux entreprises d'explorer de grandes zones géographiques pendant une durée permettant un nombre de prospections plus important.

Enfin, dans le cas de la licence de production « frontière de 9 ans » (*Nine-Year Frontier Seaward Production licence*), la durée respective de chacune des trois phases est de 9 ans, puis 6 ans et enfin 18 ans. Cette licence, la plus récente, est destinée aux entreprises confrontées au milieu difficile de l'Ouest de l'Écosse.

Le *DECC* interdit toute cession de licence d'exploitation sans son autorisation préalable sous peine de révocation immédiate.

2. Dispositions environnementales

L'organisation un *licensing round* requiert une évaluation stratégique environnementale (*Strategic Environmental Assessment, SEA*) préalable en application du règlement 2004¹ sur l'évaluation environnementale des plans et programmes transposant la directive « évaluation stratégique des incidences sur l'environnement (ESIE) ».

Le ministère constitue un groupe de pilotage du *SEA* composé d'une grande variété de représentants des parties prenantes et consulte, pour apprécier l'étendue du *SEA*, les organismes scientifiques et les organismes de protection de la nature. Une fois les rapports techniques disponibles, sont organisés des ateliers d'évaluation d'experts qui rassemblent pendant deux jours les membres experts du groupe de pilotage, les auteurs des rapports techniques et les autres utilisateurs de la zone *offshore*. Environ un mois plus tard se tiennent des ateliers de dialogue des parties prenantes auxquels participent des administrations, des conseillers gouvernementaux, des autorités locales, des représentants des professionnels, des scientifiques et des ONG.

Lorsque le rapport environnemental est prêt, une annonce paraît dans différents journaux (titres à grand tirage et publications spécialisées. Ce document est disponible sur un site Internet dédié du *DECC* mais aussi gratuitement en version papier. Le public est invité à adresser ses commentaires pendant 12 semaines par courrier, courriel ou directement sur le site. Par la suite, un rapport synthétisant les réponses est préparé et posté sur le site. Le ministère doit le prendre en compte dans la procédure d'octroi des licences.

En outre, en application du règlement de 2001 précité qui transpose les directives « habitats » et « oiseaux », si le *DECC* estime que l'attribution d'une licence peut avoir un effet significatif sur un site protégé de façon spécifique, (« zone spéciale de conservation » ou « zone de protection spéciale »), il est tenu de procéder à une évaluation appropriée des incidences sur le site au regard des objectifs de protection spécifiques en entreprenant une évaluation des règlements habitats (*Habitats Regulations Assessment, HRA*), ce qui implique la consultation du *Joint Nature Committee (JNC)*² pour les projets situés en dehors des eaux territoriales et/ou des organismes publics de protection de la nature, anglais, gallois, écossais et nord-irlandais.

Dans tous les cas où le *DECC* estime que le projet entraîne des nuisances environnementales (*adverse environmental effects*) et notamment lors de l'évaluation du plan de développement présenté au cours de la deuxième phase de la licence de production si le niveau de production de

¹ Des règlements analogues transposent la directive pour l'Écosse, le Pays de Galles et l'Irlande.

² Le *JNC*, organisme public composé de représentants des organismes publics de protection de la nature anglais, gallois, écossais et nord-irlandais ainsi que de représentants indépendants désignés par le *DECC* sous une présidence indépendante, conseille le gouvernement britannique en matière de protection de la nature, notamment sur les effets de tous les projets *offshore*.

pétrole projeté est supérieur à 500 tonnes par jour¹, l'opérateur doit réaliser une étude environnementale (*Environmental Statement, ES*) qui fera l'objet d'une évaluation d'impact environnemental (*Environmental Impact Assessment, EIA*) par le *DECC*.

L'étude environnementale de l'opérateur fait l'objet d'une insertion dans la presse nationale et dans des journaux locaux, laquelle informe le public du lieu où il peut s'en procurer une copie. L'opérateur est également tenu d'en adresser un exemplaire aux parties prenantes dont le *DECC* lui communique la liste. Les commentaires sont reçus par le *DECC*, qui doit en tenir compte dans sa décision finale, pendant un délai de 28 jours en général.

C. OBLIGATIONS DES TITULAIRES DES TITRES OU AUTORISATIONS

Si l'opérateur n'est pas le titulaire de la licence de production ou ne fait pas partie du groupe d'entreprises la détenant, le choix de l'opérateur doit être approuvé par le *DECC*.

1. Obligations générales

- **Programme de travail de la phase initiale**

Le titulaire de la licence de production est tenu d'exécuter le programme qui correspond au travail minimal d'exploration auquel il s'est engagé dans son offre, avant la fin de la phase initiale. Celui-ci comprend :

- le forage d'un puits ;
- la quantité de données sismiques à acquérir ;
- et, éventuellement, d'autres travaux (études géotechniques, des relevés magnétiques...).

L'engagement de forer un puits peut être ferme, conditionnel² ou « de forer ou laisser-tomber » (*drill or drop*). Toutes les catégories de licences contiennent au moins ce dernier engagement.

S'agissant des licences de production « promotion », l'engagement « de forer ou laisser-tomber » prend en général fin au bout de 2 ans et non pas au terme de la phase initiale de 4 ans comme tel est le cas pour les autres licences. En règle générale, le *DECC* n'autorise la conservation du titre au-

¹ En application du règlement de 1999 sur la production du pétrole *offshore* et les pipe-lines (évaluation des effets environnementaux) amendé en 2007.

² Sous réserve que le *DECC* reconnaisse que la condition qui délivre le débiteur de l'obligation de son exécution est réalisée.

delà de ces 2 années que si le titulaire prend l'engagement ferme de forer un puits.

- **Plan de développement du champ (*field development plan*) de la deuxième phase**

Au cours de la deuxième phase de la licence de production, son titulaire doit soumettre au *DECC* un plan de développement du champ pour validation. Le ministère l'évalue en fonction du souci de :

- tirer le meilleur profit économique des réserves de pétrole britanniques ;

- et prendre en compte les enjeux environnementaux ainsi que les intérêts des autres utilisateurs de la mer.

- **Autres obligations**

Le titulaire de la licence doit effectuer des mesures (qualité, composition) du pétrole de la zone selon les méthodes en usage et approuvées par le *DECC*, répertorier les quantités de pétrole extraites et stockées, ainsi que les données relatives aux personnes qu'il approvisionne en pétrole.

Il conserve pendant 5 ans des échantillons étiquetés du sous-sol, des strates, du pétrole et de l'eau trouvés dans tous les puits de la zone ainsi que des dossiers constitués sur ces points dans les formes requises.

Il fournit également au *DECC* au premier anniversaire de la date d'attribution de la licence, puis tous les trois mois :

- un état du travail géologique, y compris les sondages et les tests, en mentionnant les zones, leurs auteurs et les résultats auxquels ils ont donné lieu ;

- les numéros des puits et leur situation en cas de travaux entamés dans la période précédente ou de changement de numéro ;

- un état de la profondeur du forage réalisé dans chaque puits ;

- un état du pétrole, de l'eau, des mines ou des veines de charbon ou d'autres minéraux exploitables rencontrés au cours de ces opérations ;

- et un état du pétrole extrait et conservé.

Deux mois avant la fin de chaque année calendaire, le titulaire de la licence adresse au *DECC* une déclaration annuelle sur les opérations menées pendant l'année et un plan à l'échelle requise de la situation des puits.

Le titulaire d'une licence de production est tenu de répondre aux questions du *DECC* sur toutes les activités qui sont liées directement ou indirectement à l'attribution de la licence.

Le *DECC* a le droit d'inspecter les dossiers du titulaire de la licence, de prendre des notes ainsi que des copies des documents et des cartes. Il dispose également d'un droit d'accès aux installations et aux équipements utilisés. En cas de manquement, il peut faire exécuter aux frais de l'auteur les travaux nécessaires à l'exécution de ses obligations.

- **Restitution de surface**

Le *DECC* encourage la restitution volontaire, totale ou partielle, de surface sur laquelle le titulaire de la licence ne travaille pas ou n'a pas l'intention de travailler sous réserve que :

- la surface rendue ait une découpe régulière afin d'intéresser d'autres entreprises, faute de quoi l'accord du *DECC* est requis ;

- la restitution ne constitue pas un moyen de s'affranchir de ses engagements, notamment des obligations du programme de travail.

En outre, la restitution d'une surface minimale à la fin de la phase initiale est quasiment imposée dans toutes les licences.

Pour la licence de production traditionnelle, la restitution obligatoire à la fin de la phase initiale est de 50 % de la surface octroyée.

S'agissant de la licence de promotion, cette restitution survient à la fin de la phase initiale. Elle concerne 50 % de la surface octroyée.

Pour la licence « frontière de 6 ans », une restitution spécifique obligatoire de 75 % au bout de 3 ans est prévue, assortie de la restitution obligatoire de 50 % de la surface restant à la fin de la phase initiale (soit 7/8^{ème} au total).

Enfin, dans le cas de la licence « frontière de 9 ans », on prévoit une restitution spécifique obligatoire de 75 % au bout de 6 ans, assortie d'une restitution obligatoire de 50 % de la surface restant à la fin de la phase initiale (soit 7/8^{ème} au total).

- **Remise en état à la fin de la licence**

Quand la licence est sur le point d'arriver à expiration, l'article 29 de la loi sur le pétrole prévoit que le *DECC* exige la présentation pour approbation, dans un délai spécifié, d'un programme de démantèlement (*decommissioning programme*) des installations *offshore*. Toutes considérations environnementales mises à part, l'opérateur adresse le projet de programme à toutes les parties prenantes concernées dont le *DECC* lui communique la liste. Il publie également un avis dans la presse nationale et dans la presse locale ainsi que sur Internet. Le *DECC* indique sur son site que le projet de programme fait l'objet d'une consultation. La décision finale du ministère prend en compte les résultats de celle-ci.

2. Obligations financières

Outre l'obligation de s'acquitter des impôts sur la production de pétrole, le titulaire d'une licence verse un loyer (*rental*) annuel dont le montant au km² augmente au fil des années.

L'annexe 1 du guide pratique relatif aux demandes de licences de production publié par le *DECC* en janvier 2012 indique le calcul de la redevance de surface applicable à chaque catégorie de licences de production. A titre d'exemple, on retiendra que pour la licence de production traditionnelle :

– pendant la phase initiale, à la date de début de la licence et chaque année à cette date anniversaire, le titulaire de la licence paye 150 £ (environ 185 €) par km² de surface octroyée ;

– à l'issue de la phase initiale, il verse par km² de surface octroyée :

- à la date du 1^{er} anniversaire, 300 £ (environ 369 €) ;

- à la date du 2^{ème} anniversaire, 1.200 £ (environ 1 477 €) ;

- à la date du 3^{ème} anniversaire, 2.100 £ (environ 2 585 €) ;

- à la date du 4^{ème} anniversaire, 3.000 £ (environ 3 693 €) ;

- à la date du 5^{ème} anniversaire, 3.900 £ (environ 4 800 €) ;

- à la date du 6^{ème} anniversaire, 4.800 £ (environ 5 908 €) ;

- à la date du 7^{ème} anniversaire, 5.700 £ (environ 7 016 €) ;

- à la date du 8^{ème} anniversaire, 6.600 £ (environ 8 124 €) ;

- et enfin, à la date du 9^{ème} anniversaire et chaque date anniversaire suivante, 7.500 £ (environ 9 232 €).

Le *DECC* peut décider, moyennant un préavis, d'indexer cette redevance sur l'indice du prix du pétrole brut acheté par les raffineries.

Le règlement de 2008 précité prévoit que cette redevance de surface est versée au *DECC*. Comme la loi pétrolière de 1998, il ne contient pas de dispositions relatives à la distribution des profits pétroliers.

Les *royalties* considérées par le Gouvernement comme un frein au développement de l'activité et aux investissements ont été supprimées à compter du 1^{er} janvier 2003.

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRES EN MER

ANNEXE 1 : DOCUMENTS UTILISÉS

AUSTRALIE

- **Textes législatifs**

Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006 (OPGGSA)
loi de 2006 sur le pétrole *offshore* et le stockage des gaz à effet de serre

Environmental Protection and Biodiversity Conservation Act 1999 (EPBC)
loi de 1999 sur la protection de l'environnement et la conservation de la biodiversité

- **Texte réglementaire**

Offshore Petroleum and Greenhouse Gas storage (Environment) Regulations 2009
règlement de 2009 sur le pétrole *offshore* et le stockage du gaz à effet de serre (environnement)

- **Autres documents**

Exploration permit guideline : Assessment of bid and renewal applications guideline
lignes directrices relatives au permis d'exploration : évaluation des formulaires d'offres et de renouvellement (janvier 2012)

Exploration permit guideline : Permit conditions and administration
lignes directrices relatives au permis d'exploration : conditions du permis et administration (janvier 2012)

Grant of a production licence, Grant of an infrastructure licence and related matters, a guideline in relation to the Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006
attribution d'une licence de production, attribution d'une licence d'infrastructure et autres sujets connexes, des lignes directrices pour la loi de 2006 sur le pétrole *offshore* et le stockage des gaz à effet de serre (janvier 2012)

Declaration of locations and related matters, a guideline in relation to the Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006

déclaration de localisation et autres sujets connexes, des lignes directrices pour la loi de 2006 sur le pétrole *offshore* et le stockage des gaz à effet de serre (janvier 2012)

Offshore petroleum guideline : transfer and dealings relating to titles, a guideline in relation to the Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006

Lignes directrices relatives au pétrole *offshore* : transfert et autres transactions liés aux titres, des lignes directrices pour la loi de 2006 sur le pétrole *offshore* et le stockage des gaz à effet de serre (janvier 2012)

BRÉSIL

- **Textes législatifs**

Lei nº 6.938 de 31 de agosto de 1981, Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e da aplicação, e dá outras providências

loi n° 6.938 du 31 août 1981, sur la politique nationale de l'environnement, ses objectifs et ses mécanismes de définition et d'application, et diverses dispositions

Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências

loi n°9.478 du 6 août 1997, [modifiée] sur la politique énergétique nationale, les autres activités liées au monopole sur le pétrole, instituant le Conseil national de Politique énergétique et l'Agence nationale du Pétrole, et diverses dispositions

Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, 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 nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e dá outras providências

loi n° 12.251 du 22 décembre 2010, sur l'exploration et la production de pétrole, de gaz naturel et d'autres hydrocarbures fluides, sous le régime du partage de production, dans les zones du Pré-sal et dans les zones stratégiques, crée le Fonds social – FS, et sur sa structure et ses ressources, et modifiant la loi n°9.478 du 6 août 1997, ainsi que d'autres dispositions

Lei nº 12.304 de 2 de agosto de 2010, Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e da outras providências

loi n° 12.304 du 2 août 2010, autorisant le pouvoir exécutif à créer l'entreprise publique dénommée entreprise brésilienne d'administration du pétrole et du Gaz naturel SA, Pré-Sal Pétroleo S. A. (PPSA) et portant diverses dispositions

- **Textes réglementaires**

Decreto n° 99.274 de 6 de junho de 1990, Regulamenta a Lei n° 6.902 de 27 de abril de 1981 e a Lei n° 6.938 de 31 de agosto de 1981, que dispõem respectivamente sobre a criação de Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental e sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, e dá outras providências

décret n° 99.274 du 6 juin 1990, portant règlement relatif à la loi n° 6.902 du 27 avril 1981 et à la loi n° 6.938 du 31 août 1981 qui sont respectivement relatives à la création de stations écologiques et de zones de protection environnementales, et à la politique nationale de l'environnement et portant dispositions diverses

Portaria Ministério do Meio Ambiente n° 422 de 26 de outubro de 2011

arrêté interministériel n° 422 du 26 octobre 2012 [sur le permis environnemental fédéral des activités d'exploration et production de pétrole et de gaz naturel en milieu marin]

Portaria interministerial n° 198 de 5 de abril de 2012

arrêté interministériel n° 198 du 5 avril 2012 [sur l'évaluation environnementale dans les zones sédimentaires]

- **Autre document**

Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, Carlos Jacques Vieira Gomes, O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil : O regime de concessão e o contrato de partilha de produção, Textos para discussão 55, Brasília Março / 2009

[...] le cadre juridique de la prospection de pétrole au Brésil : le régime de la concession et le contrat de partage de la production [...] mars 2009

FRANCE

- **Textes législatifs**

Code minier

Loi n° 76-655 du 16 juillet 1976 relative à la zone économique et à la zone de protection écologique au large des côtes du territoire de la République

Loi n° 68-1181 du 30 décembre 1968 relative à l'exploration du plateau continental et à l'exploitation de ses ressources naturelles

Projet de loi n° 519 (2011-2012) enregistré à la présidence du Sénat le 4 mai 2012, ratifiant l'ordonnance n° 2011-91 du 20 janvier 2011 portant codification de la partie législative du code minier

- **Autre document**

Jean-Pierre Angelier « L'évolution des relations contractuelles dans le domaine pétrolier » dans *Notes de travail* du Laboratoire d'économie de la production et de l'intégration internationale, n° 11/2008

MEXIQUE

- **Textes législatifs et constitutionnels**

Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos
constitution des États-Unis Mexicains, du 5 février 1917 modifiée

Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo
loi organique concernant l'article 27 de la constitution, relative au secteur du pétrole du 29 novembre 1958, modifiée

Ley minera
loi minière, du 26 juin 1992 modifiée

- **Textes réglementaires**

Reglamento de la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo
règlement de la loi organique concernant l'article 27 de la constitution, relative au secteur du pétrole du 29 novembre 1958, modifiée

Reglamento de la ley general del equilibrio ecológico y la protección del ambiente en materia de evaluación del impacto ambiental

règlement de la loi générale sur l'équilibre écologique et la protection de l'environnement en matière d'évaluation de l'impact environnemental, du 30 mai 2000 modifiée

NORVÈGE

La note relative à la Norvège a été rédigée à partir des documents traduits en anglais disponibles sur le site de la Direction générale du Pétrole norvégienne (*Oljedirektoratet*).

- **Texte législatif**

Petroleumsloven 1996-11-29-72

Act 29 november 1996 n°.72 relating to petroleum activities

loi du 29 novembre 1996 relative aux activités pétrolières

- **Texte réglementaire**

Forskrift til petroleumsloven 1997-06-27-653

Regulations to Act relating to petroleum activities

règlement d'application de la loi sur le pétrole

- **Autres documents**

Site internet de la Direction générale du Pétrole norvégienne : *Oljedirektoratet*

Intervention du ministre norvégien du Pétrole et de l'énergie devant le parlement irlandais le 20 mars 2012

ROYAUME-UNI

- **Texte législatif**

Petroleum Act 1998

loi de 1998 sur le pétrole

- **Textes réglementaires**

Petroleum Licensing (Exploration and Production) (Seaward and Landward Areas) Regulations 2004

règlement 2004 sur l'octroi de licence pétrolière (exploration et production) (zones côté mer et côté terre)

Offshore Petroleum Activities (conservation of Habitats) Regulations 2001

règlement de 2001 sur les activités pétrolières *offshore* (Conservation de l'habitat)

Petroleum licensing (Production) (seaward Areas) Regulations 2008

règlement de 2008 sur l'octroi de licence pétrolière (production) (zone côté mer)

Offshore Petroleum Production and Pipe-lines (Assessment of Environmental effects) Regulations 1999

règlement de 1999 sur la production de pétrole *offshore* et les pipe-lines (évaluation des effets environnementaux)

EXPLORATION ET EXPLOITATION PÉTROLIÈRE EN MER

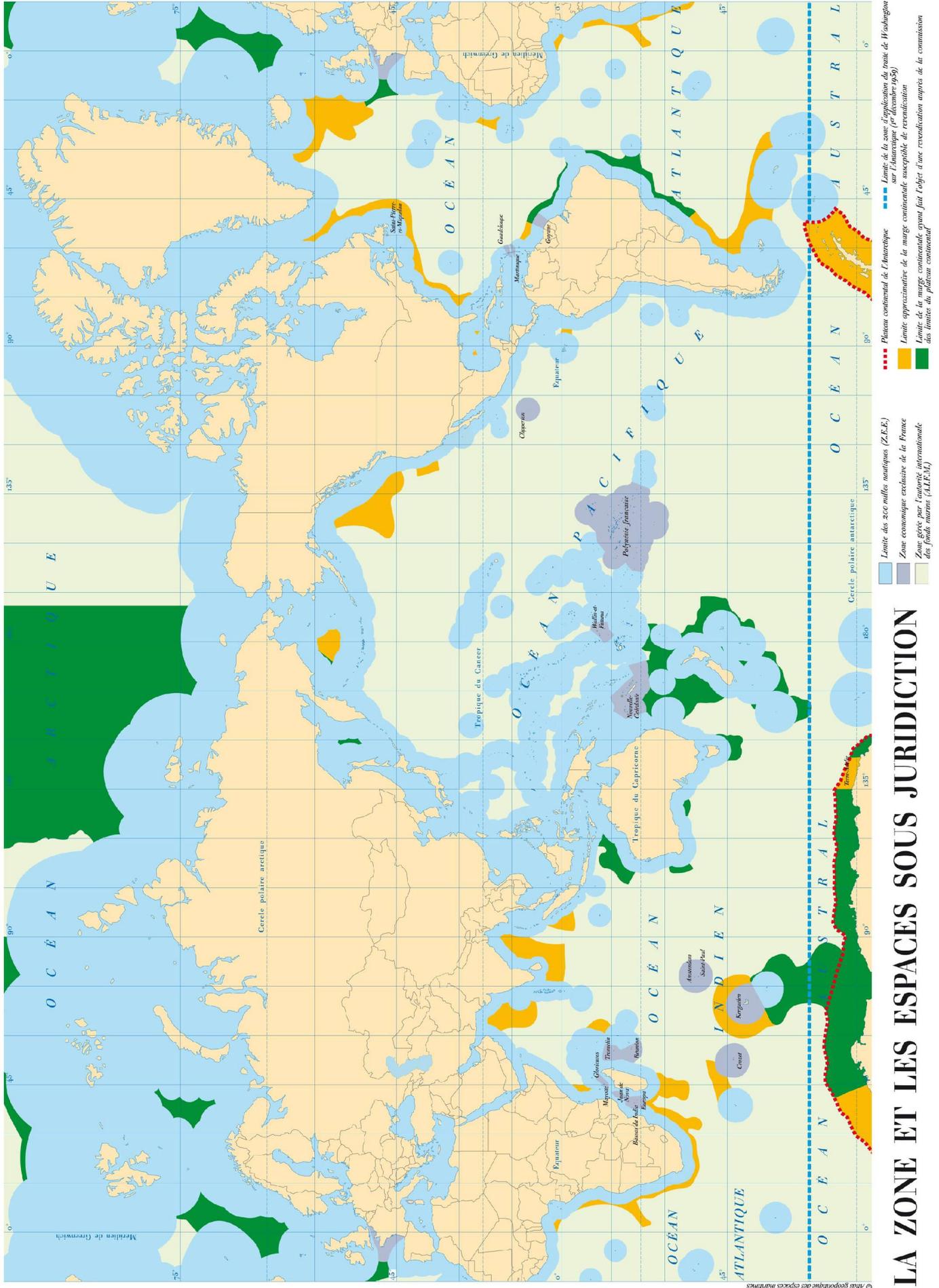
**ANNEXE 2 :
CARTE DE LA ZONE ET DES ESPACES SOUS JURIDICTION**

**Carte reproduite avec l'aimable autorisation
des Éditions Technip et OPHRYS**

**Source : *Atlas géopolitique des espaces maritimes*,
édition 2008, pages 6 et 7**

Légende :

- Bleu clair : Limite des 200 milles nautiques (ZEE)
- Parme : ZEE de la France
- Vert clair : Zone gérée par l'Autorité internationale des fonds marins
- Orange foncé : Limite approximative de la marge continentale susceptible de revendication
- Vert foncé : Limite de la marge continentale ayant fait l'objet d'une revendication auprès de la commission des limites du plateau continental.



© Atlas géopolitique des espaces maritimes