

# La fiscalité sur l'or noir au Sénégal

Par Awa Diouf,

doctorante à l'IPAR en codirection avec l'Université Clermont Auvergne.

Direction et encadrement scientifique Dr. Ibrahima Hathie,  
Directeur de recherches IPAR.



Avec la découverte d'un premier gisement de pétrole en 2014, puis des découvertes gazières en 2015 et 2016, le Sénégal prévoit d'améliorer ses performances économiques à moyen et long terme. N'ayant pas toute l'expertise technique requise pour exploiter cette richesse, le pays envisage de faire de la fiscalité l'un des principaux moyens d'en tirer profit.

L'objectif de ce texte est de contribuer à éclairer le débat sur la fiscalité appliquée à l'exploration et à l'exploitation pétrolière au Sénégal, notamment avec l'entrée en vigueur d'un nouveau Code Pétrolier, en 2019. Il propose une définition des instruments mis en place et une comparaison des Codes Pétroliers de 1998 et de 2019 suivant différents critères ; notamment l'efficacité, la neutralité et la transparence.

Comment taxe-t-on l'activité pétrolière au Sénégal ?

Quels sont les apports/manquements du nouveau Code Pétrolier ?

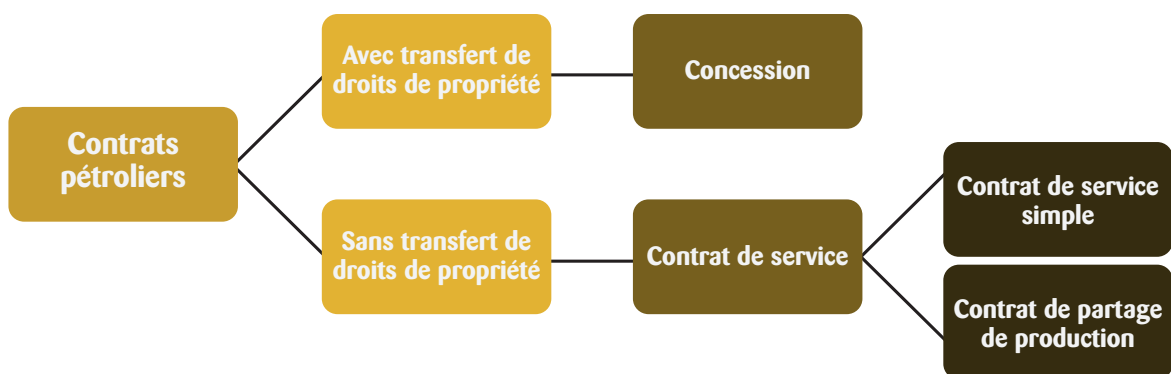
## Que retenir des Codes Pétroliers de 1998 et de 2019 ?

Le premier Code Pétrolier du Sénégal est la Loi n°86-13 du 14 avril 1986 (CP-1986). Ce texte a été abrogé par la Loi n°98-05 du 8 janvier 1998 portant Code Pétrolier (CP-1998). Le CP-1998 avait pour principal objectif de favoriser la recherche d'hydrocarbures. Il proposait une fiscalité avantageuse pour attirer les investisseurs. Seize années après l'entrée en vigueur du CP-1998, le Sénégal découvre des gisements de pétrole. Il est dès lors nécessaire pour les décideurs, de se garantir une part raisonnable de la rente, c'est-à-dire des bénéfices ou profits pétroliers tirés de l'exploitation du pétrole ou du gaz après déduction des coûts de production. Avec la Loi n°2019-003 du 1er février 2019 (CP-2019), le Sénégal adopte une nouvelle législation pétrolière. L'objectif est de « (...) **disposer d'un Code pétrolier en adéquation avec le contexte de pays à fort potentiel en hydrocarbures** » (République du Sénégal, 2019). Les Codes Pétroliers de 1998 et de 2019 sont différents sur plusieurs points et n'ont pas les mêmes objectifs.

Dans certains cas, le Code Pétrolier ne donne pas de précisions sur les modalités d'application des impôts. Avec cette configuration, c'est le contrat signé avec l'exploitant qui donne ces informations. Ainsi, lorsque les modalités de prélèvement d'un impôt ne sont pas précisées par le CP-1998, nous étudions le contrat de recherche et de partage de production pour les blocs Rufisque offshore, Sangomar offshore et Sangomar offshore profond (contrat SNE-2004). Ce dernier est en effet basé sur le CP-1998 qui était en vigueur lors de sa signature.

### Les types de contrats pétroliers

Toute activité de prospection, de recherche et d'exploitation de pétrole nécessite la signature d'un contrat entre l'exploitant et l'État qui représente le peuple. Ce contrat peut prendre plusieurs formes. Au Sénégal, sous le Code Pétrolier de 1998, on distingue deux types de contrat. Le premier concerne le contrat de concession et donne lieu à un transfert de propriété de l'État vers l'exploitant. L'entreprise est donc propriétaire du pétrole extrait. Le deuxième type de contrat ne donne pas droit à la propriété. Il concerne le contrat de service qui peut être un contrat de service simple ou un contrat de partage de production. Dans le cadre d'un contrat de service simple, le pétrole n'appartient pas à l'exploitant. Ce dernier l'extrait pour l'État, en contrepartie d'une rémunération. Le contrat de partage de production est le contrat de service pour lequel la rémunération prend la forme de partage du pétrole entre l'exploitant et l'État (République du Sénégal, 1998). Le CP-1998 prévoit les trois types de contrat. Dans le CP-2019, un contrat pétrolier prend obligatoirement la forme d'un contrat de partage de production ou un contrat de service.



### Les titres ou autorisations

Les Codes Pétroliers prévoient toutes les phases inhérentes à l'extraction du pétrole. Ils présentent les droits et obligations de l'exploitant pour chacune de ces phases. Toute activité de prospection, de recherche ou d'exploitation (provisoire ou exclusive) requiert l'obtention d'un permis. Ce dernier peut être renouvelé ou prorogé selon les cas. La durée maximale de chaque titre est précisée dans les Codes Pétroliers. Dans le CP-1998, l'exploitation d'un gisement peut s'étendre sur une durée maximale de 47 ans. Cette durée a été réduite à 30 ans et 6 mois dans le CP-2019. A la fin de cette période, l'État peut confier la gestion du gisement à PETROSEN ou l'octroyer à un autre exploitant.

## Les impôts forfaitaires

Contrairement au CP-1998, le CP-2019 prévoit des impôts forfaitaires qui permettent à l'État de collecter des recettes quel que soit le niveau de rentabilité du gisement. À la signature d'un contrat pétrolier, l'exploitant paie un **Bonus de signature** qui n'est pas remboursable. Lors de l'acquisition, du renouvellement et de l'extension de titres, l'exploitant verse des Frais d'instruction pour un montant de 50 000 \$. En cas de découverte de pétrole et de détention d'une autorisation exclusive d'exploitation, le **Bonus de production** est dû par l'exploitant. Enfin, durant les périodes de recherche et d'exploitation, les titulaires de contrat pétrolier doivent payer des **Dépenses sociales** au profit des populations.

## Le prélèvement additionnel

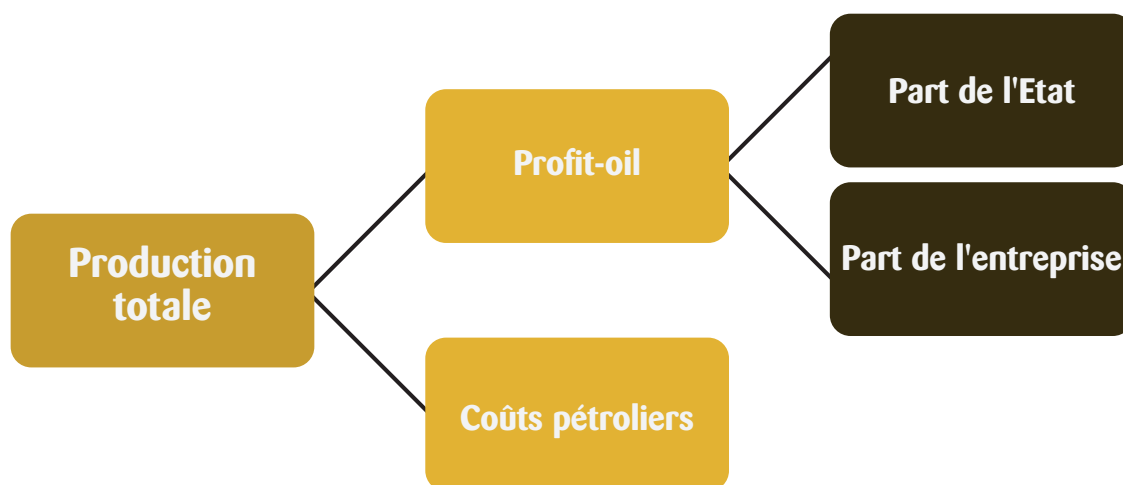
Fonction de la rentabilité du gisement, le **Prélèvement additionnel** est prévu par le CP-1998 qui ne précise pas ses modalités d'application. Cependant, il a été supprimé par le CP-2019.

## La redevance sur la production

Cet impôt, basé sur le chiffre d'affaires, est prévu par les deux Codes Pétroliers. Cependant, les modalités d'application sont différentes. En son article 35, le CP-1998 précise que les titulaires d'un contrat de partage de production sont exonérés de **Redevance sur la production**. Ces derniers versent une part de leur production à l'État. Toutefois, le CP-2019 exige le paiement de ces deux impôts aux titulaires d'un contrat de partage de production. Notons enfin que les taux prévus par le CP-2019 sont plus élevés.

## La part de l'État dans la production

Les titulaires d'un contrat de partage de production doivent verser une **Part de la production** à l'État après déduction des coûts pétroliers. Ceci permet à l'entreprise de recouvrer les dépenses engagées pour rechercher et extraire le pétrole. Le Code Pétrolier fixe un pourcentage maximal de la production que l'exploitant peut recouvrer annuellement au titre des coûts pétroliers. Les coûts non recouverts peuvent être reportés les années suivantes, sans limite. La différence entre la production et les coûts pétroliers constitue les profits pétroliers ou « profit oil ». Ce dernier est ensuite partagé entre l'État et l'exploitant. Le CP-1998 fait référence au contrat pour la définition des taux. Le contrat SNE-2004 fixe le pourcentage maximal de coûts recouvrables en fonction de la profondeur du gisement ; la part de l'État étant fonction du nombre de barils produits par jour. Le CP-2019 fixe aussi le pourcentage maximal de coûts recouvrables en fonction de la profondeur, avec des taux plus faibles ; cependant la part de l'État dépend de la rentabilité du gisement.



## La redevance superficielle

Basée sur la surface exploitée, la Redevance superficielle est due pendant la période de recherche. Le CP-1998 fait référence au contrat pour cet impôt. Le CP-2019 et le contrat SNE-2004 fixent le montant de la Redevance superficielle en fonction de la période du titre de recherche (attribution ou renouvellement). Cependant, les montants prévus par le CP-2019 sont supérieurs.

## Participation de l'État via PETROSEN

La Participation de l'État lui permet, par l'intermédiaire de PETROSEN, d'être associé au capital de la société pétrolière. L'État doit participer aux dépenses et profiter des recettes à la hauteur de sa participation. Le CP-1998 fait référence au contrat. Le contrat SNE-2004 et le CP-2019 prévoient une participation de 10% durant la période de recherche. Pour le contrat SNE-2004, ce pourcentage peut atteindre 20 ou 18% en fonction de la profondeur, pendant la période d'exploitation. Pour le CP-2019, l'État peut augmenter sa participation de 20% maximum durant la période d'exploitation. Les deux textes précisent que la participation de l'État est portée par l'exploitant pendant la période de recherche. Cependant, lors de la période d'exploitation, la participation de l'État n'est pas portée par l'entreprise. Ce qui signifie que l'État ne participe aux dépenses qu'après découverte d'hydrocarbures.

## La clause de stabilité

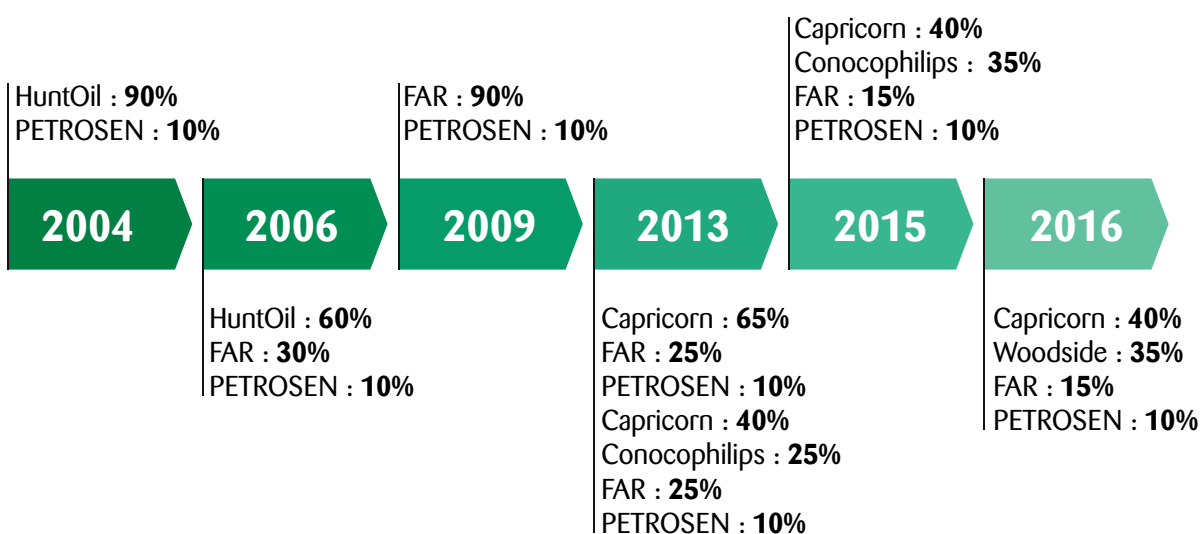
Le CP-1998 stipule que le contrat peut prévoir une clause de stabilité. Le CP-2019 précise, en son article 72, que cette clause permet à l'entreprise de maintenir les conditions du contrat au cas où de nouvelles mesures « viendraient bouleverser son équilibre économique ». Cependant, les dépenses liées à la protection de l'environnement ou des personnes, au droit du travail et au contrôle des opérations pétrolières ne sont pas concernées par la clause de stabilité. De même, le CP-2019 prévoit la possibilité de renégocier les contrats, d'un commun accord, dans les 24 mois suivant l'entrée en vigueur d'une nouvelle législation.

## Impôts du régime général

Les titulaires de contrats sont assujettis à l'Impôt sur les sociétés, l'Impôt minimum forfaitaire, l'Impôt sur les dividendes, l'Impôt sur les intérêts tels que prévus par le Code Général des Impôts.

## Approche

Pour comparer les deux Codes Pétroliers, nous appliquons leurs instruments fiscaux aux données économiques du gisement SNE. Ce dernier porte sur les blocs Rufisque Offshore, Sangomar Offshore et Sangomar Offshore Profond. Le contrat a été signé en juillet 2004 et approuvé en novembre de la même année. La figure ci-dessous montre les titulaires du contrat depuis sa signature.



Nous basons l'analyse sur un modèle de partage de rente qui estime la part de l'État et de l'exploitant. Pour rappel, la rente est la somme actualisée des profits pétroliers dégagés par l'exploitation après recouvrement des coûts pétroliers. Ainsi, elle peut être captée à 100% par l'État sans que l'exploitant ne subisse de perte. Le CP-1998 est complété par le contrat SNE-2004 pour les impôts dont les modalités sont prévues dans le contrat pétrolier.

Rappelons que ceci n'est qu'une modélisation. Les réalités du terrain sont différentes. Les entreprises pratiquent l'optimisation fiscale pour minimiser les prélèvements de l'État, notamment l'impôt sur les sociétés. De même, les données économiques sont des estimations de l'exploitant datant de 2015 (Caim, 2015). Cependant, le modèle nous permet de faire une comparaison entre les deux Codes Pétroliers car on leur applique les mêmes données économiques et hypothèses.

## Comparaison des Codes Pétroliers selon les critères

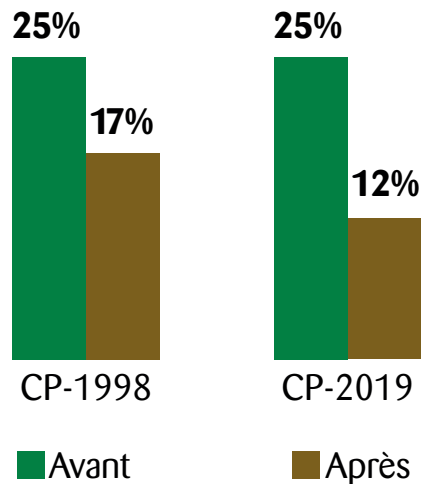
### L'efficacité

Pour mesurer l'efficacité des deux Codes Pétroliers, nous calculons leur Taux Effectif Moyen d'Imposition (TEMI). Cet indicateur est la part de la rente pétrolière captée par l'État grâce aux instruments fiscaux. Avec un TEMI de 91%, le CP-2019 est plus efficace que le CP-1998 qui a un TEMI de 63%. Le nouveau code est donc plus avantageux pour l'État en matière de collecte de recettes fiscales.

### La neutralité

Lorsqu'elle est trop contraignante, la fiscalité peut ne pas inciter à l'investissement en baissant la rentabilité du projet. Tout prélèvement fait par l'État diminue le bénéfice de l'investisseur. Nous évaluons la neutralité des codes en mesurant, avec le Taux de Rendement Interne (TRI), la rentabilité du projet avant et après taxation. Le graphique 1 montre que le CP-1998 est plus neutre que le CP-2019. De ce fait, il arrange plus l'investisseur.

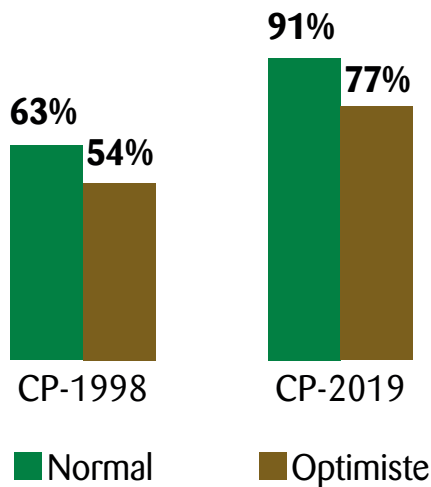
**Graphique 1:**  
TRI avant et après taxation



### La progressivité

Ce critère veut que les projets les plus rentables soient mieux taxés. Nous calculons le TEMI avec un scénario optimiste, prévu par l'exploitant dans ses estimations. Dans ce scénario, le projet est plus rentable. Les deux codes ne sont pas progressifs, car quand la rentabilité augmente, leur TEMI baisse. Cependant, le CP-1998 est plus progressif avec une différence de 9% entre les deux scénarios. Pour le CP-2019, cet écart est de 14% (Graphique 2). Ceci est principalement dû à la part de l'État dans la production. Ce prélèvement évolue en fonction de la production journalière pour le CP-1998 et passe de 20% à 30% entre les deux scénarios, pour chaque année. Dans le CP-2019, la part de l'État est basée sur le facteur R (Revenus cumulés/Investissements cumulés). Ainsi, nous observons une augmentation de 5% pour quatre années et de 10% pour cinq années. Pour les autres années, le taux ne change pas. De ce fait, les modalités de prélèvement de la part de l'État du CP-1998 rendent le Code Pétrolier plus progressif.

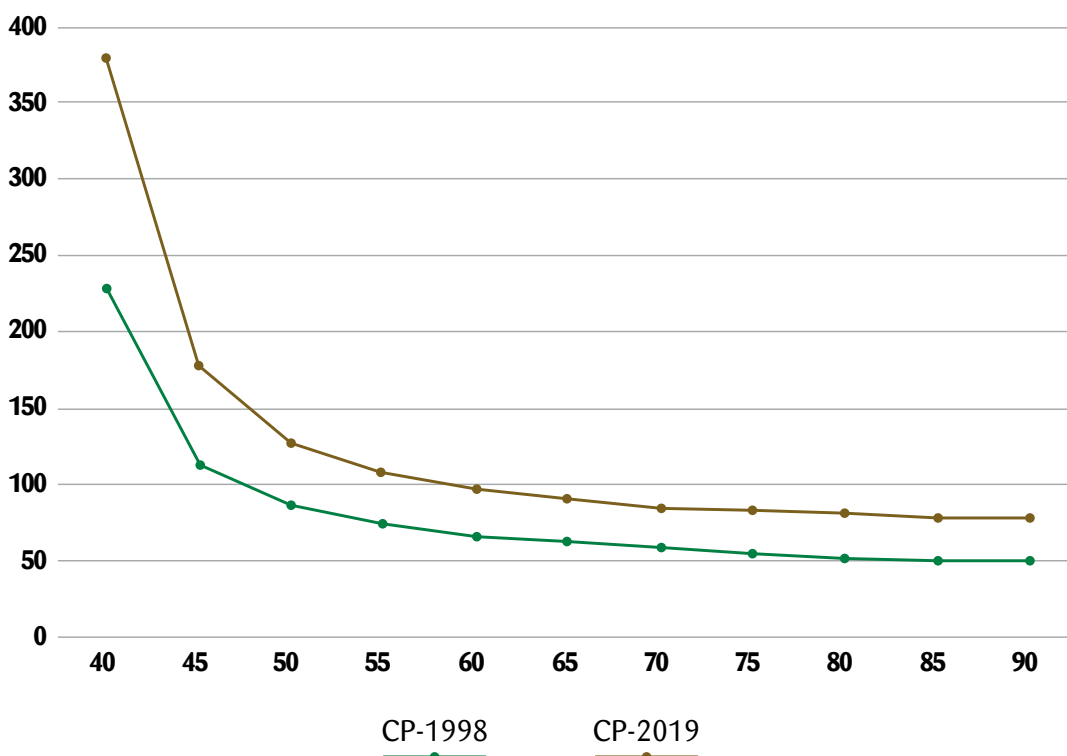
**Graphique 2:**  
TEMI avec deux scénarios



**La Flexibilité**

La flexibilité du Code Pétrolier permet un partage du risque entre l'État et l'entreprise en cas de baisse de la rentabilité du projet. Ici, elle renvoie à sa capacité à s'adapter au cours du baril. Quelle est la sensibilité des deux Codes Pétroliers par rapport à l'évolution du prix du baril ? Pour répondre à cette question nous calculons le TEMI pour différents cours du baril. Lorsque le prix du baril baisse, le TEMI augmente ; ce qui pénalise l'entreprise. En effet, malgré la non-rentabilité du projet, l'État prélève toujours les impôts forfaitaires, de même que les prélèvements basés sur la production et les intérêts. Aussi, même si l'Impôt sur les sociétés est nul, étant donné que l'entreprise ne fait pas de bénéfice, l'Impôt minimum forfaitaire (basé sur le chiffre d'affaires) est payé. Les codes ne sont pas flexibles par rapport au prix du baril. En effet, l'État se garantit des recettes, même lorsque le prix du baril est bas. Toutefois, il ne peut pas profiter d'une hausse du prix du baril pour augmenter sa part de la rente car le TEMI baisse quand le cours du baril augmente.

**Graphique 3:**  
TEMI en fonction du cours du baril



## La transparence

En son article 55, le CP-2019 intègre une obligation pour les exploitants de se conformer aux exigences de l'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives (ITIE). L'article 56 précise que « **Tous les revenus pétroliers dus à l'Etat et perçus par ce dernier, y compris les réalisations sociales effectuées par les entreprises pétrolières et gazières, sont communicables à toute personne et sont rendus publics** » (République du Sénégal, 2019). Ceci permet une meilleure transparence de la gestion du pétrole et pourrait aider à combattre la corruption.

## Lutte contre la corruption

Parfois, le Code Pétrolier renvoie au contrat pour les modalités d'application d'un prélèvement. Ce qui favorise la corruption car les montants ou taux peuvent être négociés sans contrainte. Lorsque le code fixe les modalités ou une fourchette, les négociations sont plus cadrées. Le CP-1998 fait référence au contrat pour le partage de la production entre l'État et l'exploitant, le taux maximal de coûts recouvrables au titre des coûts pétroliers, la redevance superficielle, le prélèvement additionnel et la participation de l'État. Le CP-2019 renvoie au contrat pour des prélèvements forfaitaires : le bonus de signature, le bonus de production et les dépenses sociales. Ainsi, le CP-2019 semble moins vulnérable à la corruption.

## Protection de l'environnement

Les codes 1998 et 2019 prévoient, respectivement en leurs articles 51 et 53, une obligation pour l'exploitant de protéger l'environnement. Cependant le CP-2019 donne plus de précisions sur les modalités. Les deux codes intègrent aussi une obligation d'indemnisation de la part de l'exploitant, en cas de préjudices subis par des personnes dans le cadre de leur activité. Étant donné que le pétrole est offshore, c'est-à-dire en mer, la pêche pourrait être touchée par l'activité même si l'Étude d'Impact Environnementale et Sociale (EIES) du projet SNE, semble indiquer que ces impacts seront limités, sauf accident.

## La prise en compte des générations futures

« **Chaque génération doit à la suivante ce qu'elle a reçu de ses devancières, un ordre social établi** » (Erenst Renan). Contrairement au CP-1998, le CP-2019 stipule, en son article 5, que « **La gestion des revenus pétroliers garantit notamment une épargne intergénérationnelle et répond au besoin de développement par la promotion des investissements publics dans des secteurs susceptibles d'augmenter le potentiel de croissance économique du pays.** » (République du Sénégal, 2019). Les modalités de répartition des revenus tirés de l'exploitation pétrolière sont prévues par la Loi sur l'encadrement et la répartition des revenus issus de l'exploitation des hydrocarbures.

## Conclusions et recommandations

Le Sénégal a adopté le CP-2019 pour garantir « (...) **la sauvegarde et la sécurisation des intérêts économiques et financiers du peuple sénégalais, tout en préservant l'attractivité et la compétitivité du pays** (...) » (République du Sénégal, 2019). Ce dernier, comparé au CP-1998, permet de capter une plus grande part de la rente. Elle prend en compte les générations futures, baisse le risque de corruption et intègre les exigences de l'ITIE. Cependant le CP-1998 permet de mieux imposer les gisements les plus rentables. De même, il est plus neutre pour l'exploitant. Les résultats permettent de formuler les recommandations/remarques suivantes :

- Dans le CP-2019, la redevance sur la production et la part de l'État dans la production sont appliquées sur une même assiette. Un titulaire de contrat de partage de production, étant donné qu'il verse une part de la production à l'État, pourrait ne pas être soumis à la redevance sur la production qui serait plus pertinente pour les contrats de concession (comme dans le CP-1998). Si l'État veut baisser le risque de faible recouvrement, il pourrait appliquer un taux moins élevé de redevance sur la production aux titulaires de contrat de partage de production.
- D'après la modélisation, la part de l'État dans la production semble plus progressive si le prélèvement est fonction de la production journalière. On pourrait garder cette modalité et augmenter les taux pour chaque tranche ou encore rendre les modalités du CP-2019 plus progressives.

- L'exploitant ne paie pas la redevance superficielle pendant la période d'exploitation. On considère que le versement d'une part de la production à l'État ne justifie pas une exonération de redevance superficielle. En effet, cet impôt n'est pas basé sur la production. Il est dû par l'exploitant car ce dernier dispose, pour une durée limitée, d'une superficie appartenant à l'État sénégalais.
- Un certain nombre d'impôts ne sont pas recouvrables des coûts pétroliers. Il s'agit du bonus de signature, du bonus de production, des dépenses sociales et des frais d'instruction. Certaines de ces charges inhérentes à l'extraction du pétrole pourraient être recouvrables au titre des coûts pétroliers. Cependant, les bonus de signatures non recouvrables peuvent être un moyen pour l'État de montrer l'attractivité de ses ressources.
- Le CP-2019 augmente le niveau et le nombre de prélèvements. Il supprime aussi des avantages fiscaux accordés à l'exploitant par le CP-1998. Ceci encourage les pratiques d'optimisation fiscale qui peuvent baisser les prélèvements de l'État.
- L'État doit veiller à ce que les contrats pétroliers soient conformes au Code Pétrolier en vigueur. En effet, le prélèvement additionnel est présent dans le CP-1998 mais pas dans le contrat SNE signé en 2004. Ce qui permet à l'exploitant de ne pas s'acquitter de ce prélèvement basé sur la rentabilité. Si ces pratiques continuent, les futurs contrats ne seront pas à l'image du CP-2019 et les réformes apportées seront inutiles.
- Pour mieux lutter contre la corruption, il peut être établi un contrat type de partage de production entre l'État et l'exploitant afin d'être plus précis sur les modalités d'application de certains impôts forfaitaires. Si aucun montant n'est prévu par la législation, la négociation se fait à la carte, ce qui favorise la corruption.
- Une définition claire de certains concepts permettrait une meilleure compréhension du Code Pétrolier, notamment la profondeur du gisement pour avoir le taux de la redevance sur la production. Quand est-ce qu'on considère qu'un gisement est profond, peu profond, ultra profond ? Notons que la définition de ces termes varie avec le développement technique. Il serait alors opportun de donner plus de précisions dans le Code Pétrolier.
- La protection de l'environnement est cruciale car le pétrole dont dispose le Sénégal est offshore. Certains pays déduisent un impôt à la protection de l'environnement. Le Sénégal pourrait, dans la répartition des ressources tirées du pétrole, prévoir un pourcentage pour la protection de l'environnement et un accompagnement de la pêche qui est menacée par l'activité pétrolière. De même, une mise à niveau du Code de l'environnement et un renforcement des activités de la Direction de l'Environnement et des Établissements Classés (DEEC) permettrait de mieux gérer les questions environnementales.
- Peut-on renégocier le contrat SNE ? Il prévoit en son article 33 une possibilité pour les partis de renégocier le contrat d'un commun accord. Les résultats montrent qu'une mise à jour du contrat selon les dispositions du CP-2019 serait avantageuse pour l'État. Cependant l'exploitant serait pénalisé. De ce fait, il accepterait difficilement une intégration des prélèvements et modalités prévus par le CP-2019, notamment la redevance sur la production. L'État pourrait proposer une prise en compte partielle du CP-2019.

### Travaux et textes juridiques

Cairn (2015) Capital Markets Day, Senegal - Building on Success.

République du Sénégal (1998) Loi n°1998-005 du 8 janvier 1998 portant Code Pétrolier.

République du Sénégal (2004) Contrat Recherche et partage production Rufisque Offshore Sangomar Offshore Sangomar Offshore Profond.

République du Sénégal (2019) Loi n°2019-003 du 1er février 2019 portant Code Pétrolier.

