

Le projet pétrolier Sangomar : quel partage de rente en attendre pour le Sénégal ?

Yannick BOUTERIGE, Yves AWA MUGUMA,
Bertrand LAPORTE



YANNICK BOUTERIGE, Assistant de recherche, Ferdi
Contact : yannick.bouterige@ferdi.fr



YVES AWA MUGUMA, étudiant, Université Clermont Auvergne,
stagiaire, Ferdi



BETRAND LAPORTE, Professeur des universités en économie à l'École
d'Économie, Cerdi, Université Clermont Auvergne

Résumé

La mise en exploitation du projet Sangomar en 2024 a fait du Sénégal le 3^e producteur de pétrole d'Afrique de l'Ouest. Avec une capacité de production de 100 000 barils par jour, ce projet offshore devrait permettre d'extraire au moins 630 millions de barils sur 20 ans. Les recettes que l'État sénégalais peut attendre de ses hydrocarbures sont au cœur de l'actualité du pays, notamment de par la volonté du gouvernement de renégocier les contrats extractifs. Cette étude vise à analyser le projet Sangomar à partir des dernières informations disponibles, dans le but d'estimer la valeur de la rente pétrolière, les recettes potentielles et le partage de la rente. Il en résulte que, selon les cours du pétrole, l'État sénégalais devrait tirer du projet Sangomar, sur les 20 ans de sa durée de vie, entre 11,1 et 17,9 milliards de dollars courants de recettes sur une rente pétrolière estimée entre 25,7 et 38,3 milliards de dollars courants. ... / ...

Classification JEL : E62, K34, O23, O55, Q32, Q48.

Mots clés : fiscalité, pétrole, rente, contrat, droit, Sénégal, Sangomar.

.../... En tenant compte de l'asymétrie temporelle, l'État sénégalais devrait prélever environ 51 % de la rente en valeur actualisée. Le régime fiscal du Contrat de Sangomar de 2004 semble très favorable à l'opérateur Woodside au regard du nouveau Code pétrolier sénégalais de 2019 et des comparaisons internationales. L'application de l'actuel Code pétrolier sénégalais au projet Sangomar aboutirait à des recettes de 45 % supérieures, comprises entre 16,0 et 26,1 milliards de dollars courants.

Table des matières

Introduction	3
1. L'analyse du projet Sangomar	4
1.1. Les caractéristiques économiques du projet Sangomar	4
1.2. Le régime fiscal du projet Sangomar	7
1.3. La modélisation du projet Sangomar	9
1.4. Les résultats de la modélisation du projet Sangomar	12
2. Les comparaisons nationales et internationales	16
2.1. Le nouveau Code pétrolier sénégalais de 2019	16
2.2. D'autres Codes pétroliers et contrats africains	21
Conclusion	28
Bibliographie	31
Sitographie	33
Annexes	34

Introduction

Le mardi 11 juin 2024, Woodside a officialisé la mise en service du projet Sangomar, faisant entrer le Sénégal dans la liste des pays producteurs de pétrole¹. Situé à 90 km au sud de Dakar, ce projet offshore a vu débuter sa phase de développement en 2020 et a déjà atteint sa pleine capacité de production de 100 000 barils par jour. L'investissement relatif à la première phase d'exploitation a représenté un coût de 5 milliards de dollars pour l'opérateur australien Woodside. Il a généré plus de 4 400 emplois sénégalais tout au long de la phase de construction. Le projet devrait permettre d'extraire au moins 630 millions de barils sur 20 ans. Avec un gisement d'une telle importance, Sangomar marque une étape majeure dans l'exploitation des ressources naturelles du pays.

Les enjeux du secteur extractif sont majeurs pour le Sénégal et sont au cœur de l'actualité économique et politique. Le sujet soulève d'autant plus de débats qu'outre Sangomar, un second projet vient d'entrer en production. Le 31 décembre 2024, BP et Kosmos Energy ont annoncé la première production de gaz naturel issue du projet Grand Tortue Ahmeyim (GTA), en partenariat avec l'État mauritanien. Avec ces deux projets, le pays s'attend à des revenus conséquents. Plusieurs chiffres circulent dans la presse. D'après la Société Pétrolière du Sénégal (PETROSEN), les recettes des hydrocarbures pourraient dépasser un milliard de dollars par an pendant 30 ans (700 milliards de francs CFA²). D'après les prévisions, le seul projet Sangomar devrait rapporter 500 millions de dollars en 2025³. Estimant toutefois les contrats pétroliers et gaziers déséquilibrés, le président Bassirou Diomaye Faye et son premier ministre Ousmane Sonko souhaitent les renégocier. C'était l'une de leurs promesses de campagne phares. Une commission de renégociation a été lancée le 19 août 2024⁴.

Dans ce contexte, quelles recettes et quel partage de la rente l'État sénégalais peut-il réellement attendre du projet Sangomar ? Cette étude vise à estimer : (i) la valeur de la rente pétrolière du projet, (ii) les recettes potentielles pour l'État sénégalais et (iii) le partage de la rente entre l'État et l'opérateur Woodside. La première partie sera consacrée à l'analyse complète du projet Sangomar. Les caractéristiques économiques du projet seront d'abord présentées (production, réserves, coûts, etc.). Le régime fiscal du contrat pétrolier sera ensuite détaillé. Grâce à ces informations, il sera possible de modéliser le projet Sangomar et d'en analyser les résultats. La seconde partie sera consacrée aux comparaisons nationales et internationales. Les résultats obtenus à partir des données du projet Sangomar seront comparés avec le nouveau Code pétrolier sénégalais de 2019, puis avec d'autres Codes pétroliers et contrats de pays d'Afrique subsaharienne.

¹ Jeune Afrique (2024, juin 11). « Woodside fait entrer le Sénégal dans le club des pays producteurs d'hydrocarbures ».

² Maquindus, O. (2024, juin 11). « En devenant producteur de pétrole, "le Sénégal va avoir plus de marges de manœuvre pour transformer son économie" », *Le Monde*.

³ Gueye, A. C. (2024, décembre 11). « Une production qui redonne espoir à l'économie sénégalaise », *Enquête+*.

⁴ Maher, H. et Maucilaire, Q. (2025, juillet 10). « Bassirou Diomaye Faye et Ousmane Sonko face au défi de la renégociation des contrats pétroliers », *Jeune Afrique*.

1. L'analyse du projet Sangomar

1.1. Les caractéristiques économiques du projet Sangomar

La mise en exploitation du projet Sangomar (anciennement champ SNE) est l'aboutissement de plus de 20 ans de recherche et d'investissement. Le 15 juillet 2004 a été signé le Contrat de recherche et de partage de production⁵ relatif aux blocs Rufisque Offshore (4 449 km²), Sangomar Offshore (4 676 km²) et Sangomar Offshore Profond (5 856 km²), situés en mer au sud de Dakar. En 2014 a eu lieu la découverte des gisements à une profondeur comprise entre 700 et 1 400 mètres. L'autorisation d'exploitation⁶ a été accordée le 8 janvier 2020 pour une durée de 25 ans (sur une surface de 711 km²). La même année a commencé le développement. Le projet est découpé en deux phases : la Phase 1 vise à extraire 231 millions de barils avec une installation initiale de 23 puits ; la Phase 2 prévoit un réinvestissement pour atteindre l'ensemble des réserves probables estimées à 630 millions de barils au total. Le 13 février 2024, l'Unité flottante de production et de stockage en mer (FPSO) Léopold Sédar Senghor est arrivée au large du Sénégal⁷. Woodside Energy, qui est désormais le seul opérateur et actionnaire majoritaire (82 %) aux côtés de PETROSEN (18 %), annonce la production du premier baril de pétrole⁸ le 11 juin 2024.

Le projet Sangomar fait du Sénégal le 3^e producteur pétrolier d'Afrique de l'Ouest, après le Nigéria et le Ghana. La production attendue est de l'ordre de 100 000 barils par jour, soit 36,5 millions de barils par an. D'après le Ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines (MEPM), le FPSO Léopold Sédar Senghor a produit 16,9 millions de barils entre juin et décembre 2024 et 21,1 millions entre janvier et juillet 2025. La pleine capacité de production de 100 000 barils par jour a été atteinte plus rapidement que prévu, dès le mois de mars 2025. Par conséquent, la prévision de 30,5 millions de barils extraits durant l'année 2025⁹ doit être revue à la hausse et devrait atteindre au moins 36,1 millions (estimation des auteurs). Ce volume devrait placer le Sénégal en 3^e position parmi les pays producteurs en Afrique de l'Ouest, derrière le Nigéria (490,9 millions de barils en 2022) et le Ghana (51,7 millions de barils en 2022).

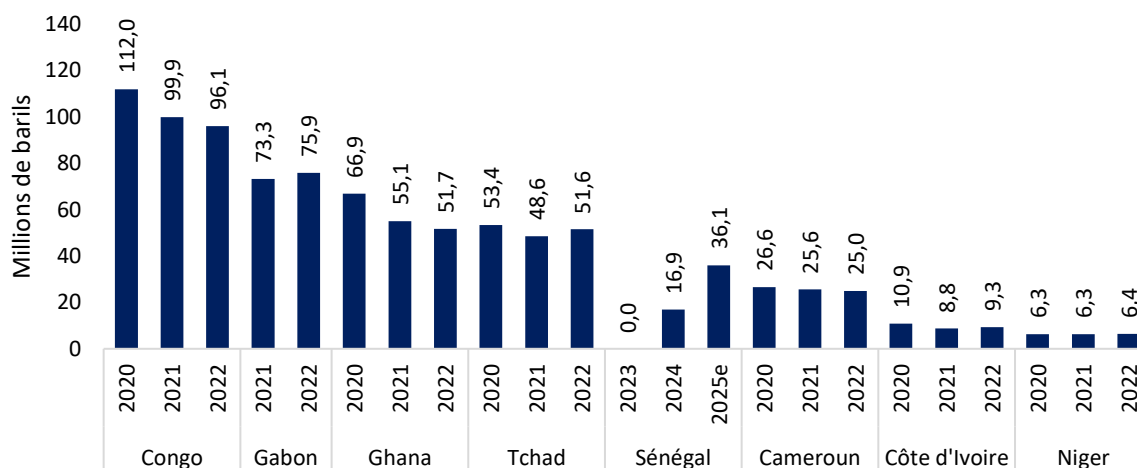
⁵ Contrat de recherche et de partage de production d'hydrocarbures, du 15 juillet 2004, conclu entre l'État du Sénégal, la société Senegal Hunt Oil et la Société des Pétroles du Sénégal (PETROSEN) pour les Permis de Rufisque Offshore, Sangomar Offshore et Sangomar Offshore Profond, approuvé par le Décret n° 2004-1491 du 23 novembre 2004.

⁶ Décret n° 2020-29 du 8 janvier 2020 autorisant l'exploitation du périmètre délimitant le champ SNE/Sangomar par les compagnies pétrolières Woodside Energy Sénégal B.V., Capricorn Sénégal Limited, First Australian Ressources Limited et PETROSEN.

⁷ Woodside (2024, février 13). « Arrivée du FPSO de Sangomar dans les eaux sénégalaises ».

⁸ Woodside (2024, juin 11). « Woodside achieves first oil at Sangomar in Senegal ».

⁹ Boureima A.-L. (2025, février 7). « Sénégal : la production de brut de Sangomar augmentera de 81 % en 2025 », *Agence Ecofin*.



Graphique 1. Production de pétrole en volume (ITIE, MEPM).

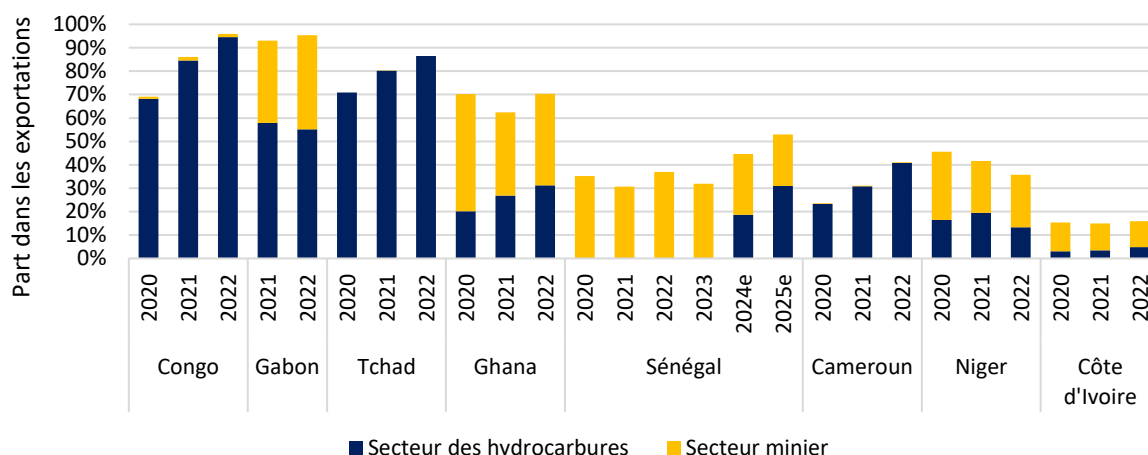
Source : Rapports ITIE, Cameroun, Congo, Côte d'Ivoire, Gabon, Ghana, Niger, Tchad, 2020-2022. Sénégal, MEPM, 2024.

e : estimations des auteurs à partir des données disponibles de Sangomar.

La production pétrolière de Sangomar sera d'abord essentiellement destinée à l'exportation, avant d'être progressivement raffinée sur place pour répondre aux besoins de la consommation intérieure. En 2024, la quasi-totalité de la production a été exportée (MEPM). Dès le début 2025, une première cargaison de 650 000 barils issus de Sangomar a été transformée localement : la Société Africaine de Raffinage (SAR) annonce le 13 février 2025 le succès du raffinage du premier pétrole brut sénégalais¹⁰. Jusqu'à présent, la SAR importait uniquement du brut de l'étranger, notamment en provenance du Nigéria, et assurait près de 50 % de la demande locale. Avec le développement d'une deuxième usine de transformation (SAR 2.0), elle vise à traiter l'intégralité du brut de Sangomar d'ici 2028, ce qui permettrait de satisfaire toute la demande locale voire d'alimenter une partie du marché régional.

Les exportations du Sénégal vont, au moins à court terme, être tirées fortement par le secteur extractif. Le secteur minier occupait déjà une place importante et contribuait à 31,9 % des exportations totales en 2023 (ITIE Sénégal, 2024). Le pays extrait principalement de l'or (14,1 % des exportations), grâce aux mines de Sabodala (Sabodala Gold Operations, SGO) et Mako (Petowal Mining Company, PMC), ainsi que du phosphate et de l'acide phosphorique (10,1 % des exportations). Avec l'exploitation du projet Sangomar, les secteurs minier et pétrolier devraient représenter 44,6 % des exportations en 2024 et pourraient monter jusqu'à 53,0 % en 2025 (estimations des auteurs). Ces dynamiques renforcent la place du Sénégal dans la catégorie des pays riches en ressources naturelles, l'export des produits extractifs dépassant largement le seuil de 25 % des exportations totales retenu par le Fonds Monétaire International (FMI, 2012a).

¹⁰ Bewa, F. et Houenou A. S. (2015, février 14). « Sénégal: le projet visant la transformation locale du brut de Sangomar prend forme », *Agence Ecofin*.



Graphique 2. Part du secteur extractif dans les exportations (ITIE).

Source : Rapports ITIE, Cameroun, Congo, Côte d'Ivoire, Gabon, Ghana, Niger, Sénégal, Tchad, 2020-2023.

e : estimations des auteurs à partir des données disponibles de Sangomar.

Le projet Sangomar devrait permettre d'extraire au moins 630 millions de barils sur 20 ans.

Selon les estimations, la durée de vie du projet sera comprise entre 20 et 25 ans. Les réserves totales, initialement estimées à 560 millions de barils, ont été revues à la hausse à 630 millions (ITIE Sénégal, 2024). D'après Woodside, la Phase 1 vise à extraire des réserves probables de 231 millions de barils (2P¹¹). D'après le rapport de présentation du permis d'exploitation de Sangomar, les réserves possibles de la Phase 1 s'élèvent à 310 millions de barils (P3), dont 222 millions de réserves probables (P2) et 151 millions de réserves prouvées (P1). Dans son premier rapport trimestriel de 2025, Woodside indique par ailleurs la découverte de réserves additionnelles de 16,1 millions de barils probables (P2), dont 7,1 millions prouvés (P1¹²).

Le développement de la Phase 1 du projet Sangomar a coûté approximativement 5 milliards de dollars. L'ensemble des coûts initialement prévus sont disponibles dans le rapport de présentation du permis d'exploitation de janvier 2020. Les coûts d'investissement (CAPEX) y sont estimés à 8,8 milliards de dollars sur toute la durée de vie du projet, dont 4,1 milliards pour la Phase 1. Dès 2023, le coût de développement de la Phase 1 a cependant été réévalué entre 4,9 et 5,2 milliards de dollars. En 2025, Woodside annonce un coût final d'approximativement 5,0 milliards, ayant généré 4 400 emplois sénégalais¹³. Les coûts d'exploitation (OPEX) sont quant à eux chiffrés autour de 326 millions de dollars par an en moyenne pendant toute la durée de vie du projet. Durant la Phase 1, les OPEX devraient toutefois être plus faibles, de l'ordre de 186 millions de dollars par an.

¹¹ Woodside (2020, Janvier 10). « Approbation du projet de développement Sangomar ».

¹² Woodside (2025, avril 23). « First Quarter Report for Period ended 31 March 2025 ».

¹³ Woodside (2025, février 17). « Woodside releases reserves statement and Sangomar update ».

1.2. Le régime fiscal du projet Sangomar

Le régime fiscal du projet Sangomar repose sur le Contrat de recherche et de partage de production de 2004 qui relève du Code pétrolier de 1998¹⁴. Le Code pétrolier de 1998 est l'ancien code pétrolier du Sénégal. Il a été abrogé et remplacé en 2019¹⁵. Néanmoins, il reste en vigueur concernant la fiscalité du projet Sangomar, puisque le Contrat de 2004 contient une clause de stabilité¹⁶ qui prévoit qu'il « ne pourra être fait application au contractant d'aucune disposition ayant pour effet [...] d'aggraver les charges et obligations découlant [du régime fiscal défini] par la législation et la réglementation en vigueur à la date de signature du présent contrat ». Le code de 1998 laisse une place importante à la négociation, par conséquent l'essentiel du régime fiscal est décrit dans le Contrat de 2004. Celui-ci repose sur deux prélèvements principaux : le partage de production et l'impôt sur les sociétés, puisqu'aucune redevance sur la valeur des hydrocarbures n'est exigée dans le cadre d'un contrat de partage de production¹⁷.

Le partage de production s'effectue sur le profit pétrolier après récupération des coûts pétroliers par l'opérateur. Le Code pétrolier de 1998 laisse les « conditions de partage des hydrocarbures » intégralement à la négociation¹⁸. Le Contrat de Sangomar de 2004 en détermine donc toutes les dispositions¹⁹. Le profit pétrolier est désigné par l'expression « production restante » qui correspond à la « production totale commerciale d'hydrocarbures [...] restant après déduction de la part d'hydrocarbures destinées au recouvrement des coûts pétroliers ». Les coûts pétroliers comprennent « l'ensemble des coûts et dépenses encourus par le contractant [...] nécessaires [...] à la conduite des opérations pétrolières », incluant entre autres les dépenses de recherche et les immobilisations. Les coûts pétroliers relatifs aux immobilisations sont amortissables sur une durée minimale de 5 ans, voire 10 ans pour les immobilisations de transport de la production. Au cours d'une année, les coûts pétroliers ne peuvent toutefois excéder 75 % de la valeur de la production totale (appelé « cost stop ») lorsque la profondeur d'eau est supérieure à 500 mètres. Le cas échéant, le surplus peut alors être reporté sur la ou les années suivantes sans limitation de durée.

Le partage de production est progressif : l'État reçoit entre 15 % et 40 % du profit pétrolier en fonction du volume de production journalier. Lorsque la profondeur d'eau est supérieure à 500 mètres, ce qui est le cas du projet Sangomar, la part de l'État dans le profit pétrolier est fixée d'abord à 15 % sur la première tranche de production journalière inférieure à 50 000 barils ; puis à 20 % sur la deuxième tranche comprise entre 50 000 et 100 000 barils par jour ; à 25 % sur la troisième tranche comprise entre 100 000 et 150 000 barils par jour ; à 30 % sur la quatrième tranche comprise entre 150 000 et 200 000 barils par jour ; et enfin à 40 % sur la dernière tranche supérieure à 200 000 barils par jour. L'État peut décider si sa part lui est versée en nature ou en espèces. S'il opte pour le prélèvement en nature, l'État doit le notifier au contractant au moins 3 mois avant chaque semestre en indiquant le point de livraison. Au

¹⁴ Sénégal, Loi n° 98-05 du 8 janvier 1998 portant Code pétrolier.

¹⁵ Sénégal, Loi n° 2019-03 du 1er février 2019 portant Code pétrolier.

¹⁶ Sénégal, Contrat de recherche et de partage de production de Sangomar 2004, article 33.

¹⁷ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 41.

¹⁸ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 36.

¹⁹ Sénégal, Contrat de recherche et de partage de production de Sangomar 2004, article 22 et annexe 2.

contraire, si l'État choisit le paiement en espèces, celui-ci est versé mensuellement, dans les 30 jours après la fin du mois.

Le taux de l'impôt sur les sociétés est de 33 %. Malgré le contrat de partage de production, l'opérateur est assujéti à l'impôt sur les sociétés (IS²⁰) qui repose sur les bénéfices nets. Le Code pétrolier de 1998 indique un taux d'IS de 35 %²¹, conformément à celui du Code général des impôts (CGI) de 1992²². En revanche, le Contrat de Sangomar de 2004 fixe un taux d'IS à 33 %²³, qui peut s'expliquer par la baisse du taux d'IS dans le CGI en 2004²⁴. Le report des pertes est autorisé sur 3 ans : en cas de déficit lors d'un exercice, le déficit peut être reporté sur le résultat de l'année suivante jusqu'au troisième exercice qui suit l'exercice déficitaire²⁵. Le Code pétrolier de 1998 évoque un « prélèvement pétrolier additionnel calculé sur un critère de rentabilité des opérations pétrolières²⁶ ». Néanmoins, si un critère de rentabilité est déjà pris en compte dans le cadre d'un contrat de partage de production, cette disposition tient lieu de prélèvement pétrolier additionnel. Le Contrat de Sangomar de 2004 ne mentionne pas de prélèvement pétrolier additionnel, il est donc probable que le mode de calcul du partage de production en fonction du volume journalier ait été assimilé à un critère de rentabilité.

Des loyers superficiaires sont dus durant la phase de recherche. Le Code pétrolier de 1998 prévoit un loyer superficiaire annuel dont les modalités sont déterminées dans la convention²⁷. Le Contrat de Sangomar de 2004 en fixe le montant à 5 dollars par km² par an durant la période initiale de recherche ; 8 dollars par km² par an durant la première période de renouvellement ; et 15 dollars par km² par an durant la deuxième période de renouvellement et les éventuelles prorogations²⁸. Il semble donc qu'aucun loyer superficiaire ne soit dû ensuite durant les phases de développement et d'exploitation. Ces loyers superficiaires doivent être payés pour l'année entière avant le premier jour de chaque année contractuelle. Ils font partie des coûts pétroliers récupérables par l'opérateur au titre du partage de production.

De nombreuses exonérations sont accordées durant les phases de recherche et de développement. Durant ces périodes, le contractant est ainsi exonéré de « tous impôts, taxes et droits au profit de l'État », notamment l'impôt sur le revenu des valeurs mobilières (IRVM), l'impôt sur le revenu des créances, dépôts et cautionnement, la contribution forfaitaire à la charge de l'employeur (CFE), les taxes sur le chiffre d'affaires, dont la taxe sur la valeur ajoutée (TVA²⁹). De plus, le contractant est exonéré de tous les droits et taxes à l'importation sur les « matériels, matériaux, fournitures, machines et équipements, ainsi que les pièces de rechange, les produits et matériels consommables destinés directement et exclusivement aux opérations

²⁰ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 42.

²¹ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 44.

²² Sénégal, Code général des impôts 1992, article 19.

²³ Sénégal, Contrat de recherche et de partage de production de Sangomar 2004, article 23.

²⁴ Sénégal, Loi n°2004-12 du 6 février 2004 modifiant certaines dispositions du Code général des impôts, article 2.

²⁵ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 43.

²⁶ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 46.

²⁷ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 45.

²⁸ Sénégal, Contrat de recherche et de partage de production de Sangomar 2004, article 8.

²⁹ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 48.

pétrolières³⁰ ». Ces matériels peuvent également bénéficier du régime de l'admission temporaire lorsqu'ils sont destinés à être réexportés.

La PETROSEN détient une participation de 18 % dans le projet Sangomar. Le Contrat de Sangomar de 2004 fixe les modalités de participation de l'État sénégalais à travers la PETROSEN³¹. À la signature du contrat, le contractant doit d'abord céder 10 % de ses parts à la PETROSEN. Cependant, la PETROSEN ne participe pas au financement des dépenses pendant la phase de recherche. Puis, lors de l'octroi d'un permis d'exploitation, PETROSEN a l'option d'accroître sa participation dans le projet, jusqu'à un maximum de 18 % lorsque la profondeur d'eau est supérieure à 500 mètres. Durant les phases de développement et d'exploitation, PETROSEN doit alors contribuer aux dépenses y relatives au prorata de sa participation. Dans le cas du projet Sangomar, PETROSEN a exercé cette option et détient désormais 18 % des parts du projet.

1.3. La modélisation du projet Sangomar

En se basant sur ses caractéristiques économiques et son régime fiscal, il devient possible de modéliser le projet Sangomar. L'objectif est d'estimer (i) la valeur de la rente pétrolière, (ii) la valeur des recettes que l'État sénégalais peut en attendre, et *in fine* (iii) le partage de la rente entre l'État et Woodside. À partir des informations disponibles présentées précédemment, deux scénarios ont été construits. Le scénario de base (S0) s'appuie sur les données de coûts initiales décrites dans le rapport de présentation du permis d'exploitation de 2020. Le scénario mis à jour (S1) prend en compte la réévaluation par Woodside du coût final de développement de la Phase 1 à 5 milliards de dollars. La durée de vie, les réserves et le rythme de production sont identiques dans les deux scénarios. Le prix de vente considéré dans le rapport de présentation du permis d'exploitation de 2020 est de 65 dollars le baril, équivalent à la moyenne de l'année 2018. Trois prix seront néanmoins modélisés pour les tests de sensibilité : 65, 75 et 85 dollars par baril.

Le projet Sangomar modélisé produit 631,5 millions de barils sur 20 ans. Cette capacité de production est très proche des réserves probables estimées à 630 millions de barils. La durée de vie retenue a été limitée à 20 ans afin de ne pas dépasser ce chiffre des réserves probables. La Phase 1 modélisée se déploie sur 6 ans. Elle permet d'extraire 219 millions de barils à un rythme de 100 000 barils par jour, ce qui correspond aux réserves probables prévues autour de 222 à 231 millions de barils pour la Phase 1. La Phase 2 modélisée s'étend sur les 14 ans restants. Elle permet d'extraire 412,5 millions de barils, à un rythme de production journalière décroissant de 90 000 barils par jour pendant les 5 premières années, 80 000 barils par jour pendant les 5 années suivantes et 70 000 barils par jour pendant les 4 dernières années. Ce rythme de production a été retenu pour rester au plus proche des réserves probables : maintenir un rythme de production stable à 100 000 barils par jour pendant 20 ans aurait en effet conduit à produire 730 millions de barils au lieu de 630 millions.

Le projet Sangomar modélisé nécessite un coût de développement et d'exploitation de 14,5 milliards de dollars courants dans le scénario de base (S0) et 15,4 milliards courants dans

³⁰ Sénégal, Code pétrolier 1998, article 49.

³¹ Sénégal, Contrat de recherche et de partage de production de Sangomar 2004, article 24.

le scénario mis à jour (S1). L'ensemble des données de coûts du scénario de base (S0) sont tirées du rapport de présentation du permis d'exploitation de 2020. Le CAPEX total s'élève à 8,8 milliards de dollars, dont 4,1 milliards pour le développement de la Phase 1 et 4,7 milliards pour la Phase 2. L'OPEX total représente un coût de 5,7 milliards de dollars, correspondant à un OPEX de 186 millions par an pendant la Phase 1 et 326 millions par an pendant la Phase 2. Les données de coûts du scénario mis à jour (S1) sont strictement identiques à ceux du scénario de base (S0), à l'exception du CAPEX de la Phase 1 qui est réévalué à 5 milliards de dollars, conformément au coût final de développement de la Phase 1 annoncé par Woodside en 2025.

Année	A Production journalière bbl/j	B = A×365 Production annuelle millions bbl	C = B×65 Chiffre d'affaires 65 \$/bbl millions \$	D CAPEX millions \$	E OPEX millions \$	F = C–D–E Flux net de trésorerie millions \$
0	0	0,00	0,00	4 100,00	0,00	– 4 100,00
1 à 5	100 000	36,50	2 372,50	0,00	186,00	2 186,50
6	100 000	36,50	2 372,50	4 700,00	186,00	– 2 513,50
7 à 11	90 000	32,85	2 135,25	0,00	326,00	1 809,25
12 à 16	80 000	29,20	1 898,00	0,00	326,00	1 572,00
17 à 20	70 000	25,55	1 660,75	0,00	326,00	1 334,75
Total		631,45	41 044,25	8 800,00	5 680,00	26 564,25
VAN (10 %)			18 569,31	6 753,03	2 165,69	9 650,60
TRI						47,0 %

Tableau 1. Résumé des données économiques utilisées pour la modélisation du projet Sangomar, d'après le scénario de base (S0) issu principalement du permis d'exploitation.

Source : Synthèse des auteurs basée principalement sur les données de coûts du rapport de présentation du permis d'exploitation de Sangomar de 2020.

Année	A Production journalière bbl/j	B = A×365 Production annuelle millions bbl	C = B×65 Chiffre d'affaires 65 \$/bbl millions \$	D CAPEX millions \$	E OPEX millions \$	F = C–D–E Flux net de trésorerie millions \$
0	0	0,00	0,00	5 000,00	0,00	– 5 000,00
1 à 5	100 000	36,50	2 372,50	0,00	186,00	2 186,50
6	100 000	36,50	2 372,50	4 700,00	186,00	– 2 513,50
7 à 11	90 000	32,85	2 135,25	0,00	326,00	1 809,25
12 à 16	80 000	29,20	1 898,00	0,00	326,00	1 572,00
17 à 20	70 000	25,55	1 660,75	0,00	326,00	1 334,75
Total		631,45	41 044,25	9 700,00	5 680,00	25 664,25
VAN (10%)			18 569,31	7 653,03	2 165,69	8 750,60
TRI						37,1%

Tableau 2. Résumé des données économiques utilisées pour la modélisation du projet Sangomar, d'après le scénario mis à jour (S1) selon les dernières annonces de Woodside.

Source : Synthèse des auteurs basée principalement sur les données de coûts du rapport de présentation du permis d'exploitation de Sangomar de 2020, mises à jour selon les dernières annonces de 2025 de Woodside concernant le CAPEX final de la Phase 1.

Le régime fiscal modélisé comprend le partage de production, l'impôt sur les sociétés, les loyers superficiaires et la participation de l'État. Pour le calcul du partage de production tout d'abord, les coûts pétroliers incluent les coûts d'investissement (CAPEX, qui sont amortis sur 5 ans en linéaire), les coûts d'exploitation (OPEX) et les charges financières. Si les coûts pétroliers annuels excèdent le cost stop de 75 %, le surplus est reporté l'année suivante jusqu'à épuisement. L'État prélève 15 % du profit pétrolier sur la première tranche de production inférieure à 50 000 barils par jour et 20 % sur la deuxième tranche de production comprise entre 50 000 et 100 000 barils par jour. Pour le calcul de l'assiette de l'impôt sur les sociétés, le chiffre d'affaires annuel est réduit des charges d'amortissement, des coûts d'exploitation (OPEX), des charges financières et des impôts déductibles (loyers superficiaires). Les coûts d'investissement (CAPEX) sont amortis sur 10 ans en linéaire. Ils sont par ailleurs supposés être financés par emprunt sur 10 ans au taux de 10 %³². Le taux de l'impôt sur les sociétés est fixé à 33 %, avec un report des pertes autorisé sur 3 ans. Les loyers superficiaires dus pendant la phase de recherche ont été calculés sur une période de 15 ans (2004-2019). L'État possède enfin une participation dans le projet à hauteur de 18 %, à travers la PETROSEN.

³² Agence Ecofin (2024, juin 20). « Combien le projet Sangomar peut vraiment rapporter au Sénégal ? ».

1.4. Les résultats de la modélisation du projet Sangomar

La rente pétrolière du projet Sangomar modélisé d'après le scénario mis à jour (S1) s'élève à 25,7 milliards de dollars courants pour un prix de 65 dollars le baril, 32,0 milliards courants pour un prix de 75 dollars le baril et pourrait atteindre 38,3 milliards courants pour un prix de 85 dollars le baril. La rente économique correspond au « montant par lequel les revenus dépassent la totalité des coûts de production, dont ceux de la découverte et de la mise en exploitation, ainsi que le rendement normal du capital » (FMI, 2012b). La rente désigne donc un superprofit ou un profit supranormal, c'est-à-dire supérieur à la rentabilité normale attendue du capital. Pour un prix de 65 dollars le baril, le projet Sangomar modélisé génère, sur les 20 ans de sa durée de vie, un chiffre d'affaires de 41,0 milliards de dollars, duquel il faut retirer les coûts d'investissement (CAPEX) de 9,7 milliards et les coûts d'exploitation (OPEX) de 5,7 milliards, pour obtenir une estimation de la rente pétrolière autour de 25,7 milliards de dollars. Avant toute imposition, le projet Sangomar modélisé dégage un taux de rendement interne (TRI avant impôts) de 37,1 % pour un prix de 65 dollars le baril, de 45,5 % pour un prix de 75 dollars le baril et de 53,8 % pour un prix de 85 dollars le baril.

Prix de vente	\$/bbl	65	75	85
A. Chiffre d'affaires	millions \$	41 044,25	47 358,75	53 673,25
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	9 700,00	9 700,00	9 700,00
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	5 680,00	5 680,00	5 680,00
D. = A-B-C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	25 664,25	31 978,75	38 293,25
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	37,1 %	45,5 %	53,8 %
E. Redevance superficielle	millions \$	0,93	0,93	0,93
F. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	3 447,62	4 528,02	5 608,42
G. Impôt sur les sociétés	millions \$	5 570,63	7 297,88	9 025,14
H. Participation de l'État	millions \$	2 035,81	2 667,04	3 298,28
I. = E+F+G+H. Total des prélèvements publics	millions \$	11 054,99	14 493,88	17 932,77
Taux effectif moyen d'imposition (TEMI) en valeur actuelle nette	%	50,9 %	51,6 %	52,2 %
J. = D-I. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	14 609,26	17 484,87	20 360,48
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	24,4 %	28,6 %	32,7 %

Tableau 3. Résultats de la modélisation du projet Sangomar, d'après le scénario mis à jour (S1), en dollars courants³³.

Source : Calculs des auteurs.

³³ L'ensemble des résultats pour les deux scénarios et les trois prix sont détaillés en annexe, en dollars courants et en dollars actualisés (valeur actuelle nette) utilisés pour le calcul du taux effectif moyen d'imposition.

Les recettes de l'État sénégalais issues du projet Sangomar modélisé d'après le scénario mis à jour (S1) seraient de 11,1 milliards de dollars courants pour un prix de 65 dollars le baril, 14,5 milliards courants pour un prix de 75 dollars le baril et pourraient atteindre 17,9 milliards courants pour un prix de 85 dollars le baril. Les recettes proviennent majoritairement de l'impôt sur les sociétés (50,4 %), suivi par le partage de production (31,2 %) et la participation de l'État (18,4 %). Pour un prix de 65 dollars le baril, l'État sénégalais pourrait collecter 5,6 milliards de dollars d'impôt sur les sociétés, 3,5 milliards grâce au partage de production, 2,0 milliards provenant de la participation de l'État via la PETROSEN et près d'un million au titre des loyers superficiaires perçus en phase de recherche. Après imposition, le taux de rendement interne (TRI après impôts) du projet Sangomar modélisé est réduit à 24,4 % pour un prix de 65 dollars le baril, à 28,6 % pour un prix de 75 dollars le baril et à 32,7 % pour un prix de 85 dollars le baril.

Les résultats de recettes convergent avec d'autres études réalisées précédemment. Le rapport de présentation du permis d'exploitation de 2020 estimait que le projet Sangomar devrait rapporter à l'État sénégalais 12,1 milliards de dollars courants sur 25 ans, dont 3,8 milliards durant la Phase 1, dans le cadre du scénario de base (S0) pour un prix de 65 dollars le baril. Pour ce même scénario et ce même prix, le projet Sangomar modélisé évalue les recettes de l'État à 11,8 milliards de dollars courants sur 20 ans, dont 4,2 milliards durant la Phase 1. De même, Ndao (2018) chiffre les recettes de Sangomar entre 10 et 14 milliards de dollars courants sur 20 à 25 ans. Les estimations en termes de recettes tirées du projet se rejoignent donc grandement.

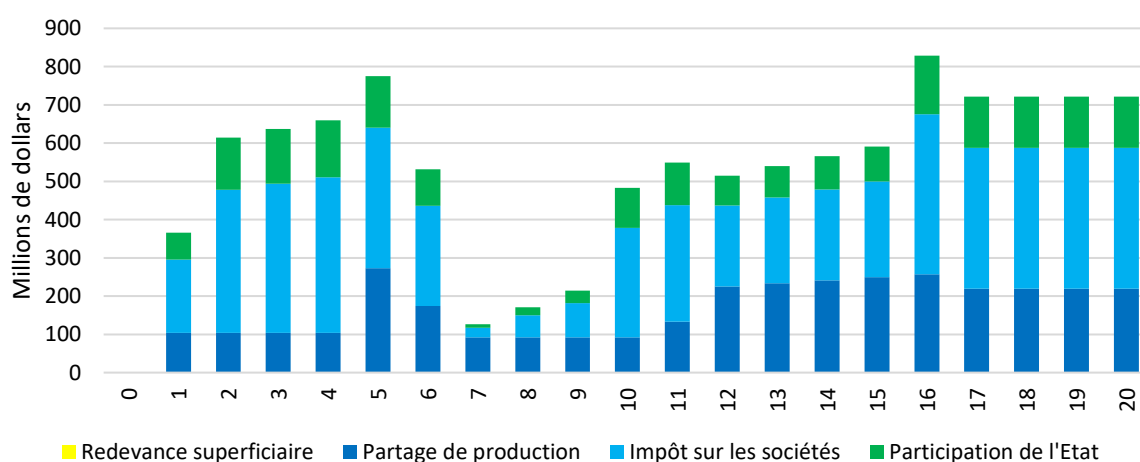
La part de la rente pétrolière revenant à l'État sénégalais serait de l'ordre de 51 % à 52 % dans le scénario mis à jour (S1) du projet Sangomar modélisé. Le partage de la rente peut être estimé grâce au taux effectif moyen d'imposition (TEMI), qui représente la part de la rente captée par l'État. Il se calcule simplement comme le rapport entre la valeur actuelle nette (VAN) de l'ensemble des prélèvements publics (loyers superficiaires, partage de production, impôt sur les sociétés et participation de l'État) et la valeur actuelle nette de la rente pétrolière. Le TEMI dépend autant du système fiscal applicable au projet qu'à ses caractéristiques économiques (volume de production, prix de vente, coûts de production). Dans le cas du projet Sangomar modélisé, le TEMI serait de 50,9 % pour un prix de 65 dollars le baril, de 51,6 % pour un prix de 75 dollars le baril et de 52,2 % pour un prix de 85 dollars le baril. Le régime fiscal du Contrat de 2004 est donc légèrement progressif, puisque le TEMI s'accroît légèrement avec l'augmentation du cours du pétrole.

Les résultats du partage de la rente sont plus faibles que les estimations précédemment réalisées. Le président Macky Sall a affirmé que l'État sénégalais capterait 60 % de la rente pétrolière du projet Sangomar³⁴. D'autres auteurs parviennent à des résultats assez similaires : entre 55 % et 60 % pour Ndao (2018), 59 % pour Diouf et Laporte (2018) et 60 % pour Coulibaly et Arvanitis (2020). Le projet Sangomar présentement modélisé aboutit à un TEMI plus faible, de l'ordre de 51 % à 52 %, ce qui peut s'expliquer par la mise à jour des données économiques. En effet, Diouf et Laporte (2018), puis Coulibaly et Arvanitis (2020), ont modélisé le projet Sangomar sur la base de données fournies par l'ancien opérateur Cairn Energy. Leur scénario de référence prévoyait une production de seulement 330 millions de barils sur 12 ans, vendue à un prix de

³⁴ Agence Ecofin (2024, juin 20). « Combien le projet Sangomar peut vraiment rapporter au Sénégal ? ».

50 dollars le baril, pour un coût d'investissement (CAPEX) de 5,8 milliards de dollars et un coût opérationnel (OPEX) de 10 dollars par baril. Ces différences dans les données économiques expliquent les écarts dans les résultats du partage de rente, puisque le projet Sangomar modélisé s'appuie sur des données plus récentes et couvre deux phases d'exploitation sur 20 ans.

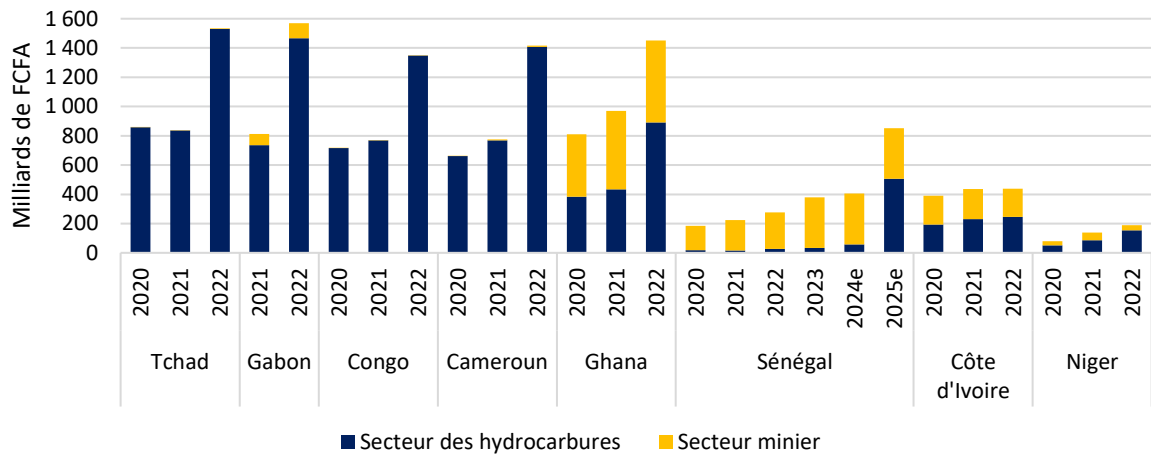
Il convient de souligner que, du fait de la structuration en deux phases du projet Sangomar, les recettes pétrolières attendues par l'État sénégalais présenteront une évolution contrastée. Dans un premier temps, celles-ci devraient croître rapidement au cours de la Phase 1, à mesure que les coûts de prospection et d'investissement seront progressivement amortis. Cette tendance haussière devrait cependant être interrompue par une diminution temporaire liée aux réinvestissements nécessaires au lancement de la Phase 2, avant qu'une nouvelle progression des recettes ne s'amorce. À plus long terme, à mesure que le projet approchera de son terme, une baisse graduelle des revenus est à anticiper, conséquence du déclin de la production et de l'augmentation des coûts opérationnels unitaires. Par ailleurs, ces projections demeurent exposées à d'importants aléas, notamment la volatilité des cours internationaux du pétrole, l'incertitude relative aux coûts de production, ainsi que les risques de retards dans la mise en œuvre de la Phase 2. Dès lors, la prudence s'impose dans l'élaboration des prévisions budgétaires : celles-ci ne sauraient être surestimées ni justifier une augmentation prématurée des dépenses publiques ou du recours à l'endettement, fondés uniquement sur l'anticipation de recettes pétrolières et gazières futures (Davis et Mihalyi, 2021).



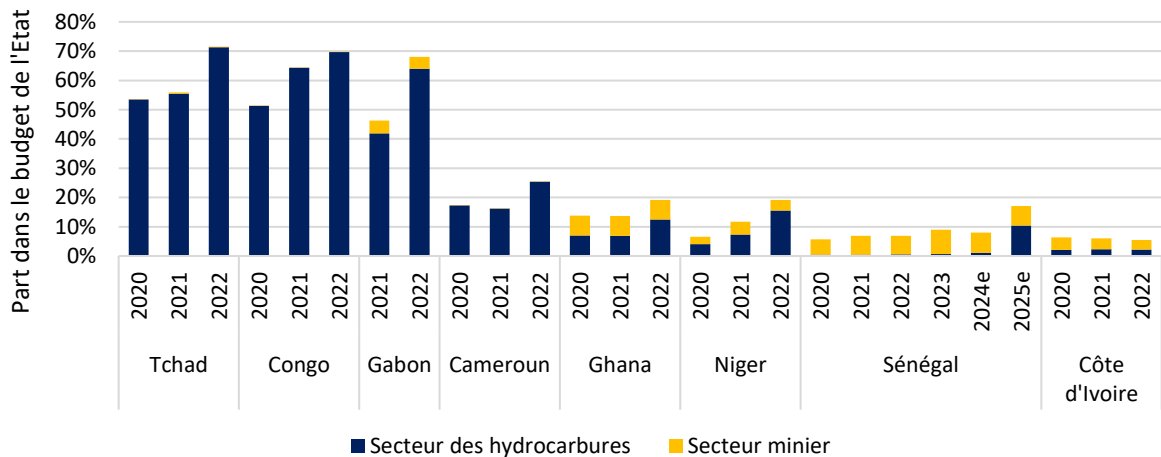
Graphique 3. Estimations des recettes annuelles du projet Sangomar modélisé.
Source : Calculs des auteurs, pour un prix de 65 dollars le baril.

Les recettes pétrolières et gazières pourraient s'élever à 83,0 millions de dollars (50,3 milliards de francs CFA) en 2024 et 812,8 millions de dollars (492,9 milliards de francs CFA) en 2025. Ces estimations ont été réalisées sur la base d'une production de 16,9 millions de barils en 2024 et 36,1 millions en 2025 pour le projet Sangomar, avec un prix du pétrole de 78,13 dollars le baril en 2024 (moyenne du cours du Brent entre juin et décembre 2024) et 71,61 dollars le baril en 2025 (moyenne du cours du Brent entre janvier et juillet 2025). L'estimation de 50,3 milliards de francs CFA de recettes des hydrocarbures pour 2024 se

rapproche des 49,3 milliards de francs CFA prévus dans la loi de finances 2024³⁵. En revanche, la loi de finances 2025³⁶ budgétise seulement des recettes d’hydrocarbures à hauteur de 50,9 milliards de francs CFA, ce qui semble indiquer une estimation très prudente. La part des recettes pétrolières et gazières dans le budget de l’État pourrait s’élever à 10,3 % dès 2025 (estimations des auteurs). Au pic de la production d’hydrocarbures en 2030, le FMI (2019) prévoit que cette part pourrait atteindre jusqu’à 16 %.



Graphique 4. Recettes du secteur extractif (ITIE).
 Source : Rapports ITIE, Cameroun, Congo, Côte d’Ivoire, Gabon, Ghana, Niger, Sénégal, Tchad, 2020-2023.
 e : estimations des auteurs à partir des données disponibles de Sangomar.



Graphique 5. Part des recettes du secteur extractif dans le budget de l’État (ITIE).
 Source : Rapports ITIE, Cameroun, Congo, Côte d’Ivoire, Gabon, Ghana, Niger, Sénégal, Tchad, 2020-2023.
 e : estimations des auteurs à partir des données disponibles de Sangomar.

³⁵ Sénégal, Loi n° 2023-018 du 15 décembre 2023 portant loi de finances pour l’année 2024, article 12.
³⁶ Loi n° 2025-02 du 6 janvier 2025 portant loi de finances pour l’année 2025, article 12.

2. Les comparaisons nationales et internationales

Pour poursuivre l'analyse du projet Sangomar, les résultats précédemment obtenus à partir du Contrat de 2004 peuvent être comparés avec d'autres régimes fiscaux pétroliers. En fonction du cours du pétrole, l'État sénégalais pourrait percevoir 51 % à 52 % de la rente pétrolière de Sangomar, avec des recettes comprises entre 11,1 et 17,9 milliards de dollars courants sur 20 ans (estimations des auteurs). Ces chiffres seuls sont néanmoins difficiles à interpréter sans points de comparaison. Afin d'évaluer le niveau de taxation qui pèse réellement sur le projet Sangomar, il est nécessaire de le mettre en perspective avec les régimes fiscaux d'autres pays pétroliers africains comparables. Le taux effectif moyen d'imposition (TEMI) vise cet objectif puisqu'il est conçu comme un indicateur synthétique de la charge fiscale pesant sur un projet pendant toute sa durée de vie. Il permet ainsi une comparaison globale des systèmes fiscaux, même très hétérogènes, notamment en termes de prélèvements. Il facilite donc les comparaisons spatiales et temporelles entre les systèmes fiscaux et entre les pays pour un même projet extractif. À partir des caractéristiques économiques du projet Sangomar, le régime fiscal du Contrat de 2004 peut être comparé avec celui du nouveau Code pétrolier du Sénégal et avec ceux des Codes pétroliers et contrats d'autres pays tels que le Cameroun, la Côte d'Ivoire, le Congo, le Gabon, le Niger et le Tchad.

2.1. Le nouveau Code pétrolier sénégalais de 2019

L'État sénégalais a adopté un nouveau Code pétrolier en 2019³⁷. Dans son exposé des motifs, ce nouveau code explique que l'ancien Code pétrolier de 1998 avait pour « but de promouvoir la compétitivité du bassin sédimentaire » dans un contexte de « réduction importante des budgets d'exploration des compagnies pétrolières qui préféraient investir dans des pays disposant d'un potentiel pétrolier prouvé ». C'est pourquoi un « cadre légal incitatif » avait été mis en place avec des « conditions attrayantes en vue de favoriser le développement des investissements inhérents à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures ». Suite aux découvertes des gisements pétroliers et gaziers à partir de 2014, les compagnies pétrolières internationales ont montré leur intérêt pour l'exploitation des hydrocarbures du Sénégal. Le nouveau Code pétrolier de 2019 vise à se mettre « en adéquation avec le contexte de pays à fort potentiel en hydrocarbures », avec pour objectif « la sauvegarde et la sécurisation des intérêts économique et financier du peuple sénégalais, tout en préservant l'attractivité et la compétitivité du pays ».

Contrairement à l'ancien code, le nouveau laisse très peu de place à la négociation.

L'ancien Code pétrolier de 1998 évoquait 6 prélèvements : loyers superficiaires, redevance sur la production, partage de production, impôt sur les sociétés, prélèvement pétrolier additionnel et participation de l'État. Seul le taux de l'impôt sur les sociétés (35 %) était fixé directement dans le Code pétrolier, tous les autres prélèvements devaient être déterminés au cas par cas dans les contrats pétroliers. Dans le Contrat de Sangomar de 2004, la redevance sur la production et le prélèvement pétrolier additionnel n'ont pas été retenus, laissant donc uniquement

³⁷ Sénégal, Loi n°2019-03 du 1er février 2019 portant Code pétrolier.

4 prélèvements applicables au projet. À l'inverse, le nouveau Code pétrolier de 2019 instaure 8 prélèvements, dont les modalités sont toutes clairement définies dans la législation, à l'exception des montants des bonus qui restent à négocier dans les contrats.

Les impôts sur la production comprennent des bonus, des frais d'instruction de dossier, un loyer superficiaire et une redevance sur la production. Le Code pétrolier de 2019 indique qu'un bonus de signature³⁸ et un bonus de production³⁹ sont fixés dans le contrat de partage de production. Des frais d'instruction de dossier de 50 000 dollars sont en outre exigés lors de toute demande d'octroi, de renouvellement ou d'extension de titres miniers d'hydrocarbures⁴⁰. Ni les bonus, ni les frais de dossier ne constituent des coûts pétroliers recouvrables. Un loyer superficiaire est également dû à hauteur de 30 dollars par km² par an durant la période initiale d'exploration ; 50 dollars par km² par an durant la première période de renouvellement ; et 75 dollars par km² par an durant la deuxième période de renouvellement⁴¹. Enfin, une redevance sur la production taxe la valeur des hydrocarbures produits dont le taux varie en fonction de la substance et de la zone⁴². Pour les hydrocarbures liquides, elle s'élève à 10 % en zone onshore, 9 % en zone offshore peu profond (inférieur à 500 mètres), 8 % en zone offshore profond (comprise entre 500 et 3 000 mètres) et 7 % en zone offshore ultra profond (supérieure à 3 000 mètres). Pour les hydrocarbures gazeux, le taux est de 6 %, quelle que soit la zone. Cette redevance peut être payée en numéraire ou en nature à l'option de l'État. Les modalités de recouvrement du loyer superficiaire et de la redevance sur la production sont précisées dans le contrat de partage de production.

Le partage de production est progressif : l'État reçoit entre 40 % et 60 % du profit pétrolier en fonction du facteur R. Après déduction de la redevance sur la production, le contractant reçoit d'abord une « part de la production au titre du remboursement de ses coûts⁴³ ». Au cours d'une année, celle-ci ne peut toutefois dépasser un seuil (appelé « cost stop ») de 55 % en zone onshore, 60 % en zone offshore peu profond, 65 % en zone offshore profond et 70 % en zone offshore ultra profond. Le cas échéant, le surplus peut alors être reporté, sans intérêt, sur les années suivantes jusqu'à épuisement. Le partage du profit pétrolier s'effectue ensuite en fonction d'un facteur R, calculé comme le ratio entre les « revenus cumulés » et les « investissements cumulés ». La part de l'État dans le profit pétrolier est fixée d'abord à 40 % tant que le facteur R est inférieur à 1 ; puis 45 % lorsque le facteur R est compris entre 1 et 2 ; 55 % lorsque le facteur R est compris entre 2 et 3 ; et enfin à 60 % dès que le facteur R est supérieur à 3.

L'impôt sur les sociétés, une participation de l'État et une taxe à l'exportation sont également déterminés dans le nouveau Code pétrolier. Le contractant est soumis à l'impôt sur les sociétés dans les conditions prévues par le Code général des impôts⁴⁴ : son taux est donc

³⁸ Sénégal, Code pétrolier 2019, article 7.

³⁹ Sénégal, Code pétrolier 2019, article 28.

⁴⁰ Sénégal, Code pétrolier 2019, article 46.

⁴¹ Sénégal, Code pétrolier 2019, article 47.

⁴² Sénégal, Code pétrolier 2019, article 42.

⁴³ Sénégal, Code pétrolier 2019, article 34.

⁴⁴ Sénégal, Code pétrolier 2019, article 43.

de 30 %⁴⁵ et le report des pertes est autorisé sur 3 ans⁴⁶. Par l'intermédiaire de la société pétrolière nationale, la participation de l'État⁴⁷ s'élève au minimum à 10 % et doit être portée durant les phases d'exploration et de développement. Pendant les phases de développement et d'exploitation, l'État a ensuite la possibilité d'acquérir une participation supplémentaire non-portée pouvant aller jusqu'à 20 % de plus. Enfin, une taxe à l'exportation s'applique : après satisfaction des besoins intérieurs du pays, le contractant peut exporter librement sa production « après acquittement d'un droit de douane de sortie fixé à 1 % de la valeur de ladite part de production ».

	Code pétrolier 1998	Sangomar 2004	Code pétrolier 2019
Bonus	Aucun	Aucun	Bonus de signature, Bonus de production, Fixés dans le contrat.
Frais de dossier	Aucun	Aucun	50 000 USD
Loyers superficiaires	Fixés dans le contrat.	5, 8 ou 15 USD/km ² /an en phase de recherche.	30, 50 ou 75 USD/km ² /an en phase de recherche.
Redevance sur la production	Aucune pour les CPP.	Aucune	7 % à 10 % selon la zone.
Cost stop	Fixé dans le contrat.	70 % à 75 % selon la profondeur d'eau.	55 % à 70 % selon la zone.
Part de l'État dans le partage de production	Fixé dans le contrat.	0-50k bbl/j : 15 %. 50-100k bbl/j : 20 %. 100-150k bbl/j : 25 %. 150-200k bbl/j : 30 %. > 200k bbl/j : 40 %.	Facteur R < 1 : 40 %. 1 ≤ Fact. R < 2 : 45 %. 2 ≤ Fact. R < 3 : 55 %. Facteur R ≥ 3 : 60 %.
Impôt sur les sociétés	35 %.	33 %.	30 %.
Prélèvement pétrolier additionnel	Fixé dans le contrat, sauf si le partage de production contient un critère de rentabilité.	Aucun	Aucun
Participation de l'État	Fixée dans le contrat.	18 %.	10 % min. à 30 % max.
Taxe à l'exportation	Aucune	Aucune	1 %.

Tableau 4. Synthèse des régimes fiscaux des Codes pétroliers sénégalais (1998 et 2019) et du projet Sangomar (2004) pour un contrat de partage de production (CPP).

Source : Recherches des auteurs à partir des textes juridiques sénégalais.

⁴⁵ Sénégal, Code général des impôts 2012, article 36.

⁴⁶ Sénégal, Code général des impôts 2012, article 16.

⁴⁷ Sénégal, Code pétrolier 2019, article 9.

Le régime fiscal du Code pétrolier sénégalais de 2019 peut être appliqué au projet Sangomar modélisé afin d'en comparer les résultats avec ceux du Contrat de 2004. Sur les 8 prélèvements instaurés par le nouveau Code pétrolier, 7 sont directement définis dans la loi et ont donc pu être considérés dans la modélisation. Les bonus de signature et de production n'ont pas été pris en compte puisqu'ils sont soumis à la négociation et inscrits dans le contrat pétrolier. Des frais d'instruction de dossier seraient d'abord versés lors de la première année, à hauteur de 50 000 dollars, pour l'octroi du permis d'exploitation. Les loyers superficiaires dus pendant la phase de recherche ont été calculés sur une période de 15 ans (2004-2019). En reprenant la terminologie du nouveau Code pétrolier, le projet Sangomar se situerait en zone offshore profond (comprise entre 500 et 3 000 mètres de profondeur d'eau). Par conséquent, la redevance sur la production s'élèverait à 8 %. Pour le calcul du partage de production, le cost stop serait limité à 65 % et l'État percevrait entre 40 % et 60 % du profit pétrolier en fonction du facteur R défini par la loi. L'impôt sur les sociétés serait dû conformément au Code général des impôts au taux de 30 %. La participation de l'État, à travers la PETROSEN, a été maintenue à 18 %. Enfin, il a été supposé que l'intégralité de la production serait exportée et supporterait le droit de sortie au taux de 1 %.

En appliquant le régime fiscal du Code pétrolier sénégalais de 2019 au projet Sangomar modélisé d'après le scénario mis à jour (S1), les recettes de l'État seraient de 16,0 milliards de dollars courants pour un prix de 65 dollars le baril, 21,1 milliards courants pour un prix de 75 dollars le baril et 26,1 milliards courants pour un prix de 85 dollars le baril. L'adoption du Code pétrolier de 2019 au projet Sangomar modélisé entraînerait par conséquent une augmentation de 45 % des recettes par rapport au régime fiscal du Contrat de 2004. Pour un prix de 65 dollars le baril, les recettes proviendraient majoritairement du partage de production (56,7 %), suivi de la redevance sur la production (20,5 %), de l'impôt sur les sociétés (14,2 %), de la participation de l'État (6,0 %) et de la taxe à l'exportation (2,6 %). Après imposition, le taux de rendement interne (TRI après impôts) du projet Sangomar modélisé serait réduit à 18,3 % pour un prix de 65 dollars le baril, à 21,6 % pour un prix de 75 dollars le baril et à 24,6 % pour un prix de 85 dollars le baril.

Prix de vente	\$/bbl	65	75	85
A. Chiffre d'affaires	millions \$	41 044,25	47 358,75	53 673,25
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	9 700,00	9 700,00	9 700,00
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	5 680,00	5 680,00	5 680,00
D. = A-B-C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	25 664,25	31 978,75	38 293,25
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	37,1 %	45,5 %	53,8 %
E. Frais d'instruction de dossier	millions \$	0,05	0,05	0,05
F. Loyers superficiaires	millions \$	5,17	5,17	5,17
G. Redevance sur la production	millions \$	3 283,54	3 788,70	4 293,86
H. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	9 070,05	12 695,93	16 202,24
I. Impôt sur les sociétés	millions \$	2 268,00	2 904,09	3 576,06
J. Participation de l'État	millions \$	952,56	1 219,72	1 501,95
K. Taxe à l'exportation	millions \$	410,44	473,59	536,73
L. = E+F+G+H+I+J+K. Total des prélèvements publics	millions \$	15 989,81	21 087,25	26 116,05
Taux effectif moyen d'imposition (TEMI) en valeur actuelle nette	%	73,6 %	73,2 %	73,6 %
M. = D-L. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	9 674,44	10 891,50	12 177,20
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	18,3 %	21,6 %	24,6 %

Tableau 5. Résultats de l'application du régime fiscal du Code pétrolier sénégalais de 2019 au projet Sangomar, d'après le scénario mis à jour (S1), en dollars courants.

Source : Calculs des auteurs.

La part de la rente pétrolière revenant à l'État en appliquant le régime fiscal du Code pétrolier sénégalais de 2019 serait de l'ordre de 73,5 % dans le scénario mis à jour (S1) du projet Sangomar modélisé. Le taux effectif moyen d'imposition (TEMI) connaîtrait par conséquent une forte augmentation de l'ordre de 22 points de pourcentage par rapport au Contrat de 2004. Le TEMI serait de 73,6 % pour un prix de 65 dollars le baril, de 73,2 % pour un prix de 75 dollars le baril et de 73,6 % pour un prix de 75 dollars le baril. Le régime fiscal du Code pétrolier de 2019 est donc presque proportionnel, puisque le TEMI reste quasi-stable malgré l'augmentation du cours du pétrole⁴⁸. Coulibaly et Arvanitis (2020) avaient estimé que le TEMI serait de 77 % en appliquant également le régime fiscal du nouveau Code pétrolier aux données économiques du projet Sangomar, collectées par Diouf et Laporte (2018) pour un cours de

⁴⁸ Lorsque le cours du pétrole augmente, le TEMI commence par diminuer jusqu'à un minimum de 72,5 % pour un prix de 74 dollars le baril, puis il réaugmente très lentement en escalier. Ce phénomène s'explique par la méthode de calcul du partage de production qui crée 4 paliers en fonction du facteur R (inférieur à 1, entre 1 et 2, entre 2 et 3, et supérieur à 3) dont dépend la part du profit pétrolier versée à l'État chaque année (40 %, 45 %, 55 % et 60 %). Par conséquent, si le cours du pétrole augmente, sans entraîner de changement de palier du facteur R lors d'une année, le TEMI baisse (très rapidement au début, puis de plus en plus lentement jusqu'au minimum) ; tandis que si le cours du pétrole augmente, en entraînant un passage au palier supérieur du facteur R lors d'une année, le TEMI augmente (lentement et en escalier) ; ces deux effets pouvant se cumuler sur l'ensemble des années de la durée de vie du projet.

50 dollars le baril. La fiscalité du nouveau Code pétrolier sénégalais de 2019 apparaît donc bien plus favorable à l'État que celle du Contrat de Sangomar de 2004.

2.2. D'autres Codes pétroliers et contrats africains

Dans une perspective de comparaison internationale, les régimes fiscaux du Contrat de Sangomar de 2004 et du Code pétrolier sénégalais de 2019 peuvent être comparés avec ceux d'autres Codes pétroliers et contrats de pays producteurs d'Afrique subsaharienne. Les Codes pétroliers en vigueur au Cameroun (2019⁴⁹) et en Côte d'Ivoire (1996⁵⁰) ne définissent pas suffisamment les régimes fiscaux pour pouvoir les modéliser, car ils laissent une très grande place à la négociation, notamment en ce qui concerne les termes du partage de production. Les Codes pétroliers en vigueur au Congo (2016⁵¹), au Gabon (2019⁵²), au Niger (2017⁵³) et au Tchad (2007/2010⁵⁴) définissent des régimes fiscaux plus précis qui peuvent être modélisés, même si une marge de négociation demeure. En effet, pour certains prélèvements, ces Codes pétroliers ne fixent que des intervalles ou des minimums. Il est donc pertinent d'analyser également des contrats signés dans ces pays.

Afin de compléter les Codes pétroliers, les régimes fiscaux de 5 contrats de partage de production (CPP) particuliers ont été modélisés :

- CPP entre la République du Congo, la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC), la société Total E&P Congo (TEPC) et la société Chevron Overseas Congo Limited, signé le 17 juillet 2019, relatif au permis Nsoko II : TotalEnergies est le premier producteur de pétrole au Congo, avec 43,2 millions de barils produits en 2022 (ITIE Congo, 2024).
- CPP entre la République de Côte d'Ivoire, Eni Côte d'Ivoire Limited et la Société Nationale d'Opérations Pétrolières de la Côte d'Ivoire (PETROCI), signé le 3 mars 2022, concernant le bloc CI-401 : en 2022, Eni détient 6 blocs pétroliers en phase de recherche (ITIE Côte d'Ivoire, 2024), parmi lesquels le gisement Baleine est entré en exploitation en 2023.
- CPP entre la République du Gabon et les sociétés Assala Gabon, Assala Upstream et Perenco Oil & Gas Gabon, signé le 28 octobre 2019, relatif au permis Rabi Kounga II (G5-140) : Assala est le deuxième producteur d'hydrocarbures du Gabon, et Rabi Kounga II est le permis ayant la production la plus élevée du pays avec 8,4 millions de barils en 2022 (ITIE Gabon, 2024).
- CPP entre la République du Niger et la société China National Oil and Gaz Exploration and Development (CNODC), signé le 2 Juin 2008, concernant le block Agadem : ce contrat et l'autorisation exclusive de recherche ont été cédés à la China National Petroleum Corporation (CNPC). Il s'agit du seul projet pétrolier en exploitation au Niger. Il a produit 6,3 millions de barils en 2022 (ITIE Niger, 2024).

⁴⁹ Cameroun, Loi n° 2019-008 du 25 avril 2019 portant Code pétrolier.

⁵⁰ Côte d'Ivoire, Loi n° 96-669 du 29 août 1996 portant Code pétrolier.

⁵¹ Congo, Loi n° 28-2016 du 12 octobre 2016 portant Code des hydrocarbures.

⁵² Gabon, Loi n° 002/2019 du 16 juillet 2019 portant réglementation du secteur des hydrocarbures.

⁵³ Niger, Loi n° 2017-63 du 14 août 2017 portant Code pétrolier.

⁵⁴ Tchad, Loi n° 006/PR/2007 du 2 mai 2007 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'Ordonnance n° 001/PR/2010 du 30 septembre 2010.

- CPP entre la République du Tchad et les sociétés China National Petroleum Corporation International Chad (CNPCIC) et Cliveden Petroleum, signé le 7 novembre 2014 : la CNPCIC est le premier producteur de pétrole au Tchad, et ce contrat a produit 3,2 millions de barils en 2022 (ITIE Tchad, 2025).

Ces différents contrats offrent une grande diversité de régimes fiscaux pétroliers.

Les bonus peuvent atteindre jusqu'à plusieurs centaines de millions de dollars. L'ensemble des Codes pétroliers de l'échantillon laissent les montants exacts des bonus à la négociation. Alors que le contrat de Sangomar n'en contient pas, les autres contrats modélisés fixent des bonus de signature, voire des bonus de découverte et de production, dont les montants sont très hétérogènes. Les bonus de signature vont de quelques millions de dollars (3 millions pour Eni en Côte d'Ivoire, 4,25 millions pour TEPC au Congo) à plusieurs centaines de millions de dollars (300 millions pour la CNODC au Niger, 350 millions pour la CNPCI au Tchad). Concernant les droits fixes, tous les Codes pétroliers n'en établissent pas, mais ils représentent au maximum quelques centaines de milliers de dollars. Concernant la redevance superficielle, la plupart des pays en applique à la fois durant les phases de recherche et d'exploitation, alors qu'elle se limite à la phase de recherche dans le Contrat de Sangomar.

La redevance pétrolière est présente dans la plupart des codes et des contrats avec un taux de l'ordre de 10 %. Au Sénégal, le nouveau Code pétrolier de 2019 instaure des taux allant de 7 % à 10 % selon la zone, alors qu'ils doivent être compris entre 5 % et 15 % au Gabon, entre 12 % et 15 % au Congo, entre 12,5 % et 15 % au Niger ou même entre 14,25 % et 16,5 % au Tchad. L'ancien Code pétrolier sénégalais de 1998 et donc le Contrat de Sangomar de 2004 n'exigeaient pas de redevance pétrolière pour les contrats de partage de production, à l'instar de l'actuel Code pétrolier du Cameroun.

Les modalités du partage de production sont très hétérogènes selon les pays et les contrats. Les Codes pétroliers du Cameroun et de la Côte d'Ivoire laissent toute latitude au contrat, comme le faisait l'ancien Code pétrolier sénégalais de 1998. La plupart des autres Codes pétroliers déterminent seulement la part que l'État doit percevoir au minimum dans le profit pétrolier : 35 % au Congo, 40 % au Niger et au Tchad, entre 40 % et 45 % au Gabon. Le Code pétrolier gabonais ajoute par ailleurs que 4 méthodes sont possibles pour la répartition du profit pétrolier : la production totale disponible cumulée, la production journalière moyenne, le facteur R ou le taux de rentabilité interne. Ces taux minimums sont systématiquement dépassés dans les contrats étudiés : ils évoluent entre 40 % et 55 % en fonction du facteur R pour la CNODC au Niger, entre 40 % et 60 % en fonction du facteur R également pour la CNPCI au Tchad, entre 50 % et 60 % en fonction de la production journalière pour Assala au Gabon. Des taux plus élevés peuvent même être atteints en fonction de différents paramètres définis dans les contrats de

TEPC⁵⁵ au Congo et d'Eni⁵⁶ en Côte d'Ivoire. Par conséquent, la part de 20 % du profit pétrolier que l'État sénégalais doit percevoir conformément au Contrat de Sangomar, lorsque la production est comprise entre 50 000 et 100 000 barils par jour, apparaît comme particulièrement faible. Le nouveau Code pétrolier de 2019 s'est rapproché des standards actuels, puisqu'il prévoit désormais que l'État doit prélever entre 40 % et 60 % du profit pétrolier en fonction du facteur R.

Les contrats de partage de production « absorbent » fréquemment l'impôt sur les sociétés. La majorité des Codes pétroliers (Congo, Gabon, Niger) disposent que la part de l'État dans le profit pétrolier est « libératoire » de l'impôt sur les sociétés (IS). C'est également le cas dans tous les contrats modélisés. L'IS n'est présent que dans le Contrat de Sangomar (33 % en 2004), les Codes pétroliers du Sénégal (35 % en 1998 et 30 % en 2019), du Cameroun (35 % en 2019) et du Tchad (taux majoré entre 40 % et 75 %).

La participation de l'État peut concerner les opérations pétrolières et/ou le capital social. Les modalités et conditions de cette participation diffèrent grandement d'un pays à un autre. Il existe presque systématiquement une participation obligatoire dans les opérations pétrolières, à travers la société nationale des hydrocarbures. Cette participation initiale est souvent portée à hauteur de 10 %. Elle peut faire l'objet d'une participation supplémentaire en numéraire dans les conditions de marché. Une participation dans le capital social de l'opérateur privé local est parfois également évoquée. C'est le cas par exemple de la législation du Gabon. Dans le Contrat de partage de production d'Assala de 2019 relatif au permis Rabi Kounga II (G5-140), la Gabon Oil Company (GOC) participe aux opérations pétrolières à hauteur de 10 % ; de plus, l'État gabonais possède 25 % des parts de la société Assala Gabon Energy. Au Sénégal, le nouveau Code pétrolier de 2019 prévoit seulement une participation de l'État dans les opérations pétrolières comprise entre 10 % et 30 %. Ce code pétrolier est par ailleurs le seul à prévoir une taxe sur les exportations d'hydrocarbures.

⁵⁵ Au Congo, dans la convention pétrolière de Total E&P Congo pour le bloc Nsoko II, le profit pétrolier est divisé en trois parties. Tout d'abord, l'État perçoit 50 % de la différence entre le cost stop et le coût pétrolier, qualifiée d'excess cost oil. Lorsque le cours du pétrole est supérieur à 50 dollars par baril, l'État reçoit 85 % du surplus de chiffre d'affaires net réalisé au-delà des 50 dollars le baril, qualifié de super profit oil. Enfin, 47 % du profit oil restant revient à l'État.

⁵⁶ En Côte d'Ivoire, dans la convention pétrolière d'Eni pour le bloc CI-401, le partage du profit pétrolier dépend de trois variables. La première variable dépend du cours du pétrole. Dénommée « facteur H », elle se calcule comme suit : « $H = 1,629 - 0,141 \times \ln(\text{prix du pétrole brut déflaté à décembre 2011})$ », avec $\ln$: le logarithme naturel. La deuxième variable dépend de la production journalière. Quatre tranches de production sont définies en fonction desquelles varie la part de l'entreprise qui doit être ensuite multipliée par le facteur H : 47,5 % pour une production journalière inférieure à 50 000 bbl/j ; 42,5 % pour une production journalière comprise entre 50 000 et 100 000 bbl/j ; 37,5 % pour une production journalière comprise entre 100 000 et 150 000 bbl/j ; et 32,5 % pour une production journalière supérieure à 150 000 bbl/j. La troisième variable dépend enfin de la production totale cumulée depuis le début du projet. La part de l'entreprise multipliée par le facteur H calculée précédemment s'applique aux 25 millions de premiers barils extraits. La part de l'entreprise est ensuite réduite tous les 25 millions de barils produits supplémentaires jusqu'au seuil des 150 millions de barils.

	Sénégal 2019	Cameroun 2019	Congo 2016	Gabon 2019	Niger 2017	Tchad 2007/2010
Bonus	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier
Droits fixes	50 000 USD	Loi de finances	Aucun	Aucun	100 millions FCFA	500 000 USD
Redevance superficière	30, 50 ou 75 USD/km ² /an (recherche)	Loi de finances	800 USD/km ² /an (exploitation)	500 000 FCFA/km ² /an (exploitation)	1,5 à 2 millions FCFA/km ² /an (exploitation)	Contrat pétrolier
Redevance pétrolière	7 % à 10 % selon la zone	Aucun pour les CPP	12 % ou 15 % selon la zone	5 % à 15 % selon la zone et le contrat	12,5 % à 15 % selon le contrat	14,25 % à 16,5 % selon le contrat
Cost stop	55 % à 70 % selon la zone	Contrat pétrolier	50 % ou 70 % selon la zone	70 % ou 75 % selon la zone	70 %	70 %
Part de l'État dans le partage de production	Facteur $R < 1$: 40 %. $1 \leq \text{Fact. } R < 2$: 45 %. $2 \leq \text{Fact. } R < 3$: 55 %. Facteur $R \geq 3$: 60 %.	Contrat pétrolier	35 % min.	40 % ou 45 % min. selon la zone	40 % min.	40 % min.
Impôt sur les sociétés	30 %	35 %	Aucun pour les CPP	Aucun pour les CPP	Aucun pour les CPP	40 % à 75 % selon le contrat
Participation de l'État	10 % min. à 30 % max.	Contrat pétrolier	15 % min.	10 % à 25 % max.	10 % à 20 % min.	10 % à 25 % max.
Taxe à l'exportation	1 %	Aucune	Aucune	Aucune	Aucune	Aucune

Tableau 6. Synthèse des régimes fiscaux des Codes pétroliers africains en vigueur pour un contrat de partage de production (CPP).

Source : Recherches des auteurs à partir des textes juridiques nationaux.

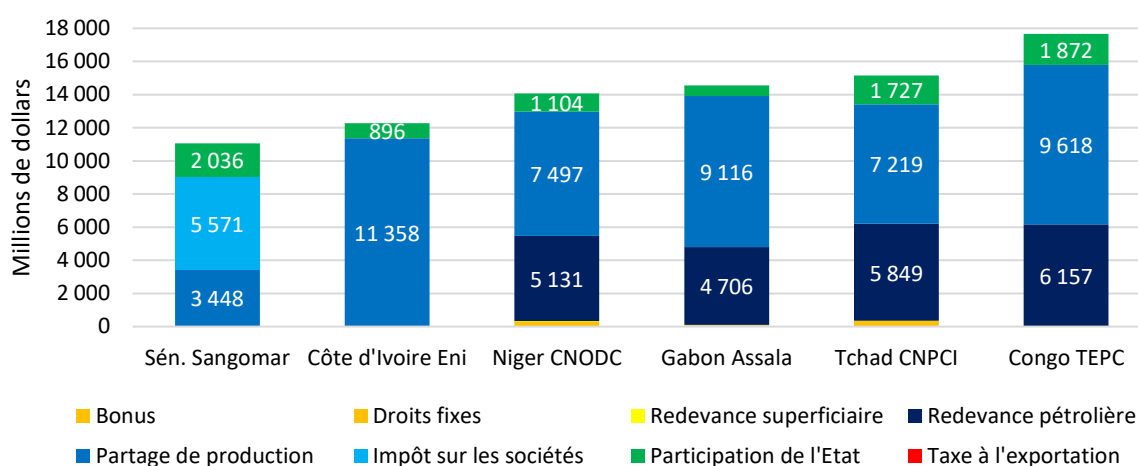
	Sénégal Sangomar 2004	Congo TEPC 2019	Côte d'Ivoire Eni 2022	Gabon Assala 2019	Niger CNODC 2008	Tchad CNPCI 2014
Bonus	Aucun	Signature : 4,25 millions USD	Signature : 3 millions USD. Découverte : 2 millions USD. Exploitation : 6 millions USD.	Signature : 23 millions USD. Prod. 35 000 bbl/j : 15 millions USD. Prod. 45 000 bbl/j : 45 millions USD.	Signature : 300 millions USD	Signature : 350 millions USD. Exploitation : 2 millions USD.
Droits fixes	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun	100 millions FCFA	Aucun
Redevance superficiare	5, 8 ou 15 USD/km ² /an (recherche)	800 USD/km ² /an (exploitation)	Aucune	500 000 FCFA/km ² /an (exploitation)	1,5 à 2 millions FCFA/km ² /an (exploitation)	100 ou 150 USD/km ² /an (exploitation)
Redevance pétrolière	Aucune	15 %	Aucune	7 % à 12 % selon la prod. journalière	12,5 %	14,25 %
Cost stop	70 % à 75 % selon la profondeur	60 %	75 %	55 % pendant 5 ans puis 70 %	70 %	70 %
Part de l'État dans le partage de production	0-50k bbl/j : 15 %. 50-100k bbl/j : 20 %. 100-150k bbl/j : 25 %. 150-200k bbl/j : 30 %. > 200k bbl/j : 40 %.	Excess cost oil : 50 %. Profit oil : 47 %. Super profit oil : 85 %.	Prod. cumulée < 25 millions bbl : 0-50k bbl/j : 48,7-58,2 %. 50-100k bbl/j : 54,1-62,6 %. 100-150k bbl/j : 59,5-67,0 %. > 150k bbl/j : 64,9-71,4 %.	Pendant 5 ans : 0-15k bbl/j : 55 %. 15-30k bbl/j : 58 %. > 30k bbl/j : 60 %. Après 5 ans : 0-10k bbl/j : 50 %. 10-20k bbl/j : 55 %. > 20k bbl/j : 60 %.	Facteur R ≤ 1 : 40 %. 1 < Fact. R ≤ 1,5 : 45 %. 1,5 < R ≤ 2 : 50 %. R > 2 : 55 %.	Facteur R ≤ 2,25 : 40 %. 2,25 < Fact.R ≤ 3 : 50 %. Facteur R > 3 : 60 %.
Impôt sur les sociétés	33 %	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun
Participation de l'État	18 %	15 %	10 %	10 %	15 %	25 %

Tableau 7. Synthèse des régimes fiscaux des contrats pétroliers africains étudiés.

Source : Recherches des auteurs à partir des contrats pétroliers.

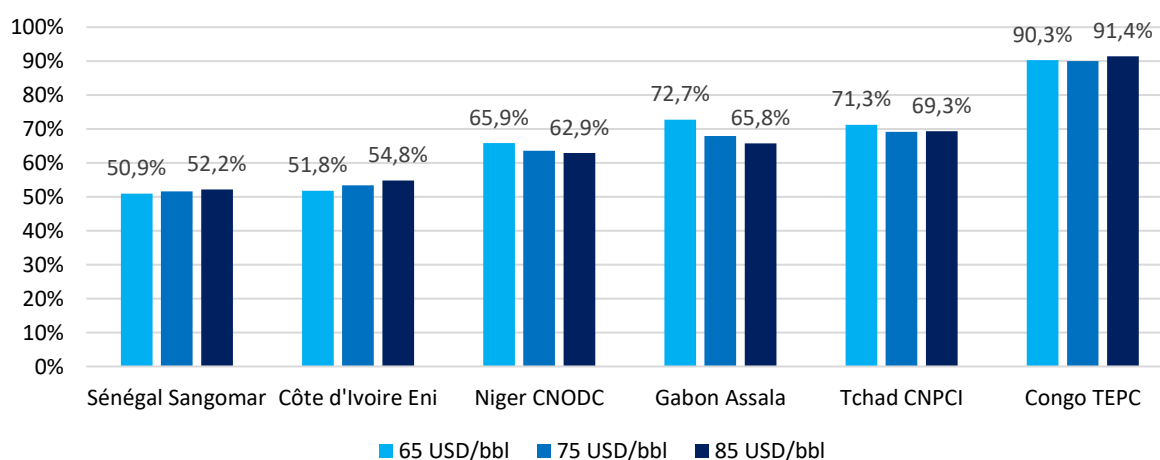
Le Contrat de Sangomar de 2004 apparaît comme celui dont la fiscalité est la plus faible.

Avec des recettes estimées entre 11,1 et 17,9 milliards de dollars courants en fonction des prix du pétrole, le taux effectif moyen d'imposition (TEMI) du projet Sangomar serait de l'ordre de 51 % à 52 %. Les contrats de la CNODC au Niger, d'Assala au Gabon et de la CNPCI au Tchad rapporteraient entre 14,1 et 24,7 milliards de dollars de recettes, pour un TEMI compris entre 63 % et 73 %. Le régime fiscal du contrat de TEPC au Congo générerait même des recettes allant de 17,7 à 31,2 milliards de dollars, pour un TEMI dépassant les 90 %. Seul le Contrat d'Eni en Côte d'Ivoire présente un niveau de taxation proche de celui du Contrat de Sangomar, avec des recettes de 12,3 à 20,3 milliards de dollars et un TEMI de 52 % à 55 % en fonction des prix du pétrole. Ces comparaisons montrent que le faible niveau de taxation du Contrat de Sangomar provient principalement de l'absence de redevance pétrolière (pouvant représenter 10 % à 15 % de la production dans les autres pays) et de la part de l'État dans le profit pétrolier qui devrait se limiter à 20 % (contre des taux allant fréquemment de 40 % à 60 % dans les autres contrats).



Graphique 6. Estimations des recettes, en appliquant les régimes fiscaux des contrats de plusieurs projets pétroliers africains au projet Sangomar modélisé.

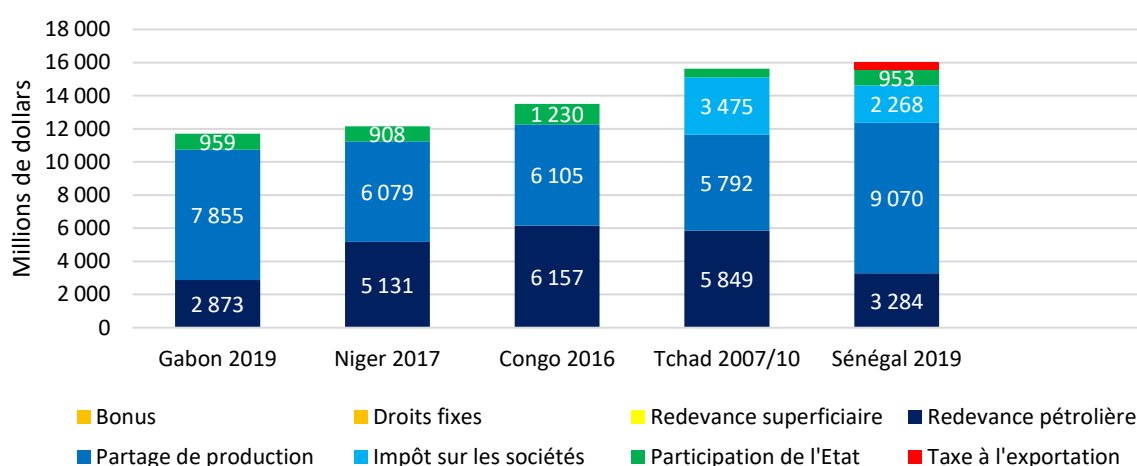
Source : Calculs des auteurs, pour le scénario mis à jour (S1) à un prix de 65 dollars le baril.



Graphique 7. Taux effectifs moyen d'imposition, en appliquant les régimes fiscaux des contrats de plusieurs projets pétroliers africains au projet Sangomar modélisé.

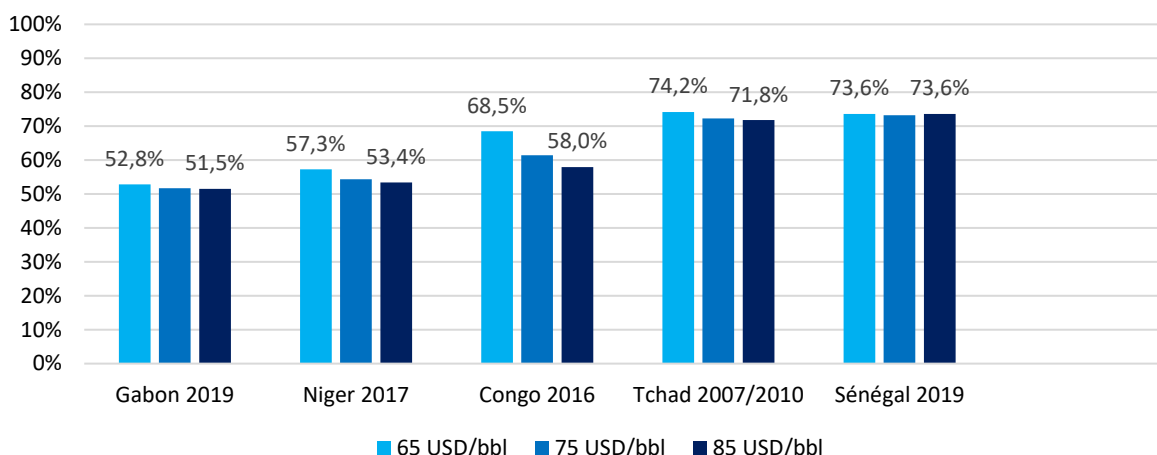
Source : Calculs des auteurs, pour le scénario mis à jour (S1).

Le nouveau Code pétrolier sénégalais de 2019 apparaît comme celui dont la fiscalité est la plus élevée, avec le Tchad. En appliquant le régime fiscal du nouveau Code aux caractéristiques économiques du projet Sangomar, l'État sénégalais pourrait capter entre 16,0 et 26,1 milliards de dollars courants de recettes en fonction des prix du pétrole, soit un TEMI de l'ordre de 73,5 %. Ce niveau est proche de celui du Code pétrolier du Tchad dont le TEMI serait compris au moins entre 72 % et 74 %. Les autres Codes pétroliers du Gabon, du Niger et du Congo présentent des résultats relativement plus faibles, avec des TEMI allant de 52 % à 69 % au minimum. Ces chiffres ne reflètent en effet que les bornes les plus basses en matière d'imposition, puisqu'à l'exception de la législation sénégalaise, les Codes pétroliers des autres pays laissent souvent une grande marge de négociation. Par conséquent, les bonus n'ont pas été pris en compte dans la modélisation et seuls les taux minimums en matière de redevance pétrolière et de partage de production ont pu être considérés. Le nouveau Code pétrolier sénégalais est le seul qui définisse un système fiscal complet, sans aucune marge de négociation hormis en ce qui concerne les bonus de signature et de production.



Graphique 8. Estimations des recettes minimums, en appliquant les régimes fiscaux des Codes pétroliers de plusieurs pays africains au projet Sangomar modélisé.

Source : Calculs des auteurs, pour le scénario mis à jour (S1) à un prix de 65 dollars le baril.



Graphique 9. Taux effectifs moyen d'imposition minimum, en appliquant les régimes fiscaux des Codes pétroliers de plusieurs pays africains au projet Sangomar modélisé.
Source : Calculs des auteurs, pour le scénario mis à jour (S1).

Conclusion

Depuis 2024, le projet Sangomar a fait entrer le Sénégal dans la liste des pays producteurs de pétrole. Ce gisement offshore, situé à 90 km au sud de Dakar, a été considéré comme la plus grande découverte mondiale d'hydrocarbures⁵⁷ de l'année 2014. Développé à partir de 2020 par l'opérateur Woodside, en partenariat avec la PETROSEN, ce champ pétrolier est entré en production le 11 juin 2024. Il vise à extraire au moins 630 millions de barils sur 20 ans, avec une production journalière de 100 000 barils par jour. Ce seul projet fait du Sénégal le 3^e producteur pétrolier d'Afrique de l'Ouest, après le Nigéria et le Ghana. Les attentes sont donc importantes pour le pays, font débat au sein de la société sénégalaise et nourrissent l'actualité économique et politique. La question centrale est celle des recettes que l'État sénégalais pourra percevoir. Pour tenter d'y répondre, cette étude a analysé les caractéristiques économiques du projet et la fiscalité qui lui est applicable selon les termes du Contrat de partage de production signé en 2004. Elle a permis d'estimer la valeur de la rente pétrolière, les recettes potentielles pour l'État sénégalais et le partage de la rente.

L'État sénégalais devrait tirer du projet Sangomar entre 11,1 et 17,9 milliards de dollars courants de recettes, ce qui représente environ 51 % de la rente pétrolière. La valeur de la rente pétrolière du projet sur les 20 ans de sa durée de vie a pu être estimée entre 25,7 et 38,3 milliards de dollars courants en fonction du cours du pétrole. Sur cette rente, les recettes que l'État sénégalais peut prélever grâce à la fiscalité du Contrat de 2004 devraient s'élever entre 11,1 et 17,9 milliards de dollars courants. La majorité des recettes proviennent de l'impôt sur les sociétés (50,4 %), suivi par le partage de production (31,2 %) et la participation de l'État (18,4 %). Les recettes de l'impôt sur les sociétés pourraient néanmoins être surévaluées, car l'assiette de

⁵⁷ FAR Limited (2016, mai 24-25). « The world's largest oil discovery since 2014 », Resources Rising Stars, Gold Coast, Queensland.

cet impôt est soumise à de potentiels risques d'érosion. À partir des dernières informations disponibles, l'État sénégalais devrait donc capter entre 51 % et 52 % de la rente pétrolière de Sangomar, ce qui est quelque peu inférieur aux objectifs initialement annoncés par les autorités sénégalaises.

La part de la rente du projet Sangomar revenant à l'État sénégalais apparaît comme faible au regard des comparaisons internationales. En partant des caractéristiques économiques de Sangomar, il est possible d'appliquer au projet les régimes fiscaux d'autres contrats et Codes pétroliers afin de simuler les recettes et le partage de la rente qui en auraient découlé. Les régimes fiscaux des contrats étudiés permettraient à l'État de percevoir des recettes bien plus élevées. La part de la rente captée par l'État serait de l'ordre de 53 % avec le contrat ivoirien, 64 % avec le contrat nigérien, 70 % avec les contrats gabonais et tchadien, et même jusqu'à 90 % avec le contrat congolais. L'application de la fiscalité du nouveau Code pétrolier sénégalais de 2019 aboutirait également à un partage de la rente de 73,5 % pour l'État. Le régime fiscal du Contrat de Sangomar de 2004 semble donc particulièrement favorable pour l'opérateur, en raison du faible taux du partage de production et de l'absence d'une redevance pétrolière.

Le Contrat de Sangomar de 2004, dont la fiscalité semble très avantageuse pour l'opérateur, peut expliquer la volonté de renégociation. Depuis leur arrivée à la tête du Sénégal, le Président Bassirou Diomaye Faye et son Premier ministre Ousmane Sonko ont manifesté leur volonté de renégocier les contrats pétroliers, gaziers et miniers, qu'ils jugent trop défavorables à leur pays. Une commission de renégociation a ainsi été lancée le 19 août 2024. À cette occasion, le Premier ministre Ousmane Sonko a déclaré : « Nous avons eu à regretter et à dénoncer vigoureusement la manière dont les accords et les conventions ont été conclus au détriment la plupart du temps des intérêts stratégiques du Sénégal et de son peuple. [...] Nous avons pris l'engagement ferme de revenir sur ces différents accords, de les réexaminer et de travailler à les rééquilibrer dans le sens de l'intérêt national. La logique est de travailler de manière scientifique, rigoureuse, méthodique sur tous les aspects de ces conventions. Le premier exercice sera de passer en revue ces conventions à l'aune des différentes bases juridiques qui les fondent⁵⁸ ».

Cependant ces renégociations peuvent s'avérer juridiquement complexes car elles doivent respecter les conditions contractuelles. Dans le cas de Sangomar, le Contrat signé en 2004 contient une clause de stabilité qui indique qu'il « ne pourra être fait application au contractant d'aucune disposition ayant pour effet directement ou par voie de conséquence, de remettre en cause les droits économiques résultant du Contrat et d'aggraver les charges et obligations découlant pour lui des régimes [fiscaux], tels que ces régimes sont définis par la législation et la réglementation en vigueur à la date de signature du présent Contrat, sans accord préalable des Parties⁵⁹ ». En conséquence, le régime fiscal du Contrat de 2004 est censé resté figé durant au moins les 25 ans de la durée du permis d'exploitation initial, pouvant être renouvelée pour 10 ans. En cas de litige entre l'État et le Contractant, le Contrat prévoit qu'un

⁵⁸ Le Monde (2024, août 21). « Le Sénégal crée une commission pour renégocier les contrats d'hydrocarbures ».

⁵⁹ Sénégal, Contrat de recherche et de partage de production de Sangomar 2004, article 33.

règlement à l'amiable soit privilégié. À défaut, le litige sera soumis au Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements (CIRDI) et l'arbitrage aura lieu à Paris.

Le cas des contrats d'hydrocarbures sénégalais illustre les difficultés auxquels les pays riches en ressources naturelles font face. D'une part, ils doivent attirer les investisseurs qui ont les capacités techniques et financières d'exploiter leurs ressources et redoutent les risques de concurrence fiscale. D'autre part, ils ont besoin de recettes pour financer leur développement. Au Sénégal, le Code pétrolier de 1998, sur lequel repose le Contrat de Sangomar, avait pour objectif de mettre en place un « cadre légal incitatif » pour favoriser le développement des investissements. À la suite des découvertes d'hydrocarbures en 2014, la nécessité d'une réforme de la fiscalité pétrolière s'est imposée, aboutissant au nouveau Code pétrolier de 2019, avec pour but la « sécurisation des intérêts économique et financier du peuple sénégalais ». Néanmoins, les contrats ayant été signés sous l'ancien Code, comme celui de Sangomar en 2004, conservent leur fiscalité avantageuse à travers la clause de stabilité. C'est pourquoi, dans les pays riches en ressources naturelles, la question de la fiscalité extractive est cruciale. Les régimes fiscaux applicables aux industries pétrolières, gazières et minières, inscrits dans la législation et négociés dans les contrats, doivent être véritablement adaptés afin d'éviter les besoins de renégociation.

Bibliographie

- Coulibaly S., and Arvanitis, Y. (2020). « Petroleum Code Reform in Senegal: Economic Implications and Policy Lessons », Working Paper Series N°339, African Development Bank, Abidjan, Cote d'Ivoire. www.afdb.org/en/documents/working-paper-339-petroleum-code-reform-senegal-economic-implications-and-policy-lessons
- Davis W. and Mihalyi D. (2021). « Opportunities and Challenges for Senegal in Oil and Gas Production: Lessons Learned from Other New Producers ». New York: Natural Resource Governance Institute. resourcegovernance.org/publications/opportunities-and-challenges-senegal-oil-and-gas-production-lessons-learned-other-new
- Diouf, A. and Laporte, B. (2018). « Oil Contracts and Government Take: Issues for Senegal and Developing Countries », *The Journal of Energy and Development*, Vol. 43, No. 1 and 2, (Autumn 2017 and Spring 2018), pp. 213-234. www.jstor.org/stable/10.2307/26539574
- FMI (2012a). « Macroeconomic policy frameworks for resource-rich developing countries ». www.imf.org/en/Publications/Policy-Papers/Issues/2016/12/31/Macroeconomic-Policy-Frameworks-for-Resource-Rich-Developing-Countries-PP4698
- FMI (2012b). « Régimes fiscaux des industries extractives : conception et application », Washington DC. www.imf.org/-/media/Websites/IMF/imported-publications-loe-pdfs/external/french/np/pp/2012/081512f.ashx
- FMI (2019). « IMF Country Report No. 19/28: Senegal Selected Issues ». www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2019/028/article-A000-en.xml
- ITIE Congo (2024). « Rapport ITIE 2022 ». eiti.org/fr/documents/rapport-itie-2022-de-la-republique-du-congo
- ITIE Côte d'Ivoire (2024). « Rapport ITIE 2022 ». eiti.org/fr/documents/rapport-itie-2022-de-la-cote-divoire-0
- ITIE Gabon (2024). « Rapport ITIE 2022 ». eiti.org/fr/documents/rapport-itie-2022-du-gabon
- ITIE Niger (2024). « Rapport ITIE 2022 ». eiti.org/fr/documents/rapport-itie-2022-du-niger
- ITIE Sénégal (2024). « Rapport ITIE 2023 ». eiti.org/fr/documents/rapport-itie-2023-du-senegal
- ITIE Tchad (2025). « Rapport ITIE 2022 ». eiti.org/fr/documents/rapport-itie-2022-du-tchad
- Ndao, F. (2018). *L'or noir du Sénégal : comprendre l'industrie pétrolière et ses enjeux au Sénégal*, Fary Ndao, 276 p.

Sitographie

- Agence Ecofin (2024, juin 20). « Combien le projet Sangomar peut vraiment rapporter au Sénégal ». www.agenceecofin.com/hydrocarbures/2006-119654-combien-le-projet-sangomar-peut-vraiment-rapporter-au-senegal
- Bewa, F. et Houenou A. S. (2015, février 14). « Sénégal : le projet visant la transformation locale du brut de Sangomar prend forme », *Agence Ecofin*. www.agenceecofin.com/actualites-industries/1402-125839-senegal-le-projet-visant-la-transformation-locale-du-brut-de-sangomar-prend-forme
- Boureima A.-L. (2025, février 7). « Sénégal : la production de brut de Sangomar augmentera de 81% en 2025 », *Agence Ecofin*. www.agenceecofin.com/actualites-industries/0702-125629-senegal-la-production-de-brut-de-sangomar-augmentera-de-81-en-2025
- FAR Limited (2016, mai 24-25). « The world's largest oil discovery since 2014 », Resources Rising Stars, Gold Coast, Queensland. www.far.com.au/wp-content/uploads/2016/05/Resources-Rising-Stars-19-May-2016.pdf
- Gueye, A. C. (2024, décembre 11). « Une production qui redonne espoir à l'économie sénégalaise », *Enquête+*. www.enqueteplus.com/content/p%C3%A9trole-gisement-de-sangomar-%C2%A0une-production-qui-redonne-espoir-%C3%A0-l%C3%A9conomie-s%C3%A9n%C3%A9galaise
- Jeune Afrique (2024, juin 11). « Woodside fait entrer le Sénégal dans le club des pays producteurs d'hydrocarbures ». www.jeuneafrique.com/1576157/economie-entreprises/au-senegal-woodside-extrait-les-premieres-gouttes-de-petrole-du-gisement-sangomar/
- Le Monde (2024, août 21). « Le Sénégal crée une commission pour renégocier les contrats d'hydrocarbures ». www.lemonde.fr/afrique/article/2024/08/21/le-senegal-cree-une-commission-pour-renegocier-les-contrats-d-hydrocarbures_6288854_3212.html
- Maher, H. et Mauclair, Q. (2025, juillet 10). « Bassirou Diomaye Faye et Ousmane Sonko face au défi de la renégociation des contrats pétroliers », *Jeune Afrique*. www.jeuneafrique.com/1705308/economie-entreprises/bassirou-diomaye-faye-et-ousmane-sonko-face-au-defi-de-la-renegociation-des-contrats-petroliers/
- Maquindus, O. (2014, juin 11). « En devenant producteur de pétrole, "le Sénégal va avoir plus des marges de manœuvre pour transformer son économie" », *Le Monde*. www.lemonde.fr/afrique/article/2024/06/11/en-devenant-producteur-de-petrole-le-senegal-va-avoir-plus-des-marges-de-man-uvre-pour-transformer-son-economie_6238873_3212.html
- Woodside (2025, avril 23). « First Quarter Report for Period ended 31 March 2025 ». www.woodside.com/docs/default-source/investor-documents/quarterly-and-half-yearly-pdfs-and-data-tables/2025/027-first-quarter-2025-report.pdf?sfvrsn=42036c5e_3
- Woodside (2025, février 17). « Woodside releases reserves statement and Sangomar update ». www.woodside.com/docs/default-source/asx-announcements/2025/woodside-releases-reserves-statement-and-sangomar-update.pdf
- Woodside (2024, juin 11). « Woodside achieves first oil at Sangomar in Senegal ». www.woodside.com/docs/default-source/asx-announcements/2024/woodside-achieves-first-oil-at-sangomar-in-senegal.pdf
- Woodside (2024, février 13). « Arrivée du FPSO de Sangomar dans les eaux sénégalaises ». www.woodside.com/docs/default-source/media-releases/arriv%C3%A9e-du-fps-o-de-sangomar-dans-les-eaux-s%C3%A9n%C3%A9galaises.pdf
- Woodside (2020, Janvier 10). « Approbation du projet de développement Sangomar ». [www.woodside.com/docs/default-source/media-releases/sangomar-field-development-approved-\(français\).pdf](http://www.woodside.com/docs/default-source/media-releases/sangomar-field-development-approved-(français).pdf)

Annexes

Scénario		Scénario de base (S0)			Scénario mis à jour (S1)		
Prix de vente	\$/bbl	65	75	85	65	75	85
A. Chiffre d'affaires	millions \$	41 044,25	47 358,75	53 673,25	41 044,25	47 358,75	53 673,25
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	8 800,00	8 800,00	8 800,00	9 700,00	9 700,00	9 700,00
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00
D. = A-B-C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	26 564,25	32 878,75	39 193,25	25 664,25	31 978,75	38 293,25
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	47,0 %	57,2 %	67,1 %	37,1 %	45,5 %	53,8 %
E. Bonus	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Droits fixes	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
G. Redevance superficielle	millions \$	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
H. Redevance pétrolière	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	3 691,50	4 771,90	5 852,30	3 447,62	4 528,02	5 608,42
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	5 950,50	7 677,75	9 405,01	5 570,63	7 297,88	9 025,14
K. Participation de l'État	millions \$	2 174,64	2 805,87	3 437,10	2 035,81	2 667,04	3 298,28
L. Taxe à l'exportation	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	11 817,57	15 256,45	18 695,34	11 054,99	14 493,88	17 932,77
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	44,5 %	46,4 %	47,7 %	43,1 %	45,3 %	46,8 %
O. = D-M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	14 746,68	17 622,30	20 497,91	14 609,26	17 484,87	20 360,48
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	28,8 %	33,8 %	38,7 %	24,4 %	28,6 %	32,7 %

Tableau 8. Résultats de la modélisation du projet Sangomar, en dollars courants.

Source : Calculs des auteurs.

Scénario		Scénario de base (S0)			Scénario mis à jour (S1)		
Prix de vente	\$/bbl	65	75	85	65	75	85
A. Chiffre d'affaires	millions \$	18 569,31	21 426,13	24 282,95	18 569,31	21 426,13	24 282,95
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	6 753,03	6 753,03	6 753,03	7 653,03	7 653,03	7 653,03
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69
D. = A–B–C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	9 650,60	12 507,42	15 364,24	8 750,60	11 607,42	14 464,24
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	47,0 %	57,2 %	67,1 %	37,1 %	45,5 %	53,8 %
E. Bonus	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Droits fixes	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
G. Redevance superficielle	millions \$	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
H. Redevance pétrolière	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	1 439,17	1 914,41	2 404,90	1 278,12	1 735,41	2 221,00
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	2 584,86	3 370,78	4 151,67	2 325,46	3 117,30	3 899,81
K. Participation de l'État	millions \$	944,65	1 231,87	1 517,25	849,85	1 139,23	1 425,20
L. Taxe à l'exportation	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	4 969,61	6 517,99	8 074,75	4 454,36	5 992,87	7 546,94
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	51,5 %	52,1 %	52,6 %	50,9 %	51,6 %	52,2 %
O. = D–M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	4 680,99	5 989,43	7 289,49	4 296,24	5 614,55	6 917,30
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	28,8 %	33,8 %	38,7 %	24,4 %	28,6 %	32,7 %

Tableau 9. Résultats de la modélisation du projet Sangomar, en dollars actualisés (valeur actuelle nette calculée avec un taux d'actualisation de 10 %).

Source : Calculs des auteurs.

Scénario		Scénario de base (S0)			Scénario mis à jour (S1)		
Prix de vente	\$/bbl	65	75	85	65	75	85
A. Chiffre d'affaires	millions \$	41 044,25	47 358,75	53 673,25	41 044,25	47 358,75	53 673,25
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	8 800,00	8 800,00	8 800,00	9 700,00	9 700,00	9 700,00
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00
D. = A–B–C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	26 564,25	32 878,75	39 193,25	25 664,25	31 978,75	38 293,25
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	47,0 %	57,2 %	67,1 %	37,1 %	45,5 %	53,8 %
E. Bonus	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Droits fixes	millions \$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
G. Redevance superficielle	millions \$	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17
H. Redevance pétrolière	millions \$	3 283,54	3 788,70	4 293,86	3 283,54	3 788,70	4 293,86
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	10 130,32	13 679,49	17 242,21	9 070,05	12 695,93	16 202,24
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	2 368,42	3 027,52	3 682,57	2 268,00	2 904,09	3 576,06
K. Participation de l'État	millions \$	994,74	1 271,56	1 546,68	952,56	1 219,72	1 501,95
L. Taxe à l'exportation	millions \$	410,44	473,59	536,73	410,44	473,59	536,73
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	17 192,68	22 246,09	27 307,27	15 989,81	21 087,25	26 116,05
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	64,7 %	67,7 %	69,7 %	62,3 %	65,9 %	68,2 %
O. = D–M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	9 371,57	10 632,66	11 885,98	9 674,44	10 891,50	12 177,20
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	21,4 %	24,9 %	28,1 %	18,3 %	21,6 %	24,6 %

Tableau 10. Résultats de l'application du régime fiscal du Code pétrolier sénégalais de 2019 au projet Sangomar modélisé, en dollars courants.

Source : Calculs des auteurs.

Scénario		Scénario de base (S0)			Scénario mis à jour(S1)		
Prix de vente	\$/bbl	65	75	85	65	75	85
A. Chiffre d'affaires	millions \$	18 569,31	21 426,13	24 282,95	18 569,31	21 426,13	24 282,95
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	6 753,03	6 753,03	6 753,03	7 653,03	7 653,03	7 653,03
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69
D. = A-B-C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	9 650,60	12 507,42	15 364,24	8 750,60	11 607,42	14 464,24
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	47,0 %	57,2 %	67,1 %	37,1 %	45,5 %	53,8 %
E. Bonus	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Droits fixes	millions \$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
G. Redevance superficielle	millions \$	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17
H. Redevance pétrolière	millions \$	1 485,55	1 714,09	1 942,64	1 485,55	1 714,09	1 942,64
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	3 729,32	5 122,23	6 601,47	3 305,88	4 555,96	5 932,02
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	1 172,47	1 522,33	1 858,47	1 026,55	1 412,32	1 775,16
K. Participation de l'État	millions \$	492,44	639,38	780,56	431,15	593,17	745,57
L. Taxe à l'exportation	millions \$	185,69	214,26	242,83	185,69	214,26	242,83
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	7 070,68	9 217,50	11 431,18	6 440,03	8 495,02	10 643,44
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	73,3 %	73,7 %	74,4 %	73,6 %	73,2 %	73,6 %
O. = D-M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	2 579,92	3 289,92	3 933,06	2 310,57	3 112,39	3 820,80
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	21,4 %	24,9 %	28,1 %	18,3 %	21,6 %	24,6 %

Tableau 11. Résultats de l'application du régime fiscal du Code pétrolier sénégalais de 2019 au projet Sangomar modélisé, en dollars actualisés (valeur actuelle nette calculée avec un taux d'actualisation de 10 %).

Source : Calculs des auteurs.

Contrat pétrolier		Sénégal <i>Sangomar</i> 2004	Congo <i>TEPC</i> 2019	Côte d'Iv. <i>Eni</i> 2022	Gabon <i>Assala</i> 2019	Niger <i>CNODC</i> 2008	Tchad <i>CNPCI</i> 2014
Scénario		Scénario mis à jour (S1)					
Prix de vente	\$/bbl	65	65	65	65	65	65
A. Chiffre d'affaires	millions \$	41 044,25	41 044,25	41 044,25	41 044,25	41 044,25	41 044,25
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	9 700,00	9 700,00	9 700,00	9 700,00	9 700,00	9 700,00
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00
D. = A-B-C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	25 664,25	25 664,25	25 664,25	25 664,25	25 664,25	25 664,25
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %
E. Bonus	millions \$	0,00	4,25	11,00	83,00	300,00	350,00
F. Droits fixes	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00
G. Redevance superficielle	millions \$	0,93	11,94	0,00	13,57	40,72	1,49
H. Redevance pétrolière	millions \$	0,00	6 156,64	0,00	4 705,85	5 130,53	5 848,81
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	3 447,62	9 618,25	11 358,18	9 116,06	7 496,83	7 219,00
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	5 570,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
K. Participation de l'État	millions \$	2 035,81	1 872,48	896,01	641,08	1 104,15	1 727,49
L. Taxe à l'exportation	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	11 054,99	17 663,56	12 265,19	14 559,56	14 072,41	15 146,79
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	43,1 %	68,8 %	47,8 %	56,7 %	54,8 %	59,0 %
O. = D-M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	14 609,26	8 000,69	13 399,06	11 104,69	11 591,84	10 517,46
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	24,4 %	12,8 %	25,6 %	17,6 %	20,0 %	18,4 %

Tableau 12. Résultats de l'application des régimes fiscaux des contrats pétroliers africains étudiés au projet Sangomar modélisé, en dollars courants.

Source : Calculs des auteurs.

Contrat pétrolier		Sénégal <i>Sangomar</i> 2004	Congo <i>TEPC</i> 2019	Côte d'Iv. <i>Eni</i> 2022	Gabon <i>Assala</i> 2019	Niger <i>CNODC</i> 2008	Tchad <i>CNPCI</i> 2014
Scénario		Scénario mis à jour (S1)					
Prix de vente	\$/bbl	65	65	65	65	65	65
A. Chiffre d'affaires	millions \$	18 569,31	18 569,31	18 569,31	18 569,31	18 569,31	18 569,31
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	7 653,03	7 653,03	7 653,03	7 653,03	7 653,03	7 653,03
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69
D. = A-B-C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	8 750,60	8 750,60	8 750,60	8 750,60	8 750,60	8 750,60
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %
E. Bonus	millions \$	0,00	4,25	11,00	77,55	300,00	350,00
F. Droits fixes	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00
G. Redevance superficière	millions \$	0,93	5,41	0,00	6,15	18,45	0,68
H. Redevance pétrolière	millions \$	0,00	2 785,40	0,00	2 132,93	2 321,16	2 646,13
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	1 278,12	4 351,50	4 101,83	3 915,47	2 653,24	2 498,72
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	2 325,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
K. Participation de l'État	millions \$	849,85	753,39	423,07	232,15	473,51	741,65
L. Taxe à l'exportation	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	4 454,36	7 899,96	4 535,89	6 364,24	5 766,55	6 237,18
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	50,9 %	90,3 %	51,8 %	72,7 %	65,9 %	71,3 %
O. = D-M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	4 296,24	850,64	4 214,71	2 386,36	2 984,05	2 513,43
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	24,4 %	12,8 %	25,6 %	17,6 %	20,0 %	18,4 %

Tableau 13. Résultats de l'application des régimes fiscaux des contrats pétroliers africains étudiés au projet Sangomar modélisé, en dollars actualisés (valeur actuelle nette calculée avec un taux d'actualisation de 10 %).

Source : Calculs des auteurs.

Code pétrolier		Sénégal 2019	Congo 2016	Gabon 2019	Niger 2017	Tchad 2007/2010
Scénario		Scénario mis à jour (S1)				
Prix de vente	\$/bbl	65	65	65	65	65
A. Chiffre d'affaires	millions \$	41 044,25	41 044,25	41 044,25	41 044,25	41 044,25
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	9 700,00	9 700,00	9 700,00	9 700,00	9 700,00
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00
D. = A-B-C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	25 664,25	25 664,25	25 664,25	25 664,25	25 664,25
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %
E. Bonus	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Droits fixes	millions \$	0,05	0,00	0,00	0,18	0,50
G. Redevance superficière	millions \$	5,17	11,94	13,57	40,72	0,00
H. Redevance pétrolière	millions \$	3 283,54	6 156,64	2 873,10	5 130,53	5 848,81
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	9 070,05	6 105,33	7 855,27	6 079,49	5 792,18
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	2 268,00	0,00	0,00	0,00	3 475,11
K. Participation de l'État	millions \$	952,56	1 230,42	958,73	907,83	521,27
L. Taxe à l'exportation	millions \$	410,44	0,00	0,00	0,00	0,00
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	15 989,81	13 504,33	11 700,67	12 158,75	15 637,86
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	62,3 %	52,6 %	45,6 %	47,4 %	60,9 %
O. = D-M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	9 674,44	12 159,92	13 963,58	13 505,50	10 026,39
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	18,3 %	18,9 %	24,3 %	22,6 %	17,8 %

Tableau 14. Résultats de l'application des régimes fiscaux des Codes pétroliers africains en vigueur au projet Sangomar modélisé, en dollars courants.

Source : Calculs des auteurs.

Code pétrolier		Sénégal 2019	Congo 2016	Gabon 2019	Niger 2017	Tchad 2007/2010
Scénario		Scénario mis à jour (S1)				
Prix de vente	\$/bbl	65	65	65	65	65
A. Chiffre d'affaires	millions \$	18 569,31	18 569,31	18 569,31	18 569,31	18 569,31
B. Coûts d'investissement (CAPEX)	millions \$	7 653,03	7 653,03	7 653,03	7 653,03	7 653,03
C. Coûts opérationnels (OPEX)	millions \$	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69	2 165,69
D. = A–B–C. Flux nets de trésorerie (rente pétrolière)	millions \$	8 750,60	8 750,60	8 750,60	8 750,60	8 750,60
Taux de rendement interne (TRI) avant impôts	%	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %	37,1 %
E. Bonus	millions \$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Droits fixes	millions \$	0,05	0,00	0,00	0,18	0,50
G. Redevance superficielle	millions \$	5,17	5,41	6,15	18,45	0,00
H. Redevance pétrolière	millions \$	1 485,55	2 785,40	1 299,85	2 321,16	2 646,13
I. Part de l'État dans le partage de production	millions \$	3 305,88	2 762,19	2 899,27	2 293,80	2 207,81
J. Impôt sur les sociétés	millions \$	1 026,55	0,00	0,00	0,00	1 422,22
K. Participation de l'État	millions \$	431,15	444,34	416,68	376,46	213,33
L. Taxe à l'exportation	millions \$	185,69	0,00	0,00	0,00	0,00
M. = E+F+G+H+I+J+K+L. Total des prélèvements publics	millions \$	6 440,03	5 997,33	4 621,95	5 010,05	6 490,00
N. = M/D. Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)	%	73,6 %	68,5 %	52,8 %	57,3 %	74,2 %
O. = D–M. Revenu de l'opérateur privé	millions \$	2 310,57	2 753,27	4 128,65	3 740,56	2 260,60
Taux de rendement interne (TRI) après impôts	%	18,3 %	18,9 %	24,3 %	22,6 %	17,8 %

Tableau 15. Résultats de l'application des régimes fiscaux des Codes pétroliers africains en vigueur au projet Sangomar modélisé, en dollars actualisés (valeur actuelle nette calculée avec un taux d'actualisation de 10 %).

Source : Calculs des auteurs.

“Sur quoi la fondera-t-il l'économie du monde qu'il veut gouverner ? Sera-ce sur le caprice de chaque particulier ? Quelle confusion ! Sera-ce sur la justice ? Il l'ignore.”

Pascal



Créée en 2003, la **Fondation pour les études et recherches sur le développement international** vise à favoriser la compréhension du développement économique international et des politiques qui l'influencent.



Contact

www.ferdi.fr

contact@ferdi.fr

+33 (0)4 43 97 64 60