



Le projet Sangomar : enjeux et implications pour le Sénégal



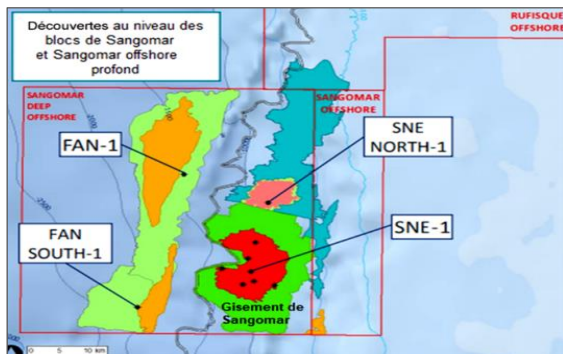
Eléments de réflexion « food for thoughts »

Série 1 : Le raffinage du pétrole de Sangomar

Juillet 2024

1. Historique du projet Sangomar

Le premier baril de pétrole offshore produit au Sénégal a été extrait le 11 juin 2024, marquant le début d'une nouvelle ère dans le secteur pétrolier et gazier pour le Sénégal.



Le projet **Sangomar** est le **premier projet offshore d'exploitation de pétrole au Sénégal**. Situé au large des côtes sénégalaises, à environ 100 km au sud de Dakar, le gisement s'étend sur 400 km² et a été découvert en 2014. Il fait partie des blocs Rufisque Offshore, Sangomar Offshore, Sangomar Deep Offshore (RSSD).

Le gisement sera développé sur plusieurs phases dont la première porte sur le **champ SNE** où **Woodside est l'opérateur principal** avec 82% des parts, aux côtés de la compagnie pétrolière nationale **PETROSEN** qui détient 18%. Cette phase a été approuvée en janvier 2020 (Décision Finale d'Investissement), avec un investissement final estimé entre **4,9 milliards USD** et **5,2 milliards USD (entre 3 000 et 3 200 milliards FCFA)**. Les réserves du champ SNE sont estimées à **630 millions de barils de pétrole** et **2 400 milliards de pieds cubes de gaz**. Lors de cette première phase, l'exploitation portera uniquement sur le pétrole, le gaz est quant à lui réinjecté et pourrait être développé lors des prochaines phases.¹

2. Quelques repères techniques sur le projet Sangomar

Le champ de Sangomar est situé à 2 km sous la surface du fond marin. Il est localisé à des profondeurs d'eau allant de 700 m à 1 400 m. La phase 1 du projet comprend la réalisation de **23 puits de développement**, l'installation d'oléoducs et des câbles de connexion (SURF) qui relient les puits à un navire de production, de stockage et de déchargement (**FPSO Léopold Sédar Senghor**) d'une **capacité de 100 000 barils par jour (peak oil)** opéré par MODEC sur une période de 10 ans (avec possibilité d'extension de 10 ans). Les forages sous-marins comprennent 11 puits producteurs, 10 puits injecteurs d'eau et 2 puits injecteurs de gaz. 80% de la production de la phase 1 proviennent de réservoirs de haute qualité (S500). En mai 2024, 21 des 23 puits étaient déjà construits; il reste 2 puits de production à installer.

Le pétrole produit au niveau de Sangomar est de **type léger avec une qualité 31° API** (American Petroleum Institute) et **un taux de soufre de 1%**, ce qui le rend compatible avec les normes environnementales internationales des raffineries asiatiques et européennes.³ En outre, le pétrole avec une teneur en soufre modérée de 1% et un indice API élevé (fluide et plus facile à raffiner avec moins de besoins en énergie) est attractif sur le marché. Le pétrole de Sangomar est de qualité similaire à celui d'Oman (33° API, 1% taux de soufre)⁴ et de Johan Sverdrup en Norvège (29° API, 0,8% taux de soufre)⁵ qui sont respectivement les 21ème et 22ème producteurs de pétrole au monde⁶.

^{1,2}ITIE Statut du projet Sangomar des blocs Rufisque Offshore, Sangomar Offshore et Sangomar Offshore Profond juillet 2023; ³Woodside Energy; ^{4,5}Total Energies Data Sheets; ⁶Worldometer

3. Gouvernance de la gestion des recettes pétrolières

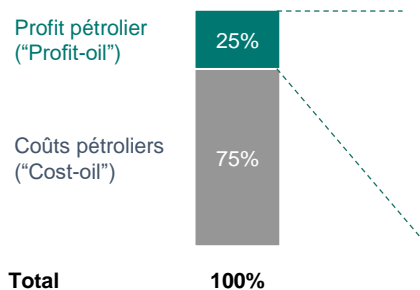
En matière de gouvernance des ressources pétrolières et gazières, le Sénégal a entrepris plusieurs actes majeurs dont la **constitutionnalisation** de l'appartenance des ressources au peuple sénégalais et la gestion de la répartition des ressources par la **loi 2022-09 relative à la répartition et à l'encadrement de la gestion des recettes issues de l'exploitation des hydrocarbures**. Cette dernière détermine le partage des recettes provenant de l'exploitation des hydrocarbures entre le **budget général de l'Etat**, un **Fonds de stabilisation** pour se prémunir des risques de volatilité des recettes d'hydrocarbures et un **Fonds intergénérationnel** destiné à constituer, pour les générations futures, une épargne à partir des recettes tirées de l'exploitation des hydrocarbures.⁷ Le Fonds intergénérationnel est logé à la présidence et sa gestion est confiée au FONSIS (Fonds Souverain d'Investissements Stratégiques).

L'allocation des ressources est faite sur la base de recettes de référence obtenues avec un **prix de référence du baril** fixé par décret. Ainsi, un maximum de 90% des recettes de référence abonde le budget général et un minimum de 10% de ces dernières abonde le Fonds intergénérationnel. À la fin de chaque trimestre, le surplus de recettes par rapport au prix de référence constaté est versé au Fonds de stabilisation.⁸

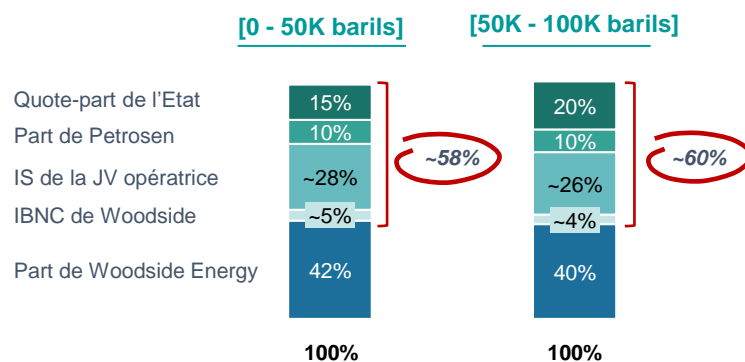
4. Répartition du « Profit-Oil » entre l'Etat du Sénégal et l'opérateur Woodside Energy

Les revenus de l'Etat du Sénégal sont estimés entre 58% et 60% du profit pétrolier. Les recettes issues des hydrocarbures prises en compte dans la loi 2022-09 comprennent notamment la quote-part de l'Etat provenant de la vente d'hydrocarbures, l'impôt sur les sociétés (IS) de la Joint-Venture opératrice (Petrosen et Woodside Energy), l'impôt sur les bénéfices non commerciaux (IBNC) des sous-traitants internationaux, les droits de douanes de sortie, les montants distribués à Petrosen, etc. Le CRPP (Contrat de Recherche et de Partage de Production d'Hydrocarbures) régit la répartition du profit-oil entre l'Etat du Sénégal et la JV opératrice. La quote-part de l'Etat du Sénégal est fixée à 15% du profit pétrolier pour une production inférieure ou égale à 50 000 barils/jour et à 20% pour une production entre 50 001 barils/jour et 100 000 barils/jour.

« Cost-oil » et « profit-oil » (%)



Répartition des profits pétroliers en fonction de la production



^{7,8} ITIE, Ministère des Finances et du Budget: *Journal Officiel de la République du Sénégal*;

La JV opératrice recouvre un maximum de **75%** des recettes commerciales par an pour couvrir **les coûts pétroliers recouvrables sur l'année** consentis pendant les phases d'exploration, de développement et de production.

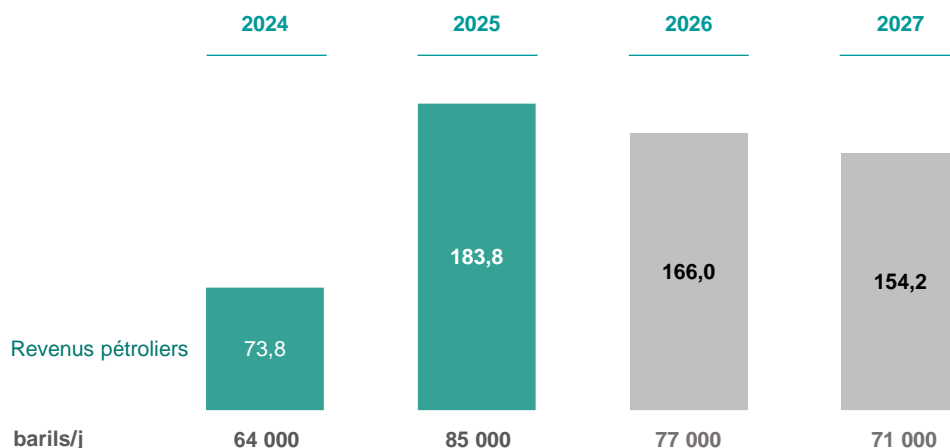
Les **25%** restants représentent les **bénéfices minimums (profit pétrolier)** partagés entre l'Etat du Sénégal, Petrosen et l'opérateur Woodside.

Petrosen et Woodside perçoivent respectivement 18% et 82% des revenus de la JV opératrice. Par ailleurs, la JV opératrice est soumise à l'impôt sur les sociétés (33% des bénéfices réalisés) et Woodside est soumis à un IBNC (10% de ses revenus après l'impôt sur les sociétés).⁹ Ainsi, les recettes pour l'Etat du Sénégal seraient d'environ 58% à 60% du « profit-oil » comprenant l'impôt sur les sociétés de la JV opératrice, l'impôt sur les bénéfices de Woodside Energy, la quote-part directe du profit-oil et la part de Petrosen.

5. Implications sur le plan économique pour le Sénégal

Sur la base d'un prix du baril à 80 USD, les recettes pétrolières pour l'Etat du Sénégal peuvent être estimées à environ **74 millions USD (45 Mds FCFA*)** en 2024 avec un semestre de production (11,7 millions de barils selon le DPBEP 2024-2026) et à **184 millions USD (112 Mds FCFA)** en 2025.

Estimation des revenus pétroliers de l'Etat du Sénégal entre 2024 et 2027 sur la base d'un baril à 80 USD (Millions USD)



Ces montants ont été estimés sur la base du rythme de production communiqué au FMI¹⁰ et pourraient fluctuer en fonction de plusieurs facteurs dont le cours du pétrole. Ils n'incluent pas par ailleurs d'autres lignes de revenus comprises dans les recettes pétrolières mais qui devraient être marginales sur les montants calculés. Des facteurs opérationnels, notamment durant les premiers mois de production pourraient également avoir une influence sur les volumes extraits.

Dans ce type de projets, la connaissance des réservoirs s'améliore en cours de production avec l'acquisition de données dynamiques. La production réelle pourrait donc être plus importante par rapport aux estimations actuelles à partir de 2025. Les prévisions de production sont régulièrement mises à jour par Woodside et Petrosen.

A titre illustratif, avec une production de 100 000 barils/jour, les recettes de l'Etat du Sénégal pourraient atteindre **216 millions USD / an (132 Mds FCFA)**.

Pour financer sa participation au projet Sangomar, Petrosen a souscrit un emprunt auprès de Woodside Energy (450 millions USD à un taux d'intérêt de 6,5% et une maturité de 7 ans)¹¹ complété par un eurobond souscrit par l'Etat du Sénégal et rétrocédé à Petrosen (270 millions USD avec un coupon à 5,38% et une maturité de 16 ans)¹². En juillet 2023, l'opérateur Woodside Energy a communiqué un surcoût d'environ 7 - 13%¹³ qui devra nécessiter un financement additionnel de la part de PETROSEN (43 millions USD à 93 millions USD) dont les conditions n'ont pas été précisées. Le service de la dette au titre de ces emprunts est de 82,1 millions USD par an pour le prêt de Woodside Energy et 14,5 millions USD pour l'eurobond.

Les revenus pétroliers constituent certes des ressources additionnelles pour l'Etat mais ne représenteraient qu'environ 1,5% du budget général de l'Etat en 2024 et 1,7% du budget général en 2025. La mise en œuvre de la loi sur la répartition des recettes et une stratégie d'investissement efficace permettront d'optimiser les retombées économiques pour le Sénégal. Pour comparaison, la totalité du profit pétrolier représenteraient environ 2,6% du budget de l'Etat en 2024.¹⁴

Au niveau de la création d'emplois, l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement (FPSO) pourra employer près de **140 personnes** dont la majorité sont des profils opérateurs qualifiés.

Éléments de réflexion « food for thoughts »

La SAR transforme actuellement un brut nigérian (Erha). Le Sénégal pourrait capturer davantage de valeur ajoutée en raffinant localement le pétrole de Sangomar avec la Société Africaine de Raffinage (SAR). A travers le projet ACATBS, la SAR s'est préparée à l'arrivée du pétrole brut de Sangomar avec l'augmentation de sa capacité de raffinage qui est passée de 1,2 à 1,5 millions de tonnes par an. La SAR prévoit de traiter un mélange composé de 75% de Sangomar (c'est-à-dire 24 000 barils/jour) et 25% d'Erha. La demande locale est projetée à 3,2 millions de tonnes/an en 2025; elle pourra traiter **24 000 barils/jour de brut Sangomar**.^{15,16}

L'Erha nigérian a un taux de soufre moins important et est plus léger que le brut de Sangomar. Le mix de la SAR pourrait ainsi être dégradé avec une proportion plus importante du fioul dans un contexte de stratégie « **Gas-to-Power** » où le principal acheteur de fioul (la Senelec) cherche à convertir ses centrales au gaz. Le pétrole de Sangomar pourrait également être swappé avec un autre brut, ce qui permettrait d'optimiser la logistique (stockage) pour la SAR et potentiellement réduire l'impact des instruments financiers sur les importations de brut. Les enjeux à court-terme pour la SAR incluent également la problématique des capacités de stockage de deux bruts différents : Erha (du Nigéria) et Sangomar.

La SAR couvre environ **47% de la demande domestique**.¹⁷ La question de l'augmentation des capacités de raffinage locales se pose et fait partie des options stratégiques. Les paramètres clés incluent le dimensionnement adéquat des nouvelles capacités de raffinage du Sénégal, le site propice, la technologie, l'impact environnemental, la qualité du carburant produit et enfin les investissements stratégiques aux côtés de l'Etat.

Le dimensionnement adéquat des nouvelles capacités prendra en compte la demande locale à court terme mais surtout la demande à horizon 2050 (intégrant les scénari de transition et d'efficacité énergétique) et la volonté politique de prendre ou pas un grand pari industriel exportateur sur le secteur des hydrocarbures.



Auteurs



Amarou AW
Partner
A&A Strategy
aaw@aastrategy.co



Mamadou FAYE
Senior Vice President
A&A Strategy
mfaye@aastrategy.co



Papa Cheikh DIACK
Project Manager
A&A Strategy
pcdiack@aastrategy.co



Kaffa SAKHO
Senior Associate Consultant
A&A Strategy
ksakho@aastrategy.co