

Données/hypothèses	Valeur	Rationnel/Source
CLAUSES FISCALES		
Termes de l'APP	<p>Les redevances pour le bloc EA1 sont basées sont incrémentales</p> <ul style="list-style-type: none"> - Production inférieure à 2500 barils/jour: 5% - Production entre 2500 et 5000 barils/jour: 7.5% - Production entre 5000 et 7500 barils/jour: 10% - Production supérieure à 7500 barils/jour : 12.5% <p>Limite pour la récupération des coûts: 60%</p> <p>Part de la production restante allant au gouvernement ougandais :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Production inférieure à 5000 barils/jour: 45% - Production entre 5000 et 10000 barils/jour: 47.5% - Production entre 10000 et 20000 barils/jour : 50% - Production entre 20000 et 30000 barils/jour: 57.5% - Production entre 30000 et 40000 barils/jour : 62.5% - Production supérieure à 4000 barils/jour: 67.5% 	Consultation des termes de l'APP
Taux d'impôts sur les sociétés	30%	Partie IXA – Provisions spéciales pour la taxation des opérations pétrolières, Loi sur l'impôt sur les sociétés, chap. 340
Amortissement accéléré des investissements	6 ans	Loi sur l'impôt sur les sociétés Chap 340. 7. (a) https://www.ura.go.ug/Resources/webuploads/INLB/DT%20Laws%202014.pdf
Pourcentage des coûts d'intérêts sur le développement déductibles	50%	Termes de l'APP
PRIX DU PETROLE OUGANDAIS		
Prix futurs du Brent	50 \$/baril	Les prix du Brent ont fortement fluctué au cours des derniers mois, et les prix futurs doivent être pris avec précaution car les marchés évoluent rapidement. Toutefois, Total indique dans son Document de référence de 2019 que sa référence pour les prix futurs du Brent à partir de 2050 est de 50 USD, ¹ selon les Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE, dans le cadre de son Scénario de développement durable ²

¹ En dollars de 2018

² Document de référence TOTAL, 2019, p. 8

Discount	8 \$/baril	Le discount est basé sur le type de pétrole et reflète les conditions du marché pour les types de pétrole présentant certaines spécificités (API, teneur en cire, etc.). En l'absence d'un marché actuel pour le Brent ougandais, et étant donné que les Brents kenyan et ougandais présentent des similitudes - nous avons utilisé un chiffre provenant d'une étude précédente sur les futurs revenus pétroliers du Kenya. ³
Prix du transport par l'oléoduc	12,77 \$/baril	Prix fixé pour le transport par l'oléoduc EACOP par la structure d'exploitation. Basé sur les informations communiquées par EACOP ⁴
FINANCEMENT DU PROJET		
Taux d'intérêt effectif	4%	En termes réels, basés sur les standards du secteur
Période de remboursement du prêt	8 ans	Standards du secteur
Inflation	0%	Le modèle est calculé en termes réels
Taux d'actualisation	8%	Taux standard correspondant à 10% en termes nominaux
FIELD PROFILES AND PRODUCTION		
Date de production	2025	Le projet a été retardé d'abord à cause du différend fiscal entre les partenaires et l'URA, puis à cause de la pandémie de COVID-19. La décision finale d'investissement est attendue avant la fin de l'année 2020 selon Total. Selon l'EACOP, le pipeline nécessitera 3 ans de construction après la décision finale d'investissement, en supposant qu'il n'y ait aucun retard. ⁵ Compte tenu de l'effet de la pandémie de COVID-19, et en l'absence d'informations de la part des partenaires du projet, la date de première production du pétrole a été estimée pour début 2025.
Durée de vie du champ	25 ans	Les licences de production sont valables pour une durée de 25 ans à partir de leur attribution ⁶
Réserves	792 mmbbls	Réserves récupérables des champs de Jobi-Rii, Ngiri and Gunya, selon le Ministère Ougandais de l'Énergie (Décembre 2018). ⁷ Des licences de production ont été attribuées à Total pour ces champs dans le bloc EA1.
Taux de déclin	0.9085 (annuel)	La production suit un modèle en plateau pour les années 1 à 5, puis décline. Le taux est basé sur le profil du champ tel qu'établi par Woodmac.

³ Potential Revenues from Turkana Oil Discussion Paper, Cordaid, Timu, KCSPG et RES4DEV, Avril 2016, http://www.res4dev.com/wp-content/uploads/2017/06/Turkana_Oil_Revenue_Prospects_Report.pdf

⁴ Cost Benefits Analysis TZ-ESIA, East African Crude Oil Pipeline, <http://eacop.com/publication/view/cost-benefit-analysis-tz-esia>. Consulté le 26 juin 2020.

⁵ Construction, East African Crude Oil Pipeline, <http://eacop.com/the-project/construction/>. Consulté le 26 juin 2020.

⁶ Field Development and Production, Petrol Authority of Uganda, https://pau.go.ug/site/assets/files/1191/field_development_and_production_dec_2019.pdf. Consulté le 26 juin 2020.

⁷ 2018 Statistical Abstract – Energy and Minerals Statistics, Uganda Ministry of Energy and Mineral Development, http://www.energyandminerals.go.ug/site/assets/files/1017/2018_statistical_abstract-1.pdf, p. 14.

Dépenses d'investissement (exploration et développement), et séquençage	5,8 milliards \$, ou approx. 7.3 \$/baril	Basées sur l'étude de 2016 du KAPSARC ⁸ qui estime les dépenses de développement pour les blocs EA1 et EA2 (Buliisa) à 6,6 milliards \$, ajustée au prorata pour EA1 et enfin ajustée pour prendre en compte les futures augmentations de réserves, et ainsi que depuis la date de l'étude. Le séquençage – coûts de développement depuis année -4 avant exploitation, jusqu'à l'année 6, est basé sur l'étude du KAPSARC.
Coûts d'exploitation annuels	5,7% des dépenses annuelles en investissement (Capex)	Basé sur l'étude du KAPSARC, au prorata pour EA1 uniquement et ajusté pour tenir compte de l'augmentation future de la taille des réserves, ainsi que depuis la date du rapport.

⁸ Evaluating Uganda's Oil Sector : Estimation of Upstream Projects, KAPSARC (King Abdullah Petroleum Studies and Research Center), Colin Ward and Artem Malov, <https://www.kapsarc.org/wp-content/uploads/2016/12/KS-1659-DP53B-Evaluating-Ugandas-Oil-Sector-Estimation-of-Upstream-Projects.pdf>.