

Résumé

Au Tchad, la consommation de l'essence et du gasoil diminue troisième trimestre 2018 excepté celle de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et du kérosène en lien avec les difficultés qu'a connues la Société de Raffinage de N'Djamena. S'agissant de pétrole brut, la production et les exportations en volume augmentent au 3^e trimestre 2018 comme à la période précédente. Couplée à la hausse du cours de Brent et à la dépréciation de taux de change, les recettes pétrolières augmentent au 3^e trimestre. Tout comme, les recettes pétrolières issues redevances et de la participation de l'Etat aux sociétés pétrolières sont en hausse par rapport au même trimestre de l'année précédente, en raison de la restructuration de la dette Glencore.

Baisse de la consommation de l'essence et du gasoil

Au 3^e trimestre 2018, la consommation des produits de l'essence et du gasoil diminue respectivement de 17,2 % et 2,5 % par rapport au trimestre précédent. En revanche, la consommation des gaz de

pétrole liquéfié (GPL) et du Kérosène augmente fortement respectivement de 31,6 % et 12,7 % au 3^e trimestre 2018 contre 16,2% et 3,7% au même trimestre de l'année précédente.

Augmentation de la production et des exportations de pétrole brut au 3^e trimestre 2018

Au 3^e trimestre 2018, le volume de la production et des exportations du pétrole brut augmente (respectivement +27,05 % et +15,44 %) par rapport au même trimestre de l'année précédente. Cette augmentation est

due en partie à la forte production de pétrole brut des opérateurs CNPCIC (+55,13%) et Glencore (+4,79%) malgré la baisse de l'opérateur EEPCI (-0,16 %) au cours de la même période

Encadré international : hausse du cours de Brent et dépréciation du taux de change

Le cours moyen du Brent s'établit à 75,19 dollars américains (USD) au 3^e trimestre 2018 contre 74,48 USD au 2^e trimestre 2018, soit une légère hausse de 1,0%.

S'agissant du taux de change du USD/FCFA, il se situe au 3^e trimestre 2018 à 564,17 FCFA en moyenne contre 550,16 FCFA au trimestre précédent, soit une dépréciation de 2,5 %.

Hausse des recettes pétrolières au 3^e trimestre 2018

Le recouvrement des recettes pétrolières se chiffre à 201,3 milliards de FCFA au 3^e trimestre 2018 contre 124,6 milliards de FCFA au même trimestre de l'année précédente, soit une augmentation de

61,5%. Cette amélioration des recettes pétrolières est imputable à la hausse du cours du pétrole, à la dépréciation de taux de change USD/FCFA et à la restructuration de la dette Glencore.

Redevances et Participations de l'Etat et dette Glencore

Au 3^e trimestre 2018, le paiement dû à la SHT s'estime à 339,4 millions USD (180,9 milliards de FCFA) dont 31,2 millions USD sont de retenus au titre de cash sweep (seuil de cours de baril à 57,0 USD). Les redevances en espèces versées au trésor public au titre de redevances dues sur des

cargaisons de ESSO, Petronas et Glencore s'établissent à 111,4 millions USD, soit 59,4 milliards de FCFA. La part de participation (10 %) de la SHT dans le consortium CNPC s'élève à 33,2 millions USD, soit 17,7 milliards de FCFA.

ANNEXES :

Annexe 1 : Evolution de la production et des exportations pétrolières au 3^e trimestre 2018

barils	2017Trim1	2017Trim2	2017Trim3 (1)	2017Trim4	2018Trim1	2018Trim2	2018Trim3 (2)	(2)/ (1)
Production	8 588 381	8 428 218	9 672 720	9 230 929	9 460 301	9 439 668	12 288 769	27,05%
Exportation	8 465 226	8 463 212	9 457 652	9 410 481	9 577 408	9 152 586	10 918 212	15,44%
Variations trimestrielles de la production	-14,82%	-1,86%	14,77%	-4,57%	2,48%	-0,22%	30,18%	
Variations trimestrielles des exportations	-19,02%	-0,02%	11,75%	-0,50%	1,77%	-4,44%	19,29%	

Source : TOTCO, 2018

Annexe 2 : Evolution au troisième trimestre 2018 de la production du pétrole brut par opérateur

Mois	Doba Consortium	CNPCIC	Glencore	Total
janv-18	1 276 840	1 589 006	305 985	3 171 831
févr-18	1 074 513	1 810 718	259 649	3 144 880
mars-18	1 189 234	1 642 398	311 958	3 143 590
avr-18	1 148 916	1 917 794	319 821	3 386 531
mai-18	1 120 742	1 825 294	353 428	3 299 464
juin-18	900 972	1 582 812	269 889	2 753 673
juil-18	1 164 570	2 267 826	368 379	3 800 775
août-18	1 900 000	2 674 879	351 308	4 926 187
sept-18	1 061 577	2 321 486	178 744	3 561 807
Total	10 837 364	17 632 213	2 719 161	31 188 738

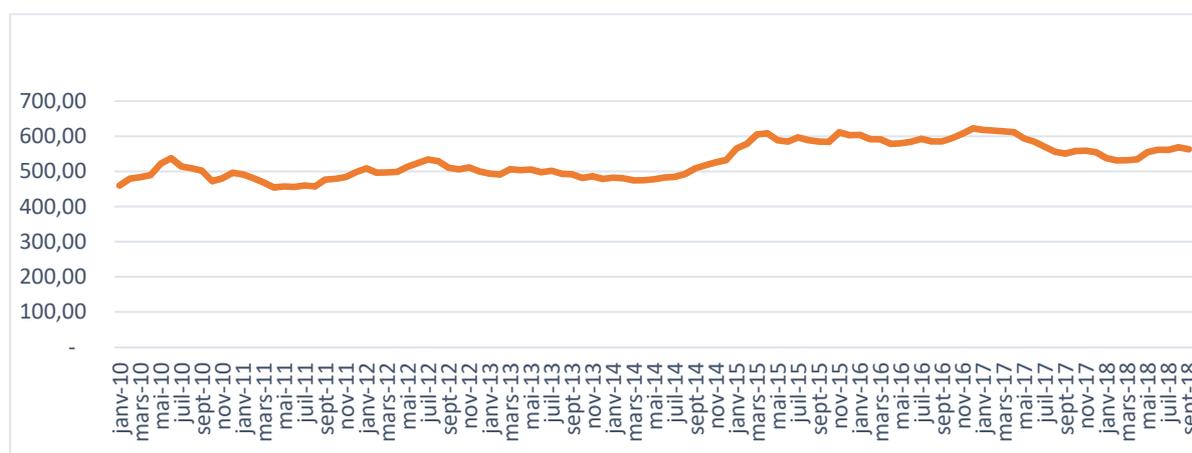
Source : TOTCO, 2018

Annexe 3 : Evolution du cours de Brent jusqu'à fin 3^e trimestre 2018



Source : Reuter/DGEC, 2018

Annexe 4 : Evolution du taux de change USD/FCFA jusqu'à fin 3^e trimestre 2018



Source : Reuter/DGEC, 2018

Annexe 5 : Recettes pétrolières recouvrées au 3^e trimestre 2018 comparativement à celles de la même période de l'année précédente

Millions de FCFA	2017Trim3	2018Trim3	Variation (%)
RECETTES PETROLIERES	124 627	201 298	61,52%
FISCALES	22 644	88 548	291,04%
Impôts sur les Sociétés pétrolières	15 989	81 006	406,64%
Redevance Statistique	4 499	7 542	67,65%
Autres (taxes règlement audit, etc.)	2 156	0	-100,00%
NON FISCALES	69 216	112 749	62,89%
Redevances et participations	16 254	74 347	357,41%
Droits d'accès pipe	9 021	11 104	23,10%
Redevances SRN	18 846	15 522	-17,64 %
Autres	25 096	11 777	-53,07%
Recettes exceptionnelles	32 767	0	-100%

Source : Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP), 2018

Annexe 6 : Evolution trimestrielle de la consommation des produits pétroliers

	Gasoil (litres)	Essence (litres)	JET A1 (litres)	GPL (kgs)	F L (tonnes)
2016Trim4	69 478 530	59 274 147	12 387 889	6 614 240	-
2017Trim1	68 768 927	55 858 338	9 256 215	6 803 420	736 000
2017Trim2	97 132 726	62 173 426	11 145 699	6 596 140	2 048 000
2017Trim3	77 317 483	55 260 062	9 190 805	7 407 600	1 184 160
2017Trim4	79 603 509	59 614 182	11 313 884	7 510 620	1 536 000
2018Trim1	77 427 856	56 706 484	12 231 049	5 031 500	1 216 000
2018Trim2	94 069 822	47 581 457	9 990 114	8 387 440	1 664 000
2018Trim3	75 406 468	45 775 361	10 356 966	9 749 249	-

Note de lecture : JET A1 : Kérosène, GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié, FL : Fuel Lourd

Source : ARSAT, 2018

Annexe 7 : Récapitulative des recettes et de la production (provisoire)

En million de FCFA	2018		2019
	Réal. Fin septembre	Prévision	Prévision
Production et exportation (vue d'ensemble)			
Volume de production	31,19	44,67	52,83
Volume d'exportation	29,60	44,38	48,13
Pétrole brut envoyé SRN	3,6	4,7	4,7
Recettes pétrolières	284 879	413 410	360 628
Directes (Trésor)	201 298	230 319	193 400
Ventes de pétrole nettes (export)	77 064	167 570	123 200
Ventes de pétrole nettes (SRN)	6 517	15 521	44 028
Recettes directes	201 298	230 319	193 400
Impôts sur les bénéficiaires (en cash)	81 006	22 680	94 834
Redevance statistique	7 542	5 089	12 712
Redevances superficielles	2 134	2 000	2 134
Droit d'accès pipe	11 104	12 320	15 082
Autres recettes (en cash)	99 511	188 230	68 638
Prix de vente moyen			
en FCFA (blend)	36 276	25 957	33 300
en USD (brent)	72,2	52,8	65,0
Décote (doba)	4,1	4,1	5,0
SHT			
Volume d'exportation	2,9	8,0	9,7
Valeur d'exportation	105 200	207 657	322 344
Prix moyen en FCFA	36 276	25 957	33 300
Dette Glencore	26 277	92 000	78 000
Intérêts	20 840	51 000	43 000
Principal	5 437	41 000	35 000
Frais de restructuration	0	0	0
Memo Item			
Taux de change USD/FCFA	533	533	555

Source : Services du Ministère du Pétrole et de l'Energie, traitements des données CESGRP, 2018

Annexe 8: Détails de cargaisons et de règlements au 3^e trimestre 2018

Cargaisons / règlements	Volume (kbbbl)	Prix de vente (\$/bbl)	Montant (\$m)
RIK en espèces - Petronas (4-Jan)	297,3	64,8	19,3
RIK en espèces - Esso (21-Jan)	304,6	64,8	19,7
RIK en espèces - Petronas (16-Fev)	114,2	64,8	7,4
CNPC exporté (31-Jan)	129,8	66,1	8,6
CNPC exporté (25-Fev)	108,0	63,4	6,8
CNPC exporté (19-Mars)	73,5	64,7	4,8
Total montants dus à SHT (2018T1)	1 027,4	64,8	66,6
Total avec seuil de cash sweep 2018	1 027,4	57,0	58,6
Montant restant à retenir au Cash sweep (2018T1)	-	7,8	8,0
Cargaisons / règlements	Volume (kbbbl)	Prix de vente (\$/bbl)	Montant (\$m)
RIK en espèces - Petronas (4-Avr)	113,1	64,8	7,3
CNPC exporté (22-Avr)	189,6	68,4	13,0
Mars II - Glencore (25- Mai)	903,6	64,9	58,6
Total montants dus à SHT (2018T2)	1 206,3	65,5	78,9
Total avec seuil de cash sweep 2018	1 206,3	57,0	68,8
Montant dédié au Cash sweep (2018T2)	-	8,5	10,2
Montant déjà retenu de *March II*			- 7,4
Montant restant à retenir au Cash sweep (2018T2)	-	8,5	2,8
Cargaisons / règlements	Volume (kbbbl)	Prix de vente (\$/bbl)	Montant (\$m)
RIK - Glencore (25-Jul)	950,4	68,4	65,0
ESSO - Glencore (11-Jul)	951,6	68,7	65,4
JV - Glencore (25-Jul)	950,4	66,8	63,5
Total montants dus à SHT (2018T3)	2 852,4	68,0	193,9
Total avec seuil de cash sweep 2018	2 852,4	57,0	162,6
Montant restant à retenir au Cash sweep (2018T3)	-	11,0	31,3

Source : Cabinet EY, 2018

**ANNEXE 9 : ANALYSE COMPARATIVE DU
CONTRAT DE PREPAIEMENT RESTRUCTURE EN
2018 DE GLENCORE VS CONTRAT DE
PREPAIEMENT RESTRUCTURE EN 2015**

A. EXTENSION DE LA MATURITE ET PERIODE DE GRACE DE 2 ANS

	Contrat de Prépaiement 2015	Contrat de Prépaiement 2018
Profil d'amortissement de la dette	<p>Amortissement contractuel et montant du partage de l'excédent (<i>cash sweep</i>) payé à la livraison de chaque cargaison :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 100% du produit net des cargaisons de participation et plus de 70% du produit net des cargaisons-redevances sont alloués au service de la dette (principal et intérêts) – 30% restant du produit net des cargaisons-redevances sont appliqués en priorité au paiement des frais d'agence et frais de restructuration de la dette, le reliquat étant conservé par la République du Tchad – De sorte que la part reçue par la République du Tchad sur les barils redevance est inférieur à 30% – Toutefois, en cas de défaut en cours, 100% du produit net des cargaisons-redevances est alloué au service de la dette • Amortissement minimum contractuel de l'ordre d'US \$225-275m par an entre 2018 et 2022 	<p>Amortissement Contractuel</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2018 et 2019: 0% par an [--] • 2020: 6,50% par an [US\$84m] • 2021: 8,50% par an [US\$109m] • 2022: 10,50% par an [US\$135m] • 2023 et 2024: 11,00% par an [US\$142m] • 2025: 12,50% par an [US\$161m] • 2026: 15,00% par an [US\$193m] • 2027: 25,00% par an [US\$322m] <p>Principal différé à 2028 et 2029 jusqu'à maximum US\$75 millions</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si les produits nets sont insuffisants pour payer les intérêts obligatoires et l'amortissement obligatoire de la dette, le remboursement du montant en principal ou intérêt impayé sera différé • Pour chaque année entre 2021 et 2026, si la moyenne du prix du baril payé par Glencore est inférieure à 42 US\$, la SHT aura le droit de différer un montant maximal de 12,5 millions US\$ autrement dû durant cette période • En 2027, la SHT aura le droit de différer un montant de remboursement en principal autrement dû durant cette période si est nécessaire pour assurer la soutenabilité de la dette de la République du Tchad <p>Le montant total du principal ainsi différé sera plafonné à US\$75 millions, et ne pourra entraîner une extension de la maturité de plus de 2 ans</p>

<p align="center">Intérêt</p>	<p align="center">LIBOR + 6,75% par an</p>	<p>Intérêt contractuel :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● LIBOR + 2,00% par an entre 2018 et 2021 ● LIBOR + 3,00% par an à partir 2022 (inclus) <p>Intérêt Reportable :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2,00% par an payable via le mécanisme de partage de l'excédent (<i>cash sweep</i>) ● La portion non-payée sera différée, accumulée sur base annuelle et non capitalisée. Le remboursement de ces sommes interviendra après remboursement de tous les montants dus au titre du principal
<p align="center">Mécanisme de partage de l'excédent (<i>cash sweep</i>)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Mécanisme déjà appliqué dans le profil de remboursement de la dette – 100% des barils des participations – ≥70% sur les barils redevance – Pas de prix minimum de déclenchement 	<p>Le montant du partage de l'excédent sera payé annuellement, affecté selon l'ordre ci-dessous et se déclenchera dès que le prix moyen annuel du pétrole brut de qualité Doba excède :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● (i) 57,0 US\$ par baril en 2018, (ii) 56,0 US\$ par baril en 2019, (iii) 55,0 US\$ par baril en 2020, (iv) 54,0 US\$ par baril en 2021, et (v) 53,5 US\$ par baril à partir de 2022 <p>a) Montant d'Amortissement Additionnel</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2018 et 2019 : 5,00% par an ● 2020 à 2027 : 2,50% par an <p>b) Paiement des intérêts reportables :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2,00% d'intérêts par an <p>c) Répartition de l'excédent :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2018 à 2021 : D'abord au paiement du montant d'amortissement additionnel, ensuite 60% pour l'Etat / SHT et 40% au service de la dette ● A partir de 2022: D'abord au paiement du montant d'amortissement additionnel, ensuite 50% pour l'Etat / SHT et 50% au service de la de la dette
<p align="center">Commission d'agent</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 0.75% par an sur le montant en principal restant dû, payable à chaque livraison d'une cargaison ● Environ 10 millions USD sur la base d'une dette de 1,3 milliards USD 	<ul style="list-style-type: none"> ● 600.000 US\$ par an
<p align="center">Quantité minimum de volumes livrés à Glencore</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 4 cargaisons minimum par trimestre; tout manquement entraînant un cas de défaut au titre du contrat de prépaiement 	<ul style="list-style-type: none"> ● Aucune condition de volume minimum livré
<p align="center">Echéance</p>	<p>Contrat commercial en vigueur jusqu'à la dernière des trois dates suivante:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● le 30 juin 2023 (soit 6 mois après maturité du contrat de prépaiement) ● le remboursement intégral du contrat de prépaiement 2015 ● Livraison de 120 cargaisons 	<ul style="list-style-type: none"> ● Demeurera en vigueur jusqu'au remboursement de l'intégralité des montants dus au titre du contrat de prépaiement 2018

Remboursement anticipé volontaire	<ul style="list-style-type: none"> • Absence de mécanisme de remboursement anticipé volontaire par la SHT 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité de terminer le contrat commercial sans pénalité dès lors le contrat de prépaiement est complètement remboursé – Autorisé (tout ou en partie), sous réserve du paiement de coûts de remploi, mais sans pénalité
Clause de rendez-vous trimestriel	<ul style="list-style-type: none"> • Aucune clause de rendez-vous 	<ul style="list-style-type: none"> • Une fois par trimestre, une rencontre est prévue au siège social de la SHT à N'Djaména

B. L'INTERVENTION DE L'AGENT DE CALCUL PERMET D'OBJECTIVER TOUS LES CALCULS AU TITRE DU PREPAIEMENT ET DU CONTRAT COMMERCIAL

<p>Périmètre pour la première intervention uniquement</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse du contrat de prépaiement amendé afin de comprendre les conditions financières contractuelles et la façon dont les remboursements doivent être opérés à partir du 1er janvier 2018 • Analyse du contrat commercial amendé afin de comprendre le cadre contractuel des barils enlevés par Glencore
<p>Périmètre pour chacune des interventions trimestrielles</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse de l'évolution trimestrielle de la dette à partir du solde au 1 janvier 2018 afin de permettre le calcul de tout montant dû au titre des « Advance documents » tels que définis en clause 3.2 (a) et 3.5 (a) de l'Accord de Prépaiement : <ul style="list-style-type: none"> – Analyse arithmétique du suivi de l'encours et des remboursements – Calcul des intérêts générés sur la période en ligne avec les conditions et taux contractuellement définis – Suivi et rapprochement des intérêts prélevés sur des cargaisons ou venant en augmentation de la dette – Suivi et rapprochement des honoraires, coûts et dépenses prélevés sur des cargaisons – Rapprochement des justificatifs de cash calls et factures de transport avec le suivi du solde de la dette – Rapprochement des factures de cargaisons émises par SHT avec les relevés de cargaisons (i.e. prix, volumes, dates) et avec le suivi de la dette. Revue de la documentation disponible relative à la clause 3.8.2 (c) (i) de l'Accord de Prépaiement – Analyse des détails présentant les options de prix sélectionnées sur la période et rapprochement avec les factures et relevés – Suivi de l'évolution de décotes appliquées au Brent par rapport à l'évolution du Brent sur la période. Si disponible rapprochement avec les échanges entre Glencore et SHT pour validation des décotes – Rapprochement des volumes enlevés avec les documents de connaissements – Rapprochement des montants à encaisser par SHT recalculés sur chacune des cargaisons avec les montants encaissés sur les relevés bancaires • Calcul du ratio de couverture et de ses composantes avec les conditions contractuellement définies • Calcul du Mécanisme de partage de l'excédent (<i>cash sweep</i>) (clause 3.3 de l'Accord de Prépaiement) avec les conditions contractuellement définies • Participation aux meetings trimestriels • Préparation d'un état de suivi et de calcul trimestriel permettant de présenter l'évolution trimestrielle de la dette tel que définit ci-dessus et les points d'attention éventuels relevés

C. AUTRES FLEXIBILITES ET AVANCEES POUR LA REPUBLIQUE DU TCHAD

	Contrat de Prépaiement 2015	Contrat de Prépaiement 2018
Endettement autorisé / Financement de projets d'infrastructure	–	<ul style="list-style-type: none"> • Tout financement levé pour le refinancement du contrat de prépaiement (<i>non plafonné</i>) • Tout financement de projets d'infrastructure sans recours sur les actifs de la République du Tchad / SHT (<i>autres que les actions de la société du projet</i>) <ul style="list-style-type: none"> – Plafond individuel : 20 millions US\$ (ou son équivalent en toute autre devise) – Plafond général : 50 millions US\$ (ou son équivalent en toute autre devise) • Tout financement dans le cours normal des opérations commerciales plafonné à 18 millions US\$ (<i>ou son équivalent en toute autre devise</i>) • Tout autre financement plafonné à 2 millions US\$ (ou son équivalent en toute autre devise)
Approvisionnement de la SRN en priorité par des barils redevances CNPCI	–	<ul style="list-style-type: none"> • 2018-2023 (<i>inclus</i>) : La République du Tchad est autorisée à livrer jusqu'à 1.5m de barils par trimestre • 2024-2029: La République du Tchad est autorisée à livrer à la raffinerie la quote-part des volumes de production revenant à la SHT excédant les volumes du modèle de Glencore (<i>dans la limite de 1.5m de barils par trimestre</i>) • Dans la limite de 3.500 barils jour, la République du Tchad est autorisée à employer
Sedigui	–	<ul style="list-style-type: none"> • Dans la limite de 3.500 barils jour, la République du Tchad est autorisée à employer les barils produits par le champ de Sedigui à sa seule discrétion: pour le pays (<i>i.e. raffinerie ou autre</i>) à l'exportation <ul style="list-style-type: none"> – <i>En cas de commercialisation des barils produits par ce champ, cette commercialisation interviendra via Glencore, mais le produit de la vente ne sera pas alloué au service de la dette</i>
Autres flexibilités et avancés	–	<ul style="list-style-type: none"> • Autorisation de fermer les comptes bancaires ouverts auprès de Citi Bank et d'obtenir le paiement des montants au titre de la vente de cargaisons sur tout autre compte bancaire au choix ouvert à Paris ou à Londres • Droit de demander à Glencore une fois par semestre de fournir une liste des banques faisant partie du pool bancaire • Assouplissements des seuils de matérialité relatifs à certaines déclarations faites par la République du Tchad / SHT au titre du contrat de prépaiement