

Paris, le 22 octobre 2026

N° 22-26

Activité 9 mois 2026

- **Production du Groupe en part M&P de 39 126 bep/j sur les neuf premiers mois de 2026, en hausse de 4% par rapport à 2025, avec une accélération au T3 (+8% par rapport au T2)**
 - Production en part M&P de 13 710 b/j au Gabon
 - Production en part M&P de 3 973 b/j en Angola
 - Production de gaz en part M&P de 67,0 Mpc/j en Tanzanie
 - Production de gaz en part M&P de 10,3 Mpc/j en Colombie
 - Production d'huile en part M&P Iberoamerica de 8 558 b/j au Venezuela
- **Forte progression de la production valorisée à 521 M\$ (+32%) et du chiffre d'affaires consolidé à 574 M\$ (+17%)**
 - Prix de vente moyen de l'huile de 98,8 \$/b, en hausse de 40% par rapport à 2025
 - Contributions de 8 M\$ des activités de services et de 57 M\$ du trading d'huile, partiellement compensées par l'effet négatif de 11 M\$ des décalages d'enlèvements et réévaluation des stocks
- **Découverte de gaz prometteuse avec le puits Kasa-1X en Tanzanie**
 - Confirmation de la présence d'un réservoir gazier aux caractéristiques encourageantes
 - Production actuelle de Mnazi Bay d'environ 130 Mpc/j (78 Mpc/j en part M&P), soutenue par la demande de gaz et la mise en production des deux nouveaux puits MB-5 et MS-2
- **Poursuite des développements opérationnels en Angola et des exportations au Venezuela**
 - En Angola, découverte significative sur le puits Pacassa South West
 - Poursuite des ventes de brut au Venezuela avec trois enlèvements durant le T3
- **Avancées importantes vers la finalisation de l'acquisition des actifs de Gran Tierra en Colombie et en Équateur**
 - Obtention le 22 septembre du consentement requis des porteurs d'obligations à échéance 2031
 - Approbation le 9 octobre de la transaction par les actionnaires de Gran Tierra
 - Poursuite des procédures d'approbation réglementaire, avec une finalisation de la transaction toujours attendue d'ici la fin de l'année
- **Structure financière renforcée grâce à un refinancement de 465 M\$, portant la liquidité bancaire disponible à 505 M\$**
 - Trésorerie nette positive de 40 M\$ au 30 septembre 2026, après versement de 89 M\$ de dividendes et paiement du dépôt de 50 M\$ relatif à l'acquisition de Gran Tierra au T3
 - Refinancement finalisé début octobre, prolongeant la maturité de la dette bancaire jusqu'en octobre 2031, avec une période de grâce d'un an et des conditions de financement avantageuses
 - Liquidité bancaire disponible de 505 M\$, hors ligne de prêt d'actionnaire de 100 M\$ non tirée

Indicateurs clés pour les neuf premiers mois de 2026

		T1 2026	T2 2026	T3 2026	9 mois 2026	9 mois 2025	Variation 2026 vs. 2025
Production en part M&P							
Gabon (huile)	b/j	14 456	13 341	13 345	13 710	15 312	-10%
Angola (huile)	b/j	4 034	3 770	4 113	3 973	4 352	-9%
Tanzanie (gaz)	Mpc/j	59,4	66,2	75,3	67,0	59,8	+12%
Colombie (gaz)	Mpc/j	6,5	8,7	15,4	10,3	–	–
Total participations consolidées	bep/j	29 487	29 596	32 587	30 568	29 635	+3%
Venezuela (huile)	b/j	7 963	8 730	8 968	8 558	8 114	+5%
Production totale	bep/j	37 450	38 326	41 555	39 126	37 749	+4%
Prix de vente moyen							
Huile	\$/b	90,8	117,9	87,2	98,8	70,6	+40%
Gaz – Tanzanie	\$/Mbtu	4,13	4,13	4,12	4,13	4,02	+3%
Gaz – Colombie	\$/Mbtu	6,25	6,87	7,76	7,19	–	–
Chiffre d'affaires							
Gabon	M\$	101	130	114	345	283	+22%
Angola	M\$	25	31	36	93	72	+29%
Tanzanie	M\$	17	23	22	63	39	+62%
Colombie	M\$	4	6	11	21	–	–
Production valorisée	M\$	147	190	184	521	394	+32%
Activités de services	M\$	3	3	3	8	11	
Trading d'huile de tierces parties	M\$	–	–	57	57	102	
Retraitement des décalages d'enlèvements & réévaluation des stocks	M\$	14	10	-36	-11	-18	
Chiffre d'affaires consolidé	M\$	163	203	208	574	489	+17%

La production totale du Groupe en part M&P (incluant le Venezuela) s'élève à 39 126 bep/j pour les neuf premiers mois de 2026, en hausse de 4% par rapport à 2025.

La production consolidée du Groupe en part M&P (hors Venezuela, non consolidé dans les ventes) s'établit à 30 568 bep/j, en augmentation de 3% par rapport aux neuf premiers mois de 2025, notamment grâce à une augmentation séquentielle de 10% entre le T2 et le T3 2026.

Le prix de vente moyen de l'huile s'établit à 98,8 \$/b sur les neuf premiers mois de 2026, en hausse de 40% par rapport à 2025 (70,6 \$/b).

La production valorisée du Groupe (revenus des activités de production, hors décalages d'enlèvement et réévaluation des stocks) s'établit à 521 M\$, en hausse de 32% par rapport aux neuf premiers mois de 2025.

Les activités de services et le trading d'huile de tierces parties ont respectivement généré des revenus de 8 M\$ et 57 M\$ pour les neuf premiers mois de 2026. Le retraitement des décalages d'enlèvements, net de la réévaluation de la valeur des stocks, a eu un effet négatif de 11 M\$.

Le chiffre d'affaires consolidé pour les neuf premiers mois de 2026 s'établit à 574 M\$, en augmentation de 17% par rapport à 2025.

Point sur les activités

Gabon

La production d'huile en part M&P (80%) sur le permis d'Ezanga s'établit à 13 710 b/j pour les neuf premiers mois de 2026, en baisse de 10% par rapport à la même période en 2025. Cette diminution s'explique notamment par un arrêt programmé de production intervenu en juin, ainsi que par des problèmes d'injection d'eau en cours de résolution. Une campagne de stimulation de puits doit débuter d'ici la fin de l'année afin d'améliorer le potentiel de production du champ.

Sur le plan de l'exploration, la campagne d'acquisition sismique sur le permis d'Ezanga s'est achevée avec succès, couvrant un total de 575 km, sans accident avec arrêt de travail après 568 jours d'opérations.

Par ailleurs, les discussions avec les autorités gabonaises sont bien avancées en vue du développement de la licence gazière d'Etekamba, avec un programme de forage d'un à deux puits envisagé en 2027.

Angola

La production d'huile en part M&P sur les Blocs 3/05 (20%) et 3/05A (26,7%) s'établit à 3 973 b/j pour les neuf premiers mois de 2026, en baisse de 9% par rapport à la même période en 2025.

Le programme de forage engagé en avril 2026 sur le Bloc 3/05 se poursuit. Le puits Pacassa South West a confirmé la présence d'huile, avec une colonne de 136 mètres, et les volumes en place estimés sont de l'ordre de 70 Mb en 100%. Des difficultés opérationnelles ont toutefois conduit à reporter sa complétion, désormais prévue après le forage du puits Impala-2, pour une mise en production attendue au premier trimestre 2027.

Le forage du puits de développement Impala-2 a débuté en octobre, avec une mise en production prévue en janvier 2027. Les données recueillies contribueront à l'optimisation du programme de redéveloppement du champ d'Impala.

Une étape supplémentaire a été franchie dans la finalisation de l'acquisition par M&P de participations supplémentaires auprès d'Etu Energias dans les Blocs 3/05 & 3/05A (respectivement 3,33% et 3,66%) avec la publication début octobre par le ministère angolais des Ressources Minérales, du Pétrole et du Gaz (« MIREMPET ») du décret exécutif relatif au Bloc 3/05. La finalisation de la transaction ne dépend donc plus que de la publication du décret correspondant au Bloc 3/05A.

Par ailleurs, la centrale photovoltaïque Quilemba Solar a débuté sa production mi-juillet 2026.

Venezuela

La production d'huile en part M&P Iberoamerica (40%) sur le champ d'Urdaneta Oeste s'établit à 8 558 b/j pour les neuf premiers mois de 2026, en hausse de 5% par rapport à la même période en 2025.

Les opérations de forage et de workover, reprises en mars 2026, se poursuivent. Le programme de l'année reste principalement consacré à l'optimisation des puits existants, avant le lancement d'une campagne de forage prévue en 2027.

Les ventes de brut se poursuivent, avec trois nouveaux enlèvements réalisés au troisième trimestre après la reprise des exportations en juin 2026. Le rythme des enlèvements devrait rester régulier au cours des prochains mois.

Tanzanie

La production de gaz en part M&P (60%) sur le permis de Mnazi Bay s'établit à 67,0 Mpc/j pour les neuf premiers mois de 2026, en hausse de 12% par rapport à la même période en 2025.

La mise en production des puits MB-5 et MS-2, forés au premier semestre, a permis de porter la production actuelle du champ à environ 130 Mpc/j (78 Mpc/j en part M&P). Ces deux nouveaux puits portent le potentiel de production de l'ensemble des puits existants à près de 200 Mpc/j. Les installations de traitement ont par ailleurs été testées avec succès à une capacité de 150 Mpc/j.

Le puits d'exploration Kasa-1X, dont le forage a débuté en juin, a confirmé la présence d'un réservoir gazier aux caractéristiques encourageantes. Foré depuis la côte, le puits a atteint une cible située à 4,5 kilomètres au large, sous 400 mètres d'eau. La première pénétration, qui a mis en évidence la découverte, a été immédiatement suivie du forage en side-track d'un drain horizontal qui a intersecté 588 mètres de réservoir. Les volumes de gaz associés à cette découverte sont actuellement estimés à environ 200 Gpc en 100%, soit 120 Gpc en part M&P. La mise en production est envisagée dès novembre 2026, avec un potentiel de production attendu à 50 Mpc/j en 100%.

Colombie

La production de gaz en part M&P (61%) sur le permis de Sinu-9 s'établit à 10,3 Mpc/j pour les neuf premiers mois de 2026. Elle poursuit sa progression, atteignant 25 Mpc/j en 100% au troisième trimestre, soit 15,4 Mpc/j en part M&P.

La campagne de forage se poursuit, avec le forage en cours du puits Encantado-1X.

Le puits Magico-2X, foré entre juin et juillet 2026, avait rencontré des intervalles gazéifères dans la formation cible, dont l'épaisseur s'est toutefois révélée insuffisante pour permettre une exploitation commerciale. Le puits a donc été bouché et abandonné. Les données acquises permettront d'affiner la caractérisation géologique du permis et d'optimiser la poursuite de la campagne d'exploration.

Enfin, la mise en service début octobre de la première boucle du gazoduc vers Jobo a permis de porter la capacité d'exportation du bloc Sinu-9 à 40 Mpc/j.

Information sur l'acquisition en cours des actifs de Gran Tierra en Colombie et en Équateur

Le 5 août 2026, M&P a annoncé la signature d'un accord définitif de cession et d'acquisition (« SPA ») avec Gran Tierra Energy Inc. (« Gran Tierra ») en vue de l'acquisition de ses actifs en Colombie et en Équateur.

La transaction a franchi plusieurs étapes importantes au cours des dernières semaines. Le 9 octobre 2026, les actionnaires de Gran Tierra ont approuvé la cession lors d'une assemblée générale extraordinaire. Gran Tierra a également obtenu les consentements requis des porteurs de ses obligations senior garanties à échéance 2031, permettant leur transfert dans le cadre de la transaction.

Les procédures se poursuivent en vue de l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires en Colombie et en Équateur. La finalisation de la transaction demeure attendue d'ici le 31 décembre 2026.

Situation financière

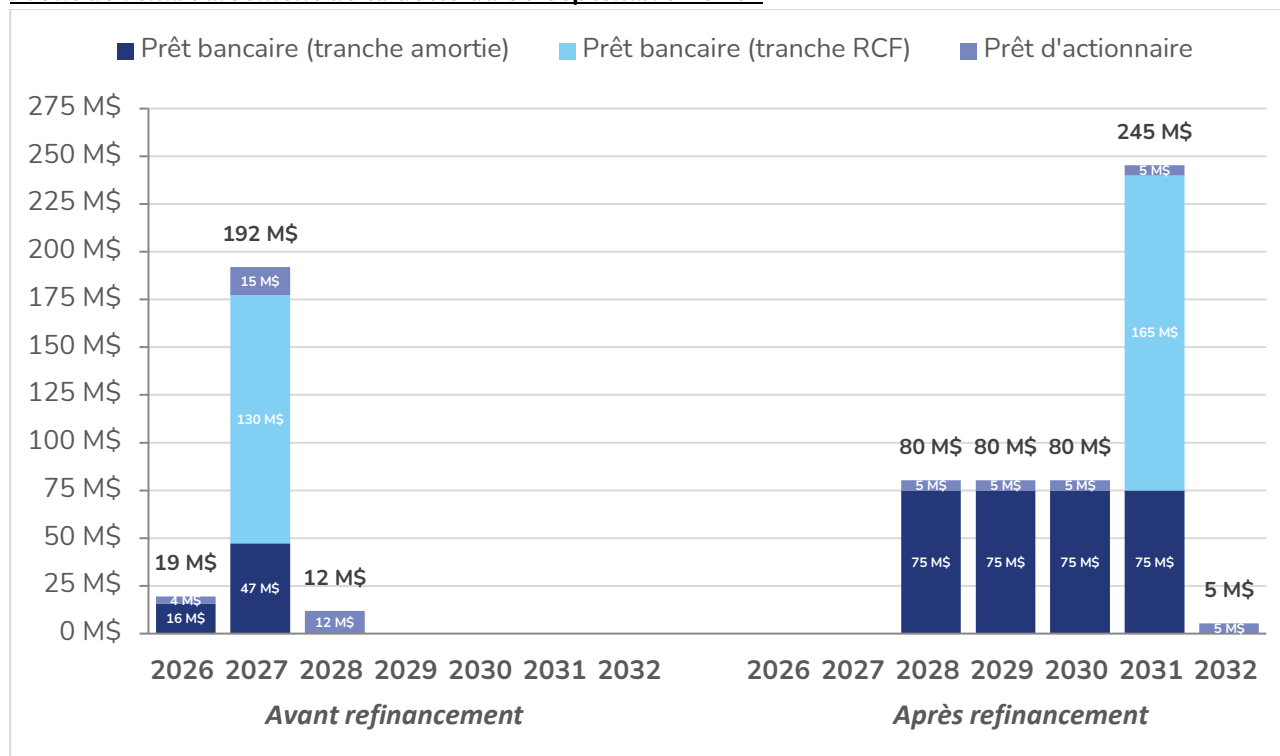
Au 30 septembre 2026, le Groupe affiche une position de trésorerie nette positive de 40 M\$, avec une trésorerie disponible de 133 M\$ et une dette brute de 93 M\$, composée de 63 M\$ de dette bancaire et de 30 M\$ de prêt d'actionnaire.

Cette position intègre notamment le versement, au cours du troisième trimestre, d'un dividende de 89 M\$ aux actionnaires ainsi que le paiement d'un dépôt de 50 M\$ dans le cadre de l'acquisition des actifs de Gran Tierra en Colombie et en Équateur.

Le 8 octobre 2026, le Groupe a finalisé le refinancement de sa dette bancaire, portant le montant total de sa facilité bancaire à 465 M\$, répartis entre une tranche de prêt à terme de 300 M\$ et une tranche de crédit renouvelable (« RCF ») de 165 M\$. Ce refinancement permet d'étendre la maturité de la dette bancaire jusqu'en octobre 2031, avec une période de grâce d'un an, tout en bénéficiant de conditions avantageuses (SOFR + 2,25% et SOFR + 2,50% respectivement pour les tranches à terme et renouvelables). La maturité du prêt d'actionnaire de 27 M\$ a également été prolongée à six ans, jusqu'en octobre 2032.

À l'issue de cette opération, la liquidité bancaire disponible du Groupe s'établit à 505 M\$, dont 133 M\$ de trésorerie. Le Groupe dispose par ailleurs d'une ligne supplémentaire de prêt d'actionnaire de 100 M\$ non tirée.

Profil de remboursement de la dette au 30 septembre 2026 :



Glossaire

Français		Anglais	
pieds cubes	pc	cf	cubic feet
millions de pieds cubes par jour	Mpc/j	mmcfd	million cubic feet per day
milliards de pieds cubes	Gpc	bcf	billion cubic feet
baril	b	bbl	Barrel
barils d'huile par jour	b/j	bopd	barrels of oil per day
millions de barils	Mb	mmbbls	million barrels
barils équivalent pétrole	bep	boe	barrels of oil equivalent
barils équivalent pétrole par jour	bep/j	boepd	barrels of oil equivalent per day
millions de barils équivalent pétrole	Mbep	mmboe	million barrels of oil equivalent

Plus d'informations : www.maureletprom.fr

Contacts

Maurel & Prom

Relations actionnaires

Tél. : +33 (0)1 53 83 16 45

ir@maureletprom.fr

NewCap

Relations investisseurs / médias

Tél. : +33 (0)1 44 71 98 53

maureletprom@newcap.eu

Ce document peut contenir des prévisions concernant la situation financière, les résultats, les activités et la stratégie industrielle de Maurel & Prom. Par leur nature même, les prévisions comportent des risques et des incertitudes dans la mesure où elles se fondent sur des événements ou des circonstances dont la réalisation future n'est pas certaine. Ces prévisions sont effectuées sur la base d'hypothèses que nous considérons comme raisonnables, mais qui pourraient néanmoins s'avérer inexactes et qui sont tributaires de certains facteurs de risques tels que les variations du cours du brut, les variations des taux de change, les incertitudes liées à l'évaluation de nos réserves de pétrole, les taux effectifs de production de pétrole ainsi que les coûts associés, les problèmes opérationnels, la stabilité politique, les réformes législatives et réglementaires ou encore les guerres, actes de terrorisme ou sabotages.

Maurel & Prom est cotée sur Euronext Paris
 SBF 120 – CAC Mid 60 – CAC Mid & Small – CAC All-Tradable – Eligible PEA-PME et SRD
 Isin FR0000051070 / Bloomberg MAU.FP / Reuters MAUP.PA