

Paris, le 6 août 2026
N° 21-26

Résultats du premier semestre 2026

- **Forte progression des résultats financiers grâce à une bonne performance opérationnelle et à un environnement de prix favorable**
 - Production du Groupe en part M&P de 37 890 bep/j
 - Chiffre d'affaires de 366 M\$ (+27% par rapport au premier semestre 2025) grâce au prix de vente moyen de l'huile de 103,8 \$/b, en hausse de 53% par rapport au second semestre 2025
 - EBITDA de 227 M\$ (+63%) et résultat opérationnel de 161 M\$ (+64%)
 - Résultat net consolidé de 191 M\$ (+78%) et résultat net part Groupe de 183 M\$ (+74%)
- **Développement continu des actifs et exécution des projets de croissance**
 - Reprise des ventes de brut au Venezuela grâce à la GL 50A et poursuite du programme d'interventions sur puits
 - Mise en production des puits MB-5 et MS-2 en Tanzanie et forage du puits d'exploration Kasa-1X
 - Acquisition de la licence Sinu-9 en Colombie finalisée au cours du semestre et campagne de forage en cours
 - Poursuite de la campagne de forage sur le Bloc 3/05 en Angola
- **Forte génération de flux de trésorerie permettant de poursuivre le retour aux actionnaires tout en finançant le développement du Groupe**
 - Flux de trésorerie disponible de 77 M\$ (+21% par rapport au premier semestre 2025)
 - Position de trésorerie nette positive de 257 M\$ et liquidité bancaire disponible de 500 M\$
 - Versement en août 2026 d'un dividende ordinaire de 0,38 € par action (pour un montant d'environ 90 M\$), en hausse de 15% par rapport à 2025
- **Moyens financiers renforcés pour soutenir la stratégie de croissance**
 - Accord pour le refinancement de la dette bancaire pour un montant de 465 M\$ signé en juillet 2026
 - Environ 250 M\$ de liquidité additionnelle attendue à l'issue de ce refinancement, dont la finalisation est attendue au T4 2026
- **SPA signé le 4 août pour l'acquisition des actifs de Gran Tierra en Colombie et en Équateur**
 - Portefeuille majoritairement opéré, représentant 29 026 b/j de production nette pour les six premiers mois de 2026 et 144 Mb de réserves 2P certifiées au 31 décembre 2025
 - Actifs de grande qualité alliant une production résiliente et un fort potentiel de croissance organique (objectif de production nette de 40 000 b/j dès 2029-2030) grâce à un important portefeuille de projets de développement, d'appréciation et d'exploration
 - Valeur totale de la transaction de 1,33 Md\$, avec une réduction significative du montant cash payable à la finalisation grâce à la reprise des obligations et de la facilité de prépaiement existantes ; finalisation attendue aux alentours du 31 décembre 2026

Principaux agrégats financiers au premier semestre 2026

en M\$	S1 2026	S1 2025	Variation
Compte de résultat			
Chiffre d'affaires	366	289	+27%
Dépenses d'exploitation et d'administration	-108	-102	
Redevances et taxes liées à l'activité	-43	-34	
Variation de position de sur/sous-enlèvement	12	39	
Achat d'huile à des tiers	–	-52	
Autre	–	–	
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	227	140	+63%
Dotations amortissements et provisions et dépréciation	-68	-42	
Charges d'exploration	-3	-2	
Autre	6	3	
Résultat opérationnel	161	98	+64%
Charges financières nettes	-9	-4	
Impôts sur les résultats	-3	-46	
Quote-part des sociétés mises en équivalence	40	59	
Résultat net consolidé	191	107	+78%
<i>Dont résultat net consolidé courant</i>	<i>188</i>	<i>106</i>	<i>+77%</i>
Dont résultat net en part Groupe	183	104	+74%
Dont participations ne donnant pas le contrôle	7	4	
Flux de trésorerie			
Flux avant impôts	226	145	
Impôts sur les résultats payés	-65	-72	
Flux généré par les opérations avant variation du B.F.R.	161	73	+121%
Variation du besoin en fonds de roulement	-38	35	
Flux généré par les opérations	123	108	+14%
Investissements de développement	-134	-65	
Investissements d'exploration	-10	-4	
Acquisitions et cession d'actifs	96	-22	
Dividendes reçus	2	47	
Flux de trésorerie disponible	77	64	+21%
Service net de la dette	-167	-34	
Dividendes distribués	–	–	
Autre	–	1	
Variation de trésorerie	31	31	
Trésorerie et endettement			
	30/06/2026	31/12/2025	
Solde de trésorerie fin de période	370	460	
Endettement brut fin de période	113	282	
Endettement net fin de période	-257	-179	

Le Conseil d'administration des Établissements Maurel & Prom S.A. (« M&P », « le Groupe »), réuni le 5 août 2026, a arrêté les comptes semestriels au 30 juin 2026.

Olivier de Langavant, Directeur Général de Maurel & Prom, a déclaré : « *Le premier semestre 2026 illustre la capacité de M&P à conjuguer croissance, discipline financière et création de valeur. Portés par un environnement de prix favorable et la bonne performance de nos actifs, nous enregistrons une progression significative de nos principaux indicateurs financiers tout en conservant une structure financière particulièrement solide. Nous avons poursuivi l'exécution de nos projets de développement, avec notamment l'intégration de Sinu-9 en Colombie, la mise en production de nouveaux puits en Tanzanie et la reprise des exportations de brut au Venezuela. La génération de trésorerie du Groupe nous permet de poursuivre notre politique de retour aux actionnaires tout en finançant nos investissements. Nous sommes particulièrement heureux d'avoir annoncé hier l'acquisition des actifs de Gran Tierra en Colombie et en Équateur. Cette transaction illustre l'ambition de notre stratégie de croissance ainsi que notre capacité à mobiliser notre solide position de trésorerie et notre flexibilité financière pour saisir des opportunités. Elle ouvre une nouvelle phase de développement pour le Groupe, que nous abordons avec confiance et ambition.* »

Performance financière

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe au premier semestre 2026 s'élève à 366 M\$, en augmentation de 27 % par rapport au premier semestre 2025 (289 M\$), principalement portée par la hausse de 46 % du prix de vente moyen de l'huile à 103,8 \$/b, ainsi que par un impact positif de 27 M\$ lié au retraitement des décalages d'enlèvements et à la revalorisation des stocks.

Les dépenses d'exploitation et d'administration s'établissent à 108 M\$ sur la période. Les redevances et taxes liées à l'activité s'élèvent à 43 M\$.

L'excédent brut d'exploitation (EBITDA) s'établit à 227 M\$. Les dotations et reprises aux amortissements s'élèvent à 68 M\$, et les charges d'exploration à 3 M\$. Le résultat opérationnel s'établit à 161 M\$, après prise en compte d'autres produits pour 6 M\$, dont un produit de 8 M\$ au titre du complément de prix reçu pour la cession de la participation dans Seplat Energy, et 2 M\$ de charges liées aux activités de M&A.

Après intégration du résultat financier (structurellement négatif à 9 M\$), de l'impôt sur les sociétés (3 M\$), et de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence (40 M\$ au titre de la participation de 40% dans Petroregional del Lago (« PRDL ») au Venezuela), le résultat net consolidé du Groupe ressort à 191 M\$ au premier semestre 2026 (dont 188 M\$ de résultat net consolidé courant). Le résultat net en part Groupe est de 183 M\$, en augmentation de 74% par rapport au premier semestre 2025.

Du point de vue des flux de trésorerie, le flux généré par les opérations avant variation du besoin en fonds de roulement au premier semestre 2026 s'élève à 161 M\$. La variation du besoin en fonds de roulement a eu un impact négatif de 38 M\$ sur la période, et en conséquence le flux généré par les opérations est de 123 M\$, contre 108 M\$ au premier semestre 2025.

Le Groupe a enregistré 134 M\$ d'investissements de développement (dont 87 M\$ au Gabon, 17 M\$ en Angola, 18 M\$ en Tanzanie et 11 M\$ en Colombie) et 10 M\$ d'investissements d'exploration (dont 2 M\$ au Gabon, notamment au titre de l'acquisition de données sismiques en cours, 7 M\$ en Tanzanie avec le forage du puits d'exploration Kasa-1X et 1 M\$ en Colombie). Les encaissements nets de 96 M\$ liés aux acquisitions et cessions d'actifs correspondent principalement à la réception du solde du prix de cession des titres Seplat Energy (258 M\$) et à la restitution du dépôt versé à Etu Energias (6 M\$), compensés par un décaissement de 168 M\$ au titre de l'acquisition de la licence Sinu-9 en Colombie.

M&P a reçu 2 M\$ de dividendes de PRDL au Venezuela au cours du premier semestre 2026.

Le flux de trésorerie disponible est de 77 M\$ pour le premier semestre 2026.

Le service net de la dette s'élève à 167 M\$, dont 39 M\$ de remboursement de principal et 130 M\$ de remboursement de RCF. En conséquence, la variation de trésorerie est négative de 90 M\$.

Situation financière

Le Groupe affiche une position de trésorerie nette positive de 257 M\$ au 30 juin 2026, contre 179 M\$ au 31 décembre 2025. La trésorerie s'élève à 370 M\$, tandis que la dette brute atteint 113 M\$, composée de 79 M\$ de dette bancaire (intégralement sous forme de prêt à terme, la tranche de RCF (« revolving credit facility ») de 130 M\$ demeurant non tirée) et de 34 M\$ de prêt d'actionnaire.

La liquidité disponible s'élève à 500 M\$ au 30 juin 2026, comprenant la trésorerie disponible et la tranche de RCF non tirée. Le Groupe dispose par ailleurs d'une tranche de 100 M\$ de prêt d'actionnaire non tirée.

Le 10 juillet 2026, le Groupe a signé un accord avec ses banques en vue du refinancement de sa dette bancaire. Cet accord prévoit la mise en place d'une facilité de 465 M\$ d'une maturité de cinq ans, comprenant 300 M\$ de prêt à terme et 165 M\$ de RCF. Ce refinancement devrait générer environ 250 M\$ de liquidité additionnelle. La satisfaction des conditions préalables à sa finalisation est attendue d'ici début octobre 2026.

Acquisition 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. Le portefeuille acquis représentait une production en part M&P de 29 026 b/j au premier semestre 2026 ainsi que 144 Mb de réserves 2P certifiées au 31 décembre 2025 (hors actifs de Tisquirama acquis au T1 2026).

Le portefeuille acquis est majoritairement opéré et comprend des actifs en production, des projets de développement ainsi que des permis d'exploration répartis dans les bassins de Middle Magdalena Valley, Putumayo et Llanos en Colombie, ainsi que dans le bassin Oriente en Équateur. La production est entièrement constituée d'huile et bénéficie d'infrastructures existantes de traitement, de stockage et de transport, ainsi que de plusieurs voies d'évacuation de la production.

L'exécution du vaste portefeuille de projets de développement et d'exploration des actifs acquis devrait permettre de porter la production en part M&P à environ 40 000 b/j à l'horizon 2029-2030.

La valeur totale de la Transaction s'élève à 1,33 Md\$, sous réserve des ajustements habituels, avec une date d'effet économique fixée au 31 mars 2026. M&P a versé un dépôt de 50 M\$ à la signature du SPA, tandis que 65 M\$ seront versés 364 jours après la finalisation. Une part substantielle de la contrepartie sera acquittée par la reprise des obligations senior existantes de Gran Tierra (582 M\$ en circulation au 30 juin 2026) ainsi que de la facilité de prépaiement de 350 M\$, réduisant significativement la contrepartie en numéraire à verser par M&P à la finalisation.

La finalisation de la Transaction est attendue aux alentours du 31 décembre 2026. Des informations complémentaires figurent dans le communiqué de presse dédié publié par M&P le 5 août 2026.

Point sur les activités

		T1 2026	T2 2026	S1 2026	S1 2025	S2 2025	Variation S1 2026 vs. S1 2025 S2 2025	
Production en part M&P								
Gabon (huile)	b/j	14 456	13 341	13 896	15 516	13 823	-10%	+1%
Angola (huile)	b/j	4 034	3 770	3 901	4 316	4 265	-10%	-9%
Tanzanie (gaz)	Mpc/j	59,4	66,2	62,8	58,7	60,7	+7%	+4%
Colombie (gaz)	Mpc/j	6,5	8,7	7,6	—	—	N/A	N/A
Total participations consolidées	bep/j	29 487	29 596	29 542	29 620	28 198	0%	+5%
Venezuela (huile)	b/j	7 963	8 730	8 349	8 017	8 430	+4%	-1%
Production totale	bep/j	37 450	38 326	37 890	37 637	36 628	+1%	+3%

Prix de vente moyen								
Huile	\$/b	90,8	117,6	103,8	70,9	68,0	+46%	+53%
Gaz – Tanzanie	\$/Mbtu	4,13	4,13	4,13	4,02	4,02	+3%	+3%
Gaz – Colombie	\$/Mbtu	6,25	6,87	6,61	–	–	–	–

Chiffre d'affaires								
Gabon	M\$	101	127	228	190	169	+20%	+34%
Angola	M\$	25	31	56	48	45	+17%	+26%
Tanzanie	M\$	17	23	40	23	29	+75%	+40%
Colombie	M\$	4	6	9	–	–	N/A	N/A
Production valorisée	M\$	147	187	334	261	243	+28%	+37%
Activités de services	M\$	3	3	5	9	5		
Trading d'huile tierces parties	M\$	–	–	–	52	50		
Retraitement des décalages d'enlèvements & revalorisation des stocks	M\$	14	13	27	-34	-9		
Chiffre d'affaires consolidé	M\$	163	203	366	289	289	+27%	+27%

Gabon

La production d'huile en part M&P (80%) sur le permis d'Ezanga s'établit à 13 896 b/j au premier semestre 2026, en hausse de 1% par rapport au second semestre 2025.

La production d'Ezanga au deuxième trimestre 2026 a notamment été affectée par un arrêt programmé consacré à la maintenance générale du champ. La production actuelle (juillet) s'établit à environ 17 500 b/j (à 100%), soit 14 000 b/j en part M&P.

Le forage du puits Mouletsi-2, sur le permis gazier d'Etekamba, s'est achevé fin février 2026 avec des résultats positifs. Les essais de production ont confirmé un potentiel d'environ 25 Mpc/j. Ce puits marque une étape importante dans le développement du Groupe au Gabon, puisqu'il s'agit du premier puits de gaz foré par M&P dans le pays. Les études de géosciences se poursuivent afin d'évaluer le potentiel d'exploration du bloc. Les discussions commerciales progressent en parallèle avec la République gabonaise.

Angola

La production en part M&P des Blocs 3/05 (20%) et 3/05A (26,7%) s'établit à 3 901 b/j au premier semestre 2026, en baisse de 9% par rapport au second semestre 2025.

La production au deuxième trimestre 2026 a été affectée par des arrêts liés au positionnement de l'unité de forage au-dessus de la plateforme Pacassa, ainsi que par un arrêt programmé du système de compression de gaz.

Le programme de forage de deux puits sur le Bloc 3/05 est en cours. Le puits Pacassa South West, dont le forage a débuté début avril, constitue le premier puits de cette campagne. Le programme pourrait générer environ 9 000 b/j de production supplémentaire (à 100%), tout en permettant d'évaluer des ressources additionnelles.

La construction de la centrale Quilemba Solar atteint maintenant sa phase finale, avec une phase de test opérationnel depuis fin juin. La mise en service est désormais prévue entre septembre et octobre.

Venezuela

La production d'huile en part M&P Iberoamerica (40%) sur le champ d'Urdaneta Oeste s'établit à 8 349 b/j au premier semestre 2026, en recul de 1% par rapport au second semestre 2025.

Ce léger recul s'explique notamment par un arrêt programmé du système de compression de gaz en février pour des opérations de maintenance. La production actuelle (juillet) s'établit à environ 22 500 b/j (à 100%), soit 9 000 b/j en part M&P Iberoamerica.

Le 18 février 2026, l'Office of Foreign Assets Control (« OFAC ») du Département du Trésor des États-Unis a émis la General License 50A (« GL 50A »), qui mentionne expressément M&P parmi les entités autorisées à réaliser certaines transactions liées aux opérations pétrolières et gazières au Venezuela. Cette licence fournit un cadre réglementaire stable pour les activités du Groupe dans le pays.

Les activités de l'appareil de forage et de workover se poursuivent depuis mars. Le programme 2026 reste principalement axé sur des interventions sur les puits existants, avant le lancement d'une campagne de forage à partir de 2027.

La reprise des ventes de brut, rendue possible par la GL 50A, s'est concrétisée par un premier enlèvement de 0,5 Mb en juin 2026. Un second enlèvement d'environ 1 Mb est prévu fin juillet, et le rythme des exportations devrait se régulariser au cours du second semestre 2026.

Le 24 juin, deux puissants séismes ont frappé le Venezuela. L'ensemble des collaborateurs du Groupe dans le pays ainsi que leurs familles sont sains et saufs. Les inspections réalisées sur les installations n'ont révélé aucun dommage aux infrastructures ni aucun impact sur les opérations. Le Groupe a par ailleurs mis en œuvre plusieurs mesures d'aide humanitaire afin de soutenir ses employés et les populations locales, en coordination avec les autorités vénézuéliennes.

Tanzanie

La production de gaz en part M&P (60%) sur le permis de Mnazi Bay s'établit à 62,8 Mpc/j au premier semestre 2026, en hausse de 4% par rapport au second semestre 2025.

Les puits MB-5 et MS-2 ont été forés au cours du premier semestre 2026 et sont désormais en production, après avoir été testés respectivement à 47 Mpc/j et 50 Mpc/j (à 100%). Ces deux puits portent le potentiel de production des puits existants à près de 200 Mpc/j. Les installations de production ont quant à elles été testées avec succès à une capacité de 150 Mpc/j, supérieure à la capacité nominale de 130 Mpc/j. La production du champ sur la première quinzaine de juillet s'établit à environ 125 Mpc/j (à 100%), soit environ 75 Mpc/j en part M&P.

La campagne se poursuit avec le démarrage du forage mi-juin du puits d'exploration Kasa-1X.

La forte progression du chiffre d'affaires (+40% par rapport au second semestre 2025) s'explique par la campagne de forage en cours, qui a mécaniquement augmenté la part des revenus reversée aux partenaires au titre de la récupération des coûts.

Colombie

La production de gaz en part M&P (61%) sur le permis de Sinu-9 s'établit à 7,6 Mpc/j au premier semestre 2026.

Les intervalles de gaz rencontrés par le puits Magico-2X dans la formation ciblée n'ayant pas présenté une épaisseur suffisante pour justifier une mise en production commerciale, le puits a été abandonné. Les données acquises seront intégrées aux travaux de caractérisation géologique du bloc afin d'optimiser la poursuite de la campagne.

La campagne de forage se poursuit sur le bloc Sinu-9. Elle prévoit toujours six puits fermes, ainsi que deux puits contingents, et reste destinée à poursuivre la mise en valeur du potentiel identifié sur le permis. La production à fin juillet s'établit à environ 18 Mpc/j en part M&P, soit 30 Mpc/j à 100%.

La mise en service de la première boucle du gazoduc vers Jobo est en cours et devrait être achevée dans les prochaines semaines. Elle permettra de porter la capacité d'export du bloc Sinu-9 de 30 Mpc/j actuellement à 40–45 Mpc/j.

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