

Paris, le 29 janvier 2026

N° 04-26

Activité pour l'année 2025

- **Production en part M&P en 2025 : 37 096 bep/j, en augmentation de 2% par rapport à 2024**
 - Production en part M&P de 14 662 b/j au Gabon, en baisse de 6% par rapport à 2024
 - Production en part M&P de 4 289 b/j en Angola, stable par rapport à 2024
 - Production de gaz en part M&P de 59,7 Mpc/j en Tanzanie, en recul de 3% par rapport à 2024
 - Production d'huile en part M&P de 8 194 b/j au Venezuela, en hausse de 34% par rapport à 2024
- **Production valorisée de 504 M\$ et chiffre d'affaires de 578 M\$**
 - Prix de vente moyen de l'huile de 69,4 \$/b, en baisse de 14% par rapport à 2024 (80,3 \$/b)
 - Contribution au chiffre d'affaires de 14 M\$ pour les activités de services et de 102 M\$ pour le trading d'huile pour le compte de tiers
 - Impact négatif de 42 M\$ des décalages d'enlèvements et de la revalorisation des stocks
- **Rotation majeure du portefeuille d'actifs, visant au recentrage sur la détention directe d'actifs à fort potentiel de développement**
 - Cession de la participation de 20,07 % dans Seplat Energy à Heirs Energies pour 496 M\$
 - Finalisation de l'acquisition de la participation de 61% dans le permis gazier de Sinu-9 en Colombie
 - Entrée sur le Bloc 3/24 en Angola, contenant plusieurs découvertes établies de pétrole et de gaz
 - Signature en décembre d'un SPA en vue de l'acquisition des intérêts d'Azule Energy dans les Blocs 14 & 14K en Angola, sous réserve des conditions usuelles, en particulier des droits de préemption
- **Activités de forage soutenues pour le développement des réserves et de la production**
 - Au Gabon, en parallèle de la campagne de forage continue de puits de développement sur le permis d'Ezanga, forage en cours d'un puits d'exploration sur le permis d'Etekamba
 - En Tanzanie, début d'une campagne de trois puits sur le permis de Mnazi Bay afin d'augmenter significativement le potentiel de production du champ
 - En Colombie, début de la campagne de six puits d'exploration sur Sinu-9 début février
- **Réserves 2P en part M&P au 31 décembre 2025 : 295 Mbep**
 - Réserves en augmentation 28% après retraitement de la production 2025
 - Augmentation significative des réserves détenues au Venezuela, qui s'élèvent désormais à 148 Mb
- **Position de trésorerie nette positive plaçant le Groupe dans les meilleures dispositions pour ses futures opérations de croissance externe**
 - Position de trésorerie nette positive de 178 M\$ (460 M\$ de trésorerie et 282 M\$ de dette)
 - Position avant impact des opérations de M&A en janvier 2026 : 170 M\$ de trésorerie nette supplémentaire (248 M\$ pour la cession de Seplat Energy, moins 78 M\$ pour la finalisation de Sinu-9)

Indicateurs clés pour l'année 2025

		T1 2025	T2 2025	T3 2025	T4 2025	2025	2024	Variation 2025 vs. 2024
Production en part M&P								
Gabon (huile)	b/j	15 684	15 350	14 910	12 735	14 662	15 582	-6%
Angola (huile)	b/j	4 478	4 151	4 427	4 102	4 289	4 302	-0%
Tanzanie (gaz)	Mpc/j	60,8	56,7	62,0	59,3	59,7	61,4	-3%
Total participations consolidées	bep/j	30 298	28 945	29 669	26 728	28 902	30 125	-4%
Venezuela (huile)	b/j	8 236	7 801	8 304	8 430	8 194	6 098	+34%
Production totale	bep/j	38 534	36 746	37 973	35 158	37 096	36 222	+2%
Prix de vente moyen								
Huile	\$/b	74,9	69,7	70,2	64,3	69,4	80,3	-14%
Gaz	\$/Mbtu	4,02	4,02	4,02	4,02	4,02	3,90	+3%
Chiffre d'affaires								
Gabon	M\$	98	92	93	76	359	437	-18%
Angola	M\$	26	22	24	21	93	109	-15%
Tanzanie	M\$	11	12	16	13	52	48	+8%
Production valorisée	M\$	136	125	133	110	504	593	-15%
Activités de services	M\$	4	5	2	2	14	39	
Trading d'huile pour le compte de tiers	M\$	-	52	50	-	102	125	
Retraitement des décalages d'enlèvements & revalorisation des stocks	M\$	-76	42	15	-24	-42	51	
Chiffre d'affaires consolidé	M\$	64	224	201	88	578	808	-29%

La production totale du Groupe en part M&P (incluant le Venezuela) s'élève à 37 096 bep/j pour l'année 2025, en hausse de 2% par rapport à 2024.

La production consolidée du Groupe en part M&P (hors Venezuela, non consolidé dans les ventes) s'établit à 28 902 bep/j, en baisse de 4% par rapport à 2024. Le prix de vente moyen de l'huile s'établit à 69,4 \$/b, en recul de 14% par rapport à 2024 (80,3 \$/b).

La production valorisée du Groupe (revenus des activités de production, hors décalages d'enlèvement et réévaluation des stocks) s'établit à 504 M\$.

Les activités de services et les activités de trading pour tiers ont généré des revenus de 14 M\$ sur l'exercice 2025. Le retraitement des décalages d'enlèvements, net de la réévaluation de la valeur des stocks a eu un effet négatif de 42 M\$.

Le chiffre d'affaires consolidé pour l'année 2025 s'établit à 578 M\$.

Olivier de Langavant, Directeur Général de M&P, a déclaré : « Le Groupe est entré dans une phase active de croissance, articulée autour du développement de ses actifs existants et d'une stratégie de croissance externe appelée à s'accélérer. La cession de notre participation dans Seplat Energy constitue une étape clé de cette dynamique : elle nous permet de cristalliser la valeur créée et de nous doter de capacités financières très significatives. Cette flexibilité renforcée nous donne les moyens d'accélérer la saisie des opportunités d'acquisitions créatrices de valeur, en ligne avec notre ambition de renforcer la part d'actifs opérés à fort potentiel de développement. »

Activités de production

Gabon

La production d'huile en part M&P (80%) sur le permis d'Ezanga s'élève à 14 662 b/j en 2025, en baisse de 6% par rapport à 2024. Le T4 2025 a été marqué par des problèmes de pression dans le pipeline d'export, ce qui a entraîné une réduction de la production en novembre et décembre 2025. La situation est revenue à la normale en janvier 2026. Le potentiel cumulé des puits est en même temps en hausse à environ 22 000 b/j (à 100%, soit 17 600 b/j en part M&P).

Le forage Mouletsi-2 sur le permis gazier d'Etekamba a permis de retrouver les niveaux à gaz rencontrés sur le puits Mouletsi-1 dans les formations du Gamba et du Dentale. La mise en production est attendue d'ici la fin de l'année 2026.

Angola

La production en part M&P des Blocs 3/05 (20%) et 3/05A (26,7%) s'élève à 4 289 b/j pour l'année 2025, stable par rapport au niveau de 2024.

La construction de la centrale Quilemba Solar avance conformément au plan. Sa mise en réseau est prévue à mi-année.

Tanzanie

La production de gaz en part M&P (60%) sur le permis de Mnazi Bay s'élève à 59,7 Mpc/j en 2025, en baisse de 3% par rapport à 2024.

L'appareil de forage est désormais mobilisé sur site pour la campagne de forage de trois puits. Le spud initialement prévu en décembre aura finalement lieu durant la première quinzaine de février. Ces puits permettront de remonter durablement le potentiel de production du champ (à 100%), qui se situe aujourd'hui autour de 100 Mpc/j, au-delà des 130 Mpc/j de capacité des installations.

Venezuela

La production d'huile en part M&P Iberoamerica (40%) sur le champ d'Urdaneta Oeste s'élève à 8 194 b/j en 2025, en augmentation de 34% par rapport à 2024.

À la suite de l'expiration, le 27 mai 2025, de la licence délivrée par l'Office of Foreign Assets Control (« OFAC ») du Département du Trésor des États-Unis, M&P a adapté ses activités dans le pays. La production s'est poursuivie normalement, tandis que les opérations sur site ont été limitées aux travaux de reconditionnement des puits et de maintenance afin de garantir la sécurité du personnel et des installations.

M&P suit avec attention les récents développements dans le pays et confirme avoir déposé, début janvier, une nouvelle demande auprès de l'OFAC en vue d'obtenir une licence permettant le redémarrage de l'ensemble de ses activités sur le champ d'Urdaneta Oeste. M&P espère une reprise prochaine de ses opérations, qui contribueront au redéveloppement du secteur pétrolier vénézuélien.

Cession de la participation de 20,07% dans Seplat Energy

M&P a conclu le 30 décembre 2025 un accord définitif relatif à la cession de l'intégralité de sa détention de 120,4 millions d'actions, représentant 20,07% du capital, dans Seplat Energy Plc (« Seplat »), l'un des principaux producteurs indépendants d'énergie au Nigeria, coté sur le London Stock Exchange et le Nigerian Exchange, à Heirs Energies Ltd (« Heirs Energies »).

La cession a été réalisée sur la base d'un prix de 305 pence par action, correspondant à un prix de cession total de 496 M\$, comprenant un premier paiement de 248 M\$ reçu le 31 décembre 2025, le solde étant payable sous 30 jours et garanti par une lettre de crédit irrévocable.

M&P est l'un des trois fondateurs de Seplat et en a été le premier actionnaire depuis sa création en 2010. Le Groupe a accompagné Seplat tout au long de son développement, contribuant à en faire un acteur de premier plan du secteur énergétique nigérian, disposant d'un portefeuille diversifié dans le pétrole et le gaz, et jouant un rôle clé dans la sécurité énergétique du Nigeria.

Cette opération intervient à un moment que M&P considère particulièrement opportun pour monétiser cette participation et réallouer ses ressources vers des investissements directs dans des actifs pétroliers et gaziers, en ligne avec la stratégie de croissance que le Groupe entend résolument accélérer. M&P se félicite par ailleurs du transfert de sa participation à Heirs Energies, filiale du groupe d'investissement panafricain de premier plan Heirs Holdings, et exprime sa confiance dans la capacité de Seplat à poursuivre son développement avec le soutien d'un actionnaire solide et engagé sur le long terme.

Acquisition d'une participation de 61% dans le permis gazier de Sinu-9 en Colombie

L'acquisition par M&P d'une participation totale de 61% et du rôle d'opérateur dans la licence gazière Sinu-9 en Colombie a été finalisée avec succès le 5 janvier 2026.

Les transactions se composent de deux acquisitions, pour une contrepartie totale de 229 M\$:

- Une participation de 40% acquise auprès de MKMS Enerji Anonim Sirketi S.A. (filiale de NG Energy International Corp). L'accord a été signé le 9 février 2025, avec une date d'effet économique au 1^{er} février 2025 ;
- Une participation complémentaire de 21% acquise auprès de Desarrolladora Oleum S.A. de C.V. et Clean Energy Resources S.A.S, incluant le transfert du rôle d'opérateur. Les accords ont été signés le 2 juillet 2025, avec une date d'effet économique à la finalisation.

En tenant compte des paiements anticipés déjà effectués par M&P, le solde total de la contrepartie restant à verser s'élevait à 185 M\$. Sur ce montant, 78 M\$ ont été payés à la finalisation, le solde de 108 M\$ étant payable en plusieurs versements au cours de l'année 2026.

M&P détient désormais une participation de 61% dans la licence Sinu-9 et en assume le rôle d'opérateur. M&P conserve également une option lui permettant d'acquérir une participation additionnelle de 5% dans Sinu-9 auprès de NG Energy pour un montant de 18,75 M\$ dans un délai de 12 mois, sous réserve d'ajustements liés aux flux de trésorerie depuis la date d'effet économique du 1^{er} février 2025.

Sinu-9 a été mis en production en novembre 2024 dans le cadre de l'essai de long terme en cours des puits Magico-1X et Brujo-1X. Les infrastructures d'évacuation existantes permettent aujourd'hui une production à 100% de 30 Mpc/j, capacité qui sera portée à 40 Mpc/j d'ici le deuxième trimestre 2026. Le niveau de production actuel (janvier 2026) se situe environ à 14 Mpc/j (à 100%). Le démarrage de la campagne

d'exploration de six puits est prévu en février 2026, l'appareil de forage étant actuellement en cours de mobilisation et de montage.

Entrée dans le Bloc 3/24 en Angola

M&P a signé début septembre 2025 un protocole d'accord avec l'Agence Nationale du Pétrole, du Gaz et des Biocarburants d'Angola (« ANPG ») pour le contrat de service à risque (« RSC ») portant sur le Bloc 3/24 en offshore. Le RSC a été officiellement approuvé par décret présidentiel le 8 octobre 2025. Selon les termes de l'accord, Maurel & Prom Angola S.A.S. détiendra une participation de 40% dans le Bloc 3/24, aux côtés d'Afentra Plc (opérateur, 40%) et de Sonangol P&P (20%).

Ce nouvel actif renforce le partenariat de long terme de M&P en Angola et souligne son engagement à développer les ressources de manière responsable, en collaboration avec ses partenaires et les autorités angolaises.

Le protocole d'accord pour le Bloc 3/24 prévoit une période initiale de cinq ans destinée à examiner le potentiel de développement des découvertes existantes ainsi que la prospectivité de l'exploration, suivie d'une période de production de 25 ans qui sera ensuite attribuée lors du développement d'une découverte.

Le Bloc 3/24 est situé en eaux peu profondes et couvre 545 km² à proximité de champs pétroliers en production et de découvertes non développées dans les Blocs 3/05 et 3/05A. Le bloc compte cinq découvertes – Palanca North East, Quissama, Goulongo, Cefo et Kuma – toutes situées dans le même réservoir de Pinda que les champs pétroliers existants des Blocs 3/05 et 3/05A. En outre, le bloc contient l'ensemble de champs Canuku, précédemment développé, qui a produit jusqu'à 12 000 barils par jour. Le bloc comprend des découvertes estimées à plus de 130 Mb de STOIIP (huile en place) et 400 Gpc de GIIP (gaz en place).

Ces découvertes offrent une opportunité significative d'appliquer des technologies modernes afin de réaliser des développements rapides et à faible coût, reliés aux infrastructures existantes du Bloc 3/05. Plusieurs prospects d'exploration ont également été identifiés à partir des données sismiques 3D existantes.

Information sur la signature d'un SPA en vue de l'acquisition des intérêts d'Azule Energy dans les Blocs 14 & 14K au large de l'Angola

Le 10 décembre 2025, M&P a signé, au sein d'un consortium avec BW Energy Limited (« BW Energy »), un accord de cession et d'acquisition (« Sale and Purchase Agreement » ou « SPA ») avec Azule Energy Angola B.V. (« Azule Energy ») portant sur l'acquisition conjointe d'une participation de 20 % dans le Bloc 14 (dont 10 % nets pour M&P) et de 10 % dans le Bloc 14K (dont 5 % nets pour M&P), tous deux situés au large de l'Angola.

La finalisation de ces transactions conjointes reste soumise à la réception des autorisations réglementaires requises, à la réalisation d'un certain nombre de conditions suspensives usuelles et à la mise en œuvre éventuelle des droits de préemption applicables. La finalisation est attendue d'ici la mi-2026.

Réserves du Groupe au 31 décembre 2025

Les réserves du Groupe correspondent aux volumes d'hydrocarbures techniquement récupérables représentatifs de quote-part d'intérêts du Groupe dans des permis déjà en production et de ceux mis en évidence par les puits de découverte et de délinéation qui peuvent être exploités commercialement. Ces réserves au 31 décembre 2025 ont été certifiées par DeGolyer and MacNaughton.

Les réserves 2P du Groupe s'élèvent à 294,8 Mbep au 31 décembre 2025, dont 167,3 Mbep de réserves prouvées (1P).

Réserves 2P en part M&P :

	Gabon Huile (Mb)	Angola Huile (Mb)	Tanzanie Gaz (Gpc)	Total actifs consolidés Huile eq. (Mbep)	Venezuela Huile (Mb)	Total Groupe Huile eq. (Mbep)
Réserves 2P au 31/12/2024	115,0	21,5	165,8	164,1	80,0	244,1
<i>Production</i>	-5,4	-1,6	-21,8	-10,5	-3,0	-13,5
<i>Révision</i>	-8,2	+0,9	+2,2	-6,9	+71,1	+64,2
Réserves 2P au 31/12/2025	101,4	20,8	146,2	146,6	148,1	294,8
<i>Dont réserves 1P</i>	72,2	15,5	137,9	110,7	56,7	167,3
<i>Réserves 1P en % des 2P</i>	71%	75%	94%	75%	38%	57%

Note : Taux de conversion gaz-pétrole de 6 Gpc/Mbep

L'augmentation significative des réserves au Venezuela tient aux études géosciences réalisées durant l'année 2025, qui confirment largement le potentiel de zones précédemment considérées comme non prouvées.

Ces réserves n'incluent pas les réserves sur l'actif de Sinu-9 en Colombie, la finalisation de l'acquisition ayant eu lieu début janvier.

Situation financière

Le Groupe affiche une situation de trésorerie nette positive de 178 M\$ au 31 décembre 2025, contre une position de trésorerie nette positive de 34 M\$ à fin décembre 2024.

La position de trésorerie s'établit à 460 M\$ à fin décembre. La dette brute s'élève à 282 M\$, dont 240 M\$ de prêt bancaire, comprenant 110 M\$ de prêt à terme et 130 M\$ de tranche RCF (« revolving credit facility ») tirée, et 42 M\$ de prêt d'actionnaire.

La position de trésorerie s'explique notamment par la réception, le 31 décembre 2025, d'un premier paiement de 248 M\$ au titre de la cession par M&P de sa participation dans Seplat. Il convient toutefois de noter que cette position de trésorerie n'intègre pas :

- Le déboursement de 78 M\$ intervenu début janvier dans le cadre de la finalisation de l'acquisition de la participation de 61 % dans Sinu-9 ;
- La réception d'un second paiement 248 M\$, attendu fin janvier, correspondant au solde de la cession de la participation dans Seplat.

Les discussions se poursuivent en vue du refinancement du prêt bancaire afin d'en augmenter le montant et étendre la durée au-delà de sa maturité actuelle en juillet 2027.

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
CAC Mid & Small – CAC All-Tradable – Eligible PEA-PME et SRD
Isin FR0000051070 / Bloomberg MAU.FP / Reuters MAUP.PA