

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

30 JUIN 2026



MP
MAUREL & PROM

Contents

1	ACTIVITÉ DU GROUPE AU PREMIER SEMESTRE 2026	1
1.1	Performance financière	2
1.2	Activités de production	3

2	CAPITAL ET VIE SOCIALE	5
2.1	Assemblée générale	5
2.2	Nombre total de droits de vote et d'actions composant le capital	5
2.3	Risques et incertitudes	5

3	ÉTATS FINANCIERS RÉSUMÉS CONSOLIDÉS DU GROUPE	6
3.1	État de la situation financière	6
3.2	État consolidé du résultat global	7
3.3	Variation des capitaux propres	8
3.4	Tableau de flux de trésorerie	9
3.5	Annexes aux états financiers résumés consolidés	10

4	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2026	26
----------	--	-----------

5	ATTESTATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL	27
----------	---	-----------

1 ACTIVITÉ DU GROUPE AU PREMIER SEMESTRE 2026

(en millions de dollars)

Compte de résultat	S1 2026	S1 2025	Variation
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	
Marketing d'huile tierces parties	0	(52)	
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	227	140	63 %
Dotations amortissements et provisions et dépréciation et perte de valeur des actifs en production et développement	(68)	(42)	
Charges et perte de valeur des actifs d'exploration	(3)	(2)	
Autre	6	3	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	161	98	64 %
Résultat financier	(9)	(4)	
Impôts sur les résultats	(3)	(46)	
Quote-part des sociétés mises en équivalence	40	59	
RÉSULTAT NET	191	107	78 %
<i>Dont résultat net courant ^(a)</i>	<i>188</i>	<i>106</i>	<i>77 %</i>
Dont résultat net part Groupe	183	104	74 %
Dont participation ne donnant pas le contrôle	7	4	

(a) Réconciliation du résultat net courant disponible en note 3.5.4.1

Flux de trésorerie	S1 2026	S1 2025	Variation
Flux avant impôts	226	145	
Impôts sur les résultats payés	(65)	(72)	
FLUX GÉNÉRÉS PAR LES OPÉRATIONS AVANT VARIATION DU B.F.R.	161	73	121 %
Variation du besoin en fonds de roulement	(38)	35	
FLUX GÉNÉRÉS PAR LES OPÉRATIONS	123	108	14 %
Investissements de développement	(134)	(65)	
Investissements d'exploration	(10)	(4)	
Acquisitions d'actifs	96	(22)	
Dividendes reçus	2	47	
FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLE	77	64	21 %
Charge nette de la dette	(167)	(34)	
VARIATION DE TRÉSORERIE	(90)	31	(388 %)
Solde de trésorerie début de période	460	193	
SOLDE DE TRÉSORERIE FIN DE PÉRIODE	370	225	

Trésorerie et endettement	S1 2026	31/12/2025	Variation
Solde de trésorerie fin de période	370	460	
Endettement brut fin de période	113	282	
ENDETTEMENT NET FIN DE PÉRIODE	(257)	(179)	(44 %)

Le Conseil d'administration du Groupe Maurel & Prom (« 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 » (Voir note 6.4 Événements post clôture).

1.1 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\$ net 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-IX 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\$.

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 supplémentaire 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.

1.2 Activités de production

		T1 2026	T2 2026	S1 2026	S1 2025	S2 2025	Var. 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	/	/	— %	— %
TOTAL PARTICIPATIONS CONSOLIDÉES	BEP/J	29 487	29 596	29 542	29 620	28 198	— %	5 %
Venezuela (huile) ^(a)	b/j	7 963	8 730	8 349	8 017	8 430	4 %	(1 %)
TOTAL	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	/	/	— %	— %

(a) Production de société mise en équivalence non consolidée dans le chiffre d'affaires du Groupe.

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. 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.

2 CAPITAL ET VIE SOCIALE

2.1 Assemblée générale

L'assemblée générale mixte des actionnaires de Maurel & Prom, qui s'est tenue le 19 mai 2026 sous la présidence de Monsieur Wisnu Santoso, a adopté toutes les résolutions figurant à l'ordre du jour et a notamment approuvé les comptes sociaux et les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

2.2 Nombre total de droits de vote et d'actions composant le capital

En application de l'Article L. 233-8 II du code de commerce et du règlement général de l'AMF, Maurel & Prom informe ses actionnaires du nombre total de droits de vote et d'actions composant son capital à la date du 30 juin 2026 :

Date	Nombre d'actions composant le capital	Nombre de droits de vote
30 juin 2026	201 261 570	Théoriques* : 345 416 571 Exercçables : 343 819 964

* Droits de votes théoriques = nombre total de droits de vote attachés au nombre total d'actions, incluant les actions auto-détenues et privées de droit de vote.

2.3 Risques et incertitudes

Les risques liés à l'activité de Maurel & Prom sont décrits au chapitre 2 du Document d'Enregistrement Universel 2025 du Groupe. Le Groupe rappelle notamment que les principaux facteurs de risques identifiés sont les suivants :

Catégorie	Risque	Importance
Risques financiers	Risque de volatilité des cours des hydrocarbures	Élevée
	Risque de contrepartie	Élevée
	Risque lié à l'illiquidité de l'action de la Société	Modérée
	Risque de liquidité de la Société	Modérée
	Risques de taux	Faible
Risques opérationnels	Risques liés aux activités d'exploration et de production pétrolières et gazières	
	Risques liés à la survenance d'incidents industriels majeurs, à la sécurité, à la sûreté et à l'environnement	Modérée
	Risques liés à l'exploration risque géologique d'exploration et de production	Modérée
	Risque d'indisponibilité des équipements critiques et des composants de la chaîne d'approvisionnement	Modérée
	Risques de pénurie de main d'œuvre technique et qualifiée	Modérée
	Risque de production inférieure aux prévisions	Modérée
	Risques liés aux sociétés mises en équivalence et aux contrats d'associations avec des opérateurs tiers	Faible
	Risques liés aux obligations de remise en état des sites	Faible
	Sécurité des systèmes d'information	
	Risque de cyber-sécurité et risques liés à la digitalisation et à l'usage de l'intelligence artificielle	Modérée
Risques géopolitiques, politiques et réglementaires	Risques liés à l'environnement géopolitique, politique et macroéconomique	Élevée
	Risques réglementaires	Élevée
Risques liés aux opérations de fusion-acquisition	Risque lié à la position concurrentielle	Modérée
	Risque d'exécution des opérations de croissance externe (incl. le renouvellement des réserves) et d'intégration des nouvelles activités	Modérée
Risques climat, biodiversité et politiques liées à la transition énergétique	Risques de transition et risques physiques liés au climat, à la biodiversité et à la transition énergétique	Élevée
Risques liés à la conformité	Risque éthique et risque de non-conformité	Modérée
Risques sociétaux	Risque lié à des facteurs sociétaux extérieurs à l'entreprise	Faible

3 ÉTATS FINANCIERS RÉSUMÉS CONSOLIDÉS DU GROUPE

3.1 État de la situation financière

Actif

(en milliers de dollars)	Notes	30/06/2026	31/12/2025
Immobilisations incorporelles (net)	3.5.4.3	391 293	187 818
Immobilisations corporelles (net)	3.5.4.4	1 041 369	948 900
Droit d'utilisation	3.5.4.5	62 659	5 013
Impôts différés actifs	3.5.6.1	40 044	—
Titres mis en équivalence	3.5.3.2	102 710	80 439
Actifs financiers non courants (net)	3.5.5.1	308 092	263 943
Autres actifs non courants (net)	3.5.4.8	10 091	8 418
ACTIF NON COURANT		1 956 259	1 494 530
Stocks (net)	3.5.4.6	43 529	41 041
Créances de position de sous-enlèvement	3.5.4.9	26 457	16 151
Clients et comptes rattachés (net)	3.5.4.7	84 866	57 213
Créances d'impôts courants	3.5.6.1	210	190
Autres actifs courants	3.5.4.8	68 798	305 855
Autres actifs financiers courants	3.5.5.1	69 348	106 855
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3.5.5.2	370 036	460 249
ACTIF COURANT		663 244	987 553
TOTAL ACTIF		2 619 503	2 482 083

Passif

(en milliers de dollars)	Notes	30/06/2026	31/12/2025
Capital social		193 831	193 831
Primes d'émission, de fusion et d'apport		22 489	23 216
Réserves consolidées*		1 198 194	872 093
Résultat net part du Groupe		183 314	410 079
CAPITAUX PROPRES GROUPE		1 597 828	1 499 219
Participations ne donnant pas le contrôle		65 687	46 777
CAPITAUX PROPRES TOTAUX		1 663 514	1 545 996
Impôts différés passifs	3.5.6.1	232 750	233 010
Provisions non courantes	3.5.4.12	89 640	87 556
Autres emprunts et dettes financières non courants	3.5.5.3	13 616	42 958
Prêts actionnaire non courant	3.5.5.3	19 358	26 772
Dettes de location financement non courant	3.5.5.3	48 722	4 320
PASSIF NON COURANT		404 086	394 616
Provisions courantes	3.5.4.12	26 298	23 492
Autres emprunts et dettes financières courants	3.5.5.3	65 269	195 253
Prêts actionnaire courant	3.5.5.3	15 329	15 517
Dettes de location financement courant	3.5.5.3	14 351	1 142
Dettes de position de sur-enlèvement	3.5.4.9	—	1 292
Fournisseurs et comptes rattachés	3.5.4.11	131 788	112 546
Passifs d'impôts courants	3.5.6.1	30 457	52 893
Autres passifs courants	3.5.4.10	268 410	139 336
PASSIF COURANT		551 902	541 471
TOTAL PASSIF		2 619 503	2 482 083

* Y compris actions propres.

3.2 État consolidé du résultat global

3.2.1 Résultat Net de la période

(en milliers de dollars)	Notes	30/06/2026	30/06/2025
Chiffre d'affaires	3.5.4.2	366 125	288 626
Variation de position de sur/sous-enlèvement et revalorisation des stocks		11 597	39 426
Marketing d'huile tierces parties			(52 450)
Autres charges d'exploitation		(150 888)	(136 019)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	3.5.4.2	226 834	139 583
Dotations aux amortissements & provisions liées aux activités de production net des reprises		(65 265)	(50 858)
Dotations aux amortissements & provisions liées aux activités de forage net des reprises		(2 797)	8 576
Résultat opérationnel courant		158 773	97 301
Charges et Dépréciations d'actifs d'exploration net des reprises		(3 245)	(2 455)
Autres produits et charges non courants		(2 173)	3 497
Résultat de sortie d'actifs		8 109	(131)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	3.5.4.2	161 464	98 211
• Coût de l'endettement financier brut		(11 200)	(6 983)
• Produits de trésorerie		5 052	1 609
Coût de l'endettement financier net		(6 148)	(5 374)
Écarts de change nets		(991)	3 084
Autres produits et charges financiers		(1 531)	(1 381)
RÉSULTAT FINANCIER	3.5.5.6	(8 669)	(3 671)
Impôts sur les résultats	3.5.6.1	(2 567)	(46 078)
Résultat net des sociétés consolidées		150 227	48 462
Quote-part des sociétés mises en équivalence	3.5.3.2	40 433	58 744
RÉSULTAT NET DE L'ENSEMBLE CONSOLIDÉ		190 660	107 206
Dont :			
• Résultat net part Groupe		183 314	103 630
• Participations ne donnant pas le contrôle		7 347	3 576

3.2.2 Résultat Global de la période

(en milliers de dollars)	30/06/2026	30/06/2025
Résultat net de la période	190 660	107 206
Écarts de change sur la conversion des comptes des entités étrangères	238	(2 267)
Écarts de change sur transactions liées aux capitaux propres	1 766	—
TOTAL DU RÉSULTAT GLOBAL POUR LA PÉRIODE	192 664	104 939
• Part du groupe	185 317	101 362
• Participations ne donnant pas le contrôle	7 347	3 576

3.2.3 Résultat par action

	30/06/2026	30/06/2025
Résultat net (part du Groupe) de la période (en milliers \$)	183 314	103 630
Capital social	201 262	201 262
Actions propres	1 597	2 455
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION (EN MILLIERS)	199 665	198 807
Effet dilutif des actions gratuites	1 057	524
NOMBRE D' ACTIONS DILUÉES (EN MILLIERS)	200 722	199 331
Résultat par action (en \$)	30/06/2026	30/06/2025
De base	0,92	0,52
Dilué	0,91	0,52

3.3 Variation des capitaux propres

(en milliers de dollars)	Capital	Primes	Autres réserves & Actions propres	Écart de conversion	Résultat de l'exercice	Capitaux propres part groupe	Particip. ne donnant pas le contrôle	Capitaux propres totaux
1 JANVIER 2025	193 831	26 559	726 766	(13 167)	233 183	1 167 173	36 664	1 203 836
Résultat net					103 630	103 630	3 576	107 206
Autres éléments du résultat global			7	(2 274)		(2 267)	—	(2 267)
TOTAL DU RÉSULTAT GLOBAL	—	—	7	(2 274)	103 630	101 362	3 576	104 939
Affectation du résultat - Dividendes			158 676		(233 183)	(74 507)	—	(74 507)
Actions gratuites			1 207			1 207		1 207
Mouvements sur actions propres		(284)	(254)			(539)		(539)
TOTAL TRANSACTIONS AVEC LES ACTIONNAIRES	—	(284)	159 629	—	(233 183)	(73 838)	—	(73 838)
30 JUIN 2025	193 831	26 274	886 403	(15 441)	103 630	1 194 697	40 240	1 234 937
1 JANVIER 2026	193 831	23 216	887 562	(15 469)	410 079	1 499 219	46 777	1 545 996
Résultat net					183 314	183 314	7 347	190 660
Autres éléments du résultat global			52	1 951		2 004	—	2 004
TOTAL DU RÉSULTAT	—	—	52	1 951	183 314	185 317	7 347	192 664
Affectation du résultat - Dividendes			321 975		(410 079)	(88 105)	—	(88 105)
Actions gratuites			1 599			1 599		1 599
Mouvements sur actions propres		(727)	524			(203)		(203)
Augmentation de capital filiale (QP minoritaire)						—	11 564	11 564
TOTAL TRANSACTIONS AVEC LES ACTIONNAIRES	—	(727)	324 097	—	(410 079)	(86 709)	11 564	(75 145)
30 juin 2026	193 831	22 489	1 211 712	(13 518)	183 314	1 597 828	65 687	1 663 515

3.4 Tableau de flux de trésorerie

(en milliers de dollars)	Notes	30/06/2026	30/06/2025
Résultat net		190 660	107 206
Charge d'impôt des activités poursuivies		2 567	46 078
Résultat consolidé avant impôts		193 227	153 284
Dotations (reprises) nettes amortissements et provisions	3.5.4.3 & 3.5.4.4 & 3.5.4.5 & 3.5.4.7 & 3.5.4.12	68 061	39 823
Exploration passée en charge	3.5.4.3	3 245	2 455
Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence	3.5.3.2	(40 433)	(58 744)
Autres charges et produits calculés sur actions gratuites		1 599	1 207
Plus et moins-values de cession		61	131
Profits et pertes de dilution		(8 170)	
Autres éléments financiers		8 669	6 755
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT AVANT IMPÔT		226 260	144 912
Impôts payés		(65 328)	(72 227)
<i>stocks</i>	3.5.4.6	(6 387)	(1 587)
<i>clients</i>	3.5.4.7	(24 768)	64 113
<i>fournisseurs</i>	3.5.4.11	16 211	986
<i>position de sur/sous-enlèvement</i>	3.5.4.9	(11 597)	(39 426)
<i>autres débiteurs</i>	3.5.4.8 & 3.5.5.1	(52 395)	29 349
<i>autres créditeurs</i>	3.5.4.10	41 186	(18 269)
<i>Variation du B.F.R net lié à l'activité</i>		(37 751)	35 165
FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR LES OPÉRATIONS		123 181	107 849
Encaissements liés aux cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		—	(112)
Décaissements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	3.5.4.3 & 3.5.4.4	(144 148)	(68 921)
Encaissements liés aux cessions d'immobilisations financières - titres Seplat (a)		258 204	
Acquisition d'actif gazier Colombie - Sinu-9	3.5.6.3	(167 740)	—
Encaissements dividendes sur sociétés mises en équivalence		1 759	46 868
Variation des dépôts		6 000	(21 750)
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX INVESTISSEMENTS		(45 925)	(43 914)
Acquisition/cession d'actions propres		(177)	(534)
Remboursements d'emprunts	3.5.5.3	(168 882)	(26 918)
Primes et émissions d'emprunts	3.5.5.3	—	—
Intérêts payés sur financement	3.5.5.3	(3 440)	(6 996)
Intérêts encaissés sur placement		5 137	1 551
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AU FINANCEMENT		(167 362)	(32 898)
Incidence des variations des cours des devises		(106)	323
VARIATION DE LA TRÉSORERIE ^(b)		(90 212)	31 360
TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		460 249	193 445
TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		370 036	224 806

(a) L'encaissement relatif à la cession de Seplat Energy Plc correspond au solde de l'opération.

(b) Les concours bancaires sont inclus dans la trésorerie.

3.5 Annexes aux états financiers résumés consolidés

3.5.1 Généralités

Établissements Maurel & Prom S.A. (« La Société ») est domiciliée en France. Le siège social de la Société est sis 51 rue d'Anjou, 75008 Paris. Les états financiers résumés consolidés de la Société comprennent la Société et ses filiales (l'ensemble désigné comme « le Groupe » et chacune individuellement comme « les entités du Groupe ») et la quote-part du Groupe dans ses coentreprises. Le Groupe, coté sur Euronext Paris, agit principalement comme un opérateur spécialisé dans l'extraction et la production d'hydrocarbures (huile et gaz).

Les états financiers résumés consolidés présentés en milliers de dollars ont été arrêtés par le conseil d'administration le 5 août 2026.

Les états financiers sont présentés en US Dollars (\$).

3.5.2 Règles et Méthodes comptables

3.5.2.1 Déclaration de conformité

Les états financiers résumés consolidés du Groupe (y compris les annexes) ont été préparés conformément à la norme comptable internationale « Information Financière Intermédiaire » (« IAS 34 »). Conformément à IAS 34, les annexes ne traitent que des faits importants survenus pendant le premier semestre 2026, et ne présentent pas l'ensemble des informations requises pour des états financiers annuels complets. Elles doivent par conséquent être lues conjointement avec les états financiers consolidés annuels se rapportant à l'exercice clos le 31 décembre 2025.

3.5.2.2 Principales méthodes comptables

Les comptes consolidés intermédiaires sont établis en conformité avec les normes IFRS (International Financial Reporting Standards) telles qu'adoptées par l'Union Européenne et le référentiel IFRS tel que publié par l'IASB.

Au 30 juin 2026, le Groupe a appliqué les normes, interprétations, principes et méthodes comptables existant dans les comptes consolidés de l'exercice 2025 à l'exception des évolutions obligatoires édictées par les normes IFRS mentionnées ci-après, applicables au 1^{er} janvier 2026 :

- modifications d'IFRS 9 et IFRS 7 - contrats d'achat d'énergie renouvelable
- modification d'IFRS 9 et IFRS 7 - classification et évaluation des instruments financiers
- améliorations annuelles - IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 et IAS 7

L'application de ces normes est sans impact sur les états financiers du groupe.

Le Groupe a engagé un projet d'analyse de la norme IFRS 18 « Présentation et informations à fournir dans les états financiers », applicable à compter du 1^{er} janvier 2027. À ce stade, les impacts potentiels sur la présentation des états financiers consolidés sont en cours d'évaluation.

Le Groupe ne s'attend pas à des impacts significatifs liés aux autres évolutions du référentiel comptable.

Les normes IFRS ont été appliquées par le Groupe de manière homogène pour toutes les périodes présentées, à l'exception des changements mentionnés, et il convient de se référer au Document d'Enregistrement Universel 2025 du Groupe pour une explication détaillée.

Les comptes consolidés sont établis selon la convention du coût historique à l'exception de certaines catégories d'actifs et de passifs évalués à la juste valeur (créances de dividendes PRDL) conformément aux normes IFRS.

3.5.2.3 Estimations

L'établissement des états financiers consolidés selon les normes IFRS implique que le Groupe effectue des choix comptables, procède à un certain nombre d'estimations et retienne certaines hypothèses qui affectent le montant des actifs et passifs, les notes sur les actifs et passifs potentiels à la date d'arrêté, ainsi que les produits et charges enregistrés sur la période. Des changements de faits et circonstances peuvent amener le Groupe à revoir ces estimations.

Les résultats réalisés peuvent différer significativement de ces estimations lorsque des circonstances ou hypothèses différentes s'appliquent.

Par ailleurs, lorsqu'une transaction spécifique n'est traitée par aucune norme ou interprétation, la Direction du Groupe applique son jugement à la définition et à l'application de méthodes comptables qui permettent de fournir une information pertinente et fiable. Les états financiers donnent une image fidèle de la situation financière, de la performance et des flux de trésorerie du Groupe. Ils reflètent la substance des transactions, sont préparés de manière prudente et sont complets sous tous leurs aspects significatifs.

Les principales estimations faites par la Direction lors de l'établissement des états financiers portent notamment sur :

- la comptabilisation des portages pétroliers ;
- les tests de dépréciation des actifs pétroliers ;
- les provisions pour remise en état des sites ;
- l'évaluation des titres mis en équivalence et des actifs sous-jacents ;
- les positons de sur ou sous-enlèvement ;
- la reconnaissance des impôts différés actifs ;
- les estimations des réserves prouvées et probables ;
- l'évaluation de la juste valeur des créances.

Lors de la préparation des présents états financiers intermédiaires, les jugements retenus par la Direction pour les principales estimations et l'application des normes comptables du Groupe ont été les mêmes que ceux appliqués pour les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

3.5.2.4 Saisonnalités

L'activité du Groupe subit les conséquences de la saisonnalité et les résultats annuels dépendent dans une large mesure des performances réalisées pendant le second semestre. Ainsi, le secteur de l'amont pétrolier est impacté par la demande internationale et le cours du baril. Par conséquent, le résultat du premier semestre 2026 n'est pas nécessairement indicatif des résultats à attendre pour l'exercice annuel 2026 dans son intégralité.

3.5.3 Périmètre de consolidation

3.5.3.1 Liste des entités consolidées

Société	Siège	Méthode de consolidation ^(a)	% de contrôle	
			30/06/2026	31/12/2025
Établissements Maurel & Prom S.A.	Paris, France	Mère	Société consolidante	Société consolidante
Maurel & Prom Assistance Technique International S.A.	Genève, Suisse	IG	100 %	100 %
Caroil S.A.S	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Exploration Production Tanzania Ltd	Dar es Salaam, Tanzanie	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Gabon S.A.	Port-Gentil, Gabon	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Mnazi Bay Holdings S.A.S.	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Amérique Latine S.A.S.	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom West Africa S.A.	Bruxelles, Belgique	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Italia Srl	Raguse, Sicile	IG	100 %	100 %
Cyprus Mnazi Bay Limited	Nicosie, Chypre	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Colombia S.L.	Madrid, Espagne	IG	100 %	100 %
Deep Well Oil & Gas, Inc	Edmonton, Alberta, Canada	MEE	19,57 %	19,57 %
Maurel & Prom Anjou 3 S.A.S.	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Angola S.A.S.	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Exploration Production France S.A.S.	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Iberoamerica S.L.	Madrid, Espagne	IG	80 %	80 %
M&P Servicios Integrados UW S.A.	Caracas, Venezuela	IG	80 %	80 %
Petroregional Del Lago (PRDL)	Caracas, Venezuela	MEE	40 %	40 %
Caroil Assistance Technique International S.A.	Genève, Suisse	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Trading S.A.S	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Services S.A.S.	Paris, France	IG	100 %	100 %
Caroil Drilling Solution S.A.	Port-Gentil, Gabon	IG	100 %	100 %
MPC Drilling S.A.S	Paris, France	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Central Africa S.A.	Bruxelles, Belgique	IG	100 %	100 %
Wenworth Resources Ltd	Saint-Helier, Jersey	IG	100 %	100 %
Wenworth Gas Ltd	Dar es Salaam, Tanzanie	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Gabon Gaz S.A.	Port-Gentil, Gabon	IG	100 %	100 %
Maurel & Prom Anjou 2 S.A.S.	Paris, France	IG	100 %	100 %
Quilemba Solar L.D.A.	Luanda, Angola	MEE	19 %	19 %

(a) IG : intégration globale. MEE : mise en équivalence.

Les pourcentages de contrôle sont identiques aux pourcentages d'intérêts détenus dans les sociétés du Groupe, à l'exception de la société PRDL, dont le pourcentage d'intérêt s'élève à 32 %.

3.5.3.2 Titres mis en équivalence

(en milliers de dollars)	Deep Well Oil	Petroregional Del Lago	Quilemba Solar	Total
Titres MEE au 31/12/2025	44	79 895	500	80 439
Résultat	-	22 271		22 271
TITRES MEE AU 30/06/2026	44	102 166	500	102 710

Les données de PRDL, principale contribution au résultat des sociétés mises en équivalence, sont présentées ci-dessous :

(en milliers de dollars)	PRDL
Localisation	Venezuela
	Entreprise associée
Activité	Production
% détention	40,00 %
Total actif non courant	266 100
Total actif non courant	1 986 274
Trésorerie et équivalents de trésorerie	—
TOTAL ACTIF	2 252 374
Autres passifs non courant	(267 639)
Autres passifs courant	(1 599 687)
TOTAL PASSIF (HORS CAPITAUX PROPRES)	(1 867 326)
Rapprochement avec les valeurs au bilan	—
TOTAL CAPITAUX PROPRES OU ACTIF NET	385 048
Quote-part détenue	154 019
Écart prix d'acquisition et valeur actif net 2018	(51 853)
VALEUR AU BILAN AU 30/06/2026	102 166
Chiffre d'affaires	271 772
Résultat opérationnel	133 820
Résultat financier	12 903
Impôts sociétés	(91 045)
RÉSULTAT NET DE LA SOCIÉTÉ MEE	55 677
Quote-part détenue	22 271
Actualisation créance sur dividendes ^(a)	18 162
VALEUR AU P&L AU 30/06/2026	40 433

(a) Il s'agit de l'actualisation de la créance sur dividendes en application d'IFRS 9.

ÉTATS FINANCIERS RÉSUMÉS CONSOLIDÉS DU GROUPE

Annexes aux états financiers résumés consolidés

3.5.4 Activités opérationnelles

3.5.4.1 Information sectorielle

Conformément à IFRS 8, l'information sectorielle est présentée selon des principes identiques à ceux du reporting interne et reproduit l'information sectorielle interne définie pour gérer et mesurer les performances du Groupe.

(en milliers de dollars)	Production Huile	Production Gaz	Exploration	Forage	Autres	30/06/2026	Courant
Chiffre d'affaires	302 080	50 015		3 093	10 937	366 125	366 125
Produits & charges d'exploitation	(103 709)	(17 968)	(2 460)	(2 370)	(12 785)	(139 291)	(139 291)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	198 371	32 047	(2 460)	723	(1 848)	226 834	226 834
Dotations aux amortissements, dépréciation & provisions des actifs en production et de forage	(44 722)	(17 881)	(87)	(2 797)	(2 575)	(68 061)	(68 061)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	153 650	14 166	(2 547)	(2 073)	(4 423)	158 773	158 773
Charges et dépréciations d'actifs net des reprises	(1 824)	(1 207)	(214)	—	—	(3 244)	—
Autres produits et charges non-récurrentes	(509)	(27)			(1 637)	(2 173)	
Résultat de sortie d'actifs					8 109	8 109	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	151 317	12 931	(2 761)	(2 073)	2 050	161 464	158 773
Quote-part du résultat courant des sociétés mises en équivalence	40 433					40 433	40 433
QUOTE-PART DES SOCIÉTÉS MEE	40 433					40 433	40 433
Résultat financier	(1 648)	(2 718)	(14)	(66)	(4 223)	(8 669)	(8 669)
Impôts sur les résultats	(28 813)	27 149	(1)	(204)	(698)	(2 567)	(2 567)
RÉSULTAT NET	161 288	37 362	(2 776)	(2 343)	(2 872)	190 660	187 969
Investissements incorporels	1 824	220 357	665		208	223 054	
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES (NET)	142 895	234 911	1 555	44	11 889	391 293	
Investissements corporels	81 130	51 522		1 199	109	133 960	
IMMOBILISATIONS CORPORELLES (NET)	927 762	148 271	331	21 992	(56 987)	1 041 369	

L'activité de ventes liées au trading d'huile pour le compte de tiers est présenté en « Autres ».

Pour rappel, les données du semestre précédent sont présentées ci-dessous :

(en milliers de dollars)	Production Oil	Production Gas	Exploration	Forage	Autres	30/06/2025	Courant
Chiffre d'affaires	203 393	23 083		6 303	55 847	288 626	288 626
Produits & charges d'exploitation	(64 504)	(4 586)	(5 033)	(6 126)	(68 795)	(149 044)	(149 044)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	138 889	18 497	(5 033)	177	(12 948)	139 583	139 583
Dotations aux amortissements, dépréciation & provisions des actifs en production et de forage	(44 079)	(3 979)	(37)	8 576	(2 764)	(42 282)	(42 282)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	94 810	14 518	(5 069)	8 754	(15 712)	97 301	97 301
Charges et dépréciations d'actifs net des reprises	(1 789)		360	—	187	(1 242)	—
Autres produits et charges non-récurrentes	(1 427)		(1 027)	(3)	4 741	2 283	
Résultat de sortie d'actifs			(112)		(19)	(131)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	91 593	14 518	(5 848)	8 750	(10 803)	98 211	97 301
Quote-part du résultat courant des sociétés mises en équivalence	58 744					58 744	58 744
QUOTE-PART DES SOCIÉTÉS MEE	58 744					58 744	58 744
résultat financier	(1 548)	40	(10)	(49)	(2 103)	(3 671)	(3 671)
Impôts sur les résultats	(37 729)	(6 179)	(47)	(163)	(1 960)	(46 078)	(46 078)
RÉSULTAT NET	111 060	8 380	(5 906)	8 538	(14 866)	107 206	106 296
Investissements incorporels	4 249	512	837	73	144	5 815	
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES (NET)	153 910	23 033	1 570	83	15 851	194 448	
Investissements corporels	60 162	1 861	(267)	1 217	134	63 106	
IMMOBILISATIONS CORPORELLES (NET)	840 497	23 940	2 924	26 993	711	895 066	

M&P a commercialisé l'équivalent de 52 M\$ d'huile pour le compte d'un partenaire de sa joint-venture en Angola.

L'activité de ventes liées au trading d'huile pour le compte de tiers est présenté en « Autres ».

ÉTATS FINANCIERS RÉSUMÉS CONSOLIDÉS DU GROUPE

Annexes aux états financiers résumés consolidés

3.5.4.2 Résultat opérationnel

Chiffre d'affaires

		S1 2026	S1 2025	S2 2025	Variation S1 2026 vs. S1 2025 S2 2025	
PRODUCTION EN PART M&P						
Gabon (huile)	b/j	13 896	15 516	13 823	(10 %)	1 %
Angola (huile)	b/j	3 901	4 316	4 265	(10 %)	(9 %)
Tanzanie (gaz)	Mpc/j	62,8	58,7	60,7	7 %	4 %
Colombie (gaz)	Mpc/j	7,6	/	/	— %	— %
TOTAL PARTICIPATIONS CONSOLIDÉES		BEP/J	29 542	29 620	28 198	— % 5 %
PRIX DE VENTE MOYEN						
Huile	\$/b	103,8	70,9	68	46 %	53 %
Gaz - Tanzanie	\$/MBTU	4,13	4,02	4,02	3 %	3 %
Gaz - Colombie	\$/MBTU	6,61	/	/	— %	— %
CHIFFRE D'AFFAIRES						
Gabon	M\$	228	190	169	+20 %	+34 %
Angola	M\$	56	48	45	+17 %	+26 %
Tanzanie	M\$	40	23	29	+75 %	+40 %
Colombie	M\$	9	/	/	— %	— %
PRODUCTION VALORISÉE		M\$	334	261	243	+28 % +37 %
Activité de forage et de services	M\$	5	9	5		
Marketing d'huile tierces parties ^(a) (M\$)	M\$	-	52	50		
Retraitement des décalages d'enlèvements	M\$	27	(34)	(9)		
CHIFFRE D'AFFAIRES CONSOLIDÉ			366	289	289	+27 % +27 %

(a) M&P Trading achète et commercialise les productions du Groupe en Angola et au Gabon. Des productions de parties tierces peuvent également être commercialisées par M&P Trading. Celles-ci sont alors présentées dans le chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

La production consolidée du Groupe en part M&P (hors Venezuela, non consolidé dans les ventes) s'établit à 29 542 bep/j, en augmentation de 5 % par rapport au second semestre 2025. Le prix de vente moyen de l'huile s'établit à 103,6 \$/b, en hausse de 52 % par rapport au second semestre 2025 (68,0 \$/b).

La production valorisée du Groupe (revenus des activités de production, hors décalages d'enlèvement et réévaluation des stocks) s'établit à 334 M\$.

Les activités de services ont généré des revenus de 5 M\$ au premier semestre 2026. Le retraitement des décalages d'enlèvements, net de la réévaluation de la valeur des stocks a eu un effet positif de 27 M\$.

Le chiffre d'affaires consolidé pour le premier semestre 2026 s'établit à 366 M\$.

Résultat opérationnel

Les autres charges d'exploitation se décomposent de la façon suivante :

(en milliers de dollars)	30/06/2026	30/06/2025
Achats et Services externes	(63 930)	(57 706)
Taxes, contributions et redevances	(43 076)	(34 164)
Charges de personnel	(43 881)	(44 150)
TOTAL AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	(150 888)	(136 019)

Le résultat opérationnel courant s'établit à 159 M\$.

Le résultat non courant comprend principalement 2 M\$ de coûts liés aux projets de croissance externe et 3 M\$ de coûts d'exploration dont 2 M\$ de sismique au Gabon et 1 M\$ en Colombie, ainsi qu'un produit de 8 M\$ résultant de la réévaluation du complément de prix, devenu exigible à fin février 2026 en raison de l'évolution du cours de l'action de Seplat Energy.

3.5.4.3 Immobilisations incorporelles

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Investissement	Transfert	Sortie	Amortissement	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Gabon (Ezanga)	148 058		1 824	—	(1 824)	(5 163)	—	142 895
Gabon (Etekemba)	2 000		—	—			—	2 000
Colombie	—		1 208	25	(1 208)	(6 907)	212 549	205 666
Tanzanie	22 440		6 601	—		(1 797)	—	27 244
TOTAL ACTIFS RATTACHÉS À DES PERMIS EN PRODUCTION	172 497		9 633	25	(3 032)	(13 866)	212 549	377 806
Actifs rattachés à des permis en exploration	1 419	(2)	665	(313)	(214)	—		1 555
Forage	58			—		(15)	—	44
Autres	13 843		208		(61)	(2 102)		11 889
TOTAL DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES - NET	187 818	(2)	10 505	(288)	(3 306)	(15 982)	212 549	391 293

Les investissements incorporels de la période concernent principalement l'acquisition du permis gazier Sinu-9 en Colombie. les investissements en Tanzanie correspondent aux dépenses d'exploration pour le forage du puit Kasa.

Pour rappel, les données du premier semestre de l'année précédente sont présentées ci-dessous :

(en milliers de dollars)	31/12/2024	Écart de conversion	Investissement	Transfert	Sortie	Amortissement	30/06/2025
Gabon	177 182		4 249	(20 212)	(1 789)	(5 519)	153 910
Tanzanie	24 192		512			(1 671)	23 033
Venezuela	9			(9)			
TOTAL ACTIFS RATTACHÉS À DES PERMIS EN PRODUCTION	201 382		4 761	(20 221)	(1 789)	(7 190)	176 943
Actifs rattachés à des permis en exploration	1 544	7	837		(777)	(40)	1 570
Forage	15		73	—		(4)	83
Autres	17 793		144	9	(19)	(2 076)	15 851
TOTAL DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES - NET	220 734	7	5 815	(20 212)	(2 586)	(9 310)	194 448

3.5.4.4 Immobilisations corporelles

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Investissement	Transfert	Sortie	Amortissement	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Gabon (Ezanga)	816 224		64 588			(36 118)	—	844 694
Gabon (Etekemba)	8 270		22 496	—			—	30 767
Colombie			10 544	3 979		(191)	38	14 369
Angola	70 137		16 542	—		(3 611)	—	83 068
Tanzanie	30 883		18 165	—		(3 843)	—	45 205
TOTAL ACTIFS RATTACHÉS À DES PERMIS EN PRODUCTION	925 514		132 335	3 979		(43 763)	38	1 018 103
Actifs rattachés à des permis en exploration	124	—		219		(11)		331
Forage	22 225		1 199	—		(1 433)	—	21 992
Autres	1 036		109			(201)		943
TOTAL DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES - NET	948 900	-	133 642	4 198		(45 409)	38	1 041 369

Les investissements corporels de la période concernent majoritairement les investissements de développement réalisés sur les permis d'Ezanga et d'Etekemba au Gabon ainsi qu'une campagne de développement en Tanzanie.

ÉTATS FINANCIERS RÉSUMÉS CONSOLIDÉS DU GROUPE

Annexes aux états financiers résumés consolidés

Pour rappel, les données du premier semestre de l'année précédente sont présentées ci-dessous :

(en milliers de dollars)	31/12/2024	Écart de conversion	Investis- sement	Transfert	Sortie	Amortis- sement	30/06/2025
Gabon	773 314		43 020	9 527		(36 040)	789 822
Angola	35 534		17 141	—		(2 000)	50 675
Tanzanie	23 669		1 861	—		(1 590)	23 940
TOTAL ACTIFS RATTACHÉS À DES PERMIS EN PRODUCTION	832 517		62 023	9 527		(39 629)	864 438
Actifs rattachés à des permis en exploration	3 223	(14)	(267)			(18)	2 924
Forage	27 625		1 217	—		(1 849)	26 993
Autres	755		134			(177)	711
TOTAL DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES - NET	864 120	(14)	63 106	9 527		(41 673)	895 066

3.5.4.5 Droit d'utilisation

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Investis- sement	Transfert	Amortis- sement	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Colombie			280		(3 551)	61 201	57 930
Bail immobilier	5 013		274		(558)		4 729
DROIT D'UTILISATION	5 013		554		(4 108)	61 201	62 659

À la suite de l'acquisition d'une participation dans le permis Sinu-9 en Colombie, le Groupe a comptabilisé, conformément à IFRS 16, les contrats de transport et de compression de gaz naturel repris dans le cadre de cette transaction.

Par ailleurs, en juillet 2026, le Groupe a acquis l'usine de compression qui constitue l'actif sous-jacent de l'un de ces contrats de location. Cette opération va conduire, au second semestre 2026, à une diminution de l'exposition du Groupe aux contrats de location liés à ces infrastructures.

3.5.4.6 Stocks

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Variation	Transfert	Dépréciation/ Reprises	30/06/2026
Stock d'huile Ezanga (Gabon)	3 524		623	—		4 147
Produits chimiques Ezanga (Gabon)	4 251		876	—		5 127
Stock consommables Ezanga (gabon)	26 349		2 286			28 635
Mnazi Bay (Tanzanie)	239		2 191	—		2 430
Sinu-9 (Colombie)	4 470		(35)	(3 899)		535
Forage	2 207		447	—		2 654
STOCKS ET EN COURS - ACTIF	41 041		6 387	(3 899)		43 529

Les stocks d'huile sur Ezanga correspondent aux quantités d'huile dans le pipe-line et sont valorisés au coût de production. Les stocks de forage correspondent à des pièces de maintenance et sont valorisés au coût d'approvisionnement.

3.5.4.7 Clients et comptes rattachés

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Variation	Transfert	Dépréciation/ Reprises	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Ezanga (Gabon)	20 609		(10 456)	—		—	10 153
Trading	1 925		974	—		—	2 899
Mnazi Bay (Tanzanie)	32 127		35 832	—		—	67 959
Forage	756		269	—		—	1 025
Sinu-9 (Colombie)	—		(1 906)	—		2 763	857
Autres	1 796	(4)	55		126		1 973
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS (NET)	57 213	(4)	24 768	—	126	2 763	84 866

L'encours client sur Ezanga relatif aux ventes d'hydrocarbures correspond essentiellement aux créances sur la Sogara à laquelle est vendue une partie de la production réalisée sur les champs du permis d'Ezanga.

Cette créance, lorsqu'elle n'est pas réglée dans le délai normal, est recouvrée sur option de M&P en nature par allocation mensuelle d'une partie du profit oil revenant à l'État conformément aux accords contractuels de compensation en vigueur avec la République gabonaise.

L'encours client sur Mnazi Bay relatif aux ventes de gaz correspond essentiellement aux créances sur la société nationale TPDC et sur Tanesco. Cette hausse des créances s'accompagne d'une augmentation des dettes envers le partenaire TPDC pour sa quote-part (cf. note 3.5.4.10).

La recouvrabilité de l'ensemble de ces créances clients n'est pas remise en cause.

3.5.4.8 Autres actifs

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Variation	Transfert	Dépréciation/ Reprises	30/06/2026
Avances fournisseurs	26 183		1 330	—		27 513
Créances cession Seplat	248 204		(248 204)			
Charges constatées d'avance et à répartir	3 317	(1)	2 085			5 401
Créances fiscales et sociales	36 569	(30)	7 966	(9)	1 477	45 975
AUTRES ACTIFS (NET)	314 273	(31)	(236 824)	(9)	1 477	78 889
Brut	329 691	(31)	(236 824)	2 770	286	96 159
Dépréciation	(15 418)	—		(2 779)	1 191	(17 270)
Non courant	8 418		479	1	1 193	10 091
Courant	305 855	(31)	(237 302)	(10)	284	68 798

Le Groupe a reçu le paiement du solde de la créance issue de la cession des titres Seplat.

Les créances fiscales et sociales sont essentiellement constituées de la créance de TVA sur l'État Gabonais.

Suite à l'accord signé avec ce dernier en 2021 un mécanisme de recouvrement en nature de cette créance a été mis en place, celle-ci est apurée par imputation sur les coûts pétroliers sans perte fiscale.

ÉTATS FINANCIERS RÉSUMÉS CONSOLIDÉS DU GROUPE

Annexes aux états financiers résumés consolidés

3.5.4.9 Position de sur/sous-enlèvements

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Variation	Transfert	Dépréciation/ Reprises	30/06/2026
Créances de position de sous-enlèvement	16 151		10 306	-		26 457
Dettes de position de sur-enlèvement	(1 292)		1 292	-		-
POSITION NETTE DE SUR/ SOUS-ENLÈVEMENTS	14 859		11 597			26 457

Le Groupe constate le décalage entre les enlèvements et le droit théorique au sein du coût des ventes par le biais de la reconnaissance d'une position de sur-ou sous-enlèvement, valorisée à la clôture au prix de marché, et comptabilisée en actifs courants (créance de position de sous-enlèvement) ou passifs courants (dette de position de sur-enlèvement).

Au 30 juin 2026, les créances de sous-enlèvement proviennent de l'Angola et du Gabon.

3.5.4.10 Autres Passifs Courants

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Variation	Transfert	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Dettes sociales	24 916	(13)	(4 459)			20 444
Dettes fiscales	26 359	—	(1 321)			25 036
Avances financement BFR des partenaires	8 216		2 979			11 195
Avances TPDC	27 180					27 180
Dette opérateur Angola	5 220		17 651			22 871
Mnazy Bay (Tanzanie)	35 763		10 661			46 424
Créditeurs divers	11 683	—	1 365	(196)	893	13 748
Dette d'acquisition Sinu-9			(211 718)		226 839	15 122
Dividendes à verser			86 391			86 391
AUTRES PASSIFS COURANTS	139 336	(13)	(98 450)	(196)	227 732	268 410

Les dettes opérateurs correspondent à des appels de fond à émettre par l'opérateur Sonangol en Angola.

L'avance TPDC correspond à un acompte reçu en 2015 en garantie des ventes, qui sera remboursée en cas de mise en place par TPDC d'un autre type de garantie financière.

Le passif sur le permis Mnazi Bay sera apuré une fois le règlement de la créance apparaissant en note 3.5.4.7.

À la clôture semestrielle, le montant restant dû au titre de l'acquisition de l'actif Sinu-9 s'élève à 15 M\$, payé en Juillet 2026.

Le dividende de 0,38 € par action, voté lors de l'Assemblée Générale Mixte du 19 mai 2026 sera mis en paiement fin août 2026.

3.5.4.11 Fournisseurs et comptes rattachés

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Variation	Transfert	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Ezanga (Gabon)	62 343		2 290			64 633
Etekemba (Gabon)	5 146		1 879			7 025
Mnazi Bay (Tanzanie)	8 661	—	12 174			20 834
Forage	1 408	(1)	418			1 825
Venezuela	21 457		(3 955)			17 502
Trading	90		(74)			15
Colombie	3 658		6 373		3 036	13 067
Autres	9 781	(8)	(2 889)			6 884
FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	112 546	(8)	16 211		3 036	131 788

L'augmentation des dettes fournisseurs en Tanzanie s'explique par la campagne de forage.

3.5.4.12 Provisions

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Dotation	Reprise	Transfert	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Remise en état des sites	79 766	(86)	1 786	—	(283)	747	81 930
Engagements de retraites	7 790	—	—	(80)	—	—	7 710
Autres	23 492	—	5 085	(2 278)	—	—	26 298
PROVISIONS	111 048	(86)	6 871	(2 358)	(283)	747	115 939
NON COURANT	87 556	(86)	1 786	(80)	(283)	747	89 640
COURANT	23 492	—	5 085	(2 278)	—	—	26 298

Les provisions pour remise en état des sites, concernant les sites en production, sont établies sur la base d'un rapport d'expert et actualisées en utilisant les taux US Bloomberg Corporate AA en phase avec la durée des engagements.

Les autres provisions couvrent divers risques notamment fiscaux (hors IS) et sociaux dans les différents pays où le Groupe est présent.

3.5.5 Opérations de Financements

3.5.5.1 Autres actifs financiers

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Écart de conversion	Variation	Transfert	Dépréciation/ Reprises	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Compte courants MEE	7 070	—	1 107	—	—	—	8 177
Fonds séquestres	5 351	(11)	8 035	—	—	—	13 376
Dépôts séquestre	62 437	—	(48 933)	—	—	—	13 503
Créance de portage Sucre	11 000	—	10 784	—	—	—	21 784
Créance de portage Colombie	—	—	6 088	—	—	—	6 088
Créance sur acquisition Sinu-9	—	—	—	—	—	15 000	15 000
Juste valeur complément de prix cession Seplat	1 830	—	(1 830)	—	—	—	—
Créance PRDL	283 110	—	(1 759)	—	18 162	—	299 512
AUTRES ACTIFS FINANCIERS (NET)	370 798	(11)	(26 508)	—	18 162	15 000	377 441
NON COURANT	263 943	(11)	8 035	5 963	18 162	12 000	308 092
COURANT	106 855	—	(34 543)	(5 963)	—	3 000	69 348

Dans le cadre de l'acquisition d'une participation opérée de 61 % dans le permis gazier Sinu-9 en Colombie, le Groupe a procédé au déblocage d'un dépôt de 43 M\$ destiné au financement de cette acquisition.

La créance sur acquisition Sinu-9 en Colombie résulte des modalités de conclusion de l'acquisition de la licence Sinu-9. Elle sera recouvrée auprès du partenaire d'ici Juillet 2030.

La variation de la créance de portage Sucre résulte principalement du financement de l'augmentation de capital de la société de services M&P SIUW. Cette opération a été majoritairement financée par le Groupe.

En Angola, à la suite de l'exercice par un partenaire de ses droits de préemption sur les Blocs 14 et 14K, le dépôt de 6 M\$ a été restitué au Groupe.

Au cours du premier semestre, M&P a encaissé 2 M\$ de dividendes pour sa participation de 40 % dans Petroregional del Lago au Venezuela au titre des exercices précédents.

L'impact de la réévaluation de la créance à la juste valeur s'élève à 18 M\$ au premier semestre et est comptabilisée dans la rubrique « Quote-part des sociétés mises en équivalence ».

3.5.5.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

(en milliers de dollars)	30/06/2026	31/12/2025
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	370 036	460 249
Concours bancaires ^(a)	—	—
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE NETS	370 036	460 249

(a) Les concours bancaires sont repris dans la dette ci-dessous.

ÉTATS FINANCIERS RÉSUMÉS CONSOLIDÉS DU GROUPE

Annexes aux états financiers résumés consolidés

3.5.5.3 Emprunts

(en milliers de dollars)	31/12/2025	Encaissement	Rembour- sement	Transfert	Charge d'intérêts	Décaissement intérêts	Entrée Sinu-9	30/06/2026
Term Loan & RCF (368 M\$)	42 958	—	—	(31 468)	2 126	—	—	13 616
Prêt actionnaire	26 772	—	—	(7 414)	—	—	—	19 358
Dettes de location financement	4 320	—	368	(17 168)	—	—	61 201	48 722
NON COURANTS	74 050	—	368	(56 049)	2 126	—	61 201	81 696
Term Loan & RCF (368 M\$)	192 936	—	(161 468)	31 468	—	—	—	62 936
Prêt actionnaire	14 828	—	(7 414)	7 414	—	—	—	14 828
Dettes de location financement	1 142	—	(3 959)	17 168	3 244	(3 244)	—	14 351
Concours bancaires courants	—	—	—	—	215	(215)	—	—
Intérêts courus	3 006	—	(2 317)	—	5 369	(3 224)	—	2 834
Prêt actionnaire	690	—	—	—	1 086	(1 273)	—	502
Term loan & RCF	2 317	—	(2 317)	—	4 283	(1 951)	—	2 332
COURANTS	211 913	—	(175 157)	56 049	8 828	(6 684)	—	94 949
EMPRUNTS	285 962	—	(174 789)	—	10 954	(6 684)	61 201	176 645

Les emprunts sont enregistrés initialement à leur juste valeur puis au coût amorti. Les frais d'émission sont comptabilisés en déduction de la juste valeur initiale de l'emprunt. Puis, les frais financiers sont calculés sur la base du taux d'intérêt effectif de l'emprunt (c'est-à-dire du taux actuariel tenant compte des frais d'émission).

À la suite de l'acquisition d'une participation dans le permis Sinu-9 en Colombie, le Groupe a comptabilisé, conformément à IFRS 16, les contrats de transport et de compression de gaz naturel repris dans le cadre de cette transaction.

Par ailleurs, en juillet 2026, le Groupe a acquis l'usine de compression qui constitue l'actif sous-jacent de l'un de ces contrats de location. Cette opération va conduire, au second semestre 2026, à une diminution de l'exposition du Groupe aux contrats de location liés à ces infrastructures.

Prêt bancaire à terme de 255 M\$ (Term Loan)

Les termes de ce prêt sont les suivants :

	Term loan	Revolving Credit Facility (RCF)
Montant initial	188 M\$	67 M\$
Statut	Tiré	Non-tiré
Maturité	Juillet 2027	Juillet 2027
Premier amortissement	Avril 2023	
Remboursement	18 échéances trimestrielles	À maturité
Taux d'emprunt	SOFR + Spread + 2,00 %	SOFR + Spread + 2,25 % (0,675 % sur la portion non-tirée)

Prêt bancaire à terme de 113 M\$ (Accordéon - Term Loan)

Les termes de ce prêt sont les suivants :

	Term loan	Revolving Credit Facility (RCF)
Montant initial	50 M\$	63 M\$
Statut	Tiré	Non-tiré
Maturité	Juillet 2027	Juillet 2027
Premier amortissement	Octobre 2025	
Remboursement	8 échéances trimestrielles	À maturité
Taux d'emprunt	SOFR + Spread + 2,00 % (0,675 % sur la portion non-tirée)	SOFR + Spread + 2,25 % (0,675 % sur la portion non-tirée)

Prêt actionnaire

En décembre 2017, dans le cadre de son refinancement, le Groupe a contracté un prêt actionnaire avec PIEP, d'un montant de 200 M\$, tiré initialement à hauteur de 100 M\$ dont 18 M\$ ont été d'ores et déjà été remboursés suite à l'avenant signé le 12 mai 2022. Le Groupe a bénéficié de nouveaux termes et du rééchelonnement de son prêt actionnaire.

Les termes de cette facilité sont les suivants :

Montant initial 182 M\$ dont tiré :	82 M\$
Tranche supplémentaire	100 M\$ tirables à discrétion
Maturité	Juillet 2028
Premier amortissement	Avril 2023
Remboursement	22 échéances trimestrielles
Taux d'emprunt	SOFR + 2,10 %

Aux termes des avenants aux contrats des prêts bancaires et d'actionnaires en date du 12/05/2022 le Groupe bénéficie d'un rééchelonnement de sa dette :

- l'emprunt à terme de 255 M\$ auprès d'un syndicat de banques (le « Prêt à Terme ») ;
- et l'emprunt de 182 M\$ (dont 82 M\$ tirés et 100 M\$ non tirés) auprès de l'actionnaire majoritaire de M&P, PT Pertamina International Eksplorasi Dan Produksi (« PIEP ») (le « Prêt d'Actionnaire »).

Conformément à IFRS 9, les avenants aux contrats n'entraînant pas de modification substantielle des modalités de l'emprunt, le Groupe a comptabilisé les frais relatifs à leur mise en œuvre dans le coût global en ajustant le taux d'intérêt effectif.

Le Groupe n'a pas souscrit au cours de la période à des instruments dérivés.

3.5.5.4 Gestion du risque financier

La gestion du risque financier par le Groupe (risques sur les fluctuations de cours des hydrocarbures, risques de change, risques de liquidité, risques de taux, risques de contrepartie, risques pays), les objectifs et les règles de la Direction du Groupe sont identiques à ceux présentés pour les états financiers consolidés au 31 décembre 2025.

3.5.5.5 Juste valeur

Les positions en juste valeur selon la hiérarchie de la norme IFRS 13 sont établies selon les mêmes hypothèses que celles présentées pour les états financiers consolidés au 31 décembre 2025.

La valeur nette comptable des actifs et passifs financiers au coût amorti est jugée correspondre à une approximation raisonnable de leur juste valeur compte tenu de leur nature.

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par le compte de résultat correspondent essentiellement aux créances sur PRDL (cf. note 3.5.5.1). L'évaluation repose principalement

sur les flux de trésorerie actualisés en prenant en compte les hypothèses telles que le prix du Brent, le taux d'actualisation, le profil de production déterminé sur la base du rapport de réserves des experts indépendants, les coûts et investissements nécessaire à cette production et le calendrier de recouvrement.

La valeur nette comptable de la trésorerie du Groupe correspond à sa juste valeur sachant qu'elle est considérée comme liquide.

(en milliers de dollars)			30/06/2026		31/12/2025	
			Total bilan	Juste valeur	Total bilan	Juste valeur
Actifs financiers non courants	Coût amorti		43 099	43 099	16 351	16 351
Actifs financiers non courants	Juste valeur	Niveau 3	264 994	264 994	247 592	247 592
Clients et Comptes Rattachés	Coût amorti		84 866	84 866	57 213	57 213
Autres actifs courants	Coût amorti		68 798	68 798	305 855	305 855
Autres actifs non courants	Coût amorti		10 091	10 091	8 418	8 418
Autres Actifs Financiers Courants	Coût amorti		34 830	34 830	69 507	69 507
Autres Actifs Financiers Courants	Juste valeur	Niveau 3	34 519	34 519	37 349	37 349
Trésorerie et équivalents de trésorerie			370 036	370 036	460 249	460 249
TOTAL ACTIF			911 232	911 232	1 202 533	1 202 533
Emprunts et dettes financières	Coût amorti		176 645	176 645	285 962	285 962
Dettes fournisseurs	Coût amorti		131 788	131 788	112 546	112 546
Autres créditeurs et passifs divers	Coût amorti		268 410	268 410	139 336	139 336
TOTAL PASSIF			576 843	576 843	537 844	537 844

L'évaluation de l'actif financier concernant la créance PRDL se fait à sa juste valeur.

3.5.5.6 Résultat financier

(en milliers de dollars)	30/06/2026	30/06/2025
Intérêts sur découverts	(889)	(450)
Charge financière IFRS 16	(2 816)	(258)
Intérêts prêts actionnaire	(1 086)	(1 774)
Intérêts sur autres emprunts	(6 409)	(4 502)
COÛT DE L'ENDETTEMENT BRUT	(11 200)	(6 983)
Produits de trésorerie	5 052	1 609
COÛT DE L'ENDETTEMENT NET	(6 148)	(5 374)
Écarts de change nets	(991)	3 084
Autres	(1 531)	(1 381)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS NETS	(2 522)	1 703
RÉSULTAT FINANCIER	(8 669)	(3 671)

Le coût de l'endettement brut intègre les intérêts calculés sur la base du taux d'intérêt effectif de l'emprunt (c'est-à-dire le taux actuariel tenant compte des frais d'émission).

Les écarts de change nets sont liés pour l'essentiel à la réévaluation au taux de clôture des positions en devises de transactions différentes de la devise fonctionnelle du Groupe (USD).

- Le taux de conversion EUR/USD au 31/12/2025 s'établissait à 1.175 contre 1.1394 au 30/06/2026.

- Les positions en devises de transactions, différentes de la devise fonctionnelle USD de l'ensemble des entités consolidées, sont essentiellement des créances Gabonaises (libellée en XAF).

Les autres produits et charges financiers incluent principalement l'effet de désactualisation (accrétion) de la provision de remise en état des sites.

3.5.6 Autres informations**3.5.6.1 Impôts sur le résultat & Impôts différés**

La charge d'impôt différé résulte principalement de l'amortissement de la différence temporelle entre les coûts récupérables en base fiscale et la comptabilisation d'immobilisations dans les comptes consolidés sur les permis d'Ezanga et Mnazi Bay.

Le Groupe a reconnu un actif d'impôt différé de 40 M\$ au titre des déficits fiscaux reportables en Colombie. Cette reconnaissance résulte de l'acquisition de la licence Sinu-9, qui a conduit à une révision des perspectives de résultats imposables des activités colombiennes. Sur la base des prévisions de production, des hypothèses de prix et de

coûts retenues par le Groupe, un plan d'affaires et un tax planning démontrent qu'il est probable que des bénéfices imposables futurs seront disponibles pour permettre l'utilisation de ces déficits fiscaux reportables sur leur période d'utilisation estimée.

La charge exigible d'impôt sur les sociétés correspond principalement à la constatation de l'IS notionnel, à l'apurement de créances fiscales au travers du mécanisme de partage de production sur le permis d'Ezanga et à la charge d'IS en Tanzanie.

(en milliers de dollars)	Impôts différés	Impôts courants	Total
Actif au 31/12/2025	—	190	190
Passif au 31/12/2025	(233 010)	(52 893)	(285 904)
VALEUR NETTE AU 31/12/2025	(233 010)	(52 704)	(285 714)
Charge d'impôt	260	(42 871)	(42 611)
Apurement de créances fiscales		22 966	22 966
Versements		42 363	42 363
Reconnaissance des déficits fiscaux reportables Colombien	40 044	—	40 044
Actif au 30/06/2026	40 044	210	40 254
Passif au 30/06/2026	(232 750)	(30 457)	(263 206)
VALEUR NETTE AU 30/06/2026	(192 706)	(30 246)	(222 952)

3.5.6.2 Engagements Hors Bilan – Actifs et Passifs éventuels

Les ratios financiers ci-dessous liés au prêt bancaire à terme sont respectés au 30 juin 2026 :

- un ratio endettement net consolidé du Groupe (hors prêt d'actionnaire)/EBITDAX (résultat avant intérêts, impôts, amortissements et dépréciations et net de l'impact des gains et pertes de change et coûts de l'exploration) n'excédant pas 4.00:1.00, calculé sur une période de 12 mois précédant la date de référence ;
- un ratio de couverture du service de la dette (DSCR) du Groupe calculé sur une période de six mois précédant la date de référence, supérieur à 3.50:1.00 ; et

- une valeur corporelle nette (« Tangible Net Worth » retraité des actifs incorporels pétroliers) du Groupe à chaque date de référence supérieure à 500 M\$.

Les autres engagements hors bilan sont conformes à ceux présentés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 et n'ont pas connu d'évolution significative au 30 juin 2026

3.5.6.3 Allocation du coût d'acquisition Sinu-9

Dans le cadre de son plan stratégique de développement en Colombie, M&P Colombia S.L., filiale du Groupe, a acquis le 5 janvier 2026 une participation majoritaire de 61 % dans le contrat d'exploration-production du bloc Sinu-9, précédemment détenue par MKMS Enerji Sucursal Colombia (filiale de NG Energy), Oleum S.A. de C.V. et Clean Energy Resources S.A.S.

Le Groupe conserve également une option lui permettant d'acquérir une participation additionnelle de 5 % dans Sinu-9 auprès de NG Energy dans un délai de 12 mois après la date d'acquisition.

Cette opération permet au Groupe d'acquérir le contrôle opérationnel sur le bloc Sinu-9 et d'accélérer le développement de ses activités d'exploration et de production dans la région.

Au regard des dispositions de la norme IFRS 3, cette transaction est qualifiée d'acquisition d'actifs et non de regroupement d'entreprises.

Le prix d'acquisition a été alloué conformément à l'approche n° 2 de la décision d'agenda de l'IFRS Interpretations Committee publiée en novembre 2017.

Selon cette approche le coût d'acquisition a été alloué en premier lieu aux actifs acquis et passifs repris identifiables qui ne sont pas évalués au coût, en les évaluant conformément aux normes IFRS qui leur sont applicables. Le solde du coût d'acquisition non encore alloué est ensuite affecté aux actifs et passifs devant être évalués au coût, au prorata de leurs justes valeurs respectives à la date d'acquisition.

Conformément aux dispositions du contrat d'acquisition, le Groupe a comptabilisé une créance de 15 M\$ sur le cédant, correspondant à un ajustement prévu par les termes de la transaction. Cette créance est remboursable selon un échéancier annuel, avec un versement fin juillet de chaque année jusqu'en 2030.

Suite à cette acquisition, le Groupe a notamment pu reconnaître les déficits fiscaux reportables existants en Colombie à la date d'acquisition ainsi qu'un impôt différé actif afférent, dès lors que les conditions de comptabilisation prévues par IAS 12 étaient réunies.

► Allocation du coût d'acquisition

(en milliers de dollars)

	Note	Acquisition Sinu-9
ACTIF		277 717
Trésorerie et équivalent de trésorerie (trust JV)		1 166
Créances clients	3.5.4.7	2 763
Immobilisations corporelles	3.5.4.4	38
Droit minier	3.5.4.3	212 549
Droit d'utilisation	3.5.4.5	61 201
PASSIF		65 877
Fournisseurs	3.5.4.11	3 036
Provision remise en état des sites	3.5.4.12	747
Dettes de location financement	3.5.5.3	61 201
Autres passifs	3.5.4.10	893
ACTIF NET		211 840

► Rapprochement avec le tableau des flux de trésorerie

Prix d'acquisition participation de 61% dans le permis gazier Sinu-9	211 840
Trésorerie et équivalent de trésorerie (trust JV)	(1 166)
Dépôt versé en 2025	(42 933)
SORTIE NETTE DE TRÉSORERIE PRÉSENTÉE DANS LES FLUX D'INVESTISSEMENT	(167 740)

3.5.6.4 Événements post-clôture

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. en vue de l'acquisition de ses actifs et de ses opérations 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 premier trimestre 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.

La contrepartie 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, attendue aux alentours du 31 décembre 2026, est conditionnée à l'approbation des actionnaires de Gran Tierra, à l'obtention des consentements requis des créanciers, à l'accord des autorisations réglementaires en Colombie et en Équateur, ainsi qu'à diverses conditions usuelles de finalisation.

4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2026

Période du 1^{er} janvier 2026 au 30 juin 2026

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale et en application de l'article L.451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Établissements Maurel & Prom S.A., relatifs à la période du 1^{er} janvier 2026 au 30 juin 2026, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité de votre conseil d'administration le 5 août 2026. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I – Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France.

Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

Les commissaires aux comptes

Paris-La Défense, le 5 août 2026

Paris, le 5 août 2026

KPMG S.A.

ASKIL AUDIT PARIS

Eric Jacquet

Associé

Nissa Abdelli

Associée

François Dineur

Associé

MENTIONS LÉGALES

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 coté sur Euronext Paris

ISIN FR0000051070 / Bloomberg MAU.FP / Reuters MAUP.PA

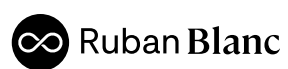
5 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste qu'à ma connaissance les comptes résumés pour le semestre écoulé sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans son périmètre de consolidation, et que le rapport semestriel d'activité figurant aux pages 1 à 27 présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées, ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants.

Paris, le 5 août 2026

Olivier de Langavant

Directeur Général



Conception et réalisation : Ruban Blanc

Crédits photos : © Maurel & Prom



51 rue d'Anjou, 75008 Paris, France
Tél +33 (0)1 53 83 16 00

www.maureletprom.fr