Résultats annuels 2024

6 mars 2025



Intervenants



Olivier de Langavant
Directeur Général



Patrick Deygas
Directeur Financier



Matthieu Lefrancq
Responsable des Relations Investisseurs

Messages clés pour l'exercice 2024

Poursuite de la croissance et retours aux actionnaires en hausse

- **Maintien d'une solide performance opérationnelle et financière**
  - Production du Groupe en part M&P en 2024 : 36 222 bep/j, en augmentation de 29% par rapport à 2023, et en hausse sur chacun des actifs du Groupe
  - Emissions de scope 1 et 2 : 12,3kg d'équivalent CO2 par baril équivalent pétrole
  - Environnement de prix stable : prix de vente moyen de l'huile de 80,3 $/b contre 79,3 $/b en 2023
  - Chiffre d'affaires de 808 M$ (+19%), EBITDA de 368 M$ (+3%), résultat net consolidé de 246 M$ (+2%), résultat net en part Groupe de 233 M$ (+9%)

- **Situation de trésorerie nette positive atteinte pour la première fois depuis 2007, grâce à une génération de cash flow en hausse marquée**
  - Flux de trésorerie disponible de 241 M$, en augmentation de 54% par rapport à 2023
  - Position de trésorerie nette positive de 34 M$ au 31 décembre 2024, en augmentation de 154 M$ par rapport à fin 2023 (dette nette de 120 M$ au 31 décembre 2023)

- **Activité intense de croissance et développement du Groupe**
  - Gabon : Attribution du permis gazier d'Etekamba en septembre 2024
  - Nigeria : Acquisition transformatrice des actifs offshore conventionnels d'ExxonMonbil par Seplat Energy (détenue à 20,46% par M&P) finalisée en décembre 2024
  - Colombie : Accord définitif pour l'acquisition d'une participation de 40% dans le permis gazier de Sinu-9 signé avec NG Energy en février 2025 ; finalisation attendue en milieu d'année 2025
  - Angola : Entrée dans le projet de centrale photovoltaïque Quilemba Solar annoncée en octobre 2024 et finalisée en janvier 2025

- **Forte montée en puissance de la production au Venezuela en 2024**
  - Augmentation de la production de plus de 40% entre le premier et le quatrième trimestre 2024
  - 48 M$ de dividendes reçus par M&P, nets des 20% à l'actionnaire minoritaire de M&P Iberoamerica
  - M&P suit avec attention les récents développements concernant les sanctions américaines au Venezuela et les implications possibles pour sa propre licence OFAC dans le pays

- **Grâce à son excellente situation financière, M&P peut concilier la poursuite de nouvelles opportunités de croissance et sa politique de restitution progressive de valeur aux actionnaires**
  - Liquidité disponible de 260 M$ au 31 décembre 2024, dont 193 M$ de trésorerie
  - Dividende de 64 M$ (0,30€ par action) payé en 2024
  - Dividende de 0,33€ par action (soit environ 70 M$) proposé au vote de l'assemblée générale pour paiement en août 2025, en augmentation de 10% par rapport à 2024

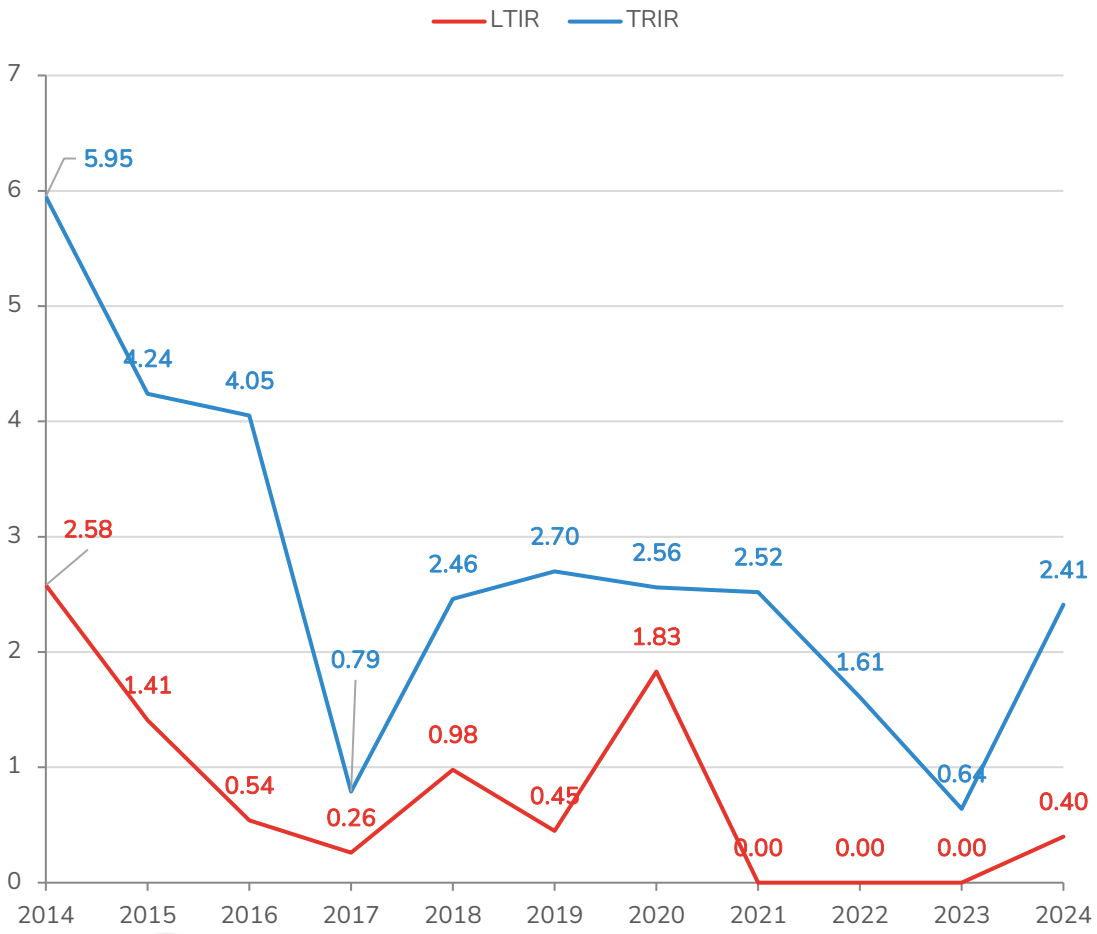
Chiffres clés pour l'exercice 2024

		Vs. 2023
Production en part M&P	36 222 bep/j	+29%
Réserves 2P en part M&P	244 Mbep	+34%
EBITDA	368 M$	+3%
Résultat net en part Groupe	233 M$	+9%
Flux de trésorerie généré par les opérations	272 M$	+9%
Flux de trésorerie disponible (« free cash flow »)	241 M$	+54%
Position de trésorerie nette	34 M$	+154 M$
Proposition de dividende	0,33€ par action	+10%

1. Revue de la performance 2024

Performance EHS-S

Indicateurs clés de performance



Au 31 décembre 2024 :

Jours consécutifs sans incident environnemental significatif :
1 885

Jours consécutifs sans LTI :
136

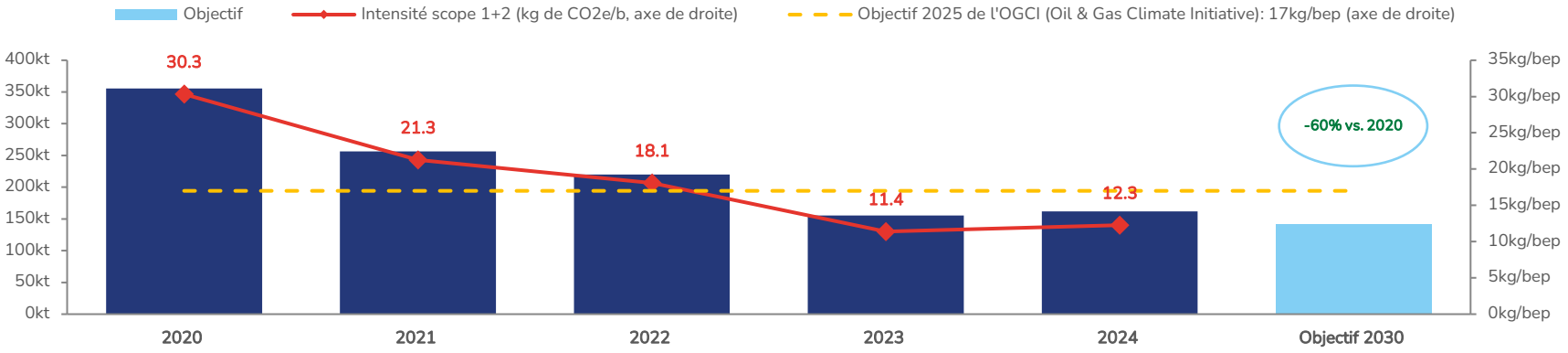
Certifications :
ISO 45001 (santé et sécurité)
ISO 14001 (gestion environnementale)

Engagement environnemental :
CDP
DISCLOSURE INSIGHT ACTION
Note de M&P en 2024 : B

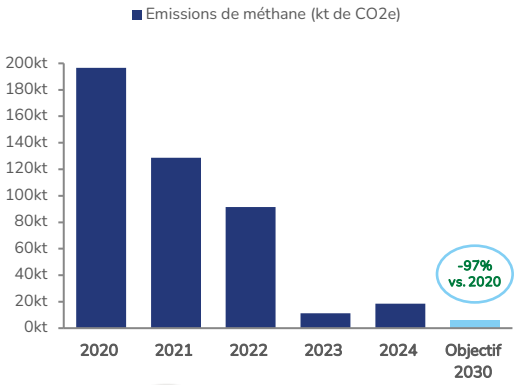
Note: Données au 31 décembre 2024 ; la fréquence des incidents avec arrêt de travail (LTIR) et le taux d'incidents enregistrables (TRIR) sont calculés par million d'heures de travail

Performance ESG sur les actifs opérés en production

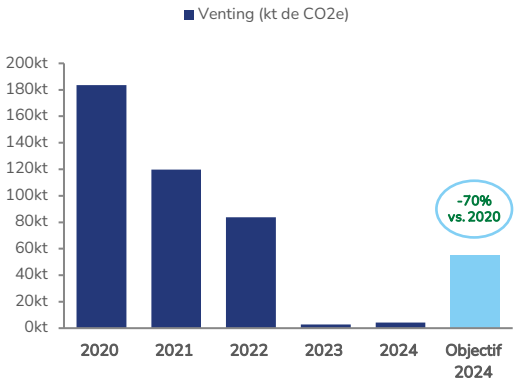
Emissions de gaz à effet de serre et intensité par baril



Emissions de méthane…



…dont *venting*

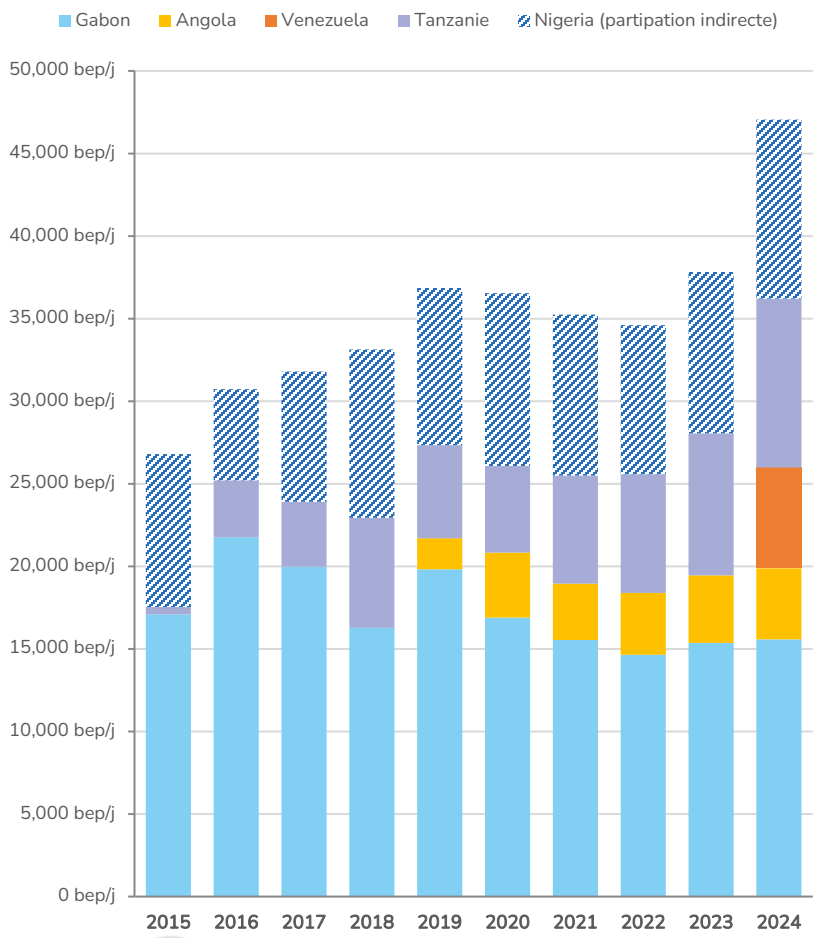


Torchage

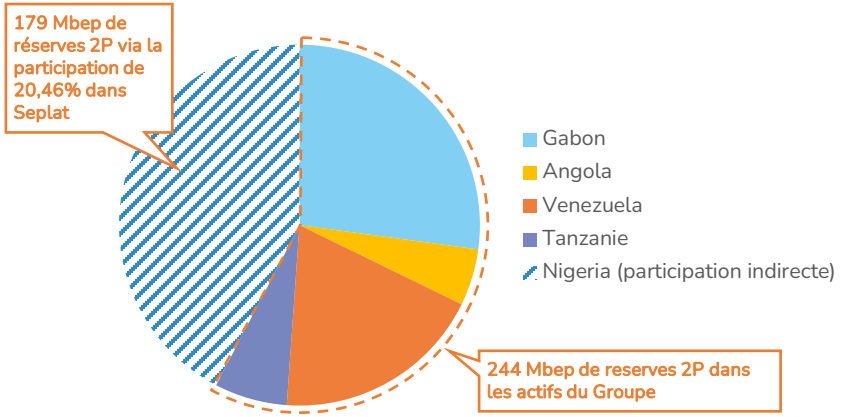


Production et réserves

Production en part M&P



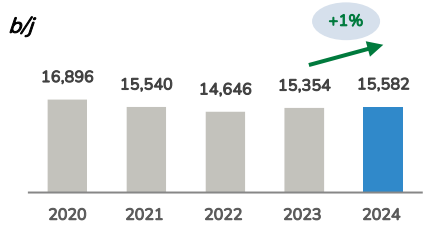
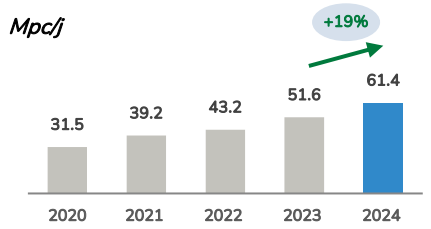
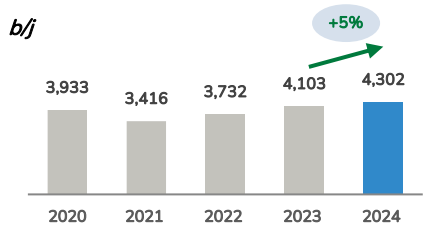
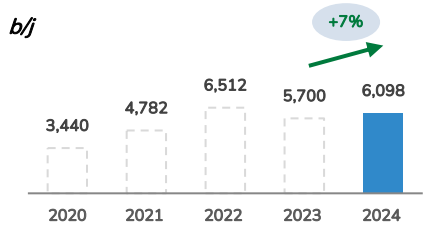
Réserves 2P en part M&P



	Huile (Mb)		Gaz (Gpc)		Total (Mbep)	
	1P	2P	1P	2P	1P	2P
Gabon	74,9	115,0	–	–	74,9	115,0
Angola	17,0	21,5	–	–	17,0	21,5
Tanzanie	–	–	160,9	165,8	26,8	27,6
Total actifs consolidés	**91,9**	**136,5**	**160,9**	**165,8**	**118,7**	**164,1**
Venezuela	43,5	80,0	–	–	43,5	80,0
Total Groupe	**135,4**	**216,5**	**160,9**	**165,8**	**162,2**	**244,1**
Nigéria (participation de 20.46%)	–	118,9	–	352,8	–	179,3
Total Groupe (y compris participations)	**135,4**	**335,4**	**160,9**	**528,6**	**162,2**	**423,5**

Note : Taux de conversion gaz-pétrole de 6 Gpc/Mbep
Source : Réserves au 31 décembre 2024, sur la base des apports de réserve de DeGolyer and MacNaughton (Gabon, Angola, Tanzanie, Venezuela); réserves Seplat Energy issues de la présentation des résultats annuels 2024 (4 mars 2025)

Revue des activités de production en 2024

	Production en part M&P	Commentaires
Ezanga		➢ Production en augmentation de 1% en 2024 par rapport à 2023 ➢ 12 puits ont été forés en 2024 sur Ezanga ➢ Une petite découverte a été faite sur la structure d'Ezoe au cours de l'exercice ; elle a été immédiatement raccordée et mise en production ➢ Une campagne de stimulation de puits a eu lieu en fin d'année 2024 avec de bons résultats, et a contribué à remonter le potentiel de production au-dessus de 16 800 b/j en part M&P (soit 21 000 b/j en 100%)
Mnazi Bay		➢ La production de gaz en part M&P sur le permis de Mnazi Bay s'élève à 61,4 Mpc/j pour l'année 2024, en hausse de 19% par rapport à 2023 grâce à l'augmentation de la quote part de M&P à la suite de l'acquisition de Wentworth Resources ➢ La production en 100% s'élève à 99,1 Mpc/j en 2024, contre 107,4 Mpc/j en 2023, ce qui en fait néanmoins la deuxième meilleure production annuelle enregistrée ; la remontée des nominations de gaz au cours du quatrième trimestre souligne l'augmentation tendancielle de la demande de gaz locale malgré la montée en régime de la production hydroélectrique ➢ Une campagne de forage de trois puits débutera fin 2025
Blocs 3/05 & 3/05A		➢ Production en part M&P en augmentation de 5% en 2024 par rapport à 2023, malgré une interruption de la production au second semestre pour des opérations de maintenance prévues ➢ Record de production annuelle depuis l'entrée de M&P en Angola en 2019
Urdaneta Oeste		➢ La production d'huile en part M&P Iberoamerica (40%) sur le champ d'Urdaneta Oeste s'élève à 6 098 b/j pour l'année 2024, en augmentation de 41% entre le premier et le quatrième trimestre (7 558 b/j contre 5 353 b/j) grâce aux opérations réalisées, notamment la remise en état de la compression et les interventions sur puits ➢ La production à fin février 2025 approche 9 000 b/j en part M&P Iberoamerica (soit 22 500 b/j à 100%), avec une production moyenne de 8,165 b/j sur les deux premiers mois de 2025 ➢ M&P opère depuis avril 2024 dans le cadre d'une licence spécifique délivrée par l'Office of Foreign Assets Control (« OFAC ») du Département du Trésor américain et dont la date d'expiration actuelle est mai 2026

Réalisation vs. prévision en 2024

Production

	Prévision		Performance réalisée		
	100%	En part M&P	100%	En part M&P	
Gabon	18 500 b/j	14 800 b/j	19 478 b/j	15 582 b/j	+5%
Tanzanie	105,0 Mpc/j	63,0 Mpc/j	99,1 Mpc/j	61,4 Mpc/j	-2%
Angola	21 500 b/j	4 200 b/j	21 111 b/j	4 302 b/j	+2%
Total *Hors Venezuela*		**29 500 bep/j**		**30 125 bep/j**	+2%
Venezuela			15 244 b/j	6 098 b/j	
Total				**36 222 bep/j**	

Cash flows

	Prévision	Réalisation
Flux de trésorerie généré par les opérations	280 M$ à 80 $/b	272 M$ à 80,3 $/b Dont 40 M$ de variation de BFR négatif suite à l'accord Gabon
Dividendes reçus	88 M$ Dont 70 M$ (nets) de PRDL et 18 M$ de Seplat Energy	66 M$ Dont 48 M$ (nets) de PRDL et 19 M$ de Seplat Energy
Investissements de développement	130 M$	123 M$
Investissements d'exploration	15 M$ (contingent)	17 M$
Financement	132 M$ Dont 67 M$ de service de la dette et 65 M$ de dividende	139 M$ Dont 74 M$ de service de la dette et 65 M$ de dividende

2. Revue de la situation financière

Comptes pour l'exercice 2024

M$	2024	2023	*Variation*
Compte de résultat			
Chiffre d'affaires	**808**	**682**	***+19%***
Dépenses d'exploitation et d'administration	-202	-176	
Redevances et taxes liées à l'activité	-72	-76	
Variation de position de sur/sous-enlèvement	-45	-45	
Achat d'huile à des tiers	-121	-26	
Autre	–	–	
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	**368**	**359**	***+3%***
Dotations amortissements et provisions et dépréciation	-112	-106	
Charges d'exploration	-3	-15	
Autre	5	-46	
Résultat opérationnel	**258**	**193**	***+34%***
Charges financières nettes	-23	-20	
Impôts sur les résultats	-97	-131	
Quote-part des sociétés mises en équivalence	108	200	
Résultat net consolidé	**246**	**242**	***+2%***
Dont résultat net consolidé courant	*256*	255	*-19%*
Dont résultat net en part Groupe	**233**	**210**	***+9%***
Dont participations ne donnant pas le contrôle	13	32	
Flux de trésorerie			
Flux avant impôts	**348**	**334**	
Impôts sur les résultats payés	-63	-73	
Flux généré par les opérations avant variation du B.F.R.	**285**	**261**	***+9%***
Variation du besoin en fonds de roulement	-13	9	
Flux généré par les opérations	**272**	**270**	***+1%***
Investissements de développement	-123	-107	
Investissements d'exploration	-17	-17	
Acquisitions et cessions d'actifs	44	-9	
Dividendes reçus	66	20	
Flux de trésorerie disponible (free cash flow)	**241**	**157**	***+54%***
Charge nette de la dette	-74	-141	
Dividendes distribués	-65	-49	
Autre	-6	-7	
Variation de trésorerie	**96**	**-41**	***N/A***
Trésorerie et endettement			
Solde de trésorerie fin de période	193	97	
Endettement brut fin de période	160	217	
Endettement net fin de période	**-34**	**120**	***N/A***

Compte de résultat

- Prix de vente moyen de l'huile de 80,3 $/b, stable par rapport à 2023 (79,3 $/b)
- Contribution importante des activités de trading au chiffre d'affaires (125 M$, contre 26 M$ en 2023), avec un coût d'achat de l'huile de 121 M$
- La hausse des dépenses d'exploitation et d'administration s'explique par l'augmentation des activités de services, tant au niveau de la filiale de forage Caroil, avec trois appareils de forage en activité au Gabon, qu'au Venezuela, avec l'intensification de l'assistance technique fournie à PRDL
- 108 M$ de quote-part de résultat provenant des sociétés mises en équivalence :
  - 31 M$ pour la participation de 20,46% détenue dans Seplat Energy
  - 77 M$ pour la participation de 40% dans PRDL au Venezuela
- Résultat net consolidé de 246 M$ et résultat net en part Groupe de 233 M$ (256 M$ hors éléments non-courants), en augmentation respectivement de 2% et 9% par rapport aux montants records de 2023

Flux de trésorerie

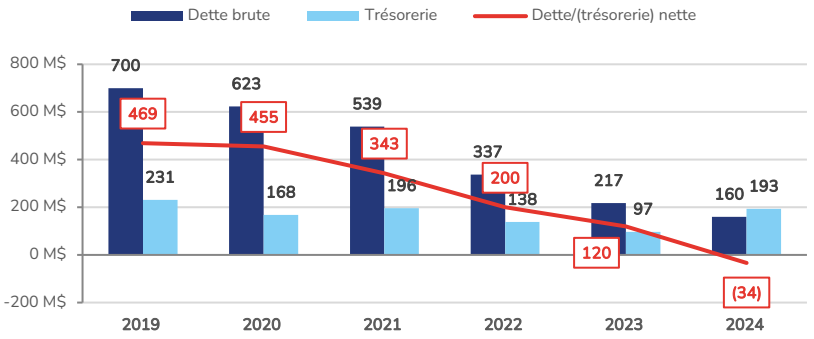
- 141 M$ d'investissements, dont :
  - 123 M$ d'investissements de développement, dont 86 M$ au Gabon, 20 M$ en Angola, et 5 M$ pour la filiale de forage Caroil
  - 17 M$ de dépenses d'exploration, dont 11 M$ pour la découverte d'Ezoe sur le permis d'Ezanga au Gabon
- Les acquisitions et cessions d'actifs ont généré une entrée de 44 M$, correspondant au remboursement du dépôt de garantie de 20 M$ à la fin de projet d'acquisition d'Assala, ainsi qu'à la rétrocession à TPDC en janvier 2024 d'une participation de 20% dans Mnazi Bay pour une contrepartie de 24 M$, à la suite de l'acquisition de Wentworth Resources par M&P
- 66 M$ reçus en dividendes, dont 48 M$ de la participation de 40% dans PRDL (nets des 20% reversés à l'actionnaire minoritaire de M&P Iberoamerica), ainsi que 19 M$ au titre de la participation de 20,46%, dans Seplat Energy
- 74 M$ de service de la dette, dont 57 M$ de remboursement (43 M$ de dette bancaire, et 15 M$ de dette actionnariale), et 17 M$ de coût net de la dette
- 65 M$ de dividendes versés, et 5 M$ de rachat d'actions

Situation de trésorerie et endettement

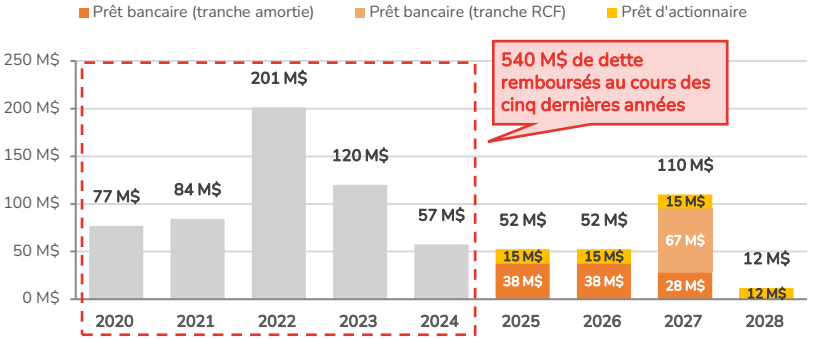
Structure de capital au 31 décembre 2024

	Taux	Maturité	Montant tiré
Prêt bancaire – Tranche amortie	SOFR + spread (0,11%) + 2,00%	Juillet 2027	103 M$
Prêt bancaire – Tranche RCF *67 M$ disponibles*	SOFR + spread (0,11%) + 2,25%	Juillet 2027	–
Prêt d'actionnaire	SOFR + spread (0,11%) + 2,10%	Juillet 2028	56 M$
Dette totale			**160 M$**
Trésorerie			193 M$
Position nette de trésorerie			**34 M$**

Evolution de l'endettement 2019-2024



Profil de remboursement de la dette



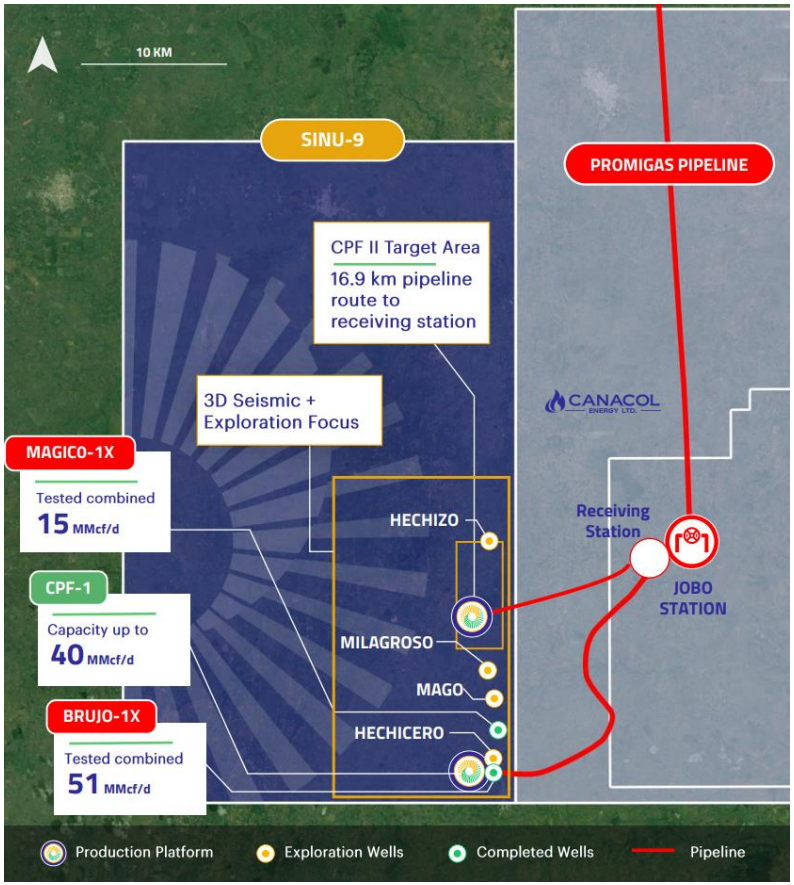
260 M$ de liquidité au 31 décembre 2024; l'excellente situation financière du Groupe permet de lever de nouveaux financements bancaires, notamment en vue de l'acquisition d'actifs

3. Opérations de croissance réalisées et en cours

Acquisition en cours d'une participation de 40% dans le champ gazier Sinu-9 en Colombie

- M&P a annoncé le 10 février 2025 la conclusion d'un accord définitif avec NG Energy International Corp. (« NG Energy »), en vue de l'acquisition d'une participation opérée de 40 % dans le permis gazier de Sinu-9 en Colombie
  - Le bloc gazier Sinu-9 se trouve dans la vallée du bas Magdalena, à 75 km de la côte caraïbe de la Colombie
  - Le champ a vu sa première production de gaz en novembre 2024, dans le cadre de l'essai de long terme actuellement en cours des puits Magico-1X et Brujo-1X
  - M&P deviendra opérateur du bloc à la suite de la finalisation de l'opération
- La contrepartie de 150 M$ sera financée par la trésorerie existante et les facilités de crédit disponibles de M&P
  - La date d'effet économique de l'opération est le 1er février 2025
  - Un dépôt de 20 M$ est payable par M&P, et le reste sera versé à la finalisation, avec un ajustement reflétant les flux de trésorerie pour la période courant de la date d'effet économique à la finalisation
- La finalisation de l'opération reste soumise à l'obtention des autorisations réglementaires, y compris l'approbation de l'Agence Nationale des Hydrocarbures colombienne (« ANH »), et à la satisfaction d'autres conditions de finalisation habituelles
- M&P disposera d'une option de 12 mois à compter de la finalisation pour acquérir une participation supplémentaire de 5% selon les mêmes conditions
  - Contrepartie de 18,75 M$, avec la même date d'effet économique du 1er février 2025

Carte des opérations



Sinu-9 est un superbe actif avec un énorme potentiel, qui correspond parfaitement à la stratégie de croissance de M&P dans la région

Acquisition en cours d'une participation de 40% dans le champ gazier Sinu-9 en Colombie

Actif gazier onshore, en production et développement, stratégiquement situé à proximité d'infrastructures clés existantes

- ✓ Situé dans le bassin de Sinu San Jacinto et raccordé au gazoduc Promigas, il offre un accès direct aux zones urbaines et industrielles côtières du nord de la Colombie
- ✓ Actif de grande qualité avec des installations récemment développées
- ✓ Première production de gaz en novembre 2024 dans le cadre de l'essai de long terme en cours
- ✓ Infrastructure actuellement en place pour une production allant jusqu'à 40 Mpc/j à 100% (16 Mpc/j nets pour la participation de 40 % acquise), la poursuite du développement devant permettre d'augmenter la production très au-delà de ce premier palier

Réserves prouvées avec un potentiel considérable d'exploration et d'appréciation

- ✓ Bassin prolifique, avec plusieurs champs en production dans la région et de fortes continuités géologiques
- ✓ Réserves prouvées et probables (2P) et réserves prouvées, probables, possibles (3P) respectivement de 158,8 Gpc et de 340,8 Gpc à 100% au 31 décembre 2023 (respectivement, 63,5 Gpc et 136,3 Gpc nets pour la participation acquise de 40 %)
- ✓ Nombreux prospects, dont plusieurs prêts à être forés au cours des 18 prochains mois

Fondamentaux très solides pour le marché gazier domestique colombien

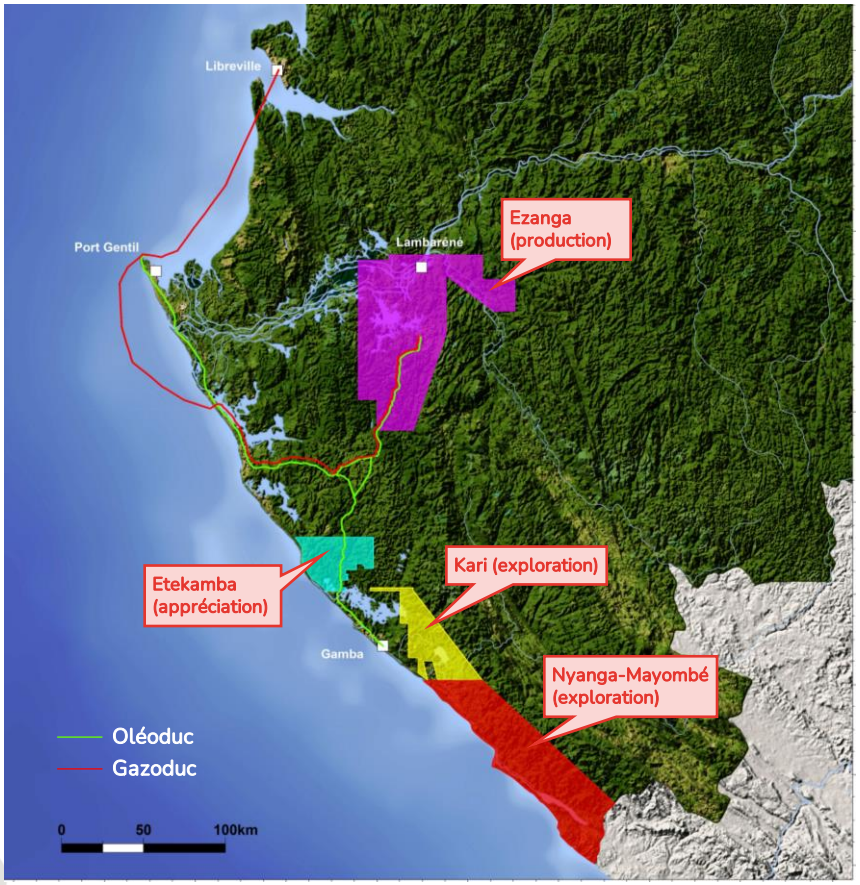
- ✓ Ressource gazière stratégique pour un marché colombien en déficit structurel d'offre, qui devrait être de 30 % en deçà de la demande d'ici à 2026
- ✓ Prix spot du gaz au sur le marché intérieur supérieur à 8 $/MBtu au quatrième trimestre de 2024
- ✓ La situation de déficit devrait perdurer au moins pour les cinq prochaines années, alors que les nouvelles ressources gazières identifiées dans le pays nécessiteront des coûts de développement élevés (champs offshore)

Occasion stratégique pour M&P d'étendre ses activités en Colombie

- ✓ Présence de M&P dans le pays depuis plus de 20 ans
- ✓ Diversification des flux de trésorerie : revenus décorrélés du Brent dans un pays pétrolier et gazier stable et membre de l'OCDE
- ✓ Contrepartie de 150 M$ pour l'acquisition (à la date d'effet économique du 1er février 2025), entièrement financée sur les liquidités existantes et les facilités disponibles de M&P
- ✓ M&P disposera d'une option de 12 mois à compter de la finalisation pour acquérir une participation supplémentaire de 5% dans Sinu-9 auprès de NG Energy selon les mêmes conditions (contrepartie de 18,75 M$ avec la même date d'effet économique)

Attribution du permis d'Etekamba et signature d'un accord global avec la République gabonaise

Carte des opérations de M&P au Gabon



- **M&P a signé le 17 septembre 2024 un accord global avec la République gabonaise, qui prévoit un certain nombre de dispositions, et notamment :**
  - Un programme ambitieux d'investissement social pour la population de Lambaréné dans les domaines du logement et de l'accès à l'électricité
  - L'ajustement de certains termes du contrat d'exploration et de partage de production (« CEPP ») sur le permis d'Ezanga et extension de la licence d'exploration associée de 2026 à 2029
  - Un accord clôturant différents sujets en cours de discussions avec l'administration fiscale gabonaise

- **De plus, M&P a demandé et obtenu l'octroi du permis d'Etekamba (EF-9) dans le centre du pays**
  - Un CEPP a été signé avec une période d'exploration initiale courant jusqu'en 2029
  - Ce permis, que M&P comptait dans son portefeuille d'exploration jusqu'en 2013, renferme plusieurs découvertes gazières ainsi que des prospects
  - La demande domestique et les infrastructures gazières ayant fortement progressé au cours de la dernière décennie, ce permis représente désormais une opportunité intéressante pour M&P, afin de contribuer au développement de la production de gaz et d'élargir l'accès à l'électricité de la population gabonaise

- **La mise en route du développement du permis d'Etekamba est prévu dès 2025**
  - Budget de 25 M$ alloué à la ré-entrée des puits existants et à la construction des installations de surface nécessaires à la connexion au gazoduc

Nouvel axe de croissance au Gabon, avec pour objectif de favoriser l'accès à l'énergie pour tous

Acquisition de MPNU par Seplat Energy (détenu à 20,46% par M&P)

2024 FINANCIAL & OPERATIONAL HIGHLIGHTS

Underlying operational and fiscal performance remained resilient, positive impact of SEPNU already being seen

FY 2024 AV. DAILY PRODUCTION **52,947 BOEPD** (FY 2023, 47,758 boepd) 11%	MET 2024 GUIDANCE Onshore 48.6 kboepd (Annual) SEPNU 4.3 kbeopd (19 days, Annualised)
FY 2024 2P RESERVES **886 MMBOE** (FY 2023, 478 mmboe) 85%	ORGANIC RRR: 176% (2) +395 MMboe from SEPNU
FY 2024 ADJUSTED EBITDA (1) **$539 MN** (FY 2023, $448m) 20%	STABLE & CONSISTENT OPS Onshore $440 million SEPNU $99 million (19 days)
FY 2024 TOTAL DIVIDEND **US$16.5c/share** (2023, US$15c/share) 10%	DIVIDENDS DECLARED 4Q24: US$3.6c/share SPECIAL: US$3.3c/share

(1) Adjusted for production overlift and underlift in the respective period, including contribution from SEPNU from Completion
(2) Organic reserve replacement ratio

reliable energy, limitless potential

SEPNU LICENSE & ASSET SUMMARY

SEPNU adds significant scale, established as leading independent E&P in Nigeria



Portfolio Summary

- 40% interest in 4 Offshore licenses: **OML 67, 68, 70 and 104**
  - and a Unitized interest in A/K field (9.6% WI)
- Major operating hub in shallow water offshore Nigeria.
  - >120 shallow water and offshore facilities, ~1,500 km pipelines
  - 190 producing wells, 413 idle wells
- 3 operated Export Terminals: **Qua Iboe Terminal, Yoho FSO**, 51% interest in **Bonny River Terminal** and NGL Plants at EAP and Oso
  - Facilities are integrated, with dependencies between Oil and NGL
- Broad range of facilities
  - Terminals onshore and production facilities up to 100 km offshore



Yoho FSO located ~90 km offshore, 165 kbopd design capacity (Production Platform), FSO 2 Mmbo storage



Qua Iboe tank farm, process area and administration area. 600 kbopd capacity



Ubit Production Platform (PP) located ~40 km offshore, 250 kbopd design capacity

reliable energy, limitless potential

2025 PRODUCTION GUIDANCE

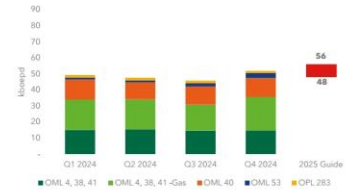
>20 kboepd YoY growth at top end of guidance

Production

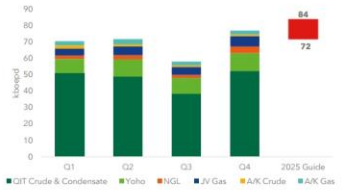
- **Group:** 120,000 -140,000 boepd
  - Mix: Liquids 75-80%, Gas 20-25%
- **Onshore:** 48,000 – 56,000 boepd (FY24: 48,618 boped)
- **SEPNU:** 72,000 – 84,000 boepd (FY24: 69,380 boepd)

Production (kboepd)
120-140
10% growth YoY at the mid-point

Onshore: Abiala, new wells and Gas projects drive growth



SEPNU: increased investment to build on strong 4Q 24



reliable energy, limitless potential

2025 COST GUIDANCE

Increased investment in SEPNU, maintained spending levels Onshore

Capex

- **Group:** $260 - $320 million
- **Onshore:** $180 - $220 million
  - 13 wells
  - Completion of End of Routine Flaring projects
- **SEPNU:** $80 - $100 million
  - EAP IGE replacement
  - Planning for 2026 capex program

Opex

- **SEPNU** focus for opex activities to improve integrity, reliability and uptime
  - Well-work barge to commence ops in 2Q 2025
  - Second JU barge for integrity projects
- **Unit operating costs expected to reduce 2026+ as investment focus pivots to capex activities**
- **Investments offshore (capex & opex) will incur planned partial downtime across certain assets**

Capex ($ million)
260-320
(FY24 $208 million)

2025 drilling plan: 13 wells



Unit Opex ($/boe)
14.0-15.0
(FY24 $15.2/boe(1))

(1) Seplat Onshore FY 24: unit operating costs $12.3/boe

reliable energy, limitless potential

Source : Présentation des résultats annuels 2024 de Seplat Energy (4 mars 2025)

Entrée dans le projet Quilemba Solar en Angola

- **M&P a signé le 9 octobre 2024 un accord portant sur l'acquisition de 19% de la société de droit angolais Quilemba Solar Lda (« Quilemba Solar »)**
  - Les partenaires sont TotalEnergies (51%, opérateur) et Sonangol (30%)
  - L'acquisition a été finalisée le 29 janvier 2025
- **Quilemba Solar dispose d'une concession et d'un contrat d'achat (« PPA ») à prix fixé pour la construction de la centrale photovoltaïque de Quilemba**
  - Première phase avec une capacité de 35 MWc, qui devrait entrer en service d'ici début 2026, avec la possibilité d'y ajouter 45 MWc dans une seconde phase
  - La quote-part M&P des coûts de construction de la première phase est estimée à 7 M$
- **Cette centrale, idéalement située à côté de Lubango au sud du pays dans une des régions les plus ensoleillées de la planète, participera à la décarbonation du mix énergétique angolais**
  - Dès la première phase (35 MWc), elle éliminera l'émission annuelle d'environ 55,000 tonnes d'équivalent CO2 (à 100%)
  - Les 19% détenus par M&P contribueront à l'économie de 11 000 tonnes d'émissions de CO2 par an, ce qui correspond à 7% des émissions en scope 1 et 2 du Groupe
  - Cela permettra à l'Angola de réaliser des économies substantielles par rapport au combustible utilisé dans les centrales thermiques existantes



Ouverture de M&P à de nouveaux types de projets dans le cadre de la transition énergétique, de façon opportuniste et mesurée, dans nos zones d'activité

4. Perspectives

Objectifs pour l'année 2025

Recherche de l'excellence EHS-S

- ✓ Objectifs LTIR/TRIR : ramener le LTIR < 0,20 et le TRIR < 0,80, grâce à des initiatives ciblées de prévention et de formation du personnel
- ✓ Poursuite des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre

Maintien du cap opérationnel et financier

- ✓ Soutien au plateau de production sur Ezanga et Mnazi Bay, grâce à de nouveaux forages de développement
- ✓ Poursuite du redéveloppement du champ d'Urdaneta Oeste au Venezuela
- ✓ Maintien de la politique de contrôle des coûts

Poursuite de la croissance

- ✓ Finalisation de l'acquisition de 40% dans le permis Sinu-9 dans les mois à venir
- ✓ Flexibilité financière afin de réaliser d'autres opérations de croissance importantes
- ✓ Réalisation d'une campagne sismique sur le permis d'Ezanga au Gabon
- ✓ Forage d'un puits d'exploration fin 2025 sur le permis de Fiume Tellaro en Sicile

Restitution de la valeur aux actionnaires

- ✓ Dividende de 0,33€ par action (environ 70 M$) proposé au vote des actionnaires pour paiement en août 2025 au titre de l'exercice 2024
- ✓ M&P pourra aussi effectuer des rachats d'actions relutifs de manière opportuniste

Prévisions opérationnelles et financières pour 2025

Prévisions de production

	100%	En part M&P
Gabon	19 500 b/j	15 600 b/j
Tanzanie	90,0 Mpc/j	54,0 Mpc/j
Angola	22 000 b/j	4 500 b/j
Total *Hors Venezuela*		**29 100 bep/j**
Venezuela	25 000 b/j	10 000 b/j
Total		**39 100 bep/j**

Prévisions de cash flows

Flux de trésorerie généré par les opérations

- **Sensibilité au cours du Brent sur l'année :**
  - A 60 $/b : 220 M$
  - A 70 $/b : 270 M$
  - A 80 $/b : 320 M$

Dividendes reçus

- **100 M$ pour la participation de 40% dans PRDL au Venezuela (nets des 20% reversés à l'actionnaire minoritaire de M&P Iberoamerica)**
- **20 M$ pour la participation de 20,46% dans Seplat**

Investissements de développement

- **155 M$ répartis ainsi :**
  - 110 M$ au Gabon
  - 20 M$ en Tanzanie
  - 25 M$ en Angola (dont 4 M$ pour le projet Quilemba Solar)

Investissements d'exploration

- **Budget contingent de 40 M$:**
  - 30 M$ au Gabon pour la réalisation de forages d'exploration et d'une campagne sismique sur le permis d'Ezanga
  - 10 M$ en Italie pour un forage d'exploration

Acquisition d'actifs

- **150 M$ pour l'acquisition d'une participation de 40% dans le permis de Sinu-9 en Colombie**
- **D'autres acquisitions sont possibles au cours de l'année 2025**

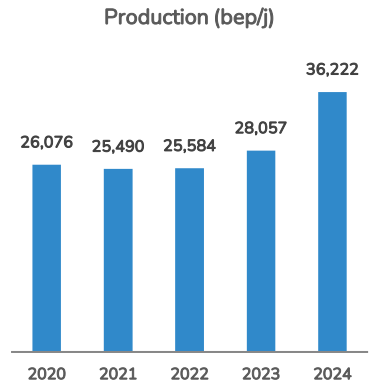
Financement

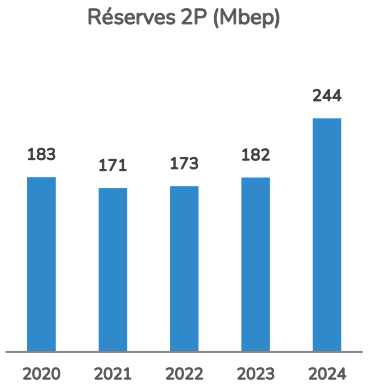
- **67 M$ de service de la dette**
  - 52 M$ de remboursements de dette
  - 15 M$ de charge nette de la dette
- **70 M$ de dividendes (0,33€ par action)**

Note: Prévisions hors acquisitions; les prévisions sur le Venezuela seront affectées en cas de changement concernant la licence OFAC de M&P

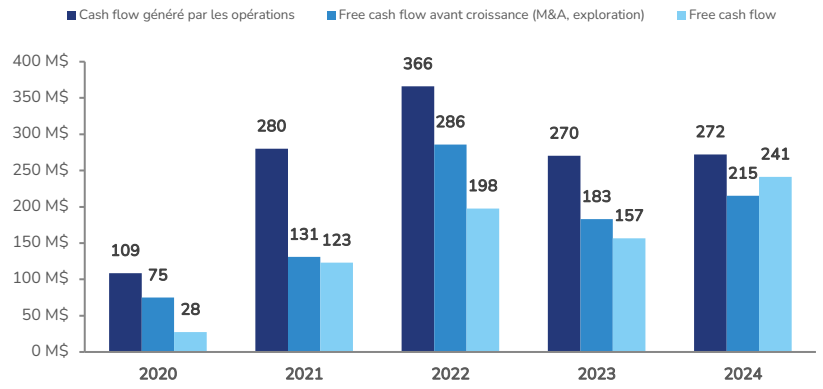
Retour sur les 5 dernières années

Production et réserves en part M&P

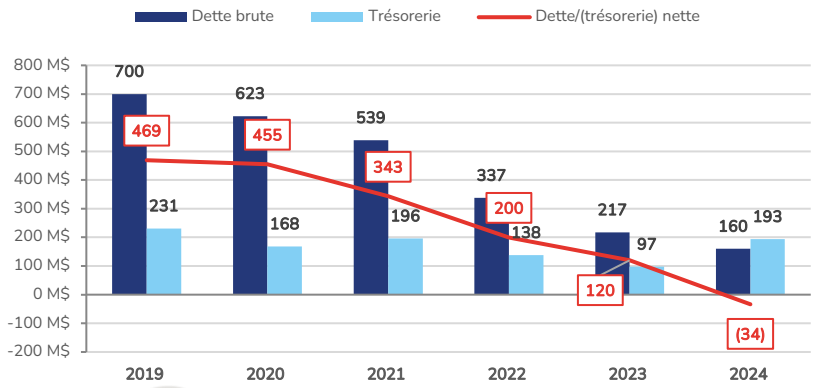




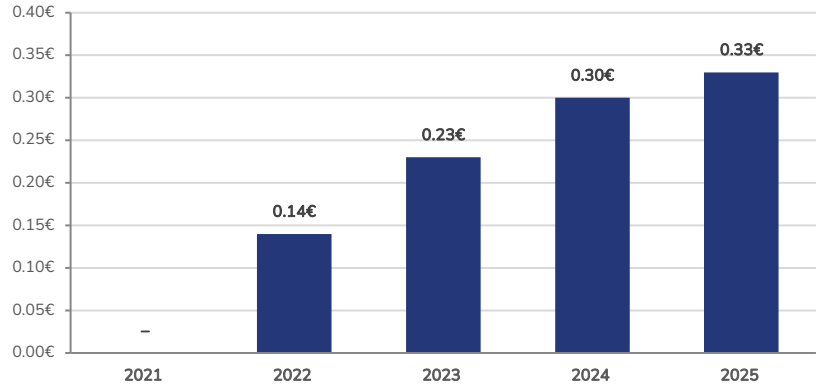
Génération de cash flow



Endettement net



Dividende par action



M&P maintient ses objectifs de croissance disciplinée

Première priorité : viser sans relâche l'excellence EHS-S et réduire notre empreinte environnementale

Maximiser la valeur des actifs existants

Discipline dans l'allocation des ressources : renforcer le bilan et préserver la liquidité

Faire croître l'activité par l'exploration et les opérations M&A

Créer de la valeur et la rendre aux actionnaires

Flexibilité opérationnelle

- ✓Contrôle de l'operatorship des actifs principaux (Ezanga, Mnazi Bay)
- ✓Soutien à l'opérateur et délégation de responsabilité à M&P sur les opérations-clés au Venezuela

Résilience des actis

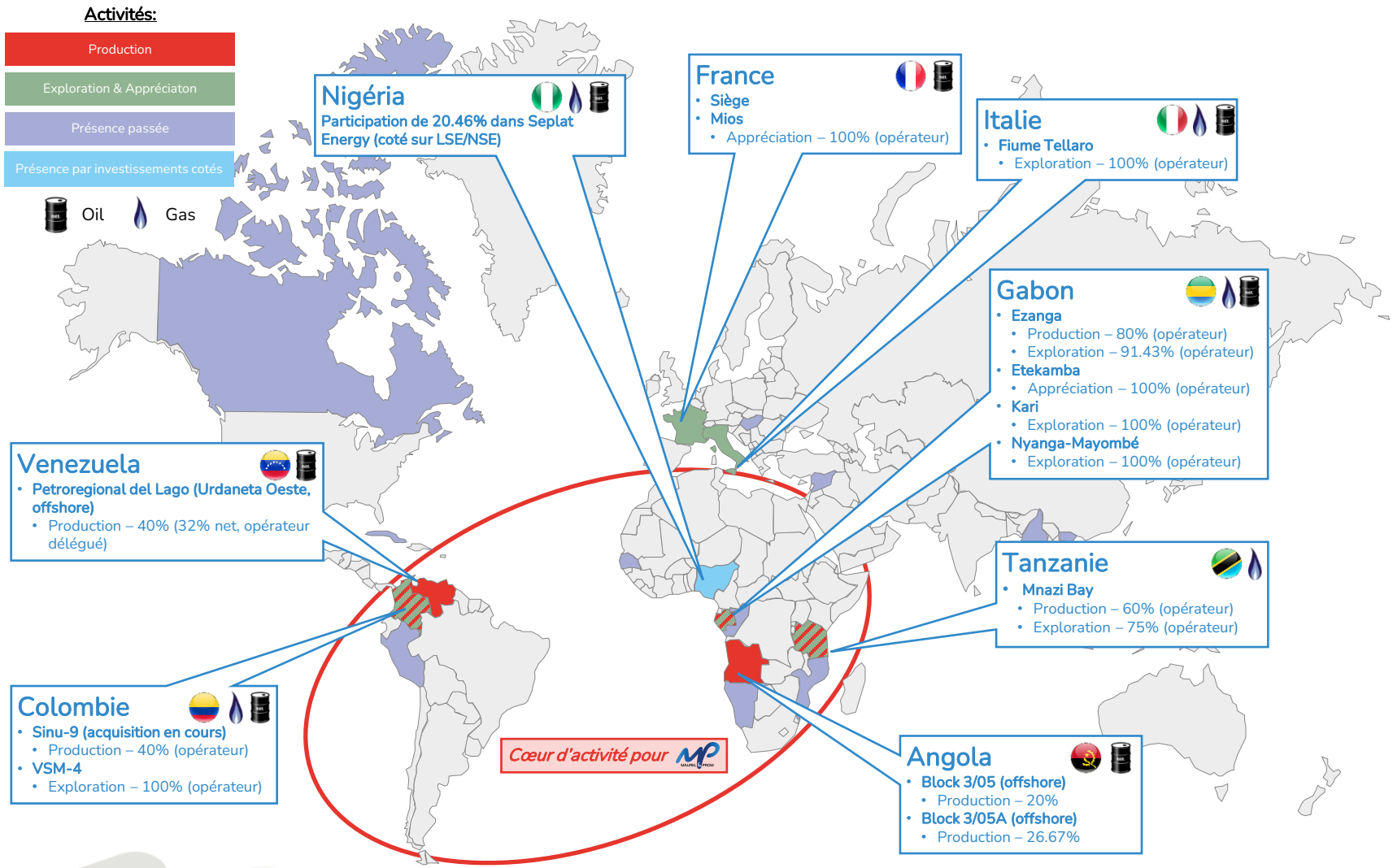
- ✓Breakeven cash disponible (free cash flow) de 25 $/b (40 $/b après service de la dette)
- ✓Breakeven résultat net abaissé à 40 $/b

Solidité financière

- ✓Trésorerie et RCF disponible de 260 M$ fin 2024 (+100 M$ de prêt d'actionnaire non-tiré)
- ✓Accès à la dette à des conditions favorables, grâce au soutien du groupe Pertamina

4. Annexe

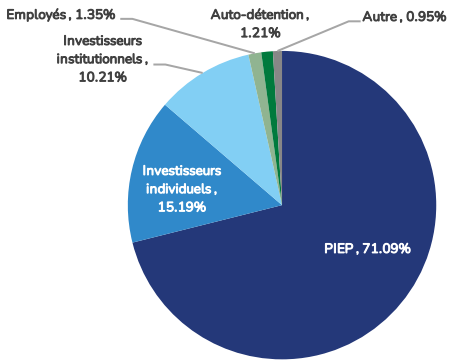
Implantation globale avec un focus spécifique sur l'Afrique et l'Amérique latine



Données financières

M$	2020	2021	2022	2023	2024
Compte de résultat					
Chiffre d'affaires	**330**	**500**	**676**	**682**	**808**
Dépenses d'exploitation et d'administration	-164	-168	-161	-176	-202
Redevances et taxes liées à l'activité	-50	-77	-85	-76	-72
Variation de position de sur/sous-enlèvement	-27	25	13	-45	-45
Achat d'huile à des tiers	–	–	–	-26	-121
Autre	6	0	–	–	–
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	**95**	**280**	**443**	**359**	**368**
Dotations amortissements et provisions et dépréciation	-592	-107	-85	-106	-112
Charges d'exploration	-31	-0	-1	-15	-3
Autre	-6	-15	-4	-46	5
Résultat opérationnel	**-534**	**158**	**352**	**193**	**258**
Charges financières nettes	-11	-16	-23	-20	-23
Impôts sur les résultats	-29	-44	-145	-131	-97
Quote-part des sociétés mises en équivalence	-18	23	22	200	108
Résultat net consolidé	**-592**	**121**	**206**	**242**	**246**
Dont résultat net consolidé courant	*-54*	*136*	*211*	*255*	*256*
Dont résultat net en part Groupe	**-589**	**120**	**205**	**210**	**233**
Dont participations ne donnant pas le contrôle	-3	1	1	32	13
Flux de trésorerie					
Flux avant impôts	**91**	**280**	**444**	**334**	**348**
Impôts sur les résultats payés	-35	-82	-112	-73	-63
Flux généré par les opérations avant variation du B.F.R.	**56**	**198**	**331**	**261**	**285**
Variation du besoin en fonds de roulement	53	82	34	9	-13
Flux généré par les opérations	**109**	**280**	**366**	**270**	**272**
Investissements de développement	-46	-164	-92	-107	-123
Investissements d'exploration	-47	–	-11	-17	-17
Acquisitions et cessions d'actifs	–	-8	-78	-9	44
Dividendes reçus	12	15	12	20	66
Flux de trésorerie disponible (free cash flow)	**28**	**123**	**198**	**157**	**241**
Charge nette de la dette	-95	-96	-224	-141	-74
Dividendes distribués	–	–	-29	-49	-65
Autre	5	1	-2	-7	-6
Variation de trésorerie	**-63**	**27**	**-58**	**-41**	**96**
Trésorerie et endettement					
Solde de trésorerie fin de période	168	196	138	97	193
Endettement brut fin de période	623	539	337	217	160
Endettement net fin de période	**455**	**343**	**200**	**120**	**-34**

Actionnariat au 31 décembre 2024



Bilan simplifié

M$	2020	2021	2022	2023	2024
Sources					
Capitaux propres	553	689	870	1 054	1 179
Dette financière	622	537	343	227	169
Provisions	88	95	83	96	82
Fonds de roulement	37	34	-15	-47	37
Total	**1 300**	**1 355**	**1 282**	**1 330**	**1 467**
Utilisations					
Immobilisations	765	879	844	822	821
Inv. mis en équivalence	268	276	286	212	218
Autres actifs non-courants	99	4	14	198	235
Trésorerie	168	196	138	97	193
Total	**1 300**	**1 355**	**1 282**	**1 330**	**1 467**