



Résultats annuels 2024

6 mars 2025





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'ExxonMobil 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

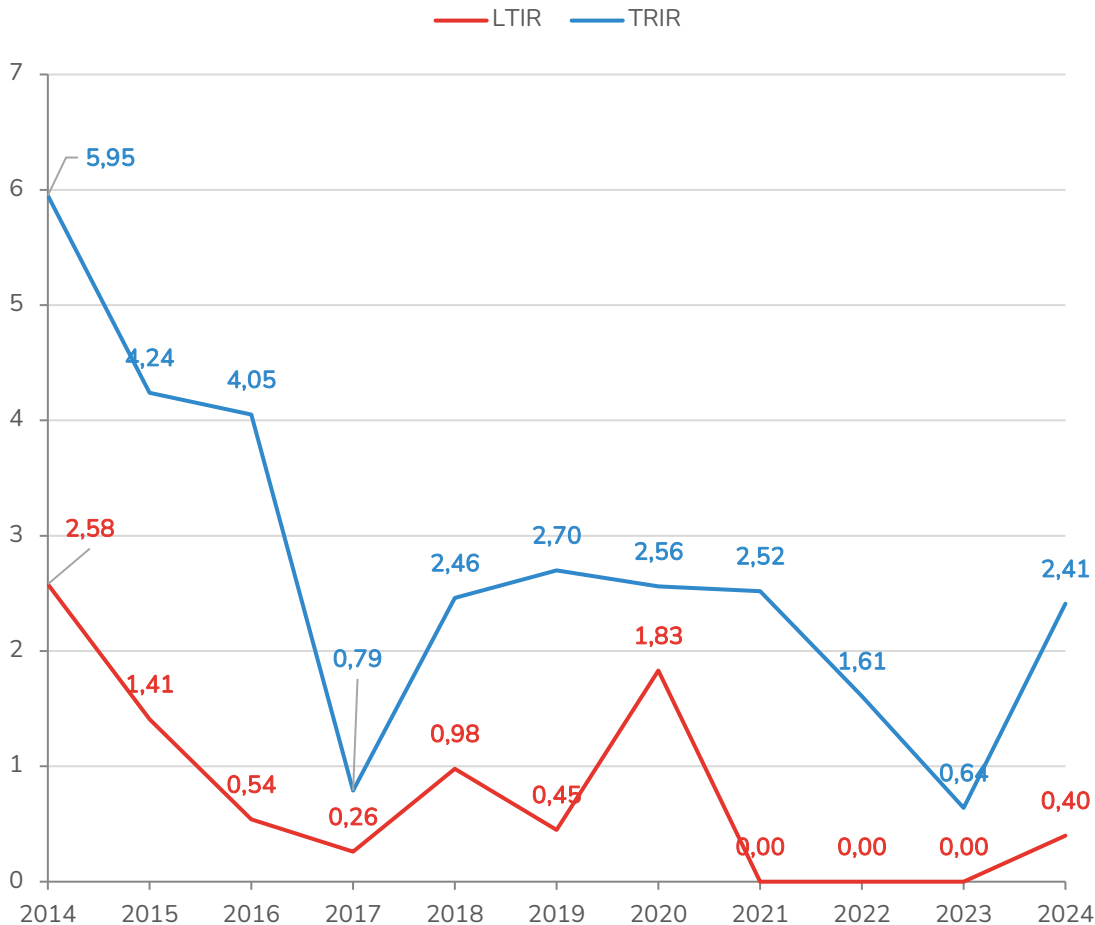
Chiffres clés pour l'exercice 2024



| | | 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

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)

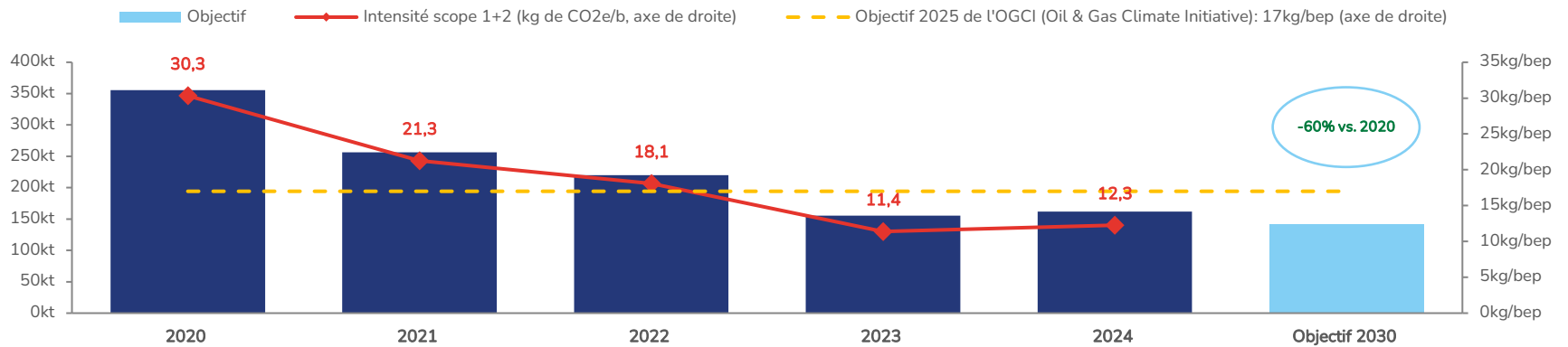


Engagement environnemental :



Note de M&P en 2024 : **B**

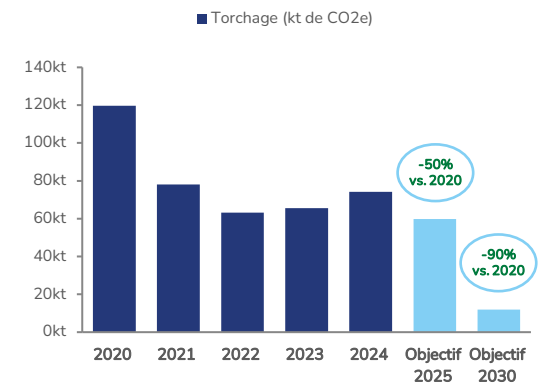
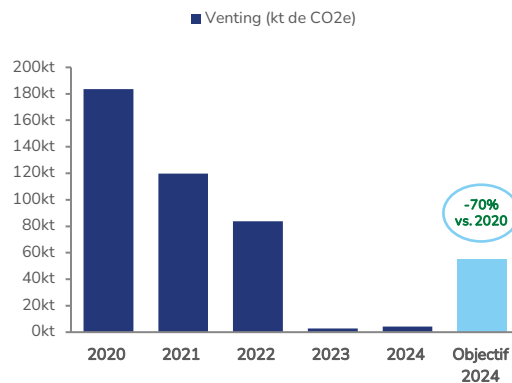
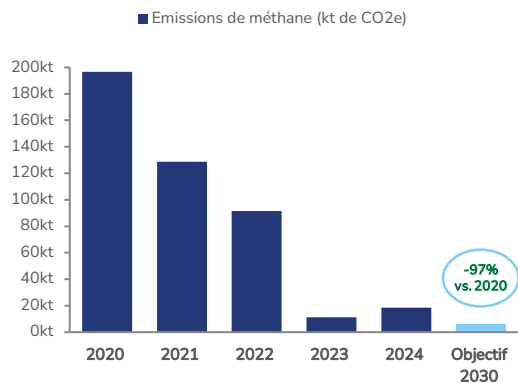
Emissions de gaz à effet de serre et intensité par baril



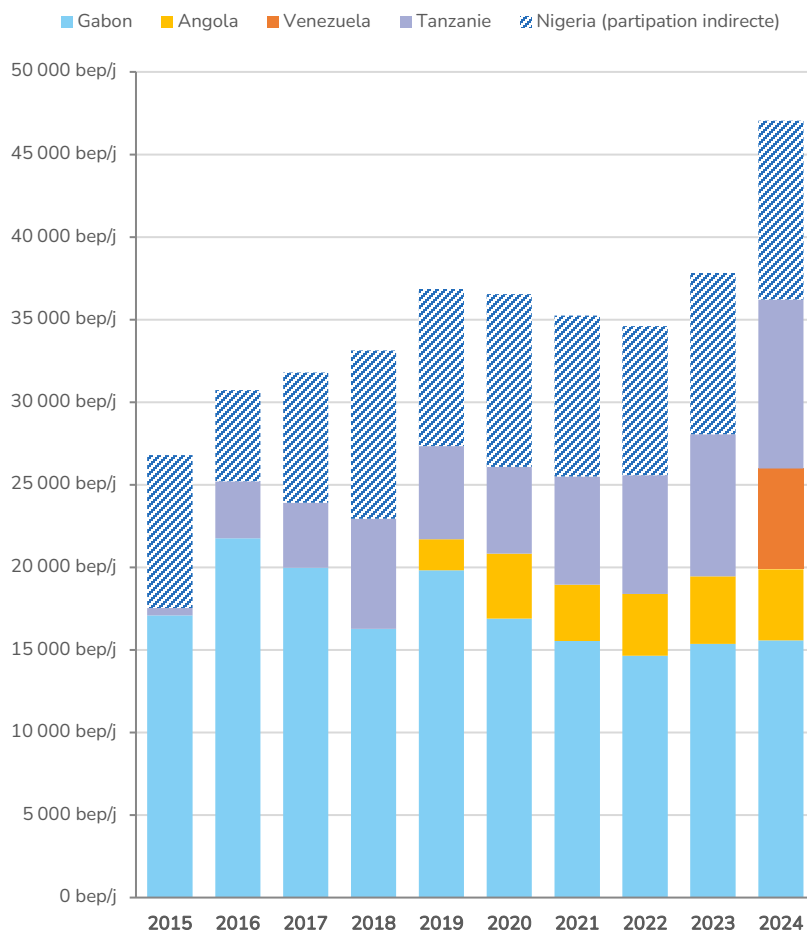
Emissions de méthane...

...dont venting

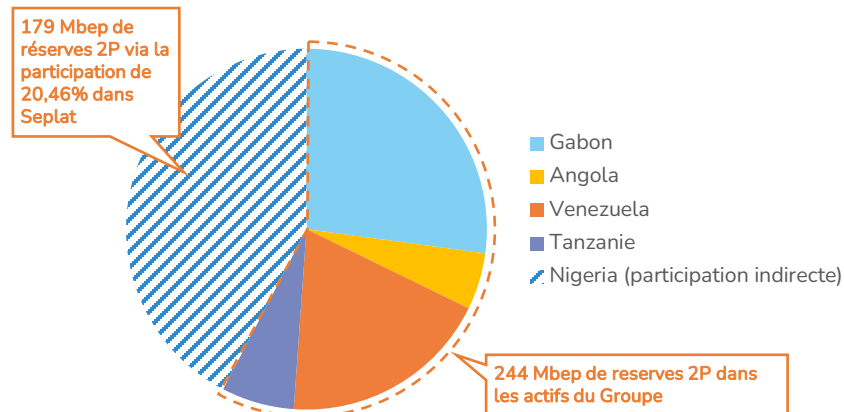
Torchage



Production en part M&P



Réserves 2P en part M&P



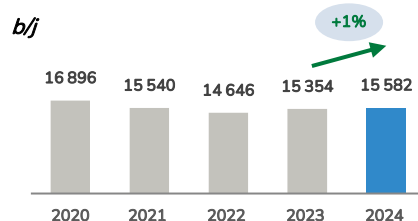
| | Huile (Mb) | | Gaz (Gpc) | | Total (Mbep) | |
|------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1P | 2P | 1P | 2P | 1P | 2P |
| Gabon | 74,9 | 115,0 | - | - | 74,9 | 115,0 |
| Angola | 17,0 | 21,5 | - | - | 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 |

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%)



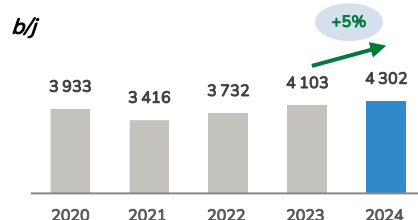
Mnazi Bay



- 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



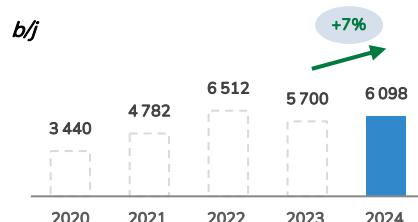
Blocs 3/05 & 3/05A



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

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% |
| <i>Dont résultat net consolidé courant</i> | <i>256</i> | <i>255</i> | <i>-19%</i> |
| 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

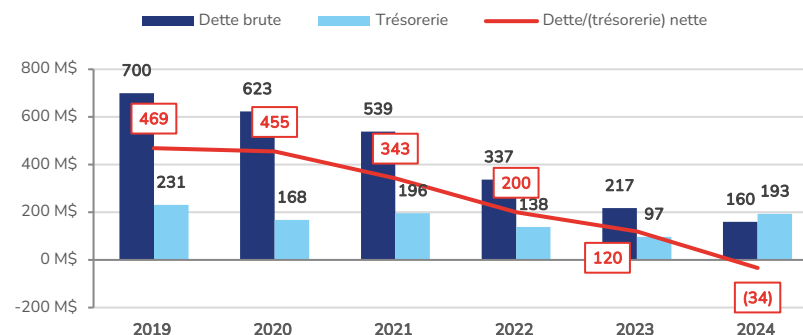
Flux de trésorerie

- 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

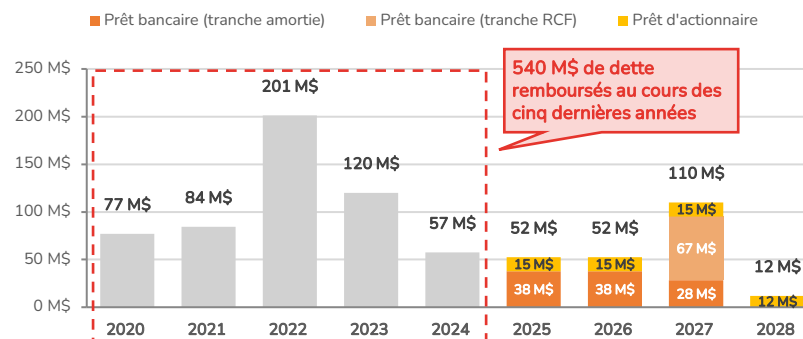
Structure de capital au 31 décembre 2024

| | Taux | Maturité | Montant tiré |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------|--------------|----------------|
| Prêt bancaire – Tranche amortie | SOFR + spread (0,11%) + 2,00% | Juillet 2027 | 103 M\$ |
| Prêt bancaire – Tranche RCF <i>67 M\$ disponibles</i> | SOFR + spread (0,11%) + 2,25% | Juillet 2027 | – |
| Prêt d'actionnaire | SOFR + spread (0,11%) + 2,10% | Juillet 2028 | 56 M\$ |
| Dettes totales | | | 160 M\$ |
| Trésorerie | | | 193 M\$ |
| Position nette de trésorerie | | | 34 M\$ |

Evolution de l'endettement 2019-2024



Profil de remboursement de la dette



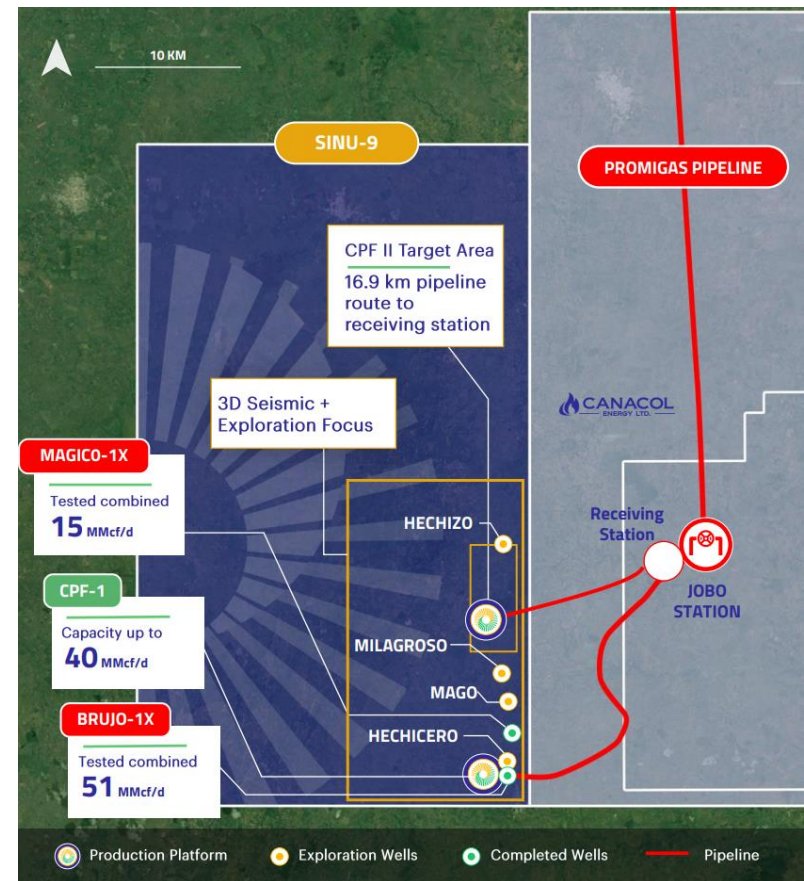
260 M\$ de liquidité au 31 décembre 2024; l'excellente situation financière du Groupe permet de lever de nouveaux financements bancaires, notamment en vue de l'acquisition d'actifs

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)

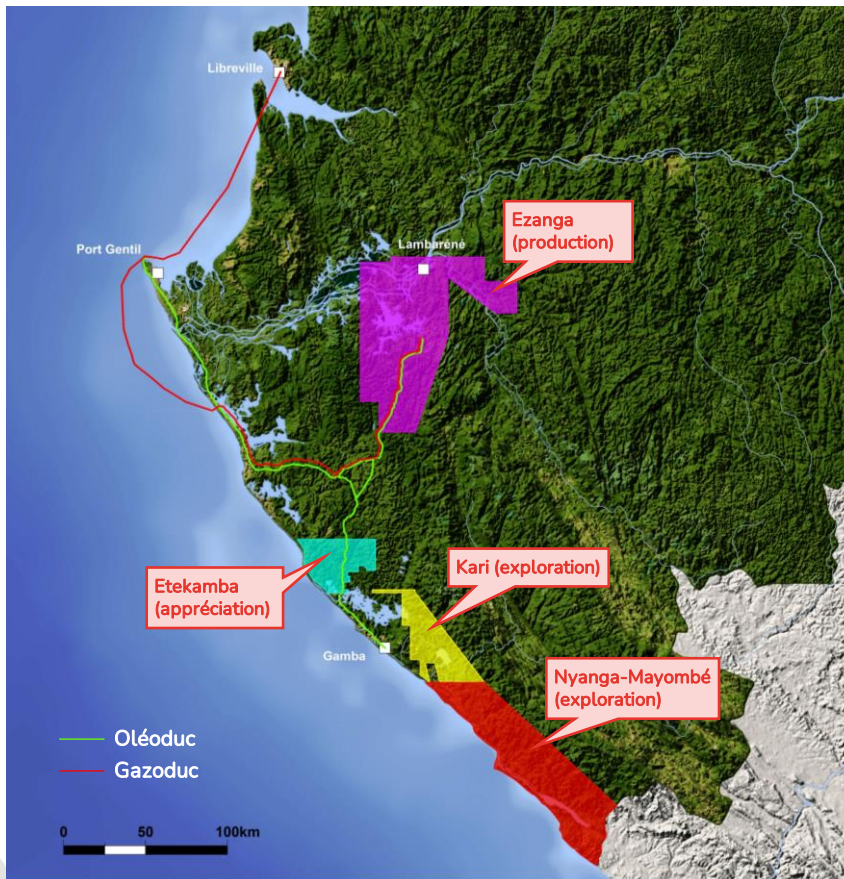


Occasion stratégique pour M&P d'étendre ses activités en Colombie

- ✓ 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

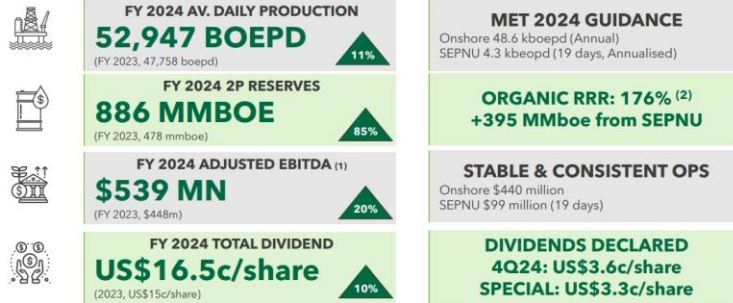
Nouvel axe de croissance au Gabon, avec pour objectif de favoriser l'accès à l'énergie pour tous

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



(1) Adjusted for production over/under in the respective period, including contribution from SEPNU from Completion
(2) Organic reserve replacement ratio

4 SEPLAT ENERGY | FY 2024 INVESTOR PRESENTATION 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 ~60 km offshore, 145 thousand design capacity (Production Platform), FSO 2 Mboe storage



Qua Iboe FPS farm, process area and administration area, 600 thousand capacity



Ubi Production Platform (PP) located ~40 km offshore, 250 thousand design capacity

5 SEPLAT ENERGY | FY 2024 INVESTOR PRESENTATION reliable energy, limitless potential

2025 PRODUCTION GUIDANCE

>20 kboepd YoY growth at top end of guidance

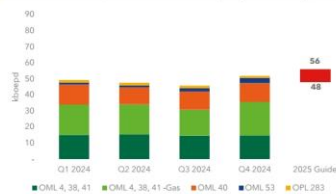


Production

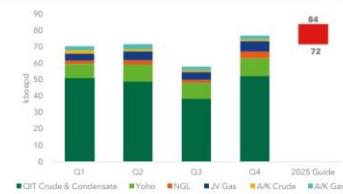
- Group:** 120,000 - 140,000 boepd
 - Mix: Liquids 75-80%, Gas 20-25%
- Onshore:** 48,000 - 56,000 boepd (FY24: 48,618 boepd)
- SEPNU:** 72,000 - 84,000 boepd (FY24: 69,380 boepd)



Onshore: Abiala, new wells and Gas projects drive growth



SEPNU: increased investment to build on strong 4Q 24



10 SEPLAT ENERGY | FY 2024 INVESTOR PRESENTATION 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**

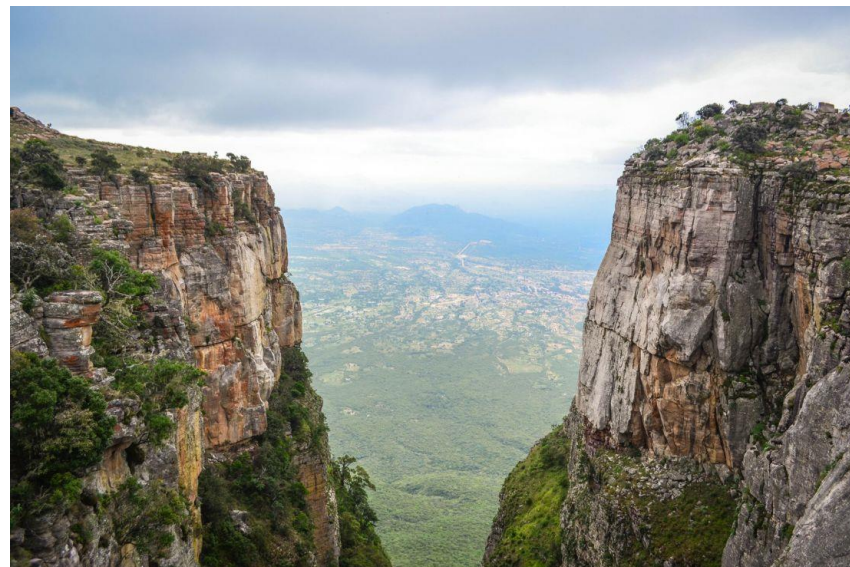


20 SEPLAT ENERGY | FY 2024 INVESTOR PRESENTATION reliable energy, limitless potential

- **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



- ✓ 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



- ✓ 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



- ✓ 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



- ✓ 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 relatifs de manière opportuniste

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 |

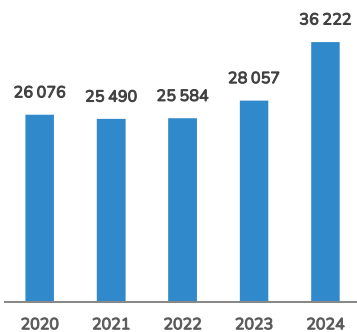
Prévisions de cash flows

| | |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Flux de trésorerie généré par les opérations | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Sensibilité au cours du Brent sur l'année : <ul style="list-style-type: none"> • A 60 \$/b : 220 M\$ • A 70 \$/b : 270 M\$ • A 80 \$/b : 320 M\$ |
| Dividendes reçus | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 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 | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 155 M\$ répartis ainsi : <ul style="list-style-type: none"> • 110 M\$ au Gabon • 20 M\$ en Tanzanie • 25 M\$ en Angola (dont 4 M\$ pour le projet Quilemba Solar) |
| Investissements d'exploration | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Budget contingent de 40 M\$: <ul style="list-style-type: none"> • 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 | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 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 | <ul style="list-style-type: none"> ➤ 67 M\$ de service de la dette <ul style="list-style-type: none"> • 52 M\$ de remboursements de dette • 15 M\$ de charge nette de la dette ➤ 70 M\$ de dividendes (0,33€ par action) |

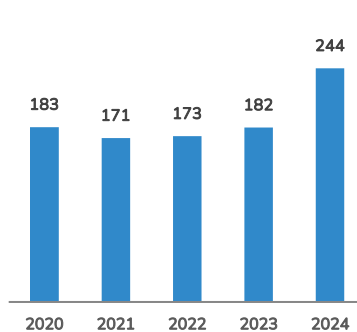
Retour sur les 5 dernières années

Production et réserves en part M&P

Production (bep/j)

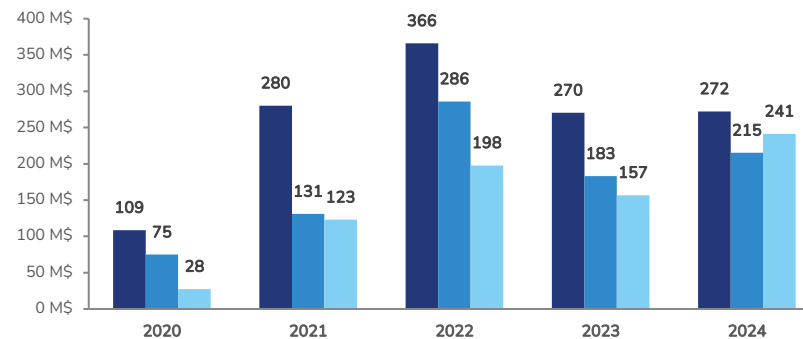


Réserves 2P (Mbep)



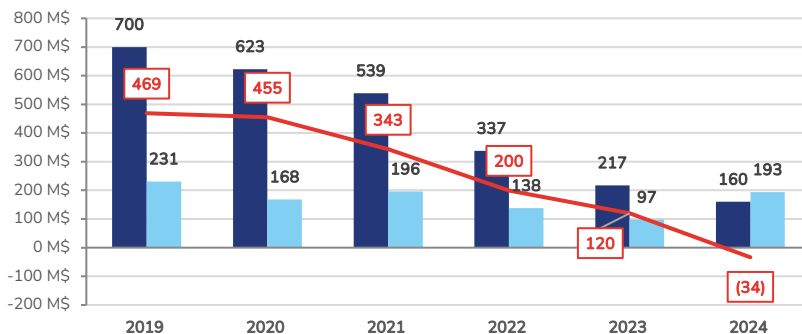
Génération de cash flow

■ Cash flow généré par les opérations ■ Free cash flow avant croissance (M&A, exploration) ■ Free cash flow

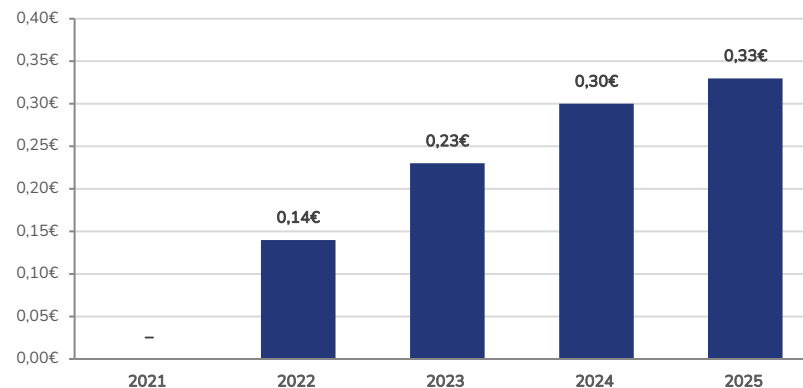


Endettement net

■ Dette brute ■ Trésorerie ■ Dette/(trésorerie) nette



Dividende par action





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 actifs

- ✓ 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

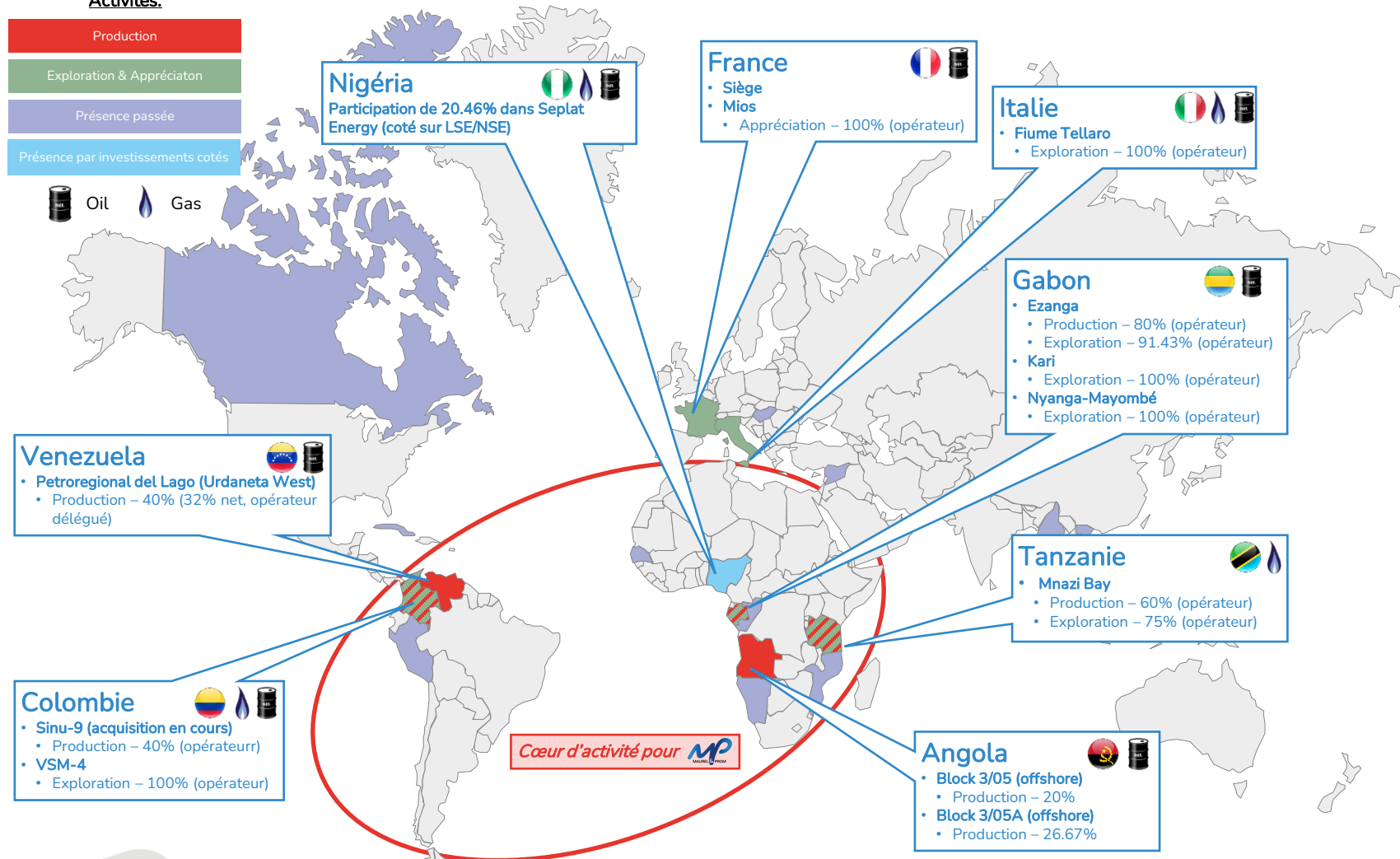
- ✓ Trésorerie et RCF disponible de 260 M\$ fin 2024 (+100 M\$ de prêt d'actionnaire non-tiré)
- ✓ Accès à la dette à des conditions favorables, grâce au soutien du groupe Pertamina

4. Annexe

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

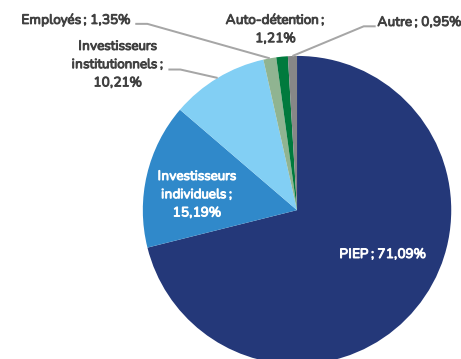
Activités:

| |
|------------------------------------|
| Production |
| Exploration & Appréciation |
| Présence passée |
| Présence par investissements cotés |



| 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 |
| <i>Dont résultat net consolidé courant</i> | <i>-54</i> | <i>136</i> | <i>211</i> | <i>255</i> | <i>256</i> |
| 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 |