



Résultats annuels 2022
14 mars 2023

MAUREL & PROM



Olivier de Langavant
Directeur Général



Patrick Deygas
Directeur Financier



Matthieu Lefrancq
Responsable des Relations Investisseurs

Messages clés

- ✓ **Robuste performance opérationnelle et profitabilité accrue dans un environnement de prix du brut soutenu**
 - Production en part M&P stable à 25 584 bep/j pour l'année 2022
 - Chiffre d'affaires de 676 M\$, en hausse de 35%, en ligne avec l'augmentation du prix de vente moyen de l'huile à 97,8 \$/b contre 72,5 \$/b en 2021
 - EBITDA de 443 M\$ et résultat net courant de 211 M\$, en hausse respectivement de 58% et 55%
- ✓ **Forte génération de cash flow grâce au maintien de la discipline de coûts**
 - Dépenses d'exploitation et d'administration au plus bas depuis le plan d'adaptation en 2020 ; plus de 100 M\$ d'économies cumulées en trois ans
 - Flux de trésorerie disponible de 198 M\$ pour l'exercice (275 M\$ hors M&A)
- ✓ **Désendettement continu et situation financière très solide**
 - Dette nette de 200 M\$ au 31 décembre 2022, en baisse de 143 M\$ sur l'exercice malgré la croissance externe (78 M\$) et le dividende (29 M\$)
 - Dette refinancée en 2022, offrant visibilité et conditions avantageuses jusqu'en 2028
- ✓ **Finalisation de l'acquisition de Wentworth Resources attendue entre le T2 et le T3 2023**
 - Approbation par les actionnaires de Wentworth Resources reçue le 23 janvier 2023
 - Finalisation de l'acquisition soumise à l'approbation des autorités tanzaniennes
- ✓ **Redistribution immédiate de la valeur créée aux actionnaires**
 - Dividende de 0,14€ par action (29 M\$) versé en juillet 2022 pour l'exercice 2021
 - Dividende de 0,23€ par action (50 M\$) proposé au vote pour l'exercice 2022

Production :
25 584 bep/j
+0% vs. 2021

**Dépenses d'exploitation
et d'administration:**
161 M\$
-7 M\$ vs. 2021

**Flux généré par les
opérations :**
366 M\$
+86 M\$ vs. 2021

**Flux de trésorerie
disponible :**
198 M\$
+75 M\$ vs. 2020

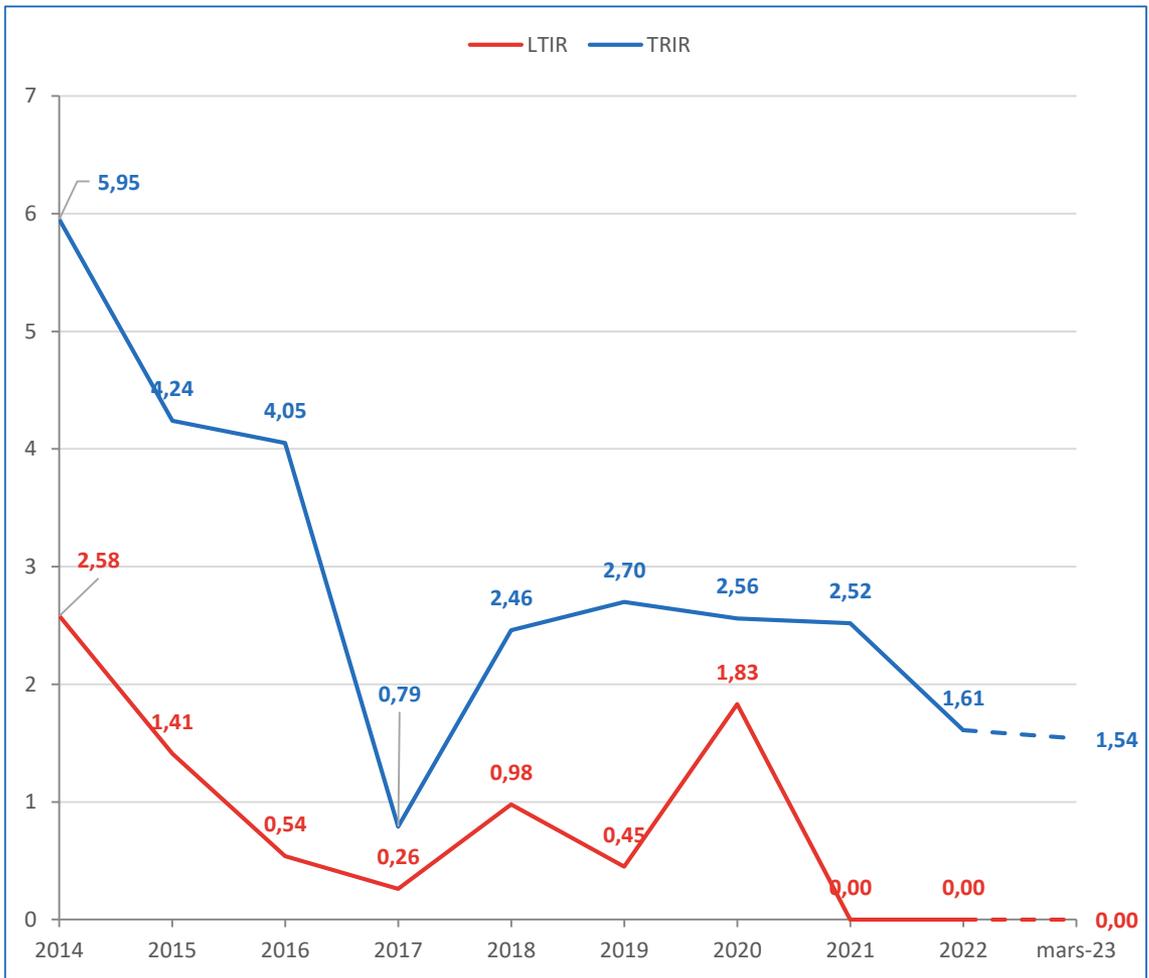
Dette nette :
200 M\$
-143 M\$ vs. 2021



1

Revue de la performance opérationnelle

Indicateurs clés de performance



Note: Données au 1er mars 2023; la fréquence des blessures avec arrêt de travail (LTIR) et le taux d'incidents enregistrables (TRIR) sont calculés par million d'heures de travail

Au 1er mars 2023 :

Jours consécutifs sans incident environnemental significatif :
1 213

Jours consécutifs sans LTI :
1 034

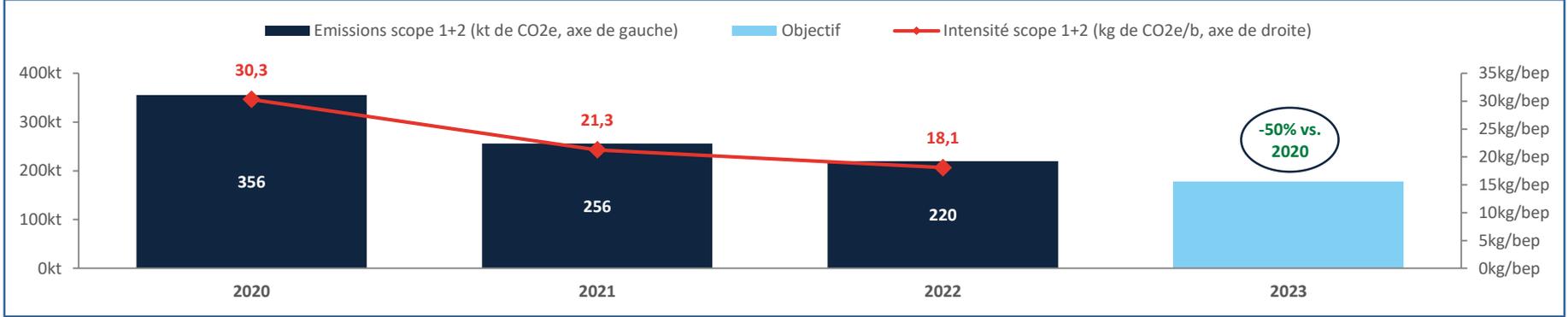
Certifications de M&P
ISO 45001 (santé et sécurité)
ISO 14001 (gestion environnementale)

Engagement environnemental

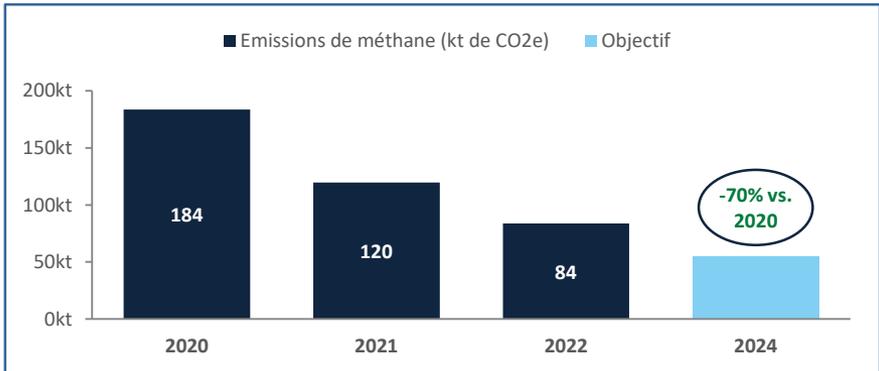
Note de M&P en 2022 : B
Note moyenne du secteur : C

Performance ESG sur les actifs opérés en production

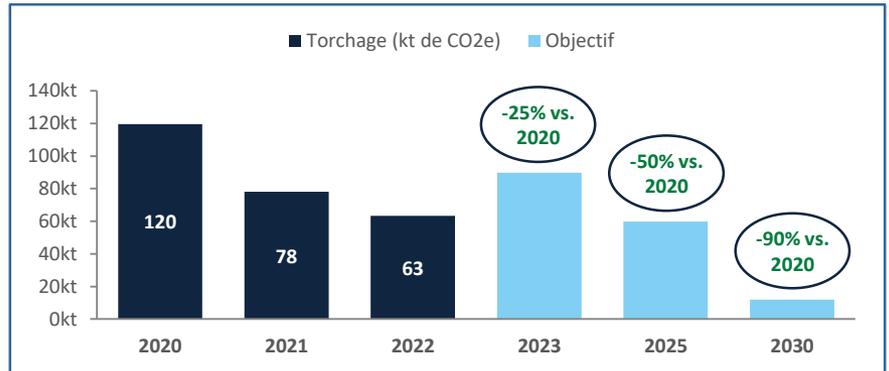
Emissions de gaz à effet de serre et intensité par baril



Emissions de méthane (venting)



Torchage



Les mesures prises dans le cadre de la politique de décarbonation placent M&P en avance sur ses objectifs

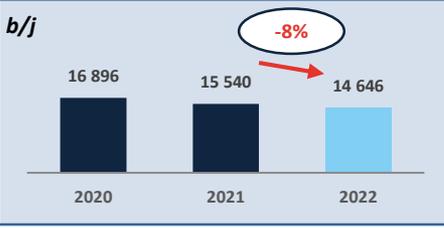
Note: Les émissions de gaz à effet de serre pour les années précédentes ont été ajustées pour tenir compte de la nouvelle méthodologie de calcul incluant les émissions de méthane (venting)

Revue des activités de production en 2022



Ezanga

Production en part M&P

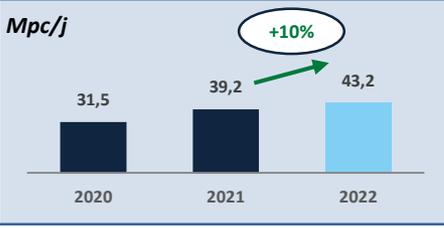


Commentaires

- Production moyenne en retrait de 6% par rapport à 2021, en raison principalement des perturbations consécutives à l'incident survenu fin avril sur le terminal d'export de Cap Lopez, la situation étant revenue à la normale à partir du troisième trimestre
- La campagne de stimulation des puits débutée au quatrième trimestre 2022 s'est terminée début 2023; des résultats tangibles sont visibles, avec une remontée sensible du potentiel de production du champ, lequel se situe désormais au-dessus de 21 000 b/j



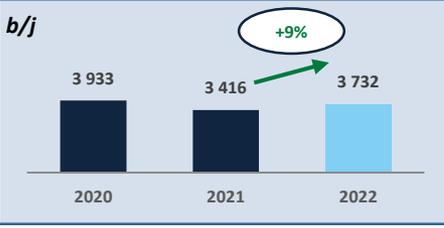
Mnazi Bay



- Nouveau record annuel de production avec 90,0 Mpc/j, 10% de plus que le précédent record établi en 2021 (81,6 Mpc/j)
- Amélioration du potentiel des puits suite à la campagne d'intervention wireline réalisée début 2023
- Lancement des études d'ingénierie de projet de compression



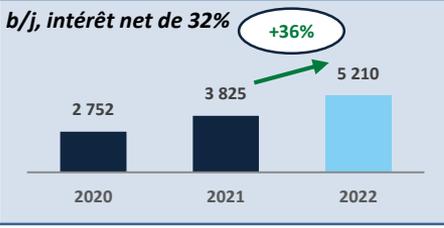
Blocs 3/05 et 3/05A



- Production moyenne en augmentation de 9% par rapport à 2021
- Les discussions concernant l'extension de la licence du Bloc 3/05 au-delà de son terme actuel en juin 2025 sont maintenant bien engagées. Il est attendu que l'extension de licence s'accompagne de nouveaux termes fiscaux permettant de renforcer l'économicité du permis



Urdaneta West



- Production moyenne en 2021 de 16 281 b/j à 100% (contre 11 954 b/j en 2021) – M&P n'a pas enregistré sa quote-part consolidée de 40% (32% nette)
- En raison de sanctions US, pas d'activité entreprise par M&P pour soutenir les opérations de PRDL; opérations limitées aux activités essentielles (EHS-S et maintenance d'intégrité)
- Négociations entamées avec le gouvernement vénézuélien en vue d'obtenir un nouveau mode opératoire similaire à celui de Chevron (avec l'aval des autorités américaines)

Réalisation vs. prévision

Production

	Prévision		Performance réalisée		
	Brute	En part M&P	Brute	En part M&P	
Gabon 	20 000 b/j	18 000 b/j	18 308 b/j	14 646 b/j	-8%
Tanzanie 	80,0 Mpc/j	38,5 Mpc/j	90,0 Mpc/j	43,2 Mpc/j	+12%
Angola <i>Non-opéré</i> 	18 000 b/j	4 400 b/j	18 660 b/j	3 732 b/j	-15%
Total		26 400 bep/j		25 584 bep/j	-3%

Cash flows

	Prévision	Réalisation	
Flux de trésorerie généré par les opérations	370 M\$ à 100 \$/b	366 M\$ à 97,8 \$/b	
Investissements	<u>Développement:</u> 95 M\$ <u>Exploration:</u> 60 M\$ (contingent)	<u>Développement:</u> 92 M\$ <u>Exploration:</u> 11 M\$ <u>M&A:</u> 78 M\$	
Financement	<u>Service de la dette:</u> 200 M\$ <u>Dividendes:</u> 30 M\$	<u>Service de la dette:</u> 224 M\$ <u>Dividendes:</u> 29 M\$	

La performance du Groupe en 2022 a été en ligne avec la prévision

Campagne d'exploration en Colombie



▪ Deux puits forés sur le permis d'exploration de COR-15 entre novembre 2022 et février 2023

- **Zorro-1**
 - Forage débuté en novembre 2022
 - Indices d'huile dans les formations Guadalupe, objectif principal du forage, et Socha inférieur, avec prélèvement d'un échantillon d'huile de 20° API
 - Le test de production mené sur le Socha inférieur n'a permis de produire que de l'eau de formation
 - Abandon du puits terminé en janvier 2023
- **Oveja-1**
 - Foré en séquence avec le puits Zorro-1, profondeur finale de 884 mètres atteinte en neuf jours
 - Réservoir du Socha inférieur retrouvé à la profondeur de 670 mètres, avec des indices d'huile comparables à ceux de Zorro-1
 - Les mesures effectuées n'ont pas permis de conclure à la présence d'hydrocarbures productibles
 - Abandon du puits terminé début février 2023

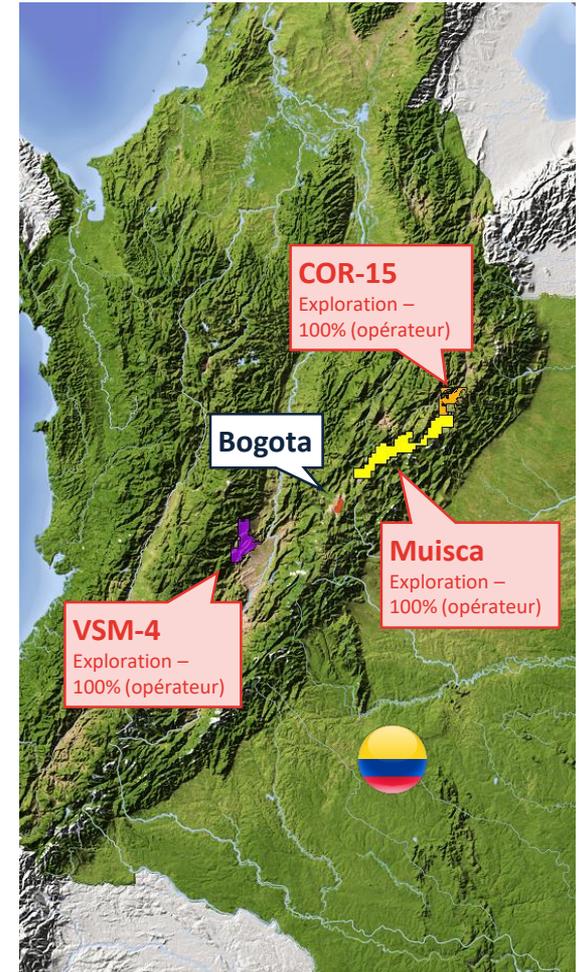
▪ Fin des travaux d'obligation de M&P au sein du permis de COR-15

- Coût total de 15 M\$ pour le forage des deux puits, dont 8 M\$ financés par M&P
- Des études complémentaires et une analyse complète des résultats seront effectuées avant de décider de l'avenir de la licence

▪ M&P conserve par ailleurs le permis d'exploration de VSM-4 dans la vallée supérieure de la Magdalena

- Importante structure anticlinale mise en évidence dans ce permis de 970 km² à proximité de huit champs d'huile et de gaz
- Forage d'exploration prévu en 2024

Présence de M&P en Colombie



Information sur les activités du Groupe au Venezuela

- **En raison des sanctions internationales contre PDVSA, les activités menées par le Groupe par rapport à son intérêt dans l'entreprise mixte Petroregional del Lago (« PRDL ») sont extrêmement limitées**

- Ces activités se limitent à la sécurité du personnel et des actifs ainsi qu'à la protection de l'environnement.
- Aucune contribution au résultat ne figure dans les comptes de M&P
- L'actif est cependant toujours en production et conserve un potentiel de développement considérable

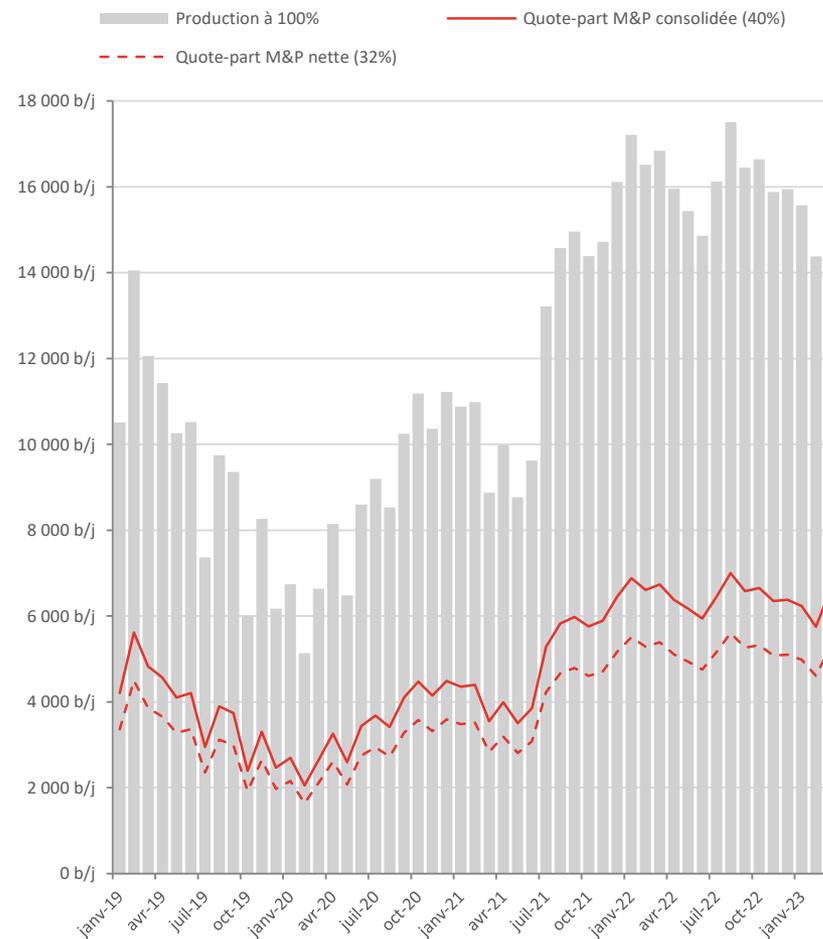
- **Début décembre 2022, Chevron a signé avec les autorités vénézuéliennes un accord permettant le paiement de dettes dues par PDVSA**

- Cet accord permet aussi un contrôle renforcé de Chevron sur les opérations de leur entreprise mixte avec PDVSA, en particulier concernant les domaines des achats, de la gestion de la trésorerie et des ventes de brut
- Cet accord a reçu l'aval des autorités américaines et n'entre donc pas en contradiction avec les sanctions qui restent en place

- **M&P a entamé des négociations avec le gouvernement vénézuélien en vue d'obtenir un nouveau mode opératoire similaire à celui de Chevron**

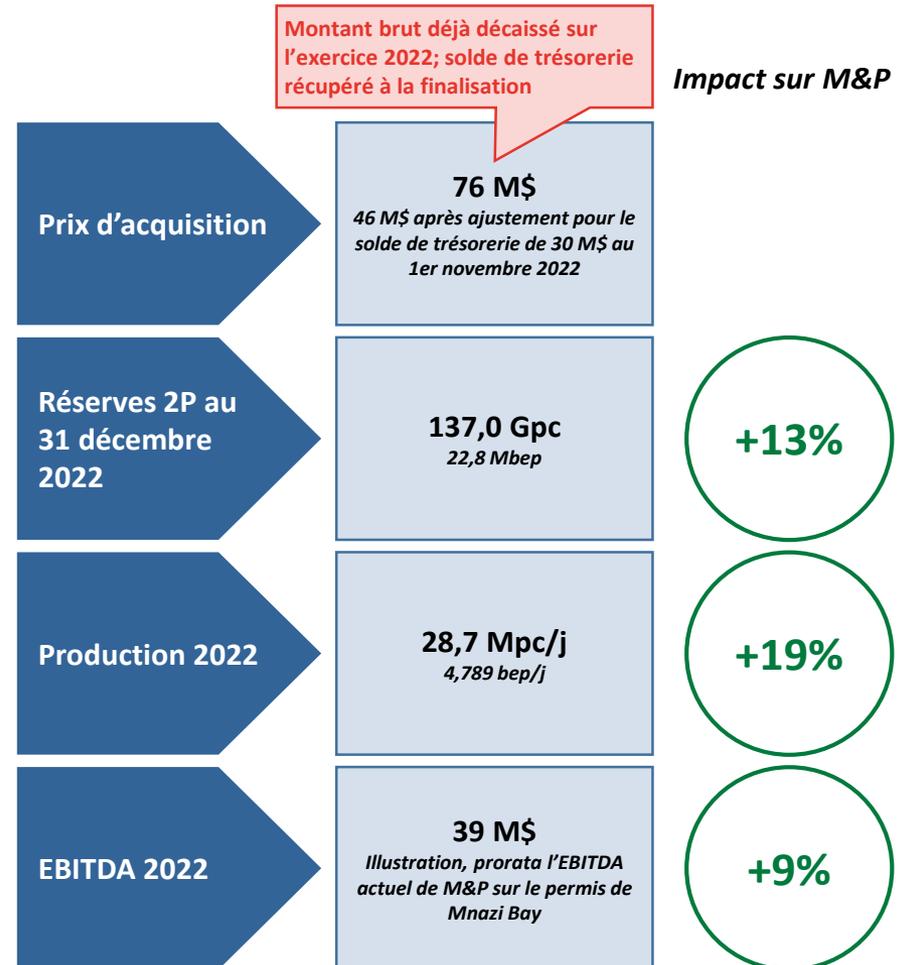
- Un tel accord permettrait le paiement des sommes dues par PDVSA à M&P
- Dans un premier temps, ceci permettrait notamment la récupération d'une première tranche de 108 M\$ au titre des dividendes dus à M&P (part consolidée) pour les exercices 2018 et 2019
- Les discussions concernant les dividendes concernant les exercices 2020 à 2022 sont en cours
- M&P est en dialogue actif avec les autorités américaines afin d'obtenir des assurances similaires à celles accordées à Chevron

Production de PRDL depuis 2019



Acquisition en cours de Wentworth Resources Plc

- Le 5 décembre 2022, M&P et Wentworth Resources (« Wentworth ») ont conjointement annoncé être parvenus à un accord sur les termes d'une acquisition recommandée de Wentworth par M&P pour un montant en cash de 32,5 pence sterling par action, soit environ 76 M\$
- Le seul actif de Wentworth (hors sa trésorerie de 30 M\$ au 1er novembre 2022) est sa participation directe et indirecte de 31,94 % dans l'actif gazier de Mnazi Bay en Tanzanie opéré par M&P
 - En cas de finalisation de l'acquisition, la participation de M&P dans Mnazi Bay augmentera donc de 48,06% à 80%
- Wentworth Resources a publié le 25 janvier 2023 le Scheme Document relatif à l'acquisition
- Le 23 février 2023, la majorité requise des actionnaires a voté en faveur de l'approbation du « Scheme » lors du « Court Meeting » et en faveur de l'adoption de la résolution relative à la modification des statuts de Wentworth et à la mise en œuvre du « Scheme » lors de l'Assemblée Générale
- La finalisation de l'acquisition de Wentworth reste soumise à l'approbation des autorités tanzaniennes, attendue entre le T2 et le T3 2023



Renforcement de l'exposition de M&P sur un actif gazier de grande qualité opéré depuis plus de 10 ans

Source: Rapport de réserve de RPS au 31 décembre 2022



2

Revue de la performance financière

Revue des comptes pour l'exercice 2022

M\$	2022	2021	Variation
Compte de résultat			
Chiffre d'affaires	676	500	+35%
Dépenses d'exploitation et d'administration	-161	-168	
Redevances et taxes liées à l'activité	-85	-77	
Variation de position de sur/sous-enlèvement	13	25	
Autre	-	-	
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	443	280	+58%
Dotations amortissements et provisions et dépréciation des actifs en production	-85	-107	
Charges d'exploration	-1	-0	
Autre	-4	-16	
Résultat opérationnel	352	158	+124%
Charges financières nettes	-23	-16	
Impôts sur les résultats	-145	-44	
Quote-part des sociétés mises en équivalence	22	23	
Résultat net	206	121	+71%
<i>Dont résultat net courant</i>	211	136	+55%
Flux de trésorerie			
Flux avant impôts	444	280	
Impôts sur les résultats payés	-112	-82	
Flux généré par les opérations avant variation du B.F.R.	331	198	+67%
Variation du besoin en fonds de roulement	34	82	
Flux généré par les opérations	366	280	+31%
Investissements de développement	-92	-164	
Investissements d'exploration	-11	-	
Acquisitions d'actifs	-78	-8	
Dividendes reçus	12	15	
Flux de trésorerie disponible	198	123	+61%
Service net de la dette	-224	-96	
Dividendes distribués	-29	-	
Autre	-2	1	
Variation de trésorerie	-58	27	N/A
Trésorerie et endettement			
Solde de trésorerie fin de période	138	196	
Dette brute fin de période	337	539	
Dette nette fin de période	200	343	-42%

Commentaires

Compte de résultat

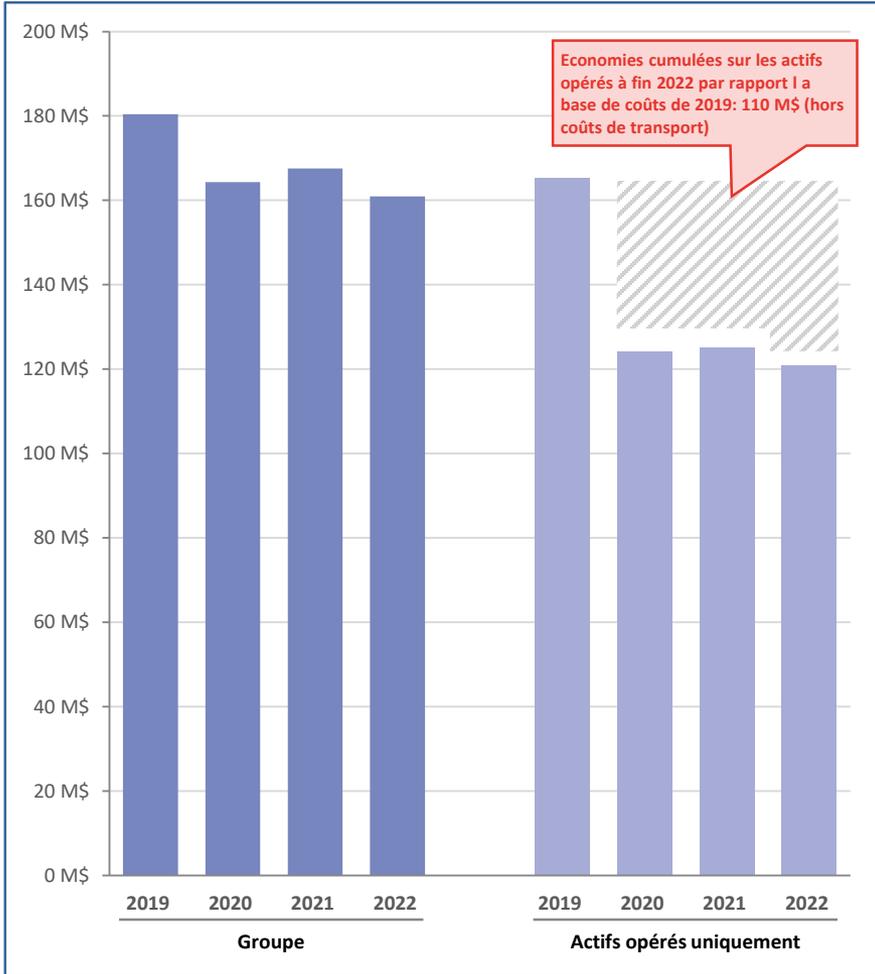
- Prix de vente moyen de l'huile de 97,8 \$/b sur la période, en augmentation de 35% par rapport à 2021 (72,5 \$/b)
- Augmentation notable de l'impôt sur les résultats (145 M\$ en 2022 contre 44 M\$ en 2021) en raison par la dépréciation progressive de la créance de TVA de 56 M\$ en parallèle de sa récupération sous forme de coûts pétroliers comme le permet l'accord signé avec la République gabonaise en novembre 2021
- 22 M\$ de quote-part de résultat provenant des sociétés mises en équivalence, correspondant quasi exclusivement à la participation de 20,46% détenue dans Seplat Energy

Flux de trésorerie

- 180 M\$ d'investissements, dont ;
 - 92 M\$ d'investissements de développement, dont 15 M\$ pour l'achat d'un nouvel appareil de forage au Gabon
 - 11 M\$ de dépenses d'exploration pour la campagne de forages en Colombie
 - 78 M\$ d'acquisition d'actifs, correspondant au décaissement de la somme nécessaire à la finalisation de l'acquisition de Wentworth Resources
- 12 M\$ reçus en dividendes (nets d'impôts) de la participation de 20,46% dans Seplat Energy

Contrôle des coûts et désendettement

Dépenses d'exploitation et d'administration 2019-2022



Evolution de la dette 2017-2022

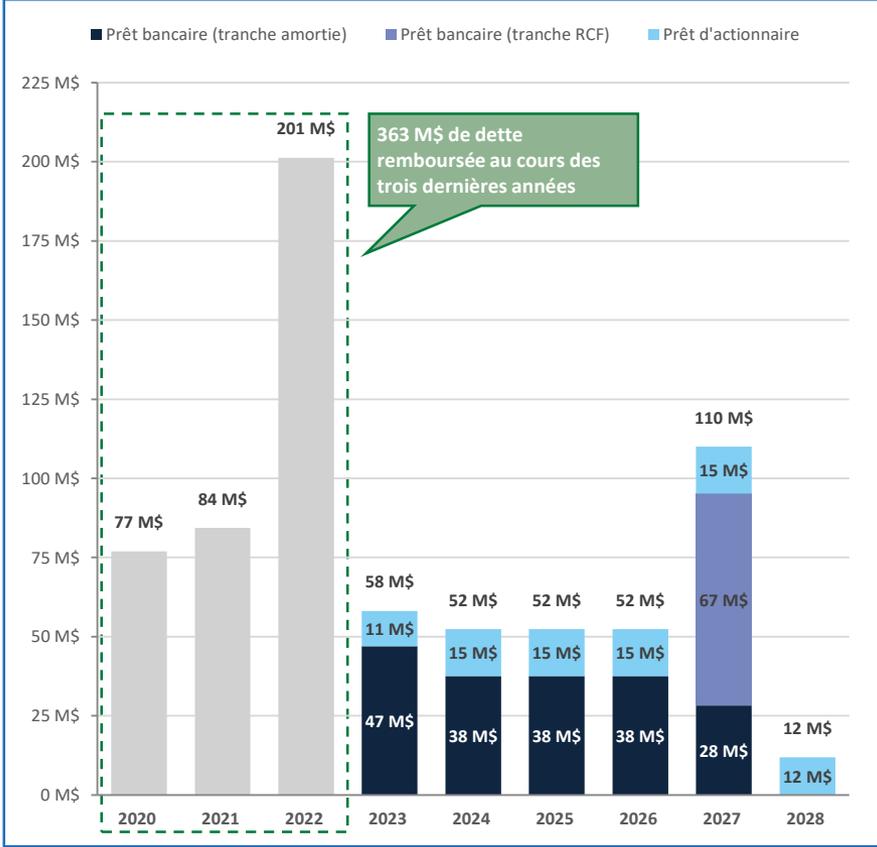


Structure de capital et profil de remboursement

Structure de capital au 31 décembre 2022

	Taux	Maturité	Montant
Prêt bancaire – Tranche amortie	SOFR + spread (0,11%) + 2,00%	Juillet 2027	188 M\$
Prêt bancaire – Tranche RCF	SOFR + spread (0,11%) + 2,25%	Juillet 2027	67 M\$
Prêt d'actionnaire	SOFR + spread (0,11%) + 2,10%	Juillet 2028	82 M\$
Dettes totales			337 M\$
Trésorerie			138 M\$
Dettes nettes			200 M\$

Profil de remboursement de la dette



Dettes refinancées en 2022, offrant visibilité et conditions avantageuses jusqu'en 2028



3 Perspectives

Objectifs pour l'année 2023



Recherche de l'excellence EHS-S

- ✓ Objectifs LTIR/TRIR : maintenir le LTIR à zero et le TRIR < 1,50
- ✓ Poursuite des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre



Maintien du cap opérationnel et financier

- ✓ Maintien de la production d'Ezanga grâce aux forages et aux opérations de stimulation des puits
- ✓ Lancement du projet de compression sur le champ de Mnazi Bay afin de soutenir le plateau de production



Poursuite de la croissance

- ✓ Finalisation de l'acquisition de Wentworth Resources attendue entre le T2 et le T3 2023
- ✓ Veille attentive des opportunités de croissance externe disponibles dans les régions d'expertise du Groupe



Restitution de la valeur aux actionnaires

- ✓ Dividende de 0,23€ par action (50 M\$) proposé au vote des actionnaires au titre de l'exercice 2022

Prévisions opérationnelles et financières pour 2023

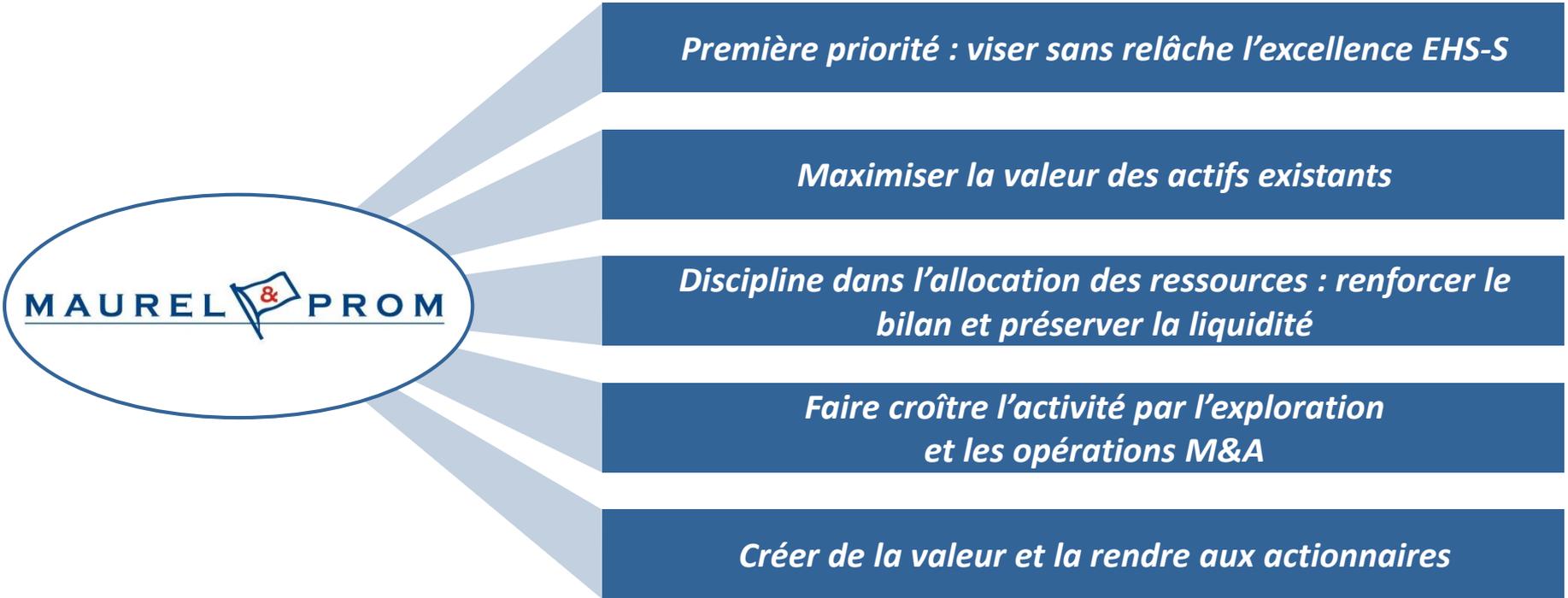
Prévisions de production

	Brute	En part M&P
Gabon 	19 500 b/j	15 600 b/j
Tanzanie 	90,0 Mpc/j	43,2 Mpc/j
Angola 	17 000 b/j	3 400 b/j
Total		26 200 bep/j

Prévisions de cash flows

- Flux de trésorerie généré par les opérations**
 - **Sensibilité au cours du Brent moyen sur l'année:**
 - A 70 \$/b : 260 M\$
 - A 80 \$/b : 310 M\$
 - A 90 \$/b : 360 M\$
- Investissements de développement**
 - **100 M\$ répartis ainsi:**
 - 85 M\$ au Gabon
 - 5 M\$ en Tanzanie
 - 10 M\$ en Angola (non-opéré)
- Investissements d'exploration**
 - **Budget de 45 M\$ (dont 35 M\$ contingent) incluant:**
 - La fin de la campagne de forage sur le permis de COR-15 en Colombie (achevée en février 2023)
 - La réalisation potentielle d'une acquisition sismique 3D sur le permis d'Ezanga au Gabon
- Financement**
 - **78 M\$ de service de la dette**
 - 58 M\$ de remboursements de dette
 - 20 M\$ de charge nette de la dette
 - **50 M\$ de dividendes**

M&P maintient le cap vers ses objectifs de long terme qui restent inchangés



Flexibilité opérationnelle

- ✓ Contrôle de l'operatorship des actifs principaux (Ezanga, Mnazi Bay, exploration)
- ✓ Opérations rationalisées dans le cadre du plan d'adaptation

Résilience des actifs

- ✓ Breakeven cash disponible abaissé sous les 30 \$/b 45 \$/b après service de la dette)
- ✓ Breakeven résultat net abaissé à 45 \$/b

Solidité financière

- ✓ Trésorerie et RCF disponible de 138 M\$ fin 2021 (+100 M\$ de prêt d'actionnaire non-tiré)
- ✓ Dette refinancée pour les six années à venir
- ✓ Soutien du groupe Pertamina



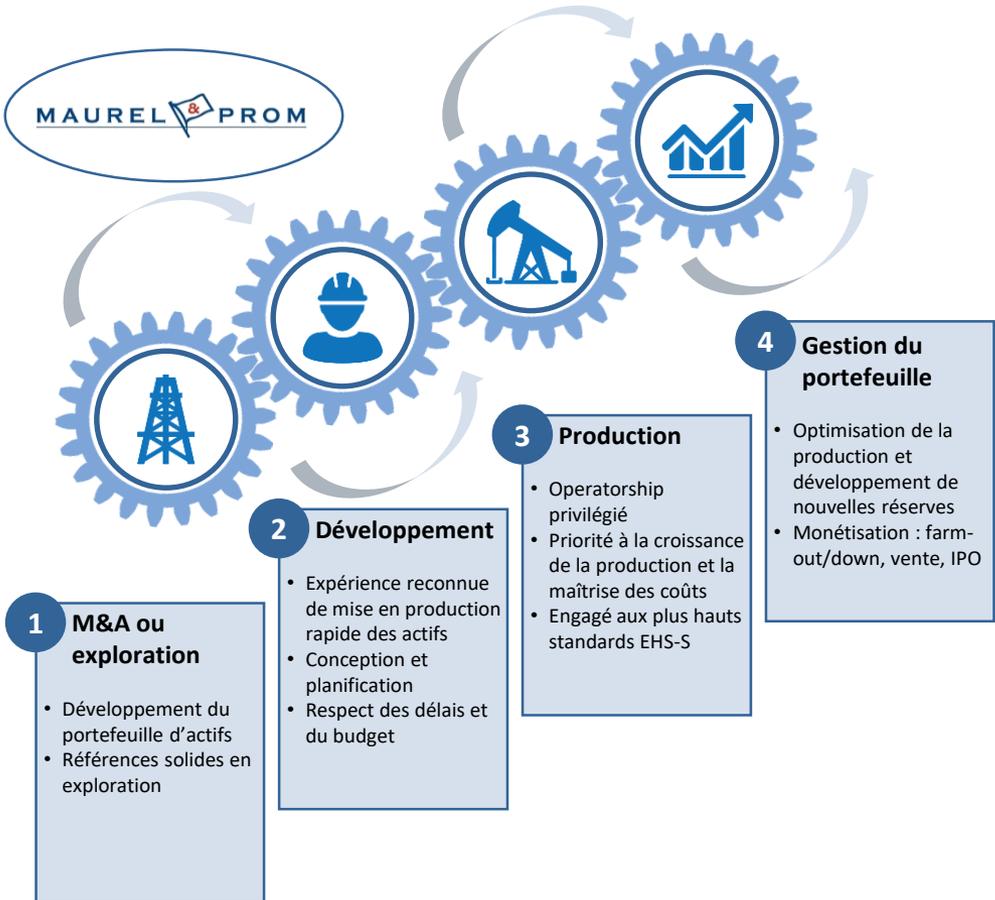
4

Annexe

Modèle d'affaires et équipe dirigeante

Le modèle d'affaires de M&P :

Acquérir ou explorer, développer, opérer, extraire la valeur



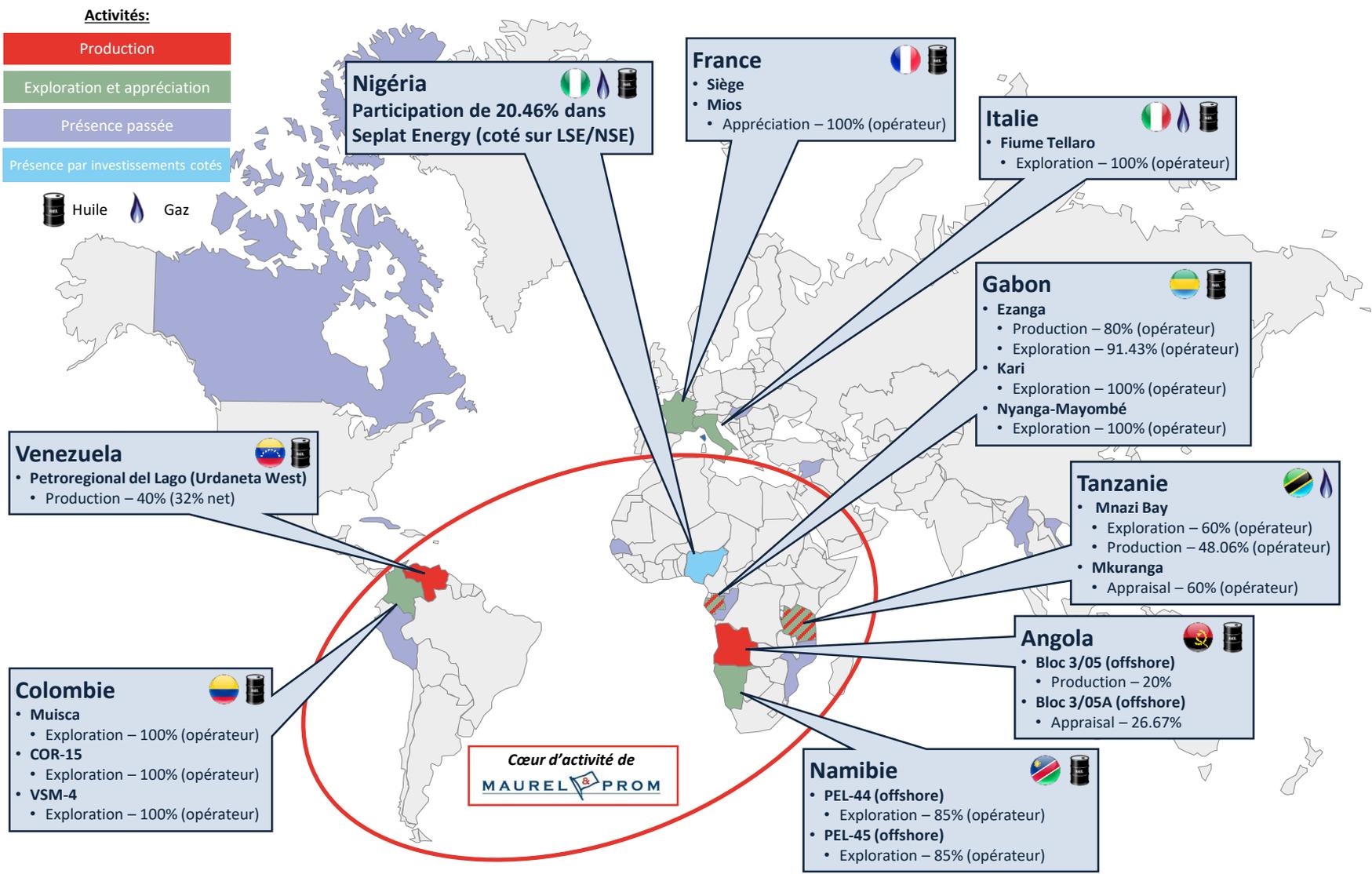
Conseil d'Administration

	John Anis Président	
	Nathalie Delapalme Administrateur indépendant	
	Carole Delorme d'Armaillé Administrateur indépendant	
	Caroline Catoire Administrateur indépendant	
	Marc Blaizot Administrateur indépendant	
	Ria Noveria Administrateur	
	Daniel Purba Administrateur	
	Harry Zen Administrateur	

Comité de Direction

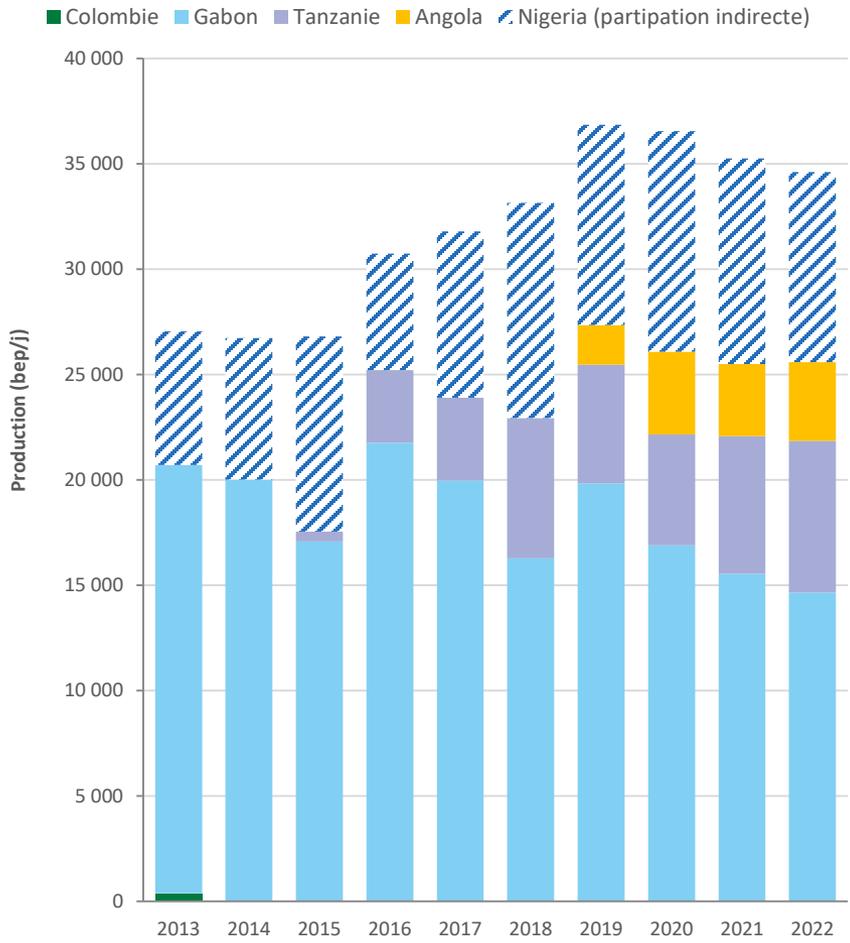
	Olivier de Langavant <i>Chief Executive Officer</i>
	<ul style="list-style-type: none"> • Ingénieur réservoir de formation; a rejoint M&P en octobre 2019 • Plus de 35 ans de carrière chez Total au sein de la branche exploration et production, successivement directeur général du Myanmar, de l'Angola, senior VP Finance, Économie et Systèmes d'information, senior VP de la Stratégie, du Business Développement et de la R&D, et enfin directeur Asie-Pacifique • Membre du comité de direction du groupe Total (2012-2016)
	Patrick Deygas Directeur Financier
	Jean-Philippe Hagry Directeur Technique
	Pablo Liemann Directeur Business Development
	Noor Syarifuddin Directeur Exploration
	Alain Torre Secrétaire Général
	Nadine Andriatoraka Directrice des Ressources Humaines

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



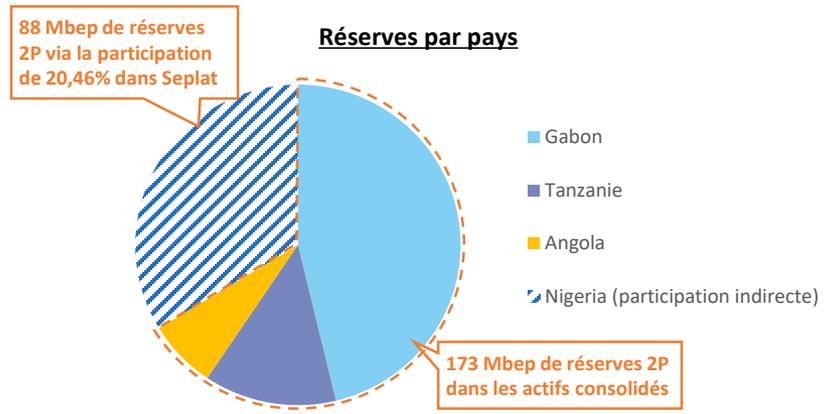
Production et réserves

Production – 10 dernières années

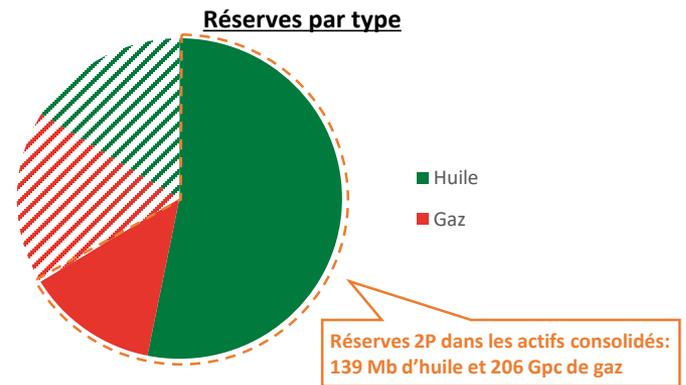


Note : Taux de conversion gaz-pétrole de 6 Gpc/Mbep

Quote-part de réserves 2P au 31 décembre 2022



Quote-part de réserves 2P consolidée: 173 Mbep
(139 Mb d'huile et 206 Gpc de gaz)

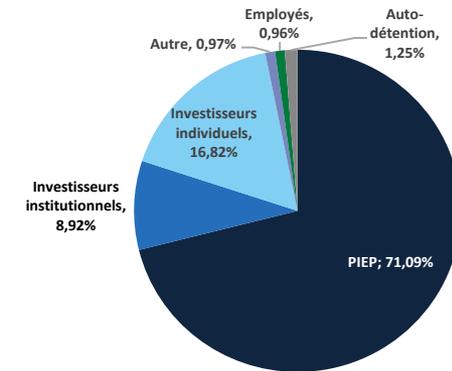


Source : Rapports de réserve de DeGolyer and MacNaughton (Gabon, Angola) et RPS (Tanzanie) au 31 décembre 2022 ; réserves Seplat tirées de la présentation des résultats annuels 2022 du 28 février 2022

Compte de résultat et cash flows

M\$	2018	2019	2020	2021	2022
Compte de résultat					
Chiffre d'affaires	440	504	330	500	676
Dépenses d'exploitation et d'administration	-140	-180	-164	-168	-161
Redevances et taxes liées à l'activité	-45	-80	-50	-77	-85
Variation de position de sur/sous-enlèvement	-13	34	-27	25	13
Autre	3	9	6	-	-
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	245	286	95	280	443
Dotations amortissements et provisions et dépréciation des actifs en production	-115	-163	-592	-107	-85
Charges d'exploration	-1	-48	-31	-0	-1
Autre	-3	-4	-6	-16	-4
Résultat opérationnel	126	70	-534	158	352
Charges financières nettes	-27	-31	-11	-16	-23
Impôts sur les résultats	-68	-62	-29	-44	-145
Quote-part des sociétés mises en équivalence	31	59	-18	23	22
Résultat net	62	35	-592	121	206
<i>Dont résultat net courant</i>	<i>66</i>	<i>19</i>	<i>-54</i>	<i>136</i>	<i>211</i>
Flux de trésorerie					
Flux avant impôts	236	298	91	280	444
Impôts sur les résultats payés	-41	-35	-35	-82	-112
Flux généré par les opérations avant variation du B.F.R.	195	263	56	198	331
Variation du besoin en fonds de roulement	-3	-102	53	82	34
Flux généré par les opérations	192	162	109	280	366
Investissements de développement	-104	-104	-46	-164	-92
Investissements d'exploration	-7	-43	-47	-	-11
Acquisitions d'actifs	-51	-35	-	-8	-78
Flux de trésorerie disponible	30	-21	16	108	186
Charge nette de la dette	-22	-24	-95	-96	-224
Dividendes reçus	12	12	12	15	12
Dividendes distribués	-	-9	-	-	-29
Autre	0	-7	5	1	-2
Variation de trésorerie	20	-49	-63	27	-58
Trésorerie et endettement					
Solde de trésorerie fin de période	280	231	168	196	138
Endettement brut fin de période	700	700	623	539	337
Endettement net fin de période	420	469	455	343	200

Actionnariat au 31 décembre 2022



Bilan simplifié

M\$	Déc. 18	Déc. 19	Déc. 20	Déc. 21	Déc. 22
Sources					
Capitaux propres	1 110	1 142	553	689	870
Dette financière	698	702	622	537	343
Provisions	38	86	88	95	83
Fonds de roulement	24	-70	37	34	-15
Total	1 871	1 859	1 300	1 355	1 282
Utilisations					
Immobilisations	1,261	1,271	765	879	844
Inv. mis en équivalence	254	295	268	276	286
Autres actifs non-courants	76	62	99	4	14
Trésorerie	280	231	168	196	138
Total	1 871	1 859	1 300	1 355	1 282