



Résultats annuels 2021
18 mars 2022

MAUREL & PROM



Olivier de Langavant
Directeur Général



Patrick Deygas
Directeur Financier



Matthieu Lefrancq
Responsable des Relations Investisseurs

- ✓ **Performance financière en forte progression grâce au maintien de la discipline budgétaire dans un contexte économique favorable**
 - Chiffre d'affaires de 500 M\$, en augmentation de 52% grâce à la hausse du prix de vente moyen de l'huile (72,5 \$/b contre 40,1 \$/b en 2020)
 - Stricte discipline opérationnelle et financière avec des dépenses d'exploitation et d'administration maintenues à leur niveau de 2020
 - Résultat net de 121 M\$, à son plus haut niveau depuis 2011
- ✓ **Forte génération de cash flow permettant un désendettement significatif**
 - Flux généré par les opérations de 280 M\$, flux de trésorerie disponible de 108 M\$ après paiement des 100 M\$ relatifs à l'accord conclu avec la République Gabonaise
 - Dette nette de 343 M\$ à fin 2021, en baisse de 112 M\$ par rapport à 2020
- ✓ **Reprise du dividende afin de restituer la valeur créée aux actionnaires**
 - Le Conseil d'Administration propose le paiement d'un dividende de 0,07€ par action, soit 15 M\$ au total, le maximum permis par les dispositions du Prêt à Terme
 - Sous réserve de levée de cette restriction en cas de finalisation du refinancement du Prêt à Terme, la rémunération des actionnaires sera portée à 30 M\$ sur l'année calendaire 2022
- ✓ **Gestion dynamique du portefeuille d'actifs dans une perspective de croissance**
 - Préparations en vue de la réalisation d'une campagne d'acquisition sismique 3D sur le permis d'Ezanga en 2022
 - Renforcement de la présence en Colombie : rachat de la participation de Frontera Energy dans M&P Colombia et obtention de la licence VSM-4
 - Cession de la participation dans Sawn Lake au Canada, dont le développement ne répond pas aux critères économiques et environnementaux du Groupe

Production :
25 490 bep/j
-2% vs. 2020

**Dépenses d'exploitation
et d'administration:**
168 M\$
+3 M\$ vs. 2020

**Flux généré par les
opérations :**
280 M\$
+172 M\$ vs. 2020

**Flux de trésorerie
disponible :**
108 M\$
+92 M\$ vs. 2020

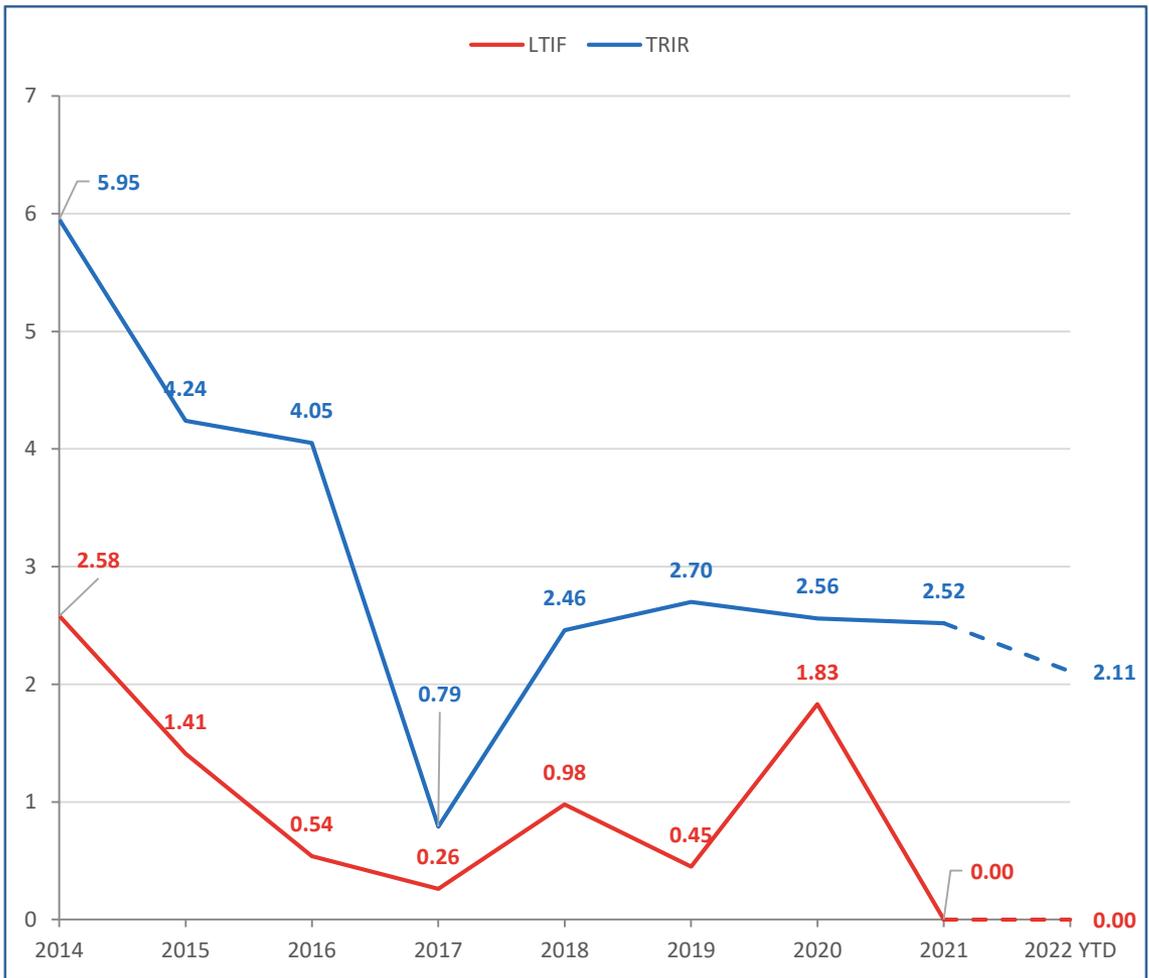
Dette nette :
343 M\$
-112 M\$ vs. 2020



1

Revue de la performance opérationnelle

Indicateurs clés de performance



Note: Données au 1er mars 2022; la fréquence des accidents avec arrêt de travail (LTIF) et le taux d'incidents enregistrables (TRIR) sont calculés par million d'heures de travail

Au 1er mars 2022 :

Jours consécutifs sans incident environnemental significatif :
848

Jours consécutifs sans LTI :
669

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

Engagement environnemental

Note de M&P en 2021 : B
Note moyenne du secteur : C

Revue des activités de production en 2021



Ezanga

Production en part M&P

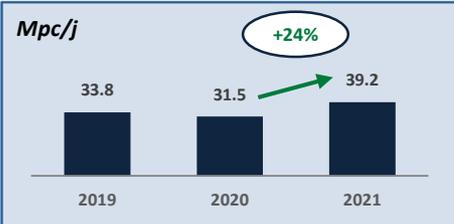


Commentaires

- Production limitée à 19 000 b/j (15 200 b/j en part M&P de 80%) jusqu'au T1 2021 en raison des quotas OPEP mis en place en 2020
- La reprise du développement en juillet 2021 (forages de développement et opérations de stimulation sur puits existants) a permis une augmentation substantielle du potentiel
- La production au T1 2022 a néanmoins été affectée par diverses défaillances de puits et d'équipements, avec une production à 100% d'environ 18 000 b/j (14 400 b/j en part M&P de 80%) pour la période; M&P travaille actuellement à rétablir la production grâce à des workovers, aux forages de développement et à l'optimisation de l'injection



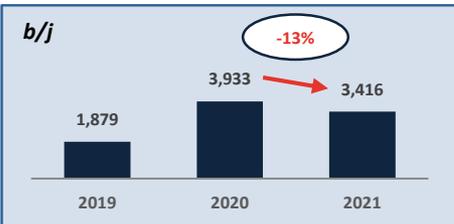
Mnazi Bay



- Demande de gaz en nette augmentation, de nouveau au niveau de 80 Mpc/j atteint en 2018
- Il est attendu que la demande soutenue du secteur industriel se poursuive
- Début du projet de compression prévu en 2022, avec des investissements totaux estimés à environ 20 M\$ (à 100%) sur trois ans; ceci permettra la réduction de la pression de production et soutiendra le plateau de production



Blocs 3/05 et 3/05A



- Production affectée au second semestre par des opérations de maintenance menées entre fin octobre et mi-novembre
- Discussions en cours entre partenaires en amont de l'expiration de la licence du Bloc 3/05 en 2025 : le groupe des contracteurs demande en particulier des changements de termes fiscaux ainsi qu'une gouvernance améliorée



Urdaneta West



- Production moyenne en 2021 de 12 000 b/j à 100% (contre 8 600 b/j en 2020) – M&P n'a pas enregistré sa 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)
- M&P travaille à la possibilité de récupérer sous forme d'huile les sommes dues par PRDL et correspondant aux dividendes passés

Réalisation vs. prévision

Production

	Prévision		Performance réalisée		
	Brute	En part M&P	Brute	En part M&P	
Gabon 	21 000 b/j	16 800 b/j	19 425 b/j	15 540 b/j	-3%
Tanzanie 	70,0 Mpc/j	33,6 Mpc/j	81,6 Mpc/j	39,2 Mpc/j	+17%
Angola <i>Non-opéré</i> 	20 000 b/j	4 000 b/j	17 079 b/j	3 416 b/j	-15%
Total		26 400 bep/j		25 490 bep/j	-3%

Cash flows

	Prévision	Réalisation	
Flux de trésorerie généré par les opérations	275 M\$ à 70 \$/b	280 M\$ à 72,5 \$/b	
Investissements	90 M\$	67 M\$ <i>(hors accord avec la République Gabonaise)</i>	
Financement	105 M\$	96 M\$	

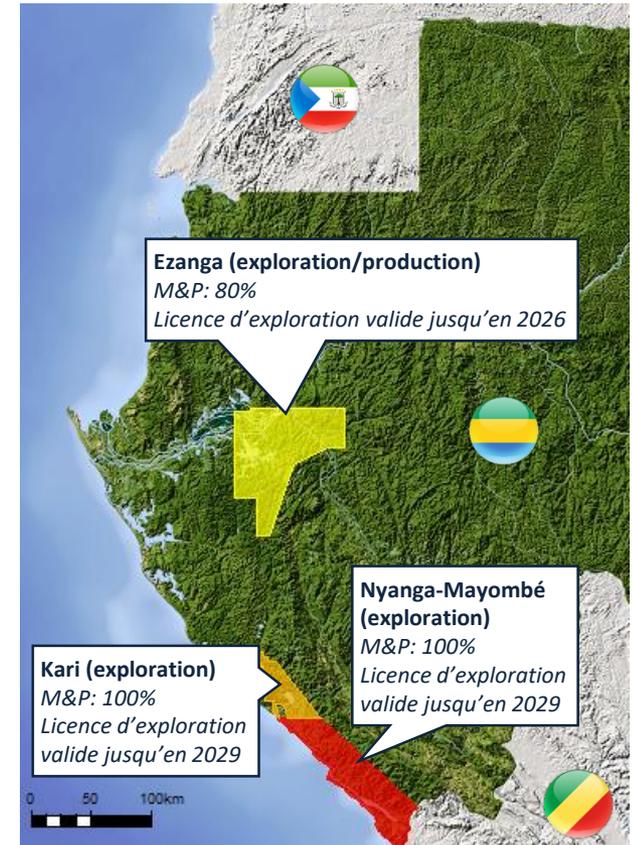
La performance du Groupe en 2021 a été tout à fait conforme aux attentes

Accord global entre M&P et la République Gabonaise

Contexte de l'opération

- Au Gabon, un accord global a été signé entre M&P et la République Gabonaise en novembre 2021, afin de régler un certain nombre de dossiers en cours entre les parties
- Dans le cadre de cet accord, les parties ont approuvé la libération immédiate au profit de la République Gabonaise des 43 M\$ placés sur un compte-séquestre au titre du portage des coûts antérieurs à 2018 sur le permis d'Ezanga, ainsi que le paiement d'un montant complémentaire de 57 M\$ à la République Gabonaise
- En contrepartie, cet accord a permis :
 - La signature d'un avenant au Contrat d'Exploration et de Partage de Production (« CEPP ») du permis d'Ezanga (80% M&P, opérateur), incluant notamment le changement de certains termes ainsi que l'extension de la période d'exploration jusqu'en 2026
 - La signature de nouveaux CEPP pour les zones de Kari et Nyanga-Mayombé (100% M&P, opérateur), et dont les périodes d'exploration courent désormais jusqu'en 2029
 - La mise en place d'un mécanisme de récupération dans le temps par M&P de certaines créances (lesquelles s'élèvent à 98 M\$ au 30 septembre 2021)
- En particulier, il convient de noter les changements suivants au CEPP d'Ezanga :
 - Réduction du taux de la redevance minière proportionnelle (RMP)
 - Augmentation du plafond de récupération des coûts pétroliers
 - Augmentation de la part du profit oil allouée au contracteur

Implantation de M&P au Gabon

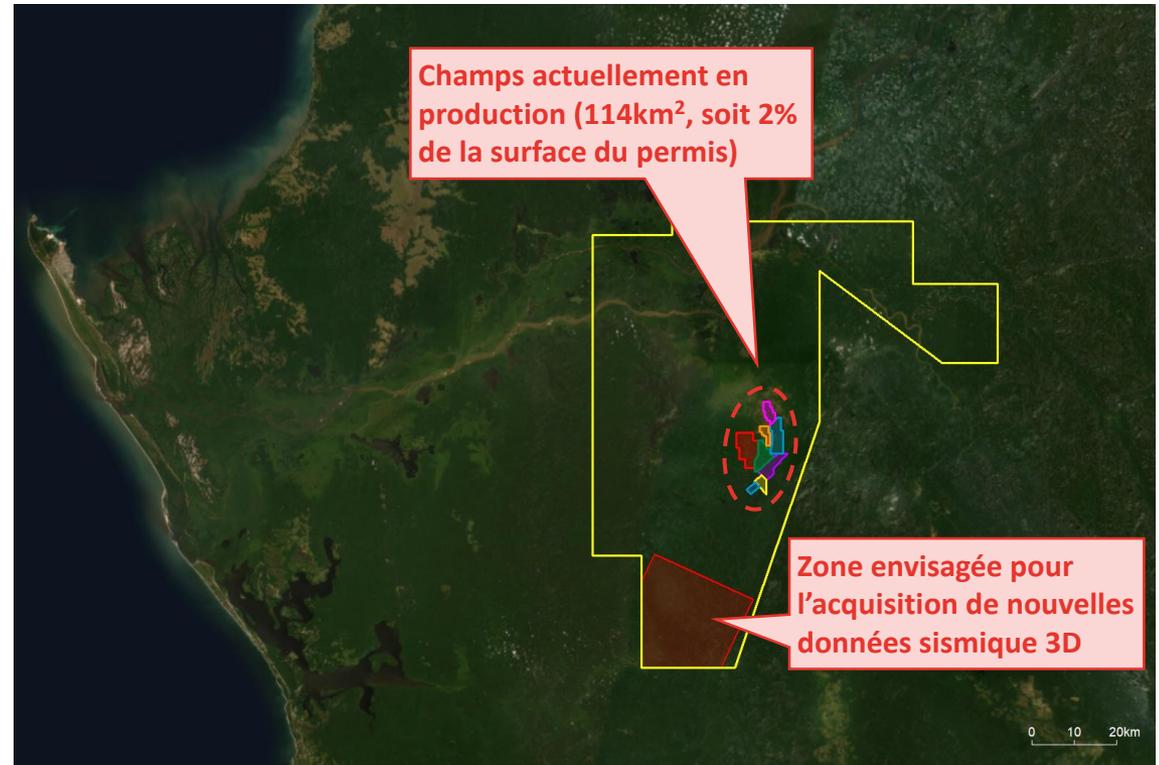


Cet accord mutuellement bénéfique marque l'engagement de long-terme de M&P au Gabon, et ses effets économiques sont déjà sensibles grâce aux changements des termes fiscaux sur le permis d'Ezanga

Focus sur la campagne d'acquisition sismique d'Ezanga

- M&P travaille actuellement à la préparation d'une campagne d'acquisition de données sismiques 3D sur le permis d'Ezanga
- L'acquisition de données doit avoir lieu en 2022
- Celle-ci doit servir à identifier des opportunités de développement à proximité des champs actuellement en production

Carte du permis d'Ezanga



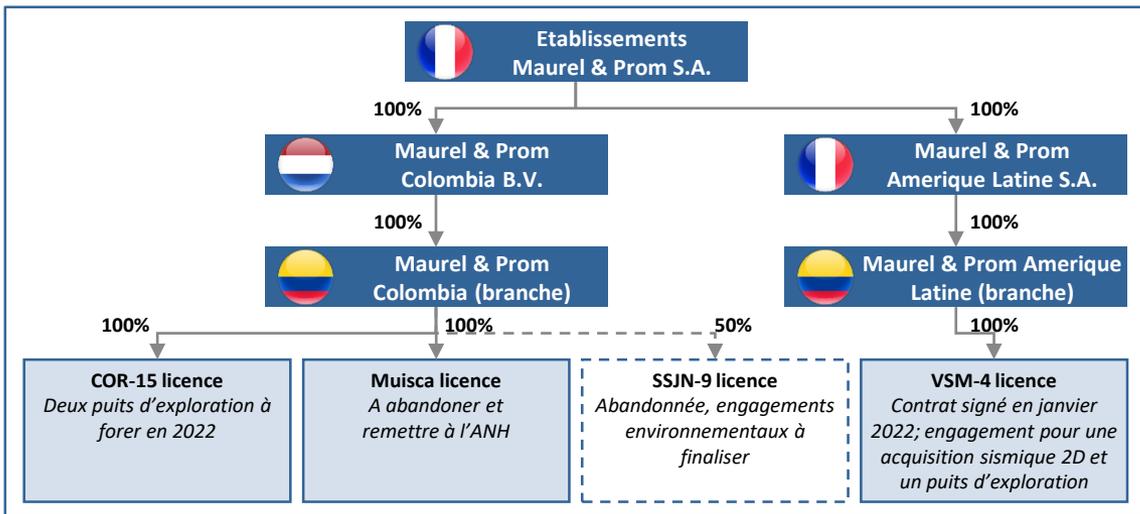
*Assurer la continuité du développement de l'actif,
grâce à la visibilité permise par l'accord conclu en novembre 2021*

Activité récente en Colombie

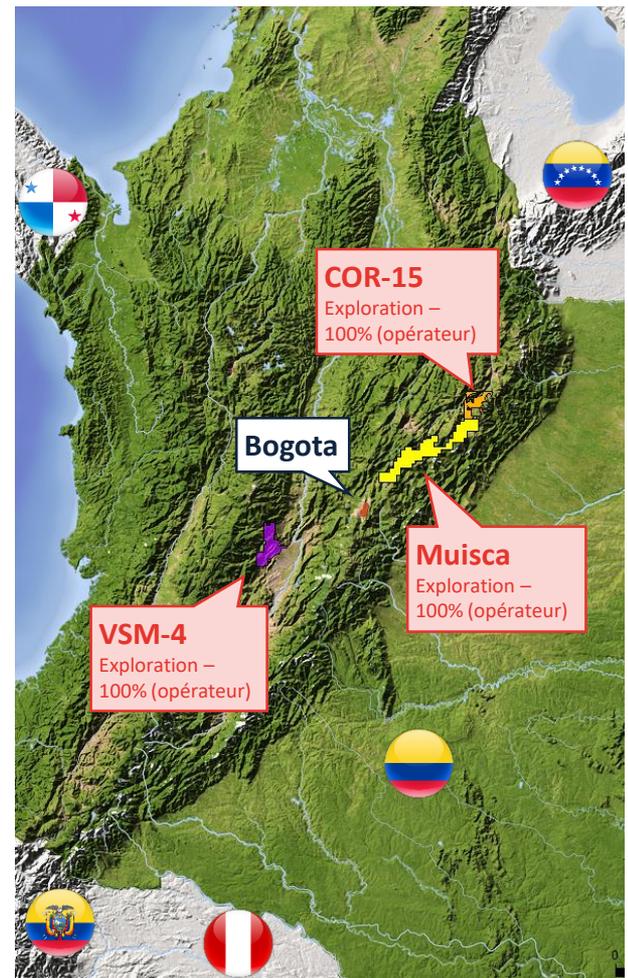
Points-clés

- **A la suite de la finalisation de l'accord conclu au T4 2021 avec PRE-PSIE Coöperatif (filiale à 100% de Frontera Energy), M&P a renforcé sa position en Colombie**
 - M&P possède désormais 100% de M&P Colombia, qui détient les permis d'exploration de COR-15 et Muisca
 - Le forage de deux puits d'exploration peu profonds est prévu sur le permis de COR-15 en 2022
- **Dans le cadre de la procédure d'octroi de licences d'exploration « Ronda Colombia 2021 », M&P a remporté en décembre 2021 la licence VSM-4, située dans la partie supérieure de la vallée du Rio Magdalena (Valle Superior del Magdalena)**
 - Le contrat pour le bloc a été officiellement signé le 21 janvier 2022
 - En contrepartie d'une licence d'exploration de six ans, M&P s'est engagé à forer un puits d'exploration
 - M&P a déjà identifié un prospect potentiel sur ce bloc, qui se trouve à proximité immédiate de plusieurs permis actuellement en production et d'infrastructures existantes

Structure d'entreprise



Implantation de M&P en Colombie



Portefeuille d'exploration et appréciation

Licences		Activité récente	Etapes suivantes
<p>Namibie</p> 	<p>PEL 44 & 45</p> <p>85% M&P Opéré</p>	 <ul style="list-style-type: none"> • Etudes techniques en cours en vue du forage d'un puits d'exploration • Regain d'intérêt du secteur pour le pays à la suite des découvertes conséquentes d'hydrocarbures dans le bassin offshore du sud du pays par Shell et Total au T1 2022 	<p>Farm-down en amont du forage potentiel d'un puits d'exploration</p>
<p>France</p> 	<p>Mios</p> <p>100% M&P Opéré</p>	 <ul style="list-style-type: none"> • Le test de production débuté au premier semestre 2021 était toujours en cours en mars 2022 • Demande de concession soumise aux autorités françaises afin de poursuivre les opérations sur la licence 	<p>En attente d'une réponse des autorités françaises</p>
<p>Italie</p> 	<p>Fiume Tellaro</p> <p>100% M&P Opéré</p>	 <ul style="list-style-type: none"> • Campagne d'acquisition sismique 2D/3D réalisée en 2020 • Intepretation des données sismiques en cours de finalisation 	<p>En attente de la finalisation de l'évaluation de la prospectivité</p>
<p>Canada</p> 	<p>Sawn Lake</p> <p>25% M&P Non-opéré</p>	 <ul style="list-style-type: none"> • M&P a conclu que le développement de Sawn Lake ne serait pas compatible avec ses critères économiques et environnementaux • En conséquence, M&P a vendu sa participation de 25% à l'opérateur Andora en mars 2022 • En contrepartie d'un paiement de 0,5 M\$ versé à Andora, M&P a transféré tous ses engagements financiers, et en particulier les obligations relatives aux coûts d'abandon du site 	<p>Fin des activités de M&P au Canada</p>

Stratégie de gestion active du portefeuille

Participation de 20,46% de M&P dans Seplat Energy

CORPORATE HIGHLIGHTS

A year of transition and robust performance

FY 2021 achievements

- Strong safety record extended to **28m hours** with no LTI on Seplat Energy operated assets
- Launched new strategy focused on *Building a Sustainable Business and Delivering Transition*
- Renamed and rebranded for an exciting future
- Continuing improvements to governance include elimination of related-party transactions
- Delivered robust production despite Forcados outages
- Financial strength increased, enhancing returns for all stakeholders and enabling acquisition

Q1 2022

- Sibiri drilled to TD, initial indications it has encountered eight oil-bearing reservoirs, 353ft gross hydrocarbon pay (229ft net), further data acquisition and analysis ongoing
- AEP mechanically completed, commercial agreements being finalised, injection expected March



25 February 2022

TRANSFORMATIONAL \$1,283 MILLION ACQUISITION OF MPNU, EXXONMOBIL'S SHALLOW WATER BUSINESS IN NIGERIA



\$2.9/boe W.I. 2P reserves

reliable energy, limitless potential

Source: Présentation des résultats annuels 2021 de Seplat Energy (28 février 2022)



2

Revue de la performance financière

Revue des comptes pour l'exercice 2021

M\$	2021	2020	Variation
Compte de résultat			
Chiffre d'affaires	500	330	+52%
Dépenses d'exploitation et d'administration	-168	-164	
Redevances et taxes liées à l'activité	-77	-50	
Variation de position de sur/sous-enlèvement	25	-27	
Autre	-	6	
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	280	95	+195%
Dotations amortissements et provisions et dépréciation des actifs en production	-107	-592	
Charges d'exploration	-0	-31	
Autre	-16	-6	
Résultat opérationnel	158	-534	N/A
Charges financières nettes	-16	-11	
Impôts sur les résultats	-44	-29	
Quote-part des sociétés mises en équivalence	23	-18	
Résultat net	121	-592	N/A
<i>Dont résultat net courant</i>	<i>136</i>	<i>-54</i>	<i>N/A</i>
Flux de trésorerie			
Flux avant impôts	280	91	
Impôts sur les résultats payés	-82	-35	
Flux généré par les opérations avant variation du B.F.R.	198	56	+256%
Variation du besoin en fonds de roulement	82	53	
Flux généré par les opérations	280	109	+158%
Investissements de développement	-164	-46	
Investissements d'exploration	-	-47	
Acquisitions d'actifs	-8	-	
Flux de trésorerie disponible	108	16	+595%
Charge nette de la dette	-96	-95	
Dividendes reçus	15	12	
Dividendes distribués	-	-	
Autre	1	5	
Variation de trésorerie	27	-63	N/A
Solde de trésorerie début de période	168	231	
Solde de trésorerie fin de période	196	168	

Commentaires

Compte de résultat

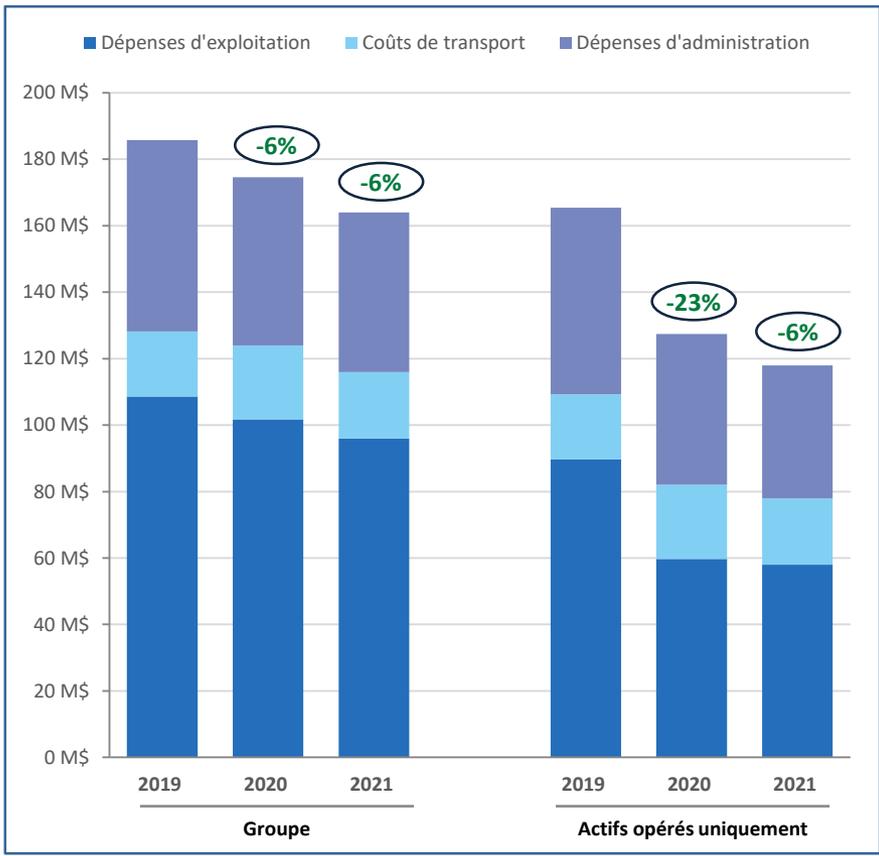
- Prix de vente moyen de l'huile de 72,5 \$/b sur la période, en nette augmentation (81%) par rapport à 2020 (40,1 \$/b)
- Variation de position de sur/sous-enlèvement positive de 25 M\$, en raison d'un programme d'enlèvement favorable au second semestre 2021
- Autres charges opérationnelles de 16 M\$, principalement liées à des dépenses de workover immédiatement dépréciées en Angola
- 23 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

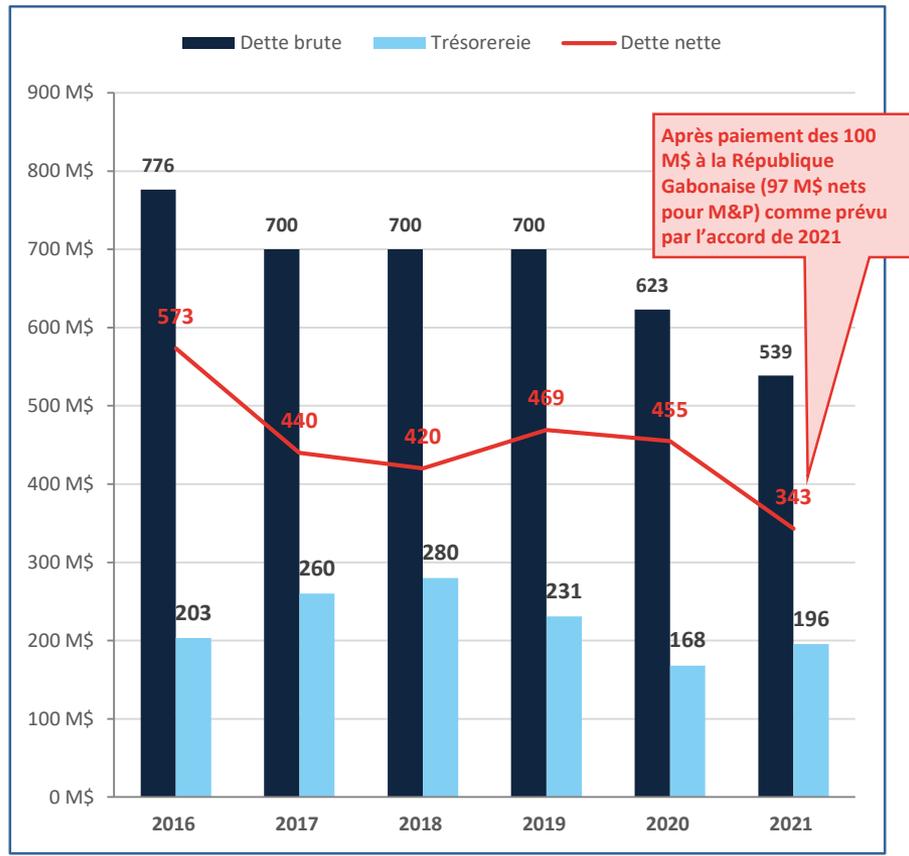
- \$164mm d'investissements, dont ;
 - 97 M\$ correspondant à l'accord global conclu avec la République Gabonaise, après prise en compte de la recharge aux partenaires
 - 40 M\$ pour le permis d'Ezanga au Gabon, dont 21 M\$ de forage et 11 M\$ pour des opérations sur puits existants
 - 22 M\$ pour les Blocs 3/05 & 3/05A en Angola
- 8 M\$ d'acquisitions d'actifs relatifs au retraitement comptable des flux de trésorerie avec M&P Colombia
- 15 M\$ reçus en dividendes (nets d'impôts) de la participation de 20,46% dans Seplat Energy

Contrôle des coûts et désendettement

Evolution de la base de coûts¹ 2019-2021



Evolution de la dette 2016-2021



Bien positionné pour tirer parti d'un environnement de prix du brut élevé

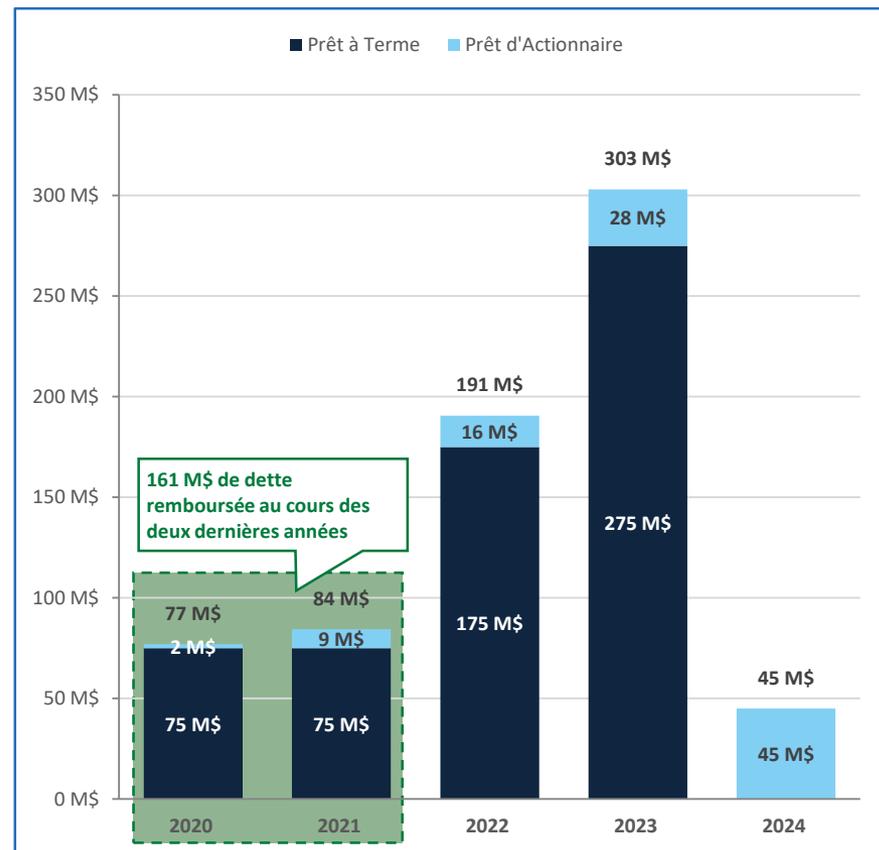
¹ Hors éléments non-récurrents

Structure de capital et profil de remboursement

Structure de capital au 31 décembre 2021

	Taux	Maturité	Montant	xLTM EBITDA ¹
Prêt à Terme	Libor + 1.5%	Déc. 2023	450 M\$	1.6x
Prêt d'Actionnaire	Libor + 1.6%	Déc. 2024	89 M\$	0.3x
Dette totale			539 M\$	1.9x
Trésorerie			196 M\$	0.7x
Dette nette			343 M\$	1.2x

Profil de remboursement de la dette



Processus de refinancement bien avancé pour répartir les échéances de 2023-2024 sur une durée plus longue

¹ LTM EBITDA (EBITDA sur les douze derniers mois) de 280 M\$



3 Perspectives

Objectifs pour l'année 2022



Recherche de l'excellence EHS-S

- ✓ Objectifs LTIF/TRIR : maintenir le LTIF à zéro, réduire le TRIR de 30% par rapport à la performance 2021
- ✓ Réduction en cours du torchage et des émissions de méthane (*venting*) sur le permis d'Ezanga



Maintien du cap opérationnel et financier

- ✓ Rétablissement de la production d'Ezanga grâce au forage et aux opérations de stimulation des puits
- ✓ Maintien de la base de coûts au niveau actuel et recherche de nouvelles opportunités d'optimisation
- ✓ Rationalisation des processus : ERP (progiciel de gestion intégré) désormais en place au niveau groupe



Reprise de l'exploration

- ✓ Préparations en cours pour une campagne sismique 3D sur le permis d'Ezanga en 2022
- ✓ Forage de deux puits d'explorations peu profonds au S2 2022 sur le permis de COR-15 en Colombie



Restitution de la valeur aux actionnaires

- ✓ Dividende de 15 M\$ proposé (0,07€ par action), le maximum permis par les dispositions actuelles du Prêt à Terme
- ✓ Sous réserve de finalisation du refinancement, la rémunération des actionnaires sera portée à 30 M\$ sur l'année calendaire 2022

Prévisions opérationnelles et financières pour 2022

Prévisions de production

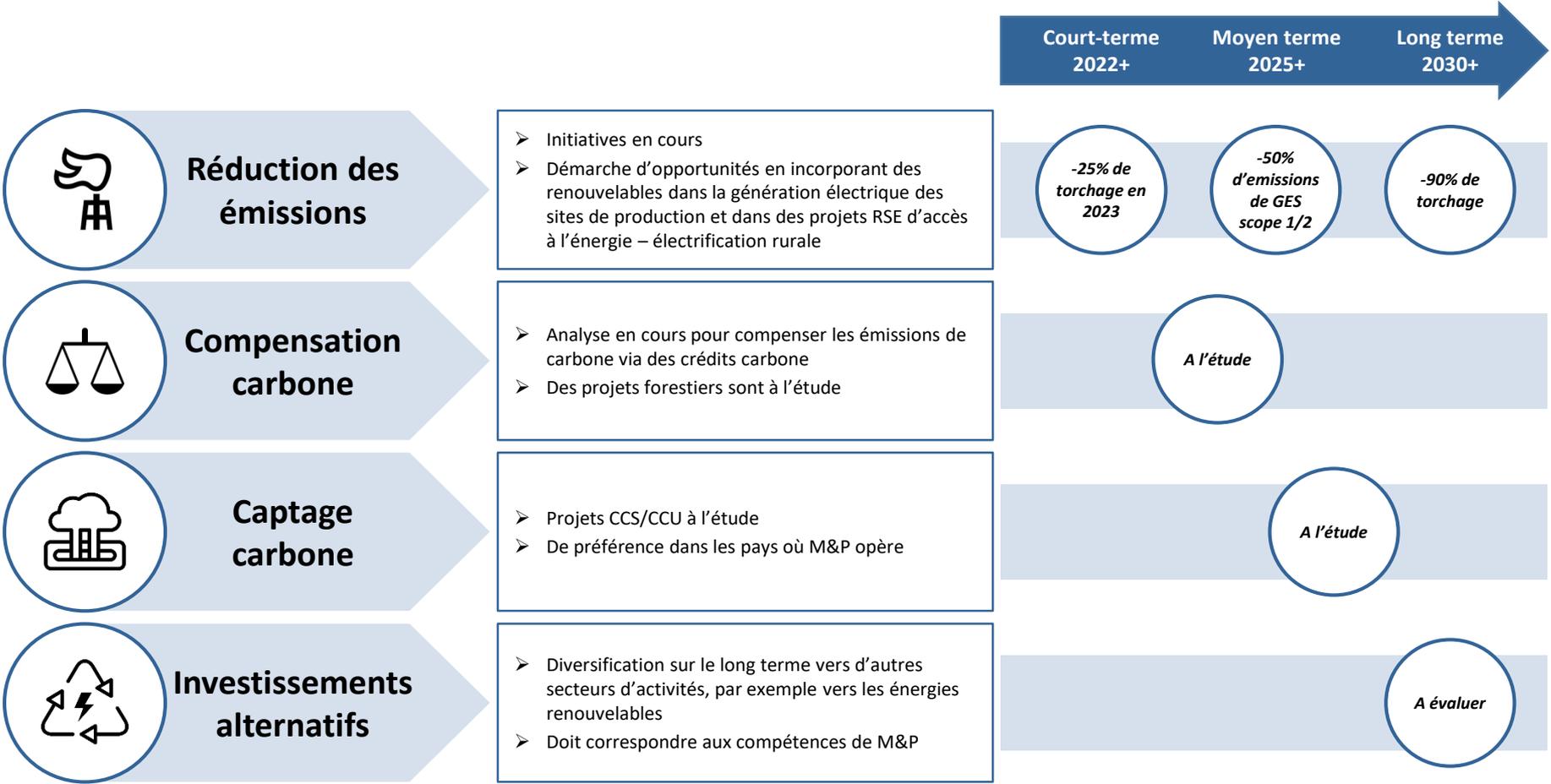
		Brute	En part M&P
Gabon		20 000 b/j	16 000 b/j
Tanzanie		80,0 Mpc/j	38,4 Mpc/j
Angola		18 000 b/j	4 000 b/j
Total			26 400 bep/j

Prévisions de cash flows

Flux de trésorerie généré par les opérations	<p>➤ Sensibilité au cours du Brent¹:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A 70 \$/b : 250 M\$ • A 80 \$/b : 290 M\$ • A 90 \$/b : 330 M\$
Investissements de développement	<p>➤ 95 M\$ répartis ainsi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 75 M\$ au Gabon • 5 M\$ en Tanzanie • 15 M\$ en Angola (non-opéré)
Investissements d'exploration	<p>➤ Budget contingent de 60 M\$, incluant notamment:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La réalisation d'une acquisition sismique 3D sur le permis d'Ezanga au Gabon • Le forage de deux puits sur le permis de COR-15 en Colombie
Financement	<p>➤ 200 M\$ (en l'absence de refinancement):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 188 M\$ de remboursements de dette • 12 M\$ de charge nette de la dette

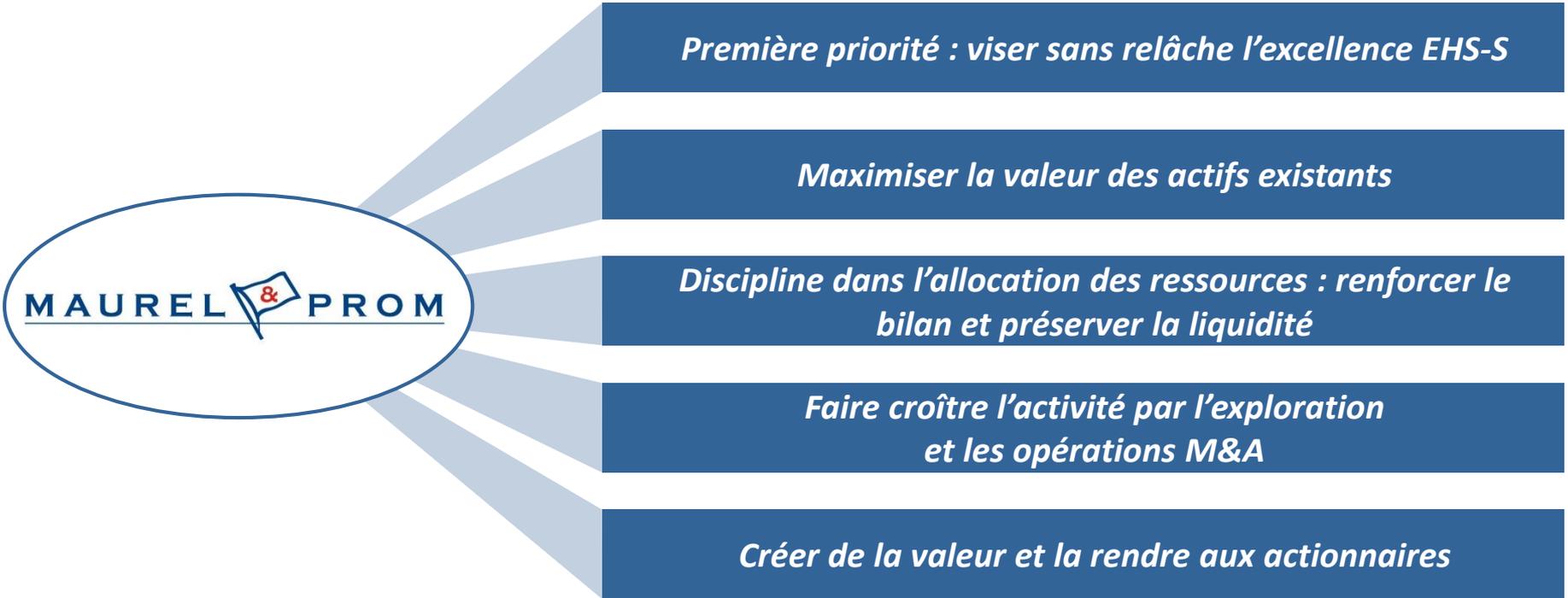
¹ Hypothèse de prix moyen pour la période mars-décembre 2022

M&P définit des objectifs et prend des mesures concrètes pour réduire encore son empreinte carbone au cours des années à venir



Notre stratégie : rester dans notre domaine d'expertise tout en maintenant nos efforts afin de réduire notre empreinte et en privilégiant les projets de développement compatibles avec nos engagements

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
- ✓ Breakeven résultat net abaissé à 45 \$/b

Solidité financière

- ✓ Trésorerie de 196 M\$ fin 2021
- ✓ 100 M\$ immédiatement disponibles via le Prêt d'Actionnaire si nécessaire
- ✓ Soutien du groupe Pertamina

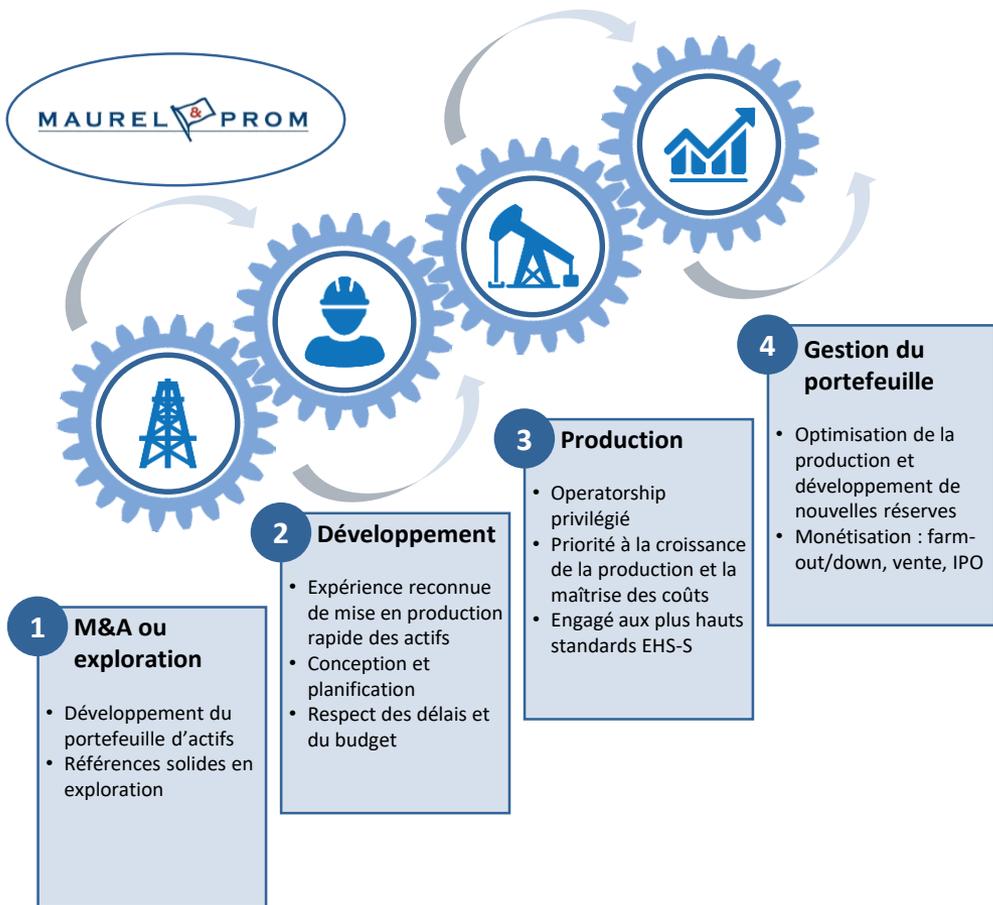


4 Annexe

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



Ida Yusmiati
Administrateur



Carole Delorme d'Armaillé
Administrateur indépendant



Daniel Purba
Administrateur



Caroline Catoire
Administrateur indépendant



Harry Zen
Administrateur



Comité de Direction



Olivier de Langavant
Directeur Général

- 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, directeur général 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

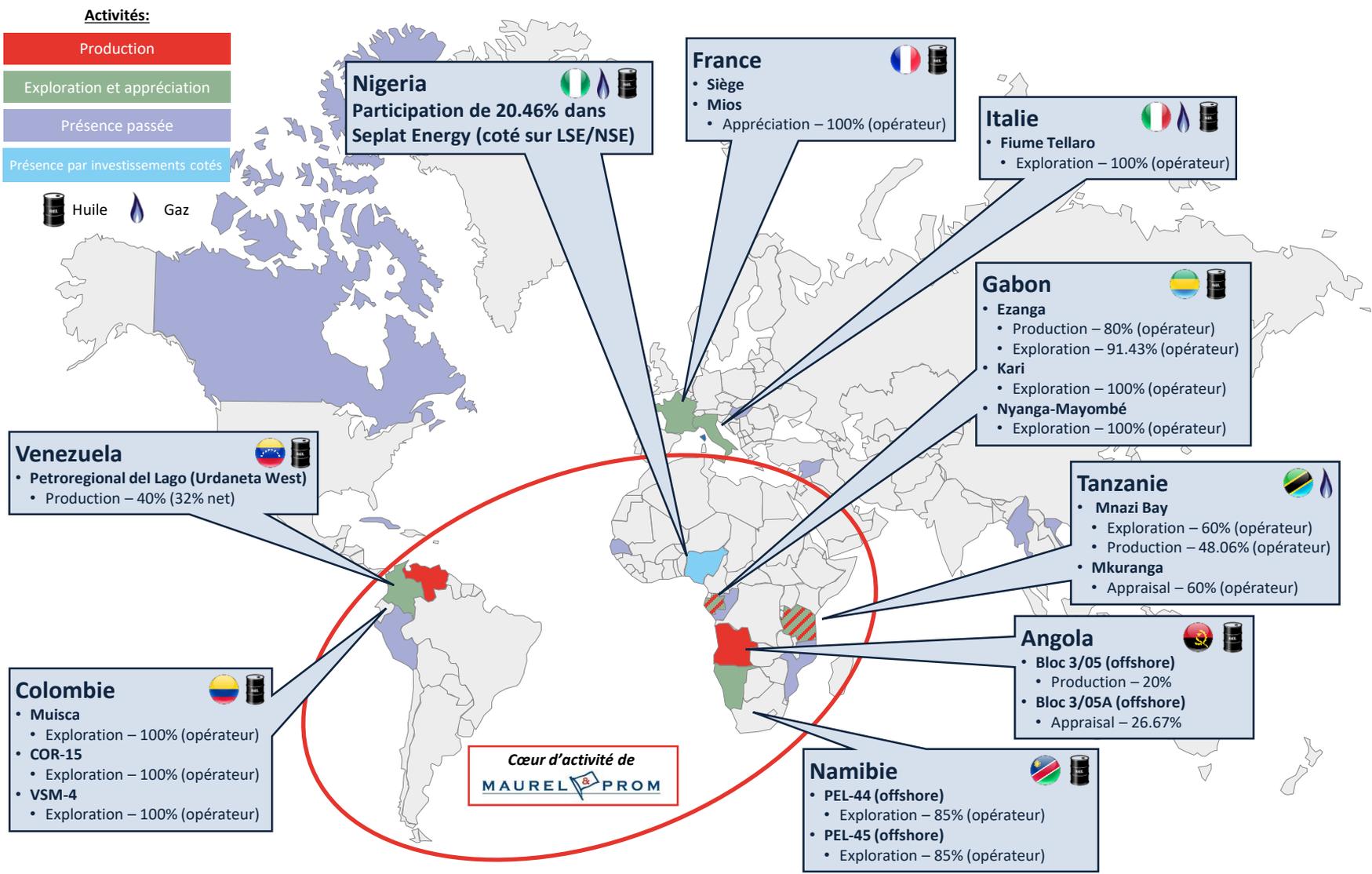


Alain Torre
Secrétaire Général



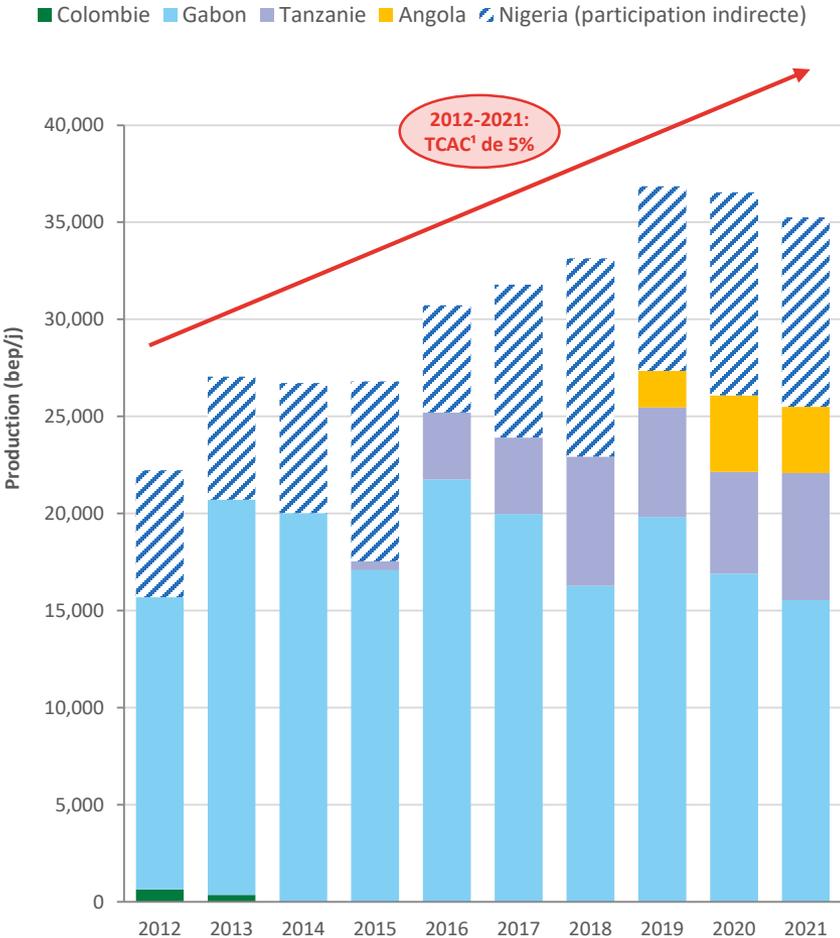
Jeanne Castaing
Directrice des Ressources Humaines

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



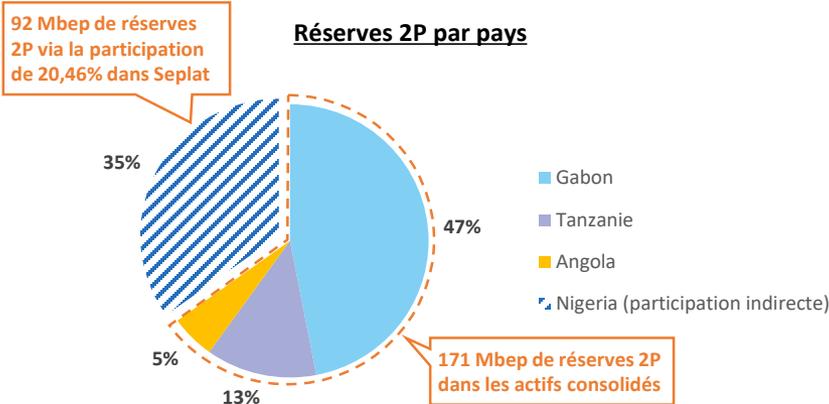
Production et réserves

Production – 10 dernières années

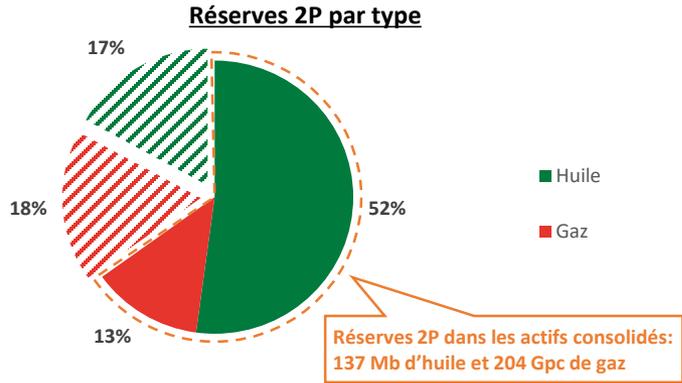


Note : Taux de conversion gaz-pétrole de 6 Gpc/Mbep
¹ TCAC est le taux de croissance annuel composé, c'est-à-dire le taux de croissance annuel équivalent sur la période

Quote-part de réserves 2P au 31 décembre 2021



Quote-part de réserves 2P consolidée: 171 Mbep
 (137 Mb d'huile et 204 Gpc de gaz)

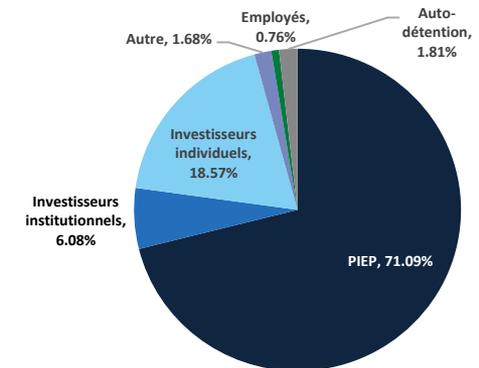


Source : Rapports de réserve de DeGolyer and MacNaughton (Gabon, Angola) et RPS (Tanzanie) au 31 décembre 2021 ; réserves Seplat tirées de la présentation des résultats annuels 2021 du 28 février 2022

Compte de résultat et cash flows

M\$	2018	2019	2020	2021
Compte de résultat				
Chiffre d'affaires	440	504	330	500
Dépenses d'exploitation et d'administration	-140	-180	-164	-168
Redevances et taxes liées à l'activité	-45	-80	-50	-77
Variation de position de sur/sous-enlèvement	-13	34	-27	25
Autre	3	9	6	-
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	245	286	95	280
Dotations amortissements et provisions et dépréciation des actifs en production	-115	-163	-592	-107
Charges d'exploration	-1	-48	-31	-0
Autre	-3	-4	-6	-16
Résultat opérationnel	126	70	-534	158
Charges financières nettes	-27	-31	-11	-16
Impôts sur les résultats	-68	-62	-29	-44
Quote-part des sociétés mises en équivalence	31	59	-18	23
Résultat net	62	35	-592	121
<i>Dont résultat net courant</i>	<i>66</i>	<i>19</i>	<i>-54</i>	<i>136</i>
Flux de trésorerie				
Flux avant impôts	236	298	91	280
Impôts sur les résultats payés	-41	-35	-35	-82
Flux généré par les opérations avant variation du B.F.R.	195	263	56	198
Variation du besoin en fonds de roulement	-3	-102	53	82
Flux généré par les opérations	192	162	109	280
Investissements de développement	-104	-104	-46	-164
Investissements d'exploration	-7	-43	-47	-
Acquisitions d'actifs	-51	-35	-	-8
Flux de trésorerie disponible	30	-21	16	108
Charge nette de la dette	-22	-24	-95	-96
Dividendes reçus	12	12	12	15
Dividendes distribués	-	-9	-	-
Autre	0	-7	5	1
Variation de trésorerie	20	-49	-63	27
Solde de trésorerie début de période	259	280	231	168
Solde de trésorerie fin de période	280	231	168	196

Actionnariat au 31 décembre 2021



Bilan simplifié

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