

Paris, le 4 novembre 2014

N° 23-14

Chiffre d'affaires 9 mois 2014 : 447 M€
+3% par rapport aux neuf premiers mois de 2013

Chiffre d'affaires consolidé pour les neuf premiers mois de 2014

<i>en M€</i>	T1 2014	T2 2014	T3 2014	9 mois 2014	9 mois 2013*	Var.
<i>Taux de change</i>	1,37	1,37	1,33	1,35	1,32	
Production pétrolière	135,5	136,4	140,7	412,6	435,6	-5%
<i>Gabon</i>	135,2	136,1	140,4	411,7	425,0	
<i>Colombie</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	9,7	
<i>Tanzanie</i>	0,3	0,3	0,3	1,0	0,9	
Services pétroliers	13,2	10,4	10,6	34,2	0,0	
Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	
<i>Effet des couvertures</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,3	
Chiffre d'affaires consolidé	148,7	146,8	151,3	446,8	433,3	+3%

* retraité du changement de méthode comptable

Le chiffre d'affaires consolidé pour les neuf premiers mois de 2014 s'élève à 446,8 M€, en progression de +3% par rapport à celui de la même période de 2013. Cette variation est due notamment aux éléments suivants :

- intégration des ventes hors Groupe de Caroil pour 34,2 M€ ;
- impact défavorable du taux €/€ par rapport aux neuf premiers mois de 2013 ;
- application des termes du nouveau Contrat d'Exploration et de Partage de Production (CEPP) Ezanga au Gabon, à savoir une part pour Maurel & Prom de 80% dans les champs en production, contre 85% auparavant, et un « cost oil » de 70% versus 75%, en contrepartie d'un allongement sensible de la durée de vie du contrat d'exploitation des champs.

Au 30 juin 2014, le Groupe ne disposait plus de couverture sur les prix de vente du pétrole. Pour les neuf mois de 2013, l'impact était de -2,3 M€ sur le chiffre d'affaires.

A compter du 1^{er} janvier 2013, en cas de sous-enlèvement, le Groupe comptabilise un droit à enlèvement en «Autres créances» en contrepartie d'un revenu. Les chiffres de production vendue et des ventes relatifs aux neuf premiers mois de 2013 ont été retraités de ce changement de méthode avec un impact de -4 M€ sur le chiffre d'affaires.

Données de production en barils par jour (b/j) pour les neuf premiers mois de 2014

<i>en barils par jour</i>	T1 2014	T2 2014	T3 2014	9 mois 2014	9 mois 2013	Var.14/13
Production à 100%	25 261	25 009	25 427	25 233	24 777	+2%
<i>Gabon</i>	25 261	25 009	25 427	25 233	23 807	
<i>Colombie</i>	0	0	0	0	970	
Part M&P	20 209	20 007	20 341	20 186	20 750	-3%
<i>Gabon</i>	20 209	20 007	20 341	20 186	20 265	
<i>Colombie</i>	0	0	0	0	485	
Droits à enlèvement	18 908	18 719	19 032	18 887	19 601	-4%
<i>Gabon</i>	18 908	18 719	19 032	18 887	19 145	
<i>Colombie</i>	-	-	-	-	456	

La production des champs au Gabon se situe actuellement sur un plateau intermédiaire de 25 000 b/j, correspondant à environ 90% de la capacité actuelle de production théorique. Ce niveau de production fait suite aux interactions des travaux effectués depuis le début de l'année sur les puits injecteurs d'eau et producteurs d'huile. Une augmentation de la production suppose que les travaux sur des zones homogènes soient terminés pour que l'injection d'eau puisse reprendre et ainsi assurer une remontée de pression dans les réservoirs. Cette situation, à laquelle s'ajoutent les délais d'approvisionnement des équipements spéciaux, ne permet pas d'établir aujourd'hui un calendrier précis de l'évolution de la production.

Le premier puits horizontal foré sur ces champs est en cours, une mise en service est prévue dans les semaines à venir. Les résultats de ce puits apporteront des informations fondamentales dans le but d'établir un planning plus précis de montée en puissance de la production.

Enfin, au Sud-Est d'Onal, le puits d'exploration Niembi-1 est en cours de forage. Les résultats de ce puits sont attendus d'ici six semaines. Le site de forage est situé à proximité des installations de production existante ce qui permettrait, en cas de succès, un développement rapide de la découverte.

<i>en barils cumulés sur la période</i>	T1 2014	T2 2014	T3 2014	9 mois 2014	9 mois 2013*
Production totale vendue	1 730 977	1 737 184	1 768 195	5 236 356	5 284 376

* retraité du changement de méthode comptable

Evolution des prix de vente

Evolution des prix de vente	T1 2014	T2 2014	T3 2014	9 mois 2014	9 mois 2013
Prix de vente moyen	107,0	108,6	104,1	106,6	106,2
<i>Gabon</i>	<i>107,0</i>	<i>108,6</i>	<i>104,1</i>	<i>106,6</i>	<i>106,2</i>
<i>Colombie</i>	-	-	-	-	<i>105,7</i>

Signature d'un contrat de vente de gaz en Tanzanie

Maurel & Prom, en association avec ses partenaires sur le permis de Mnazi Bay, Wentworth et Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC), a signé le 12 septembre 2014 un contrat de vente portant sur la fourniture sur le long terme du gaz naturel produit sur les champs de Mnazi Bay et de Msimbati dans le sud de la Tanzanie. Le gaz sera livré et transporté via les installations d'évacuation reliant Mtwara à Dar es Salaam. Le gazoduc et la centrale de traitement Madimba, détenus et exploités par l'État, sont en cours de construction, et l'achèvement ainsi que la mise en service du gazoduc sont prévus pour le 1^{er} trimestre 2015.

En vertu du contrat de vente, les partenaires s'engagent contractuellement à fournir jusqu'à un maximum de 80 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel au cours des huit premiers mois d'exploitation, avec une possibilité d'augmenter dans le temps la production jusqu'à un maximum de 130 millions de pieds cubes par jour, et ce pour une période allant jusqu'à 17 ans. La vente du gaz sera constatée à l'entrée du gazoduc de 16 pouces (environ 400 mm) reliant le centre de production de Mnazi Bay au centre de traitement de Madimba.

La première livraison devrait s'étaler sur la période comprise entre le 22 janvier 2015 et le 22 avril 2015 à un prix fixe de 3,00 USD par million de btu (environ 3,07 USD par millier de pieds cubes).

Point sur l'activité d'exploration au Mozambique

L'opérateur Anadarko a débuté le forage du puits Tembo-1 sur le permis de Rovuma onshore (Maurel & Prom 28%) en juin 2014. Le puits a actuellement atteint une profondeur de 2 965 m. Le forage se poursuit afin d'atteindre l'objectif final situé à 4 397 m. L'appareil sera ensuite mobilisé pour le forage d'un deuxième puits d'exploration, Kifaru-1, situé au Nord-Est du permis.

Point sur l'activité de SAINT-AUBIN ENERGIE

En Alberta (Saint-Aubin Energie 25%), la production de bitume a commencé sur le pilote SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Il faudra de deux à quatre mois pour atteindre le plateau de production et faire le bilan de l'économie du projet avant de décider une éventuelle extension du pilote.

Au Québec, sur l'île d'Anticosti (Saint-Aubin Energie 21,7%), la première phase du programme d'exploration, constituée de 15 à 18 forages stratigraphiques devant reconnaître la formation du Macasty, a débuté fin juillet 2014. Quatre appareils de forage sont actuellement en activité. A ce jour quatre sondages ont été effectués et deux autres sont en cours.

La présence de la formation Macasty a été confirmée par quatre sondages stratigraphiques. Le forage de Chicotte a révélé une épaisseur du Macasty de 67,5 mètres, sur celui de Lac-Martin l'épaisseur

constatée est de 30 mètres, sur le forage de Jupiter-Sud elle est de plus de 60 mètres et à l'extrémité Est de l'île d'Anticosti et donc de la formation de Macasty, le forage de Bell a permis de mesurer une épaisseur de 13 mètres. Lors de ces forages, plusieurs indices de gaz ainsi que de la fluorescence ont été rencontrés.

La campagne de forages stratigraphiques va être interrompue durant la saison hivernale. Elle devrait reprendre en mai 2015 pour se terminer au début de l'automne 2015.

A la suite de l'analyse de l'ensemble des résultats, trois sites de forages pétroliers seront sélectionnés en vue de réaliser une fracturation hydraulique. Le premier forage aura lieu à l'été 2016.

Par ailleurs, la coentreprise Hydrocarbures Anticosti a annoncé le 23 octobre 2014 la signature d'un partenariat stratégique avec la société québécoise Gaz Métro dans le but de valoriser le gaz naturel associé provenant de l'île d'Anticosti.

Au Myanmar, à la suite des résultats du premier puits d'exploration, foré en 2013, un deuxième puits d'exploration est prévu en 2015.

Plus d'informations : www.maureletprom.fr

Communication :

MAUREL & PROM

Tel : 01 53 83 16 45

ir@maureletprom.fr

Ce document peut contenir des prévisions concernant la situation financière, les résultats, les activités et la stratégie industrielle de Maurel & Prom. Par leur nature même, les prévisions comportent des risques et des incertitudes dans la mesure où elles se fondent sur des événements ou des circonstances dont la réalisation future n'est pas certaine. Ces prévisions sont effectuées sur la base d'hypothèses que nous considérons comme raisonnables mais qui pourraient néanmoins s'avérer inexactes et qui sont tributaires de certains facteurs de risques tels que les variations du cours du brut ; les variations des taux de change ; les incertitudes liées à l'évaluation de nos réserves de pétrole ; les taux effectifs de production de pétrole ainsi que les coûts associés ; les problèmes opérationnels ; la stabilité politique ; les réformes législatives et réglementaires ou encore les guerres, actes de terrorisme ou sabotages.

Maurel & Prom est coté sur Euronext Paris – compartiment A
CAC® mid 60 - SBF120® - CAC® Mid & Small - CAC® All-Tradable - CAC® All-Share – CAC PME – Eligible PEA - PME
Isin **FR0000051070** / Bloomberg **MAU.FP** / Reuters **MAUP.PA**