

Etats Financiers Consolidés
31/12/2015

www.maureletprom.fr

1 SOMMAIRE

1	SOMMAIRE	2
2	ETATS FINANCIERS CONSOLIDES DU GROUPE AU 31 DECEMBRE 2015	3
2.1	ETAT DE SITUATION FINANCIERE	3
2.2	ETAT CONSOLIDE DU RESULTAT GLOBAL	4
2.3	VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	5
2.4	TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE	6
3	NOTES ANNEXES AUX ETATS FINANCIERS	7
3.1	GENERALITES	7
3.1.1	ENVIRONNEMENT ECONOMIQUE ET IMPACT SUR L'ACTIVITE DU GROUPE	7
3.1.2	L'ACTIVITE DE PRODUCTION	7
3.1.3	RECENTRAGE DES ACTIVITES DU GROUPE	8
3.1.4	FUSION ABSORPTION DE MPI PAR MAUREL & PROM	8
3.1.5	ORNANE 2021 / OCEANE 2015	8
3.1.6	BASE DE PREPARATION	8
3.1.7	RETRAITEMENT DE LA PRESENTATION DU COMPTE DE RESULTAT	10
3.2	PERIMETRE DE CONSOLIDATION	11
3.2.1	METHODES DE CONSOLIDATION	11
3.2.2	LISTE DES ENTITES CONSOLIDEES	13
3.2.3	FUSION ABSORPTION DE MPI PAR MAUREL & PROM	13
3.2.4	TITRES MIS EN EQUIVALENCE	15
3.3	ACTIVITES OPERATIONNELLES	18
3.3.1	INFORMATION SECTORIELLE	18
3.3.2	IMMOBILISATIONS	20
3.3.3	STOCKS	27
3.3.4	CREANCES CLIENTS	27
3.3.5	AUTRES ACTIFS COURANTS	28
3.3.6	PROVISIONS	28
3.3.7	RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	29
3.4	OPERATIONS DE FINANCEMENT	30
3.4.1	AUTRES ACTIFS FINANCIERS COURANTS	30
3.4.2	TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	30
3.4.3	EMPRUNTS	30
3.4.4	JUSTE VALEUR	33
3.4.5	RESULTAT FINANCIER	34
3.4.6	RISQUES FINANCIERS	34
3.5	AUTRES INFORMATIONS	38
3.5.1	IMPOTS SUR LE RESULTAT	38
3.5.2	CAPITAUX PROPRES	39
3.5.3	RESULTAT PAR ACTION	41
3.5.4	PARTIES LIEES	42
3.5.5	ENGAGEMENTS HORS BILAN - ACTIFS ET PASSIFS EVENTUELS	42
3.5.6	AUTRES INFORMATIONS	46
3.5.7	EVENEMENTS POST-CLOTURE	46
4	GLOSSAIRE	47

2 ETATS FINANCIERS CONSOLIDES DU GROUPE AU 31 DECEMBRE 2015

2.1 Etat de situation financière

en milliers €	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Immobilisations incorporelles (net)	3.3.2	319 199	328 232
Immobilisations corporelles (net)	3.3.2	1 504 423	1 292 484
Actifs financiers non courants (net)		3 820	931
Titres mis en équivalence	3.2.4	125 688	94 028
Impôts différés actifs	3.5.1	31 468	280
ACTIF NON COURANT		1 984 598	1 715 955
Stocks (net)	3.3.3	11 897	6 885
Clients et comptes rattachés (net)	3.3.4	24 678	43 377
Autres actifs financiers courants	3.4.1	72 318	60 197
Autres actifs courants	3.3.5	74 745	58 400
Créances d'impôts courants	3.5.1	2 050	1 163
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3.4.2	282 403	229 938
ACTIF COURANT		468 091	399 960
TOTAL ACTIF		2 452 689	2 115 915
en milliers €		31/12/2015	31/12/2014
Capital social		150 412	93 603
Primes d'émission, de fusion et d'apport		291 101	165 010
Réserves consolidées		826 907	689 432
Actions propres		(68 475)	(70 507)
Résultat net part du Groupe		(97 760)	13 159
CAPITAUX PROPRES GROUPE		1 102 185	890 697
Participations ne donnant pas le contrôle		(728)	(3 181)
CAPITAUX PROPRES TOTAUX	2.3	1 101 458	887 516
Provisions non courantes	3.3.6	49 222	10 282
Emprunts obligataires non courants	3.4.3	332 396	233 989
Autres emprunts et dettes financières non courants	3.4.3	393 938	359 852
Instruments financiers passifs dérivés non courants	3.4.3	8 090	1 612
Impôts différés passifs	3.5.1	382 047	358 217
PASSIF NON COURANT		1 165 694	963 952
Emprunts obligataires courants	3.4.3	9 437	69 631
Autres emprunts et dettes financières courants	3.4.3	10 760	3 654
Fournisseurs et comptes rattachés		65 227	107 210
Passifs d'impôts courants	3.5.1	7 792	6 509
Autres créditeurs et passifs divers courants		82 472	65 719
Provisions courantes	3.3.6	9 851	11 724
PASSIF COURANT		185 538	264 447
TOTAL CAPITAUX PROPRES ET PASSIF		2 452 689	2 115 915

2.2 Etat consolidé du Résultat Global

Résultat net de la période

en milliers €	Notes	31/12/2015	31/12/2014 (*)
Chiffre d'affaires		275 627	550 398
Autres produits de l'activité		12 656	7 395
Achats et Charges d'exploitation		(106 672)	(111 267)
Taxes		(31 455)	(47 480)
Charges de personnel		(43 233)	(47 100)
Excédent Brut d'Exploitation		106 922	351 947
Dotations aux amortissements corporels et incorporels	3.3.2	(98 059)	(86 720)
Résultat Opérationnel Courant	3.3.7	8 863	265 227
Dépréciation d'actifs de forage	3.3.2/3.3.3	(38 926)	(9 730)
Charges et Dépréciations d'actifs d'exploration	3.3.2/3.3.6	(125 460)	(103 656)
Produits et Charges non courants	3.2.3/3.3.6	(9 431)	(10 939)
Résultat de cessions d'actifs		(11)	(294)
Badwill	3.2.3	140 228	
Résultat Opérationnel		(24 737)	140 608
<i>Coût de l'endettement financier brut</i>		<i>(36 084)</i>	<i>(37 953)</i>
<i>Produits de trésorerie</i>		<i>689</i>	<i>655</i>
<i>Gains nets sur juste valeur des instruments financiers</i>		<i>7 551</i>	<i>12 005</i>
Coût de l'endettement financier net		(27 845)	(25 293)
Ecarts de change nets		27 618	25 000
Autres produits et charges financiers		(6 943)	(10 514)
Résultat Financier	3.4.5	(7 170)	(10 807)
Résultat avant impôt		(31 907)	129 800
Impôts sur les résultats	3.5.1	32 311	(101 567)
Résultat net des sociétés consolidées		404	28 233
Quote-part des sociétés mises en équivalence (**)	3.2.4	(95 396)	(15 380)
Résultat net de l'ensemble consolidé		(94 992)	12 853
Dont : - Résultat net part Groupe		(97 760)	13 159
- Participations ne donnant pas le contrôle		2 768	(306)
Résultat par action en Euros		31/12/2015	31/12/2014
De base		-0,82	0,11
Dilué		-0,82	0,10

(*) La présentation du compte de résultat a été amendée par rapport aux états financiers au 31 décembre 2014 publiés (cf note 3.1.7)

(**) les charges et dépréciations reportées dans la quote-part des sociétés mises en équivalence s'élèvent à 92 063K€.

Résultat global de la période

en milliers €	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Résultat net de la période		(94 992)	12 853
Ecarts de change sur la conversion des comptes des entités étrangères		110 784	115 397
Profit (perte) sur la couverture d'investissements nets dans des entités étrangères		(3 210)	(4 144)
Total du résultat global pour la période		12 581	124 105
- part du groupe		10 128	124 781
- participations ne donnant pas le contrôle		2 454	(675)

2.3 Variation des capitaux propres

en milliers €	Capital	Actions propres	Primes et Réserves	Ecart de conversion	Juste valeur des couvertures d'investissement net	Résultat de l'exercice	Capitaux propres part groupe	Particip. ne donnant pas le contrôle	Capitaux propres totaux
1 janvier 2014	93 578	(70 860)	691 720	(11 367)	0	62 769	765 839	(2 506)	763 333
Résultat net						13 159	13 159	(306)	12 853
Autres éléments du résultat global				115 766	(4 144)		111 622	(369)	111 252
Total du résultat global				115 766	(4 144)	13 159	124 781	(675)	124 106
Affectation du résultat - Dividendes			62 769			(62 769)	0		0
Augmentation de capital	25		(490)				(465)		(465)
Actions gratuites			965				965		965
Mouvements sur actions propres		353	(776)				(423)		(423)
Total transactions avec les actionnaires	25	353	62 468			(62 769)	77		77
31 décembre 2014	93 603	(70 507)	754 188	104 399	(4 144)	13 159	890 698	(3 181)	887 516
1 janvier 2015	93 603	(70 507)	754 188	104 399	(4 144)	13 159	890 698	(3 181)	887 516
Résultat net						(97 760)	(97 760)	2 768	(94 992)
Autres éléments du résultat global				111 099	(3 210)		107 888	(315)	107 573
Total du résultat global				111 099	(3 210)	(97 760)	10 128	2 454	12 581
Affectation du résultat - Dividendes			13 159			(13 159)	0		0
Acquisition MPI au cours 17/12	56 793		146 628				203 421		203 421
Solde des composantes capitaux propres des OCEANE			(2 307)				(2 307)		(2 307)
Augmentation de capital	17		242				259		259
Actions gratuites		1 453	(2 443)				(990)		(990)
Mouvements sur actions propres		579	397				976		976
Total transactions avec les actionnaires	56 809	2 032	155 677			(13 159)	201 359		201 359
31 décembre 2015	150 412	(68 475)	909 865	215 498	(7 355)	(97 760)	1 102 185	(728)	1 101 457

2.4 Tableau de flux de trésorerie

en milliers €	Notes	31/12/2015	31/12/2014
Résultat net	2.2	(94 992)	12 853
Charge d'impôt des activités poursuivies	3.5.1	(32 311)	101 567
Résultat consolidé des activités poursuivies		(127 303)	114 420
Dotations (reprises) nettes amortissements et provisions	3.2.3/ 3.3.3 /3.3.6	143 189	110 510
Exploration passée en charge et mises au rebut		125 460	98 384
Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence	3.2.4	95 396	15 380
Charges et produits calculés liés aux actions gratuites		(990)	997
Autres charges et produits calculés		(2 462)	(3 933)
Plus et moins-values de cession		11	294
Badwill	3.2.3	(140 228)	
Gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur	3.4.3	(7 551)	(12 226)
Autres éléments financiers		27 796	29 590
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT AVANT IMPÔT		113 319	353 415
Impôts payés	3.5.1	(21 200)	(42 378)
Variation du B.F.R net lié à l'activité		(98 840)	82 790
	<i>stocks</i>	<i>3.3.3</i>	<i>(2 390)</i>
	<i>clients</i>	<i>3.3.4</i>	<i>22 606</i>
	<i>fournisseurs</i>		<i>(55 016)</i>
	<i>autres débiteurs et créditeurs</i>		<i>(64 040)</i>
FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR LES OPÉRATIONS		(6 721)	393 827
Encaissement lié aux cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		0	64
Décaissements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	3,3,2	(177 767)	(331 127)
Trésorerie apportée des filiales acquises	3,2,3	182 689	
Autres flux liés aux opérations d'investissement		(60)	(18 412)
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX INVESTISSEMENTS		4 862	(349 475)
Sommes reçues lors d'augmentations de capital	2.3	17	380
Encaissements liés aux nouveaux emprunts	3.4.3	112 437	587 514
Remboursements d'emprunts	3.4.3	(81 038)	(567 638)
Acquisition d'actions propres	2.3	579	353
Intérêts payés		(20 712)	(29 590)
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AU FINANCEMENT		11 283	(8 980)
Incidence des variations des cours des devises		34 931	3 440
VARIATION DE LA TRÉSORERIE (*)		44 355	38 812
TRÉSORERIE (*) À L'OUVERTURE		229 474	190 662
TRÉSORERIE (*) À LA CLÔTURE		273 829	229 474

(*) La trésorerie reprise ci-dessus et présentée en note 3.4.2 s'entend trésorerie et équivalent de trésorerie diminué des concours bancaires inclus dans les emprunts (cf note 3.4.3).

3 NOTES ANNEXES AUX ETATS FINANCIERS

3.1 Généralités

Etablissements Maurel & Prom S.A. (« La Société ») est domiciliée en France. Le siège social de la Société est sis 51 rue d'Anjou, 75008 Paris. Les états financiers consolidés de la Société comprennent la Société et ses filiales (l'ensemble désigné comme « le Groupe » et chacune individuellement comme « les entités du Groupe ») et la quote-part du Groupe dans ses coentreprises. Le Groupe, coté sur Euronext Paris, agit principalement comme un opérateur spécialisé dans l'extraction et la production d'hydrocarbures (huile et gaz).

Les états financiers consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration le 30 mars 2016. Ils seront soumis pour approbation à l'assemblée générale du 15 juin 2016.

Les états financiers consolidés sont présentés en euro qui est la monnaie fonctionnelle de la Société. Les montants sont arrondis au millier d'euros le plus proche, sauf indication contraire.

3.1.1 Environnement économique et impact sur l'activité du Groupe

L'environnement économique a été marqué par une forte baisse du cours du pétrole à partir de l'été 2014. Celui-ci est passé de 113 \$/b à fin juin 2014 à 58 \$/b fin décembre 2014 et à 38 \$/b fin décembre 2015. Sur l'année 2015, le cours moyen du Brent s'établit à 47 \$/b contre 98\$/b sur 2014 soit une baisse de 51%. Dans le même temps le taux de change moyen annuel EUR/US\$ passe de 1,33 US\$ pour 1 EUR pour l'année 2014 à 1,1095 US\$ pour 1 EUR en 2015, soit une baisse de 17 %.

L'US\$ s'est apprécié par rapport à l'EUR sur la même période. Le taux de change EUR/US\$ au 31 décembre 2015 s'élevait à 1,089 contre 1,214 au 31 décembre 2014. Dans ce contexte, le Groupe a enregistré un gain de change de 28 M€ en résultat financier et a constaté une augmentation des réserves de conversion de 107 M€.

Cette baisse du cours moyen annuel du baril a eu un impact défavorable sur le chiffre d'affaires du Groupe de 243 M€ et sur sa rentabilité opérationnelle de 214M€.

3.1.2 L'activité de production

Le chiffre d'affaires qui ressort à 276 M€ à fin décembre 2015 contre 550 M€ à fin décembre 2014 affiche une baisse de 50 %.

- Les ventes ont subi l'impact de la baisse des prix du pétrole avec une chute de 51 % du prix de vente moyen du baril de pétrole sur l'exercice 2015.
- Dans le même temps, le Groupe a dû faire face à la limitation de la production du fait de contraintes ayant pesé sur l'évacuation. Ainsi la production d'huile au Gabon, en part Maurel & Prom, s'est élevée à 17 078 b/j en 2015 contre 20 014 b/j en 2014 :
 - o arrêt total de la production d'huile au mois de septembre 2015 à la suite de la notification par l'Association Coucal d'une situation de force majeure sur l'oléoduc d'évacuation ;
 - o restriction technique de la capacité de l'oléoduc d'évacuation de l'huile au Gabon ; et
 - o arrêts temporaires de production pour augmenter les capacités des installations de surface : ces arrêts ont été initiés par Maurel & Prom afin d'organiser le raccordement d'installations additionnelles (génération électrique, traitement huile/eau, etc) dans l'objectif d'accroître la capacité de production d'huile des champs producteurs au Gabon.
- La part du gaz dans les revenus du Groupe a augmenté sur 2015 avec le début de la commercialisation à Gasco (filiale de TPDC) en Tanzanie en août 2015 (cf note 3.3.1).
- L'amélioration de la parité USD/EUR compense partiellement l'effet conjoint de la baisse des quantités vendues et de la chute des prix du pétrole.

3.1.3 Recentrage des activités du Groupe

Dans le contexte de dégradation continue des prix du pétrole, le Groupe a poursuivi son recentrage sur l'activité de production.

- Les tests d'impairment ont conforté la valeur des actifs au Gabon (Ezanga) et en Tanzanie (Mnazi Bay).
- le Groupe s'est désengagé de ses activités au Congo, Mozambique et Syrie et a déprécié ses actifs en Colombie, Myanmar, Canada, Tanzanie (BRM) et au Pérou, avec un impact résultat net de 223 M€.
- la non reconduction de contrats de forage à long terme de l'ensemble du portefeuille d'appareils de forage en raison du gel des investissements du secteur a amené le Groupe à réviser à la baisse la valeur des actifs de l'activité forage et à constater une dépréciation de 39 M€ au 31 décembre 2015.

Les impacts sur le résultat et sur la valeur des immobilisations nettes sont résumés en note 3.3.2.

3.1.4 Fusion Absorption de MPI par Maurel & Prom

L'assemblée générale mixte des actionnaires de Maurel & Prom réunie le 17 décembre 2015 a approuvé la fusion-absorption de MPI par Maurel & Prom (avec une parité de 1 action Maurel & Prom pour 1,5 action MPI). La contrepartie transférée d'un montant de 203 M€, égale à la valeur de marché des actions Maurel & Prom émises en échange des actions MPI, à la date de transaction, étant inférieure au montant de la juste valeur des actifs et passifs apportés par MPI d'un montant de 344M€, il ressort un écart d'acquisition négatif (badwill) impactant le compte de résultat 2015 de 140 M€. Les effets sont présentés en note 3.2.3

3.1.5 ORNANE 2021 / OCEANE 2015

Le Groupe a lancé au cours du mois de mai 2015 une émission d'Obligations à option de Remboursement en Numéraire et/ou en Actions Nouvelles et/ou Existantes (ORNANE) venant à échéance le 1^{er} juillet 2021 pour un montant de 115 M€ (après exercice de la clause d'extension). Les effets sont présentés en note 3.4.3

Les caractéristiques de ces ORNANE sont les suivantes :

Maturité :	1 ^{er} juillet 2021
Valeur nominale unitaire :	11,02 €
Nombre d'obligations émises :	10 425 571
Prime d'émission :	37 %
Taux nominal :	2,75 %

L'objectif de l'émission était de permettre le refinancement de l'endettement de la Société et le rallongement de sa maturité. Parallèlement, Maurel & Prom a proposé un rachat anticipé de leurs titres aux détenteurs d'OCEANE 2015.

Les OCEANE 2015 restantes en circulation ont été rachetées à l'échéance de l'emprunt le 31 juillet 2015. Le montant décaissé à cette date s'est élevé à 8,9 M€ incluant remboursement du capital et règlement des intérêts dus.

3.1.6 Base de préparation

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du Groupe Maurel & Prom au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont établis selon les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables au 31 décembre 2015 telles qu'approuvées par l'Union Européenne et disponibles sur le site http://ec.europa.eu/finance/accounting/ias/index_fr.htm.

Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (International Financial Reporting Standards), les IAS (International Accounting Standards) et leurs interprétations (Standing Interpretations Committee et International Financial Reporting Standards Interpretation Committee).

Il a été tenu compte des nouveaux textes ou amendements adoptés par l'Union Européenne et d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2015 :

- IFRIC21 (Taxes)

Le Groupe a considéré ces changements de texte et a conclu qu'ils n'avaient pas d'incidence significative sur les comptes consolidés au 31 décembre 2015 ni sur les informations précédemment présentées dans ses états financiers consolidés intermédiaires.

Aucune nouvelle norme, amendement ou interprétation publié par l'IASB mais d'application non obligatoire au 1^{er} janvier 2015 n'a été appliqué par anticipation par le Groupe et notamment :

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers » : selon l'IASB, cette norme sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Cette norme n'a pas encore été approuvée par l'UE ;
- La norme IFRS 15 « Produits provenant des contrats avec les clients » : selon l'IASB cette norme sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Cette norme n'a pas encore été approuvée par l'UE.

Il a été tenu compte des recommandations de l'AMF dans son guide sur la pertinence, la cohérence et la lisibilité des états financiers publiés en juin 2015, principalement concernant la présentation des principes comptables au sein de chaque note explicative.

Les comptes consolidés sont établis selon la convention du coût historique à l'exception de certaines catégories d'actifs et de passifs évalués à la juste valeur (instruments dérivés) conformément aux normes IFRS.

Les normes IFRS ont été appliquées par le Groupe de manière homogène pour toutes les périodes présentées.

L'établissement des états financiers consolidés selon les normes IFRS implique que le Groupe effectue des choix comptables, procède à un certain nombre d'estimations et retienne certaines hypothèses qui affectent le montant des actifs et passifs, les notes sur les actifs et passifs potentiels à la date d'arrêté, ainsi que les produits et charges enregistrés sur la période. Des changements de faits et circonstances peuvent amener le Groupe à revoir ces estimations.

Les résultats réalisés peuvent différer significativement de ces estimations lorsque des circonstances ou hypothèses différentes s'appliquent.

Par ailleurs, lorsqu'une transaction spécifique n'est traitée par aucune norme ou interprétation, la Direction du Groupe applique son jugement à la définition et à l'application de méthodes comptables qui permettent de fournir une information pertinente et fiable. Les états financiers donnent une image fidèle de la situation financière, de la performance et des flux de trésorerie du Groupe. Ils reflètent la substance des transactions, sont préparés de manière prudente et sont complets sous tous leurs aspects significatifs.

Les principales estimations faites par la Direction lors de l'établissement des états financiers portent notamment sur:

- les tests de dépréciation des actifs pétroliers ;
- les provisions pour remise en état des sites ;
- la comptabilisation des portages pétroliers ;
- l'évaluation des titres mis en équivalence ;
- le traitement comptable des instruments dérivés souscrits par le Groupe ;
- la reconnaissance des impôts différés actifs ;

3.1.7 Retraitement de la présentation du compte de résultat

Conformément aux dispositions prévues par la norme IAS 1 « Présentation des états financiers » et aux préconisations formulées par l'Autorité des Marchés Financiers dans son guide publié le 1^{er} juillet 2015, le Groupe a décidé de revoir la présentation de ses états financiers afin de la rapprocher des agrégats utilisés dans le cadre de la communication financière du Groupe.

A cet effet, les agrégats « Excédent brut d'exploitation » et « Résultat opérationnel courant » ont été rajoutés.

Les « achats et variation de stocks » et les « autres achats et charges d'exploitation » sont regroupés en « achats et charges d'exploitation ».

En 2014, les charges de personnel du siège, refacturées aux filiales d'exploitation, étaient présentées dans les « achats et autres charges d'exploitation » pour 24 M€. Elles ont été reclassées en « charges de personnel ».

Les dépréciations d'actifs d'exploitation et d'exploration de 113,4 M€ en 2014, ont été scindées en 2 catégories : les dépréciations d'actifs de forage pour 9,7 M€ et les charges et dépréciations d'actifs d'exploitation pour 103,7 M€.

Les « dotations aux provisions et dépréciations d'actifs courants », les « reprises de provisions d'exploitation » et les « autres charges » sont regroupées en « produits et charges non courants ».

Le « résultat de change » inclus en 2014 dans les « autres produits et charges financiers » a été isolé.

en milliers €	31/12/2014 (publié)	reclassements	31/12/2014 (retraité)
Chiffre d'affaires	550 398		550 398
Autres produits de l'activité	7 395		7 395
<i>Achats et variation de stock</i>	(24 821)		(24 821)
<i>Autres achats et charges d'exploitation</i>	(110 851)	(24 405)	(135 256)
Achats et Charges d'exploitation <i>(sous total ajouté)</i>			(111 267)
Taxes	(47 480)		(47 480)
Charges de personnel	(22 695)	24 405	(47 100)
Excédent Brut d'Exploitation			351 947
Dotations aux amortissements	(86 720)		(86 720)
Résultat Opérationnel Courant			265 227
Dépréciation d'actifs de forage <i>(nouvelle ligne)</i>		(9 730)	(9 730)
Charges et Dépréciations d'actifs d'exploration <i>(nouvelle ligne)</i>		(103 656)	(103 656)
Dépréciations d'actifs d'exploitation et d'exploration	(113 386)	113 386	
<i>Dotations aux provisions et dépréciations d'actifs courants</i>	(8 956)		(8 956)
<i>Reprises de provisions d'exploitation</i>	2 108		2 108
<i>Autres charges</i>	(4 091)		(4 091)
Produits et Charges non courants <i>(sous total ajouté)</i>			(10 939)
Résultat de cessions d'actifs	(294)		(294)
Résultat Opérationnel	140 607		140 607
<i>Coût de l'endettement financier brut</i>	(37 953)		(37 953)
<i>produits de trésorerie</i>	655		655
<i>Gains et pertes sur instruments dérivés</i>	12 005		12 005
Coût de l'endettement financier net	(25 293)		(25 293)
Résultat de change <i>(nouvelle ligne)</i>		25 000	25 000
Autres produits et charges financiers	14 486	(25 000)	(10 514)
Résultat Financier	(10 807)		(10 807)
Résultat avant impôt	129 800		129 800
Impôts sur les résultats	(101 567)		(101 567)
Résultat net des sociétés consolidées	28 233		28 233
Quote-part des sociétés mises en équivalence	(15 380)		(15 380)
Résultat net des activités conservées	12 853		12 853
Résultat des activités cédées			0
Résultat net de l'ensemble consolidé	12 853		12 853

3.2 Périmètre de consolidation

3.2.1 Méthodes de consolidation

Consolidation

Les entreprises contrôlées par Maurel & Prom sont consolidées par intégration globale.

Le Groupe contrôle une filiale lorsqu'il est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci. Les états financiers des filiales sont inclus dans les états financiers consolidés à partir de la date à laquelle le contrôle est obtenu jusqu'à la date à laquelle le contrôle cesse.

Les soldes, les transactions, les produits et les charges intragroupe sont éliminés en consolidation.

Mise en Equivalence

Les coentreprises et entreprises associées sont consolidées par mise en équivalence.

- *Les coentreprises sont des partenariats conférant au Groupe le contrôle conjoint, selon lequel il a des droits sur les actifs nets des partenariats et non des droits sur ses actifs et des obligations à assumer au titre de leurs passifs.*
- *Les entités associées sont les entités dans lesquelles le Groupe a une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle ou le contrôle conjoint. L'influence notable est présumée quand le pourcentage des droits de vote est supérieur ou égal à 20 %, sauf si l'absence de participation à la gestion de la société démontre l'absence d'influence notable. Quand le pourcentage est inférieur, la consolidation par mise en équivalence s'applique dans les cas où l'influence notable peut être démontrée.*

Les gains découlant des transactions avec les entités mises en équivalence sont éliminés par la contrepartie des titres mis en équivalence à concurrence des parts d'intérêt du Groupe dans l'entreprise. Les pertes sont éliminées de la même façon que les gains, mais seulement dans la mesure où elles ne sont pas représentatives d'une perte de valeur.

Regroupement d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés conformément à norme IFRS 3 – Regroupements d'entreprises, selon la méthode de l'acquisition. Ainsi, lors de la prise de contrôle d'une entreprise, les actifs et passifs de l'entreprise acquise sont évalués à leur juste valeur (sauf exceptions) conformément aux prescriptions des IFRS.

Le Groupe évalue le goodwill à la date d'acquisition comme :

- *la juste valeur de la contrepartie transférée ; plus*
- *le montant comptabilisé pour toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise ; plus*
- *si le regroupement d'entreprises est réalisé par étapes, la juste valeur de toute participation précédemment détenue dans la société acquise ; moins*
- *le montant net comptabilisé (généralement à la juste valeur) au titre des actifs identifiables acquis et des passifs repris.*

Quand la différence est négative, un profit au titre de l'acquisition à des conditions avantageuses doit être comptabilisé directement en résultat opérationnel.

Les coûts liés à l'acquisition, autres que ceux liés à l'émission d'une dette ou de titres de capital, que le Groupe supporte du fait d'un regroupement d'entreprises, sont comptabilisés en charges lorsqu'ils sont encourus.

La détermination du goodwill est finalisée dans un délai d'un an à compter de la date d'acquisition.

Ces goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet de tests de dépréciation systématiques à chaque clôture ainsi qu'en cas d'indice de perte de valeur ; les éventuelles pertes de valeur constatées sur les goodwill ont un caractère irréversible.

Les modifications du pourcentage de détention du Groupe dans une filiale n'entraînant pas de perte du contrôle sont comptabilisées comme des transactions portant sur les capitaux propres.

Les goodwill relatifs aux sociétés mises en équivalence sont comptabilisés en titres mis en équivalence.

Lorsque les critères de perte de valeur tels que définis par IAS 39 « Instruments financiers - comptabilisation et évaluation » indiquent que des titres mis en équivalence ont pu perdre de la valeur, le montant de cette perte est déterminé selon les règles définies par IAS 36 « Dépréciation d'actifs ».

Conversion en devises

Les comptes des filiales étrangères dont la monnaie fonctionnelle n'est pas l'euro sont convertis selon la méthode du cours de clôture. Les éléments d'actifs et de passifs, y compris les goodwill sur les filiales étrangères, sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture de l'exercice. Les produits et les charges sont convertis au taux moyen de la période. Les écarts de conversion sont constatés en autres éléments du résultat global, au bilan dans les capitaux propres au poste « écarts de conversion » et pour la part des minoritaires au poste « participations ne donnant pas le contrôle ». Les écarts de conversion afférents à un investissement net dans une activité à l'étranger sont imputés directement en autres éléments du résultat global.

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur dans la devise fonctionnelle de l'entité concernée à la date de l'opération. Les actifs et passifs monétaires en devises figurent au bilan pour leur contre-valeur dans la devise fonctionnelle de l'entité concernée au cours de clôture. Les différences résultant de la conversion en devises à ce dernier cours sont portées au compte de résultat en autres produits financiers ou autres charges financières.

Lorsque le règlement d'un élément monétaire qui est une créance à recevoir ou une dette payable à une activité à l'étranger, n'est ni planifié, ni probable dans un avenir prévisible, les gains et pertes de change en résultant sont considérés comme faisant partie de l'investissement net dans une activité à l'étranger et sont comptabilisés en autres éléments du résultat global et sont présentés en réserve de conversion.

Le Groupe applique la comptabilité de couverture aux écarts de change survenant entre la monnaie fonctionnelle de l'activité à l'étranger et la monnaie fonctionnelle de la Société (euro).

Les écarts de change résultant de la conversion d'un passif financier désigné comme couverture d'un investissement net d'une activité à l'étranger sont comptabilisés en autres éléments du résultat global pour la partie efficace de la couverture et accumulés en réserve de conversion. Tout écart se rapportant à la partie inefficace de la couverture est comptabilisé en résultat net. Lorsque l'investissement net couvert est cédé, le montant des écarts comptabilisés en réserve de conversion qui s'y rapporte est reclassé en résultat au niveau du résultat de cession.

3.2.2 Liste des entités consolidées

Le périmètre de consolidation au 31 décembre 2015 a évolué comme suit:

Société	Siège	Note	Méthode de Consolidation (*)	31/12/2015	31/12/2014
Etablissements Maurel & Prom S.A.	Paris, France		Mère	100,00%	100,00%
Activités pétrolières et gazières					
Caroil S.A.S	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Congo S.A.	Pointe Noire, Congo		IG	0,00%	100,00%
Maurel & Prom Drilling Services	Amsterdam, Pays Bas		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Exploration et Production BRM S.A.S.	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Exploration Production Tanzania Ltd	Dar es Salaam, Tanzanie		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Gabon S.A.	Port-Gentil, Gabon		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Mnazi Bay Holdings S.A.S.	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Namibia S.A.S.	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Peru Holdings S.A.S.	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Peru SAC	Lima, Pérou		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Tanzanie Ltd	Dar es Salaam, Tanzanie		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Volney 2 S.A.S.	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom West Africa SAS	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Panther Eureka Srl	Raguse, Sicile		IG	100,00%	100,00%
Cyprus Mnazi Bay Limited	Nicosie, Chypre		IG	60,08%	60,08%
Maurel & Prom Colombia BV	Rotterdam, Pays Bas		MEE	50,00%	50,00%
Seplat	Lagos, Nigeria	3.2.3	MEE	21,37%	0,00%
Deep Well Oil & Gas, Inc	Edmonton, Canada	3.2.3	MEE	19,67%	6,55%
Maurel & Prom East Asia S.A.S.	Paris, France	3.2.3	IG	100,00%	33,33%
MP Energy West Canada Corp.	Calgary, Canada	3.2.3	IG	100,00%	33,33%
MP Québec S.A.S.	Paris, France	3.2.3	IG	100,00%	33,33%
MP West Canada S.A.S.	Paris, France	3.2.3	IG	100,00%	33,33%
Saint-Aubin Energie Québec Inc	Montréal, Canada	3.2.3	IG	100,00%	33,33%
Saint-Aubin Energie SAS	Paris, France	3.2.3	IG	100,00%	33,33%
Saint-Aubin Exploration & Production Québec Inc	Montréal, Canada	3.2.3	IG	100,00%	33,33%
Activités diverses					
Maurel & Prom Assistance Technique S.A.S.	Paris, France		IG	100,00%	100,00%
Maurel & Prom Assistance Technique International S.A.	Genève, Suisse		IG	99,99%	99,99%
Maurel & Prom Nigeria Assistance Technique International	Genève, Suisse	3.2.3	IG	99,99%	0,00%

(*) IG : Intégration Globale / MEE : Mise en Equivalence

3.2.3 Fusion Absorption de MPI par Maurel & Prom

L'assemblée générale mixte des actionnaires de Maurel & Prom réunie le 17 décembre 2015 a approuvé la fusion-absorption de MPI par Maurel & Prom. Cette fusion a été traitée comme un regroupement d'entreprises selon la norme IFRS 3 – Regroupements d'entreprises.

Contrepartie transférée

La contrepartie transférée est égale à la valeur de marché des actions Maurel & Prom émises en échange des actions MPI, déterminée sur la base :

- d'un rapport d'échange fixé à 1 action Maurel & Prom pour 1,5 action MPI;
- d'une valeur de marché des actions Maurel & Prom émises égale à 2,758 euros, correspondant au cours de clôture de Maurel & Prom au 17 décembre 2015.

Le calcul de la contrepartie transférée du regroupement d'entreprises est présenté dans le tableau ci-dessous :

Nombre d'actions MPI à échanger ⁽¹⁾	110.635.041
Rapport d'échange en actions Maurel & Prom ⁽²⁾	1,5
Nombre d'actions à émettre	73.756.694
Valeur de marché de l'action Maurel & Prom ⁽³⁾ (en euros)	2,758
Contrepartie transférée = Valeur de marché total des actions Maurel & Prom émises en échange des actions MPI (en millions d'euros)	203

⁽¹⁾ Nombre d'actions MPI au 17 décembre 2015 (115.336.534) après retraitement des actions auto-détenues (4.701.493) annulées.

⁽²⁾ Le rapport d'échange tel qu'approuvé par l'assemblée générale mixte du 17 décembre 2015.

⁽³⁾ La valeur de marché retenue ci-dessus correspond au cours de clôture du 17 décembre 2015, date de réalisation.

Juste valeur des actifs et des passifs identifiables

Sur la base du calcul présenté dans le tableau ci-dessous, la juste valeur des actifs et des passifs identifiables et des passifs éventuels de MPI a été déterminée en application d'IFRS 3 à 344 M€.

En millions d'euros

Juste valeur des titres Seplat ⁽¹⁾	120
Juste valeur des titres et avances Saint Aubin Energie ⁽²⁾	48
Juste valeur des éléments de BFR	- 6
Juste valeur des disponibilités	182
Juste valeur des actifs et des passifs identifiables de MPI	344

⁽¹⁾ MPI comptabilisait selon la méthode de la mise en équivalence sa participation dans la société cotée Seplat sur laquelle elle exerçait une influence notable. La juste valeur de la participation dans Seplat a été déterminée sur la base de son cours de bourse de clôture au London Stock Exchange au 17 décembre 2015, soit 72,5 pence sur la base d'un taux de change Euro/Livre Sterling du jour de 0,728.

⁽²⁾ MPI comptabilisait selon la méthode de la mise en équivalence sa participation de 67 % dans la société Saint-Aubin Energie sur laquelle elle exerçait un contrôle conjoint avec Maurel & Prom qui détenait 33 % dans cette dernière. La juste valeur des titres et avances Saint-Aubin Energie a été déterminée sur la base des coûts passés capitalisés, jugée représentative de la juste valeur de cet investissement sur la base de la pratique communément admise dans le secteur pétrolier dans le cadre de cessions d'actifs d'exploration.

Ecart d'acquisition négatif (badwill)

Ainsi, la contrepartie transférée d'un montant de 203 M€ étant inférieure au montant de la juste valeur des actifs et des passifs apportés par MPI d'un montant de 344 M€, il ressort un écart d'acquisition négatif (badwill) impactant positivement le compte de résultat à hauteur de 140 M€.

Frais liés à l'opération

Les frais non-récurrents liés à l'opération impactent le compte de résultat opérationnel à hauteur de 4,5 M€, comptabilisés dans les produits et charges non courants.

Prise de contrôle de Saint-Aubin Energie

Le palier Saint-Aubin Energie étant au préalable une coentreprise détenue à 33,33 % par Maurel & Prom et à 66,67 % par MPI, celle-ci était comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés de Maurel & Prom et de MPI jusqu'à la date de l'opération de fusion. Après l'opération de fusion, Saint-Aubin Energie et ses filiales sont détenues à 100 % par Maurel & Prom et consolidées en intégration globale.

Ce changement dans la quote-part de détention des titres de participation du palier Saint-Aubin Energie constitue une acquisition par étapes devant être comptabilisée selon la norme IFRS 3 – Regroupements d'entreprises. Ainsi les actifs et passifs identifiables ainsi que les passifs éventuels de Saint-Aubin Energie et ses filiales réévalués à leur juste valeur ont été comptabilisés en intégration globale dans les comptes du Groupe tout en constatant au compte de résultat un gain ou une perte liée à la réévaluation à la juste valeur de la quote-part antérieurement détenue par Maurel & Prom.

Au cas particulier et sur la base de la pratique du secteur pétrolier valorisant les cessions d'actifs d'exploration en cours (farm-out) aux coûts passés, il a été estimé (i) que la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de Saint-Aubin Energie à la Date de Réalisation correspondait à leur valeur nette comptable, (ii) que cette juste valeur correspondait au montant de la contrepartie transférée et (iii) que le gain ou la perte liée à la réévaluation à la juste valeur de la quote-part antérieurement détenue était négligeable.

Parmi les actifs apportés de Saint Aubin Energie, Deepwell Oil and Gas, détenu à 19,67 %, est consolidé selon la méthode de la mise en équivalence telle que présenté en 3.2.4.

3.2.4 Titres mis en Equivalence

en milliers €	Maurel & Prom Colombia BV	Seplat	DW	Total
Localisation	Colombie	Nigeria	Canada	
	Co-entreprise	Entreprise associée	Entreprise associée	
Activité	Exploration	Production	Exploration	
% détention	50,00%	21,37%	19,67%	
Total actif non courant	20 225	1 198 677	530	
Autres actifs courants	20 369	1 176 633	312	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 758	91 853	1 641	
Total Actif	48 352	2 467 163	2 483	
Total passif non courant	(0)	653 072	392	
Total passif courant	38 826	523 560	254	
Total Passif (hors capitaux propres)	38 826	1 176 633	646	
Total capitaux propres ou Actif net	9 526	1 290 530	1 836	
Remise à valeur historique	2 334	0	0	
Actif net	11 860	1 290 530	1 836	
Quote-part détenue	5 930	275 768	361	
Ajustements de Juste valeur selon IFRS3 (*)	0	(156 371)	0	
Valeur au bilan au 31/12/2015	5 930	119 397	361	125 688
Résultat financier	(3 856)			
Autres charges	(2 810)			
Charges et Dépréciation d'actifs d'exploration	(177 149)		(17 736)	
Résultat net des sociétés MEE	(183 815)	0	(17 736)	
Quote-part de résultat des sociétés MEE	(91 908)	0	(3 489)	(95 396)

(*) Ajustements de Juste valeur selon IFRS3 dans le cadre de la fusion avec MPI

Les entités du palier Saint-Aubin Energie consolidées par des mises en équivalence étaient présentées ici en 2014. Elles sont désormais intégrées globalement suite à la fusion avec MPI, et n'apparaissent donc plus ici.

Les données ci-dessus sont présentées telles que publiées dans les états financiers des coentreprises et entreprises associées (à 100 % et non en quote-part) après, le cas échéant, conversion en Euros, ajustements à la juste valeur effectués à la date d'acquisition selon IFRS3 suite à la fusion avec MPI, et retraitements d'homogénéisation des méthodes comptables.

Maurel & Prom Colombia BV

Il a été identifié des indices de perte de valeur pour les actifs d'exploration sous-jacents pour Maurel & Prom Colombia BV entraînant la dépréciation de certains actifs de la co-entreprise. La valeur nette comptable des actifs d'exploration sous-jacents colombiens se décompose comme suit :

en milliers €	31/12/2014	Ecart de conversion	Variation brut	Charge et dépréciation	31/12/2015
<i>Muisca</i>	104 422	10 080	827	(115 329)	0
<i>CPO 17</i>	45 368	4 380	1 971	(51 719)	0
<i>COR 15</i>	17 444	1 684	1 097		20 225
Actifs non courants à 100%	167 235	16 144	3 895	(167 048)	20 225

Les projets : (i) mis en sommeil parce que non rentables au regard des conditions de marché actuelles (CPO 17), ou (ii) dont la date d'expiration est proche sans investissements significatifs programmés (Muisca) sont dépréciés en totalité.

Les valeurs maintenues à l'actif concernent le permis COR 15 dont la société considère qu'ils conservent un potentiel même dans l'environnement de marché actuel et pour lesquels les investissements de recherche et d'évaluation se poursuivent.

Par ailleurs, un test de dépréciation des titres mis en équivalence de Maurel & Prom Colombia BV a été effectué. Ainsi, la valeur nette comptable des titres au 31 décembre 2015 a été comparée à leur valeur recouvrable et il a été conclu qu'aucune perte de valeur complémentaire n'était nécessaire.

Les charges et dépréciation d'actifs d'exploration de 177 M€ correspondent non seulement à des actifs d'exploration non courants pour 167 M€ à 100% mais aussi à une dépréciation des créances de TVA à hauteur de 10 M€ à 100 %.

Les informations comparatives 2014 de la co-entreprise Maurel & Prom Colombia BV sont rappelées ici :

en milliers €	Maurel & Prom Colombia BV
Localisation	Colombie
Activité	Exploration
% détention	50,00%
Total actif non courant	167 235
Autres actifs courants	33 680
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11 680
Total Actif	212 595
Total passif non courant	15
Total passif courant	36 835
Total Passif (hors capitaux propres)	36 850

Total capitaux propres ou Actif net	175 745
Remise à valeur historique	
Actif net	175 745
Quote-part détenue	87 872
Ajustements	
Valeur au bilan au 31/12/2014	87 872
Résultat opérationnel courant	(19 895)
Résultat financier	(1 833)
Impôt sur le résultat	(221)
Résultat net des sociétés MEE	(21 949)
Quote-part de résultat des sociétés MEE	(10 975)

Seplat

A compter du 17 décembre 2015, le Groupe Maurel & Prom, détient 21,37 % de Seplat, société d'exploitation pétrolière basée au Nigéria et cotée à Londres et à Lagos. Cette participation a été initialement comptabilisée à sa juste valeur puis selon la méthode de la Mise en Equivalence, considérant que le Groupe a une influence notable, notamment via le mandat d'administrateur du Directeur Général de Maurel & Prom au sein du conseil d'administration de Seplat.

Les actifs de Seplat correspondent principalement aux intérêts dans six licences (Oil Mining License 4, 38, 41, 53, 55 et Oil Prospecting License 283). Ces licences contiennent des champs développés en production, des champs découverts non développés ainsi qu'un pipeline de 24 pouces de diamètre d'une capacité de 144 000 barils par jour.

Seplat dégage en 2015 un résultat de 66 M\$, en net recul par rapport à l'an dernier du fait de la baisse significative du cours des hydrocarbures. Seplat a versé en 2015 un dividende de 0,13 \$ par action antérieurement à son acquisition par le Groupe.

La valeur de mise en équivalence de Seplat ressort à 120 M€ au 31 décembre 2015, équivalent à la juste valeur à la date de l'opération de fusion telle que décrite en note 3.2.3, la quote-part de résultat relative à la période d'intégration dans le Groupe (du 17 au 31 décembre 2015) est considérée comme négligeable. Au 31 décembre 2015, le cours de bourse des titres Seplat s'élève à 73,75 pence soit une valeur de marché totale de 120 M€. Par ailleurs le Groupe n'a identifié aucun autre indice de perte de valeur, notamment de nature opérationnelle. Aucun test de dépréciation n'a donc été effectué.

Deepwell Oil and Gas

A compter du 17 décembre 2015, le Groupe Maurel & Prom, détient 19,67 % de Deepwell Oil and Gas (antérieurement détenue par Saint-Aubin Energie). Cette société est basée en Alberta au Canada et cotée aux Etats-Unis sur le marché OTCQB et a pour principal actif une participation de 25 % dans le permis Sawn Lake. Au 31 décembre 2015, le cours de bourse des titres Deepwell Oil and Gas s'élève à 0,04\$ soit une valeur de marché totale de 8 M\$. La différence par rapport à la valeur nette comptable de la participation est négligeable et le Groupe n'a identifié aucun autre indice de perte de valeur. Aucun test de dépréciation n'a donc été effectué.

3.3 Activités Opérationnelles

3.3.1 Information sectorielle

Information sectorielle

Conformément à IFRS 8, l'information sectorielle est présentée selon des principes identiques à ceux du reporting interne et reproduit l'information sectorielle interne définie pour gérer et mesurer les performances du Groupe.

Les activités de Maurel & Prom sont divisées en trois secteurs : exploration, production et forage.

L'information géographique n'est pertinente qu'au niveau des actifs et est présentée en note 3.3.2

Les autres activités recouvrent principalement les activités fonctionnelles et financières des holdings.

Le résultat opérationnel et les actifs sont répartis entre chaque secteur à partir des comptes contributifs des entités qui incluent les retraitements de consolidation.

en milliers €	Gabon	Tanzanie	Production	Exploration	Forage	Autres	31/12/2015
Chiffre d'affaires	247 806	7 146	254 952	0	20 675		275 627
Excédent brut d'exploitation	124 818	2 371	127 189	(9 269)	(1 079)	(9 918)	106 922
Dotations aux amortissements corporels et incorporels	(92 694)	(2 468)	(95 161)	(1 567)	(735)	(596)	(98 059)
Charges et Dépréciations d'actifs d'exploration				(125 460)			(125 460)
Dépréciation d'actifs de forage					(38 926)		(38 926)
Autres Provision d'exploitation	(5 670)		(5 670)	(718)	245	8 190	2 049
Autres charges non-récurrentes				(5 734)		(5 746)	(9 431)
Résultat cessions d'actifs						(11)	(11)
Badwill						140 228	140 228
Résultat opérationnel	26 454	(96)	26 358	(142 748)	(40 494)	132 146	(22 688)
Quote-part des sociétés MEE				(95 396)			(95 396)
Investissements incorporels	11 674	814	12 488	30 588	60		43 136
Immobilisations incorporelles (net)	220 022	33 317	253 340	65 728	131		319 199
Investissements corporels	109 885	20 697	130 582		3 217	832	134 631
Immobilisations corporelles (net)	1 425 933	53 751	1 479 684	1 873	22 306	560	1 504 423

en milliers €	Gabon	Tanzanie	Production	Exploration	Forage	Autres	31/12/2014
Chiffre d'affaires	503 747	1 365	505 112		45 286		550 398
Excédent brut d'exploitation	357 011	(1 728)	355 283	(8 617)	10 186	(4 906)	351 947
Dotations aux amortissements corporels et incorporels	(71 230)	(42)	(71 272)	(8 789)	(13 729)	7 070	(86 720)
Charges et Dépréciations d'actifs d'exploration		(649)	(649)	(96 357)		(6 649)	(103 656)
Dépréciation d'actifs de forage					(9 730)		(9 730)
Autres charges non-récurrentes						(10 939)	(10 939)
Résultat cessions d'actifs						(294)	(294)
Résultat opérationnel	285 781	(2 419)	283 362	(113 763)	(13 273)	(15 718)	140 608
Quote-part des sociétés MEE				(15 380)			(15 380)
Investissements incorporels	48 455	9 146	57 601	60 681			118 282
Immobilisations incorporelles (net)	205 463	43 136	248 599	79 468	165		328 232
Investissements corporels	202 207	6 215	208 421		4 480	12	212 913
Immobilisations corporelles (net)	1 224 451	16 770	1 241 220	1 668	49 514	80	1 292 484

3.3.2 Immobilisations

Maurel & Prom mène son activité d'exploration et de production pour partie dans le cadre de Contrats de Partage de Production (CPP). Ce type de contrat, signé avec l'Etat-hôte, fixe les règles de coopération (en association avec d'éventuels partenaires), de partage de production avec l'Etat ou la société nationale qui le représente et définit les modalités d'imposition de l'activité.

En vertu de ces accords, la Société s'engage, à hauteur de ses intérêts, à financer les opérations d'exploration et de production et reçoit en contrepartie une quote-part de la production dite cost oil; la vente de cette part de production doit permettre de se rembourser des investissements ainsi que des coûts opérationnels engagés; le solde de la production (profit-oil) est alors partagé dans des proportions variables avec l'Etat ; la Société acquitte ainsi sa part d'imposition sur les revenus de ses activités.

Dans le cas de ces Contrats de Partage de Production (CPP), la Société comptabilise sa quote-part d'actifs, de revenus et de résultat par application de son pourcentage de détention dans le permis concerné.

Les principales méthodes de comptabilisation des coûts de l'activité pétrolière sont les suivantes :

Droits de recherche et d'exploitation pétrolière

- Permis miniers : Les coûts relatifs à l'acquisition et à l'attribution de permis miniers sont inscrits en actifs incorporels et, durant la phase d'exploration, amortis linéairement sur la durée estimée du permis, puis, dans la phase de développement, au rythme des amortissements des installations de production pétrolière. En cas de retrait du permis ou d'échec des recherches, l'amortissement restant à courir est constaté en une seule fois.

- Droits miniers acquis : Les acquisitions de droits miniers sont inscrites en actifs incorporels et, lorsqu'ils ont permis la découverte de réserves pétrolières, sont amorties selon la méthode de l'unité de production sur la base des réserves prouvées et probables. Le taux d'amortissement est égal au rapport de la production d'hydrocarbures du champ pendant l'exercice sur les réserves d'hydrocarbures prouvées et probables au début du même exercice, réestimées sur la base d'une expertise indépendante.

Coûts d'exploration

Le groupe applique la norme IFRS 6 relative à la comptabilisation des coûts d'exploration. La comptabilisation des droits et actifs de production d'hydrocarbures est réalisée conformément à la méthode des « coûts complets » (full cost).

Les études et travaux d'exploration, y compris les coûts de géologie et de géophysique, sont inscrits à l'actif du bilan en actifs incorporels.

Les charges encourues antérieurement à la délivrance du permis d'exploration sont comptabilisées en charges.

Les charges encourues postérieurement à cette date sont capitalisées et elles sont amorties à compter du début de l'exploitation.

Les dépenses de forage n'ayant pas abouti à une découverte commerciale sont comptabilisées en charges à hauteur des coûts engagés dès lors qu'il est décidé d'abandonner définitivement les travaux sur la zone concernée ou sur la zone de rattachement.

Lorsque la faisabilité technique et la viabilité commerciale du projet d'exploitation pétrolière deviennent démontrables (analyse basée sur le résultat des puits d'appréciation ou des travaux d'études sismiques...) suite à l'obtention de l'Autorisation Exclusive de Développement et d'Exploitation (AEDE), ces coûts deviennent alors des coûts de développement, dont une partie est transférée en actifs corporels, selon leur nature.

Dès qu'un indice de perte de valeur surgit (échéance d'un permis, dépenses ultérieures non budgétées...), un test de dépréciation est réalisé pour vérifier que la valeur comptable des dépenses engagées n'excède pas la valeur recouvrable.

Par ailleurs, lorsque la faisabilité technique et la viabilité commerciale du projet d'exploitation pétrolière deviennent démontrables, les actifs d'exploration sont systématiquement soumis à un test de dépréciation.

Les tests de dépréciation sont effectués au niveau du permis, tel que défini par le cadre contractuel, selon la pratique du secteur.

Immobilisations de production pétrolière

L'actif immobilisé de production pétrolière comprend tous les coûts liés à l'exploration transférés en immobilisations corporelles à la suite de découvertes et ceux liés au développement des champs (forage d'exploitation, installations de surface, systèmes d'évacuation de l'huile ...).

Déplétion

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'unité de production.

Pour les installations générales, ie qui concernent la totalité d'un champ (pipelines, unités de surface..), le taux d'amortissement retenu est égal au rapport de la production d'hydrocarbures du champ pendant l'exercice sur les réserves prouvées au début du même exercice. Le cas échéant, elles sont pondérées du ratio [réserves prouvées/(réserves prouvées + probables)], visant à prendre en compte leur dimensionnement à l'exploitation de l'ensemble des réserves prouvées et probables du champ concerné.

Pour les installations spécifiques, ie dédiées à des zones spécifiques d'un champ, le taux d'amortissement retenu est égal au rapport de la production d'hydrocarbures du champ pendant l'exercice sur les réserves prouvées développées au début du même exercice.

Les réserves prises en compte sont les réserves déterminées à partir d'analyses menées par des organismes indépendants dans la mesure où elles sont disponibles à la date d'arrêtés des comptes.

Coûts de remise en état des sites

Des provisions pour remise en état des sites sont constituées dès lors que le Groupe a une obligation de démanteler et de remettre en état les sites.

Le coût actualisé de remise en état des sites est capitalisé et rattaché à la valeur de l'actif sous-jacent et amorti au même rythme que celui-ci.

Financement des coûts pétroliers pour le compte de tiers

Le financement des coûts pétroliers pour le compte de tiers est une opération qui consiste, dans le cadre d'une association pétrolière, à se substituer à un autre membre de l'association pour le financement de sa part dans le coût de travaux.

Lorsque les conditions contractuelles lui confèrent des caractéristiques similaires à celles des autres actifs pétroliers, le financement des coûts pétroliers pour le compte de tiers est traité comme un actif pétrolier.

En conséquence et conformément au paragraphe 47 (d) de l'ASC 932 usuellement appliqué dans le secteur pétrolier, les règles de comptabilisation sont celles applicables aux dépenses de même nature que la part propre du groupe (immobilisations, amortissements, dépréciation, frais d'exploitation en charges) :

- *enregistrement des coûts d'exploration financés en actifs incorporels (part des associés portés comptabilisée comme la part Maurel & Prom)*
- *dans le cas de recherche n'ayant pas abouti à une mise en production : inscription de la totalité des coûts en charges ;*
- *dans le cas de mise en production : transfert des coûts inscrits en actifs incorporels en actifs corporels (installations techniques) ;*
- *la part des hydrocarbures revenant aux associés portés et servant au remboursement du portage est considérée comme un chiffre d'affaires chez l'associé qui porte ;*
- *les réserves correspondant aux coûts portés sont ajoutées aux réserves de l'associé qui porte les coûts ;*
- *amortissement des installations techniques (y compris la part des associés portés) selon la méthode de l'unité de production en intégrant au numérateur la production de la période affectée aux remboursements des coûts portés et au dénominateur la part des réserves servant à rembourser la totalité des coûts portés.*

Autres actif immobilisés incorporels

Les autres actifs immobilisés incorporels sont comptabilisés à leur coût d'acquisition et figurent au bilan pour cette valeur, après déduction des amortissements cumulés et des éventuelles dépréciations.

Les amortissements sont calculés sur un mode linéaire et la durée d'amortissement est fondée sur la durée d'utilité estimée des différentes catégories d'actifs incorporels amortis sur une durée allant de un à trois ans.

Autres actifs immobilisés corporels

La valeur brute des autres actifs immobilisés corporels correspond à leur coût d'acquisition ou de production. Elle ne fait l'objet d'aucune réévaluation.

Les amortissements sont calculés sur un mode linéaire et la durée d'amortissement est fondée sur la durée d'utilité estimée des différentes catégories d'actifs corporels, dont les principales sont les suivantes :

- constructions : 10 ans ;
- ouvrages d'infrastructure : 8 à 10 ans ;
- appareils de forage : 3 à 20 ans ;
- installations techniques : 3 à 10 ans ;
- agencements et installations : 4 à 10 ans ;
- matériel de transport : 3 à 8 ans ;
- matériel de bureau et informatique : 2 à 5 ans ; et
- mobilier de bureau : 3 à 10 ans.

Les contrats de location financement sont ceux qui ont pour effet de transférer la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif du bailleur au preneur. Ces contrats sont comptabilisés à l'actif du bilan à la juste valeur, ou si elle est plus faible, à la valeur actualisée des loyers minimaux au titre du contrat. La dette correspondante est comptabilisée au passif du bilan dans les dettes financières. Ces actifs sont amortis selon les durées d'utilité appliquées par le Groupe.

Les contrats de location, qui ne sont pas des contrats de location financement tels que définis ci-dessus, sont comptabilisés comme des contrats de location simple. Les paiements au titre de contrats de location simple sont comptabilisés au compte de résultat sur une base linéaire sur la durée de location.

Les coûts d'emprunt sont capitalisés lorsque l'actif concerné remplit les conditions d'éligibilité telles que définies par IAS23R.

Dépréciation des actifs

Lorsque des événements indiquent un risque de perte de valeur des actifs incorporels et corporels, et, concernant le goodwill et les actifs incorporels non amortis au moins une fois par an, un test de dépréciation est effectué afin de déterminer si leur valeur nette comptable est inférieure à leur valeur recouvrable, cette dernière étant définie comme la plus élevée de la juste valeur (diminuée des coûts de sortie) et de la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par l'actualisation des flux de trésorerie futurs attendus de l'utilisation des actifs et de leur cession.

S'agissant des actifs pétroliers en production, les flux de trésorerie sont déterminés en fonction des réserves identifiées, du profil de production associé et des prix de vente escomptés après prise en compte de la fiscalité applicable selon les Contrats de Partage de Production.

Le permis est généralement retenu comme étant l'unité génératrice de trésorerie (UGT). Une UGT est un ensemble d'actifs dont l'utilisation continue génère des entrées de trésorerie largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par les autres groupes d'actifs. Dans certains cas, un permis peut contenir des actifs d'exploration et de production.

Concernant les autres activités du Groupe, les tests de dépréciation sont réalisés sur la base de business plans de la société, incluant une valeur terminale.

Le taux d'actualisation retenu tient compte du risque lié à l'activité et à sa localisation géographique.

Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants.

Cette perte de valeur peut éventuellement être reprise dans la limite de la valeur nette comptable qu'aurait eue l'actif à la même date s'il n'avait pas été déprécié. Les pertes de valeur constatées sur les goodwill ont un caractère irréversible.

Variation des immobilisations incorporelles

en milliers €	31/12/2014	Ecart de Conversion	Investissements	Variation de Périmètre	Transfert	Dépréciation et Charge d'exploration	Amortissement	31/12/2015
Ezanga (Gabon)	205 463	26 171	11 674		(9 429)		(13 857)	220 022
Mnazi Bay (Tanzanie)	43 136	4 691	814		(10 099)		(5 224)	33 317
actifs rattachés à des permis en production	248 599	30 862	12 488	0	(19 528)	0	(19 082)	253 340
Kari (Gabon)	24 179	2 886	135				(173)	27 027
Nyanga Mayombe (Gabon)	11 617	1 370	6 004		(6)			18 986
Bigwa Rufiji Mafia -BRM (Tanzanie)	34 580		2 923		(6 068)	(16 887)		14 549
License 44&45 (Namibie)	3 187		1 960					5 147
Fiume Tellaro (Sicile)	4 271					(4 265)		7
Rovuma (Mozambique)	105		17 750			(17 854)		
Sawn lake		(78)		11 563	(4 120)	(7 364)		
Anticosti		(38)		7 170		(7 133)		
Gaspésie				496		(496)		
Myanmar				50 426	705	(51 132)		
Autres	1 529	83	1 816	(206)	(0)	(3 208)		13
actifs rattachés à des permis en exploration	79 468	4 224	30 588	69 449	(9 490)	(108 339)	(173)	65 728
Forage	165	5	60			(99)		131
Immobilisations incorporelles (net)	328 232	35 091	43 136	69 449	(29 017)	(108 438)	(19 255)	319 199

Tous les actifs composant le portefeuille d'exploration du Groupe ont fait l'objet d'une analyse de leur valeur recouvrable conformément aux dispositions d'IFRS6 et d'IAS 36. Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée sur les actifs incorporels Ezanga et Mnazi Bay (253M€ au 31 décembre 2015).

Les actifs relatifs au Mozambique, au Canada, au Myanmar et en Italie, ont été dépréciés considérant que leur valeur recouvrable était nulle au regard des éléments suivants :

- (i) mis en sommeil des projets parce que non rentables aux conditions de marché actuelles compte tenu de la dégradation du marché des hydrocarbures au 31 décembre 2015 (en particulier la baisse des forward d'hydrocarbures), confirmée par la baisse accentuée des cours du Brent d'environ 25 % début janvier 2016,
- (ii) projets n'ayant pas obtenu les autorisations administratives nécessaires, ou dont la date d'expiration est proche sans investissements significatifs programmés,
- (iii) projets pour lesquels il n'existe pas de développement à court terme

Les actifs du permis BRM en Tanzanie devant être rendu prochainement ont, selon les mêmes critères fait l'objet d'une dépréciation pour un montant de 17 M€. Seuls les actifs recouvrables de la zone MKuranga ont été maintenus à l'actif compte tenu du projet de développement en cours.

Les investissements réalisés sur le 1^{er} semestre 2015 en vue de terminer les programmes de travaux votés sur ces actifs dépréciés, notamment sur le permis Rovuma au Mozambique, ont été constatés en charges pour un montant de 18 M€.

Les transferts réalisés s'expliquent essentiellement par le reclassement des coûts de développement en immobilisations corporelles sur Mnazi Bay suite à la mise en production du champ en août 2015 et sur les champs Mabunda et Niemi sur le permis Ezanga suite à l'obtention d'AEDE (Autorisation Exclusive de Développement et d'Exploitation) à l'automne 2015 ; ainsi qu'à la cession de pièces de BRM à Mnazi Bay figurant en stocks (cf note 3.3.3).

Il est rappelé ci-dessous les variations des immobilisations incorporelles de l'exercice précédent:

en milliers €	31/12/2013	Ecart de Conversion	Investissements	Variation de Périmètre	Transfert	Dépréciation et Charge d'exploration	Amortissement	31/12/2014
Ezanga (Gabon)	190 166	27 823	48 455		(51 619)		(9 362)	205 463
Mnazi Bay (Tanzanie)	29 830	4 851	9 146			(649)	(42)	43 136
actifs rattachés à des permis en production	219 996	32 674	57 601	0	(51 619)	(649)	(9 404)	248 599
Kari (Gabon)	24 298	3 101	731		(3 794)		(156)	24 179
Nyanga Mayombe (Gabon)	2 656	1 118	7 950		(107)			11 617
Bigwa Rufiji Mafia -BRM (Tanzanie)	52 354		20 211		(81)	(37 904)		34 580
License 44&45 (Namibie)	3 085		101		0	0		3 187
Fiume Tellaro (Sicile)	6 403				0	(2 131)		4 271
Noumbie (Congo)	14 009	711	227		(946)	(14 001)		0
Rovuma (Mozambique)	12 365		27 204		(157)	(39 307)		105
Syrie	851		350		0	(1 202)		0
Autres	8 372	146	3 906		(295)	(1 812)	(8 789)	1 529
actifs rattachés à des permis en exploration	124 394	5 075	60 681	0	(5 381)	(96 357)	(8 945)	79 468
Forage	165							165
Immobilisations incorporelles (net)	344 556	37 749	118 282		(56 999)	(97 006)	(18 349)	328 232

La décomposition des valeurs nettes des immobilisations incorporelles entre le brut et les dépréciations se présente comme suit :

en milliers €	Goodwill	Droits de recherche et d'exploitation pétrolière	Dépenses d'exploration	Autres	Total
Valeur brute au 31/12/2014	6 403	190 591	200 772	3 789	401 555
Dépréciations au 31/12/2014	(2 138)	(37 955)	(30 209)	(3 021)	(73 323)
Valeur nette comptable au 31/12/2014	4 265	152 636	170 563	768	328 232
Valeur brute au 31/12/2015	6 403	207 795	256 875	4 531	475 604
Dépréciations au 31/12/2015	(6 403)	(44 556)	(101 884)	(3 562)	(156 405)
Valeur nette comptable au 31/12/2015	(0)	163 239	154 991	969	319 199

Variation des Immobilisations corporelles

en milliers €	31/12/2014	Ecart de Conversion	Investissements	Variation de Périmètre	Transfert	Dépréciation et Charge d'exploration	Amortissement	31/12/2015
Ezanga (Gabon)	1 224 451	146 222	109 885		24 211		(78 836)	1 425 933
Mnazi Bay (Tanzanie)	16 770	2 538	20 697		14 671		(925)	53 751
actifs rattachés à des permis en production	1 241 220	148 760	130 582	0	38 882	0	(79 761)	1 479 684
Nyanga Mayombe (Gabon)	1 668	199			6			1 873
Sawn lake				6 140	4 120	(10 261)		(0)
actifs rattachés à des permis en exploration	1 668	199	0	6 140	4 127	(10 261)	0	1 873
Forage	49 514	4 036	3 217	0	1 791	(36 252)		22 306
Autres	80	5	832	8	(1 864)	1 500	0	560
Immobilisations corporelles (net)	1 292 484	152 999	134 631	6 140	42 936	(45 012)	(79 761)	1 504 423

Les investissements corporels de la période concernent pour l'essentiel :

- les coûts de forage et complétion des puits injecteurs et producteurs et les investissements d'augmentation de capacité des installations de traitement réalisés sur le permis d'Ezanga,
- les investissements de production réalisés sur le permis Mnazi Bay pour le forage du puit MB4 et les connections au site de Mtwara ;
- les travaux sur les appareils de forage principalement en Colombie.

Les transferts réalisés s'expliquent essentiellement par le reclassement des coûts de développement de Mnazi Bay suite à sa mise en production et des champs de Mabunda et Niambi à la suite des obtentions d'AEDE, et aux ajustements des provisions de remises en états des sites des permis Ezanga et Mnazi Bay tels que mentionné en note 3.3.6.

En application d'IAS 36, des tests de dépréciations ont été effectués, afin de déterminer la valeur recouvrable des actifs.

La juste valeur des actifs de forage a été déterminée à 22 M€ conduisant à enregistrer en résultat une perte de 36 M€ sur les immobilisations incorporelles et 3 M€ sur les stocks (cf note 3.3.3).

Concernant les activités de production au Gabon et en Tanzanie, la valeur d'utilité a été déterminée sur la base des réserves, coûts et cash-flow futurs issus de rapports d'experts indépendants.

Les hypothèses de calcul reposent notamment sur (i) un prix forward du Brent de 40 \$/b en 2016, 50\$/b en 2017, 65 \$/b en 2018 et 80 \$/b à compter de 2019 pour les ventes d'huile ou le prix de gaz contractuel pour les ventes de gaz, et (ii) un taux d'actualisation de 10 %. Une variation raisonnable d'un des indicateurs pertinents de ces tests de dépréciation à savoir une baisse du prix de vente de 5% (dans le cas d'Ezanga), de la production de -5 %, ou du taux d'actualisation de 100 points de base ne conduirait pas à la dépréciation des actifs de production.

Le test d'impairment réalisé n'est pas sensible aux variations raisonnables des indicateurs pertinents (production, prix, WACC).

Il est rappelé ci-dessous les variations des immobilisations corporelles de l'exercice précédent:

en milliers €	31/12/2013	Ecart de Conversion	Investissements	Variation de Périmètre	Transfert	Dépréciation et Charge d'exploration	Amortissement	31/12/2014
Ezanga (Gabon)	880 186	142 302	202 207		61 624		(61 868)	1 224 451
Mnazi Bay (Tanzanie)	8 792	1 763	6 215					16 770
actifs rattachés à des permis en production	888 978	144 065	208 421	0	61 624	0	(61 868)	1 241 220
Nyanga Mayombe (Gabon)	1 513	208	-0		(53)			1 668
actifs rattachés à des permis en exploration	1 513	208	0	0	(53)	0	0	1 668
Forage	69 793	5 277	4 480		(6 577)	(9 730)	(13 729)	49 514
Autres	4 800	7	12		(4 739)			80
Immobilisations corporelles (net)	965 084	149 557	212 913		50 255	(9 730)	(75 597)	1 292 484

La décomposition des valeurs nettes des immobilisations corporelles entre le brut et les dépréciations se présente comme suit :

en milliers €	Terrains et construct.	Installations techniques	Acomptes et immob. en cours	Autres	Total
Valeur brute au 31/12/2014	4 073	1 650 067	11 037	58 993	1 724 171
Dépréciations au 31/12/2014	(458)	(424 151)	0	(7 078)	(431 687)
Valeur nette comptable au 31/12/2014	3 615	1 225 916	11 037	51 915	1 292 484
Valeur brute au 31/12/2015	8 397	2 014 382	674	75 700	2 099 153
Dépréciations au 31/12/2015	(1 734)	(583 549)	0	(9 448)	(594 730)
Valeur nette comptable au 31/12/2015	6 664	1 430 833	674	66 252	1 504 423

3.3.3 Stocks

Les stocks sont valorisés selon la méthode FIFO (« First In First Out » ou « Premier entré, premier sorti ») au coût d'acquisition ou de production. Le coût de production inclut les consommations et les coûts directs et indirects de production. Les stocks d'hydrocarbures sont valorisés au coût de production comprenant les frais de champ, le transport et l'amortissement des biens concourant à la production. Une provision est constituée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût des stocks.

en milliers €	31/12/2014	Ecart de Conversion	Variation	Transfert	Dépréciation	31/12/2015
Ezanga	981	113				1 094
Mnazi Bay		154	2 684	5 379		8 217
Forage	5 906	605	(294)		(3 632)	2 586
Stocks (net)	6 885	872	2 390	5 379	(3 632)	11 897

Les stocks sont essentiellement constitués de consommables.

Les transferts réalisés s'expliquent par la cession de pièces de BRM à Mnazi Bay figurant en immobilisations (cf note 3.3.2). La dépréciation des stocks de forage résulte du test de dépréciation des actifs de forage expliqué en note 3.3.2.

3.3.4 Créances clients

Les créances commerciales sont comptabilisées initialement à leur Juste Valeur, puis à leur coût amorti. A la clôture, des dépréciations sont constituées en cas de risque d'irrecouvrabilité avéré.

en milliers €	31/12/2014	Ecart de Conversion	Variation	Périmètre	Reprises	31/12/2015
Ezanga	27 069	2 778	(17 763)			12 084
Mnazi Bay	2 801	395	3 747	57		7 000
Forage	9 707	1 009	(5 942)		223	4 997
Autres	3 800		(2 647)	(555)		598
Clients (net)	43 377	4 181	(22 606)	(498)	223	24 678

Il n'y a pas de créance significative dépréciée :

L'encours clients sur Ezanga relatif aux ventes d'hydrocarbures correspond essentiellement aux créances sur les sociétés Socap (Groupe Total) et Sogara auxquelles est vendue la production réalisée sur les champs du permis d'Ezanga et aux créances détenues sur la vente des hydrocarbures du permis Mnazi Bay.

L'encours clients sur Mnazi Bay relatif aux ventes de gaz correspond essentiellement aux créances sur la société nationale TPDC et de Tanesco. La première livraison de gaz à TPDC a donné lieu à un paiement différé échelonné sur une période de 6 à 24 mois.

3.3.5 Autres Actifs Courants

Les autres actifs courants sont comptabilisés initialement à leur Juste Valeur, puis à leur coût amorti. A la clôture, des dépréciations sont constituées en cas de risque d'irrecouvrabilité avéré.

en milliers €	31/12/2014	Ecart de Conversion	Variation	Périmètre	Dépréciation	31/12/2015
Avances	5 334	563	(1 614)			4 283
Charges constatées d'avance	1 229	96	(133)	(206)		986
Créances fiscales et sociales	51 836	(135)	13 062	5 989	(1 276)	69 476
Autres actifs courants (net)	58 400	523	11 316	5 852	(1 276)	74 745
Brut	63 386	523	11 316	6 520		81 676
Dépréciation	(4 986)			(668)	(1 276)	(6 931)

Les créances fiscales et sociales sont essentiellement des créances de TVA et notamment sur Ezanga (47 M€), sur l'activité forage au Gabon (9 M€ en valeur nette incluant une dépréciation de 5M€ dotée en 2014) et sur les permis d'exploration péruvien (4 M€) et sicilien (4 M€).

3.3.6 Provisions

Conformément à la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », des provisions sont comptabilisées lorsque, à la clôture de l'exercice, il existe une obligation du Groupe à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé dont le règlement devrait se traduire par une sortie de ressources constitutives d'avantages économiques.

L'obligation de remise en état des sites est comptabilisée pour la valeur actualisée du coût estimé au titre de l'obligation contractuelle de démantèlement ; l'impact du passage du temps est mesuré en appliquant au montant de la provision un taux d'intérêt sans risque. L'effet de la désactualisation est enregistré dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

Les indemnités de départ en retraite correspondent à des régimes à prestations définies. Elles sont provisionnées de la façon suivante :

- *la méthode actuarielle utilisée est la méthode dite des unités de crédits projetées qui stipule que chaque période de service donne lieu à constatation d'une unité de droit à prestation. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection des salaires futurs ; et*
- *les écarts constatés entre l'évaluation et la prévision des engagements (en fonction de projections ou hypothèses nouvelles) ainsi qu'entre la prévision et la réalisation sur le rendement des fonds investis sont appelés pertes et gains actuariels. Ils sont comptabilisés en autres éléments du résultat global, sans possibilité de recyclage ultérieur en résultat. Le coût des services passés est reconnu en résultat, qu'ils soient acquis ou non acquis.*

en milliers €	31/12/2014	Variation de Périmètre	Ecart de Conversion	Transfert	Désactualisation	Dotation	Charge d'exploration	31/12/2015
Remise en état des sites	11 768		1 616	19 355	1 260		6 558	40 556
Engagements de retraites	1 015	141				(37)		1 119
Autre	9 223	(493)	813			7 855		17 397
Provisions	22 007	(353)	2 429	19 355	1 260	7 818	6 558	59 073
Non courant	10 282	(353)	1 616	19 355	1 260	10 505	6 558	49 222
Courant	11 725		813			(2 687)		9 851

La « dotation » sur la ligne « autres » regroupe plusieurs risques de diverses natures sur différents pays, présentée dans le compte de résultat avec Produits et Charges non courants.

La « charge d'exploration » sur la ligne « remise en état des sites » correspond en grande partie à notre quote-part d'engagement de réhabilitation sur le permis Bloc 116 au Pérou, présentée dans le compte de résultat avec les charges d'exploration.

La provision de remise en état des sites sur le permis d'Ezanga a été ajustée sur la base d'un rapport d'expert, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un actif et d'une provision complémentaire de remise en état des sites de 14 M€.

Une provision de remise en état des sites sur le permis de Mnazi Bay a été comptabilisée sur la base d'un rapport d'expert, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un actif et d'une provision de remise en état des sites de 4 M€.

3.3.7 Résultat Opérationnel Courant

Chiffre d'affaires pétrolier

Le chiffre d'affaires correspondant à la vente de la production sur les gisements opérés par la Société dans le cadre de Contrats de Partage de Production comprend les livraisons de pétrole brut au titre des redevances à la production et les impôts (profit oil part état) lorsqu'ils sont effectivement payés.

Le chiffre d'affaires concernant l'huile, est reconnu lors de la livraison du pétrole aux terminaux pétroliers. Ce chiffre d'affaires est ajusté selon que le Groupe se trouve dans une situation de sur enlèvement (le Groupe constate alors une dette envers ses partenaires), ou de sous enlèvement (le Groupe constatant alors une créance).

En effet, compte tenu de la localisation de la production majoritairement au Gabon, et de l'existence d'une seule voie de commercialisation (Cap Lopez) dans ce pays, les comptes du Groupe peuvent être significativement différents selon que l'enlèvement d'un pétrolier a lieu juste avant ou juste après la clôture.

Ainsi, le Groupe utilise l'« entitlement method » (méthode des droits à enlèvement), qui consiste à valoriser les positions de sur ou sous enlèvement de pétrole à la clôture à leur valeur de réalisation. Cette méthode est admise et communément pratiquée dans le secteur pétrolier.

Le chiffre d'affaires concernant le gaz, est reconnu au point de raccordement des installations des clients.

Prestation de forage

Le chiffre d'affaires est constaté selon l'avancement de la prestation de forage, avancement mesuré selon la profondeur de forage et le temps de mobilisation passé.

Résultat opérationnel courant

L'excédent brut d'exploitation (EBE) correspond au chiffre d'affaires net des éléments suivants :

- *achats de consommables et de prestations de services (regroupées dans les achats et charges d'exploitation),*
- *taxes (incluant les redevances minières et autres taxes liées à l'activité)*
- *charges de personnel*
- *autres produits de l'activité*

Le résultat opérationnel courant correspond à l'EBE net des dotations aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, incluant la dépréciation.

en milliers €	31/12/2015	31/12/2014 (*)
Chiffre d'affaires	275 627	550 398
Autres produits de l'activité	12 656	7 395
Achats et Charges d'exploitation	(106 672)	(111 267)
Taxes	(31 455)	(47 480)
Charges de personnel	(43 233)	(47 100)
Excédent Brut d'Exploitation	106 922	351 947
Dotations aux amortissements corporels et incorporels	(98 059)	(86 720)
Résultat Opérationnel Courant	8 863	265 227

3.4 Opérations de Financement

3.4.1 Autres actifs financiers courants

Les autres actifs courants sont comptabilisés initialement à leur Juste Valeur, puis à leur coût amorti. A la clôture, des dépréciations sont constituées en cas de risque d'irrécouvrabilité avéré.

en milliers €	31/12/2014	Ecart de Conversion	Variation	Périmètre	Dépréciation / Reprises	31/12/2015
Créances sur participations	27 923	(3 128)	3 347	(23 764)	(4 132)	245
Débiteurs divers	28 833	3 931	22 911	1 217	14 569	71 461
Avances	3 441	54	(2 976)	93		613
Autres actifs financiers courants (net)	60 197	857	23 282	(22 454)	10 437	72 318

La variation du poste « Débiteurs divers » est essentiellement liée à la variation des créances sur le partenaire Etat du permis Ezanga (porté en période de saturation de coûts récupérables).

3.4.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Les dépôts bancaires correspondent à des placements à court terme d'excédents de trésorerie.

en milliers €	31/12/2015	31/12/2014
Liquidités, Banques et caisses	70 287	124 344
Dépôts bancaires à court terme	212 115	105 594
Valeurs mobilières de placement	-0	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	282 403	229 938
Concours bancaires (*)	(8 574)	(464)
Trésorerie et équivalents de trésorerie nets	273 829	229 474

(*) Les concours bancaires sont repris dans la dette en 3.4.3

3.4.3 Emprunts

en milliers €	31/12/2014	Conversion	Variation	Capitaux Propres	périmètre	31/12/2015
ORNANE 2019	233 989		1 920			235 909
ORNANE 2021	0		96 486			96 486
Revolving Credit Facility	322 525	38 326	(0)			360 851
Crédit suisse	37 327	3 961	(10 752)			30 536
Dettes de location financement	3 011	0	(434)			2 577
Non courants	596 852	42 287	87 220	0	0	726 360
OCEANE 2015	69 631		(71 953)	2 322		0
Concours bancaires courants	464	64	8 106		(60)	8 574
Intérêts courus	179	0	11 418			11 597
Courants	70 274	64	(52 429)	2 322	(60)	20 171
Emprunts	667 127	42 351	34 791	2 322	(60)	746 531

Emprunt Obligataires et Instruments financiers dérivés

OCEANES

Les OCEANES correspondent à des instruments composés présentant deux composantes comptabilisées séparément, conformément à IAS 32 et IAS 39, :

- *la composante dette évaluée initialement à la juste valeur moins les frais d'émission alloués à cette composante. La juste valeur estimée correspond à la valeur des flux de trésorerie futurs contractuels (incluant les coupons et le remboursement) actualisés au taux de marché (tenant compte du risque de crédit à l'émission) d'un instrument similaire présentant les mêmes conditions (maturité, flux de trésorerie) mais sans option de conversion. Après comptabilisation initiale, la composante dette est ensuite évaluée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif ;*
- *la composante capitaux propres représentant la valeur de l'option de conversion des obligations en actions. Elle est déterminée par différence entre le produit d'émission de l'emprunt et la composante dette calculée selon les modalités décrites ci-dessus, et après déduction des frais d'émission alloués à cette composante ; et*
- *un impôt différé passif est constaté au titre de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale de la dette ; cet impôt différé est constitué en contrepartie des capitaux propres.*

Le Groupe a émis deux emprunts OCEANE en 2009 et 2010, à échéance respectivement au 31 juillet 2014 et 31 juillet 2015.

OCEANE 2014 - Le 6 juin 2014, le Groupe a procédé au rachat de 16 903 714 OCEANE sur les 19 061 198 océanes de l'emprunt à échéance 31 juillet 2014, pour un prix total de 262,7M€ (incluant les coupons courus). Le solde de l'emprunt OCEANE 2014 a été remboursé en date du 31 juillet 2014. Conformément à IAS 32, les liquidités payées (y compris les frais) ont été allouées entre la composante « capitaux propres » et la composante « dette » des OCEANES selon une méthode cohérente avec celle utilisée pour la séparation à l'origine de ces deux composantes ; ainsi les impacts suivants ont été comptabilisés :

- l'écart entre la valeur de rachat de la composante « dette » de 270 M€ et le montant comptable (coût amorti) de celle-ci de 262 M€ a été comptabilisé en compte de résultat pour 7 M€ ;
- la valeur de rachat allouée à la composante « capitaux propres » a été de 1 M€.

OCEANE 2015 - Le Groupe a procédé le 18 mai 2015 au rachat anticipé d'une majeure partie l'emprunt obligataire sous la forme d'OCEANE, concernant 4 749 542 OCEANE à échéance 31 juillet 2015 pour une valeur d'exercice unitaire de 13,605 €, incluant des intérêts courus de 0,72€. Conformément à IAS 32, les liquidités payées (y compris les frais) ont été allouées entre la composante « capitaux propres » et la composante « dette » des OCEANE selon une méthode cohérente avec celle utilisée pour la séparation à l'origine de ces deux composantes ; ainsi les impacts suivants ont été comptabilisés :

- l'écart entre la valeur de rachat de la composante « dette » de 69 M€ et le montant comptable (coût amorti) de celle-ci de 68 M€ est comptabilisé en compte de résultat pour 1 M€ ;
- la valeur de rachat allouée à la composante « capitaux propres » a été de 2 M€.

ORNANES

ORNANE 2019 - Le Groupe a émis le 6 juin 2014 un emprunt obligataire sous la forme d'ORNANE, concernant 14 658 169 ORNANE à échéance 1^{er} juillet 2019 pour une valeur d'exercice unitaire de 17,26 €, portant coupon à 1,625 % payable tous les six mois.

ORNANE 2021 - Le Groupe a émis le 12 mai 2015 un emprunt obligataire sous la forme d'ORNANE, concernant 10 425 571 ORNANE à échéance 1^{er} juillet 2021 pour une valeur d'exercice unitaire de 11,02 €, portant coupon à 2,75 % payable tous les six mois.

Conformément à IAS32 et IAS39, ces ORNANE correspondent à des instruments hybrides présentant deux composantes comptabilisées séparément :

- une option de conversion en action comptabilisée en tant que dérivé passif au bilan (instrument dérivé de taux) ;

Cette option a été évaluée à sa juste valeur (hiérarchisée en niveau 2) sur la base d'un modèle binomial en retenant des hypothèses de marché observables de volatilité, de spread et de maturité. Les variations de juste valeur sont ensuite comptabilisées en compte de résultat.

- un instrument de dette comptabilisé initialement au bilan à hauteur de la juste valeur des ORNANE moins les coûts de transaction associés et après déduction de la juste valeur de l'option. Cet instrument est par la suite comptabilisé au coût amorti.

Ces ORNANE permettent en cas d'exercice par les porteurs du droit à attribution d'actions et à la discrétion de l'émetteur :

soit,

- un versement en numéraire pour un montant inférieur au nominal si le cours de référence de l'action sous-jacente est inférieur à ce nominal ;
- un versement en numéraire correspondant au nombre d'actions à livrer fois le cours de référence de l'action sous-jacente ;
- à la discrétion de l'émetteur, le règlement d'un montant en numéraire (compris en 0 % et 100 % de la valeur de conversion de l'ORNANE accompagné d'un règlement en actions nouvelles et/ou existantes pour la fraction excédant le montant versé en numéraire.

soit,

- un règlement total en actions : le nombre d'actions à livrer étant alors équivalent à celui qui serait à livrer pour une OCEANE classique présentant des caractéristiques identiques.

Les instruments dérivés comptabilisés dans le poste « instruments financiers passifs dérivés non courants » au bilan représentent la juste valeur de la composante optionnelle des ORNANE émises les 6 juin 2014 (pour un montant initial de 14 M€, ramené à 2 M€ à la clôture au 31 décembre 2014) et 12 mai 2015 (pour un montant initial de 14 M€).

La variation de juste valeur de ces options sur l'exercice est comptabilisée en compte de résultat.

en milliers €	31/12/2013	Variation	Résultat	31/12/2014	Variation	Résultat	31/12/2015
Instruments financiers	198	13 581	(12 167)	1 612	14 028	(7 551)	8 090

Autres Emprunts

Les autres emprunts sont enregistrés initialement à leur juste valeur puis au coût amorti. Les frais d'émission sont comptabilisés en déduction de la juste valeur initiale de l'emprunt. Puis, les frais financiers sont calculés sur la base du taux d'intérêt effectif de l'emprunt (c'est-à-dire du taux actuariel tenant compte des frais d'émission).

Les Etablissements Maurel & Prom ont signé le 18 décembre 2014 auprès d'un consortium de quatre banques internationales (Natixis, BNP Paribas, Crédit Agricole Corporate & Investment Bank, Standard Chartered Bank) une nouvelle ligne de crédit de 650 M\$ (*Revolving Credit Facility*), répartis entre une tranche initiale de 400 M\$ et un accordéon de 250 M\$, tirable en deux fois selon certaines conditions.

Les termes de cette nouvelle facilité sont les suivants :

Montant initial : 400 M\$

Tranche supplémentaire : 250 M\$

Maturité : 31 décembre 2020, soit 6 ans

Premier amortissement : 31 décembre 2016

Taux d'emprunt : LIBOR + 3,40 % jusqu'au 31/12/2018 et + 3,65 % ensuite.

Dans le cadre de l'achat à Tuscany de la société Caroil en 2013, Maurel & Prom a pris en charge 50 M\$ de la dette de Tuscany, à la suite d'un accord de crédit avec le Crédit Suisse. Cet emprunt, contracté le 23 décembre 2013, est remboursable in fine le 23 décembre 2018 et porte intérêt à hauteur de LIBOR +2 %.

En octobre 2015, suite à une renégociation décrite en 3.5.5, la Société a procédé à un remboursement partiel anticipé de 16,667 MUS\$ correspondant au tiers du montant emprunté au titre du Contrat de Crédit. Dans le même temps, taux d'intérêt du contrat de crédit est passé de de Libor + 2 % à Libor + 7,5 %. Cet aménagement a été considéré comme une modification substantielle du contrat de prêt. La Société a ainsi décomptabilisé la dette originale et constaté une dette au titre de ce nouvel emprunt avec un effet négatif sur le résultat de 4M€ reconnu en charges financières.

Au 31 décembre 2015, l'ensemble des covenants financiers décrits en note 3.5.5 étaient respectés.

3.4.4 Juste valeur

L'ensemble des valorisations par niveau de juste valeur est présenté dans les tableaux suivants :

en milliers €	Niveau	31/12/2015		31/12/2014		
		Total Bilan	Juste valeur	Total Bilan	Juste valeur	
Participations non consolidés	Titres disponibles à la vente	a	74	74	216	216
Prêts et créances non courants	Prêts et créances	b	3 746	3 746	715	715
Clients et Comptes Rattachés	Prêts et créances	b	24 678	24 678	43 377	43 377
Autres Actifs Financiers Courants	Prêts et créances	b	72 318	72 318	60 197	60 197
Trésorerie et Equivalents de trésorerie		c	282 403	282 403	229 938	229 938
Total Actif			383 219	383 219	334 443	334 443
Autres emprunts et dettes financières	Passif au coût amorti	d	404 698	404 698	363 506	363 506
Emprunts obligataires	Passif au coût amorti	e	341 833	234 200	303 621	300 009
Instruments Financiers Dérivés	Juste valeur	e	8 090	8 090	1 612	1 612
Dettes fournisseurs	Juste valeur	b	65 227	65 227	107 210	107 210
Autres créditeurs et passifs divers	Juste valeur	b	82 472	82 472	65 719	65 719
Total Passif			497 621	389 988	478 163	474 551

La norme IFRS 13 établit une hiérarchie des justes valeurs et distingue trois niveaux :

Niveau 1 : cours cotés pour des actifs et passifs identiques (à ceux faisant l'objet de l'évaluation) obtenus à la date d'évaluation sur un marché actif auquel a accès l'entité ;

Niveau 2 : les données d'entrée sont des données observables mais qui ne correspondent pas à des cours cotés pour des actifs ou passifs identiques ;

Niveau 3 : les données d'entrée ne sont pas des données observables (par exemple, ces données proviennent d'extrapolations). Ce niveau s'applique lorsqu'il n'existe pas de marché ou de données observables et que l'entreprise est obligée de recourir à ses propres hypothèses pour estimer les données qu'auraient retenues les autres acteurs de marché pour évaluer la juste valeur de l'actif.

Les hypothèses retenues pour déterminer les justes valeurs sont les suivantes :

- Les participations non consolidées classées en titres disponibles à la vente, comme les prêts et créances non courants (essentiellement vis-à-vis des sociétés mise en équivalence ou des participations non consolidées), sont évalués au coût compte tenu de l'impossibilité d'avoir la juste valeur de manière fiable. Il a été vérifié qu'il n'y a pas de dépréciations à enregistrer.
- La valeur nette comptable des créances clients, autres actifs financiers courants dettes fournisseurs et autres créditeurs et passifs divers est jugée correspondre à une approximation raisonnable de leur juste valeur compte tenu de leur nature à court terme.
- La valeur nette comptable de la trésorerie du Groupe correspond à sa juste valeur sachant qu'elle est considérée comme liquide ;
- L'ensemble des autres emprunts et dettes financières étant conclu principalement à des taux variables, leur valeur comptable au bilan correspond à la juste valeur ;

- e. La juste valeur des emprunts ORNANE a été recalculée en appliquant le modèle d'évaluation binomial (ayant servi à l'évaluation de la composante optionnelle) à la composante dette. La valorisation des emprunts obligataires correspond à une hiérarchie de détermination de la juste valeur de niveau 2. La réévaluation à la juste valeur de la composante dérivée des ORNANE, a été faite au 31 décembre 2015 ; (pour rappel au 31 décembre 2014, la juste valeur de l'emprunt OCEANE 2015 avait été recalculée en actualisant les flux de trésorerie futurs au taux de marché applicable pour un emprunt ayant des caractéristiques similaires selon les conditions en vigueur au 31 décembre 2014).

3.4.5 Résultat financier

en milliers €	31/12/2015	31/12/2014
Intérêts sur découverts	(69)	(146)
Intérêts OCEANE et ORNANE	(15 679)	(24 510)
Intérêts sur autres emprunts	(20 337)	(13 297)
Coût de l'endettement brut	(36 084)	(37 953)
Produits de trésorerie	689	655
Résultats nets sur instruments dérivés	7 551	12 005
Coût de l'endettement net	(27 845)	(25 293)
Ecart de change nets	27 618	25 000
Autres	(6 943)	(10 514)
Autres produits et charges financiers nets	20 675	14 486
RÉSULTAT FINANCIER	(7 170)	(10 807)

Le coût de l'endettement brut reprend le taux d'intérêt effectif de l'emprunt (c'est-à-dire du taux actuariel tenant compte des frais d'émission), expliquant la déconnexion avec les intérêts effectivement payés sur la période.

Les gains et pertes nets sur opérations dérivées correspondent essentiellement à la variation de la juste valeur de l'option détachée des emprunts ORNANE entre la date de clôture de l'exercice précédent (pour ORNANE 2019) ou la date d'émission (12 mai 2015 pour l'ORNANE 2021) et la date de clôture des comptes.

Les gains de change nets sont liés pour l'essentiel à la réévaluation au taux de clôture des positions en devises du Groupe.

3.4.6 Risques financiers

Risque de crédit

Le Groupe est exposé au risque de crédit du fait des prêts et créances qu'il consent à des tiers dans le cadre de ses activités opérationnelles, des dépôts à court terme qu'il effectue auprès d'établissements bancaires et, le cas échéant, des instruments dérivés actifs qu'il détient.

en milliers €	31/12/2015		31/12/2014	
	Total Bilan	Exposition maximale	Total Bilan	Exposition maximale
Actifs financiers non courants	3 820	3 746	931	715
Clients et Comptes Rattachés	24 678	24 678	43 377	43 377
Autres Actifs Financiers Courants	72 318	72 318	60 197	60 197
Autres Actifs Courants	74 745	74 745	58 400	58 400
Trésorerie et Equivalents de trésorerie	282 403	282 403	229 938	229 938
Total	457 964	457 890	392 844	392 628

L'exposition maximale correspond à l'encours bilan net de provisions. Le Groupe considère ne pas encourir de risque de contrepartie significatif dans la mesure où l'essentiel de la production est vendue à un groupe pétrolier de premier plan : Total Gabon. Pour les encours sur les ventes de gaz en Tanzanie, des garanties sont en place. Les autres actifs financiers ou non financiers courants ne présentent pas de risque de crédit significatif.

Risque de liquidité

La liquidité du Groupe est appréhendée au travers d'états de trésorerie consolidés établis hebdomadairement et communiqués à la Direction générale.

Des prévisions à sept jours et à des horizons mensuels, trimestriels et à fin d'année sont parallèlement établies. Les réalisations sont comparées aux prévisions grâce à ces états qui, outre la liquidité, permettent d'appréhender la position de change. Le service trésorerie du siège est composé d'un professionnel directement rattaché à la direction financière du Groupe. Ce professionnel est assisté par des responsables dans chaque entité. La mission de la trésorerie centrale est de gérer les risques de change, de taux d'intérêt et de matières premières.

Au 31 décembre 2015, les flux contractuels (principal et intérêts) non actualisés sur l'encours des passifs financiers, par date de maturité, sont les suivants :

en milliers €	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	>5ans	total flux contractuel	total valeur bilan
ORNANE 2019	4 123	4 111	4 111	255 039			267 384	239 997
ORNANE 2021	3 154	3 145	3 145	3 145	3 145	116 568	132 303	101 835
Revolving Credit Facility	29 820	78 562	76 113	74 117	144 117		402 729	362 688
Crédit Suisse	927	927	42 109				43 963	30 860
Concours bancaires courants	8 574						8 574	8 574
Dettes de location financement	402	402	402	402	402	1 776	3 787	2 577
TOTAL	46 999	87 147	125 881	332 703	147 664	118 344	858 739	746 531

Au 31 décembre 2015, le Groupe disposait d'une capacité de tirage de 250 MUS\$ non utilisée et d'un montant de trésorerie et équivalents de trésorerie s'élevant à 274 M€. À la connaissance de la Société, il n'existe pas de limitations ou de restrictions à la remontée de trésorerie des filiales du Groupe.

La Société a procédé à une revue spécifique de son risque de liquidité et de ses échéances à venir.

Au 31 décembre 2015, la Société respectait l'ensemble des ratios financiers et de production prévus dans le Revolving Credit Facility et le Contrat de Crédit tels que modifiés à la suite des aménagements convenus avec les banques. Elle considère donc être en mesure de faire face à ses échéances contractuelles.

Pour rappel, au 31 décembre 2014, les flux contractuels (principal et intérêts) non actualisés sur l'encours des passifs financiers, par date de maturité, étaient les suivants :

Au 31 décembre 2014 en milliers €	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	> 5ans	Total des flux contractuels	Total Valeur bilan
Emprunts obligataires	77 862	4 123	4 111	4 111	255 039		345 246	303 620
Emprunt Crédit Suisse	927	927	927	42 109			44 889	37 506
Revolving Credit Facility	13 305	29 820	78 562	76 113	74 117	144 117	416 035	322 525
Concours bancaires courants	464						464	464
Dettes de location financement	402	402	402	402	402	2 178	4 189	3 011
TOTAL	92 961	35 272	84 002	122 736	329 558	146 295	810 823	667 126

Risque de marché

Les résultats du Groupe sont sensibles à différents risques de marché. Les plus significatifs étant le cours des hydrocarbures exprimé en USD, et le taux de change EUR/USD. La devise opérationnelle du Groupe est l'USD dans la mesure où les ventes, une majeure partie des dépenses opérationnelles et une part significative des investissements sont libellés dans cette devise.

Risque action

Les emprunts ORNANE émis par le Groupe en juin 2014 et mai 2015 contiennent à la fois une composante de dette financière et un composant instrument dérivé correspondant aux options de conversion en action. Une variation à la hausse de 10 % des cours de l'action du Groupe Maurel & Prom se traduirait par une charge dépendant de la volatilité.

Risque de change

La monnaie de présentation des comptes du Groupe est l'euro alors que sa devise opérationnelle est essentiellement le dollar américain puisque les ventes, la majeure partie des dépenses opérationnelles et une part significative des investissements sont libellées dans cette devise (il convient de noter aussi que certains investissements sont réalisés en dollar canadien). Cette situation induit une sensibilité des comptes consolidés du Groupe aux parités de change EUR/USD et EUR/CAD liée à la conversion en monnaie de présentation au taux de clôture des actifs et passifs, l'écart résultant de cette conversion étant enregistré directement en capitaux propres.

Compte tenu de son activité fortement tournée vers l'international, le Groupe est exposée au risque de change à plusieurs titres.

- les variations de change affectent les transactions enregistrées en résultat opérationnel (flux de chiffre d'affaires, de coût des ventes, etc.).
- La réévaluation au taux de clôture des dettes et créances en devises génère un risque de change financier.
- Enfin, parallèlement à ces risques de change opérationnel et financier dont l'impact est enregistré en résultat existe un risque de change lié à la conversion en euro des comptes des entités du groupe dont la monnaie de fonctionnement est le dollar. L'écart résultant de cette conversion est enregistré en autres éléments du résultat global.

Le Groupe détient par ailleurs des liquidités en dollar destinées à financer ses dépenses d'investissement prévisionnelles dans cette devise.

Au 31 décembre 2015, la position de change du Groupe détaillée dans le tableau ci-après ressortait à 4 M\$ (hors écarts de conversion en capitaux propres)

<u>En millions de dollars US 2015</u>	Actifs et passifs	Engagements en devises	Position nette	Instruments financiers de couverture	Position nette après couverture
Créances et dettes commerciales	181		181		181
Emprunts	(400)		(400)		(400)
Autres créditeurs et passifs divers	(9)		(9)		(9)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	224		224		224
exposition USD	(4)	0	(4)	0	(4)

L'impact sur le résultat et les capitaux propres consolidés au 31 décembre 2015 d'une variation de 10 % à la hausse ou à la baisse du taux de change EUR/USD à cette date est présenté ci-après :

En milliers d'euros	Impact sur le résultat avant IS	Impact sur l'écart de conversion (capitaux propres)
---------------------	------------------------------------	---

parité €//\$	Hausse de 10%	Baisse de 10%	Hausse de 10%	Baisse de 10%
USD	304	(372)	(68 228)	83 389

Risque d'intérêt

Les emprunts en cours au 31 décembre 2015 ainsi que les lignes disponibles font l'objet d'un descriptif en note 3.4.3, permettant de mesurer l'éventuel risque de liquidité et de taux.

Les liquidités détenues par le Groupe sont placées en compte courant non rémunéré.

Risque de taux

Au 31 décembre 2015, le risque de taux peut être évalué comme suit:

en milliers €	31/12/2015	31/12/2014
OCEANE 2015	0	67 348
ORNANE 2019	239 997	236 273
ORNANE 2021	101 835	0
taux fixe	341 832	303 621
Revolving Credit Facility	362 688	322 525
Crédit suisse	30 860	37 506
Dettes de location financement	8 574	3 011
Concours bancaires courants	2 577	464
taux variable	404 698	363 506
Emprunts	746 531	667 127

Une variation à la hausse de 1 point des taux d'intérêt se traduirait par une charge supplémentaire de 5 M€ par an en résultat.

Exposition aux risques hydrocarbures

Au 31 décembre 2015, le Groupe n'a pas de couverture portant sur les prix de vente de la production pétrolière.

Une variation à la baisse de 10% du cours du pétrole par rapport au cours moyen 2015 aurait impacté le chiffre d'affaires de -29 M€ et l'EBE de -26 M€.

3.5 Autres informations

3.5.1 Impôts sur le résultat

La charge d'impôt présentée au compte de résultat comprend la charge (ou le produit) d'impôt courant et la charge (ou le produit) d'impôt différé.

Des impôts différés sont constatés sur les différences temporaires entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Les impôts différés ne sont pas actualisés. Les actifs et passifs d'impôts différés sont évalués en fonction des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture.

Les actifs d'impôts différés, résultant notamment de pertes reportables ou de différences temporelles ne sont pris en compte que si leur recouvrement est probable. Pour apprécier la capacité du Groupe à récupérer ces actifs, il est notamment tenu compte des éléments suivants :

- existence de différences temporelles taxables suffisantes auprès de la même autorité fiscale pour la même entité imposable, qui engendreront des montants imposables sur lesquels les pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés pourront s'imputer avant qu'ils n'expirent ; et
- prévisions de résultats fiscaux futurs permettant d'imputer les pertes fiscales antérieures.

A l'exception des sociétés détenant le permis de Mnazi Bay pour lesquelles une perspective de récupération des impôts différés actifs est démontrée, les autres impôts différés actifs liés aux reports déficitaires ne sont pas reconnus au-delà des impôts différés passifs en l'absence de probabilité suffisante de bénéfices imposables futurs sur lesquels les pertes pourront être imputées. C'est notamment le cas, de façon structurelle, sur les Etablissements Maurel & Prom SA (mère).

La charge exigible d'impôt sur les sociétés correspond principalement à la constatation de l'IS sur « profit-oil » part de l'Etat sur les permis d'Ezanga au Gabon.

Les produits d'impôt différé résultent principalement de la reconnaissance de la différence temporelle entre les coûts récupérables en base fiscale et la comptabilisation d'immobilisations dans les comptes consolidés sur les permis d'Ezanga et Mnazi Bay.

Rapprochement de la charge d'impôt et le résultat avant impôt

en milliers €	31/12/2015	31/12/2014
Résultat avant impôt des activités conservées	(127 303)	114 421
- Résultat net des sociétés MEE	(95 396)	(15 380)
Résultat avant impôt hors sociétés MEE	(31 907)	129 801
distortion base taxable Gabon	(36 077)	(241 591)
distortion base taxable Tanzanie	2 883	
distortion base taxable Badwill	(140 228)	
Résultat taxable (R)	(205 329)	(111 790)
(a) Produit d'impôt théorique (R*33,33%)	68 436	37 260
(b) Impôts comptabilisés en résultat	32 311	(101 567)
Différence (b-a)	(36 125)	(138 827)
- Différence fiscale sur coûts récupérables et taux d'impôt Gabon	16 797	(58 070)
- Différence fiscale sur coûts récupérables et taux d'impôt Tanzanie	30 878	
- Impôt profit oil / Chiffre d'affaires notionnel	(20 547)	(40 199)
- Déficit non activés et autres	(63 252)	(35 967)
- Autres divergences	0	(4 591)

Les effets de distorsion de base taxable au Gabon et en Tanzanie proviennent d'écarts entre les coûts récupérables éligibles dans la base fiscale et les coûts enregistrés dans la base comptable.

L'effet de distorsion lié au badwill traduit l'absence de fiscalité sur ce produit dans les comptes consolidés, inclus en prime de fusion, dans les comptes sociaux.

Origine des impôts différés

En milliers d'euros	31/12/2015	31/12/2014
Ecart d'évaluation immobilisations corporelles	31 468	0
Composante capitaux propres OCEANE		280
Impôts Différés Actif	31 468	280
Ecart d'évaluation immobilisations corporelles	382 047	358 217
Impôts Différés Passif	382 047	358 217
Impôts Différés Net	350 579	357 937

Réconciliation de la charge d'impôt et des positions bilancielle

en milliers €	Impôts Différés	Impôts Courants
Actif au 31/12/2014	280	1 163
Passif au 31/12/2014	(358 217)	(6 509)
Valeur nette au 31/12/2014	(357 937)	(5 346)
Charge d'impôt	47 674	(15 363)
Variation de périmètre		(5 448)
Versements		21 200
Écarts de conversion	(40 317)	(784)
Actif au 31/12/2015	31 468	2 050
Passif au 31/12/2015	(382 047)	(7 792)
Valeur nette au 31/12/2015	(350 579)	(5 742)

3.5.2 Capitaux propres

Suite à l'autorisation donnée par l'assemblée générale du 12 juin 2014 le conseil d'administration est autorisé à acheter ses propres actions, dans la limite de 10 % du montant du capital social, dans les conditions suivantes : prix unitaire maximum d'achat de 18 €.

Dans le cadre de ce programme de rachat, aucune action n'a été achetée en 2015 et 21 525 actions ont été remises suite à des conversions de BSA.

Les achats concernant le contrat de liquidité représentent au cours de la même période 2 664 390 actions, les ventes 2 716 795 actions.

Les actions propres sont enregistrées en diminution des capitaux propres sur la base de leur coût d'acquisition. Les variations de juste valeur ultérieures ne sont pas prises en compte. De même, le résultat de cession des actions propres n'affecte pas le résultat de l'exercice.

Au 31 décembre 2015, la Société détenait en propre 5 576 271 actions (soit 2,85 % du capital pour une valeur brute de 68,5 M€ à la fin 2015) dont 223 297 actions au titre du contrat de liquidité.

Au 31 décembre 2015, conformément au tableau de mouvements sur capital ci-dessous, le nombre d'actions de la Société est de 195 340 313 et le capital social s'élève à 150 412 041,01 €.

En Euros	Nombres d'actions	Actions propres
<u>Au 31/12/10</u>	121 305 001	6 363 053
- Emission pour exercice de BSA	188 533	
- Rachat actions propres		-389 973
<u>Au 31/12/11</u>	121 493 534	5 973 080
- Emission pour exercice de BSA	18 900	
- Rachat actions propres		-256 835
<u>Au 31/12/12</u>	121 512 434	5 716 245
- Emission pour exercice de BSA	17 735	
- Rachat actions propres		-127 204
<u>Soit au 31/12/13</u>	121 530 169	5 589 041
- Emission pour exercice de BSA	31 925	
- Rachat actions propres		39 635
<u>Soit au 31/12/14</u>	121 562 094	5 628 676
- Emission pour exercice de BSA	21 525	
- Rachat actions propres		-52 405
- Augmentation capital / Fusion MPI	73 756 694	
<u>Soit au 31/12/15</u>	195 340 313	5 576 271

Les actions gratuites attribuées par la société Maurel & Prom à ses salariés sont comptabilisées en charges de personnel à partir de leur octroi et étalées sur la durée d'acquisition des droits ; le mode d'étalement dépend des conditions d'acquisition respectives de chaque plan. La juste valeur des actions gratuites est déterminée en fonction du cours boursier du jour de l'attribution (diminué des dividendes futurs actualisés).

Pour l'ensemble des plans émis par la Société depuis 2006, l'attribution des actions à leurs bénéficiaires est définitive au terme d'une période d'acquisition minimale de deux ans et la durée minimale de conservation des actions par les bénéficiaires est fixée à deux ans à compter de l'attribution définitive des dites actions.

Les attributions d'actions gratuites effectuées depuis 2009 se présentent comme suit :

Date de décision d'attribution	Nombre d'actions
19/06/2009	57 500
15/12/2009	120 500
21/12/2010	202 256
01/06/2011	29 750
20/07/2011	41 650
19/12/2011	90 238
21/12/2012	72 451
30/08/2013	34 000
28/03/2014	56 840

3.5.3 Résultat par action

Deux résultats par action sont présentés : le résultat net de base et le résultat dilué. Conformément à l'application d'IAS 33, le résultat dilué par action est égal au résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires revenant à l'entité mère divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période, après ajustement du numérateur et du dénominateur des effets de toutes les actions ordinaires potentielles dilutives. Les actions ordinaires potentielles sont traitées comme dilutives si, et seulement si, leur conversion en action ordinaire a pour effet de réduire le résultat par action des activités ordinaires poursuivies. Les actions propres ne sont pas prises en compte dans le calcul.

en milliers	31/12/2015	31/12/2014
Résultat net part du groupe	(97 760)	13 159
Nombre moyen d'actions en circulation	119 060	115 912
Nombre moyen d'actions diluées	119 139	135 796
Résultat par action en Euros	31/12/2015	31/12/2014
De base	-0,82	0,11
Dilué	-0,82	0,10
Nombre moyen d'actions	31/12/2015	31/12/2014
capital social	195 340 313	121 540 401
actions propres	5 576 271	5 628 676
nombre moyen d'actions en circulation	119 059 915	115 911 725
BSA	-	14 095 081
actions gratuites	79 507	160 503
nombre d'actions diluées	119 139 422	135 795 985

3.5.4 Parties liées

en milliers € au 31 décembre 2015	Revenus	Charges	Montants dus par les parties liées (net)	Montants dus aux parties liées
1) Sociétés mises en équivalence				
Maurel & Prom Colombia BV	249	(189)	0	5 842
Seplat	-0	0	287	77
2) Autres parties liées				
- Pacífico	164	(100)	49	

en milliers € au 31 décembre 2014	Revenus	Charges	Montants dus par les parties liées (net)	Montants dus aux parties liées
1) Sociétés mises en équivalence				
Maurel & Prom Colombia BV	2 597	(198)	3 122	8 071
Saint-Aubin Energie et ses filiales	1 258	0	22 713	0
2) Autres parties liées				
- Pacífico	196	100	147	25
- MPI	507		140	

Concernant les autres parties liées, les transactions avec Pacífico, réalisées dans des conditions de concurrence normales, portent d'une part sur des prestations de location et d'autre part sur des prestations d'assistance. Ainsi Maurel & Prom a conclu, notamment avec Pacífico, actionnaire à 23,71 %, une convention de sous-location de locaux. Par ailleurs, la société Pacífico fournit à Maurel & Prom une prestation d'assistance en matière technique et financière.

3.5.5 Engagements Hors Bilan - Actifs et Passifs Eventuels

Engagements de travaux

Les engagements de travaux pétroliers sont évalués sur la base des budgets approuvés avec les partenaires. Ils font l'objet de multiples révisions en cours d'exercice en fonction notamment des résultats des travaux pétroliers réalisés. Ils prennent également en compte les engagements fermes pris auprès des Etats dans le cadre des permis.

en millions €	31/12/2015	31/12/2014
Gabon	1	172
Tanzanie	6	41
Canada	4	2
Mozambique		17
Autres	3	12
Total	14	245

Concernant les co-entreprises, pour lesquelles l'information n'est pas incluse ci-dessus, il existe des engagements pris auprès des Etats à hauteur de 2 M€ en quote-part Maurel & Prom en Colombie.

Garanties données sur emprunts : Facilité de crédit Maurel & Prom (Revolving Credit Facility)

Les Etablissements Maurel & Prom ont signé le 18 décembre 2014 une ligne de crédit de 650 M\$ (*Revolving Credit Facility : RCF*), répartis entre une tranche initiale de 400 M\$ et un accordéon de 250 M\$.

La Société est emprunteur au titre du nouveau RCF, qui est par ailleurs garanti par sa filiale française Maurel & Prom West Africa ainsi que Maurel & Prom Gabon. Les sûretés suivantes ont également été accordées :

- un nantissement de solde de compte bancaire consenti par la Société sur le compte de collecte de la Société ;
- un nantissement des actions Maurel & Prom Gabon détenues par Maurel & Prom West Africa ;
- un nantissement des actions Maurel & Prom West Africa détenues par la Société ;
- le transfert, à titre de garantie, des droits respectifs détenus par Maurel & Prom Gabon, la Société et Maurel & Prom West Africa dans tout (i) accord de couverture, (ii) contrat d'assurances et (iii) futur contrat de vente d'huile portant sur les actifs sous-jacents conclu entre Maurel & Prom Gabon et toute partie autorisée à procéder aux enlèvements;
- le transfert, à titre de garantie, des droits liés à tout prêt accordé à une des sociétés du Groupe.

Les sommes mises à disposition doivent être utilisées pour :

- payer les commissions et les intérêts dus au titre de la nouvelle ligne ;
- rembourser le RCF existant ;
- financer les investissements dans les actifs sous-jacents ; et
- financer tous besoins généraux, y compris le financement d'acquisitions.

Le contrat de crédit est assorti d'un tableau d'amortissement prévoyant un remboursement final fixé au 31 décembre 2020. Toutefois, et à certaines conditions, la période de grâce, initialement de deux ans soit jusqu'au 31 décembre 2016, pourra être allongée d'une année supplémentaire, soit jusqu'au 31 décembre 2017.

Maurel & Prom devra payer les intérêts sur l'emprunt, à échéance prévue, à un taux égal au LIBOR auquel s'ajoutent des coûts obligatoires ainsi qu'une marge de 3,40 % par an jusqu'au 31 décembre 2018 et de 3,65 % par an jusqu'au 31 décembre 2020. Les intérêts seront calculés par périodes de 3 mois, sauf stipulation contraire.

Maurel & Prom s'est engagé à respecter certains ratios financiers au 30 juin et au 31 décembre de chaque année :

- un ratio endettement net consolidé du Groupe / EBITDAX (résultat avant intérêts, impôts, amortissements et dépréciations et net de l'impact des gains et pertes de change), calculé sur une période de 12 mois précédant la période de référence, ne devant pas excéder 3,00 ;
- un ratio Réserves P1+P2 en part Groupe x 10\$ ne pouvant être inférieur à une fois et demie l'endettement net consolidé du Groupe.

Par ailleurs, les droits de Maurel & Prom Gabon sur la production de pétrole des champs intégrés dans le Contrat de Partage de Production d'Ezanga ne doivent pas être inférieurs à un niveau de production nette prévu dans le Contrat de Crédit.

La baisse des cours du pétrole et l'interruption de l'évacuation du pétrole en septembre 2015 du fait d'une situation de force majeure sur le pipeline au Gabon ont impacté le chiffre d'affaires, le résultat et le niveau de production de pétrole du Groupe. Compte tenu de ces éléments, la Société a procédé à des tests de sensibilités pour mieux appréhender les risques de non-respect de certains seuils de productions minimums et ratios financiers prévus par les stipulations contractuelles du RCF. A la suite de cette analyse et parallèlement à la demande d'approbation formelle de l'opération de fusion par absorption de MPI par le consortium bancaire, la Société a demandé un aménagement de (i) certaines périodes de calculs des niveaux minimums de production et (ii) certains ratios financiers pour éviter le risque de non-respect de ces engagements à fin 2015. Ces waivers et aménagements ont été acceptés par le consortium bancaire le 13 octobre 2015.

Les covenants pour le 31 décembre 2015 résultant des aménagements approuvés par le consortium bancaire du RCF sont décrits ci-dessous :

- un ratio endettement net consolidé du Groupe/EBITDAX, calculé sur une période de 12 mois ne devant pas excéder, au 31 décembre 2015 4.20 (revenant à 3 par la suite); et
- s'agissant du niveau de production des droits de Maurel & Prom Gabon sur la production de pétrole des champs intégrés dans le contrat de partage de production d'Ezanga, le niveau de production minimum au 31 décembre 2015 est de 19 000 barils par jour (en part Société) en moyenne calculé sur le dernier trimestre 2015 (au lieu du dernier semestre 2015).

Enfin, il est également précisé que la Société a également obtenu un décalage de la période de calcul d'un niveau de production minimum susceptible de constituer un cas de remboursement accéléré du RCF : le niveau de production des droits de Maurel & Prom Gabon sur la production de pétrole des champs intégrés dans le contrat de partage de production d'Ezanga, qui ne doit pas être inférieur à 22 000 par jour en moyenne, sera calculé sur la période allant du 1^{er} décembre 2015 au 29 février 2016 au lieu de la période couvrant le dernier trimestre 2015.

Ces aménagements mis en place pour une période transitoire n'ont pas entraîné de modification du rythme et coût de l'emprunt.

Aux termes de la Facilité Bancaire (sous réserve de certaines exceptions), la Société n'est pas autorisée (et doit faire en sorte que ses filiales agissent de même) à (i) accorder de sûretés sur ses actifs, (ii) supporter des dettes financières additionnelles ou (iii) céder tout ou partie des actifs sous-jacents.

Sous réserve de certaines exceptions, la Société s'est également engagée (et doit faire en sorte que Maurel & Prom Gabon, Maurel & Prom West Africa, Caroil et Maurel & Prom Drilling Services agissent de même) à ne pas (x) consentir de nouveaux emprunts et (y) accorder de garanties à toute personne.

Par ailleurs, la Société s'est engagée à ce que Maurel & Prom Gabon maintienne un niveau minimum de production prévu dans la Facilité Bancaire.

Contrat de crédit Maurel & Prom Drilling Services BV

Dans le cadre de l'acquisition des activités de forage Afrique de Tuscany à travers l'acquisition des actions de la société Caroil, Maurel & Prom Drilling Services BV, filiale détenue à 100 % par la Société, a souscrit le 23 décembre 2013 auprès d'un syndicat bancaire animé par Crédit Suisse, une dette bancaire de 50 M\$ (cette dette correspond à une prise en charge à concurrence de ce montant d'une partie de la dette de Tuscany souscrite auprès d'un syndicat bancaire animé par Crédit Suisse).

Les sûretés suivantes ont été mises en place :

- un nantissement de comptes bancaires ;
- un nantissement de comptes bancaires de second rang ;
- un nantissement du fonds de commerce de Caroil ;
- un nantissement du fonds de commerce de second rang de Caroil ;
- un nantissement de compte-titres des actions Caroil ;
- un nantissement de créances souscrit par la Société ; et
- des confirmations de certaines garanties souscrites par Caroil en 2011 et 2012 avec Crédit Suisse (agissant comme agent du syndicat bancaire).

Compte tenu de l'événement de force majeure et de la conjoncture, tels que décrits ci-dessus pour le RCF, la Société s'est également rapprochée du syndicat bancaire animé par Crédit Suisse pour lui demander, en plus de l'approbation de l'opération de fusion par absorption de MPI par la Société, des waivers et l'aménagement du covenant financier endettement net du Groupe/EBITDAX prévu dans le Contrat de Crédit pour le 31 décembre 2015.

Ces waivers et cet aménagement ont été formellement acceptés par le syndicat bancaire animé par Crédit Suisse le 27 octobre 2015 (étant précisé qu'un accord de principe écrit avait été donné par ce syndicat bancaire à la Société le 15 octobre 2015), sous réserve des contreparties suivantes :

- un remboursement partiel anticipé de 16,667 MUS\$ correspondant au tiers du montant emprunté au titre du Contrat de Crédit ;
- une augmentation du taux d'intérêt prévu dans le Contrat de Crédit, passant de LIBOR + 2 % à LIBOR + 7,5 % ;
- un ratio endettement net du Groupe/EBITDAX, calculé sur une période de 12 mois précédant la période de référence, ne devant pas excéder, au 31 décembre 2016, 2.25 :1.00 ; et ainsi, le covenant

endettement net du Groupe/EBITDAX pour le 31 décembre 2015 résultant de l'aménagement approuvé par le syndicat bancaire du Contrat de Crédit, calculé sur une période de 12 mois précédant la période de référence, ne doit pas excéder au 31 décembre 2015 4.20.

Autres engagements donnés

Les engagements donnés à la clôture sont identiques à ceux présentés pour les états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

- Cyprus Mnazi Bay Limited

Le contrat d'achat de Cyprus Mnazi Bay Limited à Wentworth signé le 26 Juillet 2012 prévoit le paiement à Wentworth d'un montant pouvant aller jusqu'à 5 M\$ en cas de production d'un volume de gaz supérieur à 100 millions de pieds cubes par jour sur une période de trente jours consécutifs. Le seuil de production a été dépassé sur le dernier trimestre 2015 et l'engagement est comptabilisé en charge au fur et à mesure des versements.

- Rockover

Le contrat d'achat de la société Rockover en février 2005 prévoyait une clause de retour des anciens actionnaires à hauteur de 10 % en cas de découverte sur l'un des permis cédés (Ofoubou/Ankani, Ezanga (ex Omoueyi), Nyanga Mayombe, Kari) et de 50 % sur le permis de Banio.

A l'initiative de Maurel & Prom, un accord de rachat de cette clause a été signé le 13 juillet 2007. Cet accord prévoit le paiement par Maurel & Prom aux anciens actionnaires de 55 M\$ (payés à ce jour) assorti d'une redevance de 2 % lorsque la production cumulée dépassera 39 millions de barils sur l'ensemble des champs cédés à Maurel & Prom en 2005 (hors Banio). Ce seuil a été atteint dans les derniers jours de décembre 2014.

Par ailleurs, les engagements suivants ont été maintenus : Maurel & Prom devra payer aux vendeurs une redevance totale d'un montant de 1,30 \$ par baril produit à compter de la date à laquelle la production cumulée dans l'ensemble des zones de licences dépasse 80 Mb ; Maurel & Prom devra verser à un des deux vendeurs une redevance équivalant à 2 % de la production totale disponible jusqu'à un seuil de 30 Mb et 1,5 % au-delà de ce seuil, sur la production provenant des permis d'exploitation issus du permis d'exploration MT 2000-Nyanga Mayombe. Le seuil de production a été dépassé sur décembre 2014 et l'engagement est comptabilisé en charge au fur et à mesure des versements.

- CEPP EZANGA

L'Etat gabonais bénéficiait d'un droit d'entrée sur l'ensemble des champs (Autorisation Exclusive d'Exploitation) du permis Omoueyi selon certaines conditions.

A la suite de la signature du nouveau CEPP Ezanga, un droit d'entrée similaire est applicable lors de l'attribution d'une AEE.

- Garantie autonome du projet Anticosti

La société Saint-Aubin Energie a garanti, en tant que premier garant, l'exécution des obligations de sa filiale à 100 %, Saint-Aubin Energie Exploration Production Inc, et le paiement à hauteur de 50 M€ concernant la mise en place d'un partenariat avec le gouvernement du Québec. Au terme du contrat de garantie, Maurel & Prom a garanti solidairement avec la société Saint-Aubin Energie, l'exécution des obligations et le paiement des montants dus, dans la limite maximale de 50 M€.

Engagements reçus

Dans le cadre de la vente de sa filiale Hocol à Ecopetrol en 2009, une clause de complément de prix a été signé permettant à Maurel & Prom de bénéficier d'un complément de prix d'un montant maximum de 50 M\$, basé sur la valorisation des réserves du champ de Niscota en Colombie, faisant partie de la transaction.

La valorisation des réserves du champ de Niscota devait en principe intervenir au 31 décembre 2012 et faire l'objet d'une validation par un expert indépendant désigné conjointement par Maurel & Prom et Ecopetrol.

Dans ses comptes au 31 décembre 2011, Ecopetrol a enregistré une dette d'un montant de 27,3 M\$ au titre de ce complément de prix. Maurel & Prom a sollicité auprès d'Ecopetrol les bases de calcul de cette évaluation et la communication de toute information prévue par le contrat de vente de Hocol de nature à permettre d'évaluer l'évolution des réserves du champ de Niscota et leur niveau au 31 décembre 2012.

Les informations obtenues tardivement d'Ecopetrol n'ont pas permis à Maurel & Prom d'apprécier le niveau de réserves du champ de Niscota avant la fin 2012, ni de procéder à la désignation de l'expert indépendant prévu par le contrat de vente de Hocol. En décembre 2012, Maurel & Prom a de ce fait introduit une procédure en arbitrage devant la Chambre de Commerce Internationale à l'encontre d'Ecopetrol afin d'obtenir la désignation d'un expert par le tribunal arbitral dont la mission devra notamment permettre de fixer le montant de la créance éventuelle correspondant au complément de prix mentionné ci-dessus.

La procédure d'arbitrage s'est finalisée sur le 1^{er} semestre 2015, et a conclu à l'absence de créance relative au complément de prix.

En Tanzanie, sur le permis de Mandawa rendu en janvier 2011, le Groupe dispose d'un engagement reçu d'Ophir (ex Dominion) d'un montant de 22,9 M\$, valorisable comme option d'entrée dans un permis après forage d'un premier puits ou sous forme de remboursement. Une procédure d'arbitrage est en cours.

3.5.6 Autres informations

Rémunérations des dirigeants

Les principaux dirigeants s'entendent d'une part, des Directeurs (responsables de département) et d'autre part des membres du Conseil d'administration, du Président et du Directeur général.

en milliers d'euros	31/12/2015	31/12/2014
Avantages à court terme	1 761	2 024
Païement en actions	0	63
Total	1 761	2 087

Honoraires des auditeurs

Les honoraires perçus par les commissaires aux comptes (y compris les membres de leurs réseaux) s'analysent comme suit :

En milliers d'euros	KPMG		IAC		KPMG		IAC	
	Montant	%	Montant	%	Montant	%	Montant	%
	2015				2014			
Audit								
* Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés:								
- Emetteur	538	97%	341	79%	386	100%	224	59%
- Filiales intégrées globalement	0	0%	90	21%	0	0%	125	33%
* Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissaire aux comptes:								
- Emetteur	17	3%	0	0%	0	0%	33	9%
- Filiales intégrées globalement	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement								
TOTAL	555	100%	431	100%	386	100%	382	100%

3.5.7 Evènements Post-Clôture

Néant

4 GLOSSAIRE

b (baril)	Unité de mesure volumique du pétrole brut, soit 159 litres (42 gallons américains). Une tonne de pétrole contient environ 7,5 barils.
b/j	Barils par jour.
boepd	Barrel of oil equivalent per day (baril de pétrole équivalent par jour).
AEDE	Autorisation Exclusive de Développement et d'Exploitation
Brent	Qualité d'huile de Mer du Nord.
Kboe	Thousands of barrels of oil equivalent (milliers de barils équivalents pétrole).
Mboe	Millions of barrels of oil equivalent (millions de barils équivalents pétrole).
CPP (Contrat de Partage de Production)	Contrat passé entre l'État et la société exploitant le permis ; ce contrat détermine l'ensemble des droits et obligations de l'exploitant, et notamment le pourcentage de cost oil (permettant à l'exploitant de se rembourser des dépenses d'exploration et de développement supportées par la société exploitante) et fixe le partage du profit oil (rémunération).
EBE (Excédent brut d'exploitation)	ce Solde Intermédiaire de Gestion correspond au chiffre d'affaires net des achats de consommables et de prestations de services, taxes et charges de personnel.
Forage	Forer consiste à créer un passage à travers la couche terrestre afin de prélever des échantillons dans le sous-sol ou d'extraire des substances fluides. À l'origine, les forages se faisaient toujours à la verticale. Mais aujourd'hui, quand on ne peut pas procéder ainsi, on fore des trous inclinés, orientés ou non vers des objectifs précis, comme dans un forage dévié.
HSE	Hygiène, Sécurité et Environnement.
MPI	Société anonyme dont le siège social était situé au 51, rue d'Anjou – 75008 Paris, et immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 517 518 247, fusionnée avec Etablissements Maurel & Prom SA.
Mmscf	Million de pieds cubes.
Oléoduc	Canalisation pour le transport des fluides.
OML	Oil Mining Licence.
Opérateur	Société en charge des opérations sur un champ pétrolier.
Production annuelle	Production disponible à la vente (après fiscalité pétrolière).
Production opérée	Production totale d'un champ, avant partage de la production.
Production en part Maurel & Prom / en part propre	Production opérée moins la part des partenaires.
Production en part Maurel & Prom nette de redevances	Production en part Maurel & Prom déduction faite des redevances / royalties.
Production disponible à la vente après fiscalité pétrolière/Entitlement)	Production nette en part Maurel & Prom après redevances/royalties et fiscalité pétrolière. Il s'agit de la production vendue.
Redevances/royalties	Taxes pétrolières en nature correspondant à un pourcentage de la production d'un champ.
Réserves évaluées	Réserves évaluées par un expert indépendant, en part Maurel & Prom, après déduction des redevances en nature et avant fiscalité spécifique à chaque type de contrat (contrat de partage de production, concession).
Réserves nettes	Proportion de réserves totales des champs revenant à la Société (en fonction de sa part d'intérêts) et prenant en compte les stipulations

	de l'accord de partage de production pour le cost-oil et le profit-oil.
Réserves nettes de redevances/royalties	Réserves totales d'un champ, déduction faite des redevances / royalties.
Réserves P1 (prouvées)	Réserves en gaz et pétrole « raisonnablement certaines » d'être produites, en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours. Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom 1P et sous l'appellation P90, car elles ont au moins 90 % de chance d'être mises en production.
Réserves P2 (probables)	Réserves en gaz et en pétrole « raisonnablement probables » d'être produites, en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et gouvernementaux en cours. Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom 2P et sous l'appellation P50, car elles ont au moins 50 % de chance d'être mises en production.
Réserves P3 (possibles)	Réserves en gaz et pétrole définies comme « ayant une chance d'être développées en tenant compte de circonstances favorables ». Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom 3P et sous l'appellation P10, car elles ont au moins 10 % de chance d'être mises en production.
Ressources	Réserves qui n'ont pas encore de débouchés commerciaux contractualisés.
Ressources C1+C2	Quantités d'hydrocarbures récupérables liées à des champs découverts mais non encore développés et/ou connectés à un centre de production ou pour lesquels il n'existe pas de budget approuvé.
Résultat Opérationnel Courant	ce Solde Intermédiaire de Gestion correspond à l'EBE diminué des dotations aux amortissements.
Rig	Appareil de forage.
Sismique 2D/3D	Méthode de géophysique consistant à émettre des ondes dans le sous-sol et à enregistrer leur propagation permettant ensuite d'obtenir des renseignements sur la structuration du sous-sol. Elle peut être en 2 ou 3 dimensions.