

Information financière du troisième trimestre 2013

RESULTATS DU TROISIEME TRIMESTRE 2013

- **Prise de commandes de 3,1 milliards d'euros**
- **Carnet de commandes en augmentation à 15,9 milliards d'euros, dont 8,0 milliards d'euros pour le segment Subsea**
- **Chiffre d'affaires de 2,4 milliards d'euros**
- **Taux de marge opérationnelle courante¹ de 9,2%**
- **Résultat net de 150 millions d'euros**

AJUSTEMENT DES OBJECTIFS POUR L'EXERCICE 2013

- **Chiffre d'affaires du Groupe en croissance, compris entre 9,3 et 9,4 milliards d'euros**
- **Chiffre d'affaires Subsea en baisse autour de 4,1 milliards d'euros**
- **Taux de marge opérationnelle courante Subsea en baisse autour de 14 %**
- **Chiffre d'affaires Onshore/Offshore en augmentation, autour de 5,2 milliards d'euros**
- **Taux de marge opérationnelle courante Onshore/Offshore en croissance, compris entre 6,5 % et 7 %**

OBJECTIFS ANTERIEURS

- **Chiffre d'affaires du Groupe en croissance de 11% à 16%, compris entre 9,1 et 9,5 milliards d'euros**
- **Chiffre d'affaires Subsea en hausse, compris entre 4,3 et 4,6 milliards d'euros, avec un taux de marge opérationnelle courante autour de 15 %**
- **Chiffre d'affaires Onshore/Offshore en augmentation, compris entre 4,7 et 5,1 milliards d'euros, avec un taux de marge opérationnelle courante compris entre 6 % et 7 %**

Le Conseil d'Administration de Technip, réuni le 29 Octobre 2013, a arrêté les comptes consolidés du troisième trimestre 2013.

En millions d'euros, sauf résultat dilué par action	3T 12*	3T 13	Variation	9M 12*	9M 13	Variation
Chiffre d'affaires	2 085,9	2 411,9	15,6 %	5 903,4	6 851,3	16,1 %
EBITDA²	270,9	284,8	5,1 %	732,9	806,1	10,0 %
<i>Taux d'EBITDA</i>	13,0 %	11,8 %	(118) bp	12,4 %	11,8 %	(65) bp
Résultat opérationnel courant	217,0	221,8	2,2 %	589,5	637,3	8,1 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	10,4 %	9,2 %	(121) bp	10,0 %	9,3 %	(68) bp
Résultat opérationnel	213,0	221,8	4,1%	582,5	637,3	9,4 %
Résultat net	147,2	150,0	1,9 %	395,4	428,6	8,4 %
Résultat dilué par action ³ (€)	1,22	1,24	1,6 %	3,31	3,56	7,4 %
Prise de commandes	2 848	3 142		8 674	8 812	
Carnet de commandes	13 518	15 851				

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

¹Résultat opérationnel courant divisé par le chiffre d'affaires.

²Résultat opérationnel courant avant dépréciation et amortissements.

³En conformité avec les normes IFRS, le bénéfice par action calculé sur une base diluée s'obtient en divisant le résultat net de la période par le nombre moyen d'actions en circulation, augmenté du nombre moyen pondéré d'options de souscription non encore exercées et des actions gratuites attribuées calculé selon la méthode dite "du rachat d'actions" (IFRS 2) moins les actions auto-détenues. Dans le cadre de cette méthode, les options de souscription d'actions anti-dilutives ne sont pas prises en compte dans le calcul du BPA ; ne sont retenues que les options qui sont dilutives, c'est-à-dire celles dont le prix d'exercice augmenté de la charge IFRS 2 future et non encore comptabilisée est inférieur au cours moyen de l'action sur la période de référence du calcul du résultat net par action.

M. Thierry Pilenko, Président-Directeur Général, a commenté avec précision le trimestre et les perspectives :

« Au cours du troisième trimestre, Technip a enregistré des performances contrastées pour ses deux activités. D'une part, l'activité Onshore/Offshore a enregistré une bonne performance avec un chiffre d'affaires qui progresse de 30 % et une marge de 6,6 %, en milieu de fourchette. D'autre part, le chiffre d'affaires Subsea n'a augmenté que de 2 % (dont un effet change négatif d'environ 100 millions d'euros) même si la marge ressort à 14,7 %, à un niveau légèrement supérieur à nos attentes fin du deuxième trimestre. La rentabilité du segment Subsea a souffert de 20 millions d'euros d'effet change, de 10 millions d'euros de charges non récurrentes (dépréciation d'un navire) et d'une progression moindre des projets dans le golfe du Mexique. Notre navire, le Deep Energy, termine dans le golfe du Mexique la dernière phase de tests de mise en service qui a été nettement plus longue que prévu. Le cash flow du groupe est important ce trimestre avec une variation du besoin en fond de roulement de 165 millions d'euros, confirmant ainsi la tendance anticipée à la fin du premier semestre. Au global, les variations de devises ont impacté négativement le chiffre d'affaires et les résultats de l'ensemble du Groupe sur le trimestre (environ 150 millions d'euros et 30 millions d'euros respectivement par rapport au troisième trimestre 2012).

La prise de commandes est importante, ressortant à plus de 3 milliards d'euros et inclut des contrats sur des projets de grande envergure au Moyen-Orient et au Brésil. Nous avons poursuivi la mise en œuvre de notre stratégie au cours du trimestre en signant des alliances clé, notamment avec China Huanqiu Contracting & Engineering Corporation (HQC) pour la fourniture d'équipements dans l'Onshore et avec Sasol pour des projets de transformation du gaz naturel en produits pétroliers liquides (GTL). La construction de nos nouveaux actifs stratégiques telles les usines d'Açu au Brésil, et de Newcafex en Angleterre se poursuit.

Pour le reste de l'année, les performances de nos activités demeureront contrastées. Le quatrième trimestre verra, dans le Subsea, un nombre d'opérations d'installation plus élevé qu'initialement prévu dans les eaux américaines du golfe du Mexique. Par conséquent, la performance Subsea dépendra de notre capacité à gérer les conflits de planning, ce sur quoi nous travaillons activement avec nos clients, et de la performance du Deep Energy sur ses premiers projets. La zone américaine du golfe du Mexique sera particulièrement déterminante pour la rentabilité du segment ce trimestre. En effet, si les opérations dans les autres régions se sont particulièrement bien déroulées au troisième trimestre, l'activité devrait être moins importante au quatrième trimestre dans ces mêmes régions.

Nous avons **ajusté nos objectifs annuels** pour l'exercice 2013: pour le segment Onshore/Offshore, le chiffre d'affaires devrait s'établir à environ 5,2 milliards d'euros avec un taux de marge opérationnelle courante compris entre 6,5 % et 7 %, tous deux situés dans le haut de la fourchette. Dans le Subsea, nous anticipons un chiffre d'affaires d'environ 4,1 milliards d'euros. Le chiffre d'affaires du quatrième trimestre et les variations des cours de change devraient impacter la rentabilité et par conséquent le taux de marge dans le Subsea pour l'exercice, attendu initialement autour de 15 %, et qui devrait s'établir aux environs de 14 %. Les ajustements de nos prévisions de résultats pour l'année intègrent l'impact des variations des cours de change comme au cours du troisième trimestre.

Nous avons **pour 2014** un carnet de commandes solide et diversifié, dans les deux segments, qui devrait soutenir la croissance du chiffre d'affaires. Dans l'Onshore/Offshore, nous devrions démarrer 2014 en ligne avec notre objectif de marge à long terme sur le segment. Dans le Subsea, les coûts de démarrage de nouveaux actifs seront nettement plus faibles qu'en 2013, et les travaux d'installation sous-marine pour de grands projets pluriannuels devraient commencer à dégager de la marge au fur et à mesure que l'année progresse.

D'ici la fin de l'année, nous aurons une bonne visibilité en termes de calendrier d'exécution des grands projets pluriannuels Subsea attendus cette année (y compris le contrat TEN au Ghana annoncé ce matin), et d'attribution des premières prises de commandes pour notre nouvelle unité de fabrication de conduites flexibles d'Açu, (qui détermineront la vitesse et l'ampleur de sa montée en puissance en 2014). Nous prévoyons également d'accélérer le programme de maintenance et mises à niveau de nos navires au premier semestre 2014 et de terminer la campagne actuelle de projets dans le Golfe du Mexique. Ainsi, nous communiquerons plus largement sur 2014 en fin d'année.

Les tendances moyen terme pour les deux segments – Subsea et Onshore/Offshore - restent favorables. Notre portefeuille clients, large et diversifié, continue de générer des projets clés. Nous anticipons une bonne dynamique d'attribution de contrats dans les prochains mois notamment dans l'aval en Amérique du Nord et en Asie Pacifique, de vastes projets au large des côtes de l'Afrique, des signatures de contrats pour des conduites flexibles pour les champs pré-salifères au Brésil et les régions pionnières comme l'ouest des Shetland en mer du Nord. Par conséquent, nous continuerons de mener notre développement stratégique en ligne avec les piliers clés de notre stratégie. Dans les mois à venir, nous resterons concentrés sur les projets en cours afin de maintenir la qualité d'exécution que nous avons toujours délivrée. »

I. PORTEFEUILLE DE PROJETS

1. Prise de commandes pour le troisième trimestre 2013

Au cours du troisième trimestre 2013, la prise de commandes de Technip s'est élevée à **3 142,2** millions d'euros. La répartition par segment d'activités est la suivante :

Prise de commandes (en millions d'euros)	3T 2012	3T 2013
Subsea	1 224,3	1 756,7
Onshore/Offshore	1 623,7	1 385,5
Total	2 848,0	3 142,2

Subsea

Pour le segment **Subsea**, la prise de commandes du troisième trimestre comprend quatre nouveaux navires de pose de conduites (PLSVs) pour le compte de Petrobras, dont deux de 300 tonnes et deux de 650 tonnes de tension maximale de pose, qui seront construits respectivement au Brésil et en Norvège. Les quatre navires sont en partenariats 50/50 avec DOF. Dans les eaux américaines du golfe du Mexique, Technip assurera la gestion de projets, l'ingénierie, la fabrication et l'installation du système de production des conduites de gaz sur le champ Stones situé dans la zone Walker Ridge. Les flowlines et les risers seront assemblés dans notre base de Mobile, en Alabama et leur pose sera assurée par notre navire Deep Blue. Un contrat a également été attribué pour le développement du champ Delta House pour la fabrication et l'installation de flowlines et de risers en eaux profondes, un projet qui mobilisera à la fois nos navires de pose G1200 et Deep Blue.

En Norvège, Technip a remporté un contrat auprès de Statoil pour la fabrication et la fourniture de conduites flexibles à fort contenu technologique, destinées au remplacement de risers.

Onshore/Offshore

Pour le segment **Onshore/Offshore**, la prise de commandes pour le trimestre comprend l'ingénierie, la fourniture des équipements et la construction (EPC) pour les plates-formes Umm Lulu et FMB, situées respectivement à Abu Dhabi et au Qatar, et qui seront installées grâce à la méthode de floatover de Technip. Aux Etats-Unis, la prise de commandes inclut un contrat pour la conception, la fourniture des équipements et l'installation de deux unités de polyéthylène pour le compte de Chevron Phillips Chemical au Texas, ceci renforçant la position de Technip sur le marché américain de l'aval. Ce contrat entre en phase complète d'EPC au quatrième trimestre. Technip a également obtenu un contrat pour la fourniture de sa technologie propriétaire éthylène ainsi qu'un contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) pour un craqueur d'éthane situé sur le site de Lake Charles de Sasol, en Louisiane.

Au cours du trimestre, Technip a signé plusieurs accords et partenariats, notamment un contrat cadre avec Petrobras pour des services de modification de projets Offshore au Brésil et une alliance avec Sasol pour des FEED de futures unités de GTL. Enfin, un accord stratégique avec China Huanqiu Contracting & Engineering Corporation (HQC), nous permettra de renforcer notre position sur le marché chinois.

En annexe IV (b) figurent les principaux contrats annoncés depuis juillet 2013 et leur valeur approximative lorsque celle-ci a été publiée.

2. Carnet de commandes par zones géographiques

A la fin du troisième trimestre 2013, le **carnet de commandes** de Technip a atteint 15,9 milliards d'euros, contre 15,2 milliards d'euros à la fin du deuxième trimestre 2013 et 13,5 milliards d'euros à la fin du troisième trimestre 2012. Les mouvements dans le carnet de commandes ont été affectés par les fluctuations des devises contre l'euro ce trimestre.

Ce carnet de commandes reste diversifié en termes de types de projets, de tailles, de technologies et de répartition géographique comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

Carnet de commandes (en millions d'euros)	30 juin 2013	30 sept. 2013	Variation
Europe, Russie, Asie Centrale	4 168	3 704	(11,1) %
Afrique	2 549	2 466	(3,3) %
Moyen-Orient	1 204	1 777	47,5 %
Asie-Pacifique	2 963	2 785	(6,0) %
Amériques	4 301	5 119	19,0 %
Total	15 185	15 851	4,4 %

3. Ecoulement du carnet de commandes

L'écoulement du carnet de commandes est estimé à 15 % pour 2013.

Écoulement estimé du carnet de commandes au 30 septembre 2013 (en millions d'euros)	Subsea	Onshore/Offshore	Groupe
Pour 2013 (3 mois)	1 014	1 385	2 399
Pour 2014	2 978	3 766	6 744
Pour 2015 et au-delà	3 990	2 718	6 708
Total	7 982	7 869	15 851

II. PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIERES ET OPERATIONNELLES DU TROISIEME TRIMESTRE 2013

Au troisième trimestre 2013, les **variations de change** ont eu un impact négatif aux alentours de 150 millions d'euros sur le chiffre d'affaires et un impact négatif estimé à autour de 30 millions d'euros sur le résultat opérationnel courant par rapport au troisième trimestre 2012. L'euro s'est nettement apprécié par rapport à l'année précédente, face à toutes nos devises principales, notamment en mer du Nord et au Brésil, zones de forte activité Subsea. Notre rentabilité a également été impactée par les dépréciations et les charges additionnelles liées aux plans de fidélisation des salariés.

1. Subsea

Les principales activités du segment **Subsea** pour le trimestre ont été les suivantes :

- **En mer du Nord**, notre navire de pose, l'Apache II, a procédé à des opérations sur les projets Gannet et Juliet en Ecosse. En Norvège, notre nouveau navire de construction le Deep Orient a réalisé les opérations sur les projets Goliat et Åsgard, et a installé le riser d'export de gaz à paroi interne lisse pour le champ Norne; il est actuellement en transit vers l'Asie. L'ingénierie a débuté pour la conception de flowlines en acier inoxydable de gros diamètre pour le projet Snøhvit CO₂, tandis que les activités se sont poursuivies sur les projets Quad 204, Greater Stella et Bøyla.
- **Aux Amériques** :
 - Au Brésil, l'installation a démarré pour le premier lot de lignes de production intégrées (IPB) et de flowlines pour le champ de Papa-Terra. La conception détaillée de conduites flexibles destinées au champ pré-salifère d'Iracema Sul a démarré.
 - Dans les eaux américaines du golfe du Mexique, de nombreux projets sont entrés dans les phases d'opérations en mer ce trimestre. Le Deep Blue a achevé ses opérations sur le système de collecte de gaz de Walker Ridge et installé actuellement des flowlines et des risers sur les champs Jack et Saint Malo. Le G1200 a achevé l'installation de la première conduite sur le champ Williams Tubular Bells. Au Canada, les premières conduites ont été installées pour le projet récemment attribué South White Rose Extension.
- **En Afrique de l'Ouest**, la conception des ombilicaux à tube d'acier et des conduites flexibles pour le champ Egina au large du Nigéria a avancé. Les activités de conception ont continué pour les conduites flexibles et rigides du projet Moho Nord au Congo, alors que le projet CoGa s'est finalisé.

- **En Asie-Pacifique**, les ombilicaux ont été conçus pour le projet Wheatstone en Australie. En Malaisie, les activités d'ingénierie ont continué pour la partie sous-marine du projet de l'unité flottante de gaz naturel liquéfié (FLNG) Prelude, ainsi que pour les conduites de gaz pour le champ Malikai. Parallèlement, les opérations en mer pour le projet Panyu en Chine et l'installation des ombilicaux à tube d'acier ont commencé pour Gumusut.
- De manière générale, le taux d'utilisation des navires pour le troisième trimestre 2013 s'est élevé à 75 % contre 77 % au troisième trimestre 2012.

La **performance financière** dans le Subsea est indiquée dans le tableau suivant. Elle a été particulièrement impactée par une faible croissance du chiffre d'affaires durant le trimestre, une appréciation forte de l'Euro contre toutes nos devises principales, l'impact de l'amortissement additionnel de l'un de nos navires ainsi que la progression plus lente d'opérations dans le golfe du Mexique.

En millions d'euros	3T 2012*	3T 2013	Variation
Subsea			
Chiffre d'affaires	1 074,9	1 094,4	1,8 %
EBITDA	210,4	213,5	1,5 %
<i>Taux d'EBITDA</i>	<i>19,6 %</i>	<i>19,5 %</i>	<i>(7) bp</i>
Résultat opérationnel courant	163,3	160,8	(1,5) %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	<i>15,2 %</i>	<i>14,7 %</i>	<i>(50) bp</i>

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

Concernant nos actifs, la construction en Corée des deux navires de pose de 550 tonnes a bien progressé. Au Brésil, la construction a également avancé pour notre nouvelle usine haute technologie de fabrication de conduites flexibles à Açú. Le bâtiment principal est dans sa dernière phase de construction avec le début de la réception des machines et des bobines, et les opérateurs ont poursuivi leur formation dans notre unité de Vitoria, avant leur transfert à Açú. Notre nouveau navire de pose de conduites Deep Energy, est arrivé à Mobile, en Alabama, après des essais en mer du Nord. En parallèle, les travaux d'amélioration de l'unité Newcaflex en Angleterre sont quasiment achevés.

Au cours du trimestre, nous avons décaissé 15 millions d'euros pour les paiements initiaux de nos quatre nouveaux PLSVs, et nous effectuerons des paiements additionnels au quatrième trimestre. Par conséquent, les investissements industriels pour l'année dépasseront 570 millions d'euros.

2. Onshore/Offshore

Dans l'**Onshore/Offshore**, les principales opérations pour le trimestre ont été les suivantes :

- **Au Moyen-Orient**, les lots 2A et 5A sur le site de Jubail sont sur le point d'être terminés, alors que les activités de fournitures des équipements pour le projet Halobutyl ont avancé en Arabie Saoudite. Les activités d'ingénierie et de fourniture des équipements ont débuté pour le projet de modification d'une unité de récupération du soufre à Bahreïn pour BAPCO ainsi que pour le projet Upper Zakum 750 EPC1 à Abu Dhabi. La phase de conception a débuté pour les projets de modification des torchères attribués par Adma-Opco, et de développement du champ de traitement de gaz d'Umm Lulu.

- **En Asie-Pacifique**, en Malaisie, la construction de la coque et des topsides pour la plate-forme à lignes tendues (TLP) du projet Malikai et pour le FLNG 1 de Petronas se poursuivent. En Australie, les phases de conception et fourniture des équipements avancent pour l'unité flottante de stockage, de production et de déchargement (FPSO) d'Ichthys et la plate-forme de traitement du gaz de Wheatstone est en phase d'achèvement. En Corée, l'assemblage des modules du FLNG Prelude de Shell progresse.
- **Aux Amériques**, au Canada, l'ingénierie et la conception détaillée se sont accélérées pour le projet de développement d'une unité de polyéthylène. Les activités de fourniture des équipements pour l'unité d'éthylène de Westlake se sont poursuivies au Kentucky. En Louisiane, le FEED des unités de liquéfaction de Trunkline LNG a démarré, tandis que celui de l'unité de production d'engrais pour la société Mosaic Company s'achève. D'autres contrats de FEED ont progressé, tels que Pacific NorthWest LNG au Canada, ou Petrocarabobo et Petrourica au Venezuela. Parallèlement, au Mexique, les activités sur site ont progressé pour l'unité Etieno XXI où les principaux équipements ont été livrés. Au Brésil, la phase de conception s'est accélérée pour les topsides de l'unité flottante de production, stockage et déchargement (FPSO) P-76.
- **Ailleurs**, en Russie, l'ingénierie détaillée a débuté sur le projet majeur de Yamal LNG. En Norvège, les phases d'ingénierie et de fourniture des équipements ont continué pour la Spar Aasta Hansteen, tandis que les premières commandes ont été passées pour la plate-forme du champ Martin Linge. En Finlande, la construction de la Spar Heidelberg se poursuit sur le chantier naval de Technip à Pori. En Bulgarie, la phase de fourniture des équipements pour la raffinerie de Burgas est terminée et la construction se poursuit.

La **performance financière** dans l'Onshore/Offshore est indiquée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	3T 2012*	3T 2013	Variation
Onshore/Offshore			
Chiffre d'affaires	1 011,0	1 317,5	30,3 %
Résultat opérationnel courant	72,4	86,9	20,0 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	<i>7,2 %</i>	<i>6,6 %</i>	<i>(57) bp</i>

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

3. Groupe

Le **résultat opérationnel courant** du Groupe Technip incluant les charges Corporate comme détaillées en annexe I (c) est indiqué dans le tableau suivant :

En millions d'euros	3T 2012*	3T 2013	Variation
Groupe			
Chiffre d'affaires	2 085,9	2 411,9	15,6 %
Résultat opérationnel courant	217,0	221,8	2,2 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	<i>10,4 %</i>	<i>9,2 %</i>	<i>(121) bp</i>

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

Le résultat financier sur contrats comptabilisés en chiffre d'affaires s'est élevé à 1,8 millions d'euros au troisième trimestre 2013.

4. Résultat net du Groupe

Le résultat opérationnel s'élève à 222 millions d'euros au troisième trimestre 2013, contre 213 millions d'euros l'an dernier sur la même période.

Le résultat financier au troisième trimestre 2013 comprend un impact négatif de 12,1 millions d'euros lié aux variations de change et de juste valeur des instruments de couverture, contre un impact positif de 9,5 millions d'euros l'an passé.

L'écart enregistré en terme de **nombre dilué d'actions** est essentiellement dû aux stock-options accordées aux employés du Groupe Technip.

En millions d'euros, sauf résultat dilué par action, et nombre moyen d'actions sur une base diluée	3T 2012*	3T 2013	Variation
Résultat opérationnel	213,0	221,8	4,1 %
Résultat financier	(5,0)	(29,4)	5x
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	-	0,7	nm
Charge d'impôt sur le résultat	(59,2)	(41,6)	(29,7) %
<i>Taux effectif d'imposition</i>	28,5 %	21,5 %	(700) bp
Intérêts minoritaires	(1,6)	(1,5)	(6,3) %
Résultat net	147,2	150,0	1,9 %
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	125 063 329	125 466 978	0,3 %
Résultat dilué par action (€)	1,22	1,24	1,6 %

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

5. Cash Flow et Bilan

Au 30 septembre 2013, le Groupe affiche une **dette nette** de 55 millions d'euros contre 271 millions d'euros à la fin juin 2013.

Trésorerie nette au 30 juin 2013	(271,2)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	404,1
<i>dont :</i>	
<i>Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation</i>	238,9
<i>Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation</i>	165,2
Investissements industriels	(175,0)
Dividendes versés	-
Autres variations incluant l'effet de change	(12,9)
Trésorerie nette au 30 septembre 2013	(55,0)

Les investissements industriels pour le troisième trimestre 2013 ont atteint 175 millions d'euros contre 110 millions d'euros il y a un an. Depuis le début de l'année, ils se sont élevés à 457 millions d'euros contre 358 millions d'euros un an auparavant. Par conséquent, les investissements industriels pour l'année dépasseront 570 millions d'euros comme prévu.

Au 30 septembre 2013, les **capitaux propres** s'élèvent à 4 084 millions d'euros contre 3 962 millions d'euros au 31 décembre 2012, retraité.

En octobre 2013, Technip a effectué trois placements privés à long terme destinés à la couverture de ses besoins généraux (125 millions d'euros et 130 millions d'euros sur 10 ans, 100 millions d'euros sur 20 ans) pour un montant total de 355 millions d'euros.

III. OBJECTIFS POUR L'EXERCICE 2013 REVUS

- **Chiffre d'affaires du Groupe en croissance, compris entre 9,3 et 9,4 milliards d'euros**
- **Chiffre d'affaires Subsea en baisse autour de 4,1 milliards d'euros**
- **Taux de marge opérationnelle courante Subsea en baisse autour de 14 %**
- **Chiffre d'affaires Onshore/Offshore en augmentation, autour de 5,2 milliards d'euros**
- **Taux de marge opérationnelle courante Onshore/Offshore en croissance, compris entre 6,5 % et 7 %**

°
° °

L'information sur les résultats du troisième trimestre 2013 comprend ce communiqué de presse, ses annexes ainsi que la présentation disponible sur le site Web de Technip : www.technip.com

NOTICE

Aujourd'hui, jeudi 31 Octobre 2013, M. Thierry Pilenko, Président-Directeur Général, ainsi que M. Julian Waldron, CFO, commenteront les résultats de Technip et répondront aux questions de la communauté financière à l'occasion d'une conférence téléphonique en anglais à partir de 10h, heure de Paris.

Pour participer à la conférence téléphonique, vous devrez composer l'un des numéros suivants environ cinq à dix minutes avant le début de la conférence :

France / Europe continentale :	+33 (0)1 70 77 09 42
Royaume-Uni :	+44 (0)203 367 9461
Etats-Unis :	+1 866 907 5924

Cette conférence téléphonique sera également retransmise en direct sur le site Internet de Technip en mode écoute seulement.

Un enregistrement de cette conférence (en anglais) sera disponible environ deux heures après sa clôture pendant trois mois sur le site Internet de Technip et pendant deux semaines aux numéros de téléphone suivants :

	<i>Numéros de téléphone</i>	<i>Code de confirmation</i>
France / Europe continentale :	+33 (0)1 72 00 15 00	283440#
Royaume-Uni :	+44 (0)203 367 9460	283440#
Etats-Unis :	+1 877 642 3018	283440#

Avertissement

Cette présentation contient à la fois des commentaires historiques et des déclarations prévisionnelles. Ces déclarations prévisionnelles ne sont pas fondées sur des faits historiques, mais plutôt sur nos anticipations actuelles en matière de résultats et d'événements futurs et de manière générale elles peuvent être identifiées par l'utilisation de mots prospectifs tels que « estimer », « viser », « s'attendre à », « anticiper », « avoir l'intention de », « prévoir », « vraisemblablement », « devrait », « prévu », « pourrait », « estimations », « potentiel » ou d'autres mots similaires. De façon identique, les déclarations qui décrivent nos objectifs ou nos projets sont ou peuvent être des déclarations prévisionnelles. Ces dernières impliquent des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire que nos résultats, notre performance ou nos réalisations réels diffèrent de façon significative des résultats anticipés, de la performance ou des réalisations exprimés ou inhérents à ces déclarations prévisionnelles. Les risques qui pourraient faire que ces résultats réels diffèrent significativement des résultats anticipés dans les déclarations prévisionnelles comprennent, entre autres choses : notre capacité à être toujours à l'initiative de contrats de services majeurs et les exécuter avec succès, et de façon générale les risques de construction et de projets ; le niveau d'investissements industriels liés à la production dans le secteur du pétrole et du gaz ainsi que dans d'autres secteurs industriels ; les variations de devises ; les variations des taux d'intérêt ; les matières premières (notamment l'acier) ainsi que les variations des prix de l'affrètement maritime ; le timing du développement des ressources énergétiques ; les conflits armés ou l'instabilité politique dans le golfe arabo-persique, l'Afrique ou d'autres régions ; la vigueur de la concurrence ; le contrôle des coûts et des dépenses ; une disponibilité réduite du financement des exportations soutenu par le gouvernement ; les pertes sur un ou plusieurs de nos grands contrats ; la législation américaine concernant les investissements en Iran ou dans les autres régions où nous cherchons à conclure des marchés ; des changements en matière de législation fiscale, de lois, de réglementations ou de leur application ; une pression sur les prix plus forte de la part de nos concurrents ; des conditions météorologiques difficiles ; notre capacité à suivre le rythme des avancées technologiques ; notre capacité à attirer et fidéliser le personnel compétent ; l'évolution, l'interprétation et l'application uniforme et la mise en œuvre des normes International Financial Reporting Standards (IFRS), conformément auxquelles nous nous référons pour établir nos états financiers depuis le 1^{er} janvier 2005 ; la stabilité politique et sociale dans les pays en voie de développement ; la concurrence ; les goulets d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement ; la capacité de nos sous-traitants à attirer une main-d'œuvre qualifiée ; le fait que nos activités pourraient provoquer le rejet de substances dangereuses, impliquant des coûts significatifs en matière de dépollution de l'environnement ; notre capacité à gérer ou atténuer les enjeux logistiques en raison d'infrastructures sous-développées dans certains pays où nous réalisons des projets. Certains de ces risques sont repris et présentés de façon détaillée dans notre Rapport Annuel. Si l'un de ces risques connus ou inconnus devait se concrétiser, ou si nos hypothèses sous-jacentes se révélaient incorrectes, nos résultats futurs pourraient s'en trouver significativement impactés, avec pour conséquence que ces résultats pourraient différer de façon concrète de ceux exprimés dans nos déclarations prévisionnelles. Ces facteurs ne sont pas forcément exhaustifs, d'autres facteurs importants pourraient faire que nos résultats réels diffèrent concrètement de ceux exprimés dans n'importe laquelle de nos déclarations prévisionnelles. D'autres facteurs inconnus ou imprévisibles pourraient également avoir des effets négatifs significatifs sur nos résultats futurs. Les déclarations prévisionnelles comprises dans cette publication ne sont établies qu'à la date de cette publication. Nous ne pouvons vous garantir que les résultats ou événements anticipés se réaliseront. Nous n'avons pas l'intention et n'assumons aucune obligation d'actualiser les informations sur le secteur ou les informations futures présentées dans cette publication afin de refléter des événements ou circonstances futurs.

Cette présentation ne constitue en aucun cas une offre ou une incitation à acheter des actions Technip aux Etats-Unis ou dans n'importe quelle autre juridiction. Les actions ne peuvent être offertes ou vendues aux Etats-Unis en l'absence d'une inscription ou d'une exemption d'enregistrement. Nul ne peut se fier aux informations contenues dans cette présentation pour décider d'acheter ou non des actions Technip. Cette présentation vous est donnée uniquement pour votre information. Toute reproduction, redistribution ou publication, directe ou indirecte, de tout ou partie, est interdite pour le compte d'autrui. Le non-respect de ces limitations pourrait conduire à une violation des restrictions juridiques des Etats-Unis ou d'autres juridictions.



Technip est un leader mondial du management de projets, de l'ingénierie et de la construction pour l'industrie de l'énergie.

Des développements Subsea les plus profonds aux infrastructures Offshore et Onshore les plus vastes et les plus complexes, nos 38 000 collaborateurs proposent les meilleures solutions et les technologies les plus innovantes pour répondre au défi énergétique mondial.

Implanté dans 48 pays sur tous les continents, Technip dispose d'infrastructures industrielles de pointe et d'une flotte de navires spécialisés dans l'installation de conduites et la construction sous-marine.

L'action Technip est cotée sur le marché NYSE Euronext Paris et aux Etats-Unis sur le marché OTCQX (OTCQX : TKPPY).



Relations investisseurs et analystes

Kimberly Stewart
David Tadbir

Tél.: +33 (0)1 47 78 66 74, e-mail: kstewart@technip.com
Tél.: +33 (0)1 40 90 19 04, e-mail: dtadbir@technip.com

Relations publiques

Christophe Bélorgeot

Tél.: +33 (0)1 47 78 39 92 e-mail: press@technip.com

Site Internet Technip

<http://www.technip.com>

Site Internet Investisseurs

<http://investors-en.technip.com>

Site Mobile Investisseurs

<http://investors.mobi-en.technip.com>

ANNEXE I (a)
COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE
Normes IFRS, non audité

En millions d'euros (sauf résultat dilué par action et nombre moyen d'actions)	Troisième trimestre			9 mois		
	2012*	2013	Variation	2012*	2013	Variation
Chiffre d'affaires	2 085,9	2 411,9	15,6 %	5 903,4	6 851,3	16,1 %
Marge brute	395,4	412,8	4,4 %	1 108,4	1 208,5	9,0 %
Frais de recherche et développement	(17,6)	(20,4)	15,9 %	(50,2)	(51,1)	1,8 %
Frais commerciaux, administratifs et autres	(160,8)	(170,6)	6,1 %	(468,7)	(520,1)	11,0 %
Résultat opérationnel courant	217,0	221,8	2,2 %	589,5	637,3	8,1 %
Autres produits et charges non courants	(4,0)	-	nm	(7,0)	-	nm
Résultat opérationnel	213,0	221,8	4,1 %	582,5	637,3	9,4 %
Résultat financier	(5,0)	(29,4)	5x	(31,1)	(48,4)	55,6 %
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	-	0,7	nm	-	0,8	nm
Résultat avant impôt	208,0	193,1	(7,2) %	551,4	589,7	6,9 %
Charge d'impôt sur le résultat	(59,2)	(41,6)	(29,7) %	(153,0)	(157,9)	3,2 %
Intérêts minoritaires	(1,6)	(1,5)	(6,3) %	(3,0)	(3,2)	6,7 %
Résultat net	147,2	150,0	1,9 %	395,4	428,6	8,4 %
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	125 063 329	125 466 978	0,3%	123 857 522	124 720 328	0,7 %
Résultat dilué par action (€)	1,22	1,24	1,6 %	3,31	3,56	7,4 %

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

ANNEXE I (b)
COURS DE CHANGE DE L'EURO EN DEVISES
Normes IFRS, non audité

	Cours de clôture		Cours moyen			
	31 déc. 2012	30 sept. 2013	3T 2012	3T 2013	9M 2012	9M 2013
USD pour 1 EUR	1,32	1,35	1,25	1,32	1,28	1,32
GBP pour 1 EUR	0,82	0,84	0,79	0,85	0,81	0,85
BRL pour 1 EUR	2,70	3,04	2,54	3,03	2,46	2,79
NOK pour 1 EUR	7,35	8,11	7,39	7,93	7,51	7,66

ANNEXE I (c)
INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES SUR LES SEGMENTS D'ACTIVITE
Normes IFRS, non audité

En millions d'euros	Troisième trimestre			9 mois		
	2012*	2013	Variation	2012*	2013	Variation
<u>SUBSEA</u>						
Chiffre d'affaires	1 074,9	1 094,4	1,8 %	2 847,2	3 119,9	9,6 %
Marge brute	235,0	233,7	(0,6) %	642,6	691,3	7,6 %
Résultat opérationnel courant	163,3	160,8	(1,5) %	426,8	454,6	6,5 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	15,2 %	14,7 %	(50) bp	15,0 %	14,6 %	(42) bp
Amortissements et dépréciations	(47,1)	(52,7)	11,9 %	(123,0)	(141,7)	15,2 %
EBITDA	210,4	213,5	1,5 %	549,8	596,3	8,5 %
<i>Taux D'EBITDA</i>	19,6 %	19,5 %	(7) bp	19,3 %	19,1 %	(20) bp
<u>ONSHORE/OFFSHORE</u>						
Chiffre d'affaires	1 011,0	1 317,5	30,3 %	3 056,2	3 731,4	22,1 %
Marge brute	160,4	179,1	11,7 %	465,8	517,2	11,0 %
Résultat opérationnel courant	72,4	86,9	20,0 %	214,0	249,9	16,8 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	7,2 %	6,6 %	(57) bp	7,0 %	6,7 %	(30) bp
Amortissements et dépréciations	(6,8)	(10,3)	51,5 %	(20,4)	(27,1)	32,8 %
<u>CORPORATE</u>						
Résultat opérationnel courant	(18,7)	(25,9)	38,5 %	(51,3)	(67,2)	31,0 %
Amortissements et dépréciations	-	-	nm	-	-	nm

ANNEXE I (d)
CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ZONE GEOGRAPHIQUE
Normes IFRS, non audité

En millions d'euros	Troisième trimestre			9 mois		
	2012*	2013	Variation	2012*	2013	Variation
Europe, Russie, Asie Centrale	662,9	841,4	26,9 %	1 784,4	2 031,1	13,8 %
Afrique	189,7	188,0	(0,9) %	506,7	517,8	2,2 %
Moyen-Orient	254,0	191,2	(24,7) %	794,8	715,8	(9,9) %
Asie-Pacifique	329,1	465,2	41,4 %	937,3	1 374,6	46,7 %
Amériques	650,2	726,1	11,7 %	1 880,2	2 212,0	17,6 %
TOTAL	2 085,9	2 411,9	15,6 %	5 903,4	6 851,3	16,1 %

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

ANNEXE II
ETAT DE SITUATION FINANCIERE CONSOLIDEE
Normes IFRS

En millions d'euros	31 déc. 2012* (non audité)	30 sept. 2013 (non audité)
Actifs immobilisés	6 033,4	6 175,0
Impôts différés actifs	332,1	306,6
Actif non courant	6 365,5	6 481,6
Contrats de construction – montants à l'actif	454,3	735,4
Stocks, créances clients et autres	2 504,8	2 779,1
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 289,3	2 174,9
Actif courant	5 248,4	5 689,4
Actifs détenus en vue de la vente	9,9	-
Total actif	11 623,8	12 171,0
Capitaux propres (part du Groupe)	3 948,9	4 070,4
Intérêts minoritaires	13,2	13,5
Capitaux propres	3 962,1	4 083,9
Dettes financières non courantes	1 705,7	2 031,1
Provisions non courantes	229,0	248,4
Impôts différés passifs et autres dettes non courantes	285,8	303,7
Passif non courant	2 220,5	2 583,2
Dettes financières courantes	400,4	198,8
Provisions courantes	361,0	256,5
Contrats de construction – montants au passif	873,0	1 132,0
Dettes fournisseurs et autres	3 806,8	3 916,6
Passif courant	5 441,2	5 503,9
Total capitaux propres et passif	11 623,8	12 171,0
Trésorerie nette	183,2	(55,0)

Etat des variations de capitaux propres consolidés (part du Groupe), non audité (en millions d'euros)	
Capitaux propres au 31 décembre 2012*	3 948,9
Résultat net sur 9 mois	428,6
Autres éléments du résultat global sur 9 mois	(153,0)
Augmentation de capital	24,7
Opérations sur titres auto-détenus	(30,9)
Dividendes versés	(186,0)
Autres	38,1
Capitaux propres au 30 septembre 2013	4 070,4

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013 et retraité afin d'inclure l'impact de l'allocation du prix d'acquisition de Stone et Webster Process Technologies

ANNEXE III (a)
TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES
Normes IFRS, non audité

En millions d'euros	9 mois	
	2012*	2013
Résultat net, part du Groupe	395,4	428,6
Amortissements et dépréciations des immobilisations	143,4	168,8
Charges liées aux plans d'options de souscription et d'attribution d'actions de performance	30,0	35,9
Provisions non courantes (dont les engagements sociaux)	13,5	22,6
Impôts différés	57,4	35,1
(Produits) / pertes nets de cession d'immobilisations et de titres de participation	(5,7)	(5,5)
Intérêts minoritaires et autres	23,5	26,2
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	657,5	711,7
Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation	(442,1)	(265,0)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	215,4	446,7
Investissements industriels	(357,6)	(456,5)
Produits de cessions d'actifs non courants	41,5	12,7
Acquisitions d'actifs financiers	(3,3)	-
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(240,1)	(8,2)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement	(559,5)	(452,0)
Augmentation / (Diminution) nette de l'endettement	(54,1)	173,2
Augmentation de capital	114,0	24,7
Dividendes versés	(172,6)	(186,0)
Rachat d'actions d'auto-détention	(82,6)	(40,0)
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement	(195,3)	(28,1)
Différences de changes nettes	16,5	(81,4)
Augmentation / (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(522,9)	(114,8)
Découverts bancaires en début de période	(0,1)	(0,3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en début de période	2 808,7	2 289,3
Découverts bancaires en fin de période	(1,6)	(0,7)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin de période	2 287,3	2 174,9
	(522,9)	(114,8)

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

ANNEXE III (b)
TRESORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER
Normes IFRS Non audité

En millions d'euros	Trésorerie & endettement	
	31 déc. 2012* (non audité)	30 sept. 2013 (non audité)
Equivalents de trésorerie	965,7	929,9
Trésorerie	1 323,6	1 245,0
Trésorerie totale (A)	2 289,3	2 174,9
Dettes financières courantes	400,4	198,8
Dettes financières non courantes	1 705,7	2 031,1
Dette totale (B)	2 106,1	2 229,9
Trésorerie nette (A - B)	183,2	(55,0)

* retraité des impacts liés à l'application rétrospective de la norme IAS 19 "Avantages du Personnel" amendée au 1er janvier 2013

ANNEXE IV (a)
CARNET DE COMMANDES
Non audité

En millions d'euros	Carnet de commandes par segment d'activité		
	Au 30 septembre 2012	Au 30 septembre 2013	Variation
Subsea	6 119,6	7 981,3	30,4 %
Onshore/Offshore	7 398,8	7 869,2	6,4 %
Total	13 518,4	15 850,5	17,3 %

ANNEXE IV (b)
CARNET DE COMMANDES
Non audité

Les principaux contrats **que nous avons annoncés au cours du troisième trimestre 2013** ont été les suivants :

Dans le segment **Subsea**:

- Un contrat majeur pour la gestion de projets, l'ingénierie et la fabrication d'environ 76 kilomètres d'ombilicaux en acier incluant des ombilicaux de production et d'injection d'eau, ainsi que des ombilicaux supportant des valves sous-marines d'isolation pour le champ Egina, dans une profondeur d'eau allant de 1 150 à 1 750 mètres : *Total Upstream Nigeria Ltd, au large des côtes du Nigeria,*

- Deux contrats conséquents, pour la fourniture de conduites flexibles pour le champ Egina. Flexi France, l'usine du Groupe au Trait, fabriquera les conduites flexibles: *Total Upstream Nigeria Ltd, au large des côtes du Nigeria,*
- Un contrat conséquent d'ingénierie, de fourniture des équipements, d'installation et de construction (EPIC) pour le champ Alder à une profondeur d'eau d'environ 150 mètres, qui sera raccroché à la plate-forme Britannia Bridge Link (BLP) : *Chevron North Sea Ltd, au nord-est d'Aberdeen, mer du Nord, Ecosse,*
- Huit contrats portant sur la construction de quatre nouveaux navires de pose de conduites (PLSVs), en joint-venture formée avec DOF (50/50): *Petrobras, eaux brésiliennes, Brésil,*
- Un contrat important pour l'ingénierie, la fourniture des équipements et l'installation pour le développement des infrastructures sous-marines du champ Stones, par une profondeur d'eau d'environ 2 900 mètres : *Shell, zone Walker Ridge, golfe du Mexique, Etats-Unis d'Amérique,*
- Un contrat majeur pour la fourniture de fils d'acier à haute résistance destinés au développement de champs pétroliers et gaziers en mer par ArcelorMittal, fabriqués sur son site de Bourg-en-Bresse : *ArcelorMittal, Bourg-en-Bresse, France,*
- Un contrat de fourniture de risers flexibles pour plusieurs champs en Norvège. Le contrat comprend également des options pour des risers et flowlines additionnels. Flexi France, l'usine du Groupe située au Trait, en France, fabriquera les risers flexibles : *Statoil, plateau continental norvégien, Norvège.*

Dans le segment **Offshore / Onshore**:

- Un contrat significatif pour l'utilisation de sa technologie propriétaire, ainsi que des services d'ingénierie et de fourniture des équipements pour deux fours d'hydrogène, qui fait partie du projet de Deep Conversion exécuté par le consortium pour Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) pour mettre à niveau la raffinerie de Puerto La Cruz : consortium *Hyundai-Wison, au Venezuela,*
- Un important contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de fourniture des équipements pour la phase 1bis du projet de développement de Moho qui consiste en des raccordements à l'unité de production flottante existante (FPU) Alima située en eaux profondes et à la plate-forme en eaux peu profondes N'Kossa : *Total E&P Congo, au large de Pointe Noire, en République du Congo,*
- Un contrat pour l'étude conceptuelle d'ingénierie, l'ingénierie de base (BED) pour ses procédés, ainsi que la fourniture des équipements clés, pour une unité de GNL de taille moyenne : *Shaanxi LNG Investment & Development Co Ltd, dans la Yangling Demonstration Area, dans la province de Shaanxi, en Chine,*
- Un contrat de fourniture pour la technologie propriétaire en matière de reformage ainsi que l'EPCI des équipements de la 2^{ème} unité d'hydrogène de la raffinerie de NCRA, en consortium avec son partenaire en construction Performance Contractors Inc. : *National Cooperative Refinery Association (NCRA), McPherson, au Kansas, aux Etats-Unis,*

- Technip et Sasol ont formé une alliance pour les services d'ingénierie d'avant-projet pour les futurs projets GTL. Ceci permettra également à Technip de participer au stade de réalisation de ces futurs projets GTL,
- Un contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé attribué par Trunkline LNG Export, LLC pour l'expansion éventuelle de son terminal d'importation de GNL existant : *Trunkline LNG Export, Lake Charles, en Louisiane, aux Etats-Unis,*
- Un contrat majeur pour l'ingénierie détaillé, l'approvisionnement, l'installation en mer, la mise en service et le démarrage de six plates-formes reliées par des ponts, dans le cadre d'un consortium mené par National Petroleum Construction Company (NPCC) : *Abu Dhabi Marine Operating Company (ADMA-OPCO), champ Umm Lulu Full, aux Emirats Arabes Unis,*
- Un contrat cadre de quatre ans avec Petrobras pour des services de modifications de projets dans le cadre du Rio de Janeiro Operations Unit (UO-RIO), y compris des plates-formes offshore existantes : *Petrobras, zone de Campos Basin, au Brésil,*
- Technip et China Huanqiu Contracting & Engineering Corporation (HQC) ont créé deux joint ventures pour améliorer l'accès aux marchés de l'approvisionnement européen et chinois, situés à Rome (Italie) et à Pékin (Chine),
- Technip et Shell Cansolv ont signé un accord pour proposer une solution complète de services d'ingénierie, de fourniture des équipements et de construction (EPC) pour les projets de capture et de stockage du CO₂ postcombustion pour l'industrie des producteurs d'énergie.

Depuis le 30 septembre 2013, Technip a également annoncé les contrats suivants, qui **figuraient au carnet de commandes** au 30 septembre 2013 :

Le segment **Onshore/Offshore** a remporté les contrats suivants :

- Un contrat conséquent pour la conception, la fourniture des équipements et l'installation de deux unités de polyéthylène d'une capacité de 500 000 tonnes par an, au sein du partenariat Gulf Coast Partners : *Chevron Phillips Chemical Company LP (Chevron Phillips Chemical), à Old Ocean, au Texas, aux Etats-Unis,*
- Un contrat pour fournir sa technologie propriétaire éthylène et d'ingénierie d'avant-projet détaillé pour un craqueur d'éthane de grande envergure qui devrait produire 1,5 million de tonnes d'éthylène par an : *Sasol, à Lake Charles, en Louisiane, aux Etats-Unis,*
- Un contrat pour l'ingénierie, la fourniture des équipements, l'installation et la mise en service pour un important projet offshore FMB comprenant un quartier d'habitation et des utilités reliés par un pont : *Qatar Petroleum, au large du Qatar.*

Depuis le 30 septembre 2013, Technip a également annoncé la signature des contrats suivants, qui **ne figuraient pas dans le carnet de commandes** au 30 septembre 2013 :

Le segment **Subsea** a remporté les contrats suivants :

- Un contrat conséquent pour la gestion de projets, l'ingénierie, la fabrication, l'installation et la pré-mise en service pour le développement du champ Delta House ; couvrant plus de 200 kilomètres de conduites d'exportation et de risers à une profondeur d'eau d'environ

100 et 2 000 mètres : *LLOG Exploration Offshore L.L.C, dans la zone du Mississippi Canyon, dans le golfe du Mexique, aux Etats-Unis,*

- Deux contrats pour l'ingénierie, la fabrication et l'installation de conduits flexibles et rigides et d'ombilicaux pour le champ TEN, par une profondeur d'eau d'environ 2 000 mètres, dans un consortium avec Subsea 7 : *Tullow Ghana Limited, au large des côtes du Ghana.*

Le segment **Onshore/Offshore** a remporté les contrats suivants :

- Un contrat majeur pour l'ingénierie, la fourniture des équipements, la construction, l'installation et la mise en service (EPCIC) pour le développement de deux champs gaziers dans le Block SK316 à une profondeur d'eau de 100 mètres, dans le cadre d'un joint venture avec Malaysia Marine and Heavy Engineering Sdn Bhd (MMHE) : *Petronas Carigali, au nord de Bintulu, Sarawak, Malaisie.*