

## Résultats de Technip pour le premier trimestre 2014

### Solide prise de commandes. Résultats conformes aux attentes.

#### RESULTATS DU PREMIER TRIMESTRE 2014

- Prise de commandes de 2,8 milliards d'euros incluant des contrats Subsea majeurs tel Bloc 15/06 en Angola
- Chiffre d'affaires de 2,5 milliards d'euros
- Taux de marge opérationnelle courante<sup>1</sup> : Subsea 5,5 % et Onshore/Offshore 5,9 %
- Résultat net de 67 millions d'euros
- Première application des normes IFRS 10, 11 et 12 : pas d'ajustement significatif hormis sur le carnet de commandes

#### OBJECTIFS INCHANGES POUR 2014 ET 2015

- Chiffre d'affaires Subsea en croissance, compris entre 4,35 et 4,75 milliards d'euros avec un taux de marge opérationnelle courante Subsea d'au moins 12 % pour 2014
- Chiffre d'affaires Onshore/Offshore en croissance, compris entre 5,4 et 5,7 milliards d'euros avec un taux de marge opérationnelle courante Onshore/Offshore comprise entre 6 % et 7 % pour 2014

*Note : comme mentionné précédemment, les objectifs de l'Onshore/Offshore ne prennent pas en compte l'attribution potentielle de très grands projets EPC tel Yamal LNG*

Le Conseil d'Administration de Technip, réuni le 22 avril 2014, a arrêté les comptes consolidés du premier trimestre 2014. Ceux-ci intègrent la première application des normes comptables IFRS 10, 11 et 12. Les états financiers des périodes comptables antérieures ont été retraités en conformité avec ces nouvelles normes IFRS, de même que le carnet de commandes du Groupe et les autres indicateurs opérationnels clés. Les données historiques publiées sont fournies dans les annexes de ce communiqué.

En millions d'euros sauf résultat dilué par action	1T 13*	1T 14	Variation
<b>Chiffre d'affaires</b>	2 002,7	2 468,5	23,3 %
<b>EBITDA<sup>2</sup></b>	221,6	180,6	(18,5) %
<i>Taux d'EBITDA</i>	11,1 %	7,3 %	(375) bp
<b>Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence<sup>1</sup></b>	172,3	119,8	(30,5) %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	8,6 %	4,9 %	(375) bp
<b>Résultat opérationnel</b>	172,3	119,8	(30,5) %
<b>Résultat net, part du Groupe</b>	116,2	67,2	(42,2) %
Résultat dilué par action <sup>3</sup> (€)	0,97	0,57	(40,9) %
<b>Prise de commandes</b>	2 891	2 780	

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

Carnet de commandes pre IFRS 10,11 et 12	14 778	16 319	
Carnet de commandes post IFRS 10,11 et 12	14 539	15 357	

<sup>1</sup> Résultat opérationnel courant après résultats des entités mises en équivalence

<sup>2</sup> Résultat opérationnel courant avant dépréciation et amortissements

<sup>3</sup> En 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 déclaré :

« Le chiffre d'affaires des segments Subsea et Onshore/Offshore a dépassé nos attentes au premier trimestre et les taux de marge opérationnelle courante sont conformes à nos attentes.

Dans le Subsea, nous avons débuté la production commerciale dans notre nouvelle usine de fabrication de conduites flexibles à Açú, au Brésil. Nous avons poursuivi la réalisation de la série de projets situés dans le Golfe du Mexique, et lancé, dans le reste du monde, de nouveaux projets de grande envergure. Dans l'Onshore/Offshore, certains des projets les plus anciens ont été livrés à nos clients et nous avons également entamé une période intense en phases d'exécution clés sur des projets plus récents, qui se poursuivra au cours des prochains trimestres.

Dans le cadre de notre programme d'investissements, nous avons signé un accord pour prendre une participation dans la société norvégienne d'ingénierie Kanfa, spécialisée dans les structures offshore. Nous avons par ailleurs baptisé, lors d'une cérémonie en Corée du Sud, deux navires de pose de conduites flexibles dotés d'une tension de pose de 550 tonnes. Nous avons également signé des accords concernant la cession de plusieurs actifs non stratégiques.

La prise de commandes a été très importante en Subsea, avec plus de 2 milliards d'euros de nouveaux contrats, incluant un projet de très grande envergure en Angola dans le Bloc 15/06, pour la fourniture des équipements ainsi que pour leur installation qui démarre en 2014. Plusieurs projets de petite et moyenne taille, tels un EPC à Brunei ou des FEEDs à fort contenu technologique, ont généré plus de 700 millions d'euros de nouvelles commandes dans le segment Onshore/Offshore. Nous avons continué d'accompagner de nombreux clients dans les phases d'ingénierie et de conception de leurs projets, que ceux-ci soient en phase initiale ou d'optimisation. A la fin du trimestre, notre carnet de commandes, après effet de change et avant application des normes IFRS 10, 11 et 12, s'élève à 16,3 milliards d'euros dont près de 7 milliards devraient être exécutés en 2014. La première application de ces normes conduit à ajuster le carnet des commandes des entités mises en équivalence avec pour conséquence un carnet de commandes à 15,4 milliards d'euros.

Bien que nos clients aient comme priorité l'optimisation de leurs investissements en cours et à venir, nous constatons leur volonté d'aller de l'avant pour les projets clés.

Depuis la fin du trimestre, nous avons remporté, en Angola, dans le cadre de notre alliance avec Heerema, une part très importante du contrat majeur Kaombo pour une valeur de plus de 3,5 milliards de dollars pour le consortium. Dans l'ensemble, notre carnet de commandes Subsea nous offre une bonne visibilité, ce qui nous permet d'être sélectifs dans notre choix de projets et de soutenir notre activité dans l'hypothèse où le rythme d'attribution des contrats par nos clients marquerait le pas.

La performance de l'activité Subsea au premier trimestre (à la fois au niveau de l'exécution du portefeuille actuel de projets et de la prise de commandes) vient nous conforter dans la perspective d'une forte amélioration des marges dès le second trimestre. En conclusion, nous restons confiants dans notre capacité à délivrer nos objectifs 2014 et 2015 en Subsea.

Dans l'Onshore/Offshore, nous avons progressé sur les phases initiales d'ingénierie et les équipements critiques pour le projet Yamal LNG et la signature du contrat EPC est désormais imminente. Ce contrat qui, comme nous l'avons précédemment indiqué, n'est pas pris en compte dans nos objectifs Onshore/Offshore, devrait générer du chiffre d'affaires additionnel sur les deux prochaines années, et notamment en 2015. En 2014, le démarrage rapide du projet pourrait se faire aux dépens de la signature d'autres contrats d'ingénierie à court terme; l'impact global sur le chiffre d'affaires par rapport à nos attentes actuelles serait alors marginal.

La reconnaissance de la marge sur ce projet sera conforme à nos pratiques habituelles, reflétant le calendrier des opérations. Le Groupe reviendra, si nécessaire, avec ses objectifs mis à jour pour l'Onshore/Offshore afin de tenir compte de ce très grand projet EPC lors de la publication de ses résultats du deuxième trimestre.

Technip tiendra son Assemblée Générale Mixte à Paris ce jour. Nous réitérons notre confiance dans la capacité du Groupe à délivrer une croissance durable et rentable dans notre domaine d'activité dans les années à venir. »

## I. PORTEFEUILLE DE PROJETS

Le carnet de commandes à la fin du premier trimestre est stable par rapport à fin 2013 si l'on prend en compte les commandes reçues au cours du trimestre et les impacts de change négatifs. Le carnet de commandes tient compte de la première application des normes IFRS 10, 11 et 12. En fin d'année 2013, le carnet de commandes, après retraitement, s'élevait à 15,5 milliards d'euros (contre 16,6 milliards d'euros avant retraitement).

### 1. Prise de commandes pour le premier trimestre 2014

Au cours du premier trimestre 2014, la prise de commandes de Technip s'élève à **2,8** milliards d'euros. La répartition par segment d'activité est la suivante :

Prise de commandes (en million d'euros)	1T 2013*	1T 2014
Subsea	1 925,6	2 056,6
Onshore/Offshore	965,4	723,4
<b>Total</b>	<b>2 891,0</b>	<b>2 780,0</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

### Subsea

**La prise de commandes dans le Subsea** au premier trimestre en 2014 a été particulièrement diversifiée tant d'un point de vue géographique qu'en termes de typologie de contrats. Elle comprend deux projets majeurs :

- En Indonésie, un contrat pour l'ingénierie, la fourniture des équipements, la fabrication et l'installation (EPCI) de 36 kilomètres de *risers* flexibles et de *flowlines*, 195 kilomètres de conduites et d'équipements sous-marins pour le champ Jangkrik ; ces opérations seront réalisées par les navires G1201 et Deep Orient ; et
- En Afrique, un contrat EPCI pour le développement du Bloc 15/06, incluant la fourniture de *flowlines* rigides fabriquées sur notre site de Dande, en Angola ; nos navires, le Deep Pioneer et le Deep Energy commenceront l'installation dès 2014.

A Dubaï, le Groupe a remporté un contrat EPCI pour la construction et l'installation de la plateforme Jalilah B ainsi que de 110 kilomètres de conduites en eaux peu profondes avec le navire G1201. Ce contrat démontre l'avantage de l'étroite collaboration menée entre les deux segments Subsea et Onshore/Offshore de Technip.

En Mer du Nord, nous avons remporté un contrat conséquent pour de futurs services relatifs à la vie du champ de Åsgard, où le North Sea Giant sera mobilisé jusqu'en 2018.

Au Brésil, deux contrats en eaux très profondes, jusqu'à 2 500 mètres, ont été attribués pour la fourniture de conduites flexibles sur le champ de Sapinhoa Norte. Ces conduites seront fabriquées dans nos usines de Vitoria et d'Açu.

### Onshore/Offshore

**La prise de commandes** intègre un contrat significatif pour l'ingénierie, l'approvisionnement, l'achat d'équipements, la construction et la mise en service d'une nouvelle conduite terrestre pour transporter le gaz du champ Maharaja Lela & Jamalulalam Sud vers le complexe de gaz naturel liquéfié du Brunei, ainsi que la modification des infrastructures existantes à terre. En Amérique du Nord, la prise de commandes comprend également plusieurs projets pour notre activité Process Technology. Un nouveau contrat a été attribué pour une phase additionnelle d'ingénierie détaillée pour un craqueur d'éthane à Lake Charles en Louisiane. En Ecosse, Technip a remporté un contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) du premier contrat commercial au monde de capture et de stockage du carbone à Peterhead. En Allemagne, le Groupe a gagné un contrat EPC pour les unités de traitement de base de la nouvelle usine de production d'éthanol construite sur un nouveau site jouxtant l'usine de Cargill spécialisée dans la transformation du blé.

En annexe IV (b), figurent les principaux contrats annoncés depuis janvier 2014 et leur valeur approximative lorsque celle-ci a été rendue publique.

## 2. Carnet de commandes par zone géographique

A la fin du premier trimestre 2014, le **carnet de commandes** de Technip, s'élève à 15,4 milliards d'euros, contre 15,5 milliards d'euros retraité à la fin 2013, et 14,5 milliards d'euros retraité à la fin du premier trimestre 2013. Les taux de change ont eu un impact négatif substantiel sur le carnet de commandes du trimestre.

La répartition géographique du carnet de commandes est présentée dans le tableau ci-dessous :

Carnet de commandes par zone géographique (en millions d'euros)	31 décembre 2013*	31 mars 2014	Variation
Europe, Russie, Asie Centrale	4 172	3 903	(6,4) %
Afrique	2 778	3 232	16,3 %
Moyen-Orient	1 585	1 376	(13,2) %
Asie-Pacifique	2 638	2 954	12,0 %
Amériques	4 302	3 892	(9,5) %
<b>Total</b>	<b>15 475</b>	<b>15 357</b>	<b>(0,8) %</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

## 3. Ecoulement du carnet de commandes

Environ 43 % du carnet de commandes devrait être réalisé en 2014.

Écoulement estimé du carnet de commandes au 31 mars 2014 (en millions d'euros)	Subsea	Onshore/Offshore	Groupe
2014 (9 mois)	3 245	3 422	6 667
2015	3 320	2 517	5 837
2016 et au-delà	1 841	1 012	2 853
<b>Total</b>	<b>8 406</b>	<b>6 951</b>	<b>15 357</b>

## II. PRINCIPALES INFORMATIONS OPERATIONNELLES ET FINANCIERES POUR LE PREMIER TRIMESTRE 2014

### 1. Subsea

Les principales opérations dans le **Subsea** sont les suivantes :

- **Aux Amériques :**
  - **Dans le Golfe du Mexique :** sur les sept projets en cours, le Deep Blue et le Deep Energy ont finalisé les campagnes de pose pour quatre d'entre eux. Le Deep Energy a installé des ombilicaux et des *flowlines* flexibles pour le champ Lucius et a terminé la pose d'ombilicaux pour le champ Dalmatian. En même temps, le Deep Blue achevait l'installation des risers sur le champ Tubular Bells et installait des *flowlines* sur le champ Dalmatian. Par ailleurs, les phases d'ingénierie et de fourniture des équipements ont progressé pour des projets plus récents tels que celui de Delta House.
  - **Au Brésil,** la dernière série de lignes de conduites intégrées (IPB) pour des *risers* et *flowlines* a quitté l'usine du Trait et sera installée sur le champ Papa-Terra par le navire Skandi Vitoria, un de nos quatre navires affrétés à long terme par Petrobras. La fabrication des conduites flexibles destinées aux champs pré-salifères de Lula Nordeste, Iracema Sul et Sapinhoa Norte a avancé. La première production commerciale à Açu a démarré pour ce dernier.
  - **Au Canada,** l'ingénierie et la fourniture des équipements ont avancé sur le projet South White Rose Extension.
- En **mer du Nord**, l'ingénierie et la fourniture des équipements ont progressé sur le champ Bøyla, en Norvège. Par ailleurs, les campagnes de pose ont redémarré récemment pour le projet Åsgard Subsea Compression comme pour le projet Quad 204 en Ecosse.
- **En Afrique de l'Ouest**, les phases d'ingénierie et de fourniture des équipements ont avancé sur le projet Moho Nord au Congo. En Angola, la seconde phase du projet de développement Girri a continué pour l'ingénierie et la fourniture des équipements, tandis que le Deep Pioneer a démarré les campagnes de pose pour le développement du Bloc 15/06. L'ingénierie détaillée s'est poursuivie et les premières commandes ont été passées pour le projet T.E.N. au Ghana.
- En **Asie Pacifique**, le G1201 a progressé dans la pose de conduites rigides pour le projet Greater Western Flank en Australie. Parallèlement, la phase d'ingénierie s'est poursuivie sur la partie sous-marine du projet Wheatstone.
- Au final, le **taux d'utilisation des navires** du Groupe pour le premier trimestre de 2014 est ressorti à 69 %, contre 72 % pour le premier trimestre 2013. Nos opérations de maintenance de la flotte se sont déroulées comme prévu au premier trimestre. En Corée du Sud, deux navires de pose de conduites flexibles, « Coral do Atlantico » et « Estrela Do Mar », dotés d'une capacité de tension de pose de 550 tonnes, viennent d'être baptisés lors d'une cérémonie officielle avant leur affrètement à long terme au Brésil pour le compte de Petrobras.

La **performance financière** dans le Subsea est indiquée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	1T 2013*	1T 2014	Variation
<b>Subsea</b>			
Chiffre d'affaires	917,7	1 009,3	10,0 %
EBITDA	158,7	107,3	(32,4) %
<i>Taux d'EBITDA</i>	17,3 %	10,6 %	(666) bp
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence	117,0	55,2	(52,8) %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	12,7 %	5,5 %	(728) bp

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

## 2. Onshore/Offshore

Nos principales activités dans l'**Onshore/Offshore** ce trimestre ont été les suivantes :

- **Au Moyen-Orient**, le projet PMP s'est poursuivi et sera bientôt achevé tandis que des commandes ont été passées pour le projet FMB au Qatar. En Arabie Saoudite, les travaux de fourniture, des travaux de génie civil et montage d'équipements étaient en cours pour l'unité d'Halobutyl alors que le lot 2A de la raffinerie Jubail a été remis au client. A Bahreïn, l'ingénierie et les travaux de fourniture ont été menés pour le projet de modification de l'unité de récupération du soufre. Dans le même temps, à Abu Dhabi, l'ingénierie détaillée a avancé pour le projet de traitement du gaz Umm Lulu.
- **En Asie Pacifique**, la coque a été lancée pour l'unité FLNG 1 de Petronas en Corée du Sud en avril tandis que la construction du Prelude FLNG pour Shell s'est poursuivie. La phase d'ingénierie sur l'unité FPSO du champ Ichthys pour Inpex touche à sa fin. En Malaisie, la construction de la coque et des *topsides* pour la plate-forme à ligne tendue (TLP) du champ Malikai a avancé et l'ingénierie et la fourniture des équipements ont démarré sur le projet du Bloc SK 316.
- **Aux Amériques**, l'ingénierie a avancé sur le projet d'extension de l'usine de polyéthylène de CP Chem au Texas. En Louisiane, le FEED pour une future unité de GTL a démarré, tandis que le FEED pour le projet de GNL Trunkline de BG a avancé. Au Canada, le FEED pour un nouveau projet de gaz naturel liquéfié de Pacific NorthWest s'est poursuivi. Au Mexique, des travaux de construction ont avancé sur l'unité d'Ethylene XXI. Au Brésil, l'ingénierie des *topsides* du FPSO P-76 a continué et les premières commandes ont été passées.
- **Ailleurs**, en Bulgarie les travaux de construction ont avancé pour la raffinerie de Burgas. En Norvège, les activités de conception et de fourniture des équipements se sont poursuivies pour la Spar Aasta Hansteen et la plate-forme Martin Linge. Parallèlement, la construction de la Spar Heidelberg s'est poursuivie sur notre chantier naval de Pori, en Finlande. En République du Congo, l'ingénierie et la fourniture des équipements ont avancé pour la modification de l'unité flottante de production de Moho 1bis Alima.

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

En millions d'euros	1T 2013*	1T 2014	Variation
<b>Onshore/Offshore</b>			
Chiffre d'affaires	1 085,0	1 459,2	34,5 %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence	74,3	85,9	15,6 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	6,8 %	5,9 %	(96) bp

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

### 3. Groupe

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence** du Groupe, incluant les charges Corporate comme détaillé en annexe I (c) est indiqué dans le tableau suivant :

En millions d'euros	1T 2013*	1T 2014	Variation
<b>Groupe</b>			
Chiffre d'affaires	2 002,7	2 468,5	23,3 %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence	172,3	119,8	(30,5) %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	8,6 %	4,9 %	(375) bp

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

Au premier trimestre 2014, les **variations de change** ont eu un impact négatif de 96,8 millions d'euros sur le chiffre d'affaires par rapport au premier trimestre 2013 et un impact négatif estimé à 7,3 millions d'euros sur le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence.

### 4. Résultat net du Groupe

Le **résultat opérationnel** s'élève à 120 millions d'euros au premier trimestre 2014, contre 172 millions d'euros il y a un an.

Le **résultat financier** au premier trimestre 2014 inclut une charge financière de 17,4 millions d'euros sur la dette long terme et un impact négatif de 2,1 millions d'euros lié aux variations de change et de juste valeur des instruments de couverture, contre un impact positif de 0,4 million d'euros au premier trimestre 2013.

L'écart enregistré au niveau du **nombre dilué d'actions** est essentiellement dû aux actions de performance attribuées aux collaborateurs de Technip, compensé par des rachats d'actions.

En millions d'euros sauf résultat dilué par action et nombre moyen d'actions sur une base diluée	1T 2013*	1T 2014	Variation
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence	172,3	119,8	(30,5) %
Résultat financier	(7,7)	(24,2)	2x
Charge d'impôt sur le résultat	(47,7)	(26,3)	(44,9) %
<i>Taux effectif d'imposition</i>	29,0 %	27,5 %	(150) bp
Intérêts minoritaires	(0,7)	(2,1)	2x
<b>Résultat net</b>	<b>116,2</b>	<b>67,2</b>	<b>(42,2) %</b>
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	125 097 128	126 203 575	0,9 %
<b>Résultat dilué par action (€)</b>	<b>0,97</b>	<b>0,57</b>	<b>(40,9) %</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

## 5. Cash-flow et bilan

Au 31 décembre 2013, la situation de trésorerie nette du Groupe a été retraitée pour la première fois en conformité avec l'application des normes comptables IFRS 10, 11 et 12, et ressort à 832 millions d'euros (663 millions d'euros avant retraitement). Au 31 mars 2014, la **situation de trésorerie nette** du Groupe a reculé de 259 millions d'euros pour s'établir à 573 millions d'euros au premier trimestre, reflétant les variations de besoin en fonds de roulement, des investissements et des rachats d'actions.

<b>Trésorerie* au 31 décembre 2013**</b>	<b>3 203,0</b>
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	(100,4)
Flux de trésorerie provenant des activités d'investissement	(90,2)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	(66,0)
Différences de change nettes	(7,2)
<b>Trésorerie* au 31 mars 2014</b>	<b>2 939,2</b>

\* trésorerie et équivalents de trésorerie nets des découverts bancaires

\*\* retraité conformément à l'application des normes IFRS 10, 11 et 12

Les **investissements industriels** nets des cessions pour le premier trimestre 2014 s'élèvent à 90 millions d'euros contre 102 millions d'euros il y a un an.

Au 31 mars 2014, les **fonds propres** ressortent à 4 210 millions d'euros contre 4 157 millions au 31 décembre 2013, retraités.

## III. OBJECTIFS INCHANGES POUR 2014 ET 2015

- **Chiffre d'affaires Subsea en croissance, compris entre 4,35 et 4,75 milliards d'euros avec un taux de marge opérationnelle courante Subsea d'au moins 12 % pour 2014**
- **Chiffre d'affaires Onshore/Offshore en croissance, compris entre 5,4 et 5,7 milliards d'euros avec un taux de marge opérationnelle courante Onshore/Offshore comprise entre 6 % et 7 % pour 2014**

**Note : comme mentionné précédemment, les objectifs de l'Onshore/Offshore ne prennent pas en compte l'attribution potentielle de très grands projets EPC tel Yamal LNG**



L'information sur les résultats du premier trimestre 2014 comprend ce communiqué de presse, ses annexes ainsi que la présentation disponible sur le site Web de Technip : [www.technip.com](http://www.technip.com)

## NOTICE

Aujourd'hui, jeudi 24 avril 2014, 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 38
R.-U. :	+44 (0)203 367 94 57
Etats-Unis :	+1 855 402 77 63

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	286681#
R.-U. :	+44 (0)203 367 9460	286681#
Etats-Unis :	+1 877 642 3018	286681#

## 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<sup>er</sup> 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 40 000 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 sur le marché hors cote américain en tant qu'American Depositary Receipt (OTCQX : TKPPY).



### **Relations investisseurs et analystes**

Kimberly Stewart  
Michèle Schanté

Tél. : +33 (0)1 47 78 66 74, e-mail : [kstewart@technip.com](mailto:kstewart@technip.com)  
Tél. : +33 (0)1 47 78 67 32, e-mail : [mschante@technip.com](mailto:mschante@technip.com)

### **Relations publiques**

Floriane Lassalle-Massip  
Laure Montcel

Tél. : +33 (0)1 47 78 32 79, e-mail : [flassallemassip@technip.com](mailto:flassallemassip@technip.com)  
Tél. : +33 (0)1 49 01 87 81, e-mail : [lmontcel@technip.com](mailto:lmontcel@technip.com)

### **Site internet**

<http://www.technip.com>

**Site internet Investisseurs**  
**Site mobile Investisseurs**

<http://investors-en.technip.com>  
<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)	Premier trimestre			1T 2013 publié
	2013*	2014	Variation	
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>2 002,7</b>	<b>2 468,5</b>	<b>23,3 %</b>	<b>Chiffre d'affaires</b> <b>2 015,8</b>
Marge brute	352,8	297,4	(15,7) %	Marge brute 358,6
Frais de recherche et développement	(14,0)	(17,6)	25,7 %	Frais de recherche et développement (14,0)
Frais commerciaux administratifs et autres	(170,5)	(162,5)	(4,7) %	Frais commerciaux, administratifs et autres (171,1)
Quote-part du résultat des entités mises en équivalence	4,0	2,5	(37,5) %	<b>Résultat opérationnel courant</b> <b>173,5</b>
<b>Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence</b>	<b>172,3</b>	<b>119,8</b>	<b>(30,5) %</b>	Autres produits et charges non courants -
Autres produits et charges non courants	-	-	-	<b>Résultat opérationnel</b> <b>173,5</b>
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>172,3</b>	<b>119,8</b>	<b>(30,5) %</b>	Résultat financier (8,3)
Résultat financier	(7,7)	(24,2)	2x	Quote-part du résultat des entités mises en équivalence 0,2
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>164,6</b>	<b>95,6</b>	<b>(41,9) %</b>	<b>Résultat avant impôt</b> <b>165,4</b>
Charge d'impôt sur le résultat	(47,7)	(26,3)	(44,9) %	Charge d'impôt sur le résultat (48,5)
Intérêts minoritaires	(0,7)	(2,1)	2x	Intérêts minoritaires (0,7)
<b>Résultat net, part du Groupe</b>	<b>116,2</b>	<b>67,2</b>	<b>(42,2) %</b>	<b>Résultat net</b> <b>116,2</b>
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	125 097 128	126 203 575	0,9 %	Nombre moyen d'actions sur une base diluée 125 097 128
<b>Résultat dilué par action (€)</b>	<b>0,97</b>	<b>0,57</b>	<b>(40,9) %</b>	<b>Résultat dilué par action (€)</b> <b>0,97</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

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

	Cours de clôture		Cours moyen	
	31 déc, 2013	31 mars 2014	1T 2013	1T 2014
<b>USD pour 1 EUR</b>	1,38	1,38	1,32	1,37
<b>GBP pour 1 EUR</b>	0,83	0,83	0,85	0,83
<b>BRL pour 1 EUR</b>	3,26	3,13	2,63	3,24
<b>NOK pour 1 EUR</b>	8,36	8,26	7,43	8,35

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

En millions d'euros	Premier trimestre			1T 2013 publié
	2013*	2014	Variation	
<b><u>SUBSEA</u></b>				
Chiffre d'affaires	917,7	1 009,3	10,0 %	922,6
Marge brute	194,8	124,8	(35,9) %	198,5
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence	117,0	55,2	(52,8) %	118,4
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	12,7 %	5,5 %	(728) bp	12,8 %
Amortissements et dépréciations	(41,7)	(52,1)	24,9 %	(45,7)
EBITDA	158,7	107,3	(32,4) %	164,1
<i>Taux d'EBITDA</i>	17,3 %	10,6 %	(666) bp	17,8 %
<b><u>ONSHORE/OFFSHORE</u></b>				
Chiffre d'affaires	1 085,0	1 459,2	34,5 %	1 093,2
Marge brute	158,0	172,6	9,2 %	160,1
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence	74,3	85,9	15,6 %	74,1
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	6,8 %	5,9 %	(96) bp	6,8 %
Amortissements et dépréciations	(7,6)	(8,7)	14,5 %	(7,7)
<b><u>CORPORATE</u></b>				
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entités mises en équivalence	(19,0)	(21,3)	12,1 %	(19,0)
Amortissements et dépréciations	-	-	-	-

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

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

En millions d'euros	Premier trimestre		
	2013*	2014	Variation
<b>Europe Russie</b>	482,3	689,2	42,9 %
<b>Asie Centrale</b>			
<b>Afrique</b>	132,9	242,0	82,1 %
<b>Moyen-Orient</b>	286,0	406,2	42,0 %
<b>Asie-Pacifique</b>	398,5	421,2	5,7 %
<b>Amériques</b>	703,0	709,9	1,0 %
<b>TOTAL</b>	<b>2 002,7</b>	<b>2 468,5</b>	<b>23,3 %</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

**ANNEXE II**  
**ETAT DE SITUATION FINANCIERE CONSOLIDEE**  
**Normes IFRS, non audité**

En millions d'euros	31 déc. 2013*	31 mars 2014	31 déc. 2013 <i>publié</i>
Actifs immobilisés	5 976,9	6 025,0	6 136,5
Impôts différés actifs	260,1	284,9	274,8
<b>Actif non courant</b>	<b>6 237,0</b>	<b>6 309,9</b>	<b>6 411,3</b>
Contrats de construction – montants à l'actif	405,0	509,6	405,0
Stocks créances clients et autres	3 172,1	3 081,3	3 189,7
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 205,4	2 940,4	3 241,0
<b>Actif courant</b>	<b>6 782,5</b>	<b>6 531,3</b>	<b>6 835,7</b>
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>4,0</b>	<b>1,8</b>	<b>4,0</b>
<b>Total actif</b>	<b>13 023,5</b>	<b>12 843,0</b>	<b>13 251,0</b>
Capitaux propres (part du Groupe)	4 156,8	4 209,7	4 156,8
Intérêts minoritaires	17,3	19,6	17,3
<b>Capitaux propres</b>	<b>4 174,1</b>	<b>4 229,3</b>	<b>4 174,1</b>
Dettes financières non courantes	2 214,3	2 255,8	2 403,4
Provisions non courantes	261,5	267,4	261,8
Impôts différés passifs et autres dettes non courantes	247,7	244,0	254,1
<b>Passif non courant</b>	<b>2 723,5</b>	<b>2 767,2</b>	<b>2 919,3</b>
Dettes financières courantes	159,5	111,2	174,5
Provisions courantes	218,2	212,5	220,9
Contrats de construction – montants au passif	1 721,4	1 451,9	1 721,4
Dettes fournisseurs et autres	4 026,8	4 070,9	4 040,8
<b>Passif courant</b>	<b>6 125,9</b>	<b>5 846,5</b>	<b>6 157,6</b>
<b>Total capitaux propres et passif</b>	<b>13 023,5</b>	<b>12 843,0</b>	<b>13 251,0</b>
<b>Trésorerie nette</b>	<b>831,6</b>	<b>573,4</b>	<b>663,1</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

<b>Etat des variations de capitaux propres consolidés (part du Groupe)</b>	
<b>non audité (en millions d'euros) :</b>	
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2013*</b>	<b>4 156,8</b>
Résultat net sur 3 mois	67,2
Autres éléments du résultat global sur 3 mois	11,4
Augmentation de capital	0,9
Opérations sur titres auto-détenus	(37,7)
Dividendes versés	-
Autres	11,1
<b>Capitaux propres au 31 mars 2014</b>	<b>4 209,7</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

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

En millions d'euros	<b>Premier trimestre</b>	
	<b>2013*</b>	<b>2014</b>
Résultat net	116,2	67,2
Amortissements et dépréciations des immobilisations	49,3	60,9
Charges liées aux plans d'options de souscription et d'attribution d'actions de performance	11,3	10,3
Provisions non courantes (dont les engagements sociaux)	4,5	3,8
Impôts différés	22,0	(18,3)
(Produits) / pertes nets de cession d'immobilisations et de titres de participation	(0,9)	0,2
Intérêts minoritaires et autres	4,8	9,4
<b>Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation</b>	<b>207,2</b>	<b>133,5</b>
<b>Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation</b>	<b>(358,5)</b>	<b>(233,9)</b>
<b>Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation</b>	<b>(151,3)</b>	<b>(100,4)</b>
Investissements industriels	(103,7)	(92,4)
Produits de cessions d'actifs non courants	2,1	2,2
Acquisitions d'actifs financiers	-	-
Coût d'acquisition des entités consolidées net de la trésorerie acquise	-	-
<b>Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement</b>	<b>(101,6)</b>	<b>(90,2)</b>
Augmentation / (Diminution) nette de l'endettement	145,1	(26,1)
Augmentation de capital	9,8	0,9
Dividendes versés	-	-
Rachat d'actions d'auto-détention	(22,9)	(40,8)
<b>Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement</b>	<b>132,0</b>	<b>(66,0)</b>
<b>Différences de changes nettes</b>	<b>11,3</b>	<b>(7,2)</b>
<b>Augmentation / (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(109,6)</b>	<b>(263,8)</b>
Découverts bancaires en début de période	(0,3)	(2,4)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en début de période	2 239,4	3 205,4
Découverts bancaires en fin de période	(0,6)	(1,2)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin de période	2 130,1	2 940,4
	<b>(109,6)</b>	<b>(263,8)</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

)

**ANNEXE III (b)**  
**TRESORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER**  
**Normes IFRS, non audité**

En millions d'euros	31 décembre 2013*	31 mars 2014	31 décembre 2013 <i>publié</i>
Equivalents de trésorerie	1 562,4	1 452,3	1 580,4
Trésorerie	1 643,0	1 488,1	1 660,6
<b>Trésorerie totale (A)</b>	<b>3 205,4</b>	<b>2 940,4</b>	<b>3 241,0</b>
Dettes financières courantes	159,5	111,2	174,5
Dettes financières non courantes	2 214,3	2 255,8	2 403,4
<b>Dette totale (B)</b>	<b>2 373,8</b>	<b>2 367,0</b>	<b>2 577,9</b>
<b>Trésorerie nette (A - B)</b>	<b>831,6</b>	<b>573,4</b>	<b>663,1</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

**ANNEXE IV (a)**  
**CARNET DE COMMANDES**  
**Normes IFRS, non audité**

En millions d'euros	Carnet de commandes par segment d'activité			31 mars 2013 <i>publié</i>
	31 mars 2013*	31 mars 2014	Variation	
Subsea	6 594,2	8 406,1	27,5 %	6 814,5
Onshore / Offshore	7 945,2	6 951,0	(12,5) %	7 963,5
<b>Total</b>	<b>14 539,4</b>	<b>15 357,1</b>	<b>5,6 %</b>	<b>14 778,0</b>

\* retraité conformément à l'application rétroactive des normes IFRS 10, 11 et 12

**ANNEXE IV (b)**  
**PRISE DE COMMANDES**  
**non audité**

Les principaux contrats **que nous avons annoncés au cours du premier trimestre 2014** ont été les suivants :

Dans le segment **Subsea** :

- Deux contrats destinés à la fourniture de conduites flexibles, pour le champ Sapinhoá Norte et I5 au sein du champ de Lula (ex-Tupi), prévu pour être utilisé à une profondeur d'eau atteignant jusqu'à 2 500 mètres : *Petrobras, Santos Basin, Brésil,*
- Un contrat conséquent de maintenance pour de futurs services d'intervention destinés à l'Asgard Subsea Compression Stations : *Statoil, Mer de Norvège, Norvège,*
- Un contrat conséquent d'ingénierie, de fourniture d'équipements, de construction et d'installation (EPCI) pour la construction et l'installation de la plate-forme Jalilah B ainsi que



la pose de 110 kilomètres de conduites à une profondeur d'eau atteignant 60 mètres : *Dubai Petroleum Establishment, offshore Dubai, Emirats arabes unis,*

- Un contrat majeur EPCI comprenant 36 kilomètres de risers et de flowlines, 195 kilomètres de conduites et des équipements subsea pour le champ Jangkrik : *Eni Muara Bakau B.V., 70 kilomètres au large des côtes du détroit de Madagascar, Indonésie.*

Dans le segment **Offshore/Onshore** :

- Un contrat de conseil en management de projet (PMC) concernant l'ingénierie, la fourniture des équipements et la construction (EPC) de la Phase 1 du projet Zakum Oil Lines Replacement. La première phase comprend le remplacement d'environ 90 kilomètres de conduites ainsi que les travaux de modification des têtes de puits associées : *Abu Dhabi Marine Operating Company, Offshore Abu Dhabi, Emirats arabes unis,*
- Un contrat destiné à la fourniture de sa technologie propriétaire et des services pour un four de craquage situé à Kazan. Technip réalisera l'ingénierie et un four à double cellule de craquage doté de sa technologie propriétaire SMK<sup>TM</sup> : *Open Joint Stock Company Kazanorgsintez, République de Tatarstan, Russie,*
- Un contrat significatif d'ingénierie, d'approvisionnement, d'achat d'équipements, de construction et de mise en service (EPC) comprenant des modifications aux infrastructures onshore et la construction d'une nouvelle conduite terrestre pour transporter le gaz du champ Maharaja Lela & Jamalulalam Sud (MLJS) vers le complexe de gaz naturel liquéfié du Brunei (BLNG) : *Total E&P Borneo B.V., Brunei,*
- Un contrat portant sur l'ingénierie d'avant-projet détaillée (FEED) pour les aspects onshore du projet de démonstration de capture et de stockage de carbone de Peterhead : *Shell UK, Aberdeen, Ecosse.*

**Depuis le 31 mars 2014**, Technip a également annoncé les contrats suivants, qui **figuraient au carnet de commandes** au 31 mars 2014 :

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

- Un contrat pour l'ingénierie d'avant-projet détaillé du projet Ar Ratawi portant sur le train 1 de dérivés liquides de gaz naturel (LGN): *Basra Gas Company, province de Basra, Irak,*
- Un contrat d'ingénierie détaillée, de fourniture des équipements et de construction (EPC) pour les unités de traitement de base de la nouvelle usine de production d'un nouveau site jouxtant l'usine de Cargill spécialisée dans la transformation de blé. L'éthanol est destiné à différentes industries telles les cosmétiques, la pharmacie ou les boissons : *Cargill, Barby, Allemagne.*

Le contrat **Subsea** annoncé aujourd'hui, qui **figurait au carnet de commandes** au 31 mars 2014 :

- Contrat couvrant l'ingénierie, la fourniture des équipements, la fabrication et l'installation, pour le développement du champ Bloc 15/06 - West hub field – situé à 350 kilomètres au large des côtes nord-ouest de Luanda, à une profondeur d'eau atteignant jusqu'à 1 400 mètres : *ENI Angola S.p.a, Angola.*

**Depuis le 31 mars 2014**, Technip a également annoncé la signature des contrats suivants, qui **ne figuraient pas dans le carnet de commandes** au 31 mars 2013 :

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

- Un contrat majeur pour le consortium avec Heerema Marine Contractors. Il couvre l'EPCI ainsi que la pré-mise en service de la partie SURF (Subsea Umbilicals Risers and Flowlines -ombilicaux, risers et flowlines sous-marins) du projet Kaombo situé dans le Bloc 32 à une profondeur d'eau atteignant jusqu'à 2 000 mètres : *Total E&P Angola, Angola,*
- Un contrat pour le consortium composé d'Angoflex Ltda et de DUCO Ltd pour l'ingénierie, la fourniture des équipements et la fabrication de 120 kilomètres d'ombilicaux, système d'ombilicaux pour le projet Kaombo situé dans le Bloc 32 au large de l'Angola à une profondeur d'eau atteignant jusqu'à 2 000 mètres : *Total E&P, Angola.*