

Résultats du deuxième trimestre 2013 de Technip

Trimestre solide, objectifs maintenus pour l'exercice 2013

RESULTATS DU DEUXIEME TRIMESTRE 2013

- Prise de commandes de 2,8 milliards d'euros
- Carnet de commandes record de 15,2 milliards d'euros, dont 7,4 milliards d'euros pour le segment Subsea
- Chiffre d'affaires de 2,4 milliards d'euros
- Taux de marge opérationnelle courante¹ de 10,0 %
- Résultat net de 162,4 millions d'euros

OBJECTIFS MAINTENUS POUR L'EXERCICE 2013²

- 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 23 juillet 2013, a arrêté les comptes consolidés du deuxième trimestre et du premier semestre 2013.

En millions d'euros, sauf résultat dilué par action	2T 12*	2T 13	Variation	1S 12*	1S 13	Variation
Chiffre d'affaires	2 052,2	2 423,6	18,1 %	3 817,5	4 439,4	16,3 %
EBITDA³	257,3	294,4	14,4 %	462,0	521,3	12,8 %
<i>Taux d'EBITDA</i>	<i>12,5 %</i>	<i>12,1 %</i>	<i>(39) pb</i>	<i>12,1 %</i>	<i>11,7 %</i>	<i>(36) pb</i>
Résultat opérationnel courant	207,3	242,0	16,7 %	372,5	415,5	11,5 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	<i>10,1 %</i>	<i>10,0 %</i>	<i>(12) pb</i>	<i>9,8 %</i>	<i>9,4 %</i>	<i>(40) pb</i>
Résultat opérationnel	204,3	242,0	18,5 %	369,5	415,5	12,4 %
Résultat net	136,0	162,4	19,4 %	248,2	278,6	12,2 %
Résultat dilué par action ⁴ (€)	1,14	1,35	17,8 %	2,09	2,32	11,0 %
Prise de commandes	2 516	2 764		5 826	5 670	
Carnet de commandes	12 724	15 185				

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

M. Thierry Pilenko, Président-Directeur Général, a déclaré : « Les résultats du deuxième trimestre nous permettent de maintenir nos objectifs de chiffre d'affaires et de résultat pour l'exercice 2013. Dans le Subsea, le progrès et la livraison de certains projets ont généré un chiffre d'affaires en hausse de 12 % avec une marge opérationnelle courante de 15,9 %. Dans l'Onshore/Offshore, le chiffre d'affaires a progressé de 23 % avec une marge

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

² Aux taux de change actuels.

³ Résultat opérationnel courant avant dépréciation et amortissements.

⁴ 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.

opérationnelle courante à 6,7 %, en ligne avec nos objectifs annuels. Le Groupe a vu son résultat net et son BPA croître respectivement de 19 % et 18 %.

La prise de commandes a reflété la bonne activité enregistrée sur presque tous nos marchés, et est constituée, dans les deux segments, d'un mix de projets diversifiés. Dans le Subsea, cette prise de commandes a été marquée par des contrats de fourniture de flexibles, ainsi que des contrats d'installation de petite et moyenne tailles : Snøhvit et Norne en mer du Nord, et South White Rose Extension au Canada. Après le projet de développement du champ Moho Nord au Congo au premier trimestre, le marché de l'Afrique de l'Ouest reste dynamique au deuxième trimestre avec l'attribution à Technip de contrats de fourniture d'ombilicaux et de conduites flexibles pour le développement du champ Egina au Nigeria.

Dans l'Onshore/Offshore, la prise de commandes comprend le contrat d'ingénierie, de fourniture d'équipements et de construction (EPC) pour des topsides du FPSO P-76 au Brésil, ainsi que le contrat définitif pour la Spar d'Heidelberg qui est construite dans notre chantier naval à Pori en Finlande. Nous avons remporté des contrats de services d'assistance à maîtrise d'ouvrage (PMC), notamment pour la raffinerie de Karbala en Irak. De même, Technip est impliqué dès les phases initiales dans plusieurs projets de développements dans le monde, notamment pour des unités, flottantes ou non, de gaz naturel liquéfié (FLNG et GNL), dont un contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé pour du GNL auprès de Pacific NorthWest au Canada.

Nos clients restent actifs, nous sollicitent pour concevoir des installations et des développements économiquement viables et dans les délais prescrits, et ce dans des environnements toujours plus complexes. Au cours des derniers mois, nous n'avons pas constaté d'évolution significative en termes de dynamique de sanction de projets.

Technip a accru ses effectifs au cours des six derniers mois et compte désormais près de 38 000 collaborateurs implantés dans 48 pays à travers le monde. Leur volonté constante de définir les meilleures stratégies en matière d'ingénierie et d'exécution de projets de nos clients a permis à Technip de remporter des contrats et de les réaliser en garantissant sécurité et rentabilité.

Notre programme d'investissements industriels se poursuit notamment pour les principaux actifs en construction : le navire de pose de conduites Deep Energy, l'unité de fabrication de conduites flexibles d'Açu (Brésil) et l'unité de fabrication d'ombilicaux de Newcastle (UK). Le nouveau navire de pose de conduites Deep Orient affiche des bonnes performances sur ses premiers projets, Åsgard et Goliat. Il prendra la direction de l'Asie-Pacifique à l'automne, tandis que le Deep Energy débutera ses opérations dans le golfe du Mexique, où il installera des ombilicaux et des conduites rigides et flexibles, dans le cadre d'un programme d'installation conséquent pour Technip aux Etats-Unis.

Nous démarrons le second semestre avec un carnet de commandes diversifié de 15,2 milliards d'euros dont 4,4 milliards d'euros estimés pour réalisation avant la fin d'année. Sur nos deux segments, nous travaillons sur des projets entrant dans des phases clés de construction et d'opérations offshore. Par conséquent, nos efforts collectifs se portent sur l'exécution de ces projets afin de nous permettre d'atteindre nos objectifs pour le second semestre et à plus long terme de soutenir une croissance durable et profitable. »

I. PORTEFEUILLE DE PROJETS

1. Prise de commandes pour le deuxième trimestre 2013

Au cours du deuxième trimestre 2013, la prise de commandes de Technip s'est élevée à **2 763,8** millions d'euros. La répartition par segment d'activités est la suivante :

Prise de commandes (en millions d'euros)	2T 2012	2T 2013
Subsea	1 335,8	1 539,9
Onshore/Offshore	1 180,0	1 223,9
Total	2 515,8	2 763,8

Subsea

Pour le segment **Subsea**, la prise de commandes du deuxième trimestre comprend un contrat d'ingénierie, de construction et d'installation (EPCI) de risers d'export de gaz à paroi interne lisse pour le champ Norne en Norvège, ainsi que l'installation de conduites de grand diamètre pour le projet Snøhvit CO₂. Technip a remporté des contrats de management de projet, d'ingénierie et de fabrication d'ombilicaux en acier et de conduites flexibles pour le projet Egina au Nigeria. De l'autre côté de l'Atlantique, nous avons remporté le projet de raccordement de South White Rose Extension au Canada. Au Brésil, Technip a gagné un contrat majeur de fourniture de conduites flexibles conçues pour une application dans l'ultra-profond sur le champ d'Iracema Sul, renforçant ainsi la position de Technip sur le marché brésilien pré-salifère.

Onshore/Offshore

Dans le segment Onshore/Offshore, la prise de commandes pour le trimestre comprend plusieurs projets de petite taille au Moyen-Orient tels la réalisation de prestations d'ingénierie et de fourniture d'équipements pour la nouvelle unité de calcination de coke de Takreer aux Emirats Arabes Unis, ou un contrat pour des services d'assistance en management de projet pour la raffinerie de Karbala en Irak. Notre stratégie visant à nous différencier et à tirer parti de notre capacité à gérer des projets complexes, parfois dans des unités déjà existantes, nous a permis de remporter un contrat en vue de modifier une unité de récupération de soufre auprès de Bahrain Petroleum Company (BAPCO).

Au Brésil, Technip prendra en charge la conception et de l'intégration des topsides pour l'unité flottante de production et de stockage (FPSO) P-76. Après l'exécution de l'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) du projet d'expansion Polyéthylène de NOVA au Canada, nous réaliserons l'ingénierie et la fourniture d'équipements. Technip participera également au FEED pour un nouveau projet de GNL pour les installations canadiennes de Pacific NorthWest.

Technip a aussi remporté un FEED pour un nouveau complexe de deuxième génération de biomasse transformée en liquide en Finlande, en ligne avec notre stratégie visant à s'impliquer très en amont sur des projets innovants. Un contrat de services au Venezuela pour deux fours de reformage d'hydrogène, qui bénéficieront de notre technologie propriétaire de pointe, a également été attribué à la fin de ce trimestre.

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

2. Carnet de commandes par zones géographiques

A la fin du deuxième trimestre 2013, le **carnet de commandes** de Technip a atteint 15,2 milliards d'euros, contre 14,8 milliards d'euros à la fin du premier trimestre 2013 et 12,7 milliards d'euros à la fin du deuxième trimestre 2012.

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)	31 mars 2013	30 juin 2013	Variation
Europe, Russie, Asie Centrale	4 095	4 168	2 %
Afrique	2 346	2 549	8,7 %
Moyen-Orient	1 436	1 204	(16,2) %
Asie-Pacifique	3 204	2 963	(7,5) %
Amériques	3 697	4 301	16,3 %
Total	14 778	15 185	2,8 %

3. Ecoulement du carnet de commandes

Environ 29 % du carnet de commandes est estimé d'être écoulé en 2013.

Ecoulement estimé du carnet de commandes au 30 juin 2013 (en millions d'euros)	Subsea	Onshore/Offshore	Groupe
Pour 2013 (6 mois)	1 938	2 453	4 391
Pour 2014	2 485	3 136	5 621
Pour 2015 et au-delà	2 933	2 241	5 173
Total	7 355	7 830	15 185

II. PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIERES ET OPERATIONNELLES DU DEUXIEME TRIMESTRE 2013

1. Subsea

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

- **En mer du Nord**, des conditions météorologiques satisfaisantes ont permis la poursuite des opérations en mer sur divers projets tels que Goliat et Åsgard en Norvège, où notre nouveau navire, le Deep Orient, a rempli sa mission avec succès. Au Royaume-Uni, le projet majeur Quad 204 a continué dans ses phases d'ingénierie et de fourniture. Les autres projets, notamment Bøyla, Gannet, Greater Stella et Juliet étaient dans leurs phases d'ingénierie et de fourniture des équipements.
- **Aux Amériques** :
 - Au Brésil, la construction de la nouvelle unité de conduites flexibles à Açu a avancé, les équipements principaux sont en cours d'acheminement et la formation des opérateurs s'est poursuivie. Le premier lot de risers et de flowlines pour le champ Papa-Terra fabriqués en France est arrivé au Brésil et est prêt à être installé. Parallèlement, la construction en Corée de deux navires de pose de conduites d'une capacité de 550 tonnes, dans le cadre d'un affrètement long terme par Petrobras, a bien avancé.
 - Dans le golfe du Mexique, nos navires clés étaient tous actifs sur des opérations offshore : le Deep Blue était mobilisé sur le développement du

système de collecte de gaz de Walker Ridge, tandis que le G1200 a installé les premières conduites pour South Timbalier Block 283 Junction Platform.

- **En Afrique de l'Ouest**, la mobilisation des équipes a débuté sur le projet Egina au Nigeria, pour la conception d'ombilicaux en acier et de conduites flexibles. Au Congo, les activités de mise en service et d'ingénierie se sont poursuivies pour le développement du champ Moho Nord, alors que le projet CoGa a évolué vers sa phase de finalisation.
- **En Asie-Pacifique**, en Chine, notre navire, le G1201 a achevé l'installation de conduites pour la plate-forme gazière Liwan, alors que la phase d'ingénierie est en cours pour le projet Panyu. Le projet Wheatstone en Australie entre dans la phase de conception des ombilicaux. Il en va de même pour le projet Malikai subsea en Malaisie.

Au total, le **taux d'utilisation des navires** du Groupe pour le deuxième trimestre est de 84 % contre 74 % pour le deuxième trimestre 2012.

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

En millions d'euros	2T 2012*	2T 2013	Variation
Subsea			
Chiffre d'affaires	981,2	1 102,9	12,4 %
EBITDA	190,1	218,7	15,0 %
<i>Taux d'EBITDA</i>	19,4 %	19,8 %	46 pb
Résultat opérationnel courant	147,3	175,4	19,1 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	15,0 %	15,9 %	89 pb

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

2. Onshore/Offshore

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

- **Au Moyen-Orient**, les travaux ont démarré sur le projet récemment annoncé d'ingénierie, de fourniture d'équipements et de construction après modification de l'unité de récupération du soufre par BAPCO à Bahreïn. A Abu Dhabi, le Satah Full Field Development est entré en phase de construction, alors que les activités d'ingénierie et de fourniture d'équipements ont atteint leurs phases finales pour le projet Upper Zakum 750 EPC1, après l'achèvement de la phase d'ingénierie d'avant-projet détaillé l'an dernier. En Arabie saoudite, les tests préalables à la mise en route des packages 2A et 5A de Jubail ont été menés avec succès, et la démobilisation s'est poursuivie progressivement. Les commandes pour l'installation d'équipements et de matériaux de construction ont été placées pour l'unité d'Halobutyl de Kemya.
- **En Asie-Pacifique**, nous avons procédé à la découpe du premier panneau d'acier pour la coque et les topsides de Malikai en Malaisie. L'ingénierie et les études de détails ont avancé pour le FLNG 1 de Petronas dont la découpe du premier panneau d'acier pour la coque a également eu lieu. En Australie, le FLNG Prelude de Shell est entré dans sa phase de construction, alors que l'ingénierie et la conception détaillée de la plate-forme de traitement du gaz Wheatstone ont avancé.
- **Aux Amériques**, l'ingénierie pour l'unité d'éthylène de Westlake dans le Kentucky est en cours et de nouvelles commandes ont été passées. Le FEED destiné à l'unité d'engrais pour le compte du groupe Mosaic Company en Louisiane est dans sa phase finale. Au Canada, Technip et ses partenaires viennent de démarrer le FEED

pour le projet de GNL de Pacific NorthWest. Au Venezuela, les FEED des deux upgraders Petrocarabobo et Petrourica, pour PDVSA, sur la ceinture de l'Orénoque avancent bien. Au Mexique, les activités d'ingénierie de fourniture d'équipements et de construction progressent sur l'unité Etileno XXI.

- **Ailleurs**, en Norvège, l'ingénierie pour la plate-forme du champ Martin Linge a progressé et les matériaux ont été commandés pour la Spar Aasta Hansteen. En Finlande, la Spar Heidelberg est en cours de construction. Dans le même temps, les services d'ingénierie et de fourniture d'équipements se sont poursuivis dans l'usine de PTA en Inde et la phase de supervision de la construction et de fourniture d'équipements pour la raffinerie de Burgas en Bulgarie a bien avancé.

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

En millions d'euros	2T 2012 [*]	2T 2013	Variation
Onshore/Offshore			
Chiffre d'affaires	1 071,0	1 320,7	23,3 %
Résultat opérationnel courant	77,5	88,9	14,7 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	7,2 %	6,7 %	(50) pb

* 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	2T 2012 [*]	2T 2013	Variation
Groupe			
Chiffre d'affaires	2 052,2	2 423,6	18,1 %
Résultat opérationnel courant	207,3	242,0	16,7 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	10,1 %	10,0 %	(12) pb

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

Au deuxième trimestre 2013, les **variations de change** ont eu un impact négatif estimé à 28,4 millions d'euros sur le chiffre d'affaires et un impact négatif estimé à 5,5 millions d'euros sur le résultat opérationnel courant. Le résultat financier sur contrats comptabilisés en chiffre d'affaires s'est élevé à 3,6 millions d'euros au deuxième trimestre 2013.

4. Résultat net du Groupe

Le **résultat opérationnel** s'élève à 242 millions d'euros au deuxième trimestre 2013, contre 204 millions d'euros l'an dernier sur la même période.

Le **résultat financier** au deuxième trimestre 2013 comprend un impact positif de 3,6 millions d'euros lié aux variations de change et de juste valeur des instruments de couverture, contre un impact négatif de 12 millions d'euros l'an passé.

Le léger écart enregistré au niveau du **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	2T 2012 *	2T 2013	Variation
Résultat opérationnel	204,3	242,0	18,5 %
Résultat financier	(18,9)	(10,7)	(43,4) %
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	-	(0,1)	ns
Charge d'impôt sur le résultat	(48,7)	(67,8)	39,2 %
<i>Taux effectif d'imposition</i>	26,3 %	29,3 %	3 %
Intérêts minoritaires	(0,7)	(1,0)	42,9 %
Résultat net	136,0	162,4	19,4 %
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	123 391 178	124 410 586	0,8 %
Résultat dilué par action (€)	1,14	1,35	17,8 %

* 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 juin 2013, le Groupe affiche une **dette nette** de 271 millions d'euros contre 91 millions d'euros à la fin mars 2013.

En millions d'euros

Trésorerie nette au 31 mars 2013	(90,9)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	182,6
<i>dont :</i>	
<i>Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation</i>	257,7
<i>Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation</i>	(75,1)
Investissements industriels	(170,8)
Dividendes versés	(186,0)
Autres variations incluant l'effet de change	(6,1)
Trésorerie nette au 30 juin 2013	(271,2)

Les investissements industriels pour le deuxième trimestre 2013 ont atteint 171 millions d'euros contre 152 millions d'euros il y a un an. Au premier semestre 2013, les investissements industriels se sont élevés à 282 millions d'euros contre 248 millions d'euros un an auparavant.

Au 30 juin 2013, les **capitaux propres** s'élèvent à 4 003 millions d'euros contre 3 962 millions d'euros au 31 décembre 2012, retraité.

OBJECTIFS MAINTENUS POUR L'EXERCICE 2013

- **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 %**



L'information sur les résultats du deuxième 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 25 juillet 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 47
Royaume-Uni : +44 (0)203 043 2441
Etats-Unis : +1 866 907 5925

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	282183#
Royaume-Uni :	+44 (0)203 367 9460	282183#
Etats-Unis :	+1 877 642 3018	282183#

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 Bêlorgeot
Floriane Lassalle-Massip

Tél. : +33 (0)1 47 78 39 92
Tél. : +33 (0)1 47 78 32 79, e-mail : press@technip.com

Site Internet

<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)	Deuxième trimestre			Premier semestre		
	2012*	2013	Variation	2012*	2013	Variation
Chiffre d'affaires	2 052,2	2 423,6	18,1 %	3 817,5	4 439,4	16,3 %
Marge brute	385,4	437,1	13,4 %	713,0	795,7	11,6 %
Frais de recherche et développement	(17,5)	(16,7)	(4,6) %	(32,6)	(30,7)	(5,8) %
Frais commerciaux, administratifs et autres	(160,6)	(178,4)	11,1 %	(307,9)	(349,5)	13,5 %
Résultat opérationnel courant	207,3	242,0	16,7 %	372,5	415,5	11,5 %
Autres produits et charges non courants	(3,0)	-	(100,0) %	(3,0)	-	(100,0) %
Résultat opérationnel	204,3	242,0	18,5 %	369,5	415,5	12,4 %
Résultat financier	(18,9)	(10,7)	(43,4) %	(26,1)	(19,0)	(27,2) %
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	-	(0,1)	ns	-	0,1	ns
Résultat avant impôt	185,4	231,2	24,7 %	343,4	396,6	15,5 %
Charge d'impôt sur le résultat	(48,7)	(67,8)	39,2 %	(93,8)	(116,3)	24,0 %
Intérêts minoritaires	(0,7)	(1,0)	42,9 %	(1,4)	(1,7)	(21,4) %
Résultat net	136,0	162,4	19,4 %	248,2	278,6	12,2 %

Nombre moyen d'actions sur une base diluée	123 391 178	124 410 586	0,8 %	123 449 452	124 430 271	0,8 %
--	-------------	-------------	-------	-------------	-------------	-------

Résultat dilué par action (€)	1,14	1,35	17,8 %	2,09	2,32	11,0 %
--------------------------------------	-------------	-------------	---------------	-------------	-------------	---------------

*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 juin 2013	2T 2012	2T 2013	1S 2012	1S 2013
USD pour 1 EUR	1,32	1,31	1,28	1,31	1,30	1,31
GBP pour 1 EUR	0,82	0,86	0,81	0,85	0,82	0,85
BRL pour 1 EUR	2,70	2,89	2,51	2,70	2,42	2,67
NOK pour 1 EUR	7,35	7,88	7,56	7,61	7,57	7,52

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

En millions d'euros	Deuxième trimestre			Premier semestre		
	2012*	2013	Variation	2012*	2013	Variation
<u>SUBSEA</u>						
Chiffre d'affaires	981,2	1 102,9	12,4 %	1 772,3	2 025,5	14,3 %
Marge brute	226,8	259,1	14,2 %	407,6	457,6	12,3 %
Résultat opérationnel courant	147,3	175,4	19,1 %	263,5	293,8	11,5 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	15,0 %	15,9 %	89 pb	14,9 %	14,5 %	(36) pb
Amortissements et dépréciations	(42,8)	(43,3)	1,2 %	(75,9)	(89,0)	17,3 %
EBITDA	190,1	218,7	15,0 %	339,4	382,8	12,8 %
<i>Taux D'EBITDA</i>	19,4 %	19,8 %	46 pb	19,2 %	18,9 %	(25) pb
<u>ONSHORE/OFFSHORE</u>						
Chiffre d'affaires	1 071,0	1 320,7	23,3 %	2 045,2	2 413,9	18,0 %
Marge brute	158,6	178,0	12,2 %	305,4	338,1	10,7 %
Résultat opérationnel courant	77,5	88,9	14,7 %	141,6	163,0	15,1 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	7,2 %	6,7 %	(50) pb	6,9 %	6,8 %	(17) pb
Amortissements et dépréciations	(7,2)	(9,1)	26,4 %	(13,6)	(16,8)	23,5 %
<u>CORPORATE</u>						
Résultat opérationnel courant	(17,5)	(22,3)	27,4 %	(32,6)	(41,3)	26,7 %
Amortissements et dépréciations	-	-	ns	-	-	ns

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

En millions d'euros	Deuxième trimestre			Premier semestre		
	2012*	2013	% Δ	2012*	2013	% Δ
Europe, Russie, Asie Centrale	628,5	709,5	12,9 %	1 121,5	1 189,7	6,1 %
Afrique	210,4	191,5	(9,0) %	317,0	329,8	4,0 %
Moyen-Orient	267,2	238,6	(10,7) %	540,8	524,6	(3,0) %
Asie-Pacifique	318,5	510,5	60,3 %	608,2	909,4	49,5 %
Amériques	627,6	773,5	23,2 %	1 230,0	1 485,9	20,8 %
TOTAL	2 052,2	2 423,6	18,1 %	3 817,5	4 439,4	16,3 %

* 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

	31 déc. 2012* (audité)	30 juin 2013 (non audité)
En millions d'euros		
Actifs immobilisés	6 022,2	6 131,8
Impôts différés actifs	330,3	337,8
Actif non courant	6 352,5	6 469,6
Contrats de construction – montants à l'actif	454,3	794,5
Stocks, créances clients et autres	2 504,8	2 763,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 289,3	1 999,7
Actif courant	5 248,4	5 557,4
Actifs détenus en vue de la vente	9,9	0,0
Total actif	11 610,8	12 027,0
Capitaux propres (part du Groupe)	3 948,9	3 988,8
Intérêts minoritaires	13,2	14,5
Capitaux propres	3 962,1	4 003,3
Dettes financières non courantes	1 705,7	2 029,3
Provisions non courantes	229,0	243,8
Impôts différés passifs et autres dettes non courantes	270,8	322,2
Passif non courant	2 205,5	2 595,3
Dettes financières courantes	400,4	241,6
Provisions courantes	361,0	282,4
Contrats de construction – montants au passif	873,0	1 037,0
Dettes fournisseurs et autres	3 808,8	3 867,4
Passif courant	5 443,2	5 428,4
Total capitaux propres et passif	11 610,8	12 027,0
Trésorerie nette	183,2	(271,2)
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 6 mois	278,6	
Autres éléments du résultat global sur 6 mois	(56,3)	
Augmentation de capital	14,7	
Opérations sur titres auto-détenus	(40,2)	
Dividendes versés	(186,0)	
Autres	29,1	
Capitaux propres au 30 juin 2013	3 988,8	

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

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

En millions d'euros	Premier semestre	
	2012*	2013
Résultat net	248,2	278,6
Amortissements et dépréciations des immobilisations	89,5	105,8
Charges liées aux plans d'options de souscription et d'attribution d'actions de performance	21,2	25,5
Provisions non courantes (dont les engagements sociaux)	6,7	20,4
Impôts différés	29,0	31,4
(Produits) / pertes nets de cession d'immobilisations et de titres de participation	(4,7)	(5,3)
Intérêts minoritaires et autres	15,1	16,4
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	405,0	472,8
Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation	(418,6)	(430,2)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	(13,6)	42,6
Investissements industriels	(248,0)	(281,5)
Produits de cessions d'actifs non courants	37,9	12,6
Acquisitions d'actifs financiers	(3,3)	-
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(11,1)	(8,7)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement	(224,5)	(277,6)
Augmentation / (Diminution) nette de l'endettement	65,7	166,4
Augmentation de capital	23,1	14,7
Dividendes versés	(172,6)	(186,0)
Rachat d'actions d'auto-détention	(40,0)	(40,0)
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement	(123,8)	(44,9)
Différences de changes nettes	22,2	(9,7)
Augmentation / (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(339,7)	(289,6)
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	(4,8)	(0,3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin de période	2 473,7	1 999,7
	(339,7)	(289,6)

*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*	30 juin 2013
	(non audité)	(non audité)
Equivalents de trésorerie	965,7	952,2
Trésorerie	1 323,6	1 047,5
Trésorerie totale (A)	2 289,3	1 999,7
Dettes financières courantes	400,4	241,6
Dettes financières non courantes	1 705,7	2 029,3
Dette totale (B)	2 106,1	2 270,9
Trésorerie nette (A - B)	183,2	(271,2)

*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	Au	Variation
	30 juin, 2012	30 juin, 2013	
Subsea	5 963,1	7 355,3	23,3%
Onshore/Offshore	6 760,6	7 830,2	15,8%
Total	12 723,7	15 185,5	19,3%

ANNEXE IV (b)
CARNET DE COMMANDES
Non audité

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

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

- Un contrat majeur à prix forfaitaire pour l'ingénierie, la fourniture d'équipements, l'approvisionnement, la construction et l'installation (EPSCI) et la pré-mise en service pour le projet de développement du champ de Moho Nord par une profondeur d'eau allant de 650 à 1 100 mètres. Ce projet se situe à environ 75 km au large des côtes de la République du Congo : *Total E&P, Congo*,
- Un contrat couvrant l'ingénierie, la préparation, le retrait et le remplacement de deux systèmes existants de chargement de pétrole. Ce champ est situé en mer du Nord par une profondeur d'eau d'environ 130 mètres : *Statoil, champ Gullfaks, au large des côtes norvégiennes*,
- Deux contrats au Canada : le premier comprenant la fourniture d'équipements et l'installation de

flowlines d'injection de gaz, d'ombilicaux et de structures sous-marines ; et le second des flowlines et des structures sous-marines pour la production de pétrole et d'injection d'eau : *Husky Oil, bassin Jeanne d'Arc, Terre-Neuve et Labrador, Canada,*

- Un contrat d'ingénierie, de fourniture d'équipements, de construction et d'installation qui couvre l'ingénierie et la fabrication de deux risers flexibles d'export de gaz à paroi interne lisse, des opérations marines de retrait d'un riser flexible existant à paroi interne rugueuse et son remplacement par un nouveau riser à paroi interne lisse et la fourniture d'un second riser flexible à paroi interne lisse par une profondeur d'eau d'environ 380 mètres : *Statoil, champ Norne, Norvège,*
- Un contrat à prix forfaitaire qui couvre l'ingénierie, l'installation et la pré-mise en service de plus de 48 kilomètres de conduites, de risers caténaux en acier et de structure de terminaison de flowlines pour le développement du champ Julia par une profondeur d'eau d'environ 2 100 mètres : *Exxon Mobil Corporation, zone Walker Ridge, eaux territoriales américaines dans le golfe du Mexique,*
- Un contrat majeur pour l'approvisionnement de conduites flexibles pouvant aller jusqu'à 250 kilomètres pour la production de pétrole, le gas lift, l'injection d'eau et de gaz ainsi que les équipements associés au champ Iracema Sul, à une profondeur d'eau allant jusqu'à 2 500 mètres, qui seront installées sur l'unité flottante de production, de stockage et déchargement (FPSO) Citade de Mangaratiba : *Petrobras, zone pré-salifère de Santos Basin, Brésil,*
- Un important contrat à prix forfaitaire pour des opérations de pose de conduites et d'installation sous-marine pour le projet du champ Snøhvit CO2 Solution, situé à environ 140 kilomètres au nord-ouest d'Hammerfest et qui est en activité depuis 2007 : *Statoil ASA, cercle Arctique, Norvège.*

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

- Un contrat pour réaliser l'ingénierie, la fourniture d'équipements, l'approvisionnement, la construction et la mise en service d'une installation intégrée pour la liquéfaction de gaz naturel en consortium avec JGC. D'une capacité annuelle de production de 16,5 millions de tonnes, elle utilisera les ressources de gaz de condensat du champ South Tambey situé dans la péninsule de Yamal : *JSC Yamal, GNL, détenu par NOVATEK (80 %) et TOTAL (20 %), Yamal, Russie,*
- Un contrat à prix forfaitaire pour l'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction, la pré-mise en service et l'assistance au démarrage pour le projet de modification de l'unité de récupération du soufre (SRU) pour la 3^{ème} raffinerie de Bahreïn : *Bahrain Petroleum company B.S.C (BAPCO), Bahreïn,*
- Un contrat substantiel pour la construction et l'intégration du topside, la mise en service et l'assistance au démarrage de l'unité flottante de production, de stockage et déchargement (FPSO) P-76, en consortium avec Techint, située dans la zone pré-salifère de Santos Basin : *PNBV, au large de Rio de Janeiro, Brésil,*
- Un contrat d'ingénierie et de fourniture d'équipements pour le projet d'expansion Polyethylene 1 situé sur le site Joffre de NOVA Chemicals. Il comprend l'installation d'un train d'envergure mondiale de 431 kilotonnes par an d'une unité de polyéthylène à basse densité linéaire : *NOVA Chemicals Corporation, Alberta, Canada,*
- Un contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) et de services de pré-ingénierie détaillée pour un nouveau projet de gaz naturel liquéfié (GNL). Ce projet se situe sur l'île de Lelu, et sera réalisé dans le cadre d'un consortium avec Samsung Engineering Co Ltd et China Huanqiu Contracting & Engineering Corporation : *Pacific NorthWest LNG Limited Partnership, Colombie britannique, Canada,*
- Un contrat clé en main à prix forfaitaire pour l'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction, la pré-mise en service, la mise en service et l'assistance au démarrage d'un projet de modification des torchères et de modernisation, situé à 290 kilomètres au large des côtes

d'Abu Dhabi : *ADMA-OPCO, Das Island, au large d'Abu Dhabi, Emirats arabes unis,*

- Un contrat pour des technologies, des services d'ingénierie et de fourniture d'équipements pour la nouvelle unité de calcination de coke, qui fait partie du projet Carbon Black & Delayed Coker situé à côté de la raffinerie Ruwais de Takreer : *Abu Dhabi Oil Refining Company, Abu Dhabi, Emirats arabes unis,*
- Un contrat de services d'assistance à maîtrise d'ouvrage (PMC) pour la phase d'ingénierie, de fourniture d'équipements et de construction de la raffinerie de Karbala, qui fait suite au contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé réalisé par Technip en 2010 : *Oil Projects Company, Karbala, Irak,*
- Un contrat pour l'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) d'un nouveau complexe de deuxième génération de biomasse transformée en liquide, qui produira quelques 140 000 tonnes de biodiesel et de naphtha à partir de bois et de produits dérivés de l'industrie de transformation du bois : *Forest BtL Oy, île d'Ajos, Finlande,*
- Un contrat de services pour la réalisation d'une unité de téréphtalique purifié (PTA) de grande taille dotée d'une capacité de 1 250 000 tonnes par an, qui comprend le management des services d'ingénierie, de fourniture d'équipements et de construction : *BP Zhuhai Chemical Company Limited, Zhuhai, Province du Guangdong, Chine.*

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

Le segment **Subsea** a remporté :

- 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 au large des côtes du Nigeria. Ce champ fait partie du Oil Mining Lease 130, à environ 200 kilomètres de Port Harcourt, à une profondeur d'eau allant de 1 150 à 1 750 mètres : *Total Upstream Nigeria Ltd, au large des côtes du Nigeria.*

Le segment **Onshore/Offshore** a remporté :

- Un important contrat pour l'utilisation de sa technologie propriétaire ainsi que des services d'ingénierie et de fourniture d'équipements pour deux fours d'hydrogène au Venezuela, qui font partie du projet Deep Conversion réalisé par le consortium Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) afin de moderniser la raffinerie de Puerto La Cruz : consortium *Hyundai-Wison, Venezuela.*