

Résultats du premier trimestre 2013 de Technip

Solide prise de commandes, objectifs maintenus pour l'exercice 2013

RESULTATS DU PREMIER TRIMESTRE 2013

- **Prise de commandes de 2,9 milliards d'euros**
- **Carnet de commandes de 14,8 milliards d'euros, dont 6,8 milliards d'euros pour le segment Subsea**
- **Chiffre d'affaires de 2,0 milliards d'euros**
- **Taux de marge opérationnelle courante¹ de 8,6 %**
- **Résultat net de 116,2 millions d'euros**

OBJECTIFS MAINTENUS POUR L'EXERCICE 2013²

- **Chiffre d'affaires du Groupe en hausse entre 11 % et 16 %, compris entre 9,1 et 9,5 milliards d'euros**
- **Chiffre d'affaires Subsea 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 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 avril 2013, a arrêté les comptes consolidés non audités du premier trimestre 2013.

En millions d'euros, sauf résultat dilué par action	1T 12	1T 13	Variation
Chiffre d'affaires	1 765,3	2 015,8	14,2 %
EBITDA³	204,7	226,9	10,8 %
<i>Taux d'EBITDA</i>	<i>11,6 %</i>	<i>11,3 %</i>	<i>(34) pb</i>
Résultat opérationnel courant	165,2	173,5	5,0 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	<i>9,4 %</i>	<i>8,6 %</i>	<i>(75) pb</i>
Résultat opérationnel	165,2	173,5	5,0 %
Résultat net	112,2	116,2	3,6 %
Résultat dilué par action ⁴ (€)	0,94	0,97	2,7 %
Prise de commandes	3 310	2 906	
Carnet de commandes	12 344	14 778	19,7 %

M. Thierry Pilenko, Président-Directeur Général, a déclaré : « Au cours du premier trimestre, nos deux segments d'activité ont enregistré une hausse de leur chiffre d'affaires, ce qui témoigne des nombreux contrats remportés au cours des deux dernières années. La performance de l'activité Subsea reflète les premières phases des contrats importants récemment signés, l'absence de livraison de projets majeurs et le ralentissement de certaines activités en mer en raison notamment de conditions météorologiques difficiles. Dans l'Onshore/Offshore, les projets ont bien progressé, y compris ceux bientôt terminés comme celui de la Spar Lucius ou la raffinerie Jubail.

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.

Par ailleurs, nous avons franchi des étapes significatives de notre programme d'investissements industriels, avec la livraison de notre navire, le Deep Orient, déjà actif sur son premier projet et avec le démarrage des essais en mer du Deep Energy. Nous avons commencé les découpes d'acier pour le premier navire de pose de conduites (PLSV 550 tonnes) pour le compte de Petrobras, et nous avons signé le projet de financement pour ces navires. La construction de la deuxième unité de fabrication de conduites flexibles de Technip à Açu, au Brésil, avance bien et les équipes sont en formation dans notre unité existante de Vitória.

La prise de commandes a été importante dans le Subsea avec l'attribution de certains projets en Afrique de l'Ouest. Technip a également enregistré ses premières commandes pour des conduites flexibles à fort contenu technologique dans le cadre du développement des champs pré-salifères de Sapinhoa et Lula Nordeste. Technip continue de s'impliquer très en amont des projets en apportant son expertise notamment sur le marché aval de la pétrochimie en Amérique du Nord. Nous avons remporté d'importants contrats d'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) au cours du trimestre tels que l'usine d'engrais de The Mosaic Company. Notre implication dès la genèse du projet de Yamal LNG met en exergue plusieurs de nos atouts clés : la technologie, un historique d'exécution de projets dans des environnements pionniers, et les partenariats locaux. Alors que les prix du pétrole et d'autres matières premières ont affiché une plus grande volatilité au cours des dernières semaines, nous voyons des opportunités intéressantes pour de nouvelles commandes dans toutes nos régions, même si la date d'attribution de chaque contrat reste difficile à prévoir.

Les mois à venir sont importants en termes d'opérations. Dans le segment Subsea, nous poursuivons le démarrage des contrats les plus récents, notamment la fourniture des équipements et nous entrons dans les phases clés de projets Subsea 2013 notamment au Venezuela, en mer du Nord, au Mexique et en Australie. Pour le segment Onshore/Offshore, la Spar Lucius est sur le point d'être acheminée vers le golfe du Mexique.

Dans ce contexte, nous maintenons les objectifs pour l'exercice 2013 fixés à la mi-février. »

I. PORTEFEUILLE DE PROJETS

1. Prise de commandes du premier trimestre 2013

Au cours du premier trimestre 2013, la prise de commandes de Technip s'est élevée à 2 906 millions d'euros. La répartition par segment d'activité est la suivante :

Prise de commandes (en millions d'euros)	1T 2012	1T 2013
Subsea	1 860,3	1 925,6
Onshore/Offshore	1 449,4	980,2
Total	3 309,7	2 905,8

Pour le segment **Subsea**, la prise de commandes comprend un contrat EPCI majeur pour l'ingénierie, la fourniture des équipements, la fabrication et l'installation pour le projet de Moho Nord qui consiste en deux développements de champs situés au large des côtes de la République du Congo, ceci renforçant les activités de Technip en Afrique de l'Ouest. En particulier, le G1200, navire de pose de conduites en S sera déployé. De même, nous avons remporté plusieurs contrats de petite et moyenne taille dont le projet Malikai en Malaisie avec le navire G1201, ainsi que le projet Gannet en mer du Nord britannique, qui met en œuvre notre solution de conduites à double enveloppe. L'approvisionnement en conduites flexibles des champs Sapinhoa & Lula Nordeste montre que les développements des champs pré-salifères peuvent bénéficier de nos solutions innovantes et nos capacités de production au Brésil.

Pour le segment **Onshore/Offshore**, la prise de commandes pour le trimestre comprend deux projets en Inde : la plateforme Heera Redevelopment (HRD) qui doit être installée au large de Mumbai grâce à notre système propriétaire d'installation de pont intégré Unideck® et un contrat EPC pour concevoir et construire une usine de PTA de grande envergure pour le compte de JBF Petrochemicals. En Asie-Pacifique, l'unité flottante de gaz naturel liquéfié Prelude de Shell, qui sera installée au nord-ouest des côtes australiennes, a également contribué à la prise de commandes avec la conversion progressive en contrat à prix forfaitaire. Aux Emirats Arabes Unis, un projet de modification d'un système de torchère pour le compte de Adma-Opco confirme notre volonté de participer à des projets complexes.

En annexe IV (b) figurent les principaux contrats annoncés depuis janvier 2013 ainsi qu'une indication de leur valeur approximative, lorsque celle-ci a été publiée.

2. Carnet de commandes par zones géographiques

A la fin du premier trimestre 2013, le **carnet de commandes** de Technip a progressé pour atteindre 14 778 millions d'euros contre 14 251 millions d'euros à la fin 2012, soutenu par une prise de commandes et partiellement impacté par le flux des changes.

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 suivant :

Carnet de commandes (en millions d'euros)	31 décembre 2012	31 mars 2013	Variation
Europe, Russie, Asie Centrale	4 339,4	4 094,5	(5,6) %
Afrique	1 207,4	2 346,1	1,9 x
Moyen-Orient	1 577,9	1 436,5	(9,0) %
Asie-Pacifique	3 029,5	3 203,8	5,8 %
Amériques	4 096,4	3 697,1	(9,7) %
Total	14 250,6	14 778,0	3,7 %

3. Ecoulement du carnet de commandes

41 % du carnet de commandes environ devrait s'écouler en 2013 :

Ecoulement estimé du carnet de commandes au 31 mars 2013 (en millions d'euros)	Subsea	Onshore/Offshore	Groupe
Pour 2013 (9 mois)	2 784,8	3 252,9	6 037,7
Pour 2014	2 118,8	2 907,8	5 026,6
Pour 2015 et au-delà	1 910,9	1 802,8	3 713,7
Total	6 814,5	7 963,5	14 778,0

II. PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIERES ET OPERATIONELLES DU PREMIER TRIMESTRE 2013

1. Subsea

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

- En **mer du Nord**, les opérations en mer ont progressé sur plusieurs projets notamment pour le développement du champ Golden Eagle pour Nexen et avec Lundin Petroleum pour le champ Brynhild. D'autres projets tels que Greater Stella et Goliat avancent bien. L'ingénierie a démarré sur les projets Gannet et Juliet annoncés dernièrement. Quad 204 et Bøyla sont entrés en phases d'ingénierie et de fourniture des équipements (comme indiqué précédemment, ces projets d'une durée de plusieurs années commenceront à générer leur marge lors des opérations en mer prévues en 2014 et au-delà) ;
- Aux **Amériques**, les navires Deep Blue et Deep Pioneer sont au Brésil pour les opérations du projet BC-10 phase 2. Les coûts de démarrage pour la nouvelle usine de conduites flexibles à Açú, au Brésil, essentiellement liés à la formation des nouveaux employés ont été passés en coûts d'exploitation. En parallèle, l'usine de Vitória a continué de fournir des conduites flexibles pour de nombreux projets ;

Dans le golfe du Mexique, les opérations en mer se sont poursuivies au Mexique, où les conditions météorologiques ont ralenti les opérations de pose de conduites ;

- En **Afrique**, le projet CoGa a progressé et les travaux sont en cours de finalisation pour la phase 1A du projet Jubilee. La mobilisation des équipes d'ingénierie a commencé pour le projet annoncé récemment de développement du champ Moho Nord ;
- En **Asie-Pacifique**, l'installation des conduites de diamètres importants avec le navire G1201 a commencé pour la plateforme de gaz Liwan. Les développements de Wheatstone et Panyu ont bien avancé, et l'ingénierie a démarré pour la partie sous-marine du champ Malikai.

De manière générale, le taux d'utilisation des navires pour le premier trimestre de 2013 a été de 72 %, contre 62 % pour le premier trimestre de 2012. L'utilisation a été plus équilibrée entre les navires ce trimestre, avec entre autres une bonne utilisation du G1200 et du G1201.

La **performance financière** dans le Subsea est indiquée dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	1T 2012	1T 2013	Variation
Subsea			
Chiffre d'affaires	791,1	922,6	16,6 %
EBITDA	149,3	164,1	9,9 %
<i>Taux d'EBITDA</i>	18,9 %	17,8 %	(109) pb
Résultat opérationnel courant	116,2	118,4	1,9 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	14,7 %	12,8 %	(186) pb

2. Onshore/Offshore

Les principales opérations **Onshore/Offshore** pour le trimestre ont été les suivantes :

- Au **Moyen-Orient** : le projet Satah Full Field Development et le projet Upper Zakum 750 EPC1 ont progressé à Abu Dhabi. En Arabie Saoudite, la construction et les activités préalables à la mise en service sur les packages 2A et 5A de la raffinerie de Jubail se sont poursuivies et l'avancement des travaux d'ingénierie a permis de passer de nouvelles commandes pour le projet de construction d'une unité d'halobutyle entrepris pour KEMYA ;
- En **Asie-Pacifique** : l'ingénierie détaillée et la fourniture des équipements à longs délais d'exécution ont démarré tandis que les premières découpes d'acier ont été effectuées sur la première plateforme à lignes tendues (TLP) de Technip qui doit être installée sur le champ Malikai et les activités de Petronas FLNG1 ont également avancé en Malaisie. En Australie, les études de la plateforme de traitement du gaz de Wheatstone se sont poursuivies et les travaux sur l'unité flottante de gaz naturel liquéfié Prelude ont continué ;
- Aux **Amériques** : la fabrication des coques de Spars s'est poursuivie sur notre chantier naval de Pori en Finlande, celle de la Spar Lucius devant être acheminée prochainement. Les études d'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) aux Etats-Unis ont avancé pour plusieurs unités pétrochimiques, telles que l'usine d'ammoniac en Louisiane et l'unité d'éthylène à Freeport au Texas. L'ingénierie et la fourniture des équipements ont démarré pour la modernisation des fours de craquage de l'unité d'éthylène de Westlake Chemical Corporation au Kentucky. Au Mexique, l'ingénierie, la fourniture des équipements et la construction pour le projet Ethylene XXI ont avancé ;
- **Ailleurs**, les travaux de la raffinerie de Burgas en Bulgarie se sont poursuivis, et en Inde, la mobilisation des équipes a débuté sur les projets Offshore et Onshore tels que l'unité de PTA de JBF ainsi que la plateforme Heera Redevelopment (HRD). En mer du Nord, les activités de fourniture des équipements ont démarré pour la Spar Aasta Hansteen, et nous avons lancé la mobilisation des équipes pour la plateforme fixe de production pour le champ de Martin Linge qui a démarré.

La **performance financière** Onshore/Offshore est indiquée dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	1T 2012	1T 2013	Variation
Onshore/Offshore			
Chiffre d'affaires	974,2	1 093,2	12,2 %
Résultat opérationnel courant	64,1	74,1	15,6 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	<i>6,6 %</i>	<i>6,8 %</i>	<i>20 pb</i>

3. Groupe

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

En millions d'euros	1T 2012	1T 2013	Variation
Groupe			
Chiffre d'affaires	1 765,3	2 015,8	14,2 %
Résultat opérationnel courant	165,2	173,5	5,0 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	<i>9,4 %</i>	<i>8,6 %</i>	<i>(75) pb</i>

Au premier trimestre 2013, les **variations de change** ont eu un impact négatif estimé à 45 millions d'euros sur le chiffre d'affaires et à 6 millions d'euros sur le résultat opérationnel courant.

4. Résultat net du Groupe

Le **résultat opérationnel** s'est élevé à 174 millions d'euros au cours du premier trimestre 2013 contre 165 millions d'euros l'an passé.

Le **résultat financier** au premier trimestre 2013 comprend un impact positif de 1,4 million d'euros lié aux variations de change et de juste valeur des instruments de couverture, à comparer avec un impact négatif de 1 million d'euros au premier trimestre de 2012.

Le léger écart enregistré au niveau du **nombre dilué d'actions** est essentiellement dû aux stock-options attribuées aux employés du Groupe Technip.

En millions d'euros, sauf résultat dilué par action, et nombre moyen d'actions sur une base diluée	1T 2012	1T 2013	Variation
Résultat opérationnel	165,2	173,5	5,0 %
Résultat financier	(7,2)	(8,3)	15,3 %
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	-	0,2	ns
Charge d'impôt sur le résultat	(45,1)	(48,5)	7,5 %
<i>Taux effectif d'imposition</i>	<i>28,5 %</i>	<i>29,3 %</i>	<i>78 pb</i>
Intérêts minoritaires	(0,7)	(0,7)	-
Résultat net	112,2	116,2	3,6 %
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	124 028 670	125 097 128	0,9 %
Résultat dilué par action (€)	0,94	0,97	2,7 %

5. Cash-flow et bilan

Au 31 mars 2013, le Groupe affichait une **situation de trésorerie nette** de 91 millions d'euros contre 183 millions d'euros à fin décembre 2012.

Trésorerie nette au 31 décembre 2012	183,2
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	(140,0)
<i>dont :</i>	
<i>Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation</i>	<i>215,1</i>
<i>Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation</i>	<i>(355,1)</i>
Investissements industriels	(110,7)
Autres variations incluant l'effet de change	(23,4)
Trésorerie nette au 31 mars 2013	(90,9)

Les besoins en fonds de roulement ont augmenté de 355 millions d'euros au cours du trimestre, principalement en raison de la ponction sur les paiements anticipés pour la poursuite de nos projets les plus avancés. D'autre part, les nouvelles commandes enregistrées au premier trimestre ne généreront des avances en cash que sur les phases d'exécution plus tardives. Compte tenu des éléments précédents, la position bilantielle nette des contrats de construction a chuté de 419 millions d'euros à 156 millions d'euros au cours du trimestre.

Les **investissements industriels** au cours du premier trimestre 2013 se sont élevés à 111 millions d'euros contre 96 millions d'euros un an plus tôt. Le total des investissements industriels au titre de l'exercice 2013 devrait atteindre un niveau similaire à celui de 2012.

Concernant la dette financière, le Groupe a signé le projet de financement avec un consortium de banques pour les deux navires de support destinés à la pose de conduites (PLSV 550 tonnes) actuellement en construction avec Odebrecht Oil and Gas pour un affrètement vers le Brésil. Le Groupe a également cédé une partie de sa participation dans le groupe américain GIFL.

Au 31 mars 2013, les **capitaux propres** ressortaient à 4 064 millions d'euros contre 3 962 millions d'euros au 31 décembre 2012, après retraitement du bilan à l'ouverture.

III. OBJECTIFS MAINTENUS POUR L'EXERCICE 2013

- **Chiffre d'affaires du groupe en hausse entre 11 % et 16 %, compris entre 9,1 et 9,5 milliards d'euros**
- **Chiffre d'affaires Subsea entre 4,3 et 4,6 milliards d'euros, avec un taux de marge opérationnelle courante autour de 15 %**
- **Chiffre d'affaires Onshore/Offshore 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 premier 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 avril 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 35
Royaume-Uni :	+44 (0)203 367 9453
Etats-Unis :	+1 866 907 5923

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	280924#
Royaume-Uni :	+44 (0)203 367 9460	280924#
Etats-Unis :	+1 877 642 3018	280924#

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 36 500 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 (ADR: TKPPY).



Relations investisseurs et analystes

Kimberly Stewart

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

Relations publiques

Christophe Bélorgeot

Tél. : +33 (0)1 47 78 39 92

Floriane Lassalle-Massip

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)	Premier trimestre		
	2012	2013	Variation
Chiffre d'affaires	1 765,3	2 015,8	14,2 %
Marge brute	327,6	358,6	9,5 %
Frais de recherche et développement	(15,1)	(14,0)	(7,3) %
Frais commerciaux, administratifs et autres	(147,3)	(171,1)	16,2 %
Résultat opérationnel courant	165,2	173,5	5,0 %
Autres produits et charges non courants	-	-	ns
Résultat opérationnel	165,2	173,5	5,0 %
Résultat financier	(7,2)	(8,3)	15,3 %
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	-	0,2	ns
Résultat avant impôt	158,0	165,4	4,7 %
Charge d'impôt sur le résultat	(45,1)	(48,5)	7,5 %
Intérêts minoritaires	(0,7)	(0,7)	-
Résultat net	112,2	116,2	3,6 %
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	124 028 670	125 097 128	0,9 %
Résultat dilué par action (€)	0,94	0,97	2,7 %

ANNEXE I (b)
COURS DE CHANGE DE L'EURO EN DEVISES

	Cours de clôture		Cours moyen	
	31 déc. 2012	31 mar. 2013	1T 2012	1T 2013
USD pour 1 EUR	1,32	1,28	1,31	1,32
GBP pour 1 EUR	0,82	0,85	0,83	0,85
BRL for 1 EUR	2,70	2,57	2,32	2,63
NOK for 1 EUR	7,35	7,51	7,59	7,43

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

En millions d'euros	Premier trimestre		
	2012	2013	Variation
SUBSEA			
Chiffre d'affaires	791,1	922,6	16,6 %
Marge brute	180,8	198,5	9,8 %
Résultat opérationnel courant	116,2	118,4	1,9 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	14,7 %	12,8 %	(186) pb
Amortissements et dépréciations	(33,1)	(45,7)	38,1 %
EBITDA	149,3	164,1	9,9 %
<i>Taux D'EBITDA</i>	18,9 %	17,8 %	(109) pb
ONSHORE/OFFSHORE			
Chiffre d'affaires	974,2	1 093,2	12,2 %
Marge brute	146,8	160,1	9,1 %
Résultat opérationnel courant	64,1	74,1	15,6 %
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	6,6 %	6,8 %	20 pb
Amortissements et dépréciations	(6,4)	(7,7)	20,3 %
CORPORATE			
Résultat opérationnel courant	(15,1)	(19,0)	25,8 %
Amortissements et dépréciations	-	-	ns

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

En millions d'euros	Premier trimestre		
	2012	2013	% Δ
Europe, Russie, Asie Centrale	493,0	480,2	(2,6) %
Afrique	106,6	138,3	29,7 %
Moyen-Orient	273,6	286,0	4,5 %
Asie-Pacifique	289,7	398,9	37,7 %
Amériques	602,4	712,4	18,3 %
TOTAL	1 765,3	2 015,8	14,2 %

ANNEXE II
ETAT DE SITUATION FINANCIERE CONSOLIDEE
Normes IFRS

	31 déc. 2012, retraité*	31 mars 2013
	(non audité)	(non audité)
En millions d'euros		
Actifs immobilisés	6 022,2	6 039,5
Impôts différés actifs	330,3	233,1
Actif non courant	6 352,5	6 272,6
Contrats de construction – montants à l'actif	454,3	633,2
Stocks, créances clients et autres	2 504,8	2 795,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 289,3	2 183,0
Actif courant	5 248,4	5 611,2
Actifs détenus en vue de la vente	9,9	10,2
Total actif	11 610,8	11 894,0
Capitaux propres (part du Groupe)	3 948,9	4 049,5
Intérêts minoritaires	13,2	14,1
Capitaux propres	3 962,1	4 063,6
Dettes financières non courantes	1 705,7	1 858,1
Provisions non courantes	229,0	227,4
Impôts différés passifs et autres dettes non courantes	270,8	198,6
Passif non courant	2 205,5	2 284,1
Dettes financières courantes	400,4	415,8
Provisions courantes	361,0	327,8
Contrats de construction – montants au passif	873,0	788,9
Dettes fournisseurs et autres	3 808,8	4 013,8
Passif courant	5 443,2	5 546,3
Total capitaux propres et passif	11 610,8	11 894,0
Trésorerie nette	183,2	(90,9)

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 3 mois	116,2
Autres éléments du résultat global sur 3 mois	(16,0)
Augmentation de capital	9,8
Opérations sur titres auto-détenus	(23,6)
Autres	14,2
Capitaux propres au 31 mars 2013	4 049,5

(*) Retraités 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 Trimestre	
	2012	2013
Résultat net	112,2	116,2
Amortissements et dépréciations des immobilisations	39,5	53,4
Charges liées aux plans d'options de souscription et d'attribution d'actions de performance	10,6	11,3
Provisions non courantes (dont les engagements sociaux)	0,1	4,5
Impôts différés	9,0	22,4
(Produits) / pertes nets de cession d'immobilisations et de titres de participation	0,9	(0,9)
Intérêts minoritaires et autres	0,7	8,2
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	173,0	215,1
Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation	(118,9)	(355,1)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	54,1	(140,0)
Investissements industriels	(95,6)	(110,7)
Produits de cessions d'actifs non courants	0,2	2,1
Acquisitions d'actifs financiers	(3,3)	-
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(11,1)	-
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement	(109,8)	(108,6)
Augmentation / (Diminution) nette de l'endettement	(271,9)	143,9
Augmentation de capital	19,7	9,8
Dividendes versés	-	-
Rachat d'actions d'auto-détention	(1,9)	(22,9)
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement	(254,1)	130,8
Différences de changes nettes	12,7	11,2
Augmentation / (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(297,1)	(106,6)
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	(2,8)	(0,6)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin de période	2 514,3	2 183,0
	(297,1)	(106,6)

ANNEXE III (b)
TRESORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER
Normes IFRS

En millions d'euros	Trésorerie & endettement	
	31 déc. 2012 (audité)	31 mars 2013 (non audité)
Equivalents de trésorerie	965,7	1 070,0
Trésorerie	1 323,6	1 113,0
Trésorerie totale (A)	2 289,3	2 183,0
Dettes financières courantes	400,4	415,8
Dettes financières non courantes	1 705,7	1 858,1
Dette totale (B)	2 106,1	2 273,9
Trésorerie nette (A - B)	183,2	(90,9)

ANNEXE IV (a)
CARNET DE COMMANDES
Non audité

€ million	Carnet de commandes par segment d'activité		
	Au Mar. 31, 2012	Au Mar. 31, 2013	Variation
Subsea	5 664,6	6 814,5	20,3%
Onshore/Offshore	6 679,5	7 963,5	19,2%
Total	12 344,1	14 778,0	19,7%

ANNEXE IV (b)
PRISES DE COMMANDES
Non audité

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

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

- Un contrat d'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED), ainsi que la préparation de la proposition correspondante d'ingénierie, de fourniture des équipements et de construction (EPC), pour une nouvelle usine d'ammoniac envisagée par la société mondiale de fertilisants : *The Mosaic Company, Louisiane, Etats-Unis* ;
- Un contrat d'ingénierie et de fourniture des équipements pour l'extension et la modernisation de ses fours de craquage d'éthylène de son unité d'éthylène à Calvert City : *Westlake Chemical Corporation, Kentucky, Etats-Unis* ;
- Un important contrat d'ingénierie, de fourniture des équipements et de construction d'une plateforme à lignes tendues (TLP) pour le projet Malikai Deepwater dans le cadre d'un joint-venture avec Malaysia Marine and Heavy Engineering Sdn Bhd (MMHE) : *Sabah Shell Petroleum Company Ltd (SSPC), Sabah, Malaisie* ;
- Un contrat pour la modernisation d'une des unités de conversion de la raffinerie Ing. Héctor R. Lara Sosa, en consortium avec Construcciones Industriales Tapia : *Petróleos Mexicanos*

(PEMEX) au travers de sa filiale PEMEX Refinación, Cadereyta, Mexique ;

- Un contrat pour le projet de plateforme de traitement Heera Redevelopment (HRD) en mer d'Arabie, à quelque 70 kilomètres au sud-ouest de Mumbai, dans le cadre d'un consortium avec AFCONS Infrastructure Ltd et TH Heavy Engineering Berhad : *Oil & Natural Gas Corporation Ltd (ONGC), Inde ;*
- Un important contrat de cinq ans pour l'ingénierie et les services de modification pour les unités flottantes de production, stockage et développement existantes pour Greater Plutonio et Plutao, Saturno, Venus and Marte (PSVM), situées sur les Blocks 18 et 31 : *BP, Angola.*

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

- Un contrat d'ingénierie, de fourniture des équipements, d'installation et de construction pour le projet Juliet, par une profondeur d'eau d'environ 20 à 60 mètres, situé à 40 kilomètres à l'est de l'estuaire d'Humberside : *GDF SUEZ E&P UK Limited, Royaume-Uni ;*
- Un contrat d'ingénierie, de fourniture, d'installation et de construction pour le projet Gannet F Reinstatement, par une profondeur d'eau de 95 mètres, situé en mer du Nord, à 180 kilomètres à l'est d'Aberdeen : *Shell pour le champ Gannet, mer du Nord ;*
- Un important contrat de conduites sous-marines pour le projet Malikai Deepwater, par une profondeur d'eau d'environ 650 mètres, situé au large de Sabah : *Sabah Shell Petroleum Company Ltd (SSPC), Sabah, Malaisie ;*
- Un contrat d'ingénierie, de fourniture des équipements, d'installation et de mise en service pour deux nouvelles lignes d'exportation de gaz sur les champs Laila et D12, situés respectivement à 50 kilomètres au nord-ouest de Miri, par une profondeur d'eau de 75 mètres, et 140 kilomètres au large de Bintulu, par une profondeur d'eau de 50 mètres : *Sarawak Shell Berhad, Malaisie.*

Depuis le 31 mars 2013, Technip a également annoncé avoir remporté les contrats suivants, qui étaient inclus **dans le carnet de commandes** au 31 mars 2013 :

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

- Un important contrat à prix forfaitaire pour l'ingénierie, la fourniture des équipements, l'approvisionnement, la construction, l'installation (EPSCI) et la pré-mise en service pour le projet de développement du champ Moho Nord par des profondeurs d'eau allant de 650 à 1 100 mètres. Ce projet est situé à quelque 75 kilomètres au large des côtes de la République du Congo : *Total E&P, Congo.*

Depuis le 31 mars 2013, Technip a également annoncé avoir signé les contrats suivants, qui **n'étaient pas inclus** dans le carnet de commandes au 31 mars 2013 :

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

- Un contrat pour réaliser l'ingénierie, la fourniture des équipements, l'approvisionnement, la construction et la mise en service d'une installation intégrée pour la liquéfaction du gaz naturel en consortium avec JGC. Le projet démarrera immédiatement par une phase d'ingénierie détaillée, d'estimation et de fourniture des premiers équipements. L'installation aura une capacité de production annuelle de 16,5 millions de tonnes et utilisera les ressources de gaz du champ de condensats de South Tambey situé sur la Péninsule de Yamal : *JSC Yamal LNG, détenu par NOVATEK (80 %) et TOTAL (20 %), Yamal, Russie ;*
- Un contrat conséquent pour la construction et l'intégration des topsides, la mise en service et l'assistance au démarrage de l'unité flottante de production, stockage et déchargement (FPSO) P-76, en consortium avec Techint : *PNBV, au large de Rio de Janeiro, Brésil ;*

- Un contrat à prix forfaitaire pour l'ingénierie, la fourniture des équipements, la construction et l'assistance à la mise en service après modification de l'unité de récupération du soufre (SRU) n°3 de la raffinerie de Bahreïn : *Bahrain Petroleum Company B.S.C, Bahreïn*.