

Résultats de Technip pour le troisième trimestre 2015 Progrès sur des initiatives clés dans un marché difficile

RESULTATS DU TROISIEME TRIMESTRE 2015

- Prise de commandes de 1,7 milliard d'euros ; carnet de commandes à 17,5 milliards d'euros
- Hausse du chiffre d'affaires ajusté de 10 % à 3,1 milliards d'euros
- Résultat opérationnel courant ajusté² en progression de 21 % à 292 millions d'euros, avec 232 millions d'euros en Subsea et 76 millions d'euros en Onshore/Offshore
- Résultat net en hausse à 164 millions d'euros

OBJECTIFS POUR L'EXERCICE 2015 : RESULTAT OPERATIONNEL COURANT CONFIRME, CHIFFRE D'AFFAIRES EN HAUSSE

- Chiffre d'affaires ajusté Subsea au-delà de 5,5 milliards d'euros, résultat opérationnel courant ajusté⁵ à environ 840 millions d'euros
- Chiffre d'affaires Onshore/Offshore ajusté au-delà de 6 milliards d'euros, résultat opérationnel courant implicite ajusté² entre 210 et 230 millions d'euros

Le Conseil d'Administration de Technip, réuni le 27 octobre 2015, a arrêté les comptes consolidés ajustés du troisième trimestre.

NB : Les résultats du troisième trimestre 2015 présentés dans ce communiqué de presse ont été préparés sur la base ajustée décrite par Technip lors de son communiqué de presse sur les résultats du quatrième trimestre et au titre de l'exercice 2014. Ces résultats reflètent le cadre de reporting financier utilisé à des fins de gestion.

En millions d'euros (sauf résultat dilué par action)	3T 14	3T 15	Variation	9M 14	9M 15	Variation
Chiffre d'affaires ajusté	2 824,7	3 108,9	10,1%	7 908,6	9 090,6	14,9%
EBITDA implicite ajusté¹	305,1	371,8	21,9%	788,7	968,5	22,8%
<i>Taux d'EBITDA implicite ajusté</i>	<i>10,8%</i>	<i>12,0%</i>	<i>116bp</i>	<i>10,0%</i>	<i>10,7%</i>	<i>68pb</i>
Résultat opérationnel courant implicite ajusté²	241,5	292,0	20,9%	601,4	745,2	23,9%
<i>Taux de marge opérationnelle courante implicite ajusté³</i>	<i>8,5%</i>	<i>9,4%</i>	<i>84pb</i>	<i>7,6%</i>	<i>8,2%</i>	<i>59pb</i>
Charge exceptionnelle	-	(14,4)	nm	-	(584,8)	nm
Autres y compris effet d'impôt et résultat financier	(27,9)	(6,0)	nm	(35,8)	52,6	nm
Résultat net implicite⁴	159,5	184,3	15,5%	392,3	475,3	21,2%
Résultat opérationnel courant ajusté⁵	241,5	292,0	20,9%	601,4	560,8	nm
Résultat net, part du Groupe	131,6	163,9	24,5%	356,5	(56,9)	nm
Résultat dilué par action (€)	1,10	1,35	23,2%	2,98	(0,50)	nm
Prise de commandes	2 211	1 746		12 069	4 757	
Carnet de commandes	19 306	17 459		19 306	17 459	

¹ Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence hors éléments exceptionnels, dépréciation et amortissement. Pas d'éléments exceptionnels au 3T15.

² Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence hors éléments exceptionnels. Pas d'éléments exceptionnels au 3T15.

³ Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence hors éléments exceptionnels, divisé par le chiffre d'affaires ajusté. Pas d'éléments exceptionnels au 3T15.

⁴ Résultat net, part du Groupe hors éléments exceptionnels. Cf. annexes V.

⁵ Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence.

M. Thierry Pilenko, Président-Directeur général de Technip, a déclaré : « Au cours du troisième trimestre, les efforts de Technip ont porté sur l'exécution à la fois de nos projets et de notre plan de restructuration. Les résultats de ce trimestre traduisent les progrès réalisés dans ces deux domaines. Nous avons enregistré une augmentation de notre chiffre d'affaires et de notre résultat

et sommes par conséquent en bonne voie pour atteindre les objectifs fixés au titre de l'exercice 2015.

Performance du trimestre

Dans le segment Subsea, nos projets majeurs en Afrique de l'Ouest ont bien progressé et mobiliseront une grande partie de la flotte de Technip au cours des prochains trimestres. Le chiffre d'affaires ajusté a progressé d'environ 15 % avec un résultat opérationnel courant ajusté de 232 millions d'euros. Dans un contexte de marché ralenti, la prise de commandes est restée faible et nous nous sommes efforcés de préserver le rapport opportunité de marché et risque. Au Brésil, la demande pour des conduites flexibles demeure soutenue : nous venons d'annoncer la première commande pour le champ Libra, destinée à exécuter le programme d'essais de puits. Cette commande est le fruit des investissements en R&D réalisés par Technip dans le but de saisir cette opportunité majeure dans la zone pré-salifère.

Dans le segment Onshore/Offshore, le résultat opérationnel courant ajusté est ressorti à 76 millions d'euros et le chiffre d'affaires a progressé de 6 %, avec une performance des projets en ligne avec notre annonce du deuxième trimestre. Nous avons livré tous les modules prévus en 2015 pour le projet Yamal et réalisé des avancées majeures sur le chantier naval de MMHE pour les projets SK316 et Malikai. La prise de commandes a été plus solide qu'il y a un an, à 1,2 milliard d'euros dans le segment, grâce à la fois à plusieurs nouveaux contrats dans l'aval, ainsi que la contribution des contrats de PMC et d'autres contrats remboursables dans notre portefeuille.

Au cours de ce trimestre, nous avons poursuivi la mise en œuvre de notre plan de restructuration enregistrant des résultats qui viennent soutenir nos objectifs d'économies de coûts.

De manière générale, nous réitérons nos objectifs de résultats au titre de l'exercice 2015 et nous anticipons un chiffre d'affaires plus élevé que prévu dans les deux segments.

Environnement du marché et stratégie

Compte tenu d'anticipations d'un prix du pétrole bas sur une période prolongée, nos clients vont continuer de réduire leurs nouveaux investissements. La baisse des prix dans l'ensemble des services pétroliers, ainsi que dans notre chaîne d'approvisionnement et dans les matières premières, contribueront à réduire le coût des nouveaux projets. Tandis que subsistent des foyers de résistance sur les marchés Offshore et Subsea, nous voyons à l'heure actuelle des opportunités dans l'Onshore en Amérique du Nord ainsi qu'en Europe de l'Est et en Afrique / Moyen-Orient. De manière générale, nous maintenons nos anticipations d'une dégradation durable et prononcée du marché pétrolier et gazier.

Par ailleurs, nos clients sont attentifs à la viabilité de leurs nouveaux projets dans un environnement de prix bas du pétrole. Pour Technip, cela se traduit par l'enthousiasme de nos clients à nos initiatives visant à introduire des technologies à forte valeur ajoutée et un certain degré d'optimisation et de standardisation dans la conception des projets. Les clients ont également réagi très favorablement à notre alliance avec FMC Technologies : la joint venture Forsys Subsea a remporté deux études d'ingénierie d'avant-projet, dépassant ainsi les objectifs fixés pour 2015, ouvrant la voie à la signature d'un contrat EPCI en 2016.

Concernant les perspectives de notre activité, nous restons mobilisés sur l'exécution de nos projets, sur la réduction de nos coûts ainsi que sur nos principes fondamentaux de qualité et de sécurité. Les mois à venir s'annoncent encore difficiles pour le secteur des services pétroliers. Toutefois, nous restons confiants, notre stratégie devrait nous permettre de faire face à ce contexte difficile, de générer davantage de valeur pour nos clients avec un portefeuille de solutions élargi et de renforcer la position de leadership de Technip dans le secteur. »

I. PRISE ET CARNET DE COMMANDES

1. Prise de commandes pour le troisième trimestre 2015

Au cours du troisième trimestre 2015, la **prise de commandes** de Technip s'est élevée à 1,7 milliard d'euros. La répartition par segment d'activité est la suivante :

Prise de commandes ¹ (en millions d'euros)	3T 2014	3T 2015
Subsea	1 272	530
Onshore/Offshore	939	1 216
Total	2 211	1 746

Dans le **Subsea**, la prise de commandes comprend de nouvelles commandes de conduites flexibles à fort contenu technologique ainsi que les équipements associés, qui seront produits dans nos usines de fabrication de Vitoria et Açu.

Dans la partie américaine du golfe du Mexique, nous avons remporté un contrat pour le développement d'infrastructures sous-marines pour le projet Stones. Ce contrat comprend deux raccordements sous-marins de production, dont les flowlines seront assemblés dans notre base à Mobile, en Alabama et installés en mer par le navire Deep Blue.

Dans l'**Onshore/Offshore**, la prise de commandes comprend les premiers travaux liés au contrat EPC (ingénierie, fourniture des équipements et construction) de modernisation et d'extension de la raffinerie MIDOR en Egypte, considérée comme étant la plus moderne du continent, afin d'améliorer la qualité de production de l'usine.

En République tchèque, Technip a également remporté un important contrat EPC pour une nouvelle usine de polyéthylène qui, en s'appuyant sur une technologie développée par INEOS, sera dotée d'une capacité de production de 270 000 tonnes/an de polyéthylène haute densité.

Ce trimestre, la prise de commandes comprend un montant significatif de travaux portant sur divers contrats de services dont du conseil en management de projets (PMC).

En annexe IV (b), figurent les principaux contrats annoncés depuis juillet 2015 et une indication de leur valeur approximative lorsque celle-ci a été publiée.

2. Carnet de commandes par zone géographique

A la fin du troisième trimestre 2015, le **carnet de commandes** de Technip s'est élevé à 17,5 milliards d'euros, contre 18,8 milliards d'euros à la fin du deuxième trimestre 2015 et à 19,3 milliards d'euros à la fin du troisième trimestre 2014.

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

Carnet de commandes ² (en millions d'euros)	30 juin 2015	30 septembre 2015	Variation
Europe, Russie, Asie Centrale	7 764	7 411	(4,5)%
Afrique	3 535	3 303	(6,6)%
Moyen-Orient	1 031	896	(13,1)%
Asie-Pacifique	2 511	2 000	(20,4)%
Amériques	3 983	3 849	(3,4)%
Total	18 824	17 459	(7,3)%

¹ La prise de commandes inclut tous les projets dont le chiffre d'affaires est consolidé dans nos états financiers ajustés.

² Le carnet de commandes inclut tous les projets dont le chiffre d'affaires est consolidé dans nos états financiers ajustés.

3. Ecoulement du carnet de commandes

Écoulement estimé du carnet de commandes au 30 septembre 2015 (en millions d'euros)	Subsea	Onshore/Offshore	Group
2015 (3 mois)	1 301	1 476	2 777
2016	4 231	4 422	8 653
2017 et au-delà	2 890	3 139	6 029
Total	8 422	9 037	17 459

II. PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ET OPERATIONNELLES POUR LE TROISIÈME TRIMESTRE 2015 – BASE AJUSTÉE

Le 6 juillet, le Groupe a annoncé le lancement de son plan de restructuration en réponse à la dégradation du marché pétrolier et gazier. Des détails complémentaires sur la charge exceptionnelle passée au troisième trimestre sont exposés dans la section II.4 ci-dessous, avec des commentaires supplémentaires le cas échéant dans les sections par segment.

1. Subsea

Les principales opérations dans le **Subsea** pour ce trimestre sont les suivantes :

- **Aux Amériques :**
 - **Dans le golfe du Mexique**, le Deep Blue a achevé avec succès sa troisième campagne d'installation pour le projet Julia ainsi que le raccordement à la plateforme fixe Pompano située dans le champ Amethyst. Parallèlement, les activités de soudage se sont poursuivies sur le projet Kodiak.
 - **Au Brésil**, la production de conduites flexibles s'est poursuivie pour les champs pré-salifères de Lula Alto, Iracema Norte, Iracema Sul, Sapinhoá & Lula Nordeste et Sapinhoá Norte dans nos usines de fabrication de Vitória et Açú.
- **En mer du Nord**, le North Sea Atlantic a finalisé les travaux de pré-installation des nouveaux risers pour le projet Quad 204, avant de se rendre en Australie, où il sera mobilisé sur le projet Wheatstone. Le projet Kraken sur lequel les ombilicaux ont été livrés a bien avancé. En Norvège, le North Sea Giant a finalisé l'installation des modules de compression du gaz sur le projet Åsgard Subsea Compression.
- **En Asie Pacifique**, le G1201 a bien avancé sur le projet Malikai en Malaisie. Le Deep Energy a achevé sa campagne en mer sur le projet Prelude en Australie pour se rendre ensuite en Afrique de l'Ouest. L'ingénierie et la fourniture des équipements se sont poursuivies sur les projets Jangkrik et Bangka en Indonésie, pour lesquels la fabrication des conduites flexibles avance bien dans notre usine Asiaflex.
- **En Afrique de l'Ouest**, le Deep Energy a démarré ses travaux sur le développement du Bloc 15/06 en Angola, avec l'installation de conduites rigides soudées dans notre base d'assemblage de Dande, tandis que le Deep Pioneer et le Deep Orient ont finalisé leurs campagnes en mer, se rendant respectivement sur les projets Moho Nord et Wheatstone. Au Congo, le G1200 a été mobilisé sur Moho Nord, tandis que l'ingénierie et la fourniture des équipements ont avancé sur les projets T.E.N. au Ghana et Kaombo en Angola.

Globalement, le **taux d'utilisation des navires** du Groupe pour le troisième trimestre 2015 ressort à 89 %, contre 86 % pour le troisième trimestre 2014, et en ligne avec les 89 % enregistrés au deuxième trimestre 2015.

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

En millions d'euros	3T 2014	3T 2015	Variation
Subsea			
Chiffre d'affaires ajusté	1 348,3	1 547,0	14,7%
EBITDA ajusté	246,5	302,4	22,7%
<i>Taux d'EBITDA ajusté</i>	<i>18,3%</i>	<i>19,5%</i>	<i>127pb</i>
Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence*	193,0	232,0	20,2%
<i>Taux de marge opérationnelle courante ajusté</i>	<i>14,3%</i>	<i>15,0%</i>	<i>68pb</i>

* Aucune charge exceptionnelle n'est incluse dans le résultat opérationnel courant ajusté Subsea.

2. Onshore/Offshore

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

- **Au Moyen-Orient**, la construction de l'usine d'Halobutyl en Arabie Saoudite est presque finalisée. La fabrication des plates-formes du projet offshore FMB au Qatar s'est poursuivie et l'activité s'est accélérée sur le complexe Umm Lulu à Abu Dhabi. Par ailleurs, l'activité de conseil en management de projet (PMC) a avancé, notamment pour le projet Nasr Phase II Full Field Development à Abu Dhabi et pour la modernisation de la raffinerie de Basra en Irak.
- **En Asie Pacifique**, les topsides de la plate-forme centrale de traitement ont été transportés jusqu'au Bloc SK316, tandis que les topsides de la plate-forme à lignes tendues (TLP) du champ Malikai ont été hissés sur la coque avec succès sur le chantier naval de MMHE en Malaisie. En ce qui concerne le projet RAPID, également situé en Malaisie, notre équipe PMC a été entièrement mobilisée pour suivre la construction des installations du projet. En Corée, le touret (système d'ancrage) a été installé avec succès sur la coque du FLNG Prelude. Dans le même temps, en Inde, la construction s'est poursuivie dans l'usine d'acide téréphtalique de Mangalore et nous avons presque finalisé la plate-forme Heera Redevelopment (HRD).
- **En Europe et en Russie**, le premier module de *pipe rack* pour le premier train de GNL a été acheminé avec succès et installé sur ses fondations pour le projet GNL de Yamal, tandis que des sous-stations électriques ont navigué en toute sécurité vers Sabetta après un acheminement à travers le Détroit de Bering – ce qui est une première dans l'industrie. Elles sont maintenant installées sur leurs fondations. Les modules de traitement sont en cours de construction sur les chantiers navals chinois. Dans l'ensemble, nous avons livré avec succès tous les modules planifiés en 2015. Ailleurs, l'ingénierie s'est poursuivie dans l'usine d'ammoniac de Duslo en Slovaquie, tandis qu'en Bulgarie, le projet H-Oil de Burgas a été livré au client.
- **Aux Amériques**, l'ingénierie et la fourniture des équipements ont avancé pour le craqueur d'éthane de grande envergure de Sasol et le complexe de ses dérivés près de Lake Charles, en Louisiane. La construction a continué pour l'usine de polyéthylène de CPChem au Texas et est presque terminée pour le complexe pétrochimique Ethylene XXI au Mexique. Parallèlement, la construction des topsides a continué sur le projet Juniper à Trinidad et Tobago.

Ce trimestre, aucune charge exceptionnelle en lien avec le plan de restructuration n'a été passée dans le résultat opérationnel courant Onshore/Offshore. Tous les coûts de restructuration ont été comptabilisés dans le résultat opérationnel non courant (cf. section II.4).

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

En millions d'euros	3T 2014	3T 2015	Variation
Onshore/Offshore			
Chiffre d'affaires ajusté	1 476,4	1 561,9	5,8%
Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence*	69,6	75,5	8,5%
<i>Taux de marge opérationnelle courante ajusté</i>	<i>4,7%</i>	<i>4,8%</i>	<i>12pb</i>

* Aucune charge exceptionnelle n'est incluse dans le résultat opérationnel courant ajusté Onshore/Offshore au 3T 2015.

3. Groupe

Le **résultat opérationnel courant ajusté du Groupe après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence**, incluant 16 millions d'euros de charges relatives au segment Corporate, est indiqué dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	3T 2014	3T 2015	Variation
Groupe			
Chiffre d'affaires ajusté	2 824,7	3 108,9	10,1%
Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence*	241,5	292,0	20,9%
<i>Taux de marge opérationnelle courante ajusté</i>	<i>8,5%</i>	<i>9,4%</i>	<i>84pb</i>

* Aucune charge exceptionnelle n'est incluse dans le résultat opérationnel courant ajusté au 3T 2015.

Au troisième trimestre 2015, par rapport à l'an dernier, l'impact estimé des **variations de change** a été positif de 183 millions d'euros sur le chiffre d'affaires ajusté et également positif de 25 millions d'euros sur le résultat opérationnel courant ajusté après quote-part des sociétés mises en équivalence.

4. Eléments non courants et résultat net du Groupe ajustés

Des éléments opérationnels non courants ajustés de (14) millions d'euros ont été comptabilisés ce trimestre, en lien avec le plan de restructuration annoncé le 6 juillet dernier, portant les charges exceptionnelles totales liées au plan de restructuration à 585 millions d'euros sur un total estimé à 650 millions d'euros.

Le **résultat financier ajusté** au troisième trimestre 2015 comprend principalement une charge d'intérêts de 26 millions d'euros sur dette à long et court terme et une charge exceptionnelle de 11 millions d'euros de dépréciation de nos titres MHB¹.

¹ MHB : Malaysia Marine and Heavy Engineering Holdings Berhad, cotée en Malaisie sur *Bursa Malaysia* dont Technip est actionnaire à hauteur de 8,5 %.

En millions d'euros (sauf résultat dilué par action et nombre moyen d'actions sur une base diluée)	3T 2014	3T 2015	Variation
Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence*	241,5	292,0	20,9%
Autres produits et charges non courants ajustés	(33,8)	(14,0)	(58,6)%
Résultat financier ajusté	(19,1)	(39,2)	105,2%
Charge d'impôt sur le résultat ajusté	(55,4)	(70,3)	26,9%
<i>Taux effectif d'imposition ajusté</i>	29,4%	29,4%	6pb
Intérêts minoritaires ajustés	(1,6)	(4,6)	187,5%
Résultat net, part du Groupe	131,6	163,9	24,5%
Résultat net implicite	159,5	184,3	15,5%
Nombre moyen d'actions sur une base diluée	124 840 404	125 439 384	0,5%
Résultat dilué par action (€)	1,10	1,35	23,2%

* Aucune charge exceptionnelle n'est incluse dans le résultat opérationnel courant ajusté au 3T 2015.

5. Flux de trésorerie et situation financière ajustée consolidée

Au 30 septembre 2015, la **situation de trésorerie nette ajustée** s'est élevée à 1 301 millions d'euros contre 1 415 millions d'euros au 30 juin 2015.

Trésorerie ajustée ¹ au 30 juin 2015	3 976,2
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation, ajustés	40,3
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement, ajustés	(69,5)
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement, ajustés	(1,0)
Différences de change, ajustées	(143,8)
Trésorerie ajustée ¹ au 30 septembre 2015	3 802,2

Les investissements industriels ajustés pour le troisième trimestre 2015 se sont élevés à 74 millions d'euros contre 77 millions d'euros il y a un an.

Le bilan du Groupe reste solide et liquide. Les **capitaux propres part du Groupe** sont ressortis au 30 septembre 2015 à 4 387 millions d'euros contre 4 363 millions d'euros au 31 décembre 2014.

III. OBJECTIFS POUR L'EXERCICE 2015 : RESULTAT OPERATIONNEL COURANT CONFIRME, CHIFFRE D'AFFAIRES EN HAUSSE

- **Chiffre d'affaires ajusté Subsea au-delà de 5,5 milliards d'euros, résultat opérationnel courant ajusté² à environ 840 millions d'euros**
- **Chiffre d'affaires ajusté Onshore/Offshore au-delà de 6 milliards d'euros, résultat opérationnel courant implicite ajusté³ entre 210 et 230 millions d'euros**

¹ Trésorerie et équivalents de trésorerie ajustés nets des découverts bancaires.

² Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence.

³ Résultat opérationnel courant ajusté après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence hors éléments exceptionnels.

°
° °

L'information sur les résultats du troisième trimestre 2015 comprend ce communiqué de presse, ses annexes ainsi que la présentation publiée sur le site Web de Technip : www.technip.com

NOTICE

Aujourd'hui, jeudi 29 octobre 2015, M. Thierry Pilenko, Président-Directeur Général, ainsi que M. Julian Waldron, Group 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 10h00, 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 43
R.-U.:	+44 (0) 203 367 9461
Etats-Unis :	+1 855 402 7762

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	296501#
R.-U.:	+44 (0) 203 367 9460	296501#
Etats-Unis :	+1 877 642 3018	296501#

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 36 000 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 (ADR: TKPPY).



ISIN: FR0000131708



OTC ADR ISIN: US8785462099
OTCQX: TKPPY

Relations investisseurs et analystes

Kimberly Stewart
Aurélia Baudey-Vignaud
Michèle Schanté

Tél. : +33 (0) 1 47 78 66 74, e-mail : kstewart@technip.com
Tél. : +33 (0) 1 85 67 43 81, e-mail : abaudeyvignaud@technip.com
Tél. : +33 (0) 1 47 78 67 32, e-mail : mschante@technip.com

Relations publiques

Laure Montcel
Delphine Nayral

Tél. : +33 (0)1 49 01 87 81
Tél. : +33 (0)1 47 78 34 83, e-mail : press@technip.com

Site Internet Technip

<http://www.technip.com>

Site Internet investisseurs

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

Site mobile investisseurs

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

ANNEX I (a)¹
COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE AJUSTE

En millions d'euros (sauf résultat dilué par action et nombre moyen d'actions sur une base diluée)	Troisième trimestre Non audité			9 mois Non audité		
	2014	2015	Variation	2014	2015	Variation
Chiffre d'affaires	2 824,7	3 108,9	10,1%	7 908,6	9 090,6	14,9%
Marge brute	408,2	456,8	11,9%	1 121,6	1 059,4	(5,5)%
Frais de recherche et développement	(21,2)	(19,4)	(8,5)%	(57,2)	(61,0)	6,6%
Frais commerciaux, administratifs et autres	(149,4)	(150,9)	1,0%	(475,6)	(459,8)	(3,3)%
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	3,9	5,5	41,0%	12,6	22,2	76,2%
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	241,5	292,0	20,9%	601,4	560,8	nm
Résultat opérationnel non courant	(33,8)	(14,0)	(58,6)%	(40,3)	(417,8)	nm
Résultat opérationnel	207,7	278,0	33,8%	561,1	143,0	nm
Résultat financier	(19,1)	(39,2)	105,2%	(60,8)	(106,5)	75,2%
Résultat avant impôt	188,6	238,8	26,6%	500,3	36,5	nm
Charge d'impôt sur le résultat	(55,4)	(70,3)	26,9%	(140,9)	(84,2)	nm
Intérêts minoritaires	(1,6)	(4,6)	187,5%	(2,9)	(9,2)	nm
Résultat net, part du Groupe	131,6	163,9	24,5%	356,5	(56,9)	nm
Nombre moyen d'actions sur une base diluée ²	124 840 404	125 439 384	0,5%	125 006 534	114 325 725	nm
Résultat dilué par action (€)	1,10	1,35	23,2%	2,98	(0,50)	nm

¹ Les annexes I(a) et I(c) ne présentent pas le résultat opérationnel courant implicite. Voir l'annexe V, page 18, pour les éléments exceptionnels.

² 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. Le résultat net du Groupe sur neuf mois étant négatif, les options de souscriptions d'actions, actions de performance et obligations convertibles OCEANE ont un effet anti-dilutif.

CHIFFRE D'AFFAIRES ET RESULTAT NET CONSOLIDES

En millions d'euros	Troisième trimestre Non audité			9 mois Non audité		
	2014	2015	Variation	2014	2015	Variation
Chiffre d'affaires	2 695,1	2 608,6	(3,2)%	7 537,0	7 945,0	5,4%
Résultat net, part du Groupe	131,6	163,9	24,5%	356,5	(56,9)	nm

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

	Cours de clôture		Cours moyen			
	31 déc. 2014	30 sep. 2015	3T 2014	3T 2015	9M 2014	9M 2015
USD pour 1 EUR	1,21	1,12	1,33	1,11	1,36	1,11
GBP pour 1 EUR	0,78	0,74	0,79	0,72	0,81	0,73
BRL pour 1 EUR	3,22	4,48	3,01	3,94	3,10	3,52
NOK pour 1 EUR	9,04	9,52	8,27	9,14	8,28	8,81

ANNEX I (c)¹
INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES AJUSTEES
SUR LES SEGMENTS D'ACTIVITE

En millions d'euros	Troisième trimestre Non audité			9 mois Non audité		
	2014	2015	Variation	2014	2015	Variation
<u>SUBSEA</u>						
Chiffre d'affaires	1 348,3	1 547,0	14,7%	3 590,1	4 388,4	22,2%
Marge brute	255,3	301,0	17,9%	638,0	841,3	31,9%
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	193,0	232,0	20,2%	437,2	647,5	48,1%
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	14,3%	15,0%	68pb	12,2%	14,8%	258pb
Amortissements et dépréciations	(53,5)	(70,4)	31,6%	(159,5)	(194,1)	21,7%
EBITDA	246,5	302,4	22,7%	596,7	841,6	41,0%
<i>Taux d'EBITDA</i>	18,3%	19,5%	127pb	16,6%	19,2%	256pb
<u>ONSHORE/OFFSHORE</u>						
Chiffre d'affaires	1 476,4	1 561,9	5,8%	4 318,5	4 702,2	8,9%
Marge brute	152,9	155,8	1,9%	483,6	218,1	nm
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	69,6	75,5	8,5%	228,3	(32,2)	nm
<i>Taux de marge opérationnelle courante</i>	4,7%	4,8%	12pb	5,3%	(0,7)%	nm
Amortissements et dépréciations	(10,1)	(9,4)	(6,9)%	(27,8)	(29,2)	5,0%
<u>CORPORATE</u>						
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	(21,1)	(15,5)	(26,5)%	(64,1)	(54,5)	(15,0)%
Amortissements et dépréciations	-	-	-	-	-	-

¹ Les annexes I(a) et I(c) ne présentent pas le résultat opérationnel courant implicite. Voir l'annexe V page 18 pour les éléments exceptionnels.

ANNEX I (d)
CHIFFRE D'AFFAIRES AJUSTE PAR ZONE GEOGRAPHIQUE

En millions d'euros	Troisième trimestre Non audité			9 mois Non audité		
	2014	2015	Variation	2014	2015	Variation
Europe, Russie, Asie Centrale	837,6	1 202,9	43,6%	2 547,2	3 385,6	32,9%
Afrique	335,5	428,2	27,6%	815,2	1 371,9	68,3%
Moyen-Orient	290,3	193,0	(33,5)%	945,2	698,2	(26,1)%
Asie-Pacifique	543,5	581,6	7,0%	1 455,5	1 540,5	5,8%
Amériques	817,8	703,2	(14,0)%	2 145,5	2 094,4	(2,4)%
TOTAL	2 824,7	3 108,9	10.1%	7 908,6	9 090,6	14,9%

ANNEX II
ETAT DE SITUATION FINANCIERE CONSOLIDEE AJUSTEE

En millions d'euros	31 déc. 2014 Audité	30 sep. 2015 Non audité
Actifs immobilisés	6 414,2	6 442,0
Impôts différés actifs	391,0	454,8
Actif non courant	6 805,2	6 896,8
Contrats de construction – montants à l'actif	756,3	973,1
Stocks, créances clients et autres	3 297,0	3 458,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 738,3	3 802,2
Actif courant	7 791,6	8 233,5
Actifs détenus en vue de la vente	3,2	27,7
Total actif	14 600,0	15 158,0

Capitaux propres (part du Groupe)	4 363,4	4 386,6
Intérêts minoritaires	11,8	16,7
Capitaux propres	4 375,2	4 403,3
Dettes financières non courantes	2 356,6	1 637,4
Provisions non courantes	232,9	243,4
Impôts différés passifs et autres dettes non courantes	249,1	249,4
Passif non courant	2 838,6	2 130,2
Dettes financières courantes	256,4	864,0
Provisions courantes	328,3	399,9
Contrats de construction – montants au passif	2 258,2	1 954,8
Dettes fournisseurs et autres	4 543,3	5 405,8
Passif courant	7 386,2	8 624,5
Total capitaux propres et passif	14 600,0	15 158,0

Trésorerie nette	1 125,3	1 300,8
-------------------------	----------------	----------------

Etat des variations de capitaux propres consolidés ajustés (part du Groupe)	
Non audité (en millions d'euros) :	
Capitaux propres au 31 décembre 2014	4 363,4
Résultat net	(56,9)
Autres éléments du résultat global	121,4
Augmentation de capital	158,2
Opérations sur titres auto-détenus	3,7
Dividendes versés	(225,8)
Autres	22,6
Capitaux propres au 30 septembre 2015	4 386,6

ANNEXE III (a)
ETAT DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES AJUSTES

En millions d'euros	9 mois Non audité	
	2014	2015
Résultat net, part du Groupe	356,5	(56,9)
Amortissements et dépréciations des immobilisations	187,3	266,1
Charges liées aux plans d'options de souscription et d'attribution d'actions de performance	29,1	19,9
Provisions non courantes (dont les engagements sociaux)	14,6	145,3
Impôts différés	25,3	(72,8)
(Produits) / pertes nets de cession d'immobilisations et de titres de participation	6,8	(28,3)
Intérêts minoritaires et autres	15,6	13,4
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	635,2	286,7
Variation du besoin en fonds de roulement lié à l'exploitation	(225,8)	123,0
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	409,4	409,7
Investissements industriels	(263,0)	(218,2)
Produits de cessions d'actifs non courants	29,6	5,2
Acquisitions d'actifs financiers	(35,6)	(2,3)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées net de la trésorerie acquise	(5,9)	(31,7)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'investissement	(274,9)	(247,0)
Augmentation / (Diminution) nette de l'endettement	185,2	(102,7)
Augmentation de capital	11,5	21,3
Dividendes versés	(206,5)	(88,9)
Rachat d'actions d'auto-détention et autres	(41,8)	(5,8)
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement	(51,6)	(176,1)
Différences de change nettes	99,1	78,2
Augmentation / (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	182,0	64,8
Découverts bancaires en début de période	(2,4)	(0,9)
Trésorerie et équivalents de trésorerie en début de période	3 205,4	3 738,3
Découverts bancaires en fin de période	(2,4)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie en fin de période	3 387,4	3 802,2
	182,0	64,8

ANNEXE III (b)
TRESORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER AJUSTES

En millions d'euros	31 décembre 2014 Audité	30 septembre 2015 Non audité
Equivalents de trésorerie	1 809,4	1 968,4
Trésorerie	1 928,9	1 833,8
Trésorerie totale (A)	3 738,3	3 802,2
Dettes financières courantes	256,4	864,0
Dettes financières non courantes	2 356,6	1 637,4
Dette totale (B)	2 613,0	2 501,4
Trésorerie nette (A – B)	1 125,3	1 300,8

ANNEXE IV (a)
CARNET DE COMMANDES PAR SEGMENT D'ACTIVITE

En millions d'euros	31 décembre 2014 Audité	30 septembre 2015 Non audité	Variation
Subsea	9 727,8	8 422,0	(13,4)%
Onshore/Offshore	11 208,4	9 036,9	(19,4)%
Total	20 936,2	17 458,9	(16,6)%

ANNEXES IV (b)
CONTRATS ANNONCES
Non audité

Les principaux contrats que nous avons annoncés au cours du troisième trimestre 2015 ont été les suivants :

Dans le segment **Subsea** :

- Un contrat d'ingénierie, de fourniture des équipements, de construction, d'installation et de mise en service pour le raccordement du premier support flottant de gaz naturel liquéfié de PETRONAS (PFLNG1) à la plate-forme KAKG-A, couvrant la fourniture des équipements et l'installation d'une flowline flexible de 3,2 kilomètres entre la plate-forme centrale de traitement existante KAKG-A du champ Kanowit jusqu'au riser de l'unité PETRONAS FLNG1 : *PETRONAS Carigali, champ Kanowit, situé à 200 kilomètres au large de Bintulu, Malaisie orientale,*
- Un contrat d'ingénierie, de fourniture des équipements, d'installation et de mise en service pour le projet D18, faisant partie du contrat cadre de 5 ans signé avec PETRONAS fin 2014. Ce projet comprend la fourniture des équipements et l'installation de deux conduites flexibles d'injection d'eau de 8" de diamètre et de 9,5 kilomètres de longueur totale : *PETRONAS Carigali Sdn Bhd (PCSB), Malaisie orientale.*

Dans le segment **Onshore/Offshore** :

- Le projet Browse FLNG comprend la réalisation et l'installation de trois unités FLNG. Ce contrat porte sur les éléments de l'ingénierie d'avant-projet détaillé (FEED) du projet Browse FLNG. Un second contrat qui couvre l'ingénierie, la fourniture des équipements, la construction et l'installation, attribué à Technip Samsung Consortium, est soumis à la décision finale d'investissement du client : *Shell Gas & Power Developments BV & Woodside Energy Limited, champs Brecknock, Calliance et Torosa dans le Bassin Browse, situé à 425 kilomètres au nord de Broome, Australie Occidentale,*
- Un contrat pour des services de conseil en management de projet (PMC) portant sur un projet de transport de gaz depuis le champ de Shah Deniz vers le marché européen. Les services porteront sur l'ensemble du management du projet et du chantier, la fourniture des équipements et la sous-traitance pour tous les lots EPC durant les phases d'ingénierie, de fourniture des équipements et de construction, ainsi que la gestion de garantie et de clôture du projet : *Trans Adriatic Pipeline (TAP) AG, Italie, Albanie et Grèce,*
- Un contrat pour un projet de modernisation et de développement de la raffinerie MIDOR, visant à améliorer la qualité de la production de l'usine, considérée comme la plus moderne du continent africain : *MIDOR (Middle East Oil Refinery), près d'Alexandrie, Egypte,*
- Un contrat pour un projet de modernisation de la raffinerie Assiut, destiné à raffiner le « fond du baril » et visant à maximiser la production de carburant diesel : *Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) et Assiut Oil Refining Company (ASORC), Haute Egypte,*
- Un important contrat couvrant l'ingénierie, la fourniture des équipements et la construction (EPC) d'une nouvelle usine de polyéthylène (PE3). S'appuyant sur une technologie développée par INEOS, la nouvelle unité sera dotée d'une capacité de production de 270 000 t/an de polyéthylène haute densité : *Unipetrol, République tchèque.*

Depuis le 30 septembre 2015, Technip a également annoncé l'attribution des contrats suivants, qui étaient **inclus dans le carnet de commandes** au 30 septembre 2015 :

Dans le segment **Subsea** :

- Contrat de fourniture d'ombilicaux pour le développement du Bloc 15/06 East Hub à une profondeur d'eau de 450-600 mètres, couvrant 15 kilomètres d'ombilicaux statiques et dynamiques en acier : *ENI S.p.A., situé à 350 kilomètres au nord de Luanda, Angola,*
- Un contrat portant sur le développement d'infrastructures sous-marines destinées au projet Stones, dont deux raccordements sous-marins de production à l'unité flottante de production, stockage et déchargement (FPSO) : *Shell Offshore Inc., zone de Walker Ridge, partie américaine du golfe du Mexique,*
- Un contrat d'ingénierie, de fourniture des équipements, de fabrication, d'installation et de mise en service de trois conduites flexibles d'une longueur totale de 9,9 kilomètres. Les conduites consistent en deux risers et flowlines de production ainsi qu'en un riser et flowline d'exportation de gaz, destinés à raccorder la nouvelle unité FPSO aux plates-formes en eaux peu profondes pour le champ Layang : *JX Nippon Oil and Gas Exploration Ltd, au large de Sarawak en Malaisie.*

Dans le segment **Onshore/Offshore** :

- Un contrat pour fournir trois reformeurs de production d'hydrogène destinés au projet RAPID de PETRONAS : *PETRONAS, état de Johor, Malaisie,*

- Un contrat pour fournir sa technologie propriétaire d'éthylène ainsi que le dossier d'études du bailleur de procédés (PDP) pour un nouveau craqueur d'éthane doté d'une capacité de production de 1 000 kt/a dont la décision finale d'investissement par le client est prévue en 2016 ou 2017 : *PTTGC America LLC (PTTGCA), une filiale de PTT Global Chemical, la plus grande société du secteur de la pétrochimie intégrée et du raffinage en Thaïlande, ce craqueur sera situé dans le comté de Belmont dans l'Ohio aux États-Unis.*

Depuis le 30 septembre 2015, Technip a également annoncé l'attribution du contrat suivant, qui **n'est pas inclus dans le carnet de commandes** au 30 septembre 2015 :

Dans le segment **Subsea** :

- Un contrat conséquent portant sur la fourniture de conduites flexibles de haute technologie pour le champ Libra Extended Well Test. Il comprend des conduites flexibles de production de pétrole de 8" ainsi que des conduites flexibles de service et d'injection de gaz de 6". Il s'agit de l'une des premières phases de développement de l'immense champ Libra. Les conduites flexibles de haute technologie seront fabriquées dans les usines Technip de Vitoria et d'Açu au Brésil : *Libra Oil & Gas BV, un consortium dirigé par Petrobras Netherland BV (PNBV, 40 %) et ses partenaires : Shell (20 %), Total (20 %), CNOOC (10 %) et CNPC (10 %), situé dans la zone pré-salifère du bassin de Santos au Brésil.*

ANNEX V
RECONCILIATION DU RESULTAT NET IMPLICITE
Non audité

En millions d'euros

	Troisième trimestre 2015	9 mois 2015
Résultat net, part du Groupe	163,9	(56,9)
Charge exceptionnelle en résultat opérationnel courant	-	184,4
Charge d'éléments non courants	14,4	400,4
Autres	(0,4)	17,4
Effet d'impôt et résultat financier	6,4	(70,0)
Résultat net implicite	184,3	475,3