



# Résultats 2013 et perspectives

Février 2014

# Résultats



# Rentabilité et acceptabilité, piliers d'une entreprise durable

## RÉSULTATS



- Résultat net ajusté en 2013 : **14,3 G\$**
- Rentabilité des capitaux propres : **15%**
- Taux d'endettement : **23%**
- Dividende : **7 G\$**

## ACCEPTABILITÉ



- TRIR\* : **-14%** vs 2012
- Brûlage de gaz : **-40%** vs 2005
- **9 M** d'heures travaillées localement sur CLOV
- **> 3 000** projets sociétaux

Engagé dans une stratégie responsable pour une croissance long terme

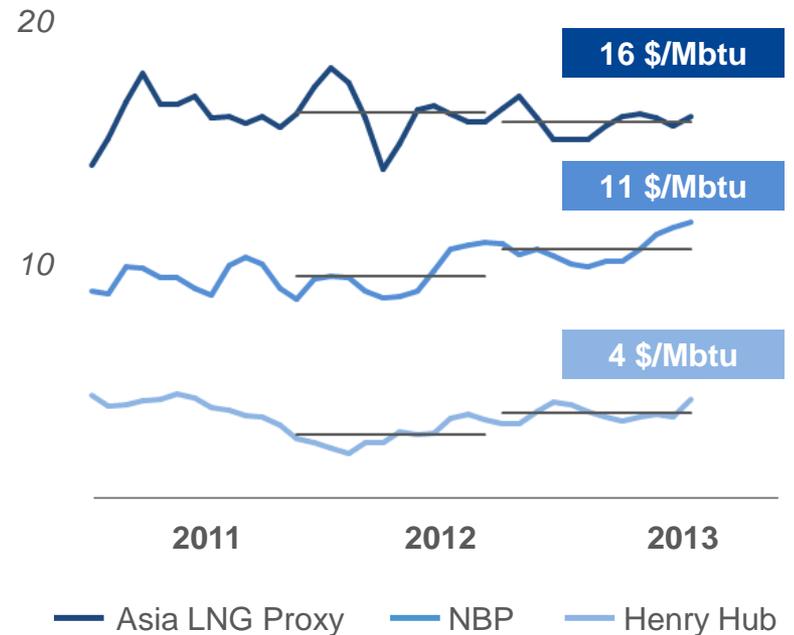
\* Taux de fréquence des accidents déclarés (Total Recordable Injury Rate)

# Environnement amont 2013

Brent  
\$/b



Gaz  
\$/Mbtu



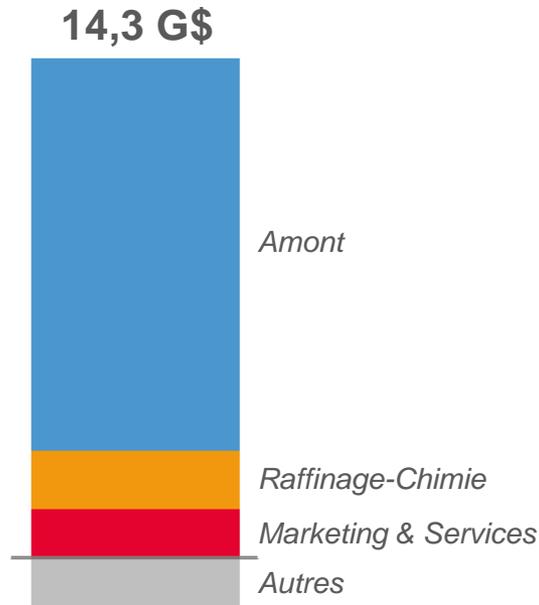
Taux de capacités disponibles	3%	3%	4%
Variation de la demande	+0,6 Mb/j	+0,8 Mb/j	+1,1 Mb/j
	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>

**Stabilité des prix du pétrole et du gaz**

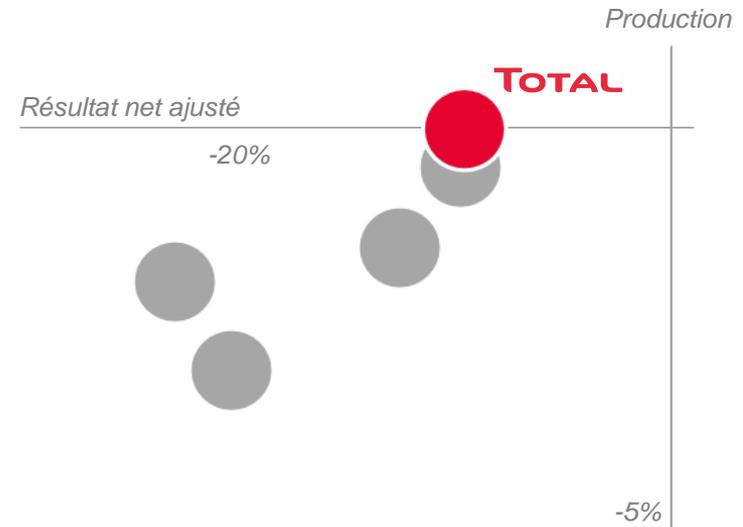


# Des résultats 2013 solides et compétitifs

Résultat net ajusté  
G\$



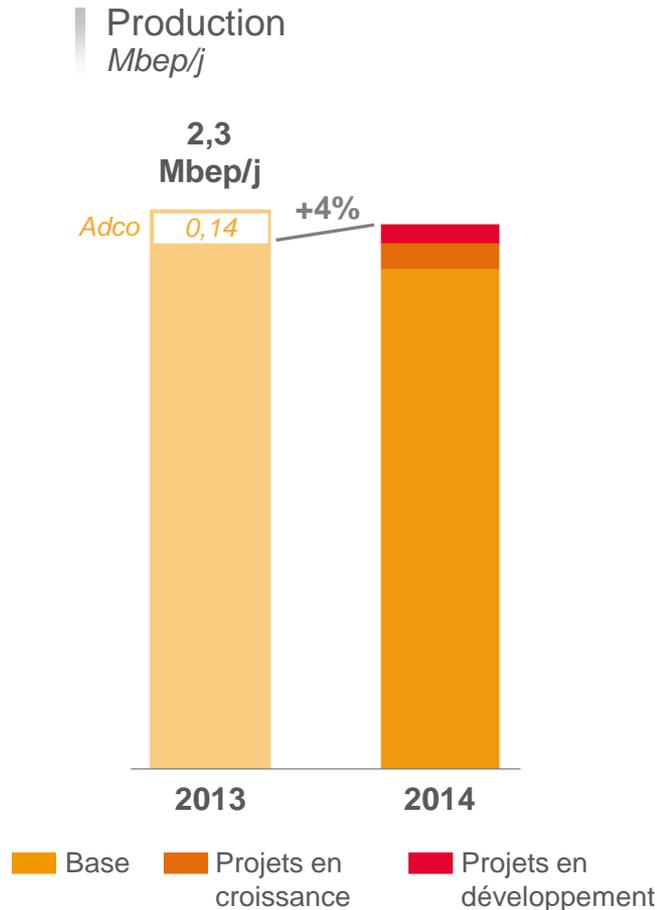
Production et résultat net ajusté  
% variation 2013 vs 2012 pour Total et ses pairs\*



**Bonne résistance de l'Amont malgré des événements exceptionnels**  
**Premiers résultats de la réorganisation de l'Aval**

\* BP, Chevron, Exxon, Shell – sur la base d'informations publiques

# Profil de production 2013-14



Production 2013 stable, malgré des événements exceptionnels

Taux de déclin de **3-4%**

Nouvelle licence Adco en cours de négociation

> **150 kbep/j** apportés par les démarrages et les projets en croissance en 2014

Contribution des démarrages > **50 \$/bep** de *cash flow*

**Contribution accrétive des démarrages et des projets en croissance en 2014**

# De nouveaux projets géants en portefeuille

## Fort Hills



- Sables bitumineux
- Capacité : 180 kb/j
- Démarrage : 2017

● FID 2013

● Nouvelles ressources

## Yamal



- Onshore GNL
- Capacité : 16,5 Mt/a
- Démarrage : 2017

## Libra



- Offshore profond
- Ressources : 8-12Gb
- Appréciation : 2014-15

## Egina



- Offshore profond
- Capacité : 200 kb/j
- Démarrage : 2017

## Moho Nord



- Offshore profond
- Capacité : 140 kb/j
- Démarrage : 2016

## Elk-Antelope\*



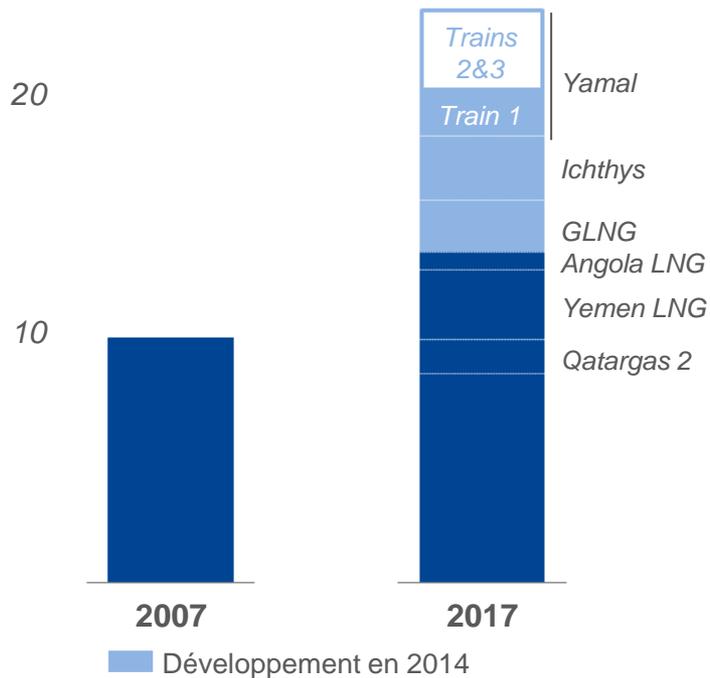
- Onshore GNL
- Ressources >5 Tcf
- Appréciation : 2014-15

**Une année clé pour le lancement et la constitution de nouvelles ressources**

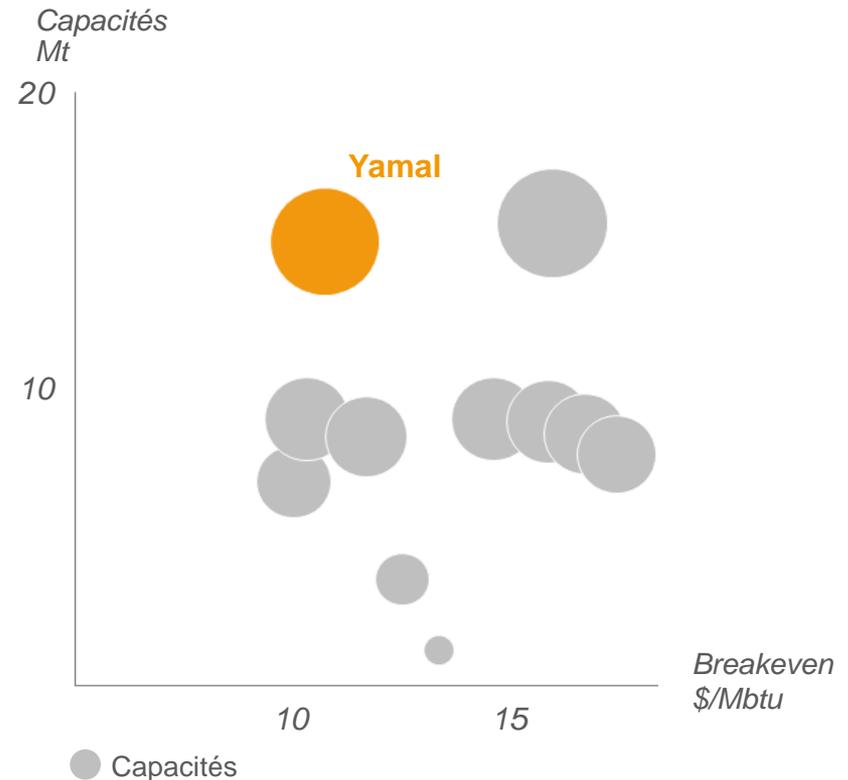
\* Acquisition en cours de finalisation

# Capitaliser sur des positions GNL fortes

Développer les capacités GNL du Groupe\*  
Mt



Lancer un projet très compétitif en 2013  
projets GNL en cours de développement\*\*



**~20% de la production, >25% du résultat Amont 2013**

\* Quote-part de Bontang incluse. Démarrages des trains 2 & 3 de Yamal prévus après 2017

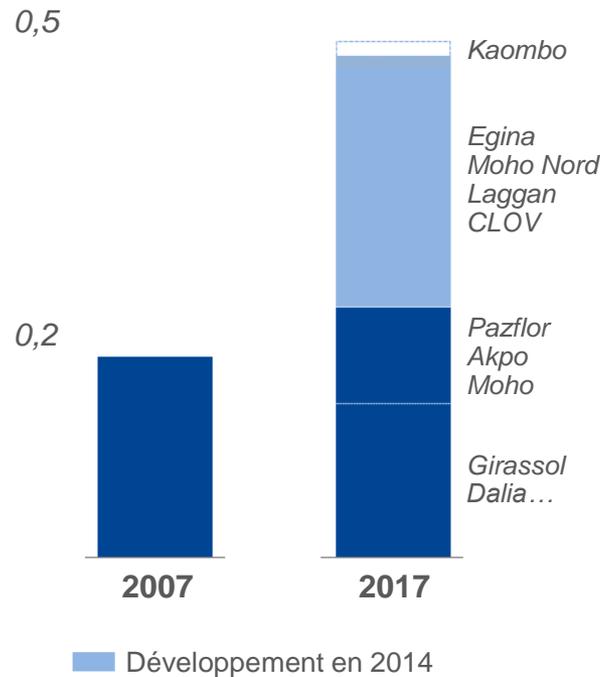
\*\* Source Wood Mackenzie 4T 2013 ; Brent LT 100 \$/b ; CIF Tokyo pour un TRI à 12%



# Un leader mondial de l'offshore profond



Production en offshore profond  
Mbep/j, quote-part Total



Des projets à fort contenu technologique et forte rentabilité

8 FPSO opérés en 2017

Finalisation du projet **Kaombo**

Entrée dans **Libra**

**Puits d'exploration** en 2014 : Kwanza, Afrique du Sud, Brésil et Côte d'Ivoire

~10% de la production, >25% du résultat de l'Amont en 2013

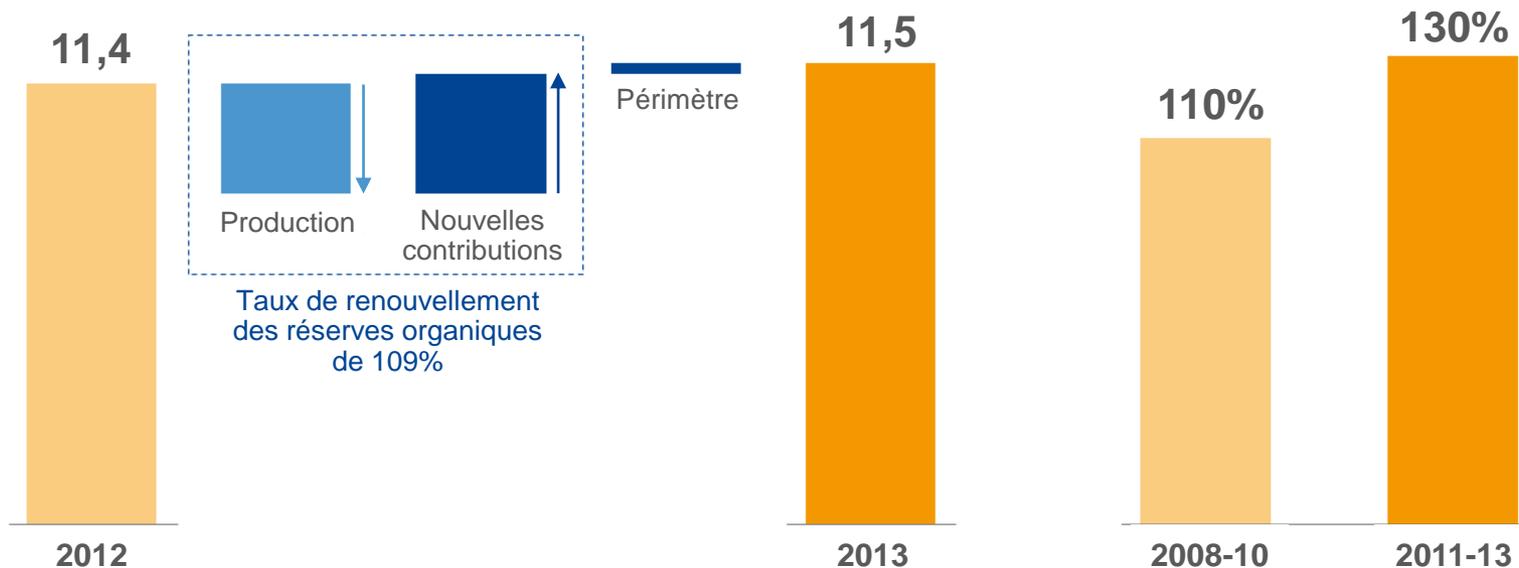
Prix du Brent 100 \$/b en 2017



# 119% de renouvellement des réserves

Réserves prouvées  
Gbepr au 31/12/2013

Taux de renouvellement des réserves  
Moyenne sur 3 ans

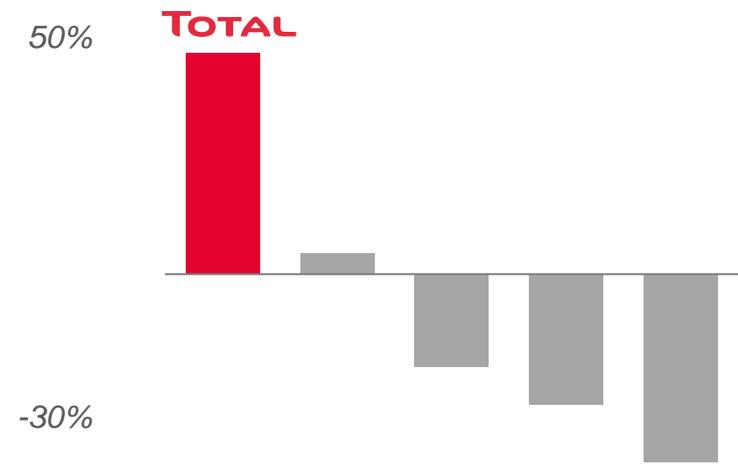


**Durée de vie des réserves prouvées > 13 ans**

# Une réorganisation de l'Aval qui porte ses fruits

Résultat opérationnel net ajusté  
G\$

Résultat opérationnel net ajusté  
% variation 2011-13 vs nos pairs\*

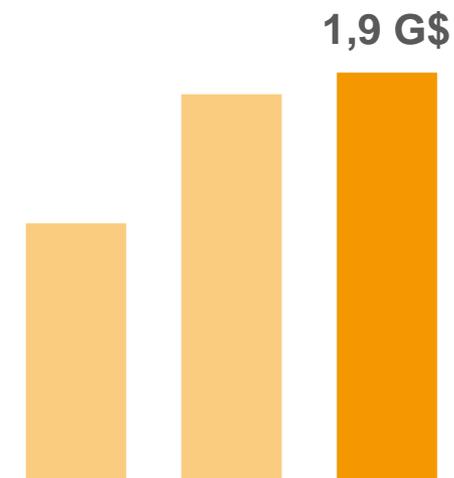


**Des secteurs en pleine transformation**

\* BP, Chevron, Exxon, Shell – sur la base d'informations publiques

# Un déploiement réussi de la stratégie R-C en 2013

Résultat opérationnel net ajusté  
G\$



Des **objectifs de synergie et d'efficacité** dépassés, 250 M\$ réalisés vs 200 M\$ prévus

Priorité à nos **plateformes intégrées**

- Démarrage de Satorp à Jubail, Arabie Saoudite
- Modernisation d'Anvers
- Conversion du vapocraqueur de Port Arthur au traitement d'éthane

Réduction de notre **exposition en Europe**

- Vente de nos activités de fertilisants
- Arrêt vapocraqueur et ligne polymère à Anvers
- Annonce de l'arrêt du craqueur de Carling

	2011	2012	2013
ERMI	17 \$/t	36 \$/t	18 \$/t
Marges polymères*	395 €/t	338 €/t	418 €/t

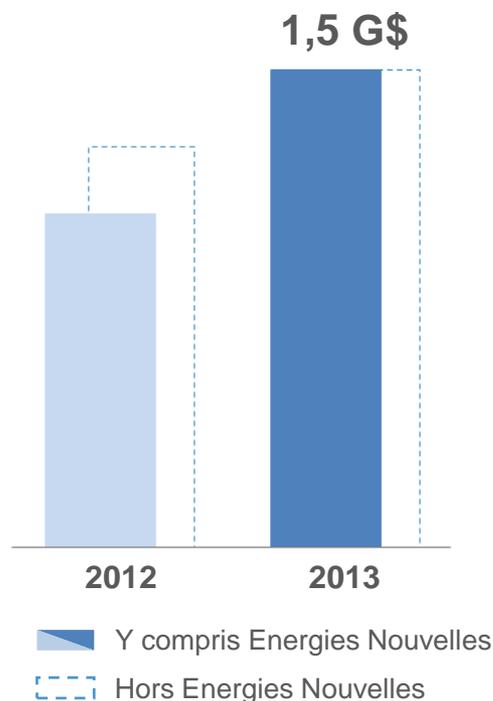
**Des résultats 2013 robustes malgré un environnement dégradé**

\* Indicateurs européens de marges théoriques

# Accélération de la croissance du M&S en 2013



Résultat opérationnel net ajusté  
G\$



**Développement** sur les marchés à forte croissance

- Afrique, Moyen-Orient +250 stations
- Ventes de lubrifiants en Asie +6%

**Adaptation** en Europe

- Part de marché Réseau +1%
- 600 stations Total Access\*

Produits et services **innovants**

Amélioration des **résultats de SunPower**

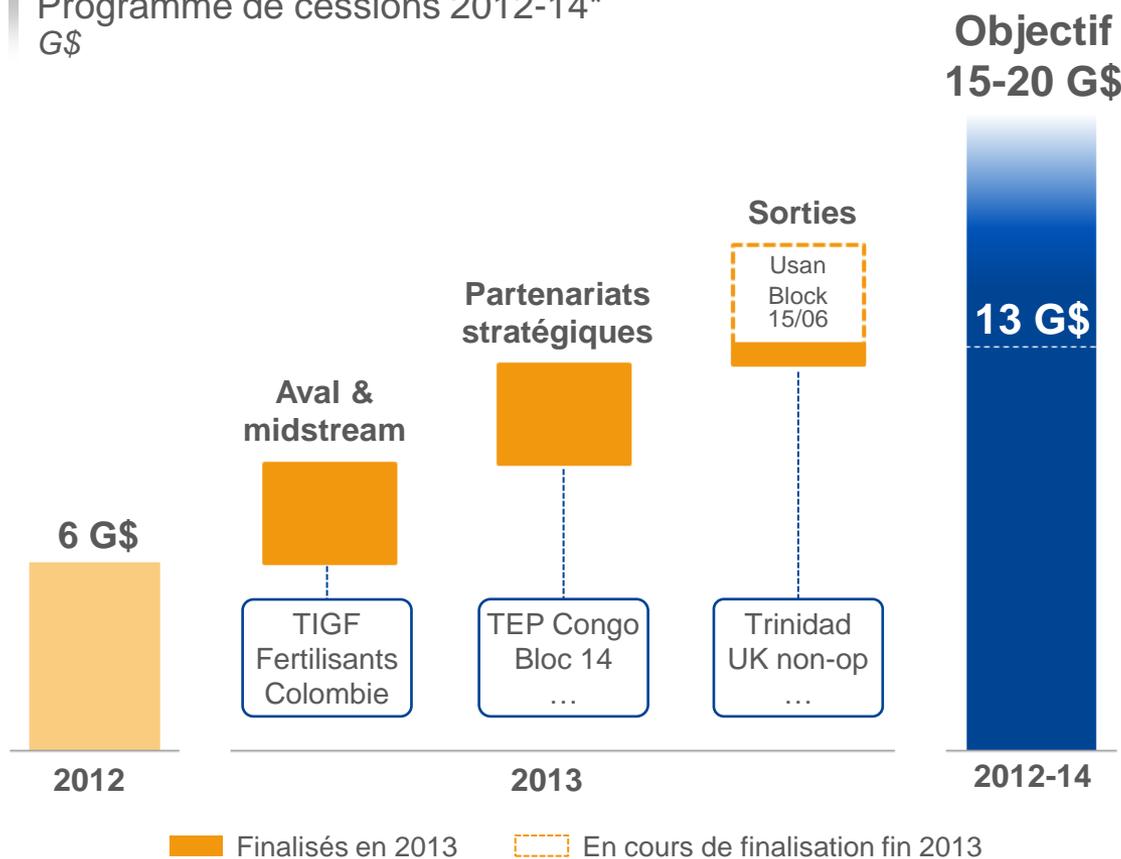
**Un niveau de rentabilité en 2013 de 16%**

\* Stations-service à bas prix



# Un programme de cessions bien avancé

Programme de cessions 2012-14\*  
G\$



Cessions d'actifs intégrées à **la stratégie du Groupe**

Potentiel pour aller au-delà de l'objectif

**Simplifier notre portefeuille** sur nos actifs clés

Equilibrer notre **exposition géographique**

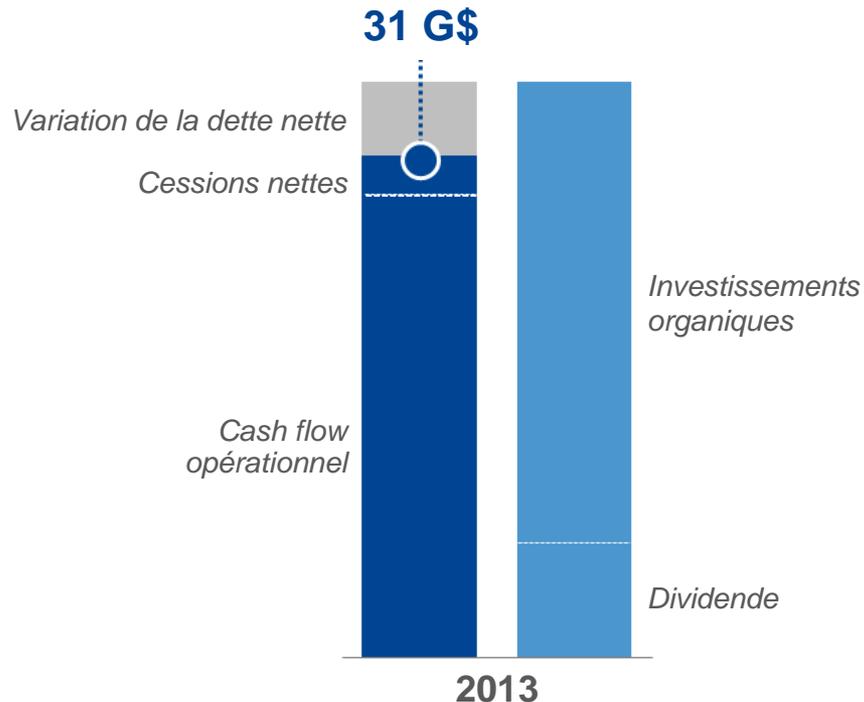
Capitaliser sur nos **partenariats stratégiques**

**Simplifier notre portefeuille et créer de la valeur**

\* Y compris autres opérations avec les intérêts minoritaires

# Allocation du *cash flow* en 2013

Allocation du *cash flow*  
G\$



Un pic de 28 G\$ **d'investissements organiques** en ligne avec le budget

2,4 G\$ de cessions nettes\*  
hors Usan et le Bloc 15/06 pour 3,2 G\$

**23% de taux d'endettement**,  
en ligne avec l'objectif de 20-30%

**7 G\$** de dividende, en hausse au **4T 2013\*\***

**Un bilan solide dans une phase intensive d'investissements**

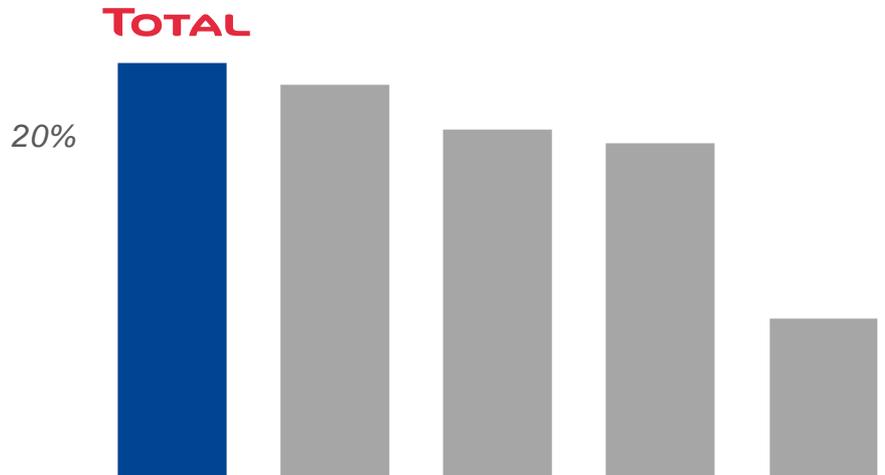
\* Cessions nettes = cessions (y compris autres opérations avec les intérêts minoritaires) - acquisitions

\*\* Sous réserve de l'approbation par l'Assemblée générale des actionnaires

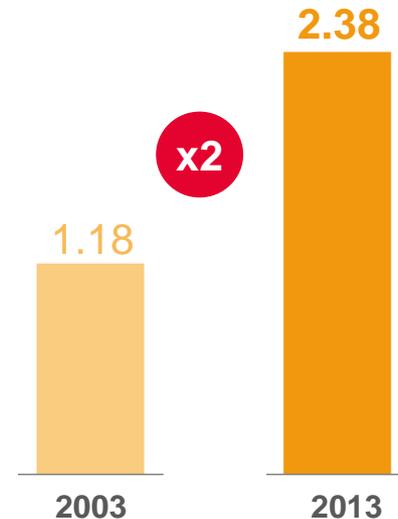
# Augmenter le retour à l'actionnaire

Taux de rendement 2013\*  
%, en \$

Evolution du dividende sur 10 ans  
€ par action



**Plus haut rendement sur dividende**  
et **hausse du cours** de bourse en 2013



**50% de taux de distribution** en 2013,  
en ligne avec notre politique

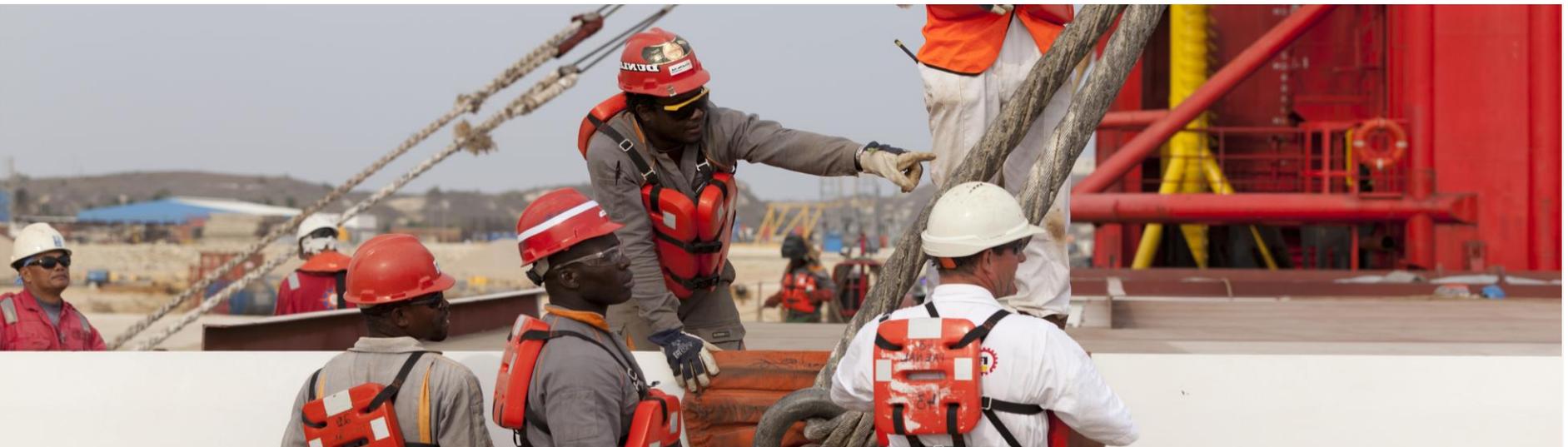
**Hausse du dividende de 3,4% au 4T 2013**

Dividende 2013 sous réserve de l'approbation par l'Assemblée générale des actionnaires

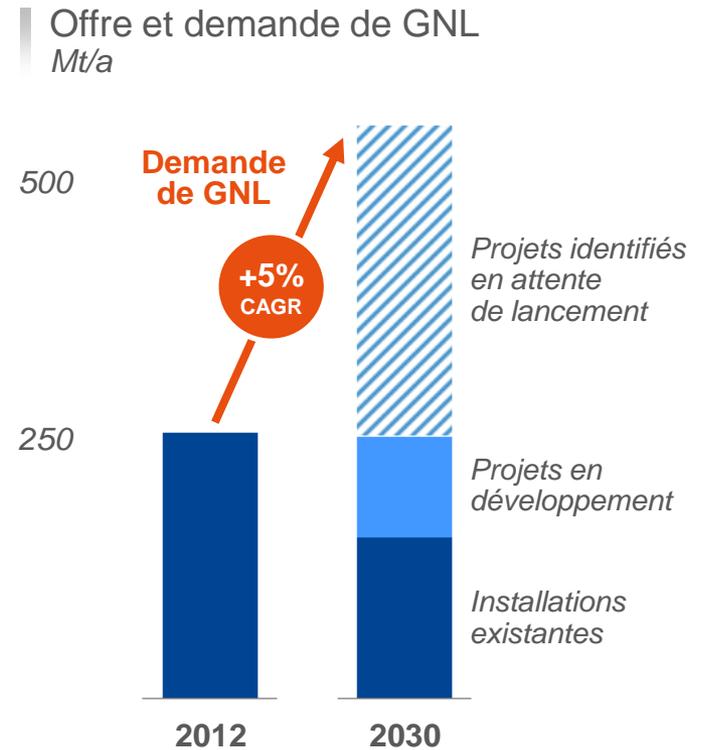
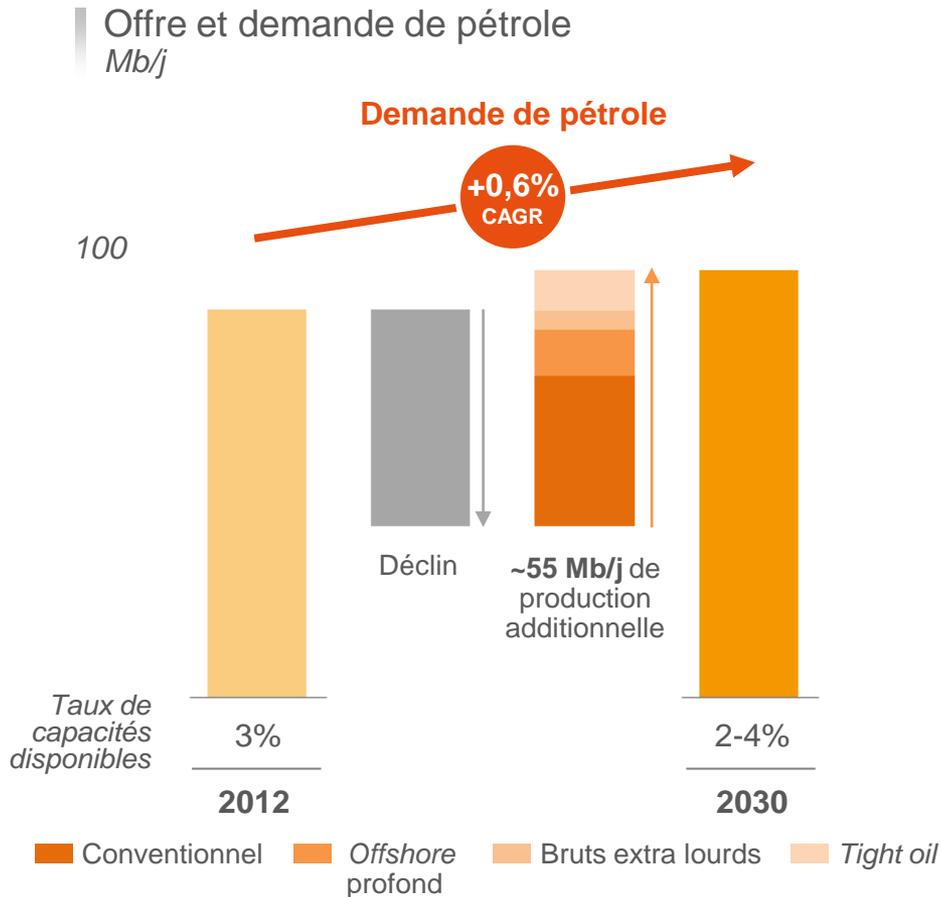
\* Pairs : BP, Chevron, Exxon, Shell, sur la base d'informations publiques



# Perspectives



# Croissance de la demande



**Satisfaire la demande, un réel défi pour l'industrie**

# Un portefeuille de projets importants

**CLOV**

FPSO sur le bloc 17, après installation de modules construits localement



**Laggan-Tormore**

Unités sous-marines et pipeline installés  
Usine de gaz aux Shetland en construction

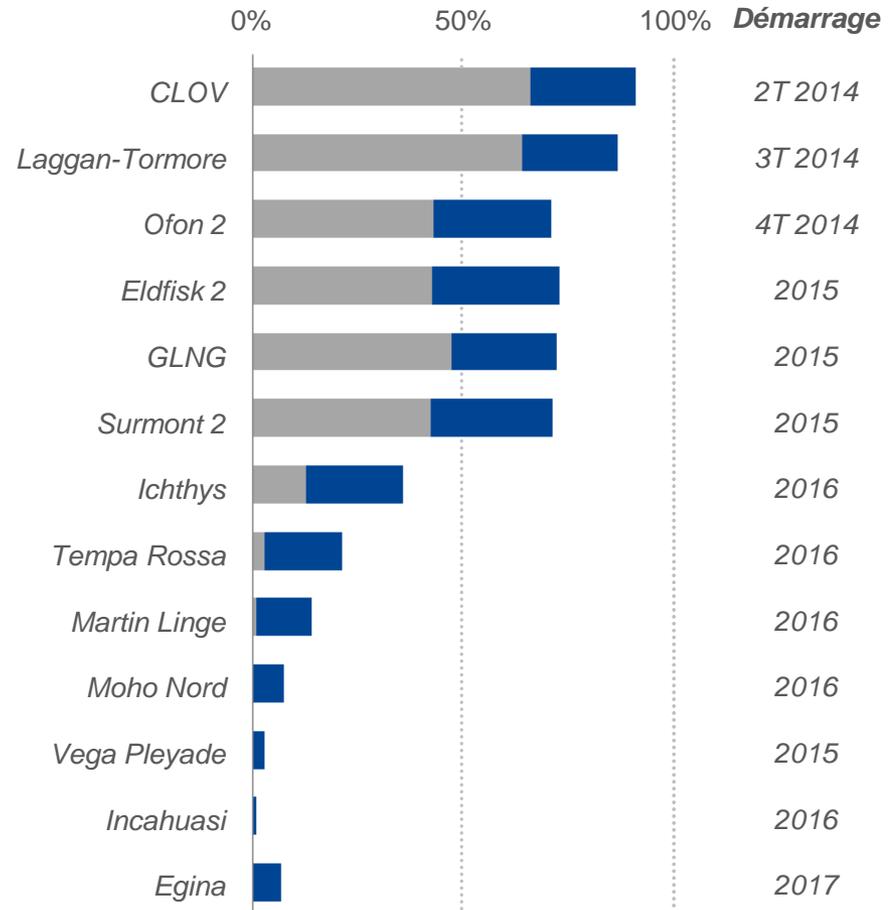


**Ofon 2**

Installation des modules offshore  
Intégration en cours



Statut des principaux projets contribuant à la production 2017  
Démarrages post-2013, % d'avancement des contrats EPC



■ Avancement depuis février 2013

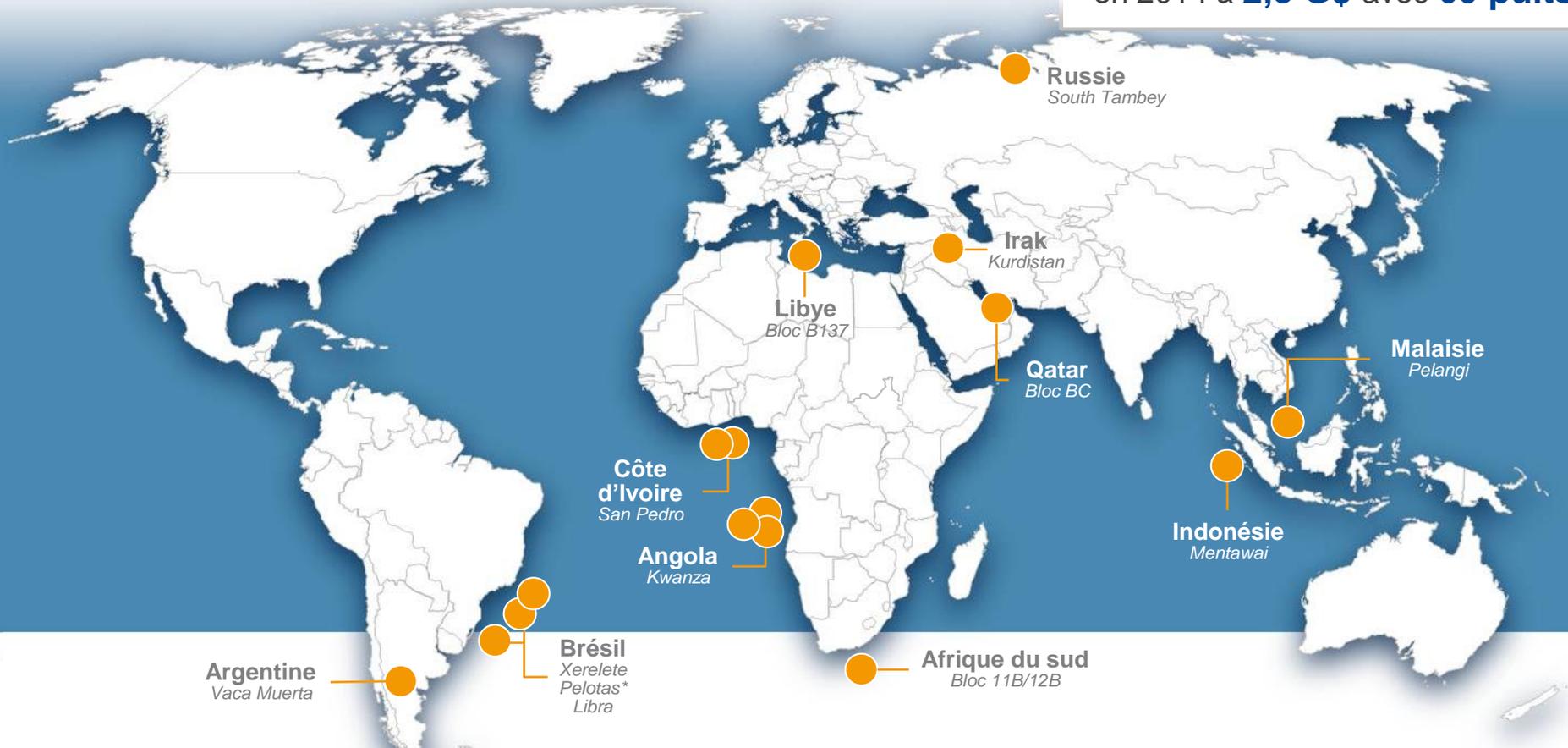




# Un programme d'exploration 2014 à fort potentiel

● Principaux puits à forts enjeux

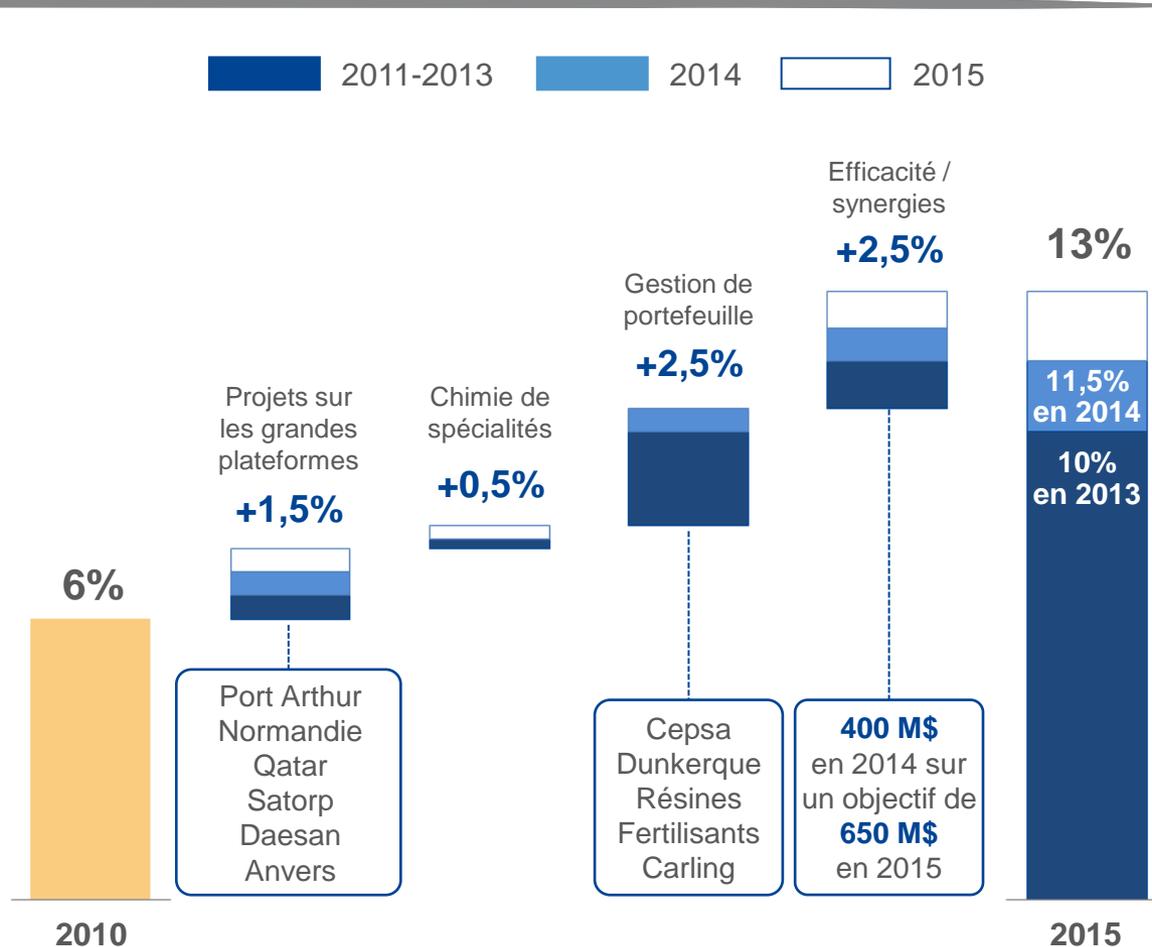
Budget d'exploration stable en 2014 à **2,8 G\$** avec **60 puits**



**Forage de plus de 15 puits à forts enjeux, un potentiel de ~1 Gbep**

\* Acquisition en cours de finalisation

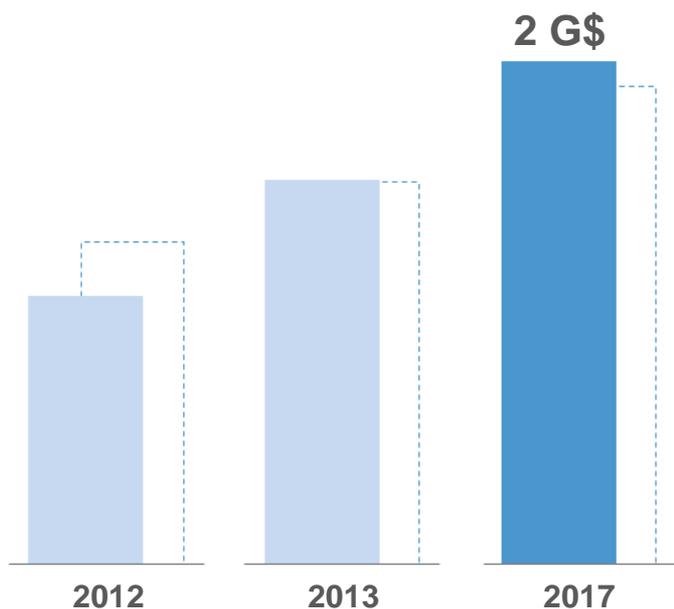
# R-C, en ligne avec l'objectif 2015 d'amélioration de la rentabilité



ROACE calculé dans l'environnement de 2010  
 ERMI 27 \$<sub>2010</sub>/t, milieu de cycle en pétrochimie, \$/€ 1,33

# Combiner croissance et rentabilité dans le M&S

Résultat opérationnel net ajusté  
G\$



ROACE	2012	2013	2017
hors Energies Nouvelles	18%	20%	>17%

■ Y compris Energies Nouvelles      □ Hors Energies Nouvelles

**Adaptation** en Europe et **croissance** en Afrique et au Moyen-Orient

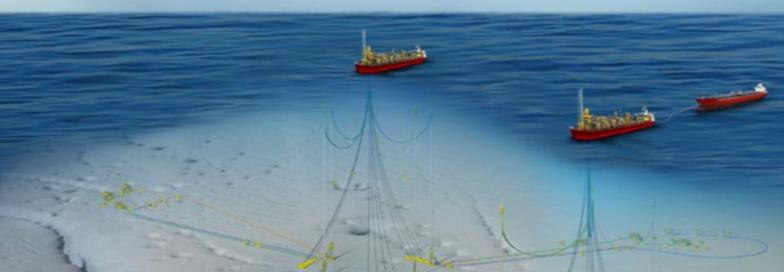
Développement mondial des activités **lubrifiants** à forte rentabilité

Développement de modèles **moins capitalistiques**

Utilisation des **marques** et de **l'innovation** comme leviers

# Mobilisation générale sur la réduction des coûts

**E&P** | ~4 G\$ de réduction des coûts sur Kaombo



**R-C** | 15% de réduction des frais fixes (hors personnel)



**M&S** | SunPower, réduction du coût/watt >40% sur 2 ans



**Une discipline de gestion des coûts** vitale pour une politique d'investissement durable

- Pas d'amélioration sans changement de culture

**Maîtrise** des coûts des projets

- Design standardisé, pas de surdimensionnement par rapport aux besoins
- Optimisation de la stratégie contractuelle et des achats
- Efficacité du *local content*

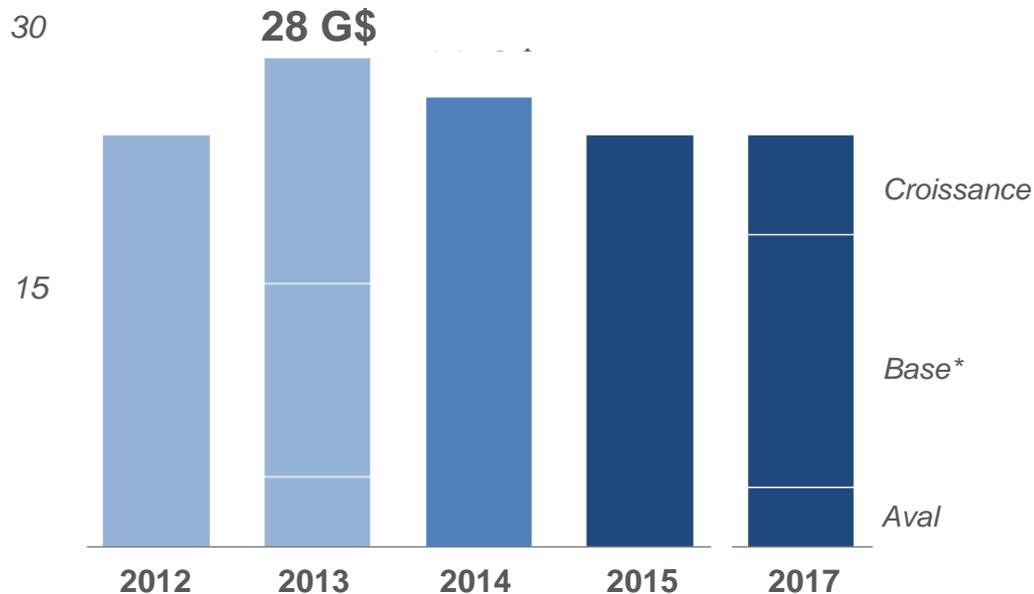
**Réduction** des coûts d'exploitation

- Lancement d'un plan d'économies au niveau Groupe
- Analyse "bottom-up" systématique
- Responsabilisation sur la gestion des coûts

**Maîtrise des investissements et réduction des coûts, avec la sécurité pour priorité**

# Un pic des investissements organiques en 2013

Investissements organiques  
G\$



Amorcer la transition après la phase intensive d'investissements 2012-14

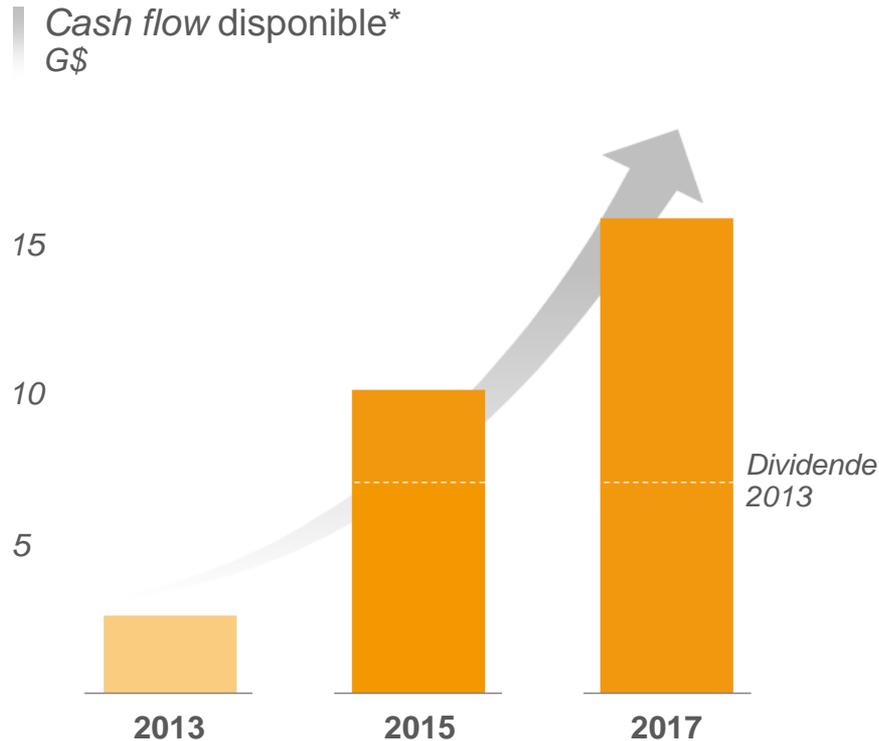
Des investissements en phase avec une croissance post-2017 moins soutenue, sur une base de production élargie

Investissements plafonnés dans l'Aval

**Maîtrise des investissements et préparation de l'après-2017**

\* Investissements sur les actifs en production y compris maintenance et montée en production

# Croissance du *cash flow* disponible



## **Croissance** du *cash flow* opérationnel

- Croissance des productions
- Démarrages de projets Amont rentables générateurs de *cash-flow* additionnel
- Augmentation de la contribution de l'Aval

## **Maîtrise** des investissements et **réduction** des coûts d'exploitation

## **Renforcement** du bilan

**Hausse du *cash flow* disponible et retour compétitif à l'actionnaire**

\* 2015-17 avec un prix du Brent à 100 \$/b et une ERMI à 30 \$/t, *Cash flow* disponible = *cash flow* opérationnel – investissements nets

# Un engagement de l'ensemble du Groupe pour créer de la valeur



Anticiper le futur énergétique via l'**innovation** et la **responsabilité sociétale**

Mettre en œuvre notre **stratégie**

- Développement des grands projets Amont et préparation de l'après-2017
- Amélioration de la rentabilité du R-C
- Croissance et ré-équilibrage du M&S

Intégrer la **maîtrise des coûts** à notre culture

- Baisser les investissements à un niveau durable
- Réduire les coûts opérationnels

**Rentabilité et acceptabilité,  
piliers d'une entreprise durable**

# Annexes



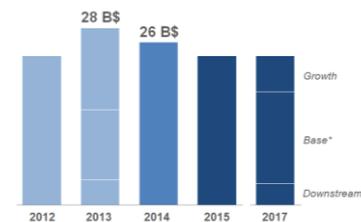
# Projets majeurs

	Project	Country	Project	Capacity (kboe/d)	Share	Op	Status
2014	CLOV	Angola	Deep off. liquids	160	40%	✓	Dev.
	West Franklin Ph.2	UK	Gas/cond.	40	46.2%	✓	Dev.
	Laggan-Tormore	UK	Deep off. gas/cond.	90	80%	✓	Dev.
	Ofon 2	Nigeria	Liquids/gas	70	40%	✓	Dev.
	Eldfisk 2	Norway	Liquids/gas	70	39.9%		Dev.
	Surmont Ph.2	Canada	Heavy oil	110	50%		Dev.
	GLNG	Australia	LNG	150	27.5%		Dev.
	Termokarstovoye	Russia	Gas/cond.	65	49%		Dev.
	Vega Pleyade	Argentina	Gas	70	37.5%	✓	Dev.
	End-2015	Elgin/Franklin redev.	UK	Gas/cond.	35	46.2%	✓
Moho Nord (incl. Ph.1bis)		Congo	Deep off. liquids	140	53.5%	✓	Dev.
Incahuasi		Bolivia	Gas	50	60%	✓	Dev.
Tempa Rossa		Italy	Heavy oil	55	50%	✓	Dev.
Martin Linge		Norway	Liquids/gas	80	51%	✓	Dev.
Ikike (OML 99)		Nigeria	Liquids/gas	55	40%	✓	FEED
Halfaya Ph.3		Iraq	Liquids	335	18.75%		FEED
Ichthys		Australia	LNG	335	30%		Dev.
Gina Krog (Dagny)		Norway	Liquids/gas	95	38%		Dev.
Egina		Nigeria	Deep off. liquids	200	24%	✓	Dev.
End-2017	Block 32 - Kaombo	Angola	Deep off. liquids	200	30%	✓	FEED
	Yamal LNG	Russia	LNG	~450	20%**		Dev.
	Fort Hills	Canada	Heavy oil	180	39.2%		Dev.
	Blocks 1, 2 and 3A*	Uganda	Liquids	230	33.3%	✓	Study
	Shah Deniz Ph.2	Azerbaijan	Gas	380	10%		Dev.
	Ahnet	Algeria	Gas	70	47%		Study
	Libra	Brazil	Deep off. liquids	1,400	20%		Study
	Surmont Ph.3	Canada	Heavy oil	120	50%		FEED
	Elk-Antelope***	PNG	LNG	150	32.5%	✓	Study
	Absheron Ph.1	Azerbaijan	Gas	130	40%	✓	Study
Brass LNG	Nigeria	LNG	300	17%		FEED	
Bonga South West	Nigeria	Deep off. liquids	165	12.5%		FEED	
Joslyn North Mine	Canada	Heavy oil	100	38.25%	✓	FEED	
Ima (OML 112)	Nigeria	Gas	60	40%		Study	

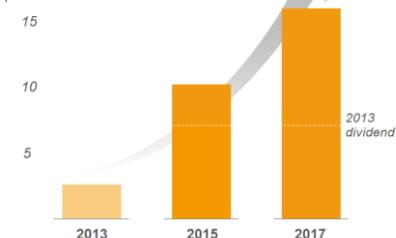
Production  
Mboe/d – Brent price 100\$/b



Group organic Capex  
B\$



Free cash flow  
B\$



\* Total operates Block1

\*\* Direct stake in the project only

\*\*\* Subject to closing



# Disclaimer

Ce document peut contenir des informations prospectives sur le Groupe (notamment des objectifs et tendances), ainsi que des déclarations prospectives (forward-looking statements) au sens du Private Securities Litigation Reform Act de 1995, concernant notamment la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie industrielle de TOTAL. Ces données ne constituent pas des prévisions au sens du règlement européen n°809/2004.

Les informations et déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données et hypothèses économiques formulées dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné. Elles peuvent, s'avérer inexactes dans le futur et sont dépendantes de facteurs de risques susceptibles de donner lieu à un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, tels que notamment la variation des taux de change, le prix des produits pétroliers, la capacité d'effectuer des réductions de coûts ou des gains d'efficacité sans perturbation inopportune des opérations, les considérations de réglementations environnementales et des conditions économiques et financières générales. De même, certaines informations financières reposent sur des estimations notamment lors de l'évaluation de la valeur recouvrable des actifs et des montants des éventuelles dépréciations d'actifs.

Ni TOTAL ni aucune de ses filiales ne prennent l'engagement ou la responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Des informations supplémentaires concernant les facteurs, risques et incertitudes susceptibles d'avoir un effet sur les résultats financiers ou les activités du Groupe sont par ailleurs disponibles dans les versions les plus actualisées du Document de référence déposé par la Société auprès de l'Autorité des marchés financiers et du Form 20-F déposé par la Société auprès de la United States Securities and Exchange Commission (« SEC »).

L'information financière sectorielle est présentée selon les principes identiques à ceux du reporting interne et reproduit l'information sectorielle interne définie pour gérer et mesurer les performances de TOTAL. Les indicateurs de performance excluant les éléments d'ajustement, tels que le résultat opérationnel ajusté, le résultat opérationnel net ajusté et le résultat net ajusté, sont destinés à faciliter l'analyse de la performance financière et la comparaison des résultats entre périodes. Les éléments d'ajustement comprennent :

(i) les éléments non récurrents

En raison de leur caractère inhabituel ou particulièrement significatif, certaines transactions qualifiées « d'éléments non récurrents » sont exclues des informations par secteur d'activité. En général, les éléments non récurrents concernent des transactions qui sont significatives, peu fréquentes ou inhabituelles. Cependant, dans certains cas, des transactions telles que coûts de restructuration ou cessions d'actifs, qui ne sont pas considérées comme représentatives du cours normal de l'activité, peuvent être qualifiées d'éléments non récurrents, bien que des transactions similaires aient pu se produire au cours des exercices précédents, ou risquent de se reproduire lors des exercices futurs.

(ii) l'effet de stock

Les résultats ajustés des secteurs Raffinage-Chimie et Marketing & Services sont communiqués selon la méthode du coût de remplacement. Cette méthode est utilisée afin de

mesurer la performance des secteurs et de faciliter la comparabilité de leurs résultats avec ceux des principaux concurrents du Groupe.

Dans la méthode du coût de remplacement, proche du LIFO (Last In, First Out), la variation de la valeur des stocks dans le compte de résultat est déterminée par référence au différentiel de prix fin de mois d'une période à l'autre ou par référence à des prix moyens de la période selon la nature des stocks concernés et non par la valeur historique des stocks. L'effet de stock correspond à la différence entre les résultats calculés selon la méthode FIFO (First In, First Out) et les résultats selon la méthode du coût de remplacement.

(iii) l'effet des variations de juste valeur

A compter du 1er janvier 2011, l'effet des variations de juste valeur présenté en éléments d'ajustement correspond, pour certaines transactions, à des différences entre la mesure interne de la performance utilisée par la Direction Générale de TOTAL et la comptabilisation de ces transactions selon les normes IFRS.

Les normes IFRS prévoient que les stocks de trading soient comptabilisés à leur juste valeur en utilisant les cours spot de fin de période. Afin de refléter au mieux la gestion par des transactions dérivées de l'exposition économique liée à ces stocks, les indicateurs internes de mesure de la performance intègrent une valorisation des stocks de trading en juste valeur sur la base de cours forward.

Par ailleurs, dans le cadre de ses activités de trading, TOTAL conclut des contrats de stockage dont la représentation future est enregistrée en juste valeur dans la performance économique interne du Groupe, mais n'est pas autorisée par les normes IFRS.

Dans ce cadre, les résultats ajustés (résultat opérationnel ajusté, résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté) se définissent comme les résultats au coût de remplacement, hors éléments non récurrents, hors effet des variations de juste valeur.

Les chiffres présentés en dollars sont obtenus à partir des chiffres en euros convertis sur la base des taux de change moyen euro/US dollar (€/\$) des périodes concernées et ne résultent pas d'une comptabilité tenue en dollars.

Avertissement aux investisseurs américains - La SEC autorise les sociétés pétrolières et gazières sous son autorité à publier séparément les réserves prouvées, probables et possibles qu'elles auraient identifiées conformément aux règles de la SEC. Cette présentation peut contenir certains termes que les recommandations de la SEC nous interdisent strictement d'utiliser dans les documents officiels qui lui sont adressés, comme notamment les termes "réserves potentielles" ou "ressources". Tout investisseur américain est prié de se reporter à la Form 20-F publiée par TOTAL, File N ° 1-10888, disponible au 2, Place Jean Millier – Arche Nord Coupole/Regnault - 92078 Paris-La Défense Cedex, France ou sur notre site Internet [www.total.com](http://www.total.com). Ce document est également disponible auprès de la SEC en appelant le 1-800-SEC-0330 ou sur le site Internet de la SEC : [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

