

Résultats 2010 et perspectives

Communication Financière – Février 2011



2010 : une année de croissance retrouvée



■ Une production en hausse de 4,3% tirée par la croissance du GNL

■ Un taux de renouvellement des réserves prouvées de 124%

■ Un résultat net ajusté à 10,3 G€, en hausse de 32% grâce à l'amélioration de l'environnement et des performances

■ Des investissements bruts à 16,3 G€, en hausse de 22%

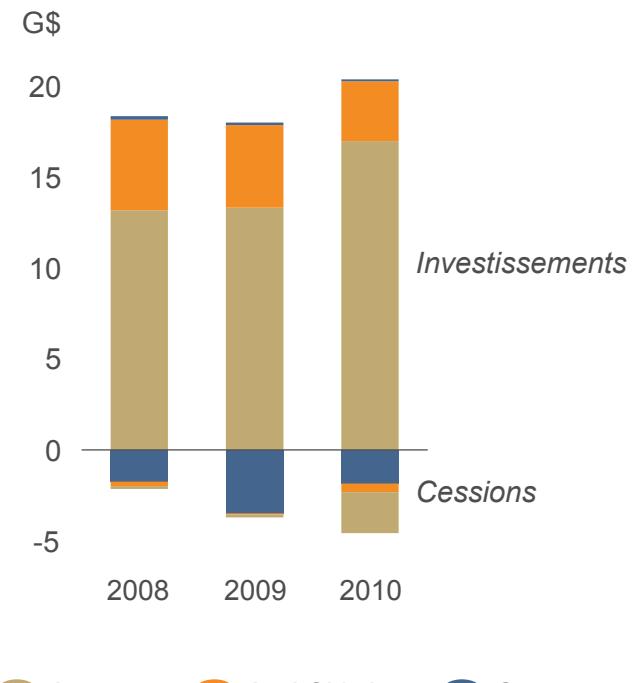
■ Des perspectives de développement renforcées



Nouvelle dynamique dans le déploiement de la stratégie

- › Stratégie d'exploration plus audacieuse
- › Emergence de deux pôles majeurs, Canada et Australie
- › Redéploiement sur des actifs de croissance avec une accélération du rythme des cessions
- › Mise en œuvre du plan de réduction des capacités de raffinage en Europe
- › Nouveaux projets structurants dans les énergies nouvelles

Développement du portefeuille Amont et accélération des cessions d'actifs non stratégiques



Amélioration continue de la sécurité, fiabilité et acceptabilité de nos opérations

- › Priorité à la sécurité et au management des risques industriels
- › Intégration du retour d'expérience des accidents majeurs (3 groupes de travail post Macondo)
- › Déploiement du programme de prévention de la corruption
- › Contribution au développement économique local
- › Reconnaissance extérieure de nos engagements et performance (présence depuis 2006 dans les indices DJSI* World, DJSI Europe et FTSE4Good)



- › Baisse de 16% du TRIR entre 2009 et 2010
- › 12 « Règles d'or » pour renforcer la culture de sécurité



Viser l'excellence opérationnelle

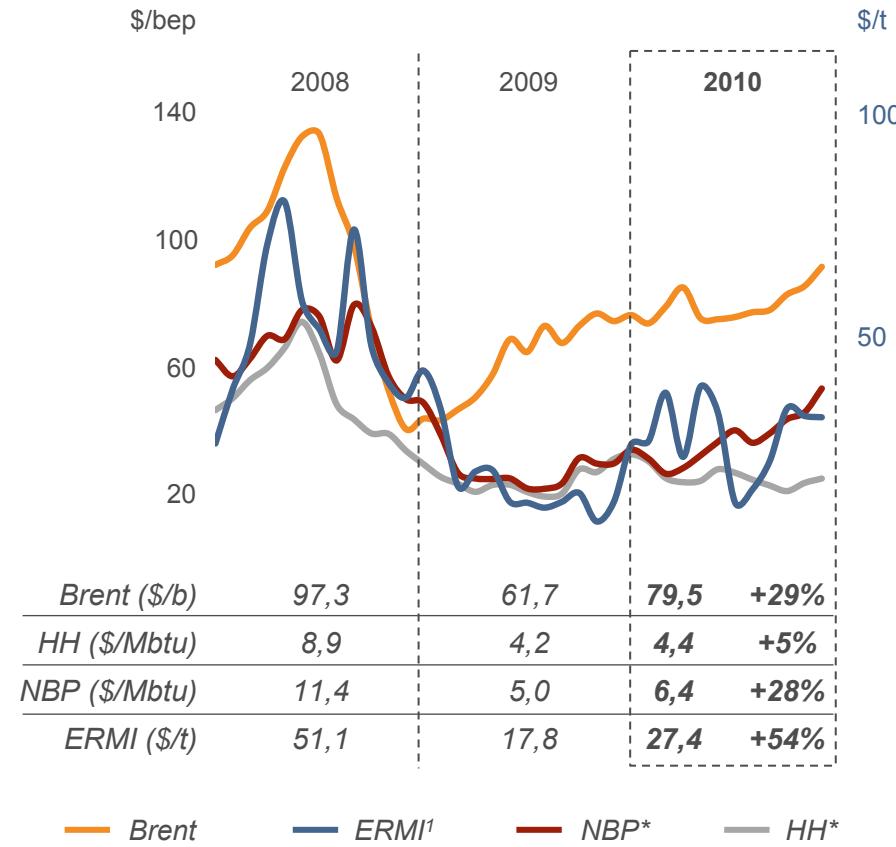
* Dow Jones Sustainability Index

** salariés du Groupe et des entreprises extérieures

Résultats

Amélioration de l'environnement en 2010

Principaux indicateurs de marché

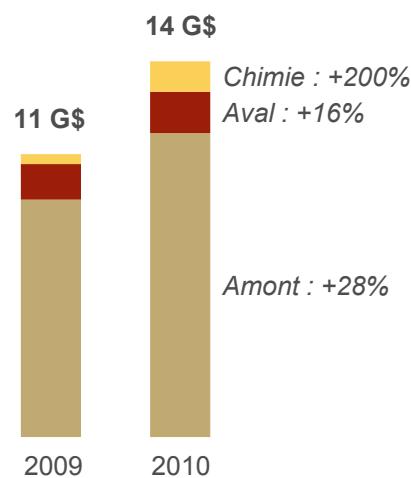


- Hausse des prix du brut reflétant une forte croissance de la demande et des anticipations de contraintes sur l'offre
- Rebond des prix du gaz, en particulier sur les marchés asiatiques majoritairement indexés pétrole, et à l'exception de l'Amérique du Nord
- Marges de raffinage européennes en hausse mais toujours affectées par l'excès de capacité sur le bassin atlantique

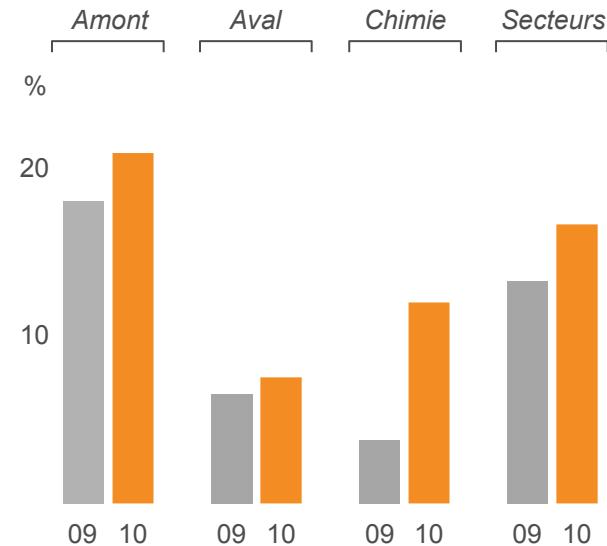
* Henry Hub et National Balancing Point convertis en \$/bep sur la base de 5,8 Mbtu = 1 bep
1 voir définitions en annexe

Résultat net ajusté en hausse de 26% à 13,6 G\$

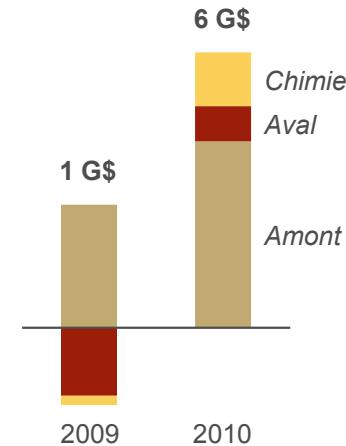
Résultat opérationnel net
ajusté des secteurs : +33%



ROACE des secteurs : 17% en 2010
en hausse dans tous les secteurs

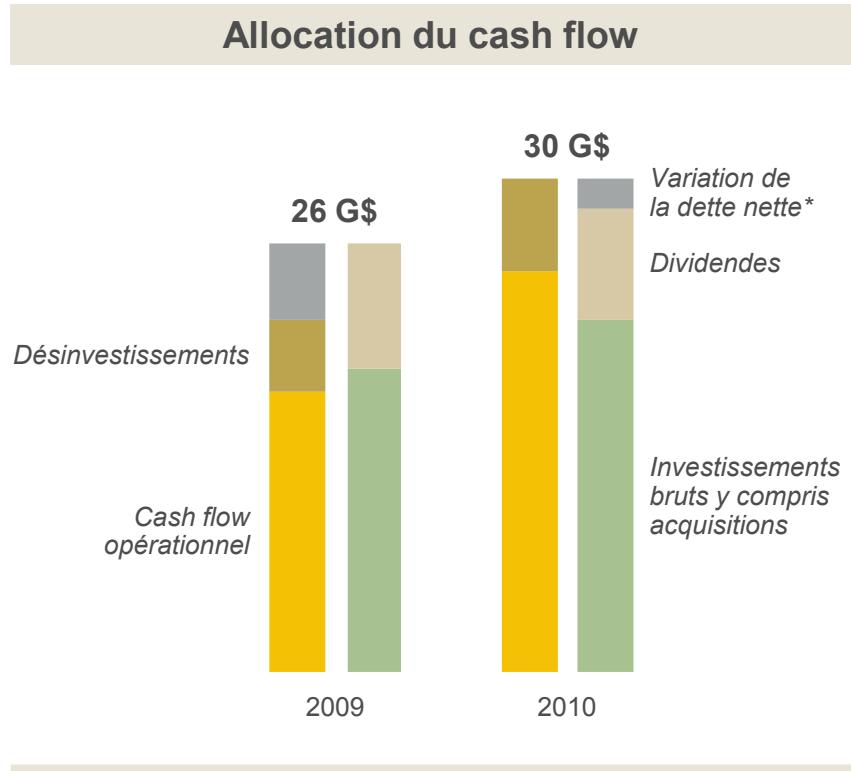


Contribution positive de tous les secteurs
au cash flow net ajusté



***Performance portée par la croissance de l'Amont
et le fort rebond de la Chimie***

Un cash flow élevé couvrant investissements et dividendes



› Cash flow opérationnel : 24,5 G\$, en hausse de 42%

› Investissements nets : 15,9 G\$

- Investissements bruts : 20,5 G\$**, 80% dans l'Amont
- Cessions : 4,6 G\$

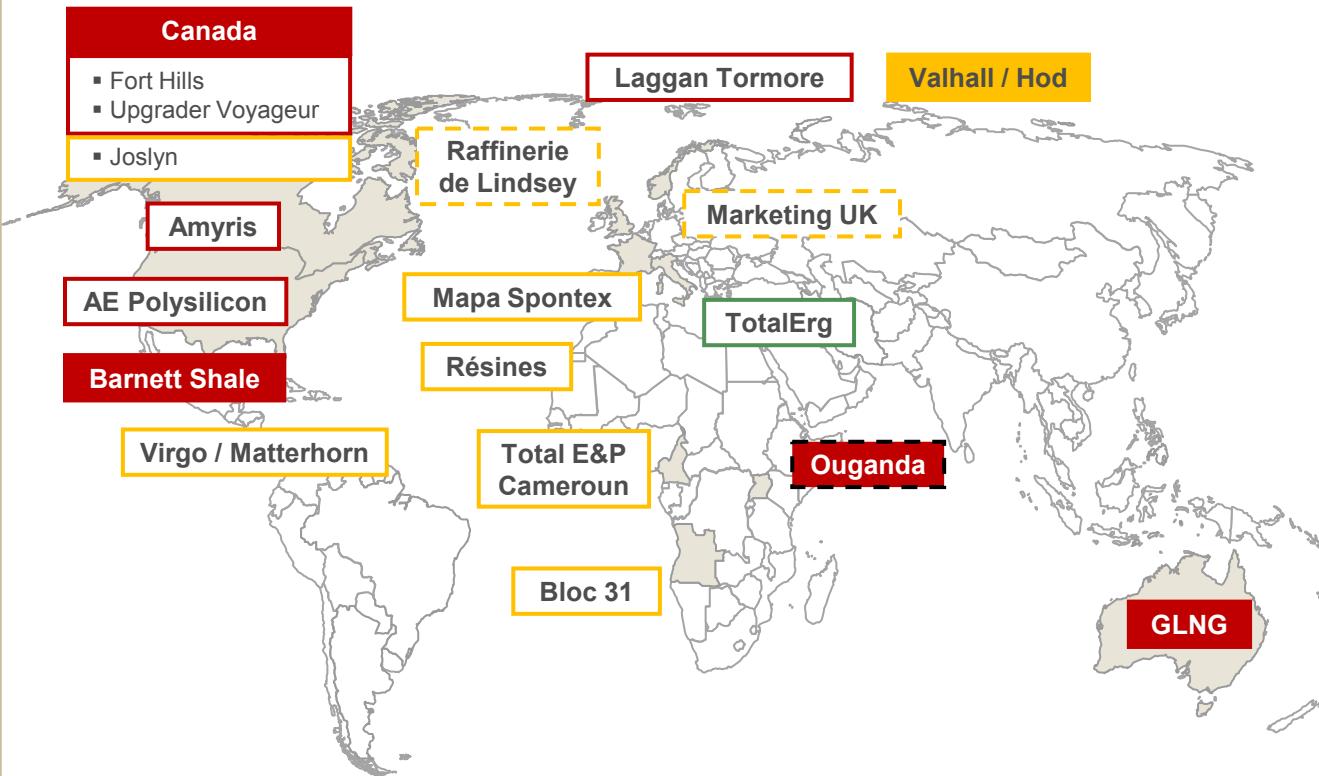
› Dividendes : 6,8 G\$

- Taux de distribution : 50%***
- Rendement : 5,8%***

› Taux d'endettement au 31 décembre 2010 en baisse à 22%

Croissance et optimisation du portefeuille d'actifs

Opérations annoncées en 2010



■ Acquisition ou acquisition potentielle

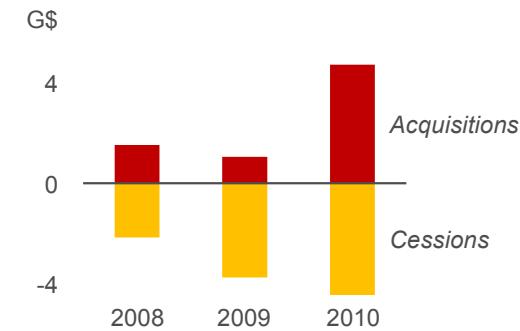
■ ≥1 G\$

■ Cession ou cession potentielle

■ ≥1 G\$

■ Transfert

Acquisitions Cessions finalisées en 2008-2010



➤ Transactions à finaliser en 2011

- Acquisitions : ~4,5 G\$
- Cessions (hors Sanofi) : ~3,5 G\$

Performance de l'Amont soutenue par des productions en hausse de 4,3%



➤ Croissance de production tirée par le GNL

➤ Augmentation du résultat supérieure à la hausse du prix des hydrocarbures

➤ Maintien des coûts techniques parmi les plus bas des majors

* coûts opératoires + exploration en charge + amortissements rapportés aux droits à production des filiales consolidées globalement en application de la norme ASC932 ; estimations d'après les données publiées pour les autres majors

Six projets majeurs lancés pour renforcer la croissance des productions et la rentabilité

2010

Surmont Ph.2 (50%)

- › Capacité : 110 kb/j (Ph.1&2)
- › ~1,5 Gb*
- › Démarrage Ph.2 : 2015(e)

Laggan Tormore (80%, op.)

- › Capacité : 90 kbep/j
- › 230 Mbep*
- › Démarrage : 2014(e)

CLOV (40%, op.)

PROJECT

- › Capacité : 160 kb/j
- › ~500 Mb*
- › Démarrage : 2014(e)

Halfaya (18,75%)

- › Capacité : 535 kb/j
- › 4,1 Gb*
- › Démarrage : 2012(e)

W Franklin Ph.2 (35,8%, op.)

- › Capacité : 40 kbep/j
- › 85 Mbep*
- › Démarrage : 2013(e)

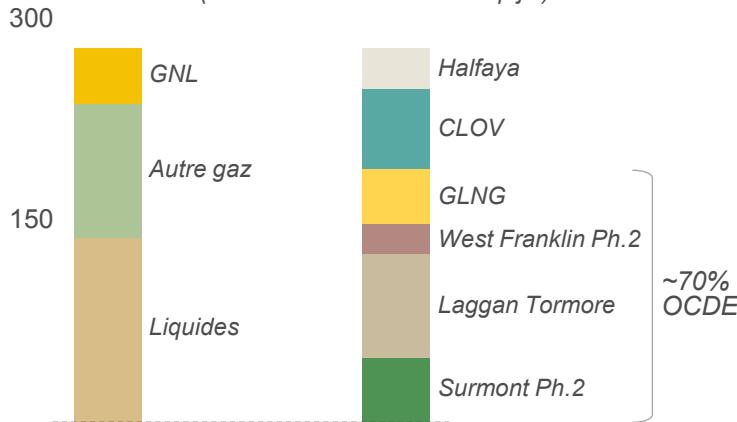
GLNG (27,5%)

- › Capacité : 150 kbep/j
- › ~1,5 Gbep*
- › Démarrage : 2015(e)

2011

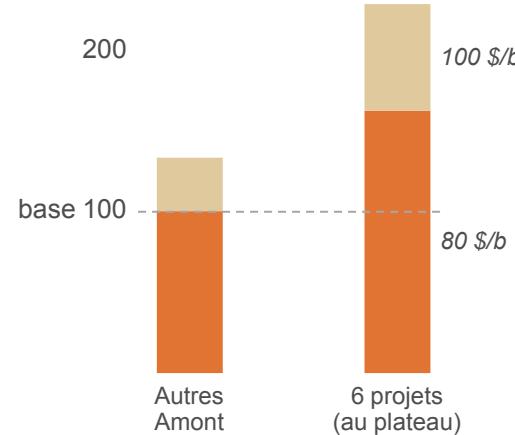
Bon équilibre huile / gaz et positionnement OCDE

(Production cumulée en kbep/j**)



Projets combinant rentabilité et sensibilité au prix du brut

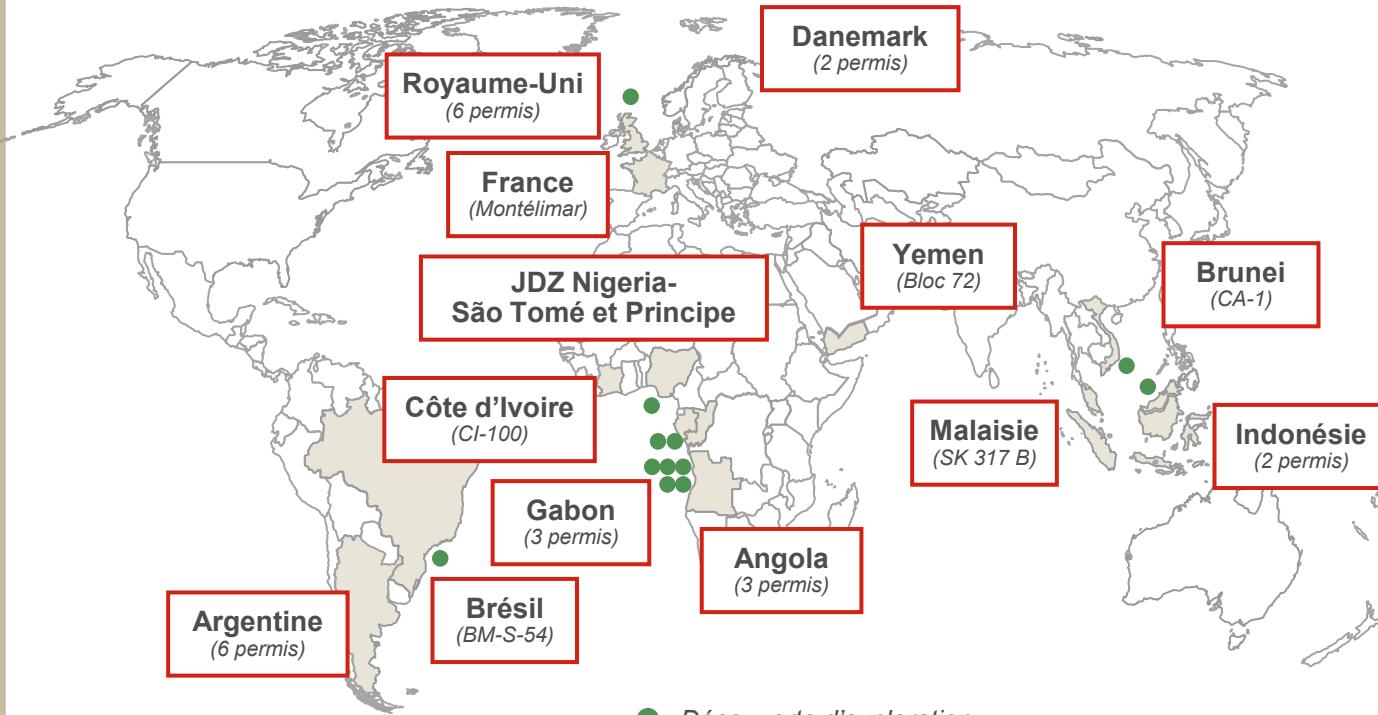
(Résultat opérationnel net ajusté en \$/bep)



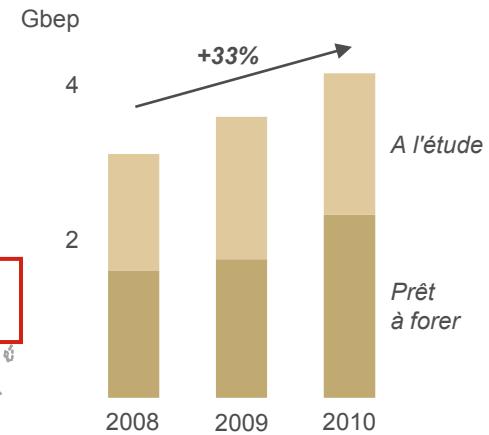
* réserves prouvées et probables initiales en 100%, estimations Total et estimation du Ministère du pétrole irakien pour Halfaya

** cumul des plateaux des droits à production de Total

Renouvellement important du domaine minier

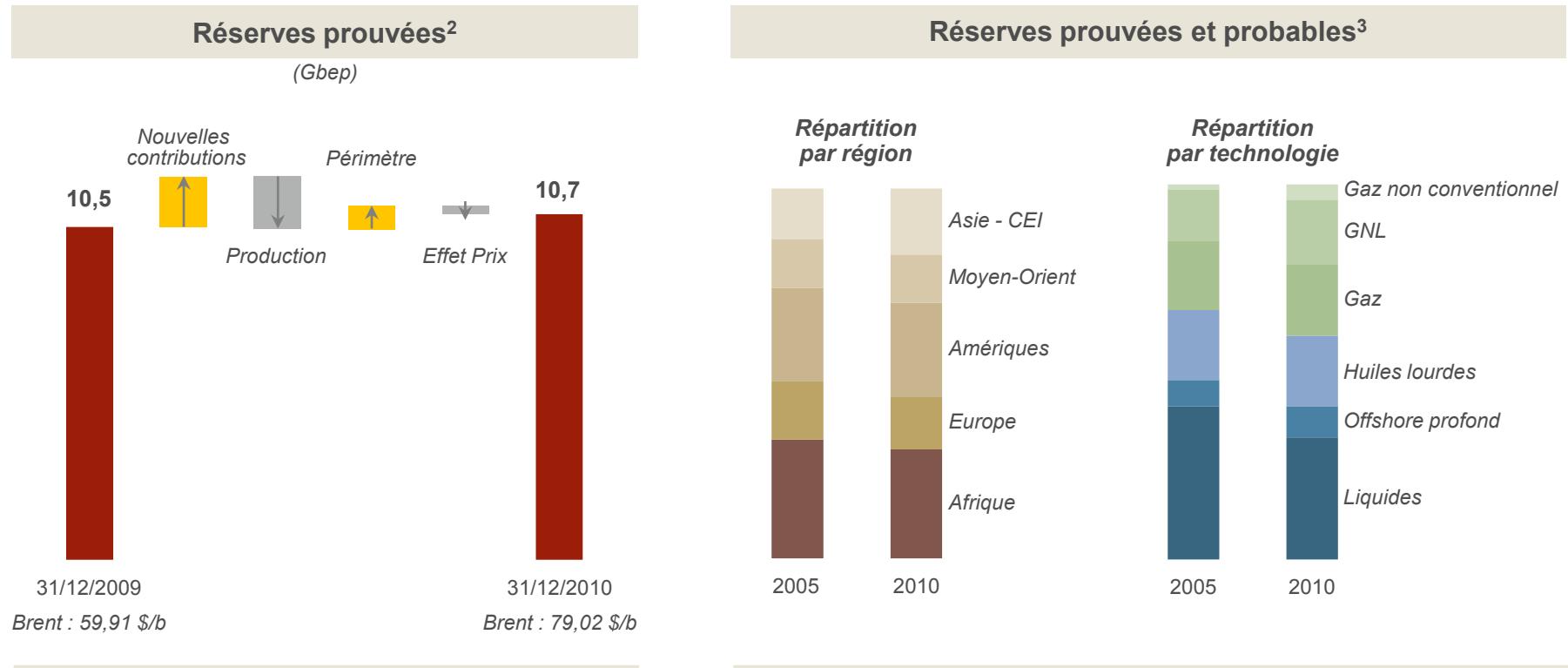


Augmentation du potentiel risqué d'exploration grâce aux nouveaux prospects majeurs



Entrée sur l'ante-salifère, le gaz non conventionnel et de nouveaux domaines frontières

Taux de renouvellement des réserves prouvées en 2010 de 124%



Durée de vie des réserves prouvées supérieure à 12 ans et supérieure à 20 ans pour les réserves prouvées et probables



Forte contribution des projets GNL

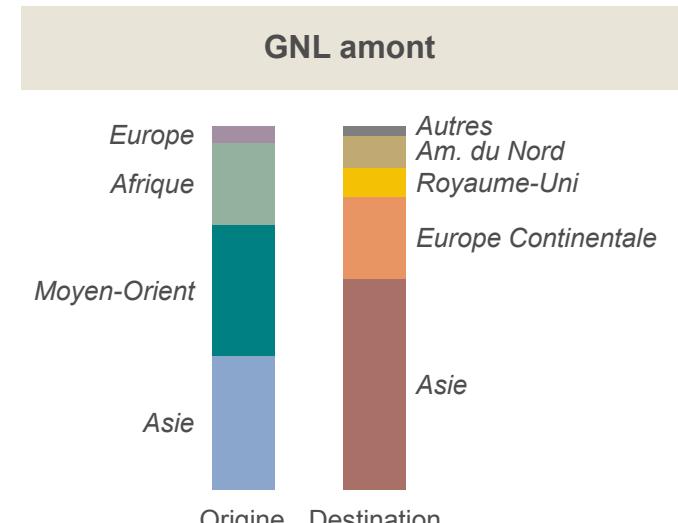
› Changement d'échelle du portefeuille GNL en 2010

- GNL amont⁴ : +40% à 12,3 Mt
- GNL aval⁵ : x3,5 à 8,2 Mt

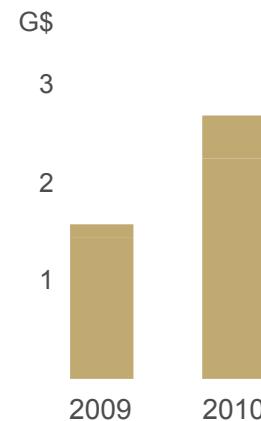
› Portefeuille à forte valeur ajoutée

- Plus de 70% du GNL amont vendu sur formules long terme indexées au prix du brut
- 1/3 du GNL aval redirigé pour bénéficier des opportunités de marché

***~20% de la production et
~25% du résultat opérationnel net ajusté
de l'Amont en 2010***

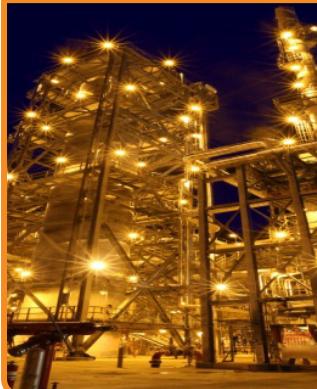


Contribution du portefeuille GNL au résultat opérationnel net ajusté



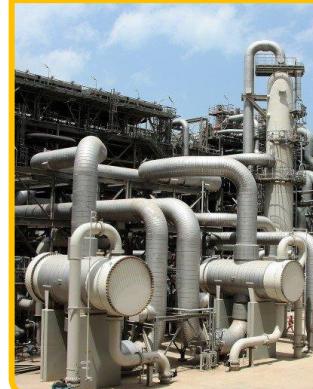
Changements majeurs dans l'Aval-Chimie

Raffinage



- › Fermeture de la raffinerie de Dunkerque
- › Modernisation de la raffinerie de Normandie
- › Démarrage du coker de Port Arthur
- › Vente en cours de la raffinerie de Lindsey

Pétrochimie



- › Démarrage du vapocraqueur de Ras Laffan au Qatar
- › Accord de partenariat sur un projet de transformation de charbon en oléfines en Chine

Marketing



- › Création de TotalErg, troisième distributeur en Italie
- › Vente en cours du réseau de distribution au Royaume-Uni

Chimie de spécialités

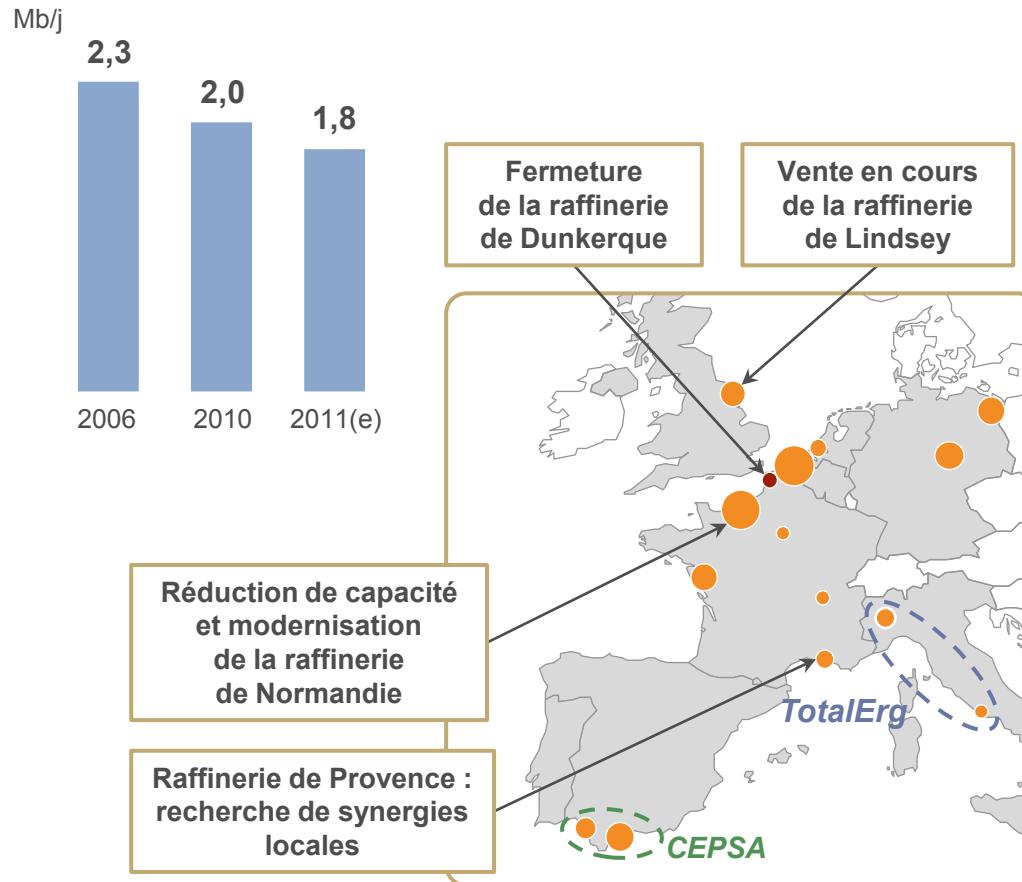


- › Cessions de Mapa Spontex et d'une partie de l'activité Résines* pour près de 1,2 G\$
- › Résultats records en 2010 à plus de 0,6 G\$

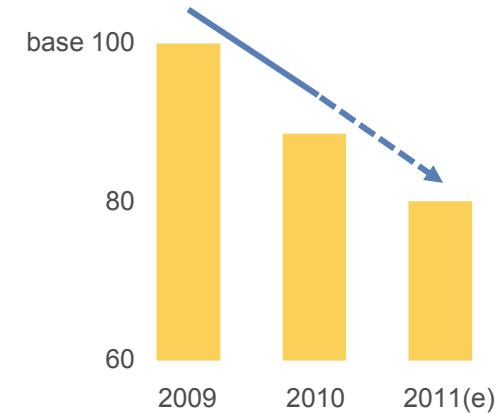
* sous réserves du processus légal d'information consultation des instances représentatives du personnel et de l'approbation des autorités compétentes

Raffinage européen : réduction des capacités et baisse du point mort

Réduction de la capacité de raffinage en Europe



Baisser le point mort de 20% en deux ans*



- Amélioration continue de la sécurité
- Fermeture de capacités à point mort élevé
- Contrôle strict des coûts fixes
- Réduction du coût des grands arrêts
- Meilleure efficacité énergétique
- Maximisation des synergies avec la Pétrochimie

* point mort en résultat opérationnel ajusté ; exclut 100 M€ d'impact non récurrent des grèves sur le résultat opérationnel ajusté en 2010

Trois développements structurants dans les énergies nouvelles

Solaire : compléter l'intégration le long de la chaîne photovoltaïque, atteindre la taille critique et accélérer la différenciation technologique



AEPolySilicon

- › Participation : 25,4%
- › Technologie de rupture pour la production de silicium granulaire
- › Usine de 1 800 tonnes à Philadelphie (US)
- › Unité de production démarrée en 2010



Projet Shams - Abou Dabi

- › Participation : 20%
- › Une des plus grandes centrales de solaire concentré au monde
- › Capacité : 100 MW
- › Construction en cours, démarrage : été 2012(e)

Biomasse : se positionner sur les nouvelles voies de transformation



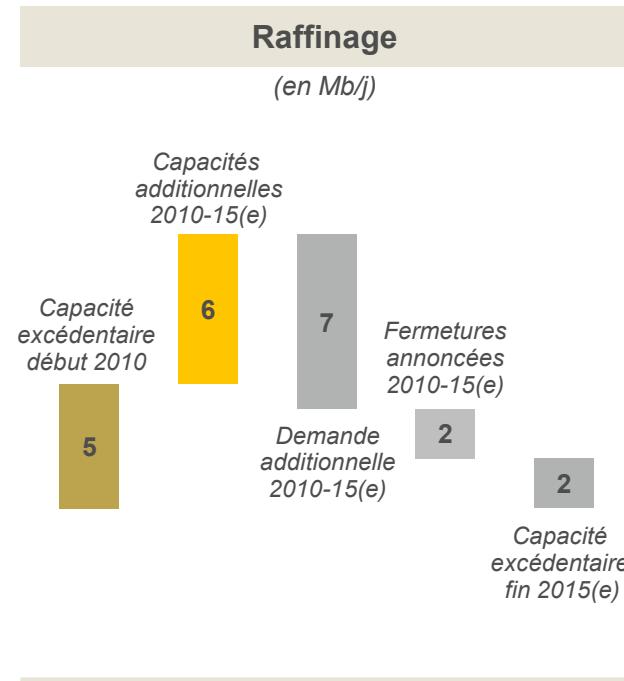
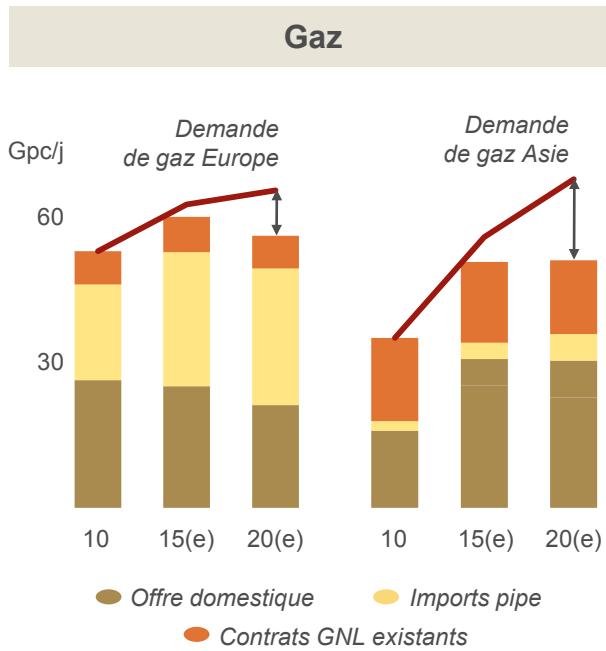
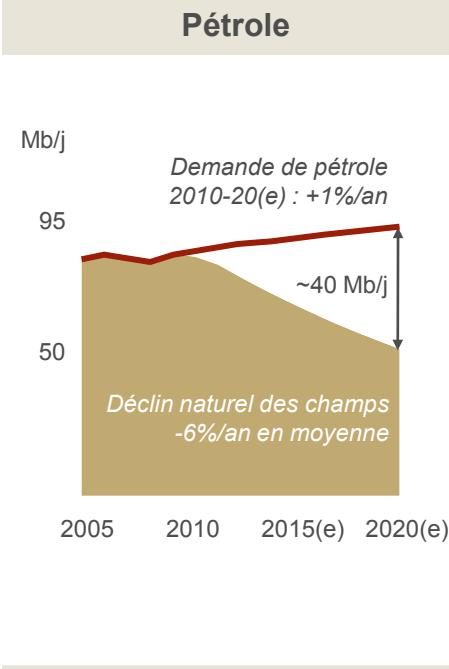
Amyris

- › Participation : 22%
- › Partenariats R&D, industriels et commerciaux pour développer et produire des carburants et produits chimiques issus de la biomasse
- › Plateforme industrielle de biologie de synthèse et unités de production au Brésil à partir de canne à sucre
- › Production de carburant aviation et lubrifiants en 2016(e)

***Différenciation technologique
à travers des partenariats innovants***

Perspectives

Un environnement porteur à moyen et long terme



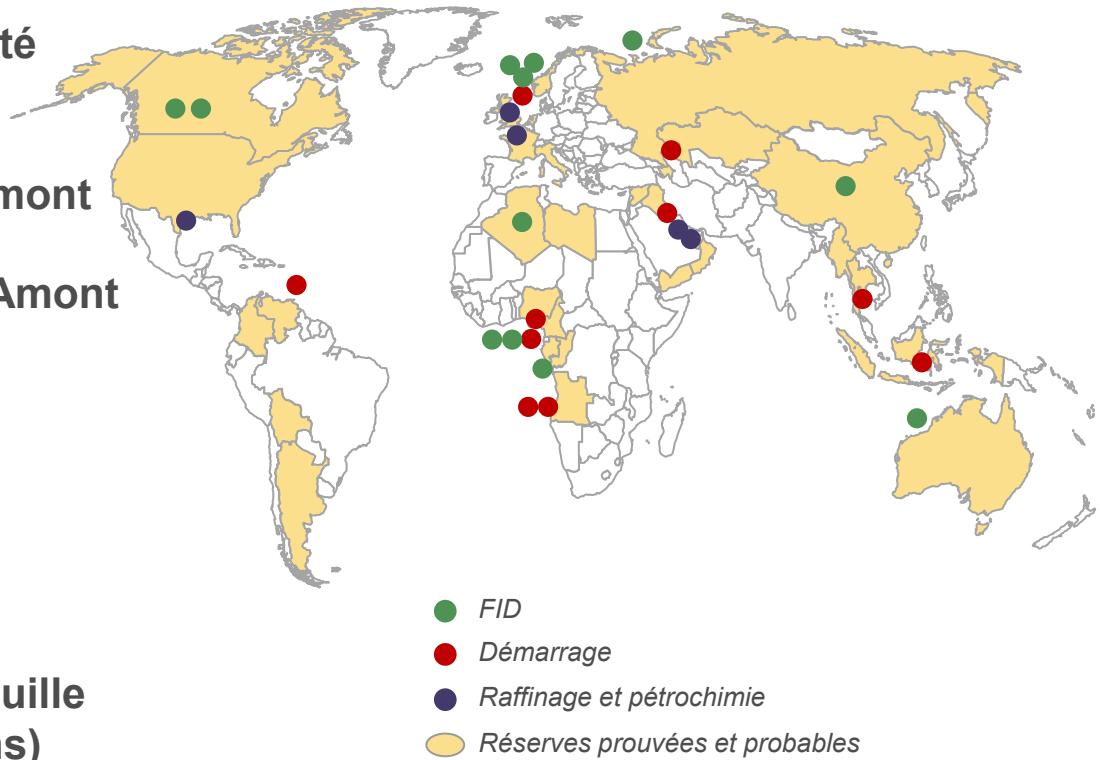
- Réduction des excès de capacité de 6% à 3% d'ici à 2015(e)
- Difficulté à accroître les capacités de production au-delà de 95 Mb/j

- Résorption progressive de l'offre excédentaire de gaz, hors Amérique du Nord
- Croissance de la dépendance de l'Europe et l'Asie au GNL

- Amélioration graduelle de l'environnement avec réduction des surcapacités
- Fermetures additionnelles nécessaires dans l'OCDE

Principaux enjeux 2011-2012

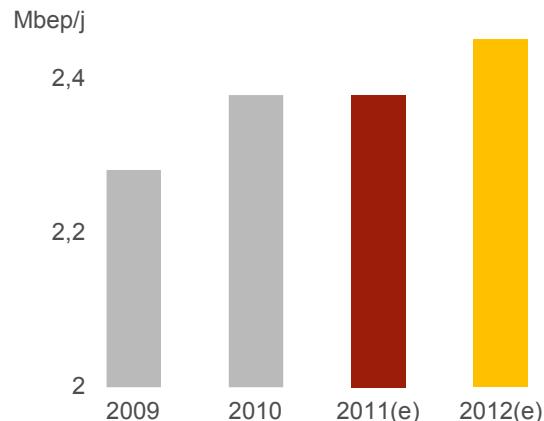
- › Assurer la sécurité et l'acceptabilité de nos opérations
- › Mettre en production 10 projets Amont
- › Lancer 12 projets majeurs dans l'Amont
- › Capitaliser sur un portefeuille d'exploration redynamisé
- › Continuer l'adaptation du raffinage et de la pétrochimie
- › Poursuivre une gestion de portefeuille dynamique (acquisitions / cessions)



*Optimiser le portefeuille
et garantir les relais de croissance*

Démarrage de la prochaine vague de projets à partir de mi-2011

Production SEC



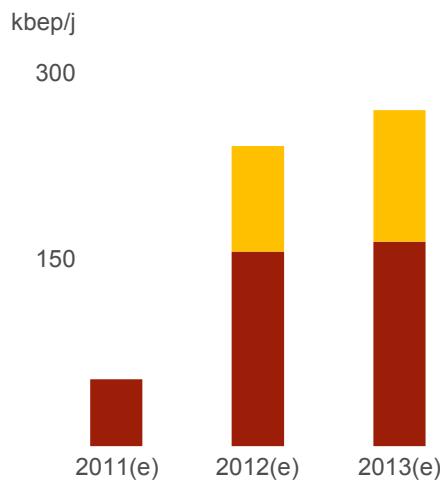
Principaux démarrages 2011-12(e)

A grid of nine cards, each featuring an oil/gas project with its name, percentage, status, and capacity. Each card includes a small image related to the project.

Projet	Participation (%)	Status	Capacité (kbep/j)
Trinidad bloc 2C	30%	op.	45
Usan	20%	op.	180
Angola LNG	13,6%		175
Pazflor	40%	op.	220
Halfaya	18,75%		535
Bongkot South	33,3%		70
Islay	100%	op.	15
South Mahakam Ph.1&2	50%	op.	55
Kashagan Ph.1	16,8%		300
OML 58 Upgrade	40%	op.	70

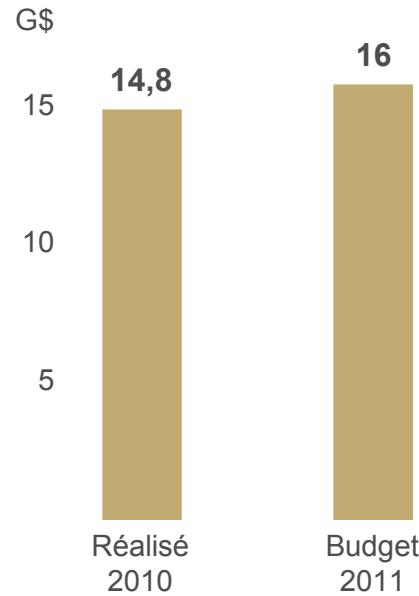
Impact des démarrages 2011-12(e)

(Production SEC)



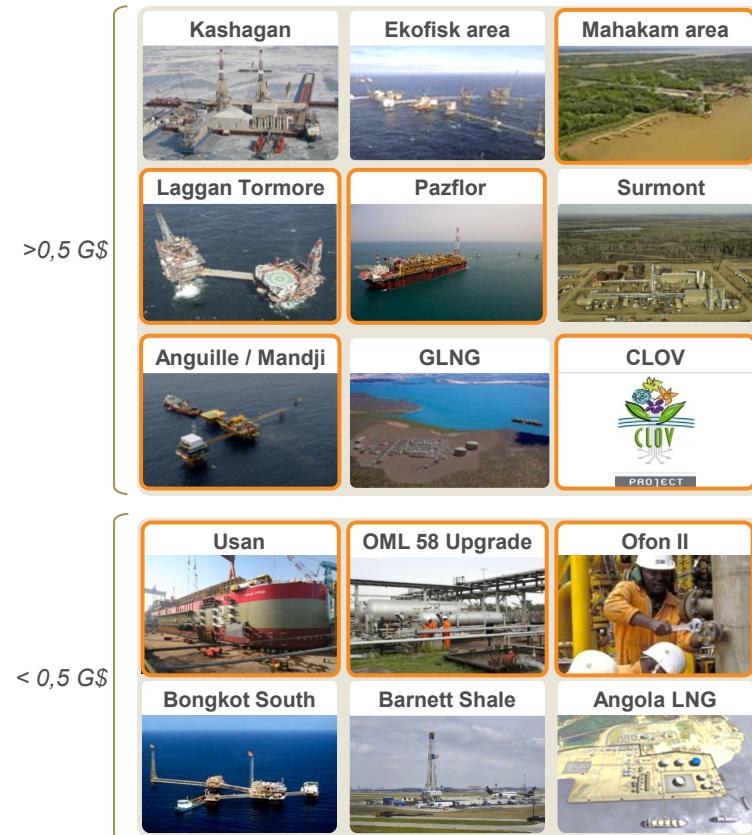
Investissements Amont 2011 en hausse à 16 G\$ pour soutenir la croissance

Investissements Amont*



Principaux investissements 2011(e)
~60% des investissements Amont

(part Groupe)



Orange circle indicates Total operator

› Maintien de la discipline d'investissement

- Cas de base : prix du Brent long terme à 80 \$/b
- Test de résistance à 60 \$/b et sensibilité à 100 \$/b

* pour 2010 : investissements nets ; pour 2011 : 1 € = 1,30 \$, investissements nets hors acquisitions et cessions

12 projets majeurs à lancer en 2011-2012

Conventionnel



Ekofisk South (39,9%)

- Réserves* : ~200 Mbep
- Capacité : 70 kbep/j
- Démarrage : 2014(e)

Eldfisk 2 (39,9%)

- Réserves* : ~250 Mbep
- Capacité : 70 kbep/j
- Démarrage : 2015(e)

Hild (49%, op.)

- Réserves* : ~150 Mbep
- Capacité : 80 kbep/j
- Démarrage : 2016(e)

Ofon 2 (40%, op.)

- Réserves* : ~250 Mbep
- Capacité : 70 kbep/j
- Démarrage : 2014(e)

Offshore profond



Egina (24%, op.)

- Réserves* : ~0,6 Gb
- Capacité : 200 kb/j
- Démarrage : 2015(e)

Moho Nord (53,5%, op.)

- Réserves* : ~320 Mb
- Capacité : ~100 kb/j
- Démarrage : 2016(e)

Huiles lourdes



Fort Hills (39,2%**)

- Réserves* : ~3,4 Gb
- Capacité : 160 kb/j
- Démarrage : 2016(e)

Joslyn (38,25%**, op.)

- Réserves* : ~2 Gb
- Capacité Ph.1 : 100 kb/j
- Démarrage : 2017-18(e)

GNL



Ichthys (24%)

- Réserves* : 12,8 Tpc de gaz, 0,5 Gb de condensats,
- Capacité : 8,4 Mt/an de GNL, 100 kb/j de condensats, 1,6 Mt/an de GPL
- Démarrage : 2016(e)

Shtokman (25%)

- Réserves* Ph.1 : 21 Tpc
- Capacité : 2,3 Gpc/j dont 7,5 Mt/an de GNL
- Démarrage : 2016-2017(e)

Gaz non conventionnel



Ahnet (47%)

- Réserves* : >700 Mbep
- Capacité : >70 kbep/j
- Démarrage : 2015(e)

Sulige (49%***)

- Réserves* : ~440 Mbep
- Capacité : ~50 kbep/j
- Démarrage : 2013(e)

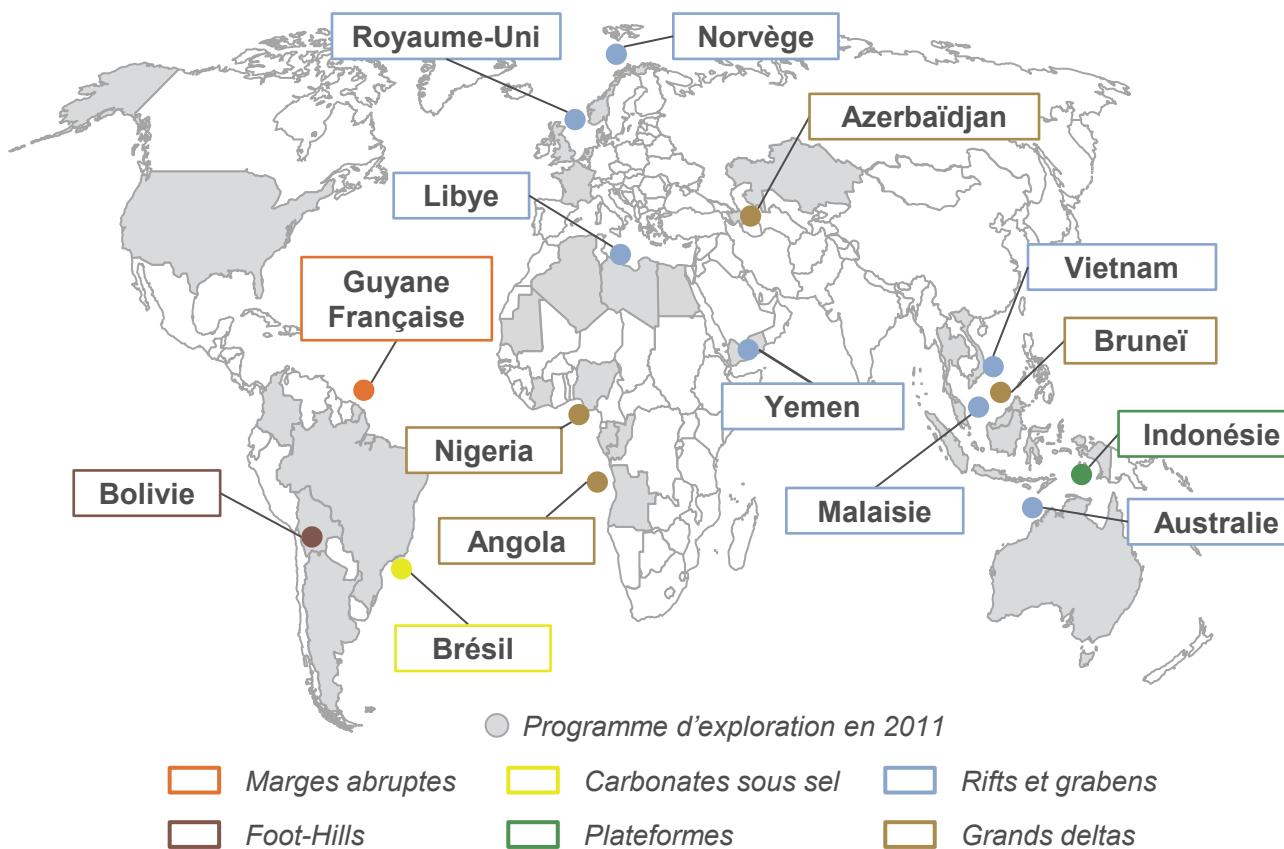
* réserves prouvées et probables initiales en 100%, estimations Total

** sous réserve de l'approbation des autorités

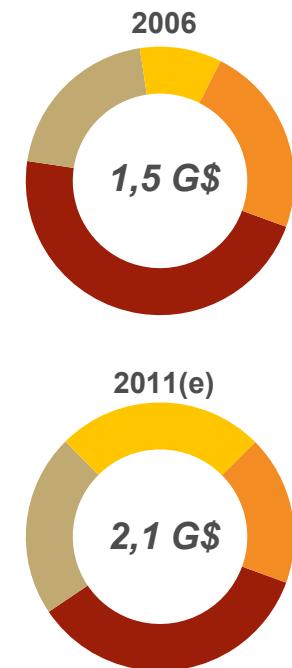
*** participation effective au moment de la FID

Budget d'exploration 2011 en hausse à 2,1 G\$

Les principaux enjeux de 2011

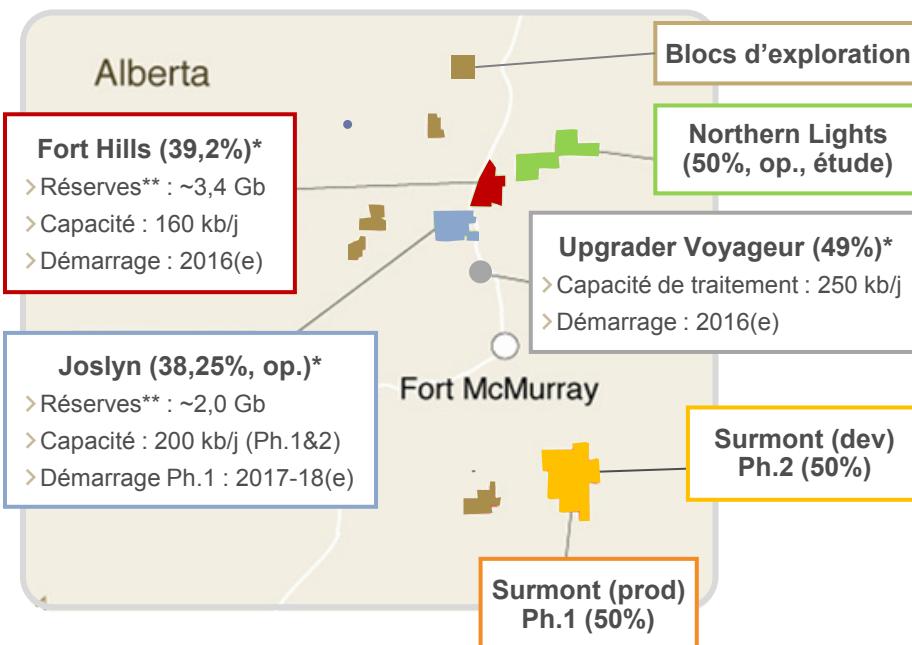


Répartition géographique des dépenses d'exploration



Un programme d'exploration audacieux ciblant des thématiques diversifiées pour réaliser des découvertes plus importantes

Canada : partenariat stratégique et renforcement des positions du Groupe

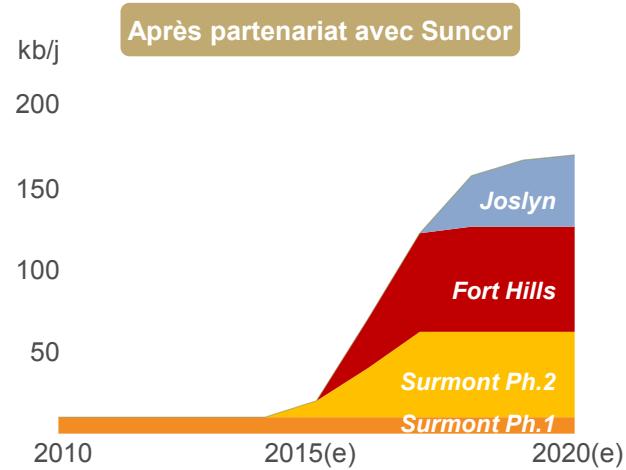
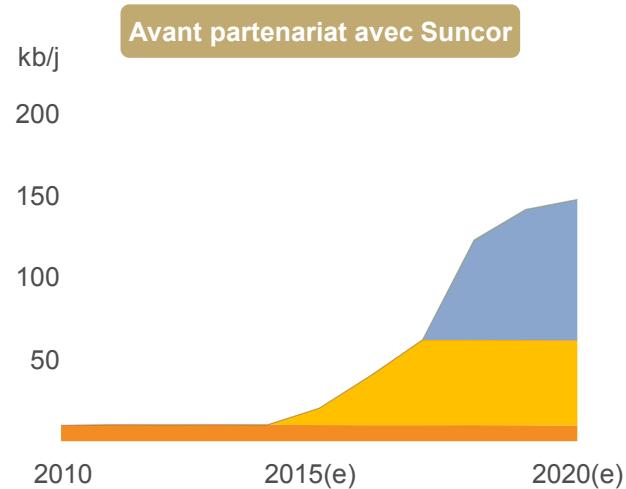


- › Evaluation et prise en compte systématiques des aspects environnementaux
- › Accélération de la contribution des projets à la production
- › Synergies pour les développements de Fort Hills, Joslyn et Voyageur
- › Important levier au prix du brut et plateau >30 ans

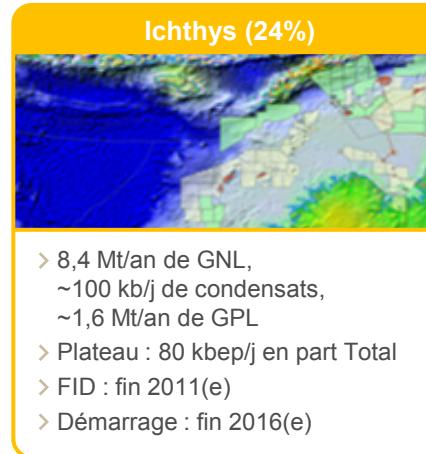
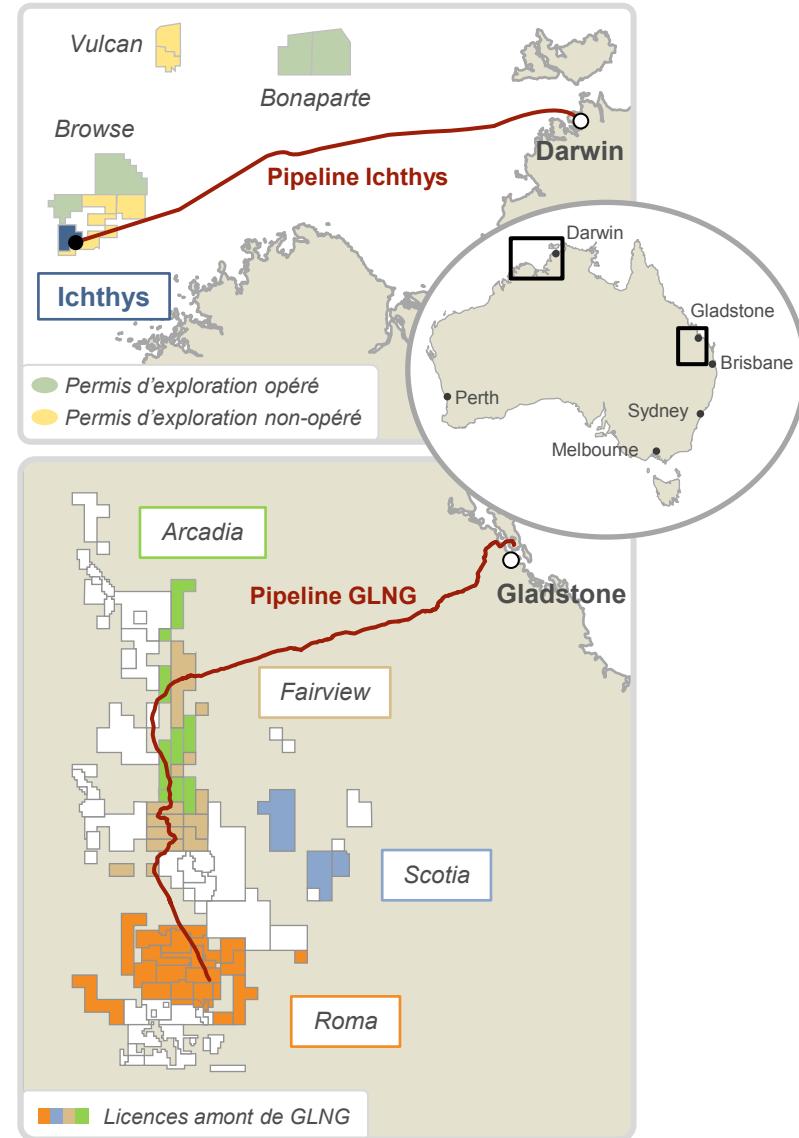
* sous réserve de l'approbation des autorités

** réserves prouvées et probables initiales en 100%, estimations Total

Production technique de Total au Canada



Australie : développement d'un nouveau pôle de production majeur



- **Evaluation et prise en compte systématiques des aspects environnementaux**
- **Contribution significative à l'Amont du Groupe**
 - Production : 120 kbep/j en plateau en part Total
 - Réserves* : >1 Gbep en part Total
- **Démarrage dès 2015(e) et plateau ~20 ans**
- **Forte sensibilité au prix du brut**
 - Ventes à destination de l'Asie sur la base de contrats long terme indexés pétrole
 - Part importante des condensats et GPL sur Ichthys
- **10 permis d'exploration dans le Northwest Shelf dont 4 opérés**
 - Première campagne de forage au 1S11 sur deux permis opérés

* réserves prouvées et probables initiales, estimations Total

Afrique de l'Ouest : nombreux projets dans des bassins à fort potentiel



- > 40% - opérateur
- > Capacité : 220 kb/j
- > En développement
- > Démarrage : 4T2011(e)



- > 20% - opérateur
- > Capacité : 180 kb/j
- > En développement
- > Démarrage : 2012(e)



- > 40% - opérateur
- > Capacité : 160 kb/j
- > En développement
- > Démarrage : 2014(e)



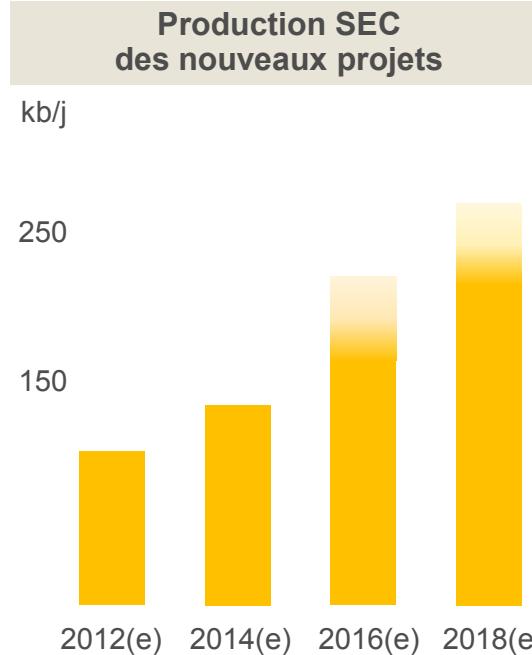
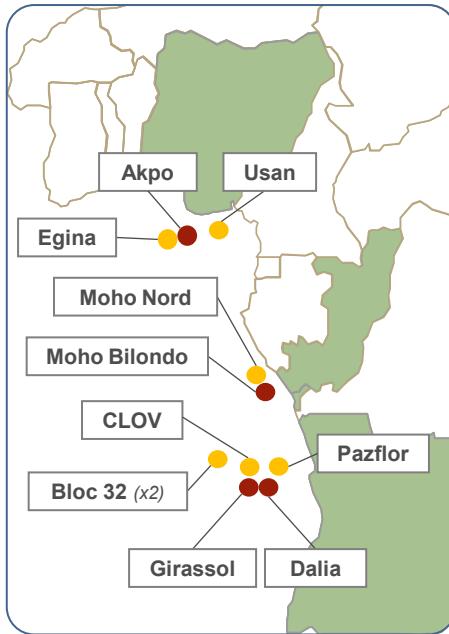
- > 24% - opérateur
- > Capacité : 200 kb/j
- > FEED
- > Démarrage : 2015(e)



- > 53,5% - opérateur
- > Capacité : 100 kb/j
- > En cours d'étude
- > Démarrage : 2016(e)



- > 30% - opérateur
- > Capacité : 2 x 100 kb/j
- > En cours d'étude
- > Démarrage : 2017(e)

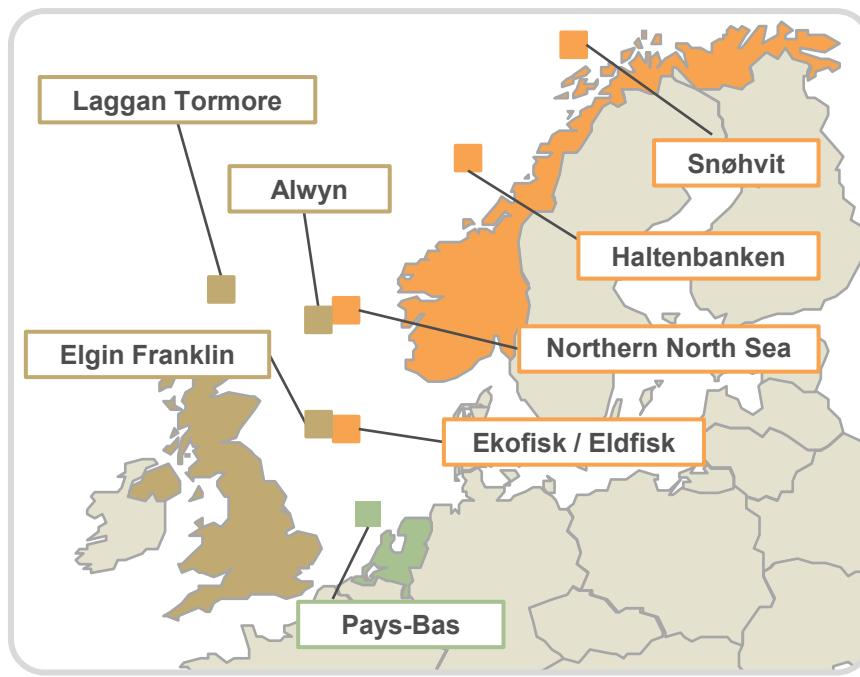


- FPSO ou FPU opéré en production en 2010
- FPSO ou FPU opéré à démarrer d'ici 2017(e)

1^{er} opérateur offshore profond dès 2012 en Afrique de l'Ouest



Mer du Nord : poursuivre la création de valeur dans une zone mature

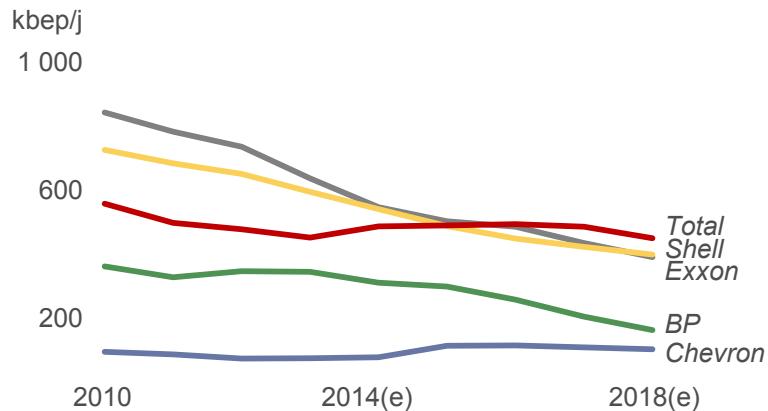


Effort important d'exploration :

- Découvertes récentes au Royaume-Uni et en Norvège
- 6 nouveaux permis obtenus au Royaume-Uni en 2010

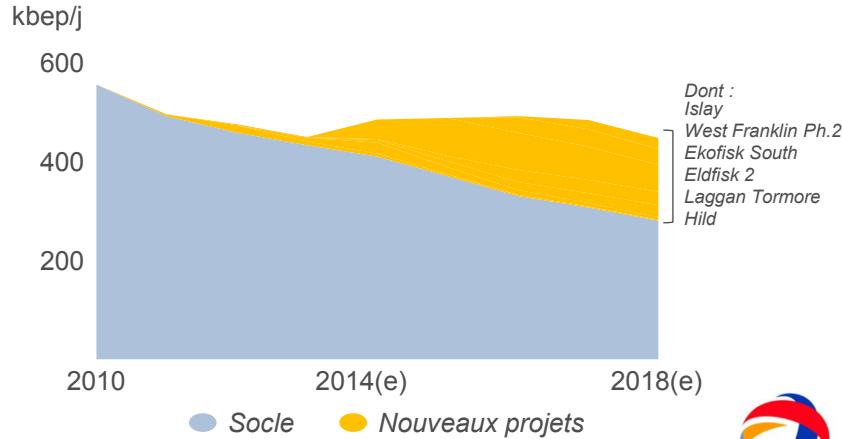
Total acteur majeur en Mer du Nord

(Productions SEC : Royaume-Uni, Norvège et Pays-Bas*)



Stabilisation de la production grâce aux nouveaux projets

(Production SEC de Total en Mer du Nord)



* incluant Groningen, estimations Total et sources publiques pour les autres majors

Portefeuille diversifié de projets majeurs dans l'Amont

Production⁶

Mbep/j

3

+2%/an
en moyenne

2

1

2010 2011(e) 2012(e) 2015(e)

> Sensibilité 2011 pour une augmentation du Brent de 1\$/b autour de 80 \$/b :

- ~ -1,5 kbep/j de production
- ~ +170 M\$ de résultat opérationnel net

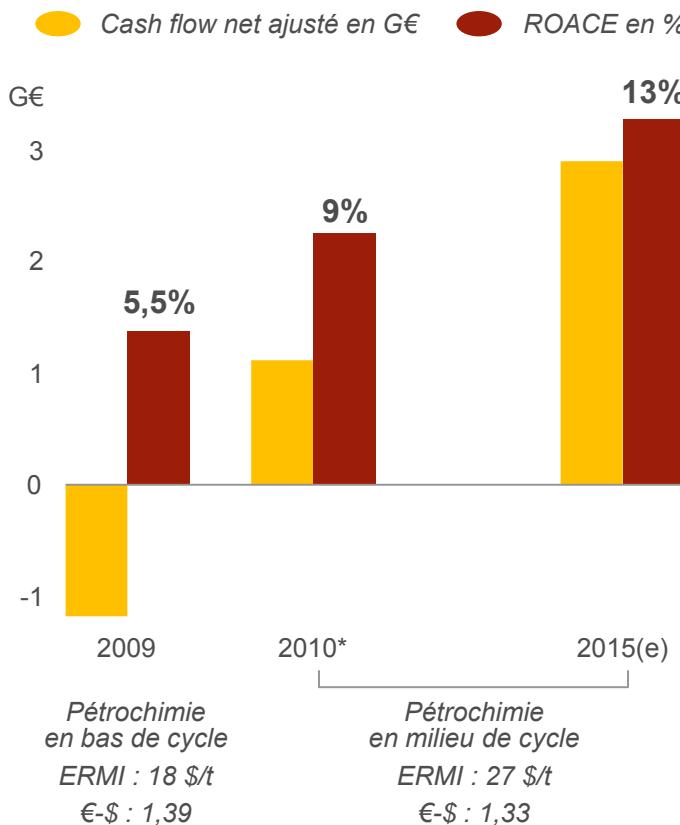
Projets	Pays	Capacité (kbep/j)	Part.	Op*	Statut
NLNG T7	Nigeria	GNL	250	15%	
Brass LNG	Nigeria	GNL	300	17%	
Joslyn North Mine	Canada	Huiles lourdes	100	38,25%	✓
Shah Deniz Ph.2	Azerbaïdjan	Gaz	380	10%	Etude
Bloc 32-CSE	Angola	Off. profond	200	30%	✓
Ichthys	Australie	GNL	335	24%	FEED
IMA (OML 112)	Nigeria	Gaz	60	40%	✓
Shtokman Ph.1	Russie	GNL/Pipeline	410	25%	FEED
Hild	Norvège	Liq/Gaz	80	49%	✓
Moho Nord	Congo	Off. profond	100	53,5%	✓
Fort Hills	Canada	Huiles lourdes	160	39,2%	FEED
Ahnet	Algérie	Gaz	70	47%	Etude
Termokarstovoye	Russie	Gaz/Cond.	50	49%	FEED
Egina	Nigeria	Off. profond	200	24%	✓
Tempa Rossa	Italie	Huiles lourdes	55	50%	✓
Surmont Ph.2	Canada	Huiles lourdes	90	50%	Dév.
Eldfisk 2	Norvège	Liq/Gaz	70	39,9%	FEED
GLNG	Australie	GNL	150	27,5%	Dév.
Ikike (OML 99)	Nigeria	Liq/Gaz	55	40%	✓
Vega Pleyade	Argentine	Gaz	70	37,5%	✓
Laggan Tormore	Royaume-Uni	Off. profond	90	80%	✓
Ofon 2	Nigeria	Liquides	70	40%	Dév./EPC
CLOV	Angola	Off. profond	160	40%	Dév.
Ekofisk South	Norvège	Liq/Gaz	70	39,9%	FEED
West Franklin Ph.2	Royaume-Uni	Gaz/Cond.	40	35,8%	✓
Sulige	Chine	Gaz	50	49%**	FEED
Anguille redev.	Gabon	Liquides		Etude	100%
Kashagan Ph.1	Kazakhstan	Liquides	300	16,8%	Dév.
Bongkot South	Thaïlande	Gaz	70	33,3%	EPC
Angola LNG	Angola	GNL	175	13,6%	Dév.
South Mahakam Ph.1&2	Indonésie	GNL	55	50%	✓
Halfaya	Irak	Liquides	535	18,75%	Dév.
Usan	Nigeria	Off. profond	180	20%	✓
OML 58 Upgrade	Nigeria	Gaz/Cond.	70	40%	Dév.
Pazflor	Angola	Off. profond	220	40%	✓
Islay	Royaume-Uni	Gaz/Cond.	15	100%	✓
Trinidad Bloc 2C	Trinidad	Gaz	45	30%	Dév.

* opéré par Total

** effectif au moment de la FID

Renforcer la compétitivité de l'Aval-Chimie

Cash flow net et ROACE Aval-Chimie



- Assurer la sécurité et améliorer la fiabilité des opérations
- Réduire les capacités et le point mort du Raffinage en Europe
- Améliorer la compétitivité de la Pétrochimie en se concentrant sur les principales plateformes
- Tirer bénéfice de la croissance au Moyen-Orient, en Afrique et en Asie
- Innover et optimiser pour conforter des positions de leader dans le Marketing et la Chimie de Spécialités

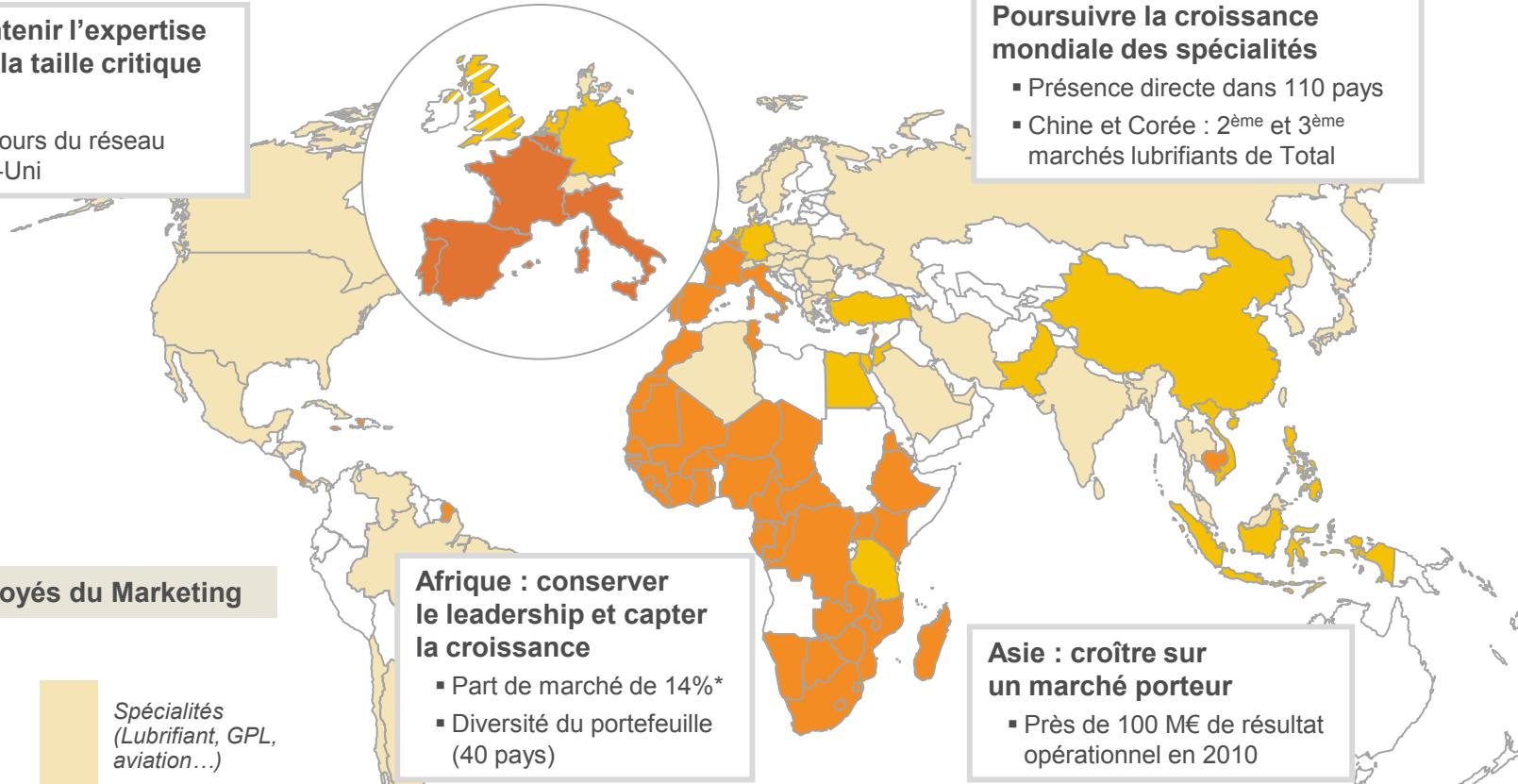
Améliorer le ROACE de 4% et doubler le cash flow net d'ici 2015 dans un environnement constant

* 2010, hors impact positif de la cession Mapa-Spontex sur le cash flow net

Un Marketing performant en constante évolution

Europe : maintenir l'expertise et rechercher la taille critique

- TotalErg
- Cession en cours du réseau au Royaume-Uni



Part de marché réseau >10%

Part de marché réseau <10%

Présence directe spécialités

* estimation Total ; part de marché globale dans les pays où le Groupe a une présence directe

Développer une chimie innovante axée autour du développement durable

Bio-polymères



Acide Polylactique (PLA) :

- Nouveau polymère basé sur des matières premières renouvelables
- Succès de l'usine pilote Futerro

Croissance de 15% p.a. du marché des bio-polymères d'ici 2020(e) contre 4% pour les autres polymères

Methanol-to-Olefin



Procédé à haut rendement de production de polymères réalisé sur un pilote semi-industriel en Belgique

Coal-to-Olefin :

- Accord de partenariat avec CPI (Chine) utilisant la technologie MTO
- Complémentarité avec le projet de captage et stockage de CO₂ à Lacq

« Chimie Verte »



› Nouvelles technologies pour accroître l'utilisation de matières premières renouvelables

› Incorporation de matériau recyclé dans la formulation de nouveaux polymères

› Solutions éco-performantes proposées à nos clients

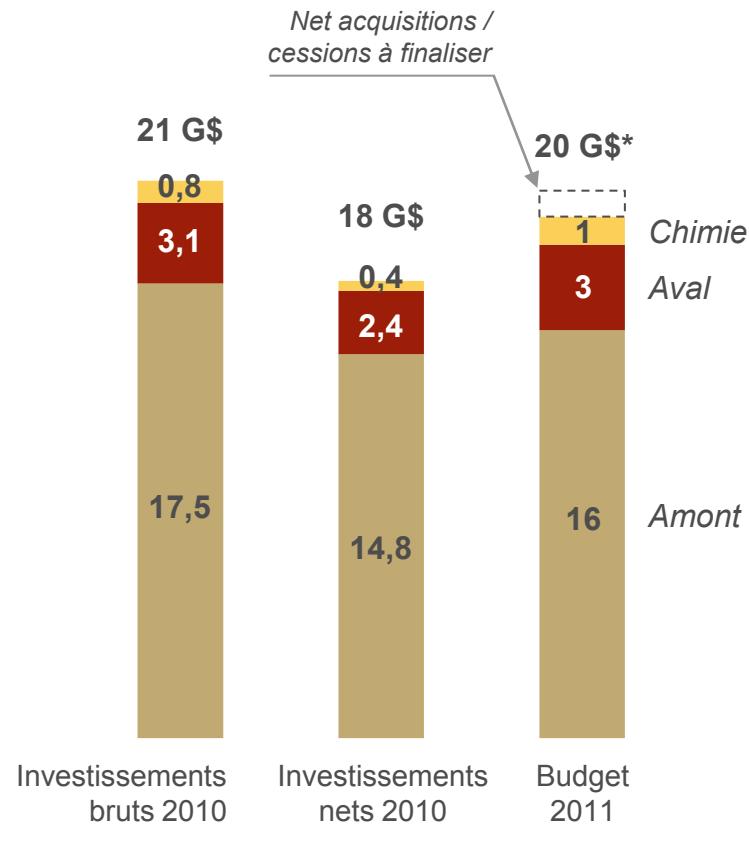
Aider nos clients à réduire leur impact environnemental

Développer des projets utilisant des matières premières alternatives au naphta

* selon le magazine European Plastic Product Manufacturer

Budget d'investissements de 20 G\$ en 2011

Investissements des secteurs



› Près de 80% des investissements alloués à l'Amont répartis en :

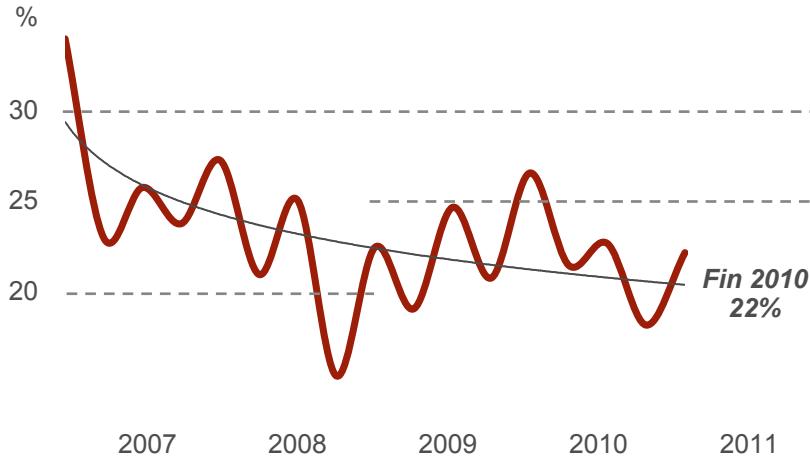
- 35% pour les actifs en production
- 40% pour les projets de croissance 2011-2014
- 25% pour la croissance post-2014

› Investissements bruts stables dans l'Aval et la Chimie

- Grands arrêts en hausse en 2011
- Construction de la raffinerie de Jubail
- Projets de modernisation raffinage et pétrochimie à Normandie

Marge de manœuvre renforcée dans un contexte de prix du brut supérieur à 80 \$/b

Ratio dette nette / capitaux propres



Sensibilités du cash flow 2011(e)

(Brent 80 \$/b ; ERMI 30 \$/t ; 1 € = 1,30 \$)

+10 \$/b de Brent

+10 \$/t d'ERMI

+1% de production

Cession de 2,75%
de Sanofi-Aventis*

0 1 2 G\$

- › Cession progressive de la participation de 4,6 G\$* dans Sanofi-Aventis d'ici 2012(e)
- › Objectif de ratio d'endettement maintenu à 25-30% en 2011 avec un Brent à 80 \$/b
- › Politique de dividende visant un taux moyen de distribution des résultats de 50%

***Proposition à l'Assemblée Générale des actionnaires
d'un dividende 2010 de 2,28 €/action***

* valeur sur la base d'une participation de 5,5% dans Sanofi-Aventis et du cours au 31 décembre 2010



- Exigence renforcée en matière de sécurité, de fiabilité et de responsabilité sociétale
- Portefeuille en profonde évolution sur tous les segments offrant la perspective d'une forte création de valeur
- Croissance et visibilité accrues par le grand nombre de projets en développement et en préparation
- Constance dans la discipline d'investissement et la politique de retour à l'actionnaire



Annexes

Résultats 2010

	4T10	4T09	%	2010	2009	%
<i>Prix moyen des liquides (\$/b)</i>	83,7	70,6	+19	76,3	58,1	+31
<i>Prix moyen du gaz (\$/Mbtu)</i>	5,62	5,07	+11	5,15	5,17	-
<i>Prix moyen des hydrocarbures (\$/bep)</i>	61,9	54,4	+14	56,7	47,1	+20
<i>Indicateur de marge de raffinage ERMI (\$/t)</i>	32,3	11,7	x3	27,4	17,8	+54
<i>Taux de change moyen (€-\$)</i>	1,36	1,48	+9	1,33	1,39	+5
	4T10	4T09	%	2010	2009	%
<i>Production d'hydrocarbures (kbep/j)</i>	2 387	2 377	+0,4	2 378	2 281	+4,3
	4T10	4T09	%	2010	2009	%
Résultat net ajusté (G€)	2,6	2,1	+23	10,3	7,8	+32
Résultat net ajusté (G\$*)	3,5	3,1	+13	13,6	10,9	+26
	4T10	4T09	%	2010	2009	%
Résultat opérationnel net ajusté des secteurs (G\$*)	3,7	3,1	+21	14,1	10,6	+33
▪ <i>Amont</i>	3,1	2,9	+9	11,4	8,9	+28
▪ <i>Aval</i>	0,4	0,1	x5	1,5	1,3	+16
▪ <i>Chimie</i>	0,2	0,1	x2	1,1	0,4	x3
ROACE des secteurs**	16,7%	14,3%		16,8%	13,4%	

les résultats ajustés se définissent comme les résultats au coût de remplacement, hors éléments non-récurrents, et jusqu'au 30/06/2010, hors quote-part, pour Total, des éléments d'ajustement de Sanofi-Aventis

* chiffres en dollars obtenus à partir des chiffres en euros convertis sur la base du taux de change moyen €-\$ de la période

** pour les trimestres, ROACE trimestriel annualisé

Définitions

1. **ERMI** : indicateur de Total de marge de raffinage européen publié par le Groupe tous les trimestres ; indicateur de marge théorique qui diffère de la marge réelle réalisée par Total au cours de chaque période en raison de la configuration particulière de ses raffineries, des effets de mix produit et d'autres conditions opératoires spécifiques
2. **Réserves prouvées** : quote-part de Total dans les réserves des sociétés consolidées globalement et mise en équivalence ou non consolidées, en application de la norme ASC 932 ; nouvelles contributions calculées à 79,02 \$/b
3. **Réserves prouvées et probables** : se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2010 couvertes par des contrats E&P, sur des champs ayant déjà été forés et pour lesquels les études techniques mettent en évidence un développement économique dans un environnement de prix du Brent à 80 \$/b, y compris les projets développés par techniques minières
4. **GNL amont** : ventes de GNL part du Groupe au travers de filiales et participations (y compris approvisionnement de Bontang LNG)
5. **GNL aval** : achats de GNL par le Groupe auprès de tiers, y compris auprès de filiales et participations faisant partie du portefeuille GNL amont
6. **Production** : droits à production y compris sociétés mises en équivalence et non-consolidées et productions par techniques minières en application de la norme ASC 932 ; hypothèse d'un prix du brut de 80 \$/b pour 2011 et au-delà



Avertissement

Ce document ne constitue pas le rapport financier annuel au sens de L.451-1-2 du Code monétaire et financier, qui est inclus dans le document de référence disponible sur le site du Groupe www.total.com ou sur simple demande au siège social de la société.

Ce document peut contenir des informations financières prospectives (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 informations et déclarations prospectives sont fondées sur des données ou hypothèses qui peuvent s'avérer inexactes dans le futur et sont dépendants de facteurs de risques 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 inopportunе des opérations, les considérations de réglementations environnementales et des conditions économiques et financières générales. 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 susceptibles d'avoir un effet sur les résultats financiers de Total sont par ailleurs disponibles dans la documentation déposée par le Groupe et ses filiales auprès de l'Autorité des marchés financiers et de la United States Securities and Exchange Commission (« SEC »).

L'information par secteur d'activité est présentée en conformité avec le système de reporting interne du Groupe utilisé par la Direction Générale pour mesurer la performance financière et allouer les ressources. En raison de leur caractère inhabituel ou particulièrement significatif, certaines opérations qualifiées d'« éléments non-récurrents » sont exclues des informations par secteur d'activité. En général, les éléments non-récurrents concernent des opérations qui sont significatives, peu fréquentes ou inhabituelles. Cependant, dans certains cas, des opérations telles que les 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 opérations similaires aient pu se produire au cours des exercices précédents, ou risquent de se reproduire lors des exercices futurs.

Les résultats ajustés des secteurs Aval et Chimie 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 de la méthode LIFO (Last In, First Out), la variation de la valeur des stocks dans le compte de résultat est déterminée par référence à des prix moyens de la période 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.

Dans ce cadre, les indicateurs de performance tels que le résultat opérationnel ajusté, le résultat opérationnel net ajusté et le résultat net ajusté se définissent comme les résultats au coût de remplacement, hors éléments non-récurrents et, jusqu'au 30 juin 2010, hors quote-part, pour Total, des éléments d'ajustement de Sanofi-Aventis. Ils sont destinés à faciliter l'analyse de la performance financière et la comparaison des résultats entre périodes.

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, Placer Jean Millier - La Défense 6 - 92078 Paris-La Défense Cedex, France, ou sur notre site Internet à 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.

