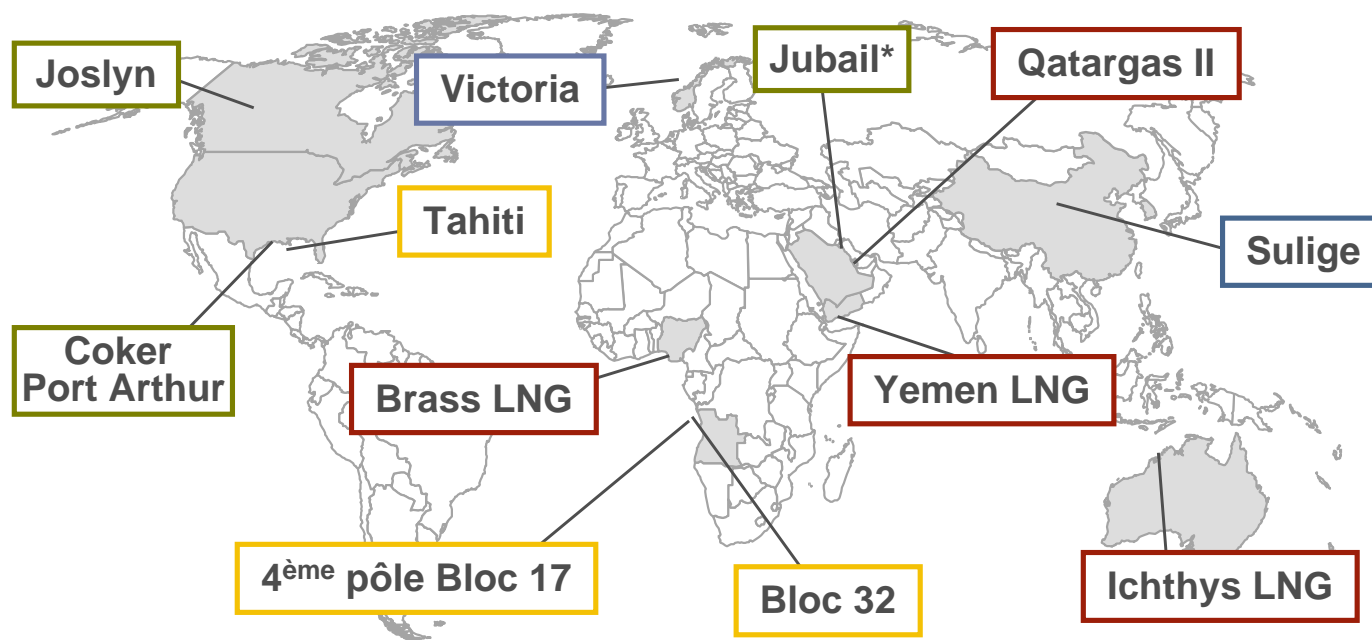


Résultats et perspectives à mi-2006

Dix nouveaux grands projets depuis début 2005 donnant accès à 5 milliards de barils

Nouveaux grands projets en développement ou à l'étude depuis début 2005



***Diversification du portefeuille fortement accrue :
Arabie Saoudite, Australie, Canada, Chine***

***Renforcement des partenariats stratégiques :
Saudi Aramco, Petrochina, Inpex...***

* projet de raffinerie convertissante en Arabie Saoudite avec un approvisionnement dédié en bruts lourds

Consistance dans la mise en œuvre de la stratégie

► Bénéfices d'une stratégie fondée sur la discipline

- Rentabilité des secteurs à 33%*
- Avantage compétitif accru sur les coûts techniques

► Accélération du programme d'exploration en 2006

- Nombreux succès en première partie d'année
- 110 puits contre 80 prévus initialement

► 20 projets en développement ou à l'étude portant sur des champs géants**

► Mise en service du DHC de la raffinerie de Normandie

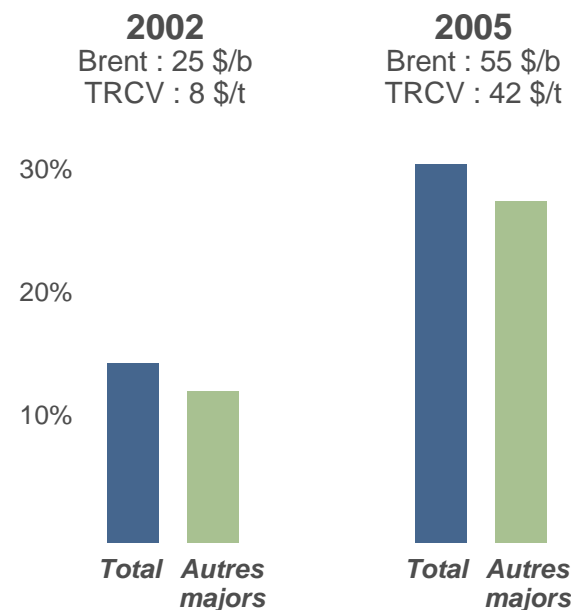
- Conformément au planning et au budget

► Rééquilibrage de la Chimie

- Succès du spin-off d'Arkema offrant un retour à l'actionnaire supplémentaire de près de 2 G€

► Croissance continue du retour à l'actionnaire

Rentabilité majors***



* ROACE sur la période 01/07/05-30/06/06

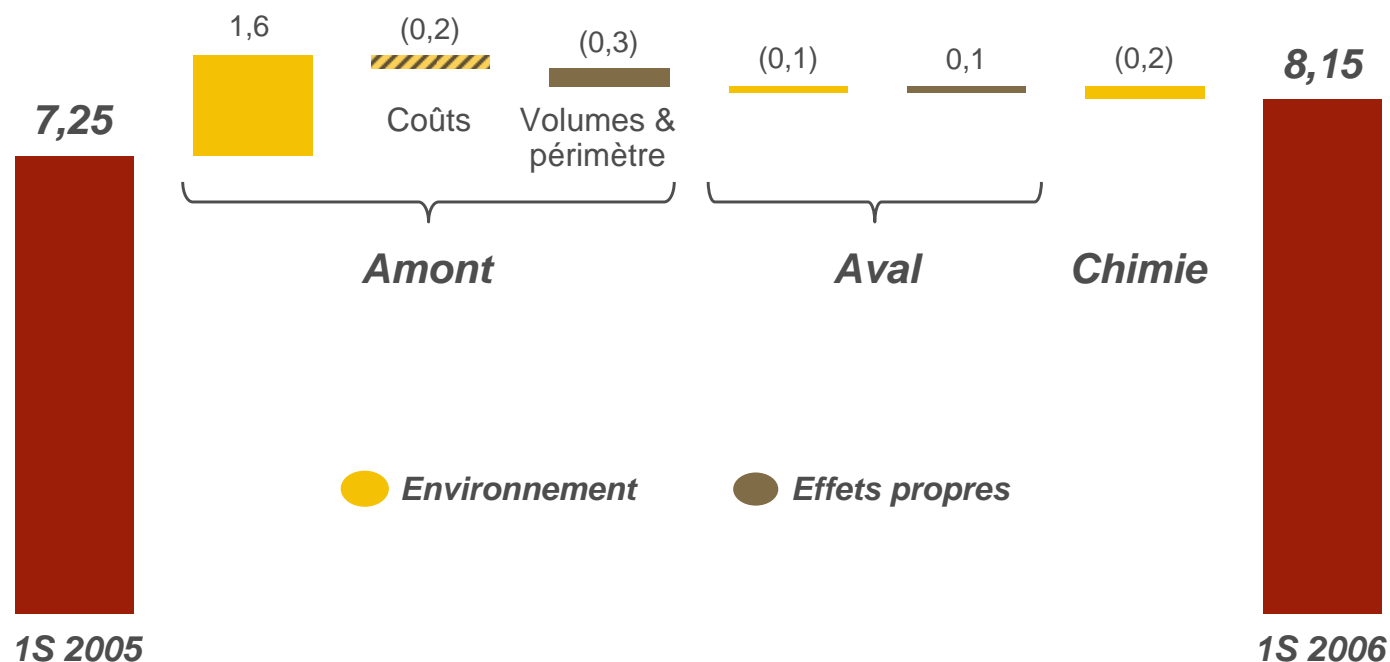
** projets donnant accès à des ressources en 100% supérieures à 500 Mbep

*** ROACE des secteurs, estimations de la moyenne pondérée des ROACE des autres majors basées sur les publications des sociétés

Performance

Progression des résultats dans un environnement favorable

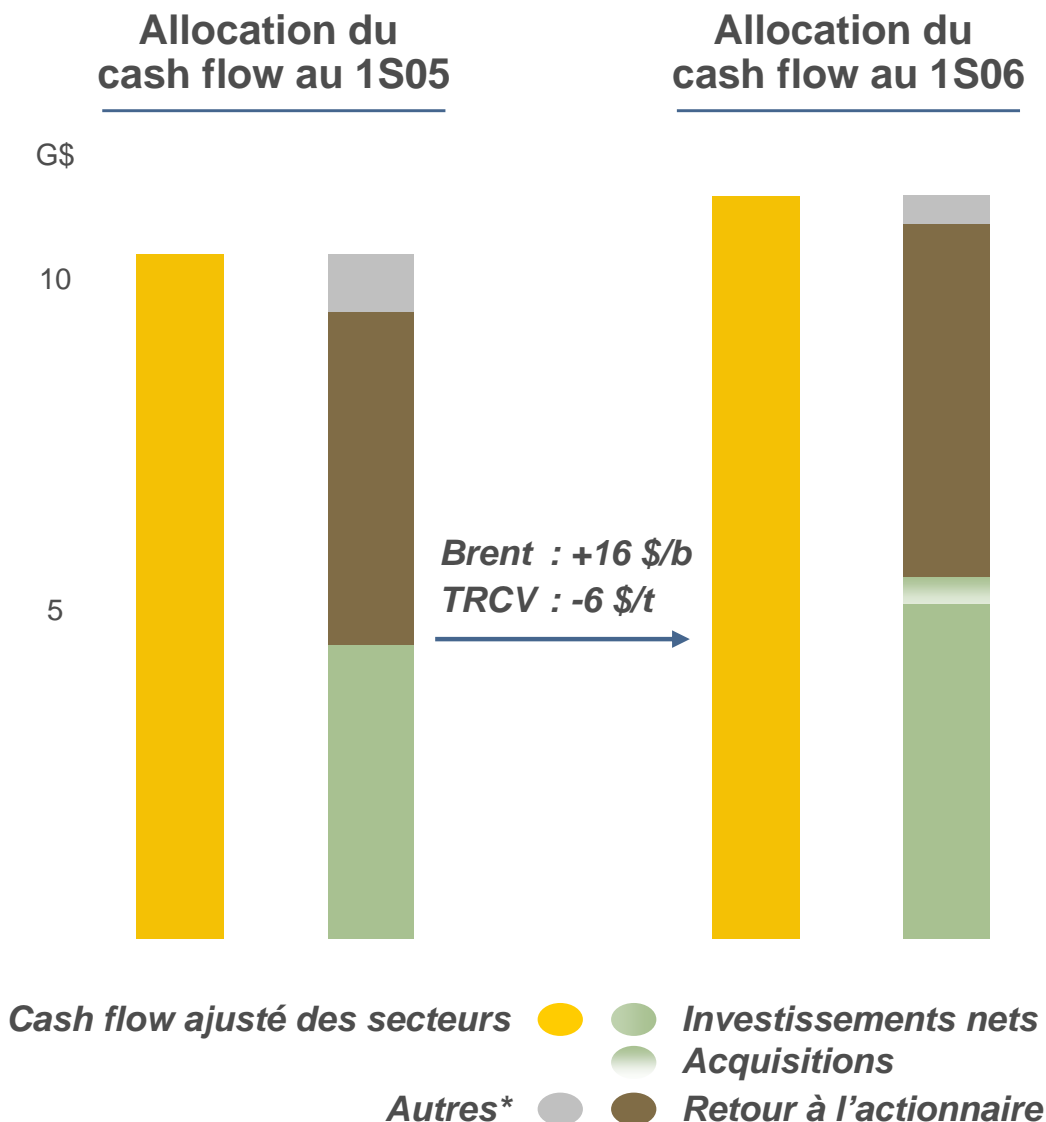
Evolution du résultat opérationnel net ajusté 1S05 - 1S06 (G\$)*



- ▶ Forte hausse de la contribution de l'Amont malgré la baisse temporaire des productions et les tensions sur les coûts
- ▶ Bénéfice des programmes de productivité et de la croissance dans l'Aval
- ▶ Marché porteur mais marges sous pression dans la pétrochimie

* résultat opérationnel net ajusté des secteurs, recalculé pour exclure la contribution d'Arkema au 1S 2005 (0,14 G\$)

Amélioration de l'environnement pétrolier permettant à la fois d'accroître les investissements et le retour à l'actionnaire



- ▶ **Hausse du cash flow ajusté des secteurs : +0,9 G\$**
 - Amont : +1,2 G\$ principalement lié à la hausse du prix des hydrocarbures
 - -0,3 G\$ lié à la dégradation de l'environnement de la Chimie et de l'Aval et au spin-off d'Arkema

- ▶ **Investissements nets : +0,6 G\$ hors acquisitions**

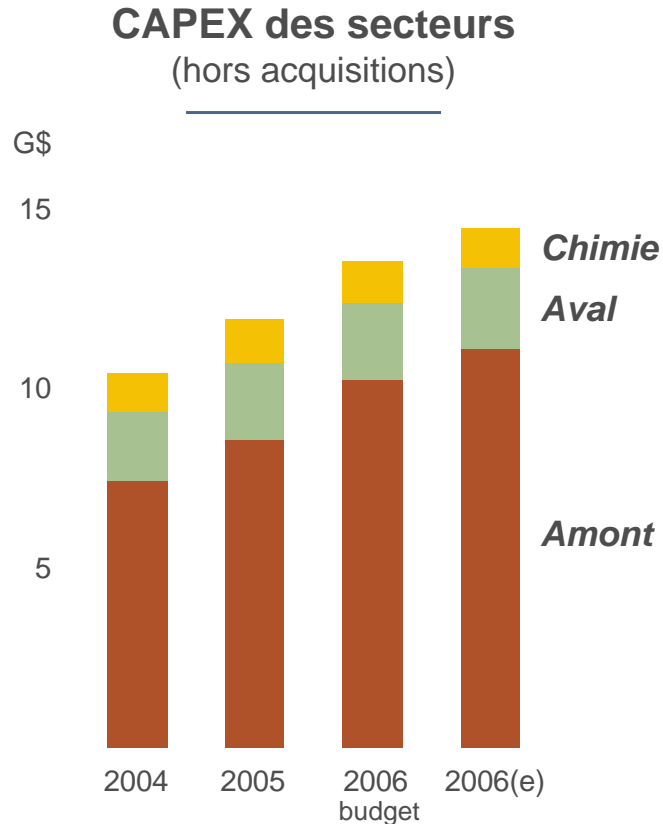
- ▶ **Succès pour saisir de nouvelles opportunités : +0,4 G\$ d'acquisitions**

- ▶ **Progression du retour à l'actionnaire**
 - +0,3 G\$ (+2,7 G\$ y compris Arkema)

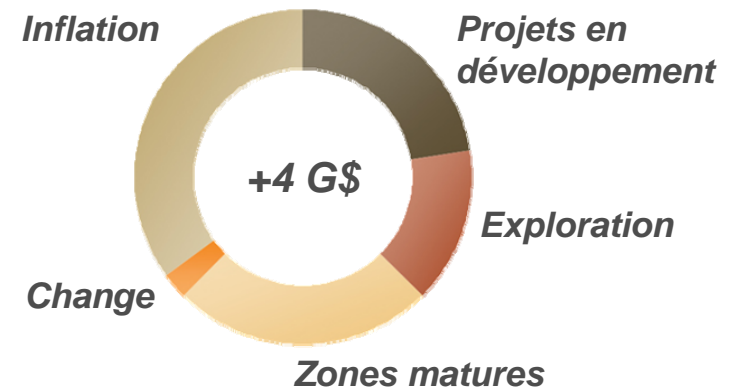
- ▶ **Maintien du gearing à 30%**

* essentiellement variation du BFR et de la dette nette

Programme soutenu d'investissements



Facteurs d'augmentation des CAPEX entre 2004 et 2006(e)



Investissements 2006 estimés à environ 14,5 G\$ hors acquisitions*

- Hausse du programme d'exploration (+0,5 G\$ par rapport au budget)
- Impact du change (+0,2 G\$) et du coût des projets (+0,3 G\$)

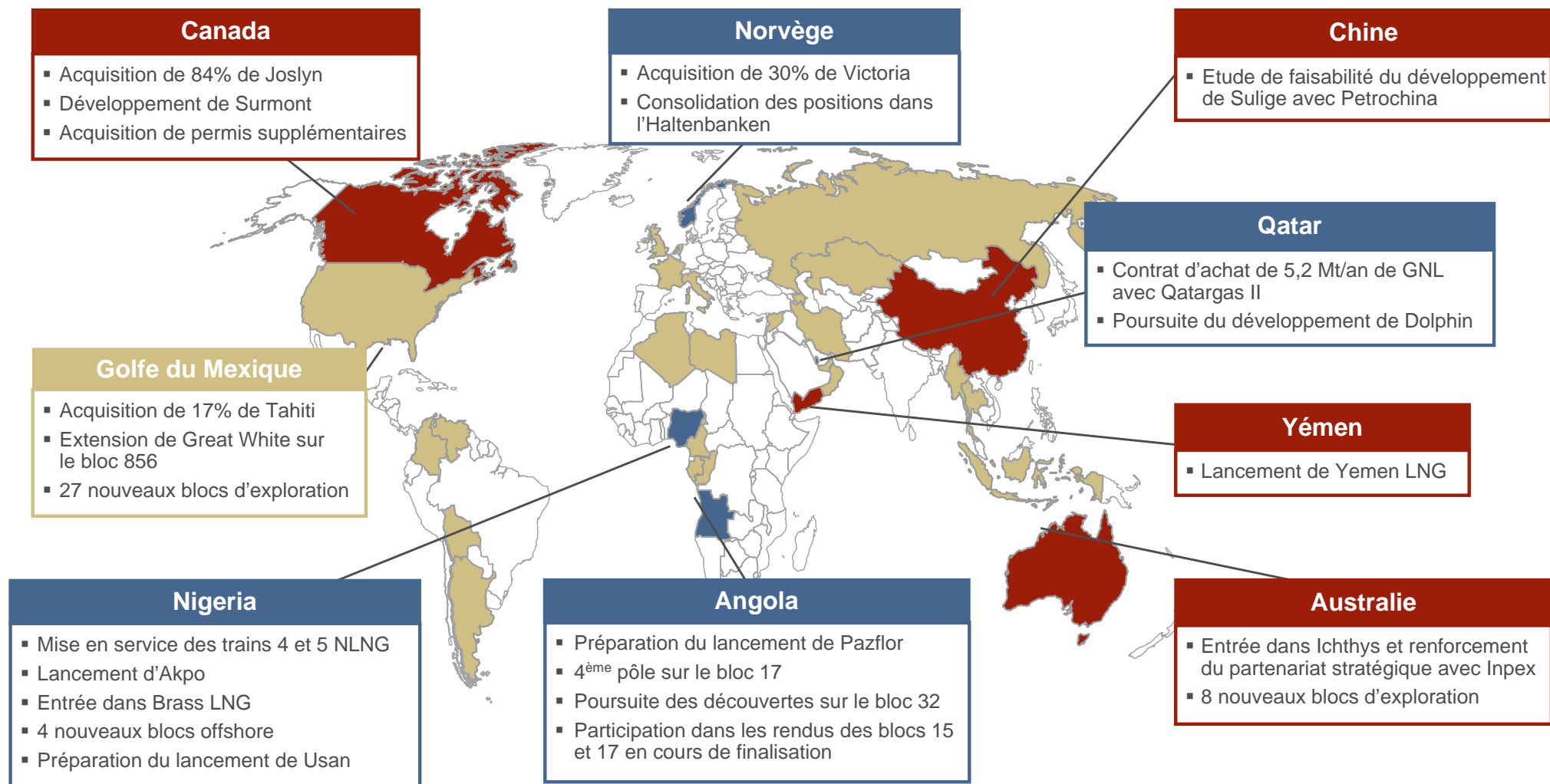
Hausse des investissements d'environ 4 G\$ entre 2004 et 2006(e)

- Accélération de l'effort d'exploration et des développements en soutien de la croissance
- Investissements accrus sur les zones matures pour prolonger la durée d'exploitation
- Impact de l'inflation

* à comparer à un budget initial de 13,5 G\$ hors acquisitions sur la base de 1 € = 1,20 \$

Amont

Renforcement majeur sur les grands pôles historiques et déploiement sur de nouvelles zones depuis début 2005

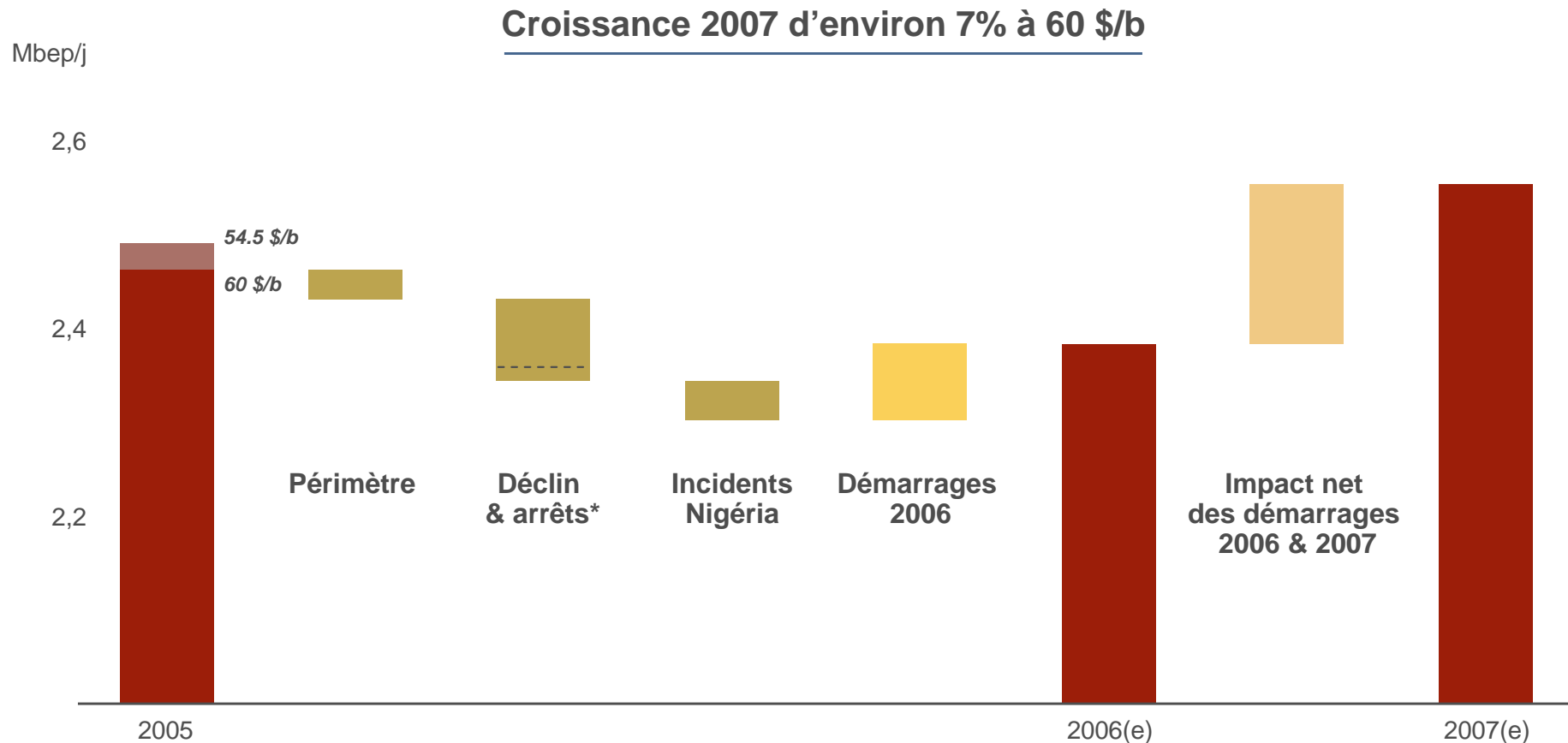


● Renforcement sur les grands pôles de production historiques

● Nouvelles zones pour le long terme

● Autres productions en 2015

Reprise d'une forte croissance des productions en 2007



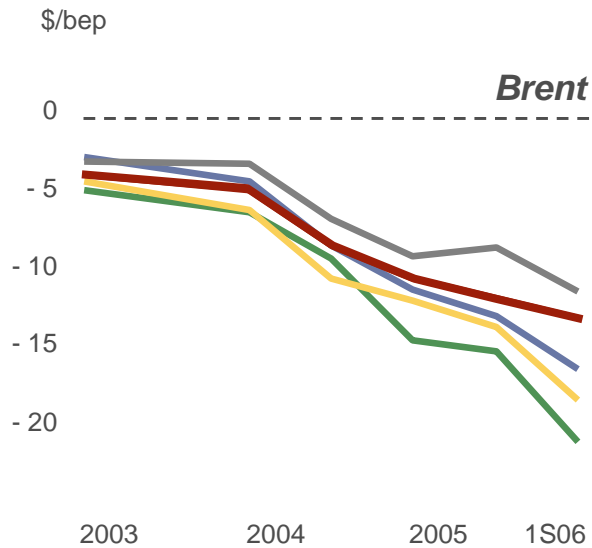
Démarrage de Dalia au 4^{ème} trimestre 2006
Entrées en production en 2007 de Rosa, Dolphin, Snøhvit...

* déclin du socle 2005, impact des arrêts non programmés & variation des arrêts programmés comparés à 2005

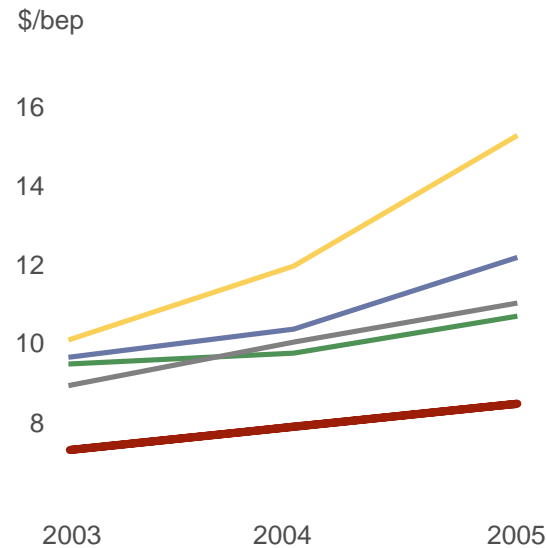


Avantage compétitif croissant du portefeuille de Total

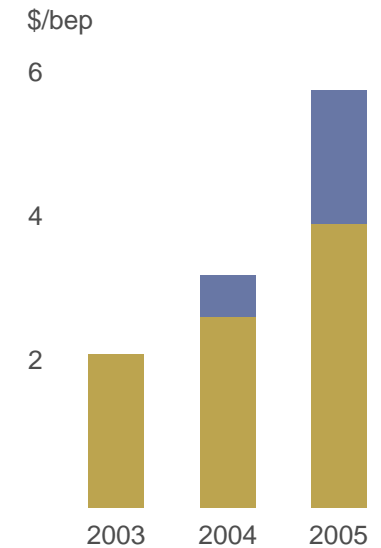
Valorisation hydrocarbures*
(moyenne pondérée liquides et gaz vs. Brent)



Coûts techniques*
(FAS 69)



Avantage compétitif*
(moyenne, avant impôts)



— Total — ExxonMobil — Chevron — RD Shell — BP

● Avantage coûts techniques ● Avantage valorisations

- Meilleure valorisation des hydrocarbures liquides
- Bonne valorisation du gaz
- Part des liquides stable à environ 65%
- Meilleure maîtrise des coûts techniques (+6% en 2005)

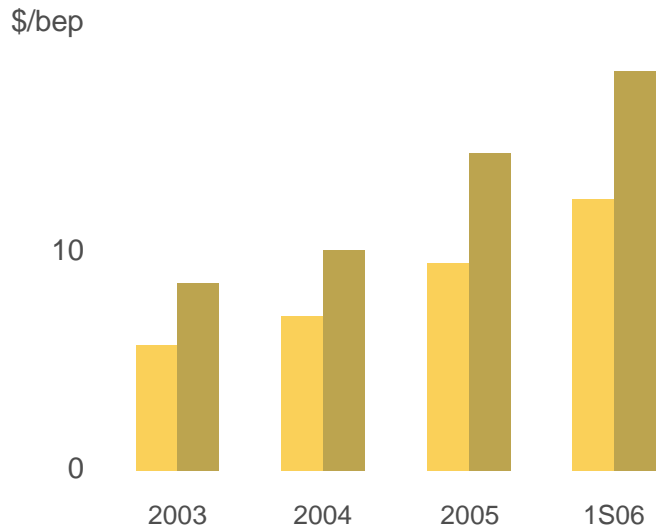
Avantage structurel pérenne dans un contexte de durcissement des conditions contractuelles et fiscales

* filiales consolidées, coûts techniques FAS 69, estimation des valorisations d'après les données publiées, avantage compétitif calculé par rapport à la moyenne des autres majors

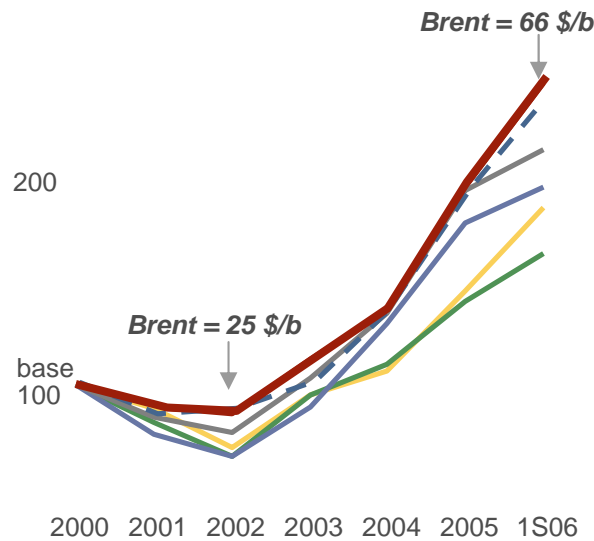


Très bonnes performances de l'Amont dans tous les environnements

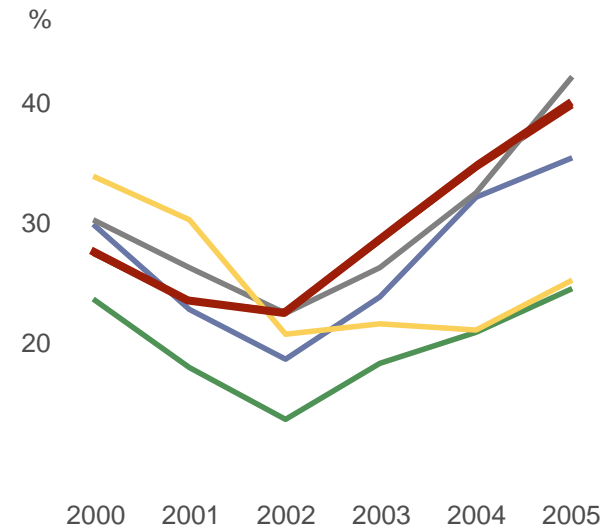
RO net/bep* de Total par type de contrat



Evolution du RO net/bep des majors**



ROACE Amont**



● Concessions ● PSC

— Brent — ExxonMobil — RD Shell
 — Total — Chevron — BP

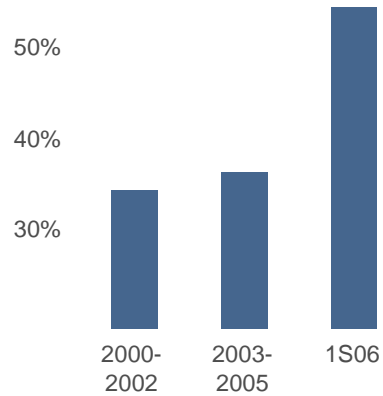
* hors exploration en charge

** résultat opérationnel net par baril équivalent pétrole de l'Amont, estimations basées sur les données publiées par les sociétés

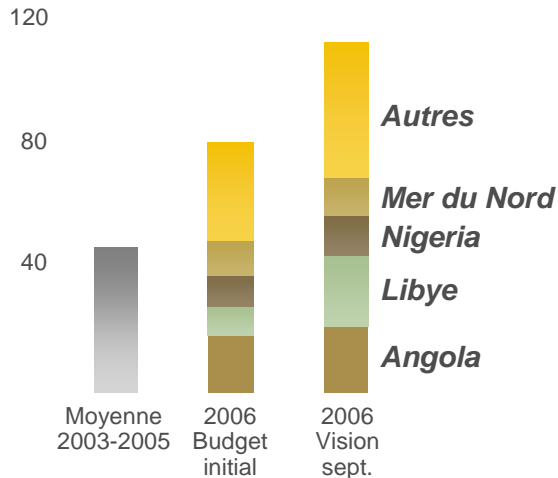


Accélération de l'effort d'exploration portée par de nombreux succès

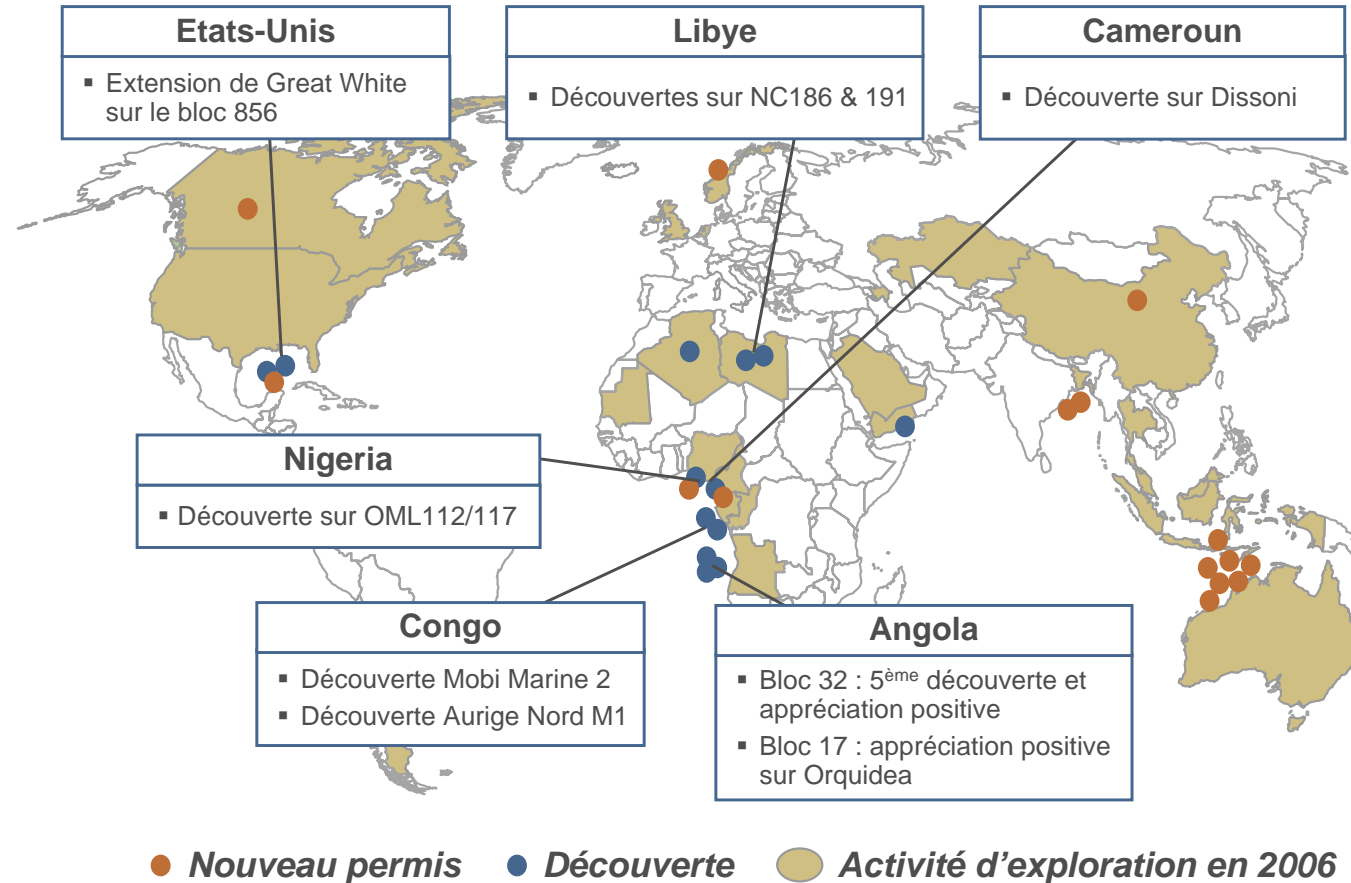
Taux de succès de l'exploration*



Nombre de puits d'exploration et d'appréciation



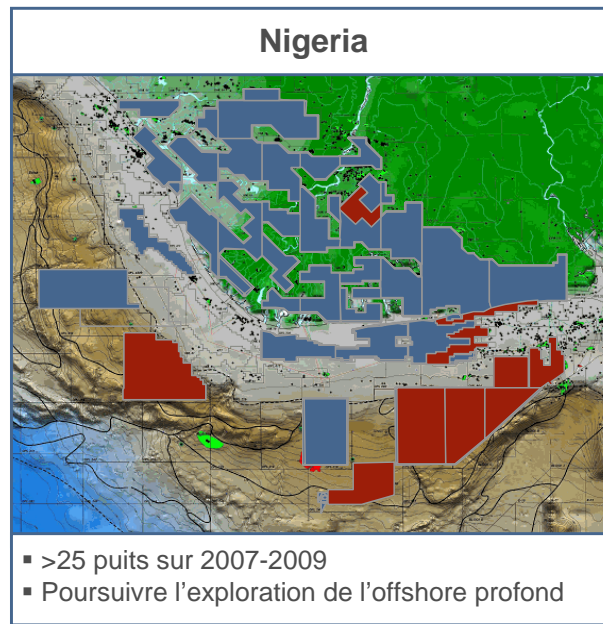
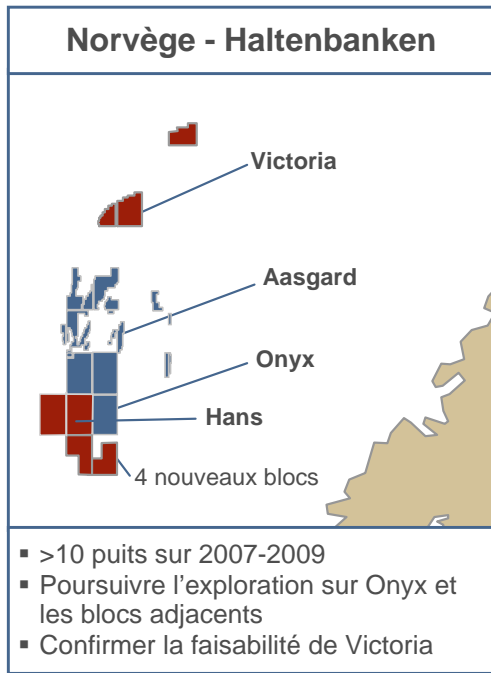
Principaux succès de l'exploration depuis début 2006



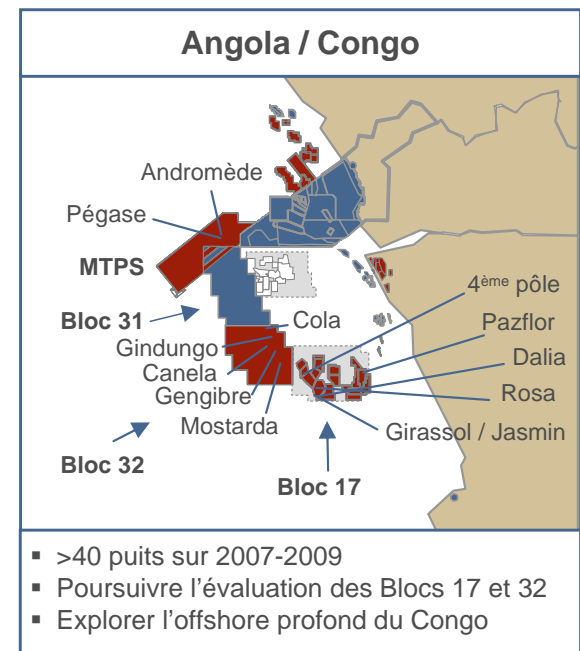
Programme d'exploration relevé à 1,5 G\$ pour 2006

* exploration capitalisée divisée par les dépenses d'exploration (filiales consolidées, FAS 69)

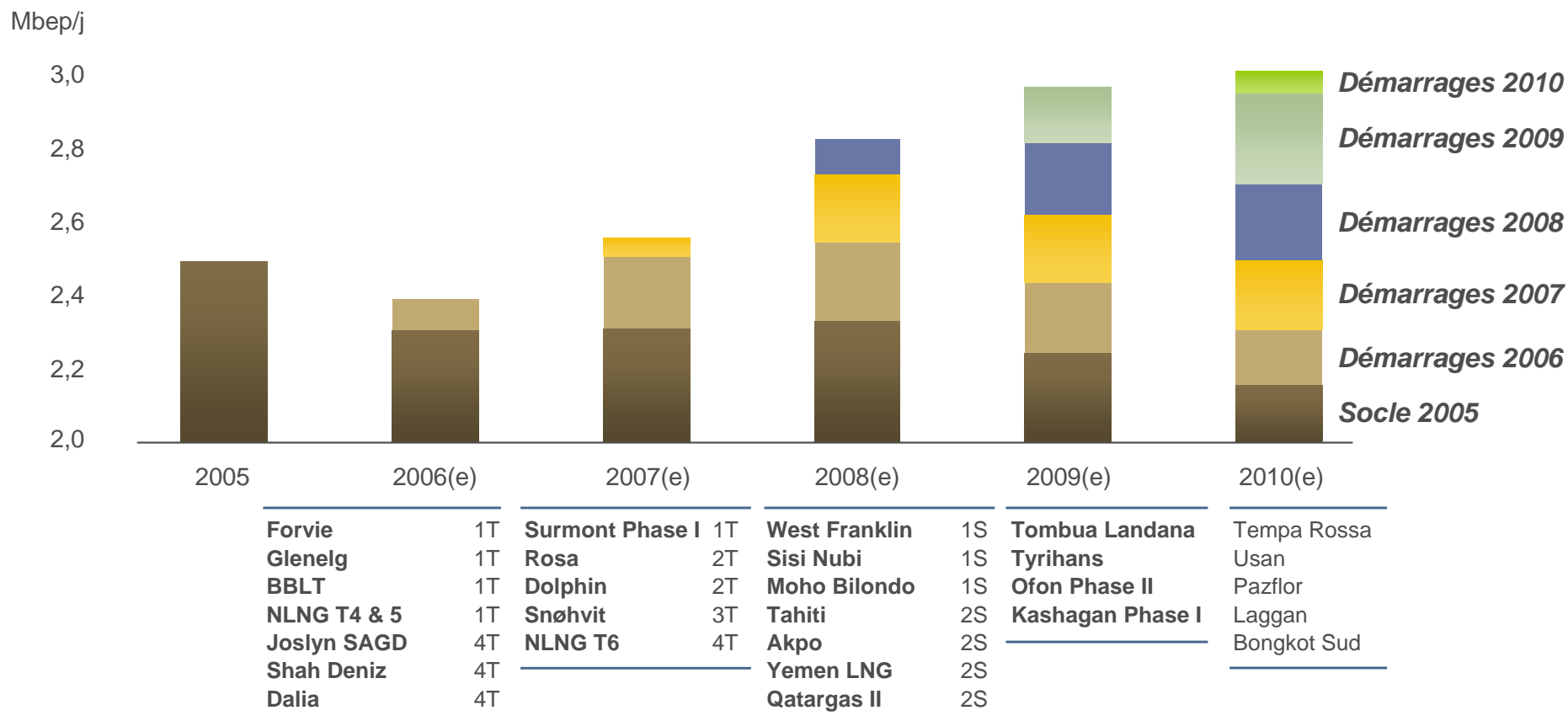
Poursuite d'un programme d'exploration soutenu sur 2007-2009



● **Total opérateur** ● **Total partenaire**



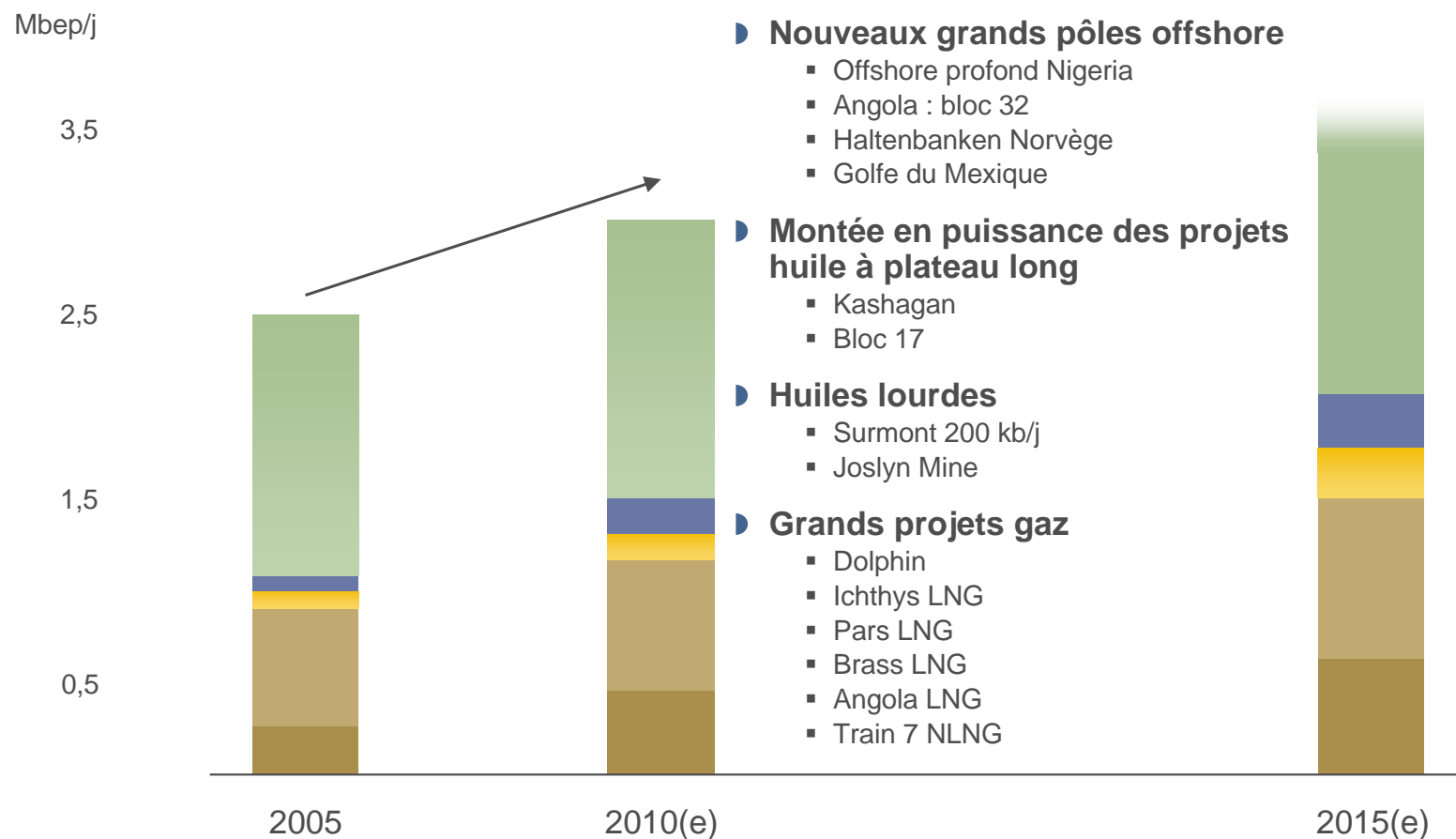
Objectif de croissance des productions confirmé : proche de 4% par an en moyenne de 2005 à 2010



Croissance portée par les grands projets et les nouveaux développements issus des succès de l'exploration

estimations dans un environnement de Brent à 60 \$/b en 2006 et 2007 et à 40 \$/b à partir de 2008

Croissance soutenue des productions après 2010



***Forte visibilité sur le profil de production long terme
Bénéfice d'un socle croissant de grands projets à plateau long***

estimations 2010 et 2015 dans un environnement de Brent à 40 \$/b

Zones matures : important gisement de valeur

► Nouvelles opportunités en environnement de prix élevé

- Bénéfice des infrastructures existantes
- Cut-off économiques repoussés
- Projets satellites offrant des pay-backs courts

► Prolonger la production sur les zones matures

- Augmentation des taux de récupération
- Potentiel renouvelé de l'exploration

► Céder ou échanger les actifs présentant des upsides limités

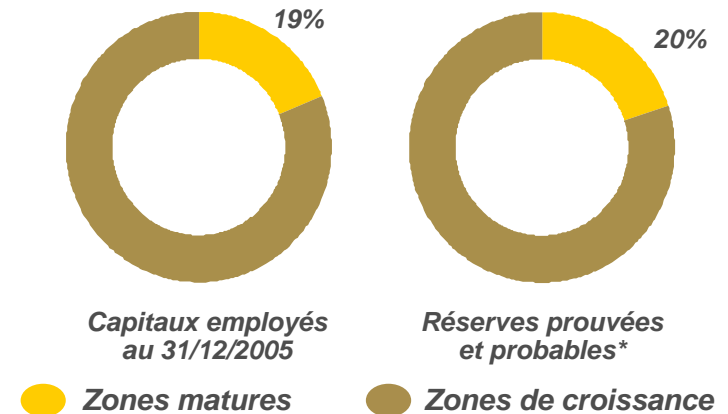
- Swap onshore Etats-Unis / Tahiti...

► Hausse des investissements

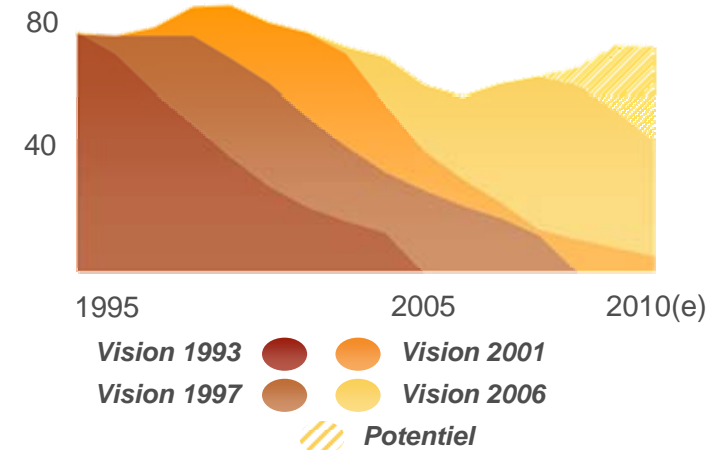
- Développer de nouvelles ressources : Glenelg, Laggan
- Augmenter la fiabilité : Ekofisk
- Prolonger la durée de vie des installations : Alwyn
- Répondre aux nouvelles réglementations HSE : Norvège

Déclin du socle limité à 3-4% par an en moyenne d'ici 2010(e)

Zones matures en 2005











Productions opérées au Cameroun

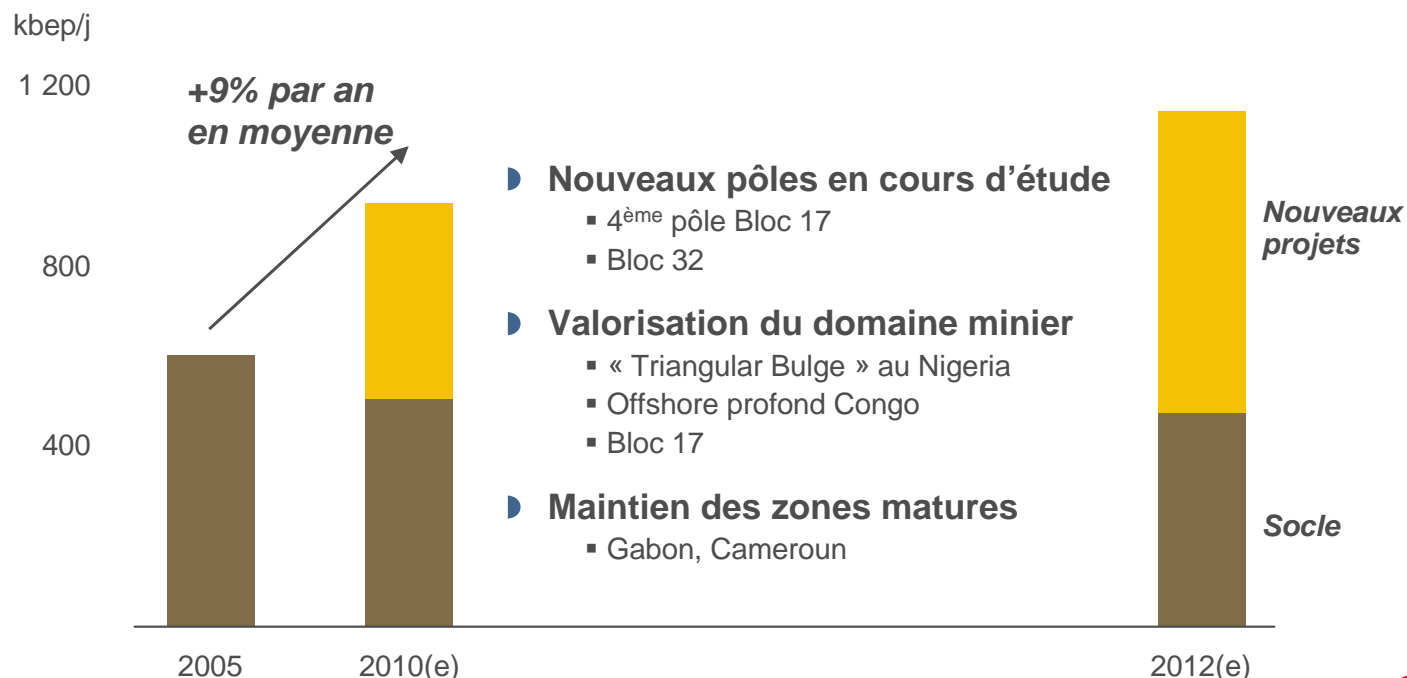
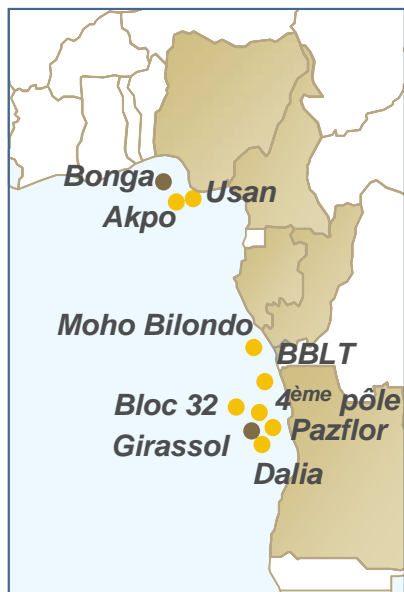


* en se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2005 couvertes par des contrats E&P, sur des champs ayant déjà été forés et pour lesquels les études techniques mettent en évidence un développement économique dans un environnement de Brent à 40 \$/b, y compris la quote-part de Joslyn développée par techniques minières

Offshore profond : nouvelle vague de développements dans le Golfe de Guinée

Dalia	Rosa	Moho Bilondo	Akpo	Pazflor	Usan	4 ^{ème} pôle - B17	Bloc 32
40% - opérateur	40% - opérateur	53,5% - opérateur	24% - opérateur	40% - opérateur	20% - opérateur	40% - opérateur	30% - opérateur
							
FPSO, 240 kb/j dév. 95%* 4T 2006(e)	Satellite, 150 kb/j dév. 60%* 2T 2007(e)	FPU, 90 kb/j dév. 30%* 1S 2008(e)	FPSO, 225 kb/j dév. 30%* 2S 2008(e)	FPSO, 200 kb/j préparation EPC 2010(e)	FPSO, 150 kb/j préparation EPC 2010(e)	Études >2010(e)	Études >2010(e)

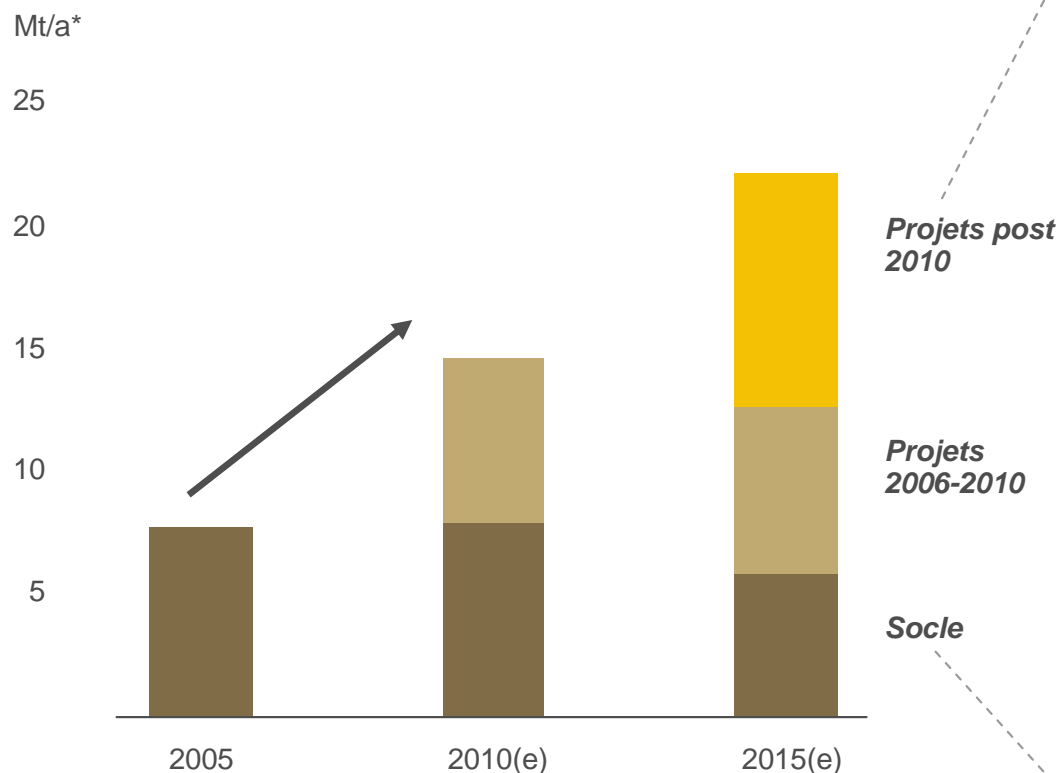
Maintien du leadership de Total en Afrique de l'Ouest



estimations 2010 et 2012 dans un environnement de Brent à 40 \$/b
* avancement à fin juillet 2006

GNL : forte croissance de Total pour les 10 prochaines années

Croissance de 12% par an en moyenne entre 2005 et 2010



Forte visibilité sur la croissance post 2010(e)

Projets	Part.	Type	Capacité	Statut	Dém.
▪ Angola LNG	13,6%	grassroot	5 Mt	basic	>2010
▪ Brass LNG	17%**	grassroot	2x5 Mt	basic	>2010
▪ NLNG T7	15%	extension	8 Mt	basic	>2010
▪ Ichthys LNG	24%	grassroot	>6 Mt	basic	>2010
▪ Pars LNG	30%**	grassroot	2x5 Mt	EPC	>2010

Bon équilibre entre trains additionnels sur les sites existants et nouveaux projets

▪ Qatargas II	16,7%	extension	7,8 Mt	dév.	2008
▪ Yemen LNG	39,6%	grassroot	6,9 Mt	dév.	2008
▪ NLNG T6	15%	extension	4 Mt	dév.	2007
▪ Snøwhit	18,4%	grassroot	4,2 Mt	dév.	2007
▪ NLNG T4-5	15%	extension	2x4 Mt	prod.	2006

Base solide d'actifs en production en 2005

▪ NLNG T1-3	15%	3 trains	9,9 Mt	prod.	1999-2002
▪ Oman LNG	5,5%	2 trains	7,1 Mt	prod.	1999
▪ Qatargas	10%	3 trains	9,9 Mt	prod.	1996
▪ Bontang	38%***	8 trains	22,2 Mt	prod.	1977-1999
▪ Adgas	5%	3 trains	5,6 Mt	prod.	1977

**Portefeuille unique parmi les majors
11 usines dans 10 pays à l'horizon 2015**

* quote-part Groupe, hors trading

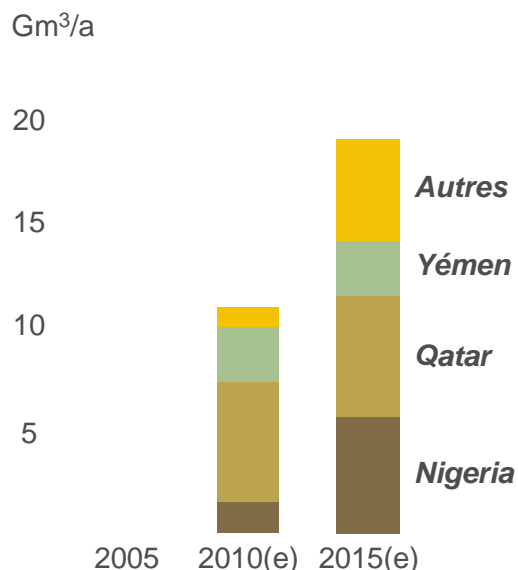
** avant ajustement éventuel des partenariats

*** quote-part nette de l'alimentation en gaz de l'usine en 2005

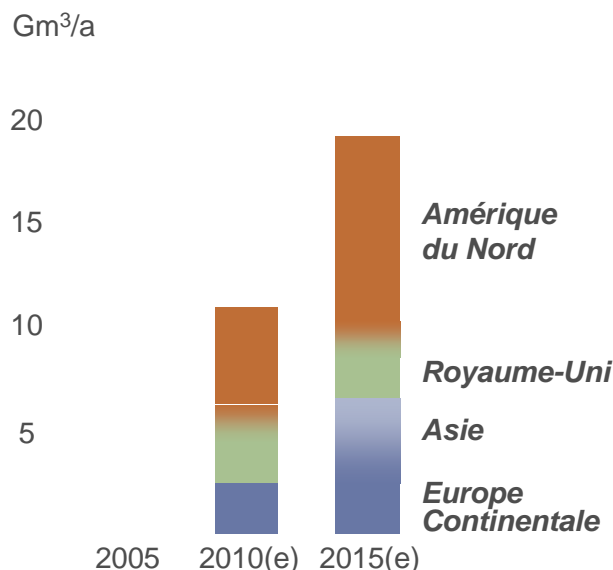


Total : nouvel acteur majeur dans la commercialisation du GNL

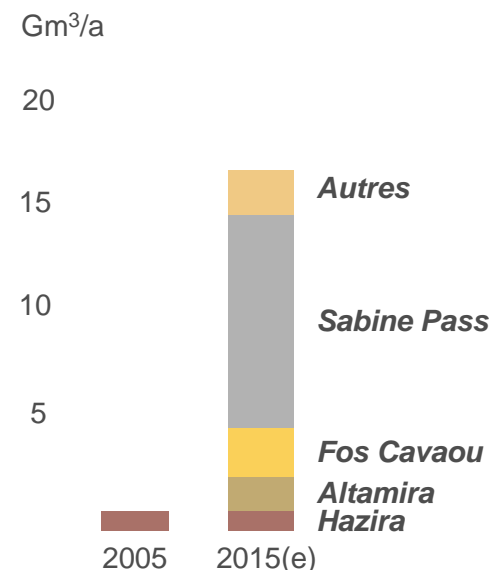
GNL par origine



GNL par destination



Capacité de regazéification



► Montée en puissance de l'Aval gaz dans les principales zones de consommation

- Participations ciblées dans les infrastructures : quatre terminaux de regazéification
- Augmentation du négoce de gaz sur le marché américain : de 6 Gm³ en 2002 à près de 18 Gm³ en 2005
- Développement rapide du trading de GNL (Londres et Houston)

► Transformation de l'activité d'achat de GNL de Total depuis début 2005

- Près de 10 Gm³/an contractés sur 20 à 25 ans auprès de Nigeria LNG, Yemen LNG et Qatargas II

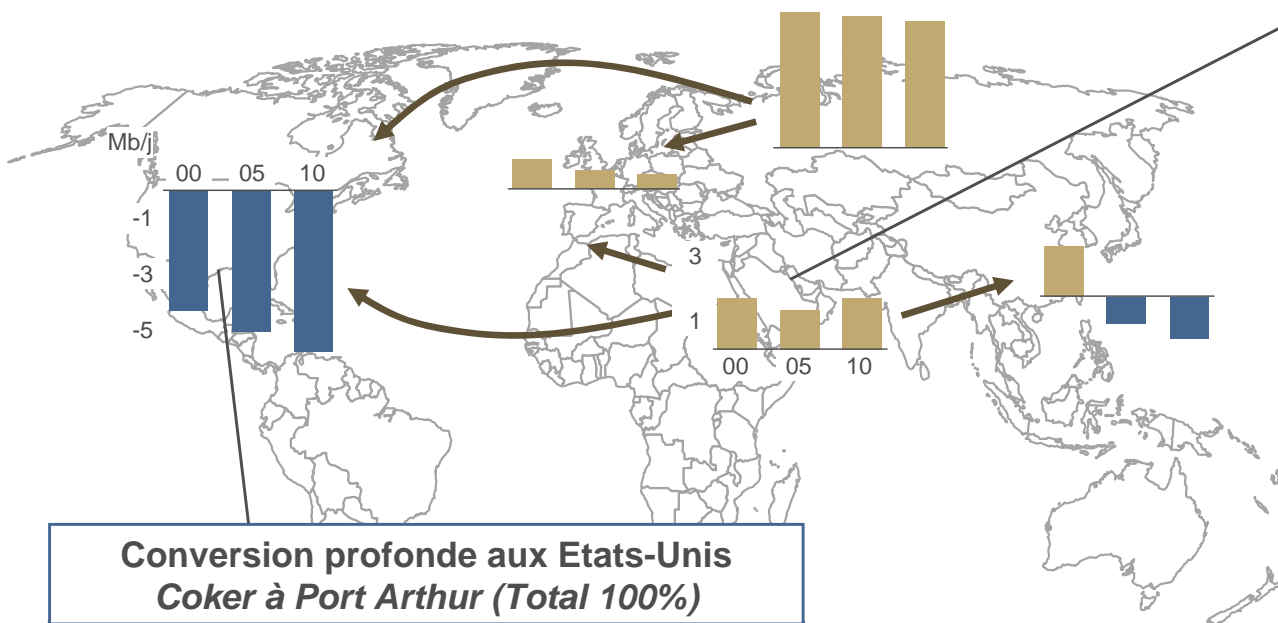
***Important levier des achats de GNL de Total
pour accélérer la croissance de l'Amont***

Aval



Raffinage : deux projets majeurs pour tirer parti de l'évolution des marchés mondiaux

Équilibre demande - capacité de distillation (Mb/j)



Croissance au Moyen Orient Raffinerie de Jubail (Total 35%)

- ▶ Raffinerie convertissante de 400 kb/j sur Arab Heavy (productions dédiées)
- ▶ Produits destinés à l'export
 - 22% essences
 - 55% distillats moyens
 - 5% GPL et naphta
 - Pas de fuel résiduel
- ▶ CAPEX : 6-7 G\$(e)
(env. 0,7 G\$ en part equity Total)
- ▶ FEED* engagé en 2006 pour démarrage en 2011(e)



Champs de Safaniya & Manifa Site de Jubail

Conversion profonde aux Etats-Unis Coker à Port Arthur (Total 100%)

- ▶ Coker de 50 kb/j et nouvelle distillation sous-vide
- ▶ Élimination du fond du baril
- ▶ CAPEX : 1 G\$(e)
- ▶ Lancement en 2007(e) pour démarrage en 2010(e)

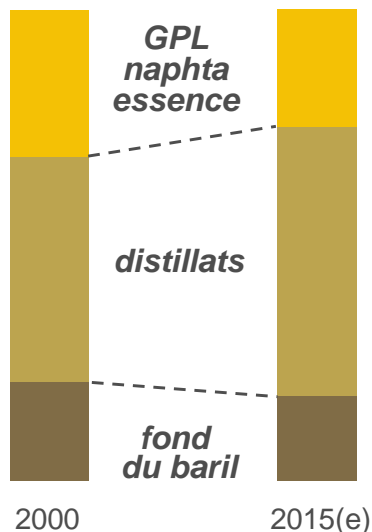


Projets offrant un fort levier aux différentiels de valorisation entre bruts lourds et bruts légers

* Front-End Engineering and Design

Raffinage européen : poursuite du programme de projets de conversion et de désulfuration

Demande de produits pétroliers en Europe



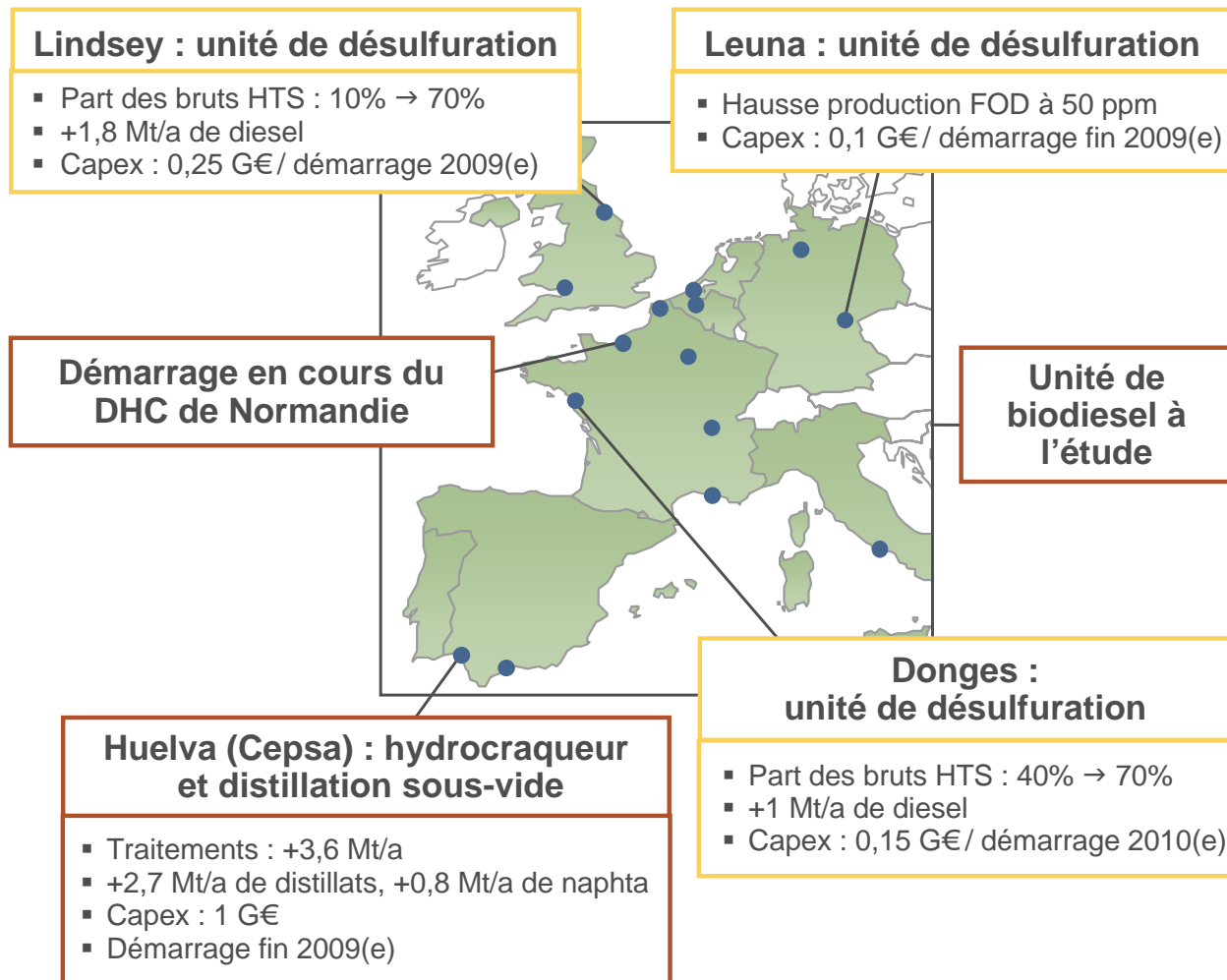
► Besoin croissant en capacité de conversion...

- Élimination du fond du baril
- Forte demande en distillats

► ... et en capacités de désulfuration

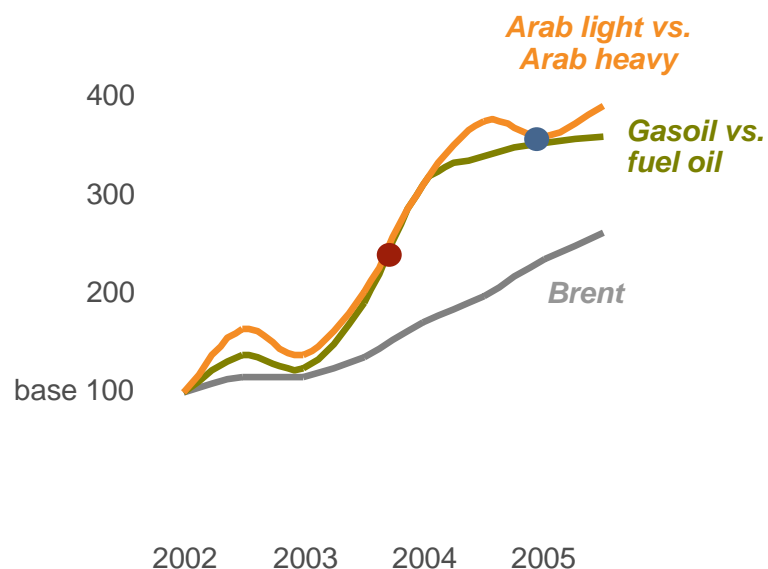
- Taux de soufre moyen du brut en hausse

Principaux projets de valorisation et de performance

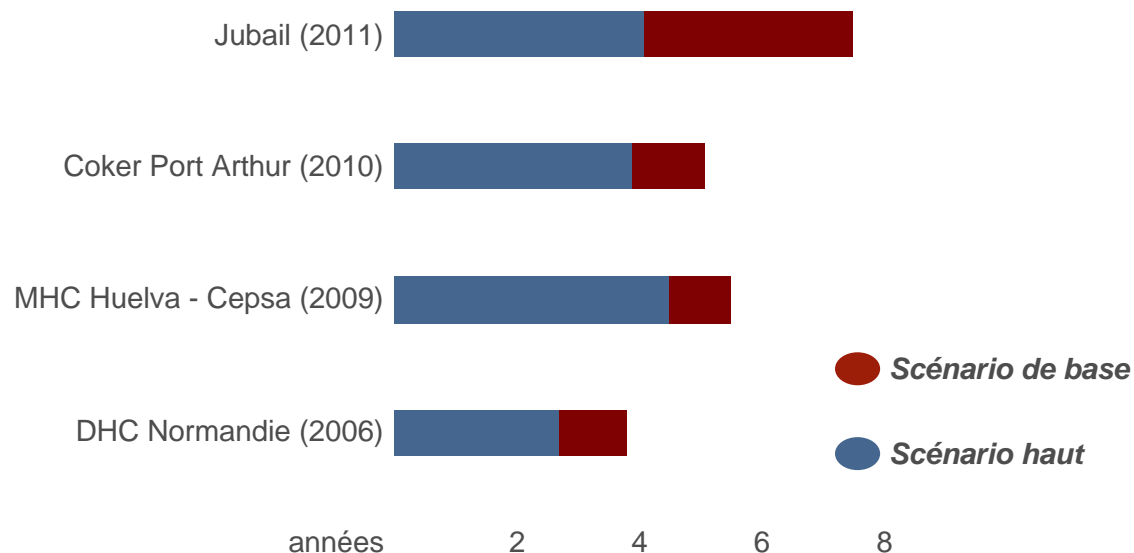


Nouveaux investissements du raffinage offrant un levier important au prix du brut

Prix du brut et marges de conversion



Pay-back des principaux projets



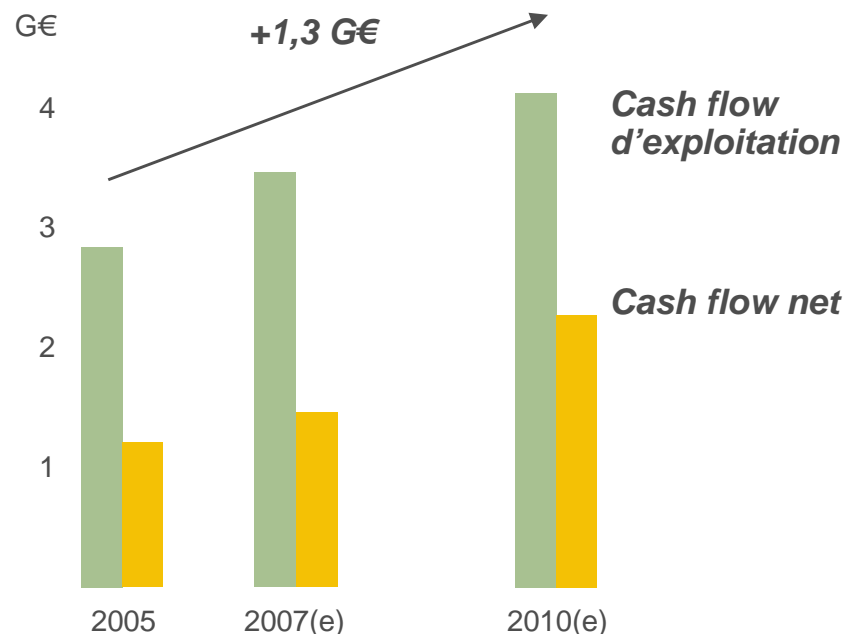
Programme d'investissements de 1 G€ par an en moyenne sur 2006-2010*

- ▶ **Projets de croissance, conversion et désulfuration : près de 50% des CAPEX**
- ▶ **Valorisation, efficacité énergétique et environnementale : 30% des CAPEX**

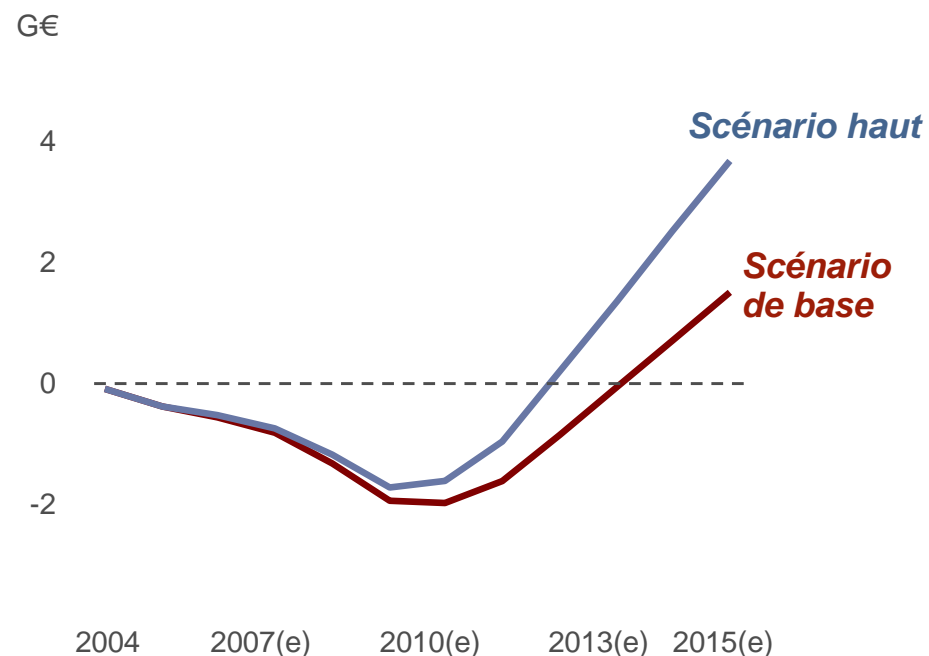
* hors grands arrêts représentant environ 0,2 G€/an en moyenne sur la période

Forte contribution des grands projets du raffinage à l'augmentation du cash flow de l'Aval

Cash flow Aval*
(TRCV à 25 \$/t)



Cash flow net cumulé des grands projets du raffinage**



40% de la progression du cash flow aval entre 2005 et 2010 générée par les grands projets du raffinage

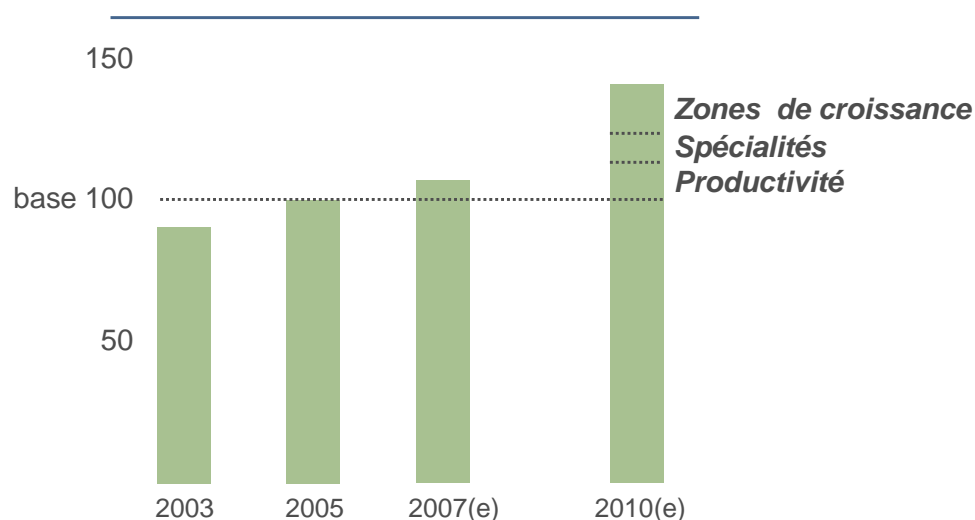
* au coût de remplacement, 2005 recalculé à 25 \$/t

** projets de conversion et de désulfuration en Europe, coker de Port Arthur et raffinerie de Jubail en quote-part Groupe

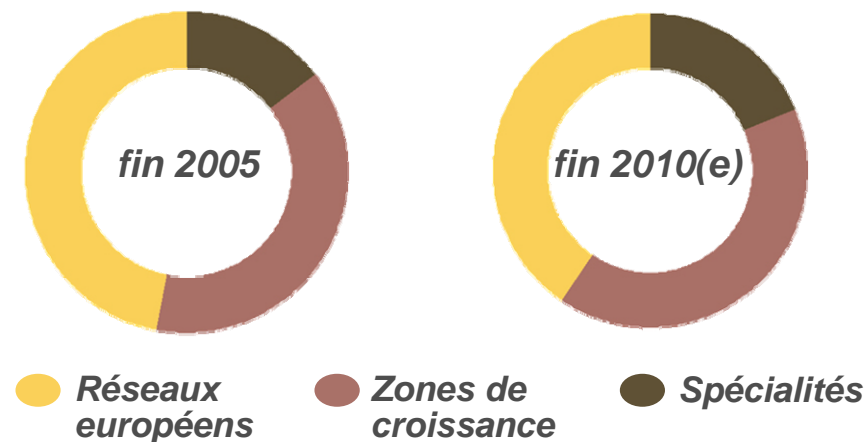


Performance du marketing dans un contexte de prix élevés

Evolution du RO net marketing*



Capitaux employés marketing*



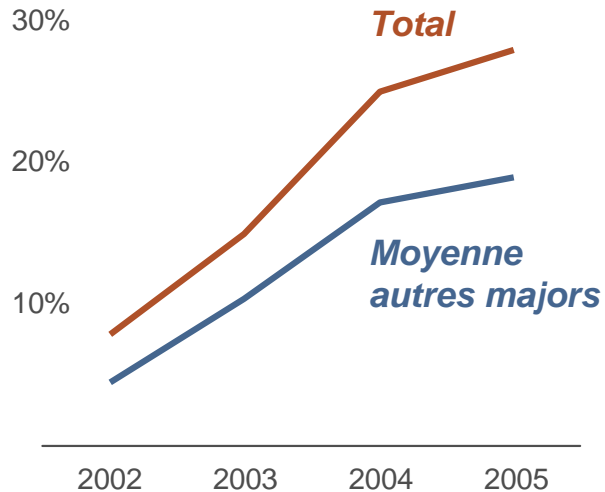
- ▶ **Réseaux européens : érosion des marges compensée par les efforts continus de réduction des points morts**
 - Concentration sur les sites les plus compétitifs
 - Poursuite de la segmentation de l'offre carburants et diversification sélective de l'offre en boutique
- ▶ **Poursuite des développements sur les zones de croissance (Afrique, Asie, Pacifique) et dans les Spécialités**

Maintenir une bonne rentabilité dans un environnement de prix élevés

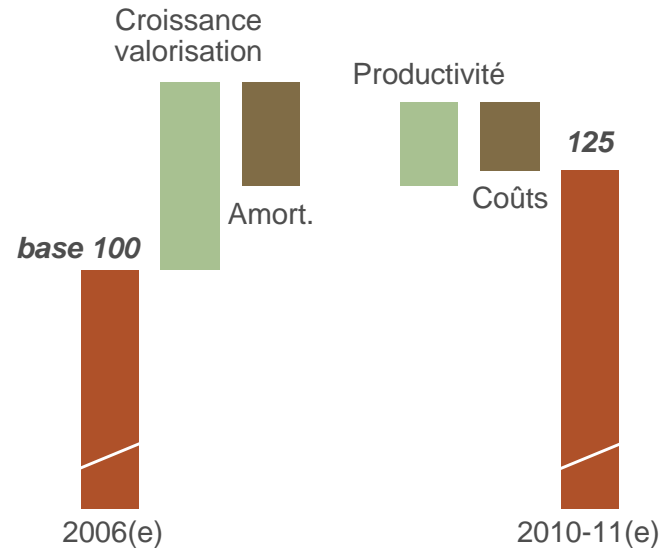
* y compris quote-part dans Cepsa

Rentabilité de l'Aval au meilleur niveau

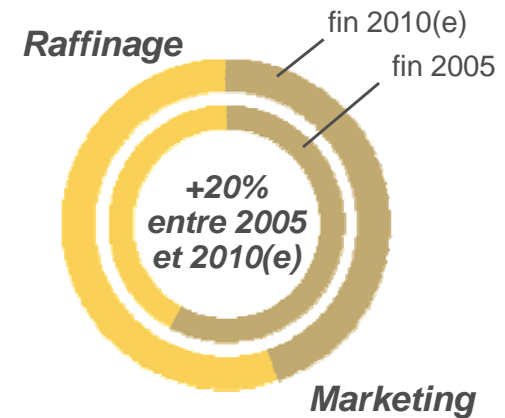
Rentabilité Aval*



Evolution du RO net de l'Aval (TRCV à 25 \$/t)



Capitaux employés Aval



- Amélioration des performances
- Discipline d'investissement

- Premiers bénéfiques des grands projets du raffinage
- Efforts continus de productivité

- CAPEX : env. 1,8 G€** par an en moyenne d'ici 2010

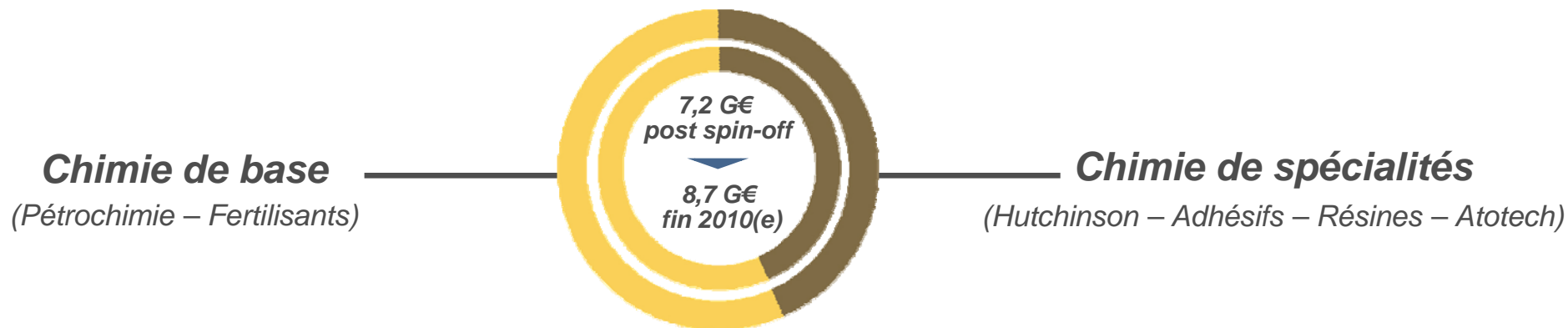
* ROACE estimés sur la base des publications par les sociétés, moyenne pondérée pour les autres majors
 ** hors grands arrêts représentant environ 0,2 G€/an en moyenne sur la période

Chimie



Rééquilibrage de la Chimie de Total après le succès du spin-off d'Arkema

Capitaux employés de la Chimie
(15% des capitaux employés du Groupe)



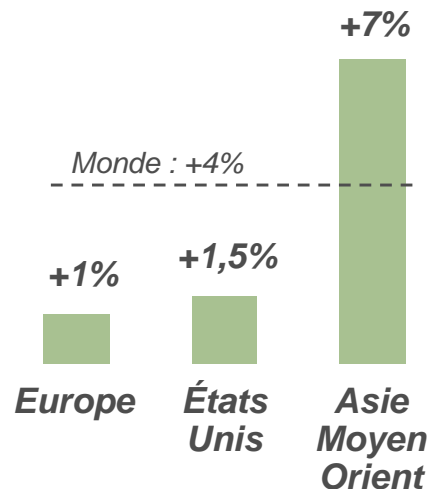
- ▶ Chaînes oléfines, polyoléfines et aromatiques fortement intégrées
- ▶ Bénéfice croissant de l'intégration avec l'Amont gaz et le raffinage
- ▶ Croissance concentrée en Asie
- ▶ Forte cyclicité

- ▶ Croissance régulière tirée par l'innovation
- ▶ Opportunités de consolidation
- ▶ Valeur importante attachée à la notoriété
- ▶ Forte diversité des produits et des marchés

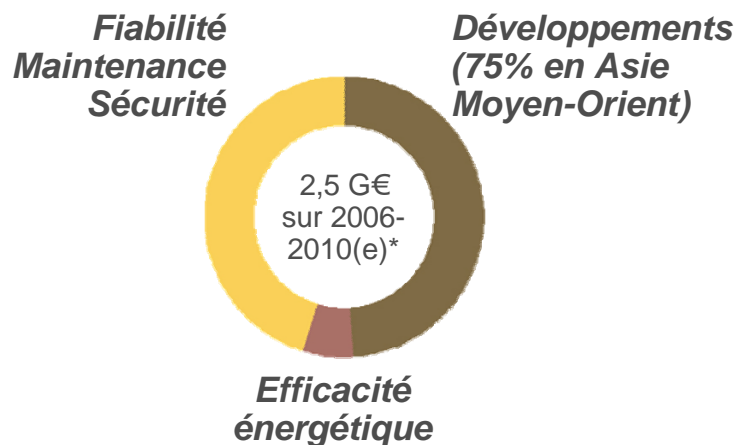
Contribution croissante du nouveau pôle chimique à la création de valeur

Développement de la pétrochimie sur les marchés en forte croissance et réduction des points morts

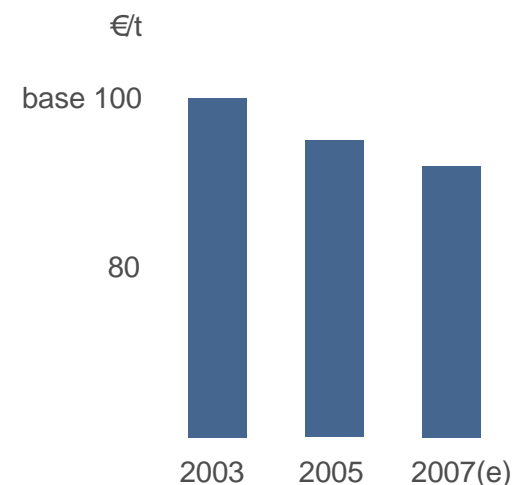
Demande en polymères
(croissance annuelle 2006-2010(e))



Investissements de Total dans la pétrochimie



Frais fixes de Total dans la pétrochimie



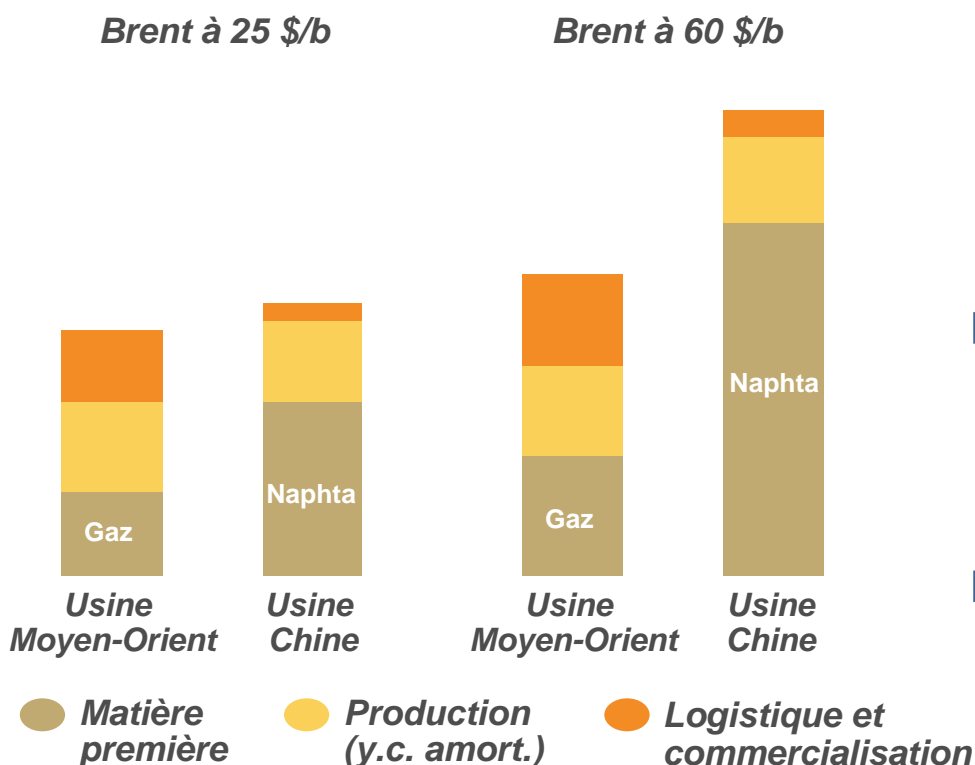
- ▶ Développement de projets intégrés au Moyen-Orient
- ▶ Accentuation des efforts d'économies d'énergie (fourneaux des craqueurs, cogénération...)
- ▶ Intégration croissante avec le raffinage en Europe et aux États-Unis

Croissance des productions de polymères de Total : +4% par an d'ici 2010(e)

* hors acquisitions

Pétrochimie : tirer parti de la croissance en Asie dans un contexte de prix du brut élevés

Structure de coûts du polyéthylène vendu en Chine



► Polyéthylène : fort effet de levier des prix du brut sur la rentabilité des projets au Moyen-Orient

- Extension de Qapco
- Développement de Qatofin, plus grand craqueur d'éthane au monde

► Polypropylène : capitaliser sur notre leadership pour croître en Asie

- Développement de la plate-forme de Daesan en Corée du Sud : nouvelle ligne de 350 kt/an dès 2008

► Part des ventes en Asie : 20% à l'horizon 2010(e)

Progression des résultats de la pétrochimie à l'horizon 2010 portée par la croissance des volumes et le bénéfice des projets au Qatar et en Corée

Perspectives

Maintien de la prépondérance des hydrocarbures dans l'équilibre énergétique à l'horizon 2020

► Efforts continus d'optimisation de la ressource en pétrole

- Gestion du déclin des champs matures et amélioration des taux de récupération
- Poursuite de l'exploration « frontière »
- Valorisation des ressources « non conventionnelles »
 - Huiles lourdes, grands fonds, réservoirs très enfouis...
- Concentration sur les usages difficilement substituables
 - Carburants, pétrochimie

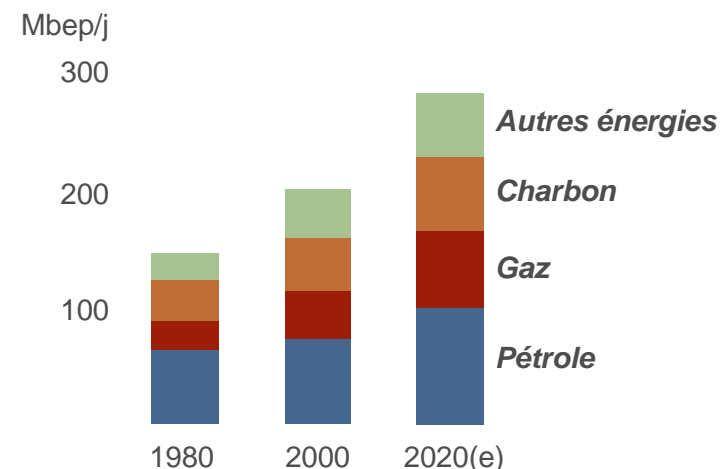
► Montée en puissance du gaz dans un contexte de réserves encore abondantes

- Croissance rapide du GNL
- Développement du GTL conditionné à l'amélioration des procédés

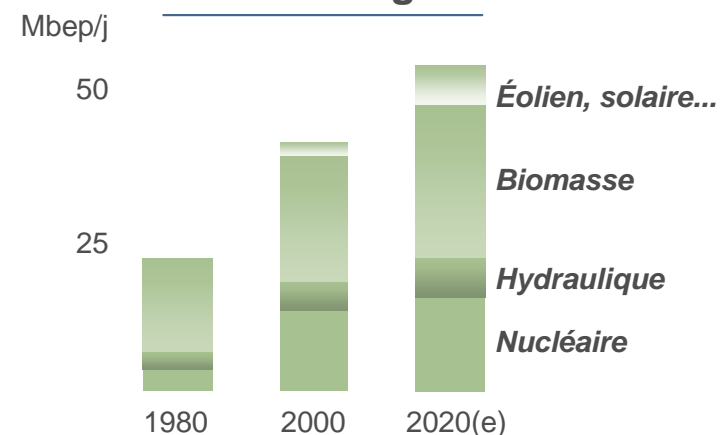
► Maintien de l'importance du charbon dans le mix énergétique

Exigences environnementales renforcées conduisant à une part croissante mais modérée des énergies renouvelables et des biocarburants

Demande mondiale d'énergie*



Autres énergies*



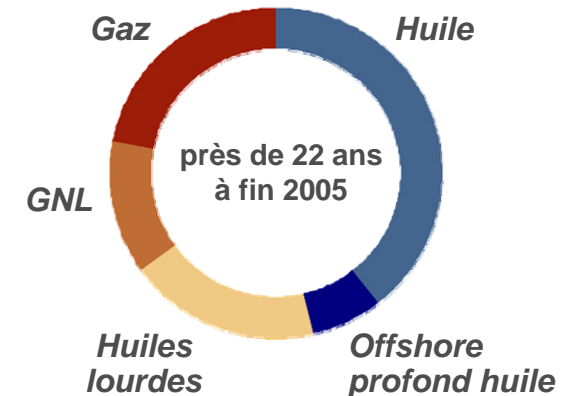
* source : AIE, estimations Total

Confirmation des axes de développement de Total fournisseur d'énergies pour le très long terme

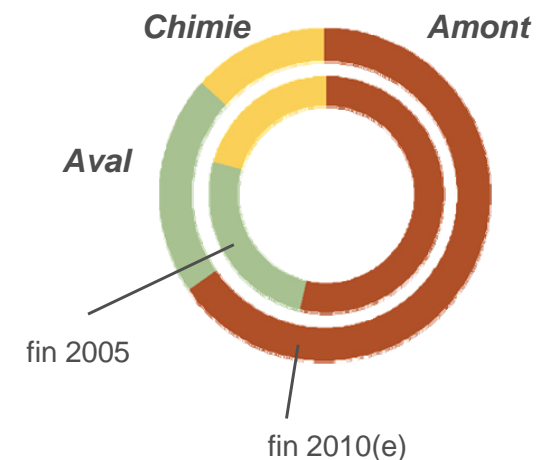
- ▶ Poursuite d'un effort soutenu d'exploration
- ▶ Prolongation des productions des zones matures
- ▶ Valorisation de ressources en gaz importantes
 - Leadership croissant dans le GNL
 - Valorisation du gaz associé (Golfe de Guinée...)
- ▶ Accélération du développement des huiles lourdes
- ▶ Efforts de R&D accentués
 - Procédés GTL, DME*...
 - Biocarburants de seconde génération
- ▶ Développement des capacités de conversion du raffinage
- ▶ Croissance ciblée dans l'éolien et le solaire

Rythmes de développement bien adaptés à l'évolution des grands équilibres

Réserves prouvées et probables



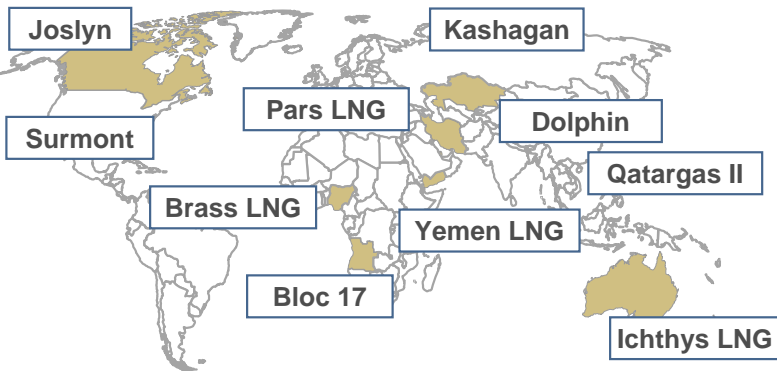
Capitaux employés



* Di-Méthyl Ether

Poursuite d'une stratégie créatrice de valeur

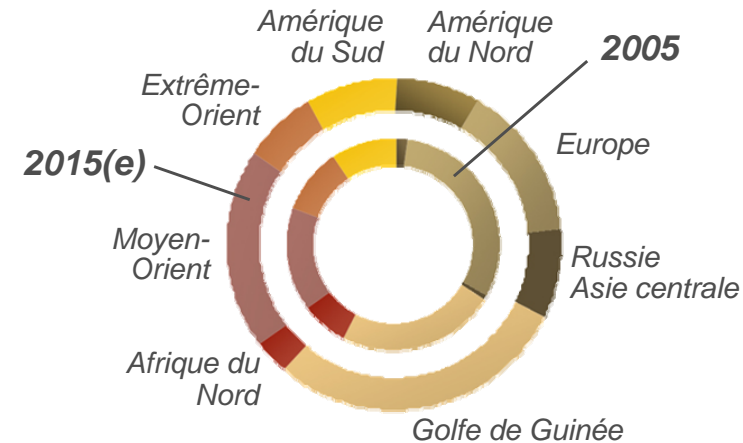
10 projets structurants pour l'après 2010



Estimations
Gbp en part Total*



Maintien d'une forte diversification géographique des productions**



► Croissance des productions portée par le développement de projets géants

- Proche de 4% par an en moyenne sur la période 2005-2010 à 40 \$/b
- Croissance se poursuivant durablement après 2010
- Répartition OCDE / non-OCDE stable

► Augmentation de la contribution de l'Aval et de la Chimie au cash flow net du Groupe***

► Stricte discipline d'investissement, de gestion des projets et de contrôle des coûts

- Forte centralisation des décisions d'investissements et responsabilité renforcée (« accountability »)

* contributions cumulées aux productions futures de Total

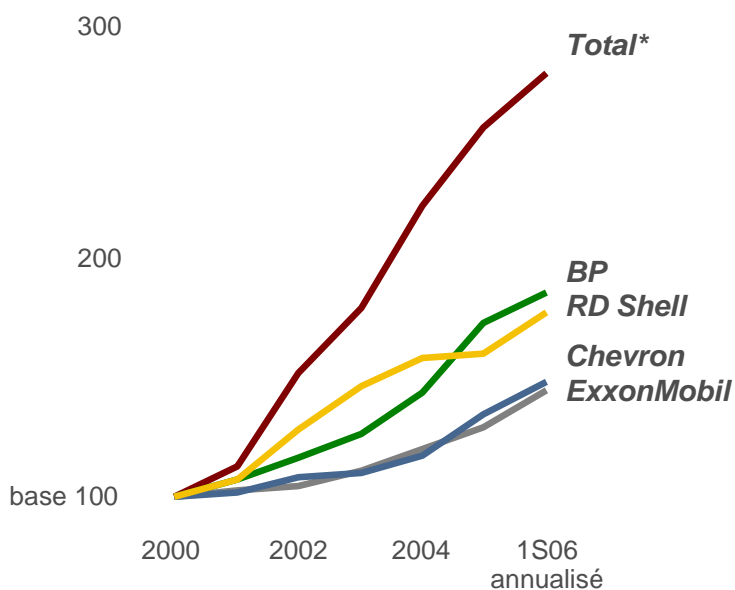
** productions 2015 dans un scénario de Brent à 40 \$/b

*** en environnement constant

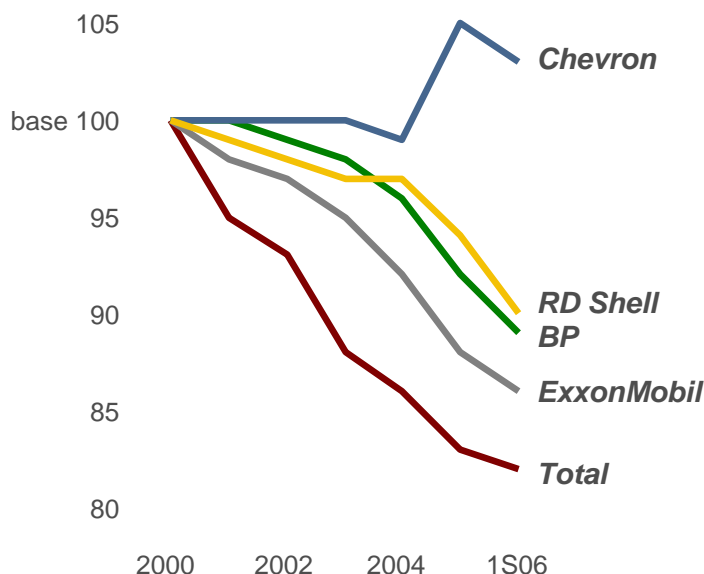


Maintien d'un retour à l'actionnaire au meilleur niveau parmi les majors

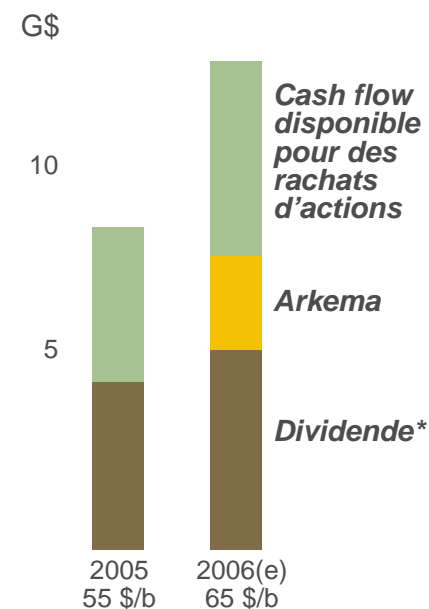
Dividende
(exprimé en \$/action)



Nombre d'actions
(fin de période)



Retour à l'actionnaire de Total

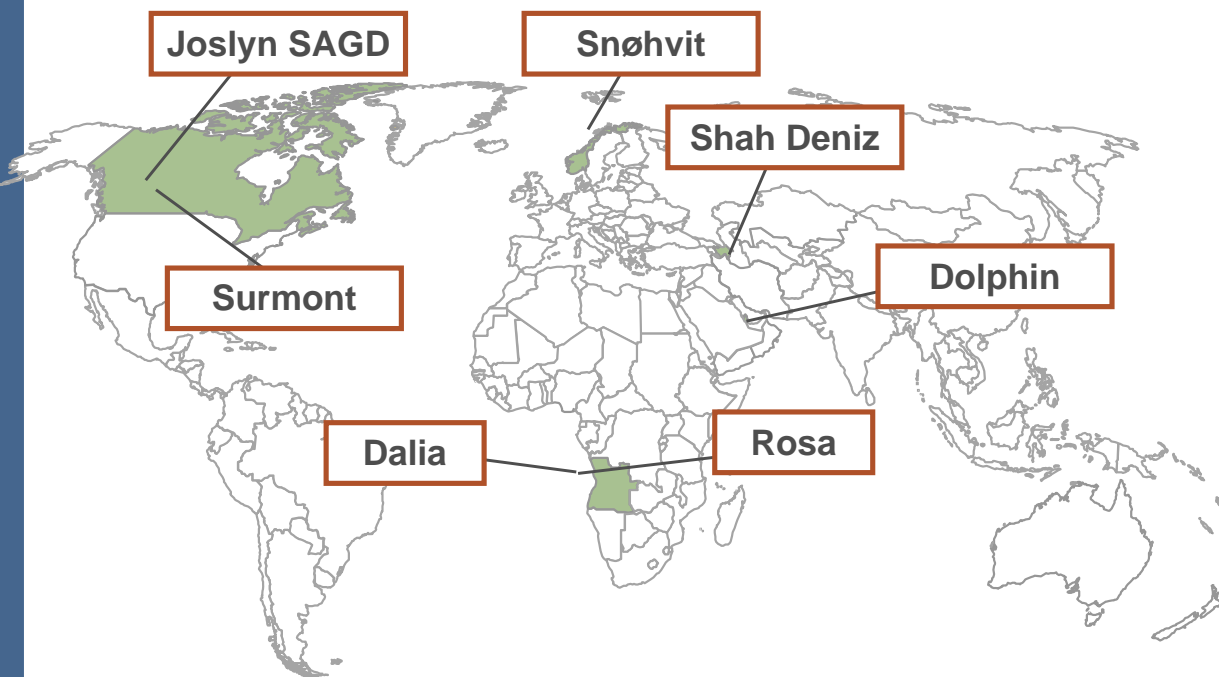


- Bénéfice de la stratégie de croissance et de la discipline d'investissement
- Poursuite des rachats d'actions pour maintenir le gearing autour de 25-30%
- Sanofi-Aventis : réserve de valeur de 12 G€

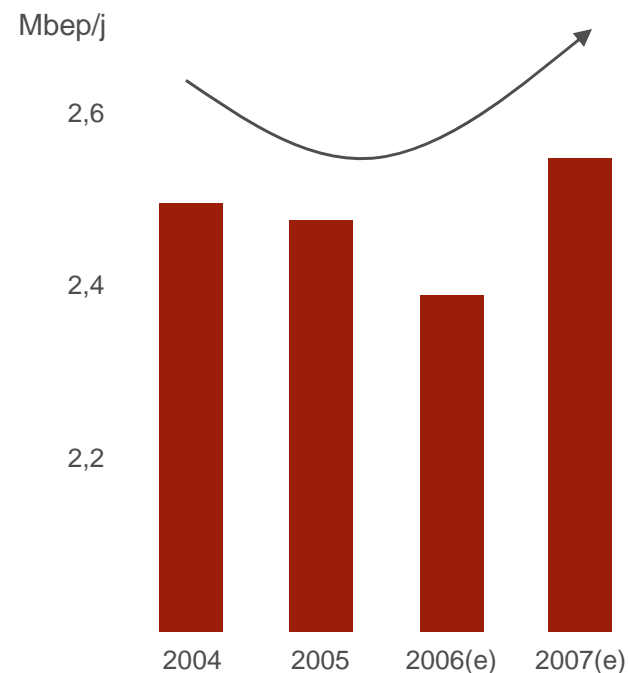
* avec l'hypothèse d'un acompte sur le dividende 2006 versé en novembre 2006 égal au solde du dividende payé au 1S06, sur la base de 1 € = 1,25 \$

Retour à une période durable de forte croissance dès 2007

**Nombreux démarrages
de grands projets d'ici fin 2007(e)**



**Reprise de la croissance des productions
d'hydrocarbures* : +7% en 2007**



Important potentiel d'augmentation du retour à l'actionnaire

* estimations dans un scénario de Brent à 60 \$/b, productions passées recalculées

Avertissement

Ce document peut contenir des prévisions concernant la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie industrielle de Total. Ces prévisions sont fondées sur des hypothèses qui peuvent s'avérer inexactes et sont dépendantes de facteurs de risques tels que la variation des taux de change, le prix des produits pétroliers, la capacité d'effectuer des réductions de coûts sans perturbation inopportune des opérations, les considérations de réglementations écologiques, et les conditions économiques et financières générales. Total n'assume aucune responsabilité concernant la mise à jour des prévisions due à des informations nouvelles ou à des événements futurs ou autres. Des informations supplémentaires sur des facteurs qui pourraient avoir un effet sur les résultats financiers de Total sont contenues dans les documents déposés par le Groupe et ses filiales auprès de l'Autorité des Marchés Financiers et de la Securities and Exchange Commission.

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.

Par ailleurs, en conformité avec la norme IAS 2, le Groupe valorise dans les états financiers consolidés les stocks de produits pétroliers selon la méthode FIFO (First in, First out) et les autres stocks selon la méthode du PMP (Prix Moyen Pondéré). Toutefois, le Groupe continue à communiquer les résultats des secteurs Aval et Chimie respectivement selon les méthodes du coût de remplacement et du LIFO (Last in, First out) afin d'assurer la comparabilité des résultats avec ceux de ses principaux concurrents, notamment nord-américains. L'effet de stock correspond à la différence entre les résultats calculés selon la méthode FIFO et les résultats selon la méthode du coût de remplacement ou du LIFO.

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 hors quote-part, pour TOTAL, des amortissements des immobilisations incorporelles liés à la fusion Sanofi-Aventis. Ils sont destinés à faciliter l'analyse de la performance financière et la comparaison des résultats entre périodes.