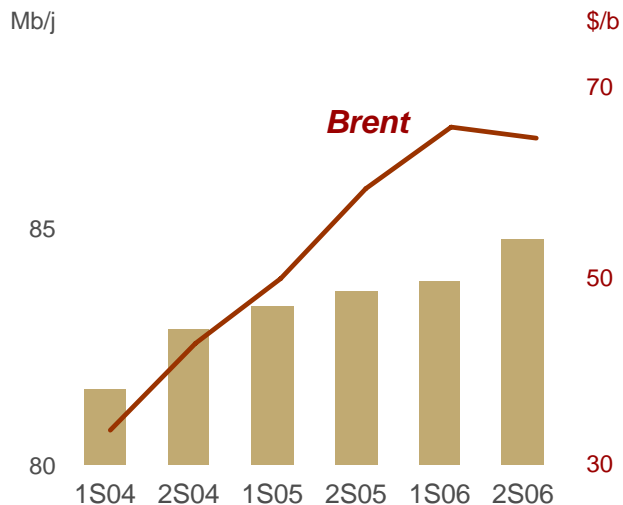


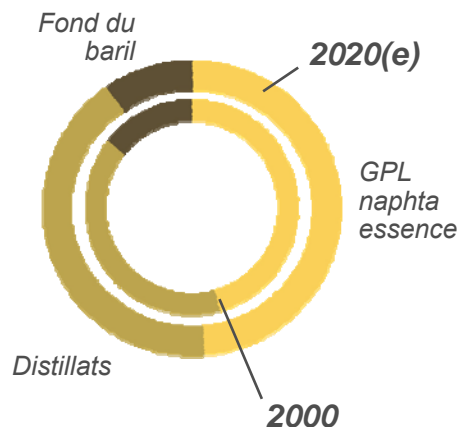
Résultats 2006 et perspectives

Environnement pétrolier globalement favorable

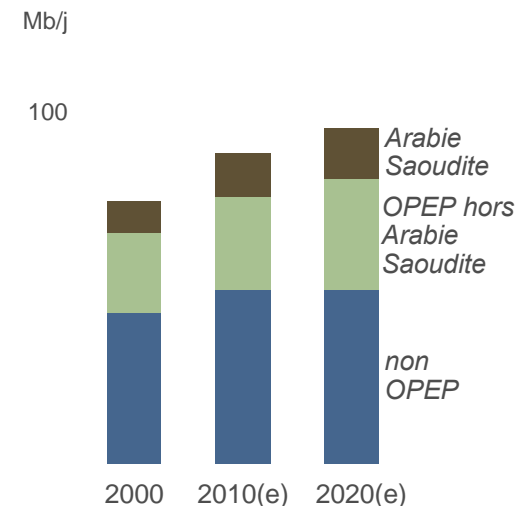
Demande de pétrole



Demande de produits



Production de pétrole



Impact modéré de la hausse des prix du brut sur la croissance

- Demande tirée par la Chine, le Moyen-Orient et les Etats-Unis

Besoin accru de capacités de conversion

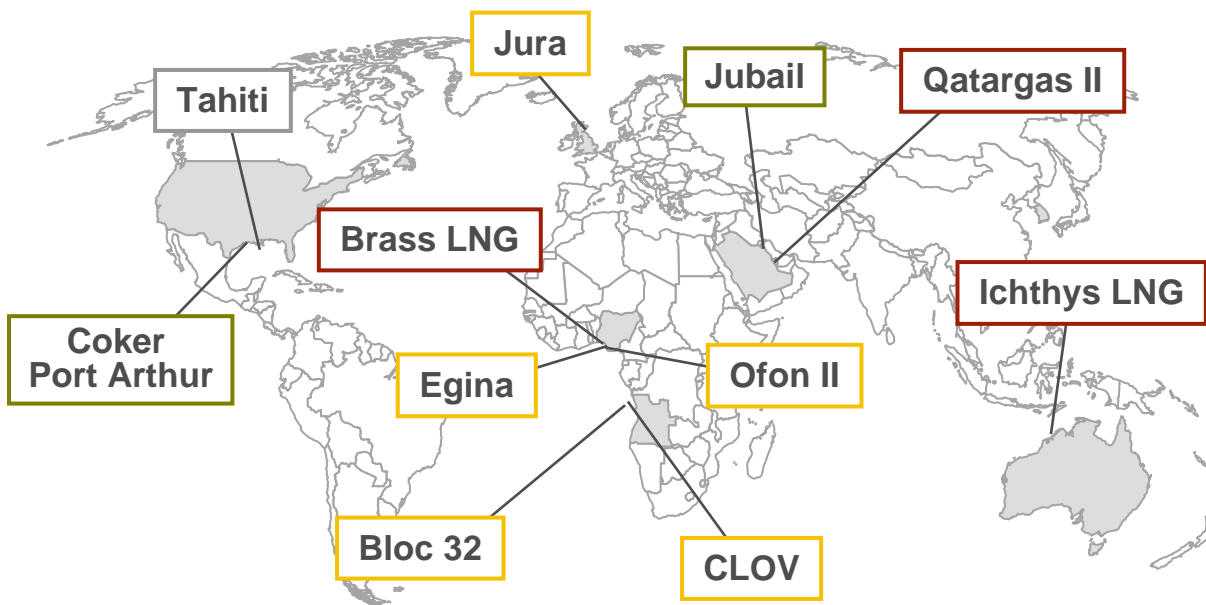
Poids croissant de l'OPEP

- Objectif de prix affiché supérieur à 50 \$/b

Taux élevé d'utilisation des capacités de production et de raffinage

Succès de la stratégie de croissance organique de Total

11 nouveaux grands projets depuis début 2006

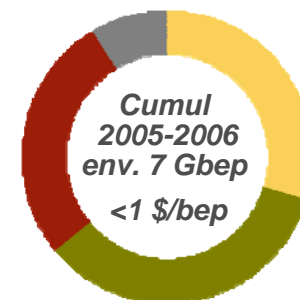


**Près de 7 milliards de bep apportés
au potentiel de réserves en 2005-2006**
Portefeuille diversifié et bien positionné

Contributions au
potentiel de réserves*

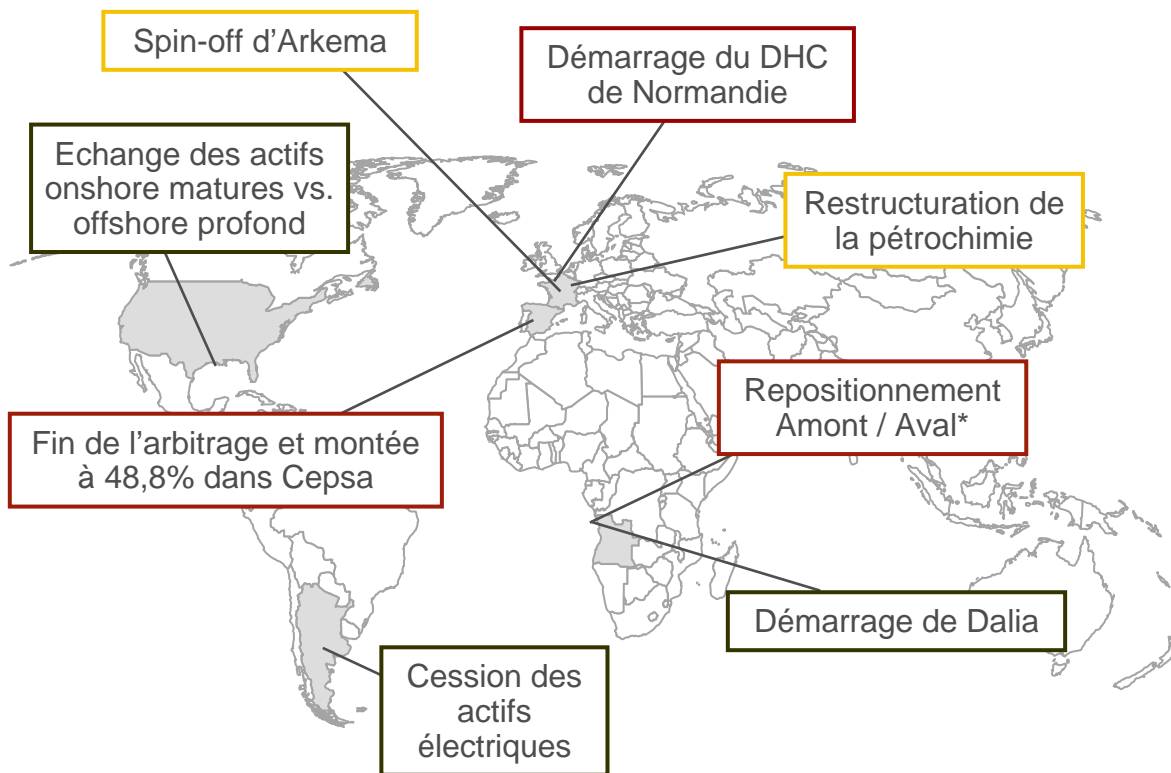


● Exploration ● GNL
● Huiles lourdes ● Autres

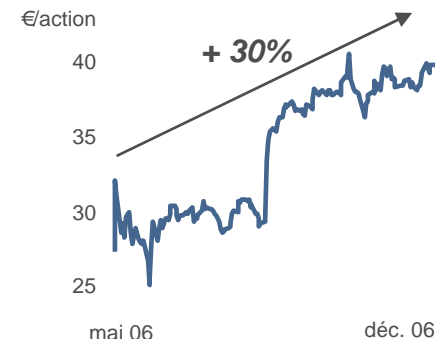


* contributions de l'exploration et des affaires nouvelles, estimations part Total, y compris mine

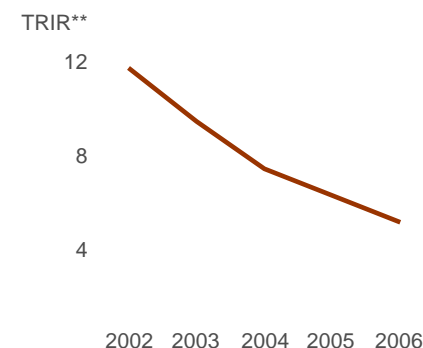
Recentrage du portefeuille d'activités et réussite des grands projets en 2006



Cours de bourse d'Arkema



Performance sécurité en amélioration continue



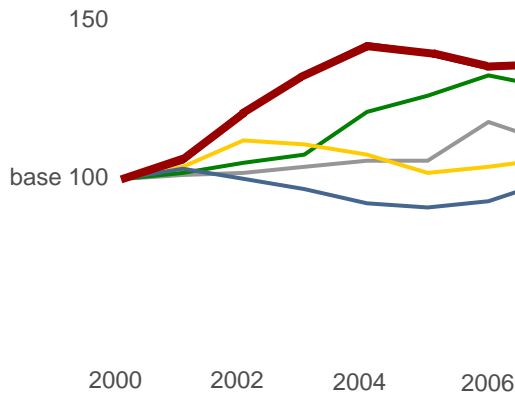
Concentration sur les activités à forte valeur ajoutée
Priorité à la sécurité et à l'amélioration de l'efficacité

* en cours de finalisation

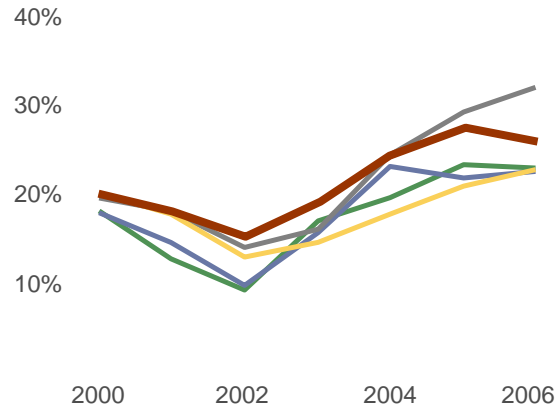
** Total Recordable Injury Rate (taux de fréquence des accidents déclarés), en millions d'heures travaillées, données annuelles moyennes

Forte création de valeur dans la durée

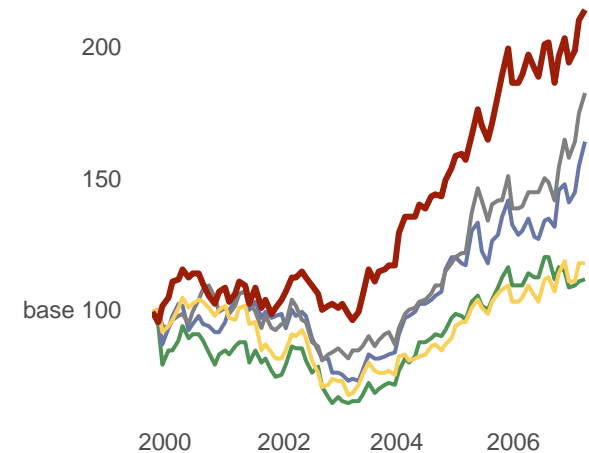
Production par action



Rentabilité Groupe*



Evolution du cours de l'action à New York



— Total — ExxonMobil — Chevron — RD Shell — BP

► Priorité à la croissance organique rentable

- Forte visibilité sur le développement des activités

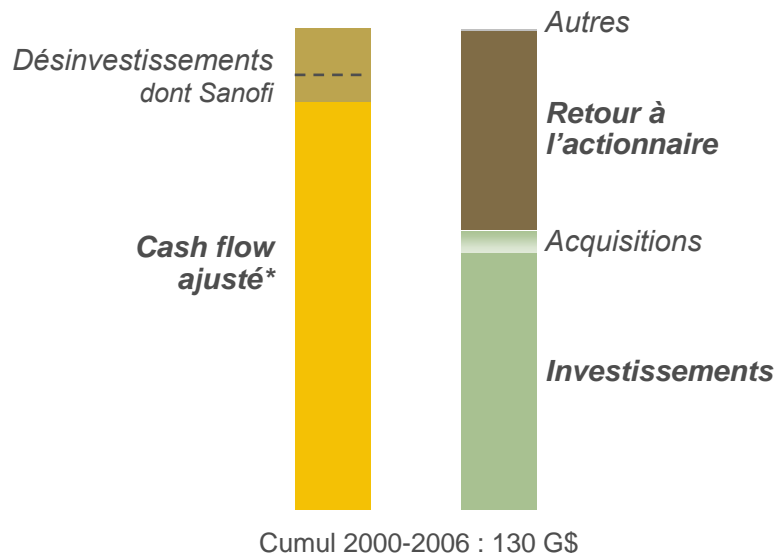
► Bénéfice d'un portefeuille de qualité et du maintien d'une stricte discipline

estimations sur la base des données publiées par les sociétés et autres données publiques
* ROACE

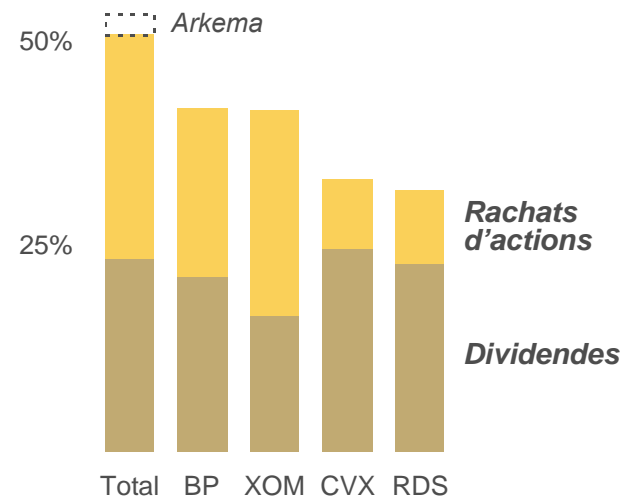


Bon équilibre entre croissance des investissements et du retour à l'actionnaire

Allocation du cash flow 2000-2006



Retour à l'actionnaire 2000-2006**



Investissements hors acquisitions portés de 7,2 G\$ en 2000 à 13,9 G\$ en 2006 pour alimenter la croissance

- 1,0 G\$ d'acquisitions en 2006 pour enrichir le portefeuille de projets (Tahiti, Ichthys...)

Retour à l'actionnaire porté de 3,5 G\$ en 2000 à 10,2 G\$ en 2006

- Hors spin-off d'Arkema représentant un retour supplémentaire de 2,4 G\$ en 2006

* au coût de remplacement, avant variation du BFR

** estimations sur la base des données publiées, rapportées à la capitalisation boursière fin 1999 en \$

Résultats

Hausse de 8% du résultat net ajusté par action en dollars en 2006

	2005	2006	%
Brent (\$/b)	54,5	65,1	+19%
Marge de raffinage TRCV (\$/t)	41,6	28,9	-31%

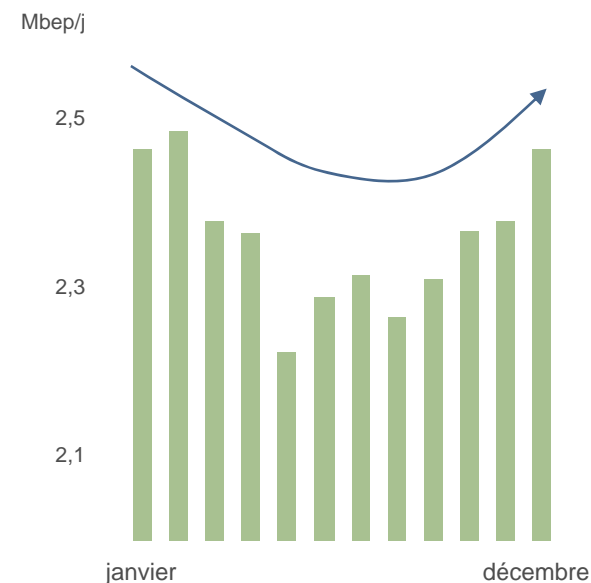
en milliards de dollars*

Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	14,8	15,5	+5%
Résultat net ajusté	14,9	15,8	+6%
Résultat net par action ajusté (\$)	6,32	6,83	+8%

en milliards d'euros

Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	11,9	12,4	+4%
Résultat net ajusté	12,0	12,6	+5%
Résultat net par action ajusté (€)	5,08	5,44	+7%

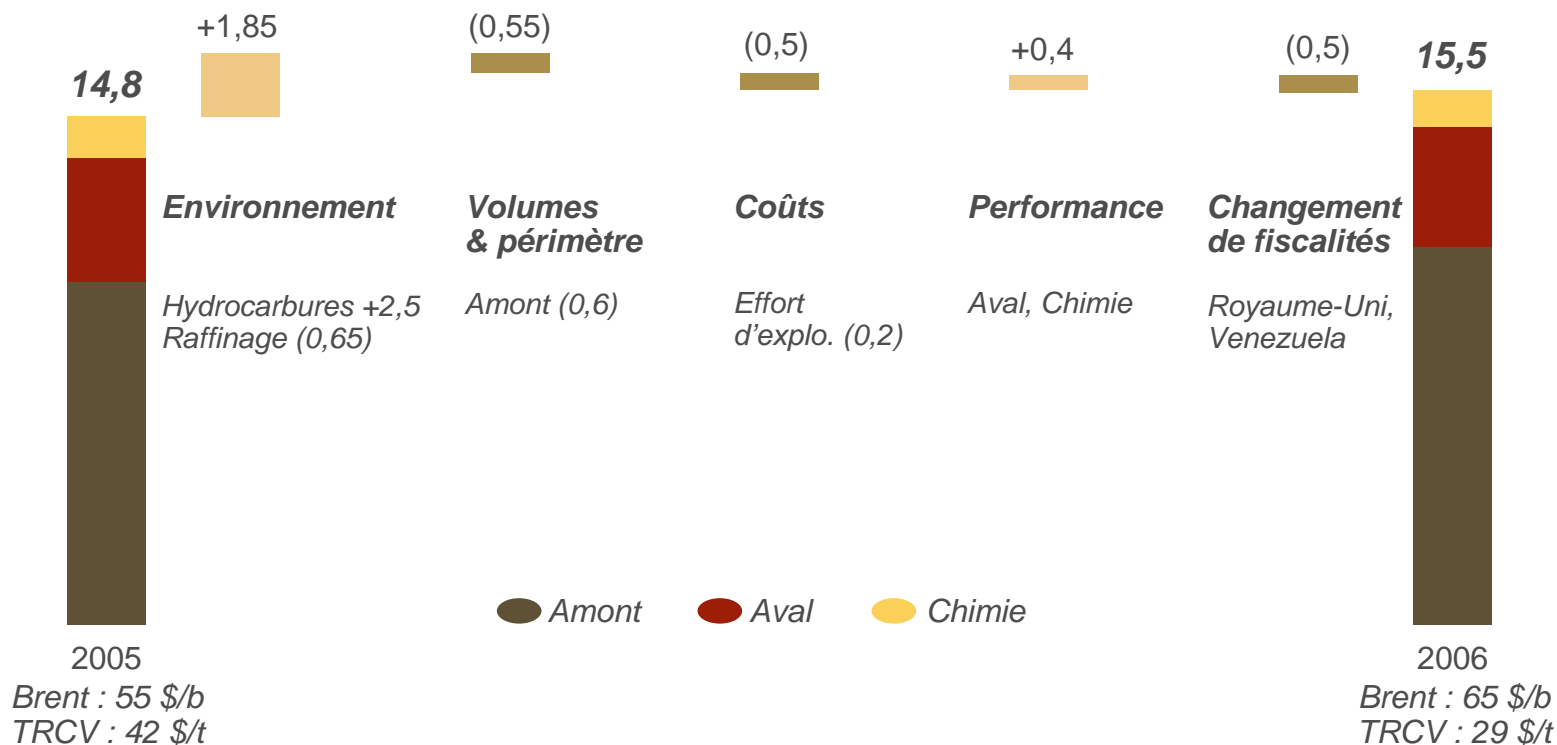
Production d'hydrocarbures de Total en 2006



* obtenus à partir des chiffres en euros convertis sur la base du taux de change moyen €/€ de la période (1,2441 en 2005, 1,2556 en 2006)

Progression des résultats dans un environnement contrasté

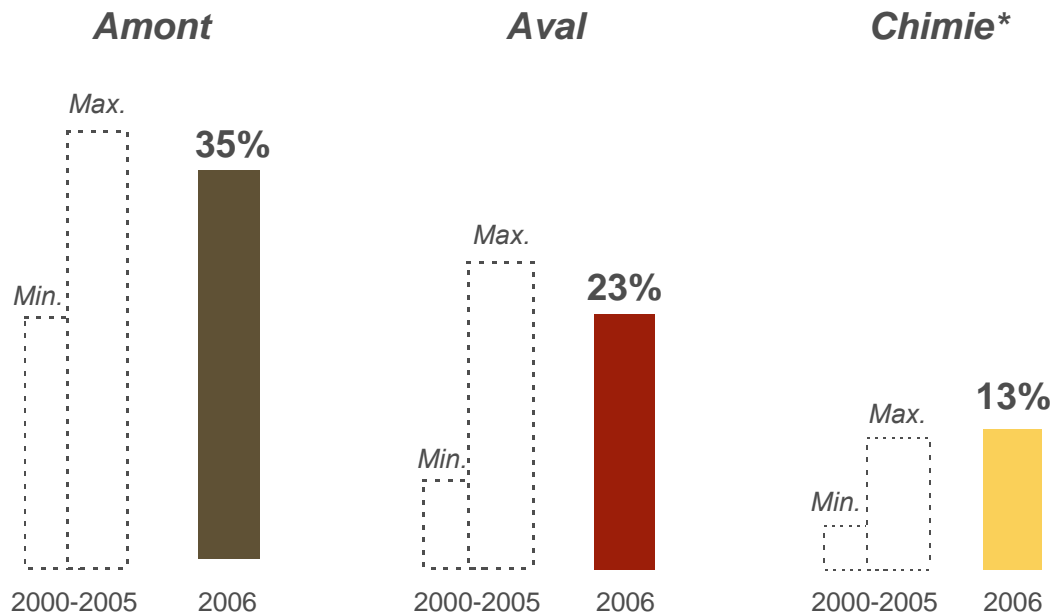
Résultat opérationnel net ajusté des secteurs (G\$)



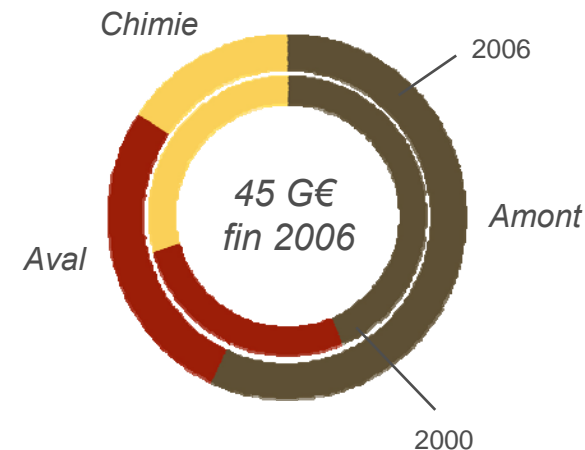
- Hausse de la contribution de l'Amont malgré la baisse de 5% des productions et la hausse des coûts et de la fiscalité
- Bénéfice des programmes de productivité et de la croissance dans l'Aval et dans la Chimie

Rentabilité des secteurs de 29% en 2006

Rentabilité des secteurs (ROACE)



Capitaux employés fin de période

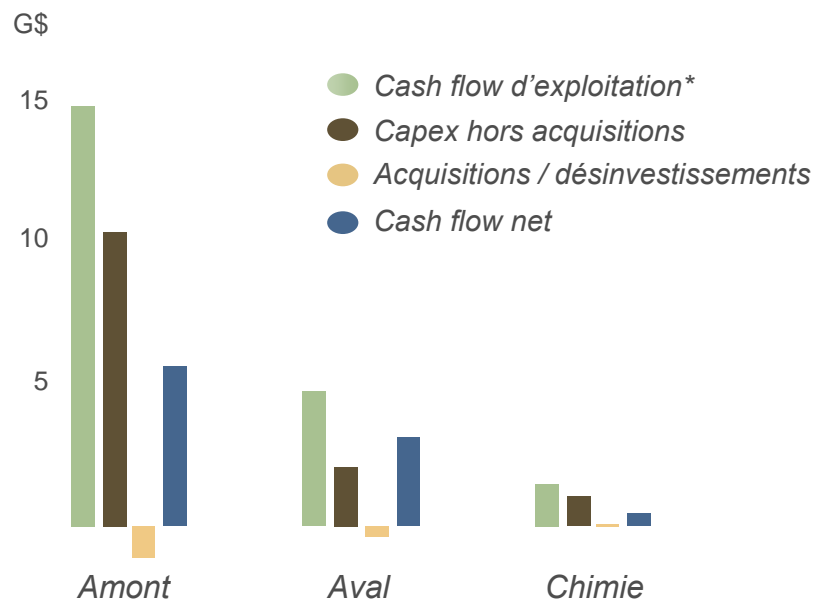


- **Progression du poids des capitaux employés de l'Amont à 57% fin 2006**
 - Préparation du retour à une forte croissance des productions et impact de l'inflation sur les coûts
- **Stabilité du poids de l'Aval**
 - Augmentation des investissements de conversion
- **Rééquilibrage de la Chimie, notamment grâce au spin-off d'Arkema**

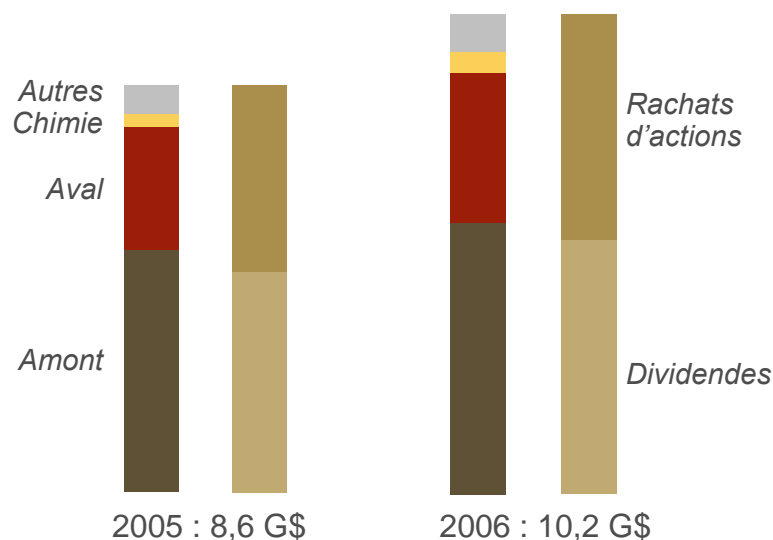
* en excluant le retraitement de 2005 lié au spin-off d'Arkema

Contribution de tous les secteurs au cash flow net

Cash flow 2006 des secteurs



Cash flow net disponible pour l'actionnaire**



- ▶ **Augmentation du cash flow net disponible pour l'actionnaire à 10,2 G\$ en 2006**
 - Forte contribution relative de l'Aval
- ▶ **Désinvestissements en 2006 de 2,9 G\$ (hors 2,4 G\$ liés au spin-off d'Arkema)**
- ▶ **3% du capital racheté en 2006**

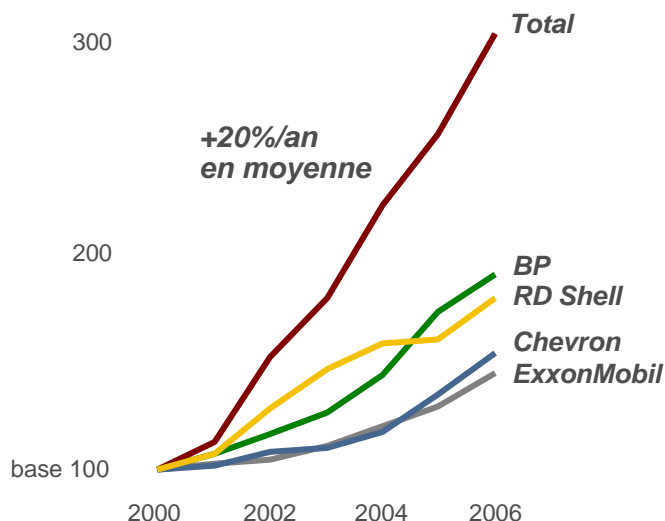
* au coût de remplacement, avant variation du BFR

** contributions des secteurs au coût de remplacement, avant variation du BFR

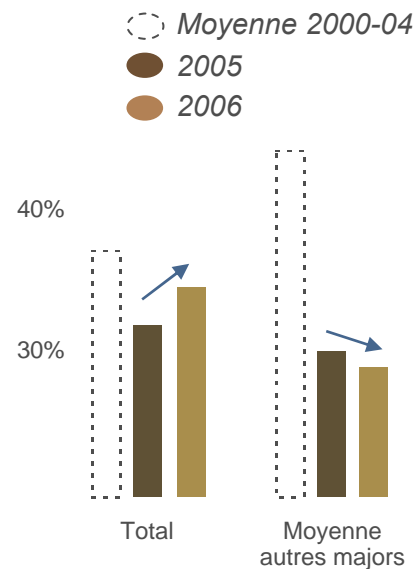
Hausse de 15% du dividende au titre de 2006 à 1,87 €/action

Dividende

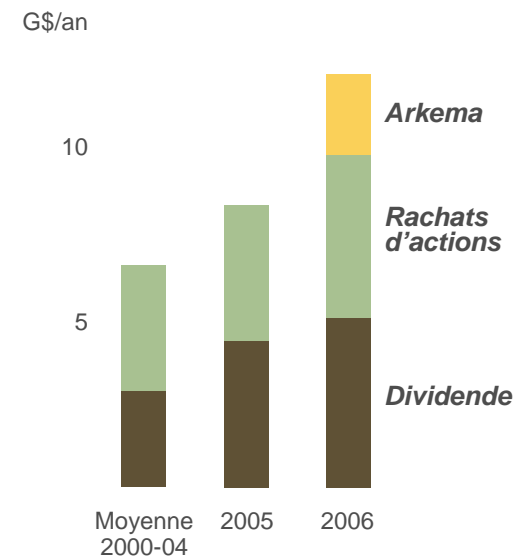
(exprimé en \$/action)



Taux de distribution



Retour à l'actionnaire de Total



Progression du taux de distribution à 34% en 2006

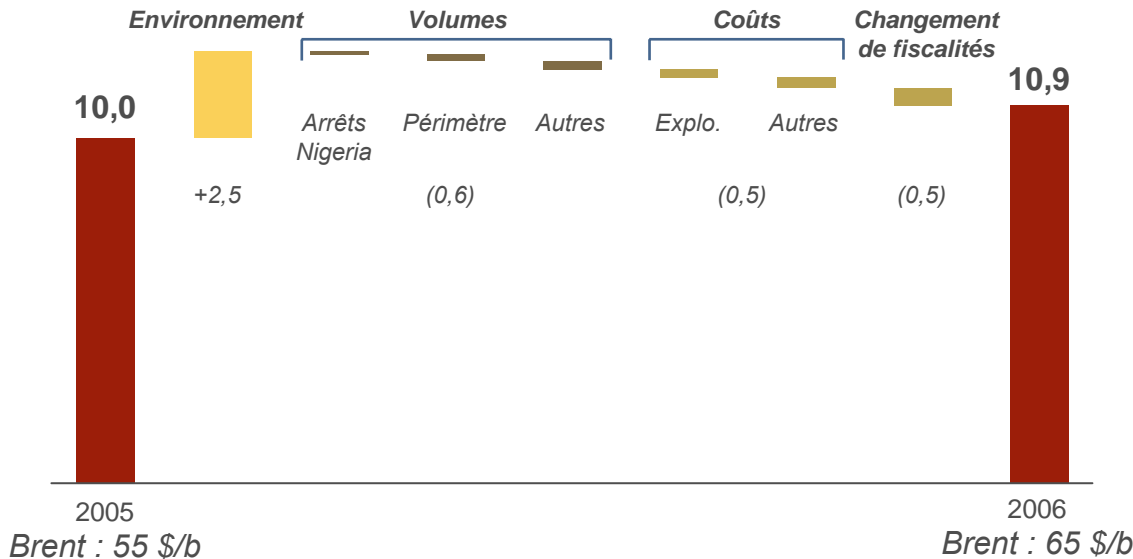
Hausse de 18% du dividende 2006 exprimé en dollars, au meilleur niveau parmi les majors

dividende 2006 de Total sous réserve de l'approbation de l'Assemblée Générale du 11 mai 2007 et avec l'hypothèse d'1 € = 1,25 \$ au jour du paiement du solde du dividende prévu le 18 mai 2007

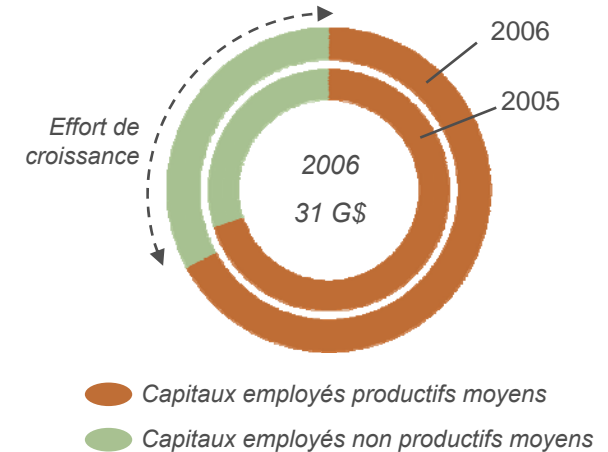
Amont

Forte rentabilité de l'Amont dans un contexte opérationnel contrasté

Résultat opérationnel net ajusté de l'Amont (G\$)



Capitaux employés de l'Amont



Hydrocarbures valorisés au meilleur niveau parmi les majors*

- Hausse des réalisations moyennes de 43 \$/bep en 2005 à 52 \$/bep en 2006

Baisse des productions de 5% en 2006

- Effet prix : -2%
- Arrêts Nigeria : -2%
- Périmètre : -1%
- Démarrages compensant le déclin naturel et un niveau d'arrêts élevé

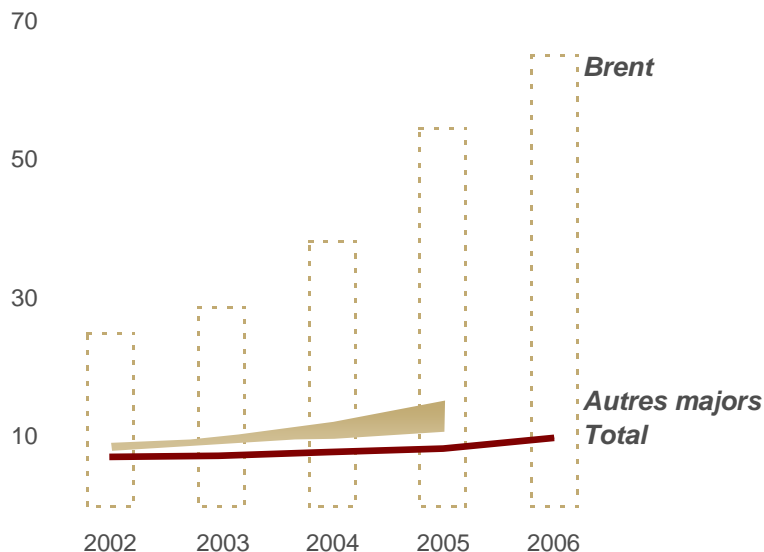
Effort d'exploration accentué en 2006

ROACE 2006 : 35%

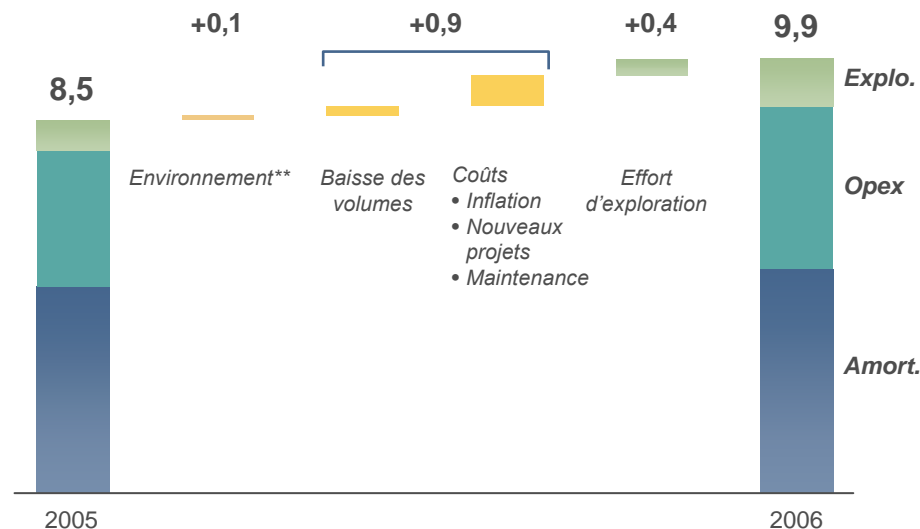
* estimations d'après les données publiées

Maintien de l'avantage compétitif de Total sur les coûts techniques

Coûts techniques vs. Brent*
2002-2006 (\$/bep)



Coûts techniques*
2006 vs. 2005 (\$/bep)



► Priorité donnée à la croissance organique

- Portefeuille structuré autour de 30 grands projets
- Nombreux développements à partir d'installations existantes

► Effort d'exploration accru couronné de succès

► Culture d' «accountability» renforcée

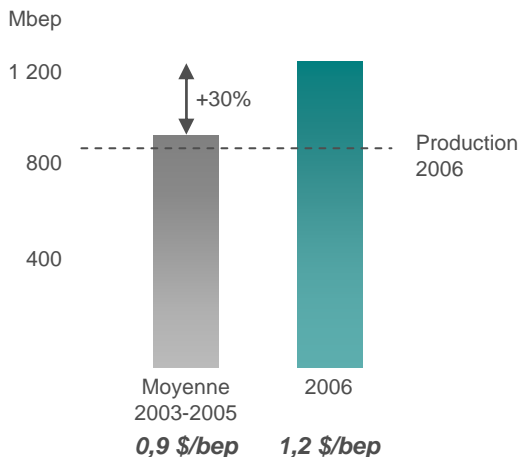
Bénéfice d'un portefeuille d'actifs de qualité et d'une forte discipline

* FAS 69, filiales consolidées

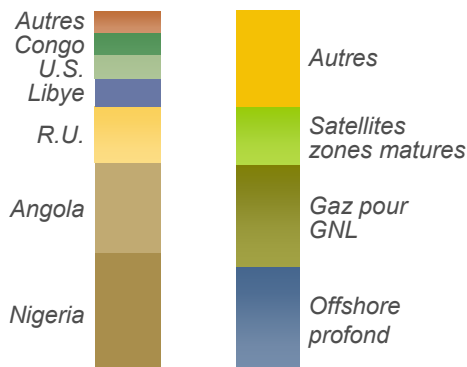
** change et impact des prix sur les droits à production

1,2 milliard de barils découverts en 2006

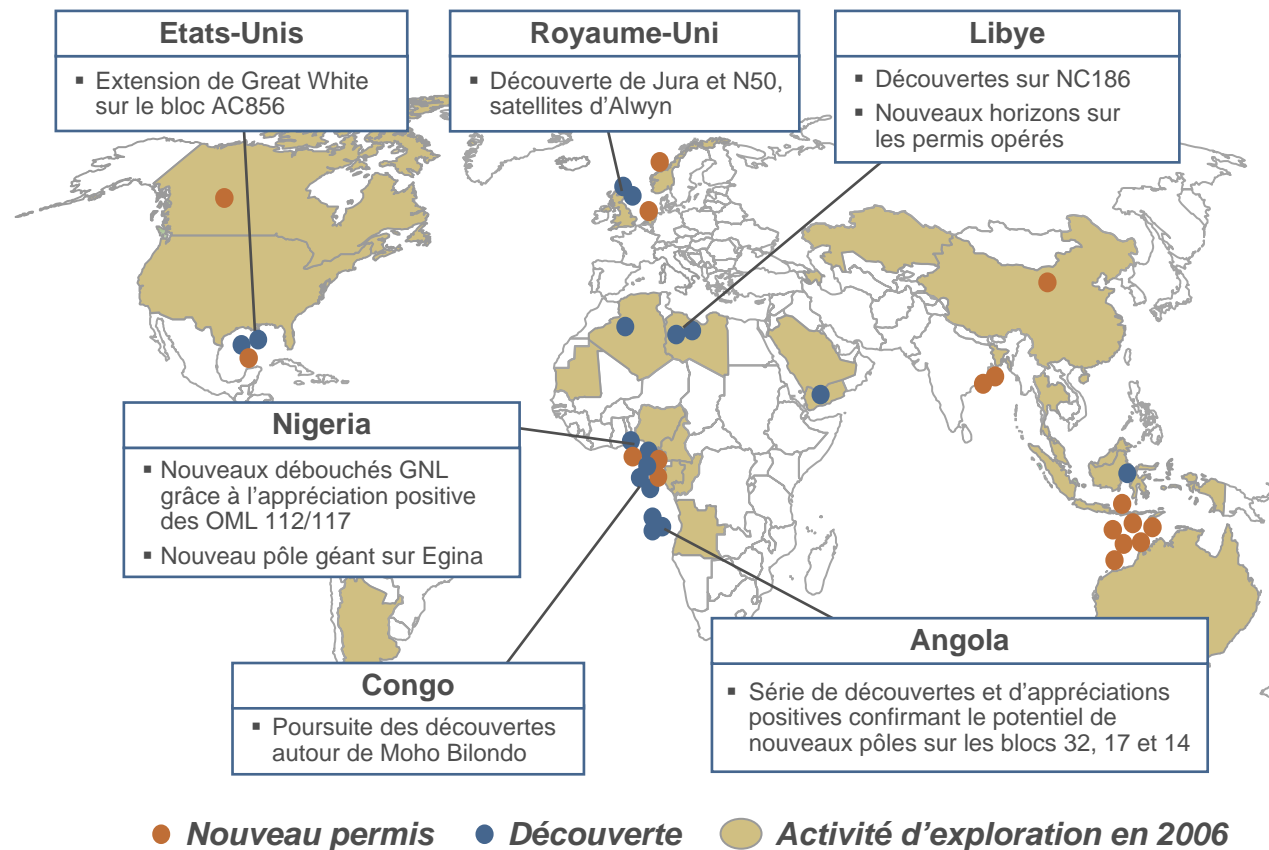
Volumes apportés par l'exploration



Découvertes 2006



Succès majeurs de l'exploration en 2006

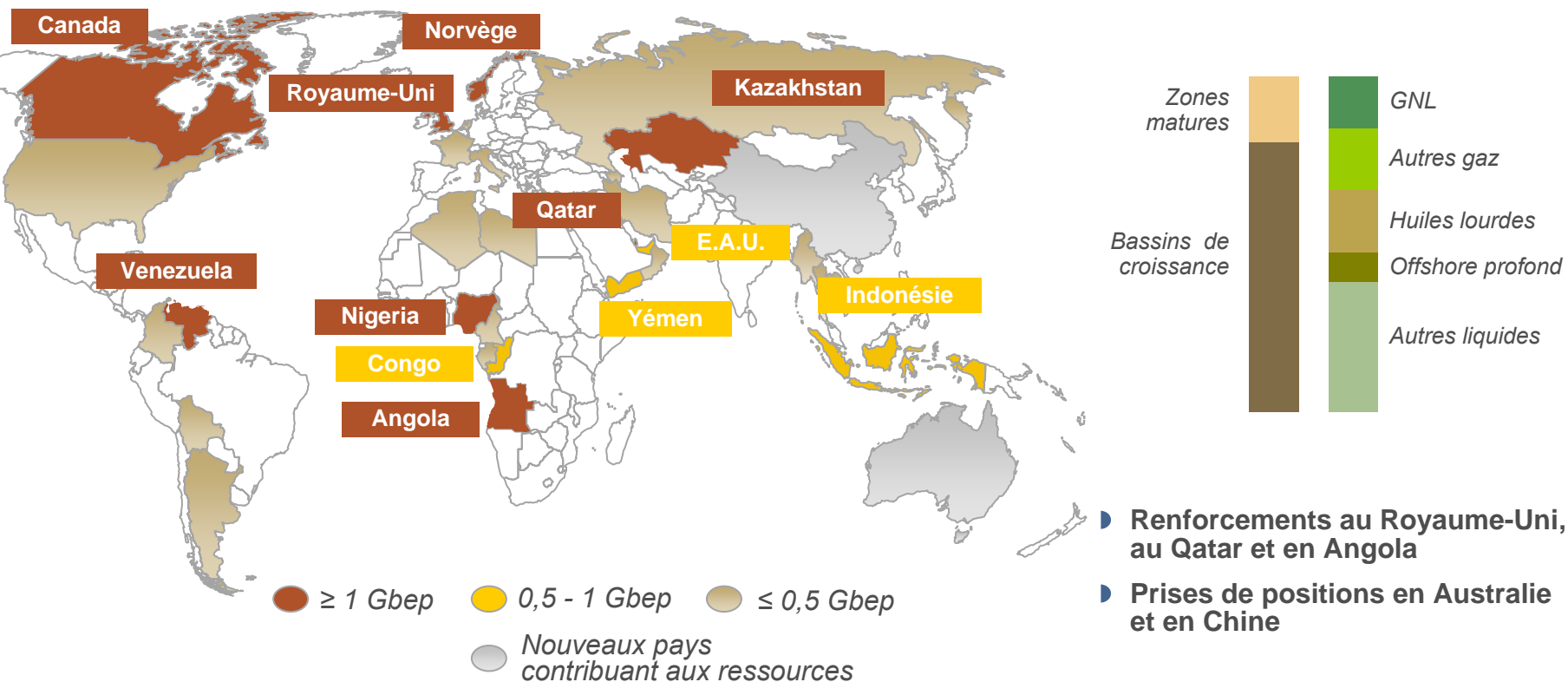


70% des découvertes 2006 opérées
Coût moyen de découverte de 1,2 \$/bep en 2006*

* 1,1 \$/bep sur 3 ans glissant ; dépenses d'exploration et d'appréciation rapportées aux ressources découvertes ou appréciées durant l'année

Diversification accrue et positionnement majeur sur la plupart des grands bassins de croissance

Réserves prouvées et probables* : 20,5 Gbep

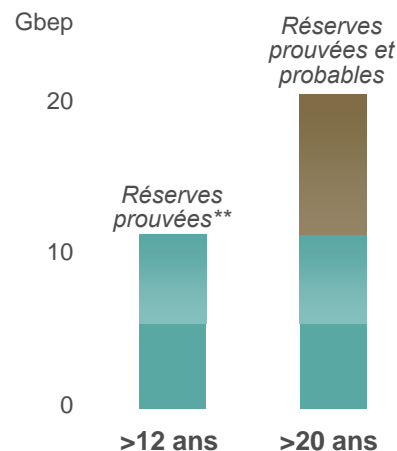


Portefeuille offrant un bon équilibre risques-opportunités

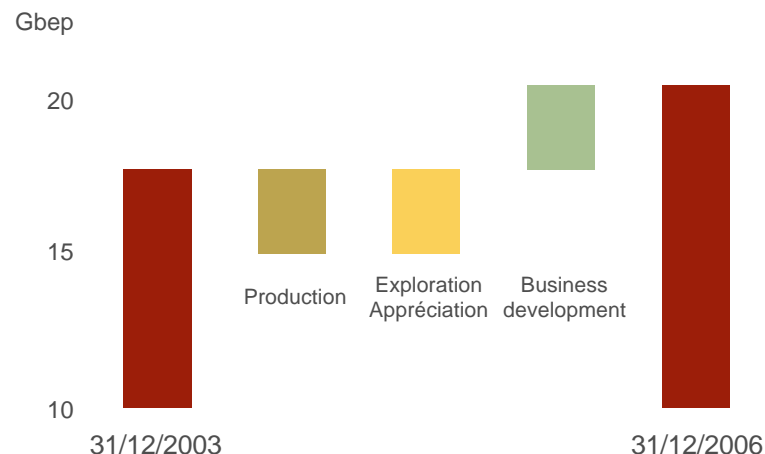
* en se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2006 couvertes par des contrats E&P, sur des champs ayant déjà été forés et pour lesquels les études techniques mettent en évidence un développement économique dans un environnement de Brent à 40 \$/b, y compris la quote-part de Joslyn développée par techniques minières

Renouvellement des réserves en 2006

Réserves de Total
(31/12/2006)



Réserves prouvées et probables
(2004-2006)



Renouvellement des réserves prouvées

- 102% en 2006*
- 110% sur 2004-2006 hors effet prix**

Renouvellement des réserves prouvées et probables

- 127% en 2006
- Près de 200% sur 2004-2006

Renforcement du potentiel de croissance long terme

réserves des sociétés consolidées globalement (FAS 69) et des sociétés consolidées par mise en équivalence

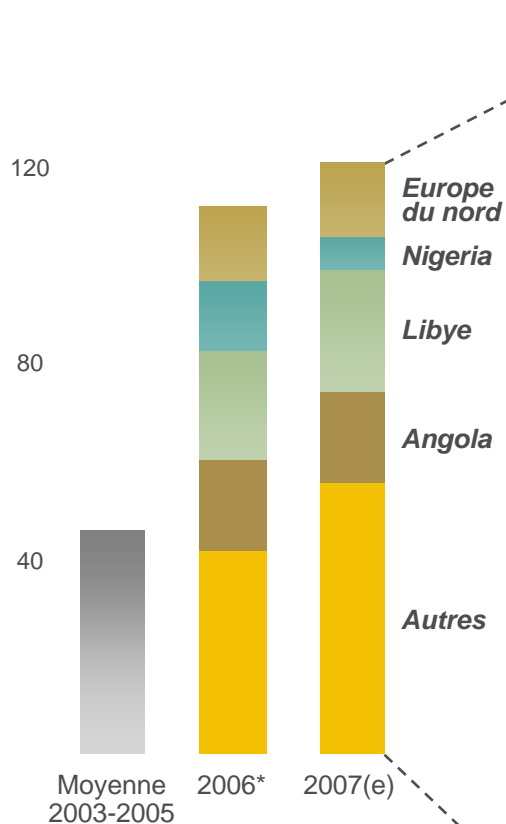
* réserves calculées selon les règles SEC (Brent = 58,9 \$/b au 31/12/2006), 108% hors effets de périmètre

** réserves calculées à 40 \$/b



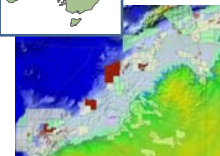
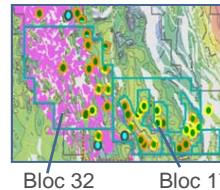
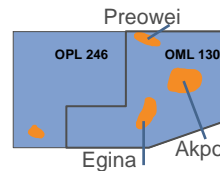
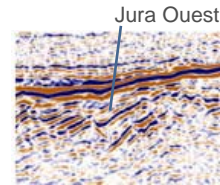
Exploration 2007 : capitaliser sur les succès de 2006

Nombre de puits d'exploration et d'appréciation



Principaux enjeux 2007

Permis	Part.	Type	Op.	Actions
<ul style="list-style-type: none"> Jura Est Kessog PL 255 PL 323 	<ul style="list-style-type: none"> 100% 25% 20% 40% 	<ul style="list-style-type: none"> Offshore HP/HT Offshore Offshore 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Explorer la structure Est après la découverte importante de Jura Ouest en 2006 Apprécier le potentiel Apprécier le potentiel de Onyx Forer le prospect Hans
<ul style="list-style-type: none"> OML 130 OPL 221 	<ul style="list-style-type: none"> 24% 60% 	<ul style="list-style-type: none"> Offshore profond Offshore profond 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Préciser la taille d'un développement sur Egina et confirmer le potentiel de Preowei Evaluer le potentiel du permis
<ul style="list-style-type: none"> NC 186 	<ul style="list-style-type: none"> 12% 	<ul style="list-style-type: none"> Onshore 	<ul style="list-style-type: none"> 	<ul style="list-style-type: none"> Continuer la mise en valeur du bassin prolifique de Murzuk
<ul style="list-style-type: none"> Bloc 32 Bloc 17&17/06 	<ul style="list-style-type: none"> 30% 40% 	<ul style="list-style-type: none"> Offshore profond Offshore profond 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Préciser l'ampleur d'un nouveau pôle de développement et poursuivre l'exploration Appréciation et exploration à proximité des pôles existants
<ul style="list-style-type: none"> Canada Chine Congo Arabie Saoudite Australie 	<ul style="list-style-type: none"> 100% 100% 30% 	<ul style="list-style-type: none"> Huiles lourdes Tight gas Offshore profond Onshore Offshore 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Evaluer le potentiel des nouveaux permis SAGD Confirmer les enjeux de Sulige Confirmer le potentiel des permis Haute Mer C et MTPS Poursuivre les travaux d'exploration Explorer de nouveaux prospects à fort potentiel

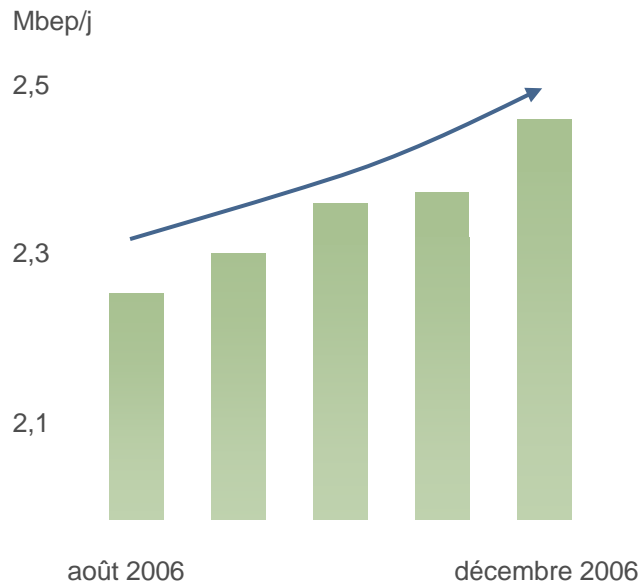


Effort d'exploration relevé à 1,7 G\$ pour 2007(e)

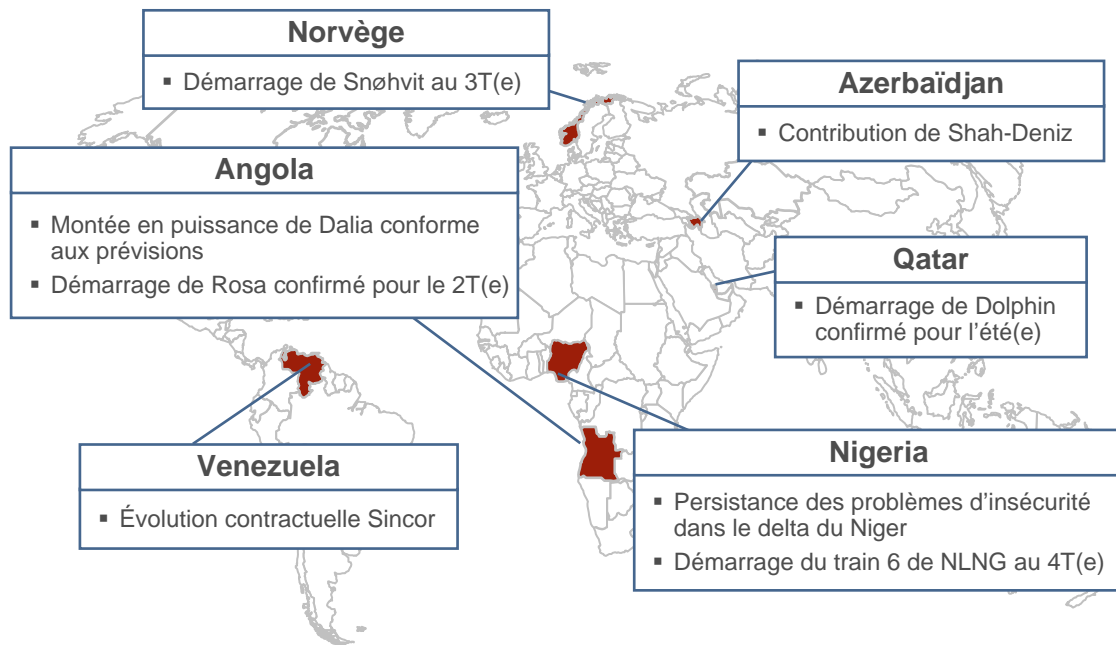
* y compris puits en cours au 31/12

Retour à une période de croissance durable

Production mensuelle de Total



Principales contributions et enjeux de croissance en 2007

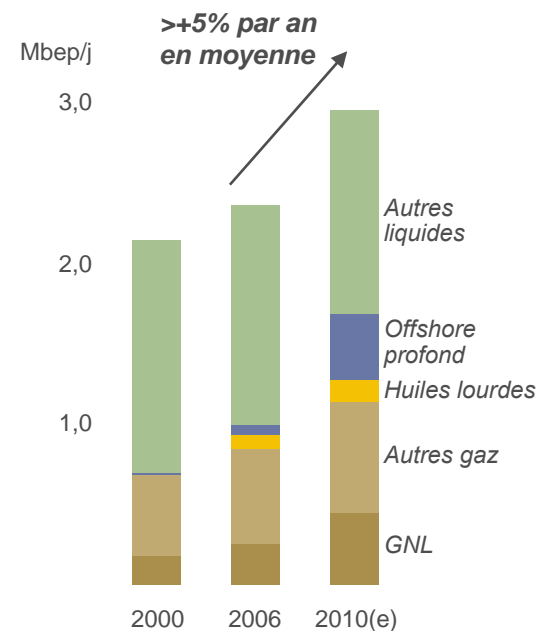
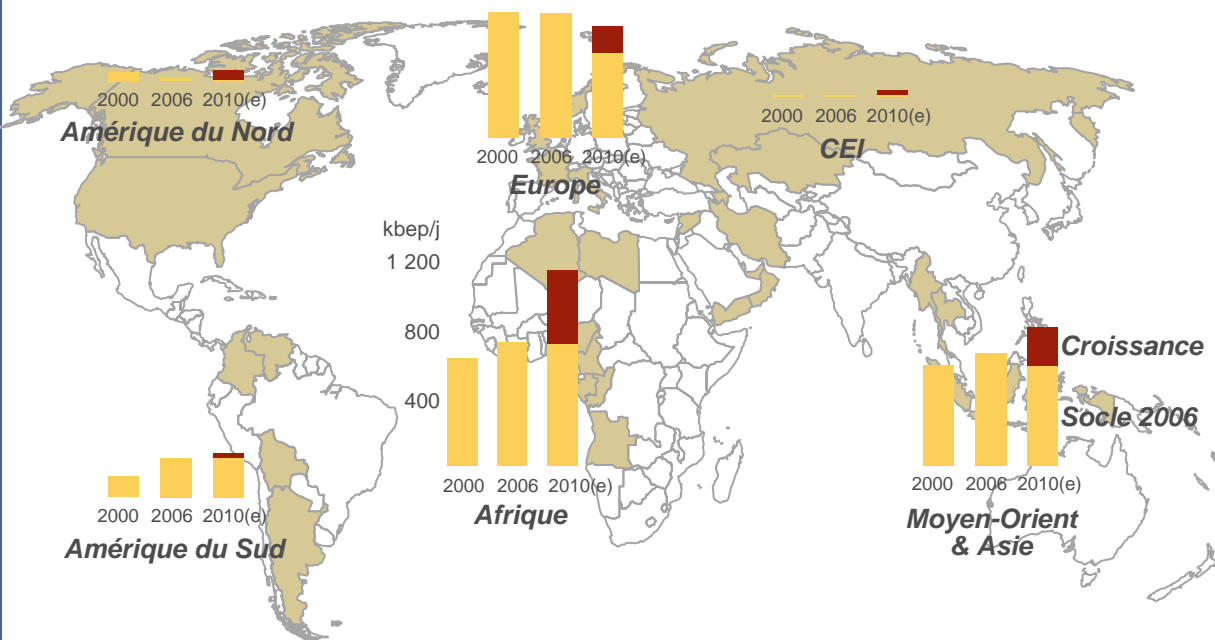


**Objectif de croissance des productions de 6% en 2007*
après prise en compte d'un impact estimé des quotas OPEP de -1%**

* estimations dans un environnement de Brent à 60 \$/b, hors effets de périmètre

Objectif de croissance des productions de Total supérieur à 5% par an en moyenne de 2006 à 2010

Production d'hydrocarbures de Total



Leadership sur les segments de l'industrie offrant la plus forte croissance

- 1^{er} producteur international en Afrique
- 2^{ème} producteur international au Moyen-Orient
- 2^{ème} producteur international de GNL

Déclin limité du socle

- Exposition réduite aux zones les plus matures
- Augmentation des investissements dédiés à l'amélioration de la fiabilité des installations
- Développement de satellites à forte valeur ajoutée

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

Poursuite d'une forte croissance après 2010

Production d'hydrocarbures

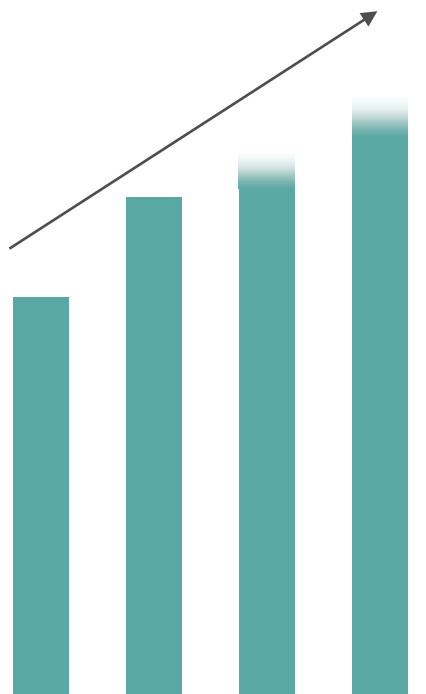
Mbep/j

3,5

2,5

1,5

0,5



2006 2010(e) 2012(e) 2015(e)

- GNL
- Autres gaz
- Huiles lourdes
- Offshore profond
- Autres liquides

Visibilité renforcée par un socle important de grands projets à plateau long

	Projets	Part.	Capacité (kbep/j)	Opéré*	Statut	
2011-2015(e)	Victoria	40%	Etude	✓	Appréc.	●
	Sulige	100%	Etude	✓	Appréc.	●
	Mine Joslyn	84%	2x100	✓	Etude/basic	●
	Surmont full field	50%	200		Etude	●
	Ichthys LNG	24%	300		Etude	●
	Egina	24%	>150	✓	Etude	●
	Bloc 32	30%	Etude	✓	Etude	●
	CLOV	40%	Etude	✓	Etude	●
	Pars LNG (T1 & T2)	30%	>300	✓	EPC	●
	Brass LNG	17%	>300		EPC	●
	NLNG T7	15%	90		EPC	●
	Angola LNG	13,6%	175		EPC	●
	Pazflor	40%	200	✓	EPC	●
Laggan	50%	60	✓	Etude	●	
2010(e)	Bongkot Sud	33,3%	70		Etude	●
	Usan	20%	180	✓	EPC	●
	Tempa Rossa	50%	50	✓	Dév.	●
2009(e)	Kashagan Ph. I	18,5%	450		Dév.	●
	Tombua Landana	20%	130		Dév.	●
	Tyrihans	23,2%	70		Dév.	●
2008(e)	Ofon II	40%	100	✓	Dév.	●
	Qatargas II (T2)	16,7%	230		Dév.	●
	Yemen LNG	39,6%	185	✓	Dév.	●
2007(e)	Akpo	24%	225	✓	Dév.	●
	Tahiti	17%	135		Dév.	●
	Moho Bilondo	53,5%	90	✓	Dév.	●
	West Franklin	46,2%	20	✓	Dév.	●
	Sisi Nubi	47,9%	70	✓	Dév.	●
	Jura	100%	45	✓	Dév.	●
2007(e)	NLNG T6	15%	90		Dév.	●
	Snøhvit	18,4%	120		Dév.	●
	Dolphin	24,5%	>370	✓	Dév.	●
	Surmont Ph. I	50%	27		Dév.	●
	Rosa	40%	150	✓	Dév.	●

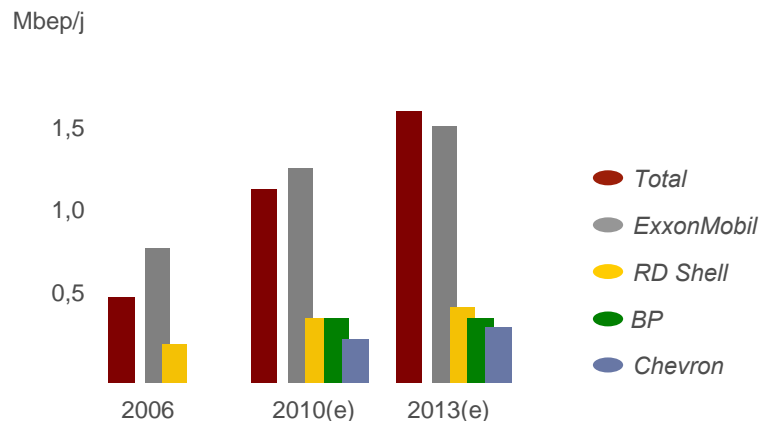
estimations dans un environnement de Brent à 60 \$/b en 2007 et 40 \$/b à partir de 2008

* opéré par Total ou au travers d'une société opératrice



Offshore profond : préparer la nouvelle génération de projets issus de l'exploration récente

Capacités cumulées des FPSO/FPU par opérateur dans le Golfe de Guinée*

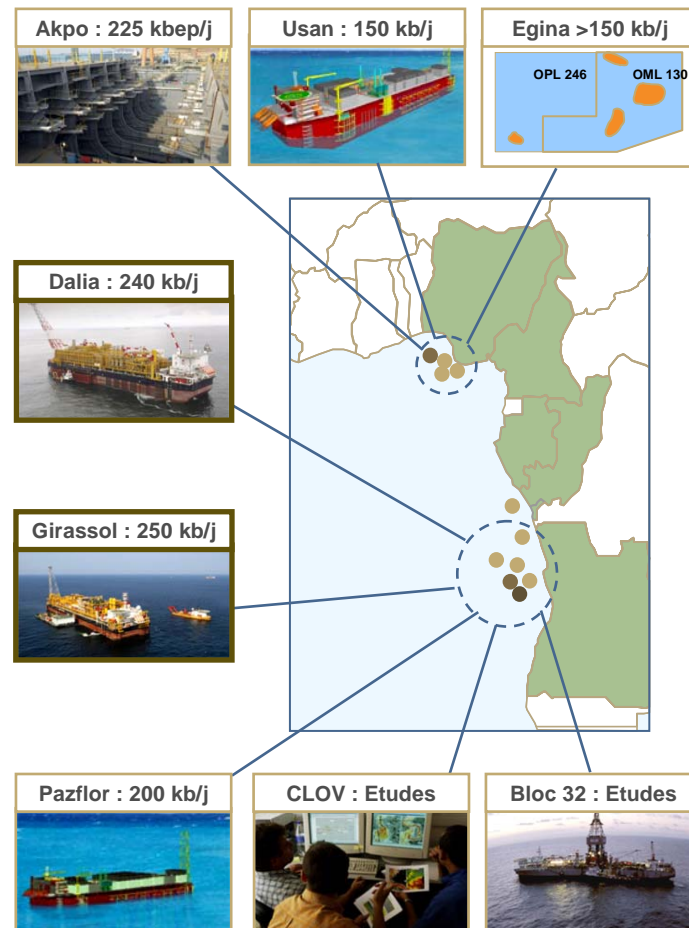


Capitaliser sur le développement réussi de Dalia

- Préparation des lancements d'Usan et Pazflor
- Études d'ingénierie en cours sur CLOV et le Bloc 32
- Confirmation d'un grand pôle sur Egina

Bénéfice de la forte position de Total en Afrique de l'Ouest

- Industrialisation progressive du concept de FPSO : «Design 1, Build 2»
- Forte visibilité à moyen terme pour optimiser les besoins en rigs

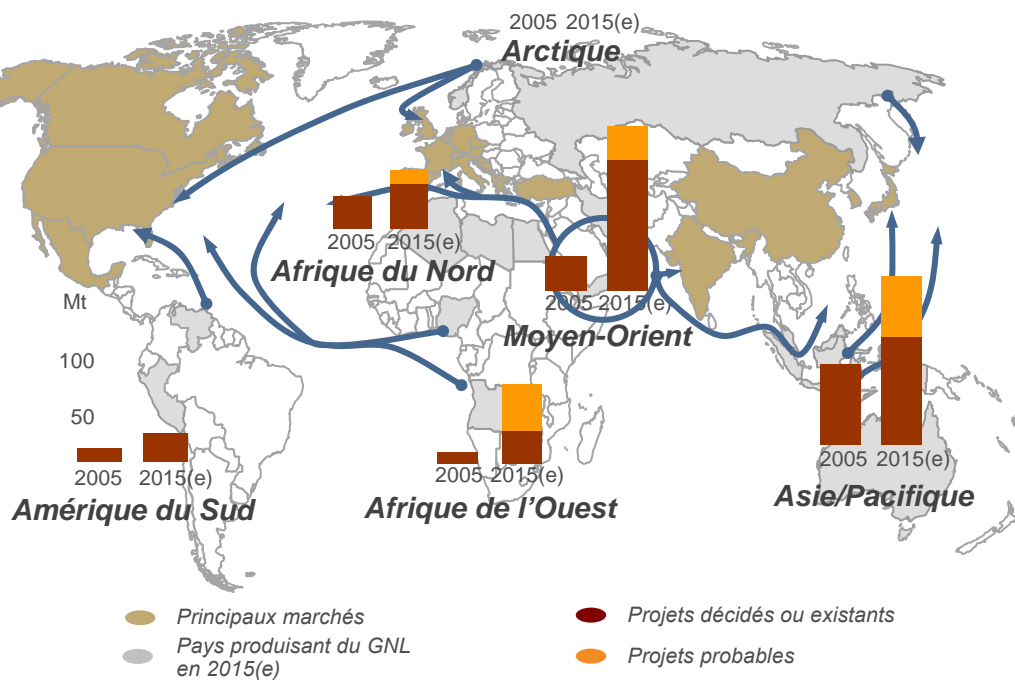


Poursuite d'une exploration prometteuse des blocs 32, 17 et 14 en Angola et du «Triangular Bulge» au Nigeria

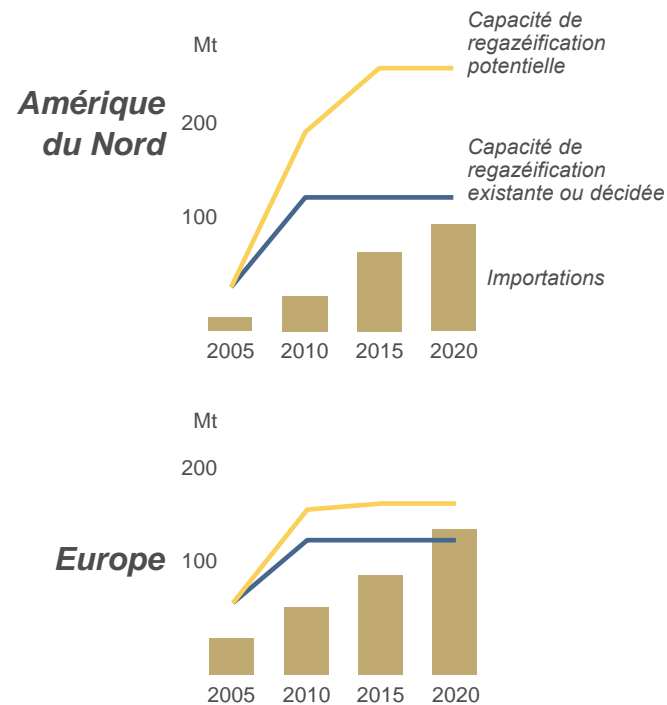
* source : Total et données publiques ; FPSO et FPU, existants, en développement et potentiels, pour des profondeurs d'eau supérieures à 500 m, capacités en 100%

Forte croissance du marché mondial du GNL

Production mondiale de GNL



Consommation de GNL sur le bassin Atlantique

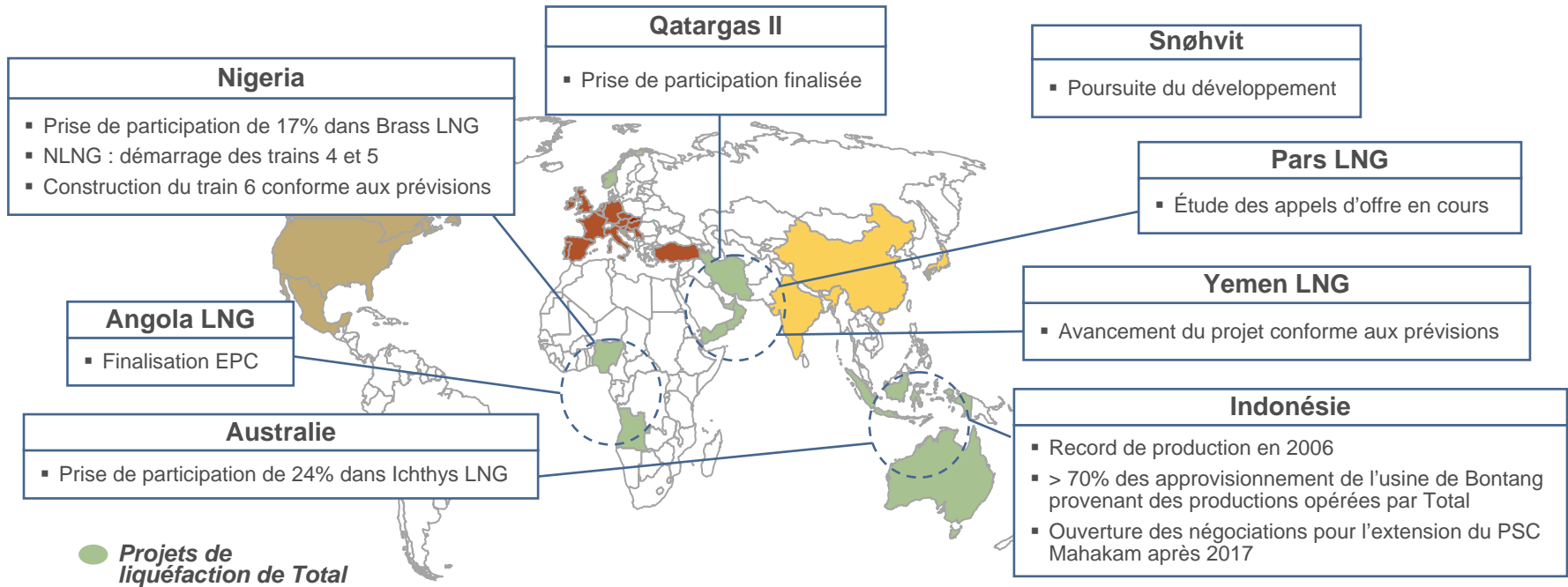


- ▶ Formules de prix du GNL sur le marché asiatique durablement indexées sur les prix du brut
- ▶ Développement progressif d'un marché spot sur le bassin Atlantique
- ▶ Capacités de regazéification durablement excédentaires en Amérique du Nord

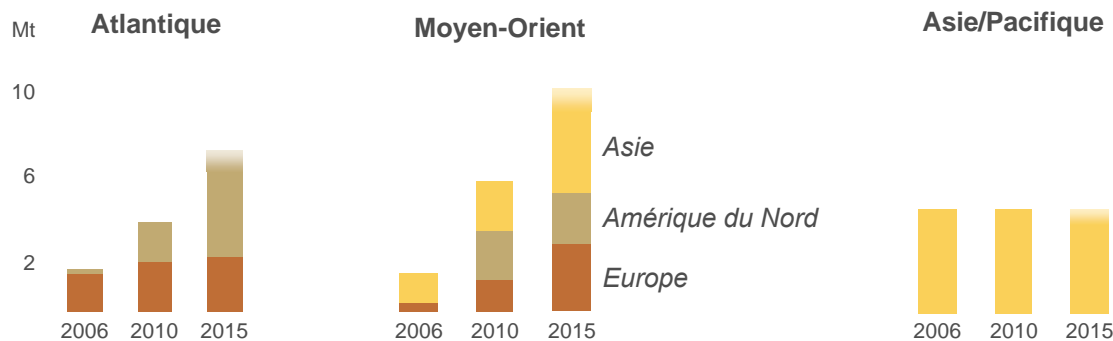
Confirmation du Moyen-Orient comme arbitre du marché

source : estimations Total

Avancées majeures de Total dans le GNL depuis début 2006



Productions de GNL de Total par destination*

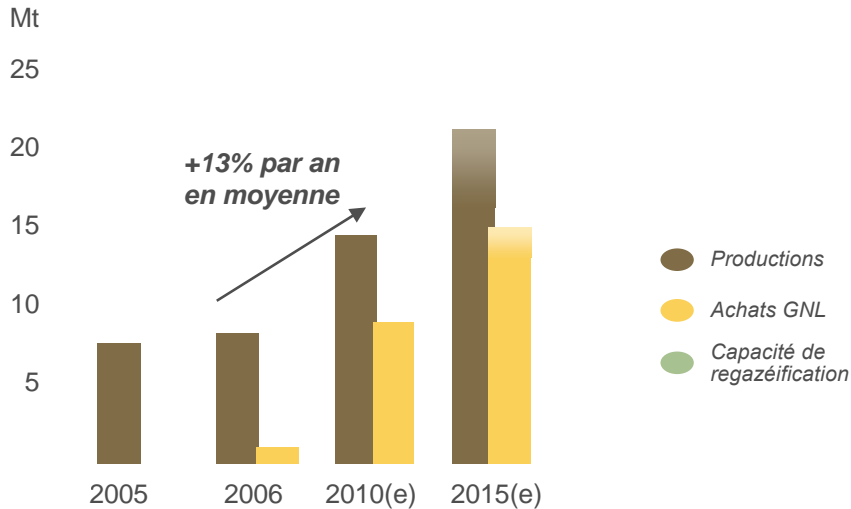


Positions géographiques de Total bien équilibrées et adaptées à l'évolution du marché mondial

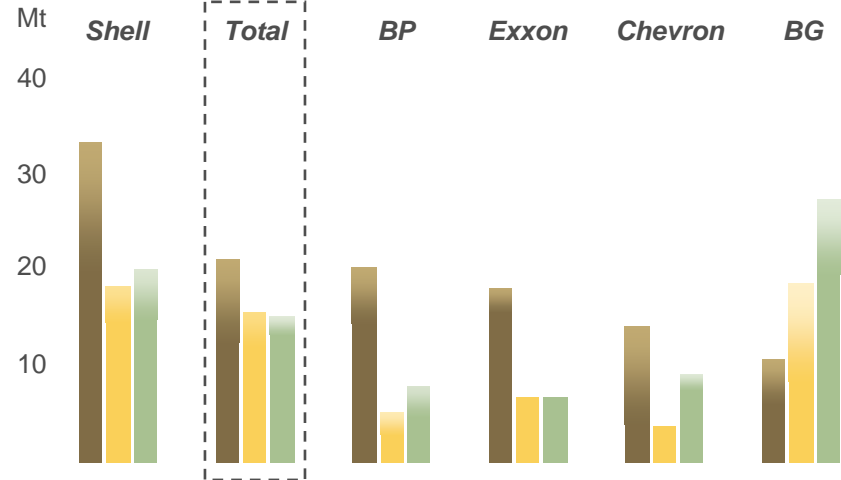
* ventes, part Groupe, hors trading, estimations pour 2010 et 2015

Croissance du GNL de Total : 13% /an en moyenne sur 2006-2010

Croissance des productions* et des achats de GNL de Total



Positionnement des principaux acteurs sur la chaîne GNL en 2015(e)**



- Croissance de plus de 9% des productions de GNL de Total en 2006
- 12 projets en production dans 10 pays à l'horizon 2015

- Leadership croissant de Total sur l'ensemble de la chaîne GNL
- Capacités de regazéification adaptées et concentrées sur le bassin Atlantique

Effet de levier des achats de GNL pour accélérer la croissance des productions

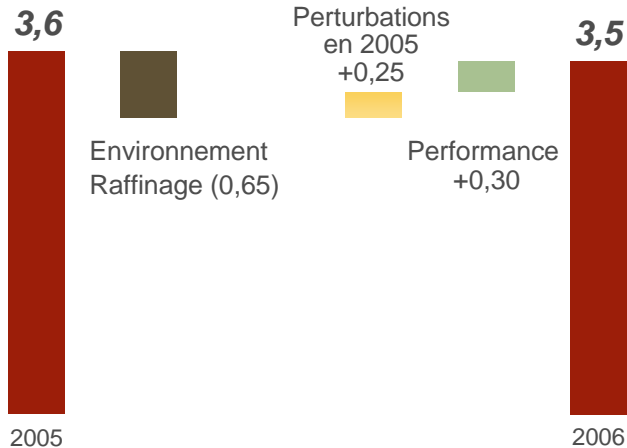
* ventes, part Groupe, hors trading

** estimations 2015 ; données publiques et Wood Mackenzie pour les autres sociétés

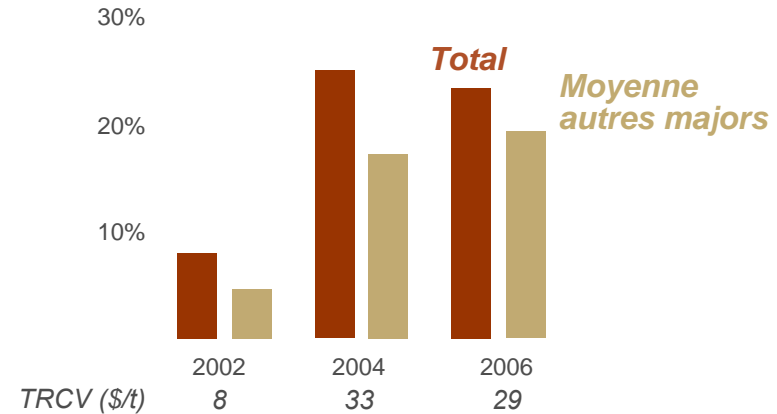
Aval

Bonne performance de l'Aval en 2006

Résultat opérationnel net ajusté de l'Aval (G\$)



Rentabilité de l'Aval*



- ▶ **Bonne résistance du raffinage à un environnement moins porteur**
 - Bénéfice de l'organisation en hubs
 - Hausse des traitements
- ▶ **Progression des résultats du marketing, notamment dans les spécialités**

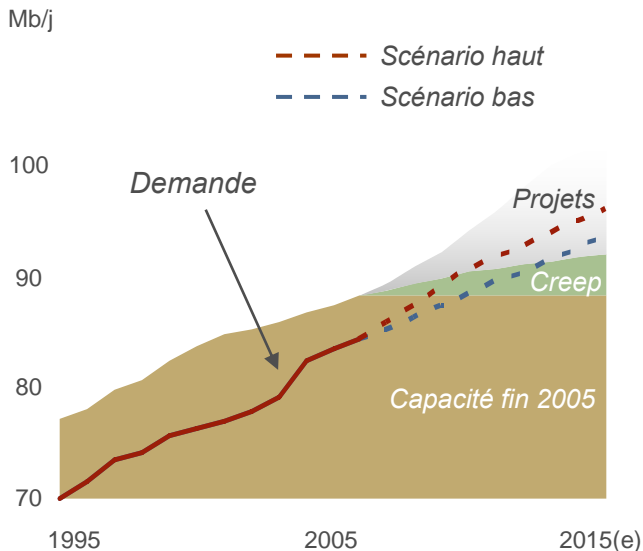
- ▶ **Bénéfice des positions de leader en Europe et en Afrique**
- ▶ **Discipline d'investissement et amélioration continue des performances**

Avantage compétitif reflétant la qualité du portefeuille

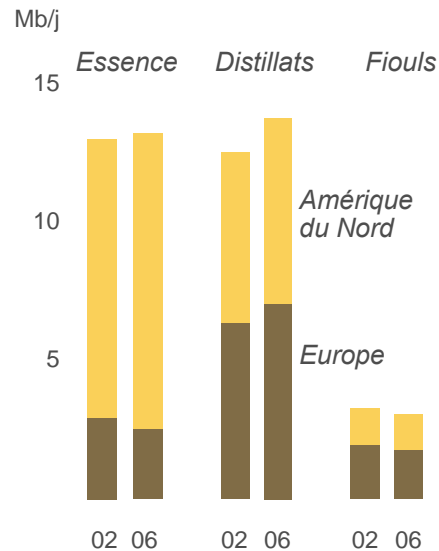
* ROACE estimés sur la base des publications par les sociétés, moyenne pondérée pour les autres majors

Environnement de l'Aval globalement favorable

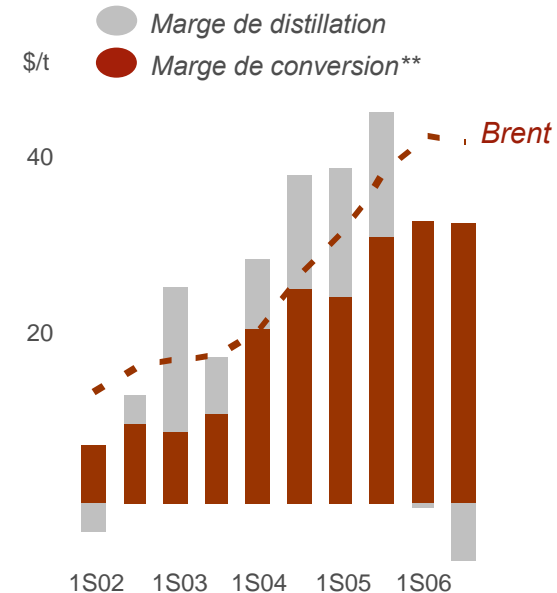
Demande mondiale vs. capacité de raffinage*



Demande de produits du bassin Atlantique*



Marges de raffinage en Europe (TRCV)



► Bon taux d'utilisation des capacités de raffinage

- Demande robuste en Asie
- ... et incertitudes sur le calendrier de mise en service des nouvelles unités

► Besoin en nouvelles capacités de conversion

- ... mais augmentation des coûts de construction

► Forte corrélation entre marge de conversion et prix du brut

- ... et volatilité des marges de distillation

* AIE, estimations Total

** marge de réformage, cracking et visbreaking



Raffinage : investissements d'environ 1 G€ par an d'ici 2010*

Europe : poursuite de l'adaptation de l'outil de raffinage à l'évolution des marchés

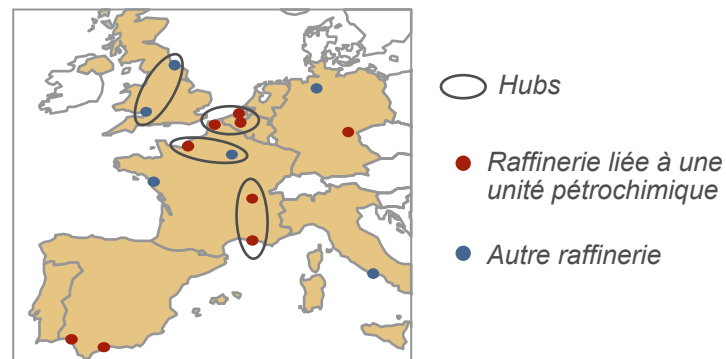
- Hausse des productions de diesel : DHC de Normandie, projet de DHC à Huelva
- Nouvelles capacités de désulfuration : Lindsey, Donges...
- Modernisation des usines dans le cadre des grands arrêts
- Maîtrise des frais fixes et amélioration de la fiabilité

Amérique du Nord : étude d'un jeu de solutions intégrées de valorisation des huiles lourdes pour le long terme

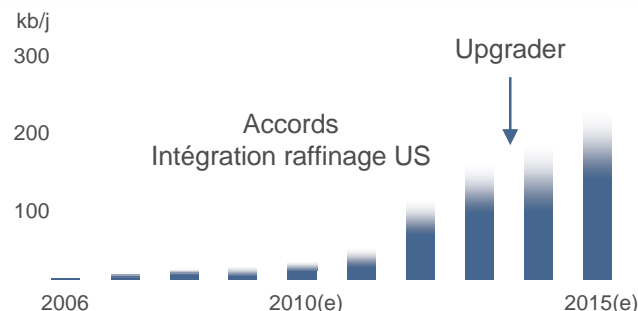
- Upgrader au Canada
- Accords avec des raffineurs nord-américains
- Synergies avec le Coker de Port Arthur

Asie / Moyen-Orient : positionnements ciblés pour tirer parti de la croissance des marchés

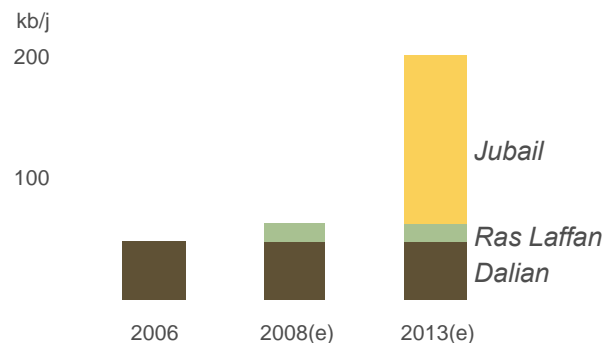
- Projet de raffinerie convertissante à Jubail
- Construction du DHC de Dalian et étude de projets communs raffinage-pétrochimie en Chine



Production d'huiles lourdes de Total au Canada



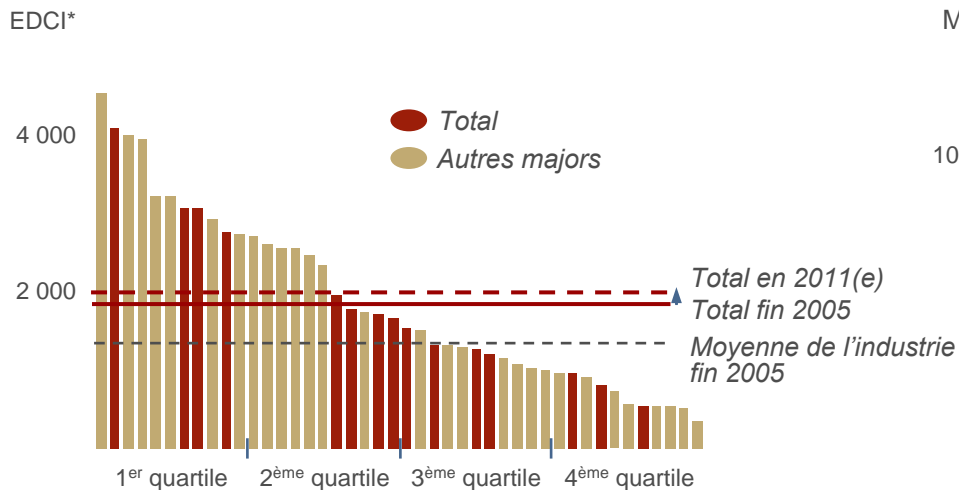
Capacité de raffinage en Asie / Moyen-Orient



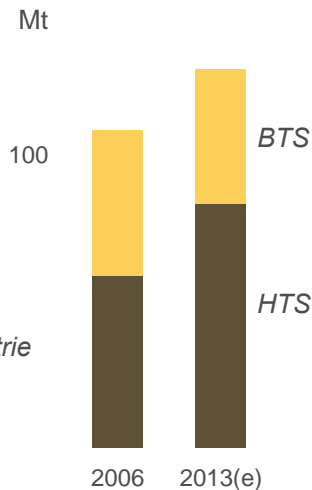
* estimation hors capitalisation des grands arrêts, moyenne 2007-2010

Amélioration du positionnement du raffinage de Total

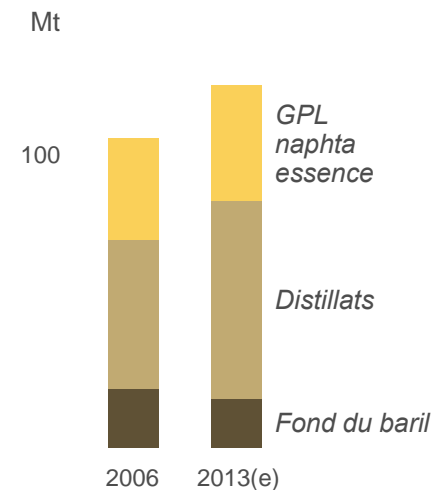
Positionnement des raffineries des majors en Europe



Traitements des raffineries de Total**



Productions des raffineries de Total**



► Quatre raffineries parmi les mieux positionnées en Europe

- 4 projets en développement ou à l'étude permettant d'augmenter l'EDCI*

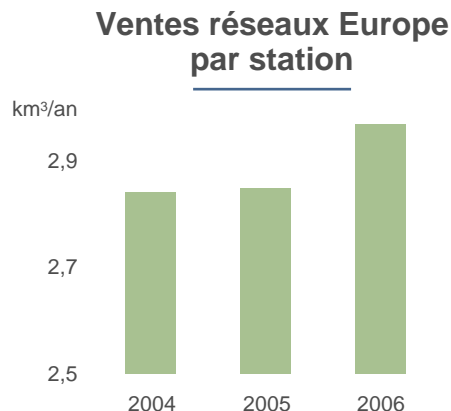
► Capacités en hausse de près de 10% à l'horizon du démarrage de Jubail

► Croissance des productions d'essences et de distillats malgré des charges plus lourdes et plus soufrées : près de 85% des produits au début de la prochaine décennie

* EDCI : Equivalent Distillation Capacity Index, estimations Total sur la base de données publiques à fin 2005, y compris participations

** après démarrage de Jubail, y compris quote-part dans Cepsa (48,8%)

Adaptation du marketing aux évolutions de marché

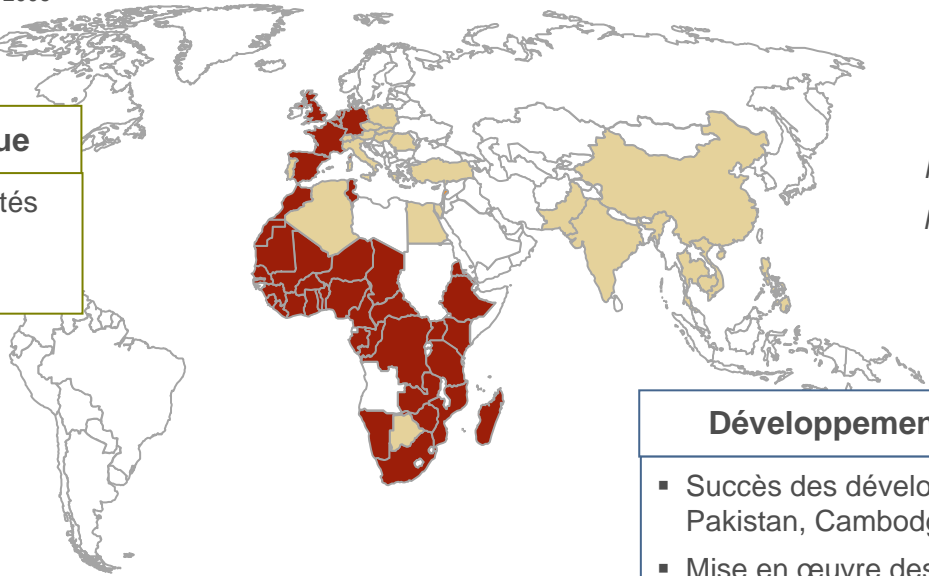
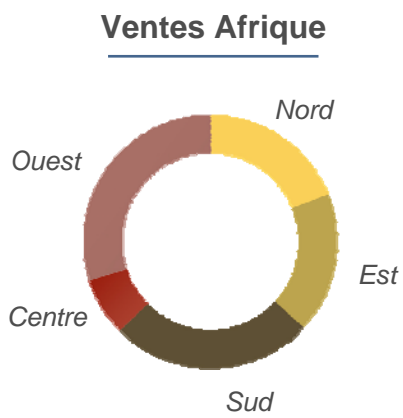


Consolidation du marketing européen dans un contexte de prix du brut élevé

- Position de leader en Europe de l'Ouest
 - Positionnement de la marque TOTAL
 - Restructurations réussies (Allemagne, Royaume-Uni)
 - Diversification de l'offre (carburants, non-fuel)
 - Participation à la montée en puissance des biocarburants
- Programmes de productivité pour compenser l'impact de l'érosion des marges et de l'inflation

Position de leader en Afrique

- Succès de l'intégration des activités acquises en 2005
- Portefeuille bien diversifié



Développements ciblés en Asie

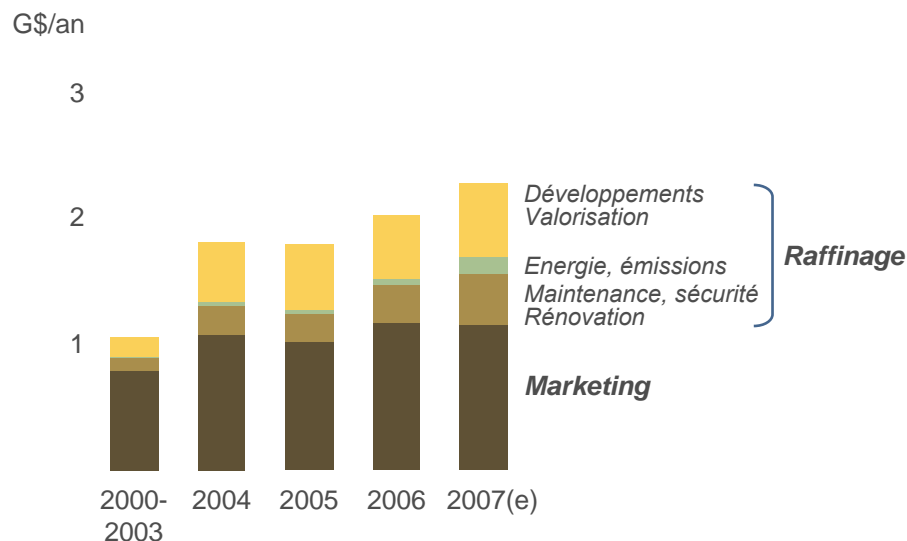
- Succès des développements réseaux au Pakistan, Cambodge et Philippines
- Mise en œuvre des associations en Chine (Beijing, Shanghai)
- Croissance des spécialités

* y compris quote-part de Cepsa

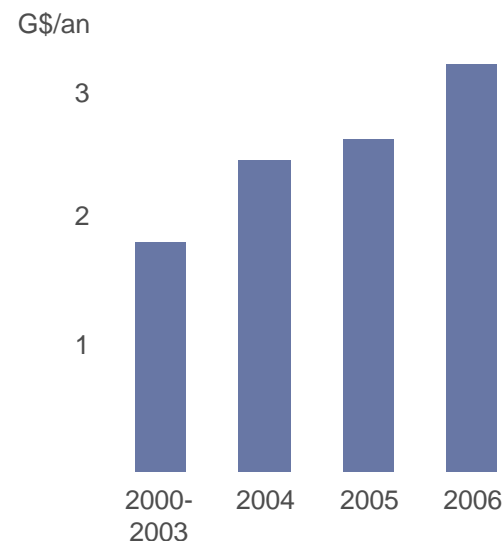


Forte contribution de l'Aval au cash flow net du Groupe

Investissements Aval*



Cash flow net de l'Aval**



- ▶ **Nouveaux projets d'amélioration du raffinage**
 - HDS Lindsey, DHC Huelva, Coker Port Arthur
- ▶ **Effort accentué pour améliorer la fiabilité**
 - +1% de fiabilité du raffinage
⇔ environ +0,1 G\$ sur le cash flow net 2006

- ▶ **Succès des programmes de productivité**
 - +0,8 G\$ sur la période 2000-2005
 - +0,2 G\$ en 2006
- ▶ **Contribution du DHC de Normandie en 2007**

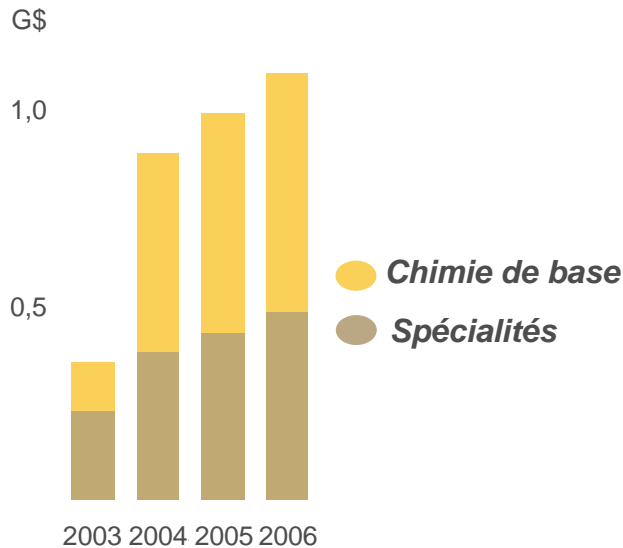
* hors capitalisation des grands arrêts, représentant près de 0,5 G\$ en 2007(e)

** au coût de remplacement, avant variation du BFR

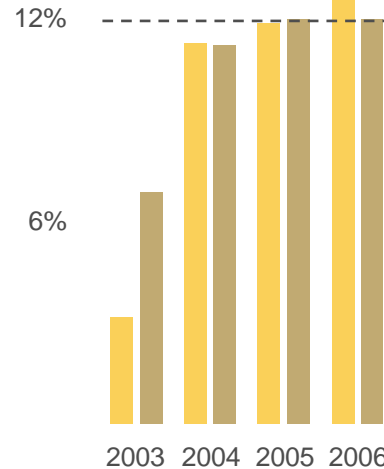
Chimie

Progression continue des résultats des activités de la Chimie

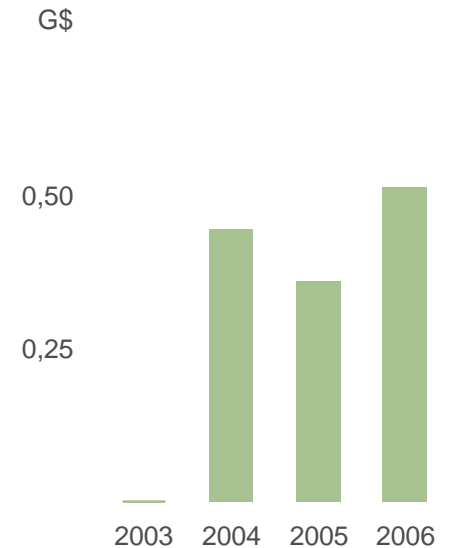
Résultat opérationnel net ajusté



ROACE



Cash flow net de la Chimie*



► Hausse de 9% des résultats de la Chimie de base en 2006

- Forte progression de la contribution des aromatiques et de la plate-forme en Corée du Sud
- Conditions de marché plus difficiles pour les styréniques

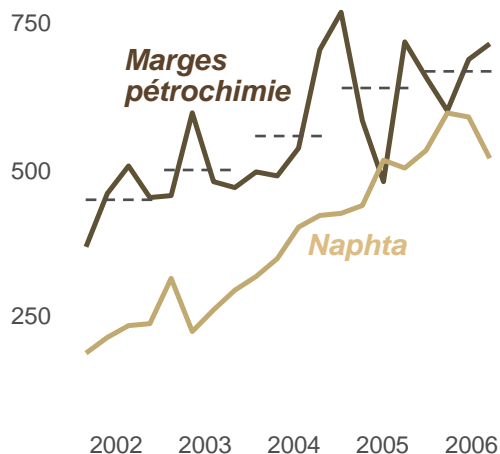
► Progression des résultats des Spécialités tirée principalement par les opérations de croissance et par les développements en Asie

- Croissance de 7% par an en moyenne du chiffre d'affaires depuis 2003

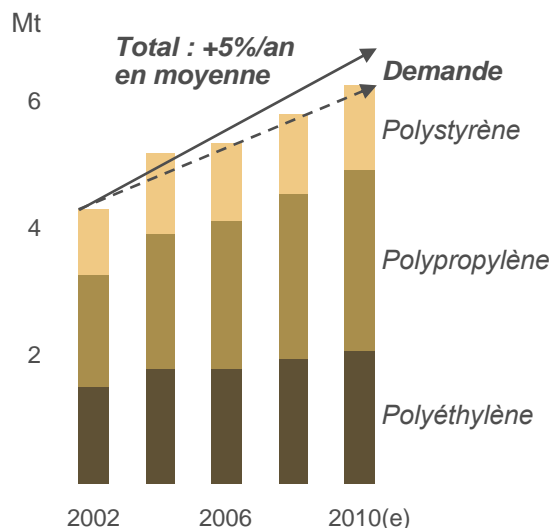
* au coût de remplacement, avant variation du BFR, hors paiements AZF et produit de cession des peintures en 2003, y compris Arkema jusqu'au premier trimestre 2006

Perspectives favorables pour la pétrochimie de Total

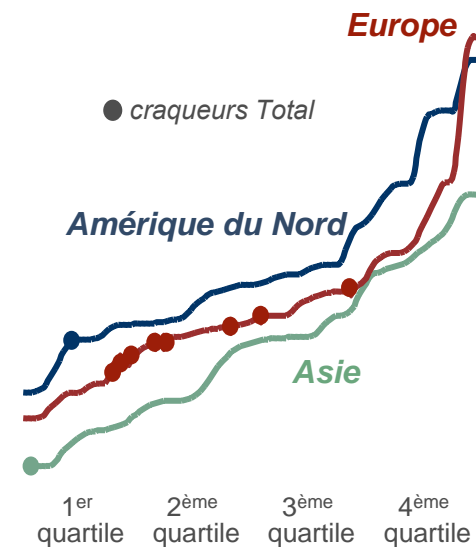
Marges pétrochimie vs. naphta
(GI atlantique vs. CIF NWE en \$/t)



Production de polymères de Total



Performance des craqueurs
(unit energy consumption*)



► Prolongation de conditions de marché favorables

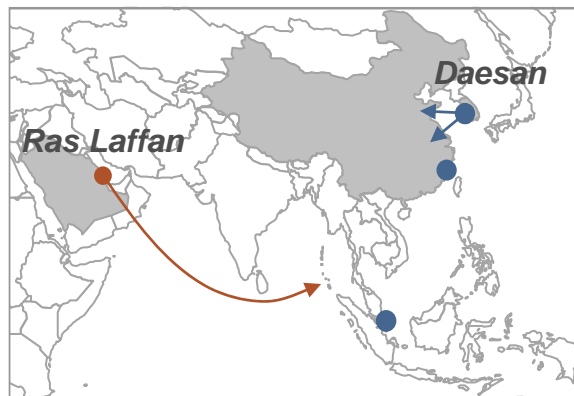
- Hausse de la demande asiatique
- Incertitudes sur le calendrier de mise en service des nouvelles capacités au Moyen-Orient

► Forte croissance des productions de polymères de Total

► Bon positionnement des craqueurs de Total : 50% dans le 1^{er} quartile

* étude Solomon 2005

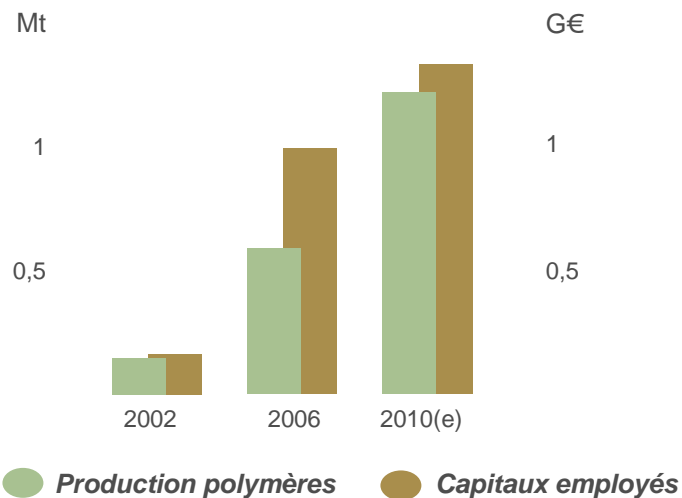
Pétrochimie : près de 1 G€ d'investissements d'ici 2010 pour tirer parti de la croissance asiatique



Atteindre la taille critique en Asie à partir de sites de classe mondiale

- Plateforme de Daesan en Corée du Sud (Total 50%)
Expansion majeure (+30%) sur 2007-2008(e)
 - Vapocraqueur : +200 kt éthylène, +200 kt propylène
 - Nouvelle unité de polypropylène : +320 kt
 - Dégoullottage de l'unité de styrène : +230 kt
- Étude de solutions intégrées en Chine

Pétrochimie de Total en Asie / Moyen-Orient



Développer des projets bénéficiant de ressources compétitives au Moyen-Orient

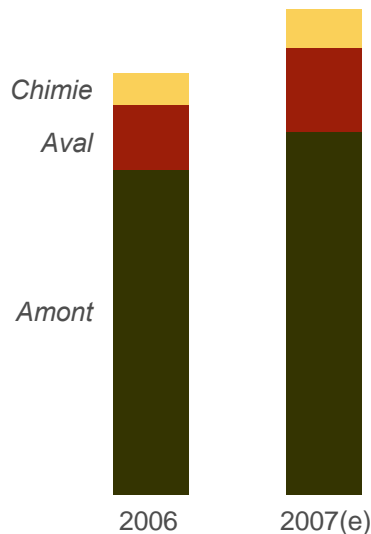
- Qapco (Total 20%)
 - Dégoullottage du craqueur d'éthane en 2007(e) : +170 kt
 - 3^{ème} ligne LDPE en 2010(e) : +250 kt
- Qatofin
 - Démarrage du craqueur d'éthane en 2008(e) (Total 22%) : 1 300 kt
 - Ligne LLDPE en 2008(e) (Total 49%) : +450 kt
- Unité de 650 kt de paraxylène à l'étude sur le projet de Jubail

***Bénéfice d'une approche intégrée
Amont / Aval / Pétrochimie***

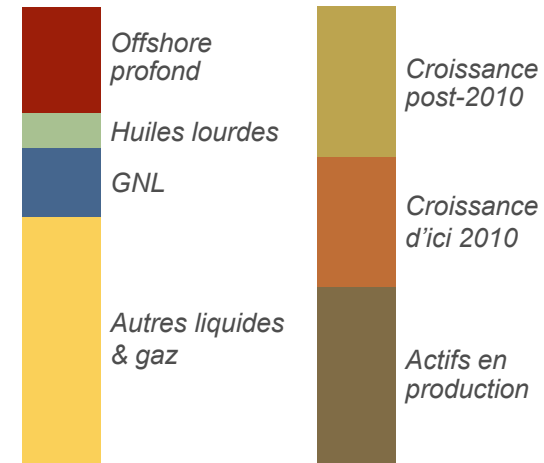
Perspectives

Effort soutenu d'investissements pour alimenter la croissance

Capex des secteurs*
environ 16 G\$ en 2007



Capex Amont hors exploration
2007-2010(e)



► Poursuite d'un effort soutenu d'exploration

► Alimentation de la croissance

- Montée en puissance des grands développements : Yemen LNG, Moho Bilondo, Akpo, Kashagan...
- Lancements prévus de Pazflor, Usan, Angola LNG...
- Nouveaux projets : Qatargas II, Brass LNG, Jura, Jubail, Coker Port Arthur...

► Amélioration de la fiabilité et prolongation des productions des zones matures

► Développement de la pétrochimie en Asie et des capacités de conversion du raffinage

* hors acquisitions

Maintien d'une forte discipline

► Stricts critères d'investissement

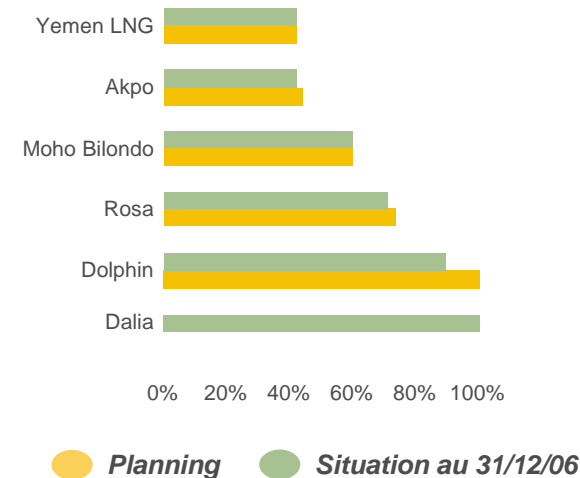
- Recherche d'un bon équilibre entre projets à plateau long offrant une forte création de valeur et projets court terme à rentabilité élevée
- Prise en compte des upsides long terme

► **Accountability** renforcée dans la conduite des opérations

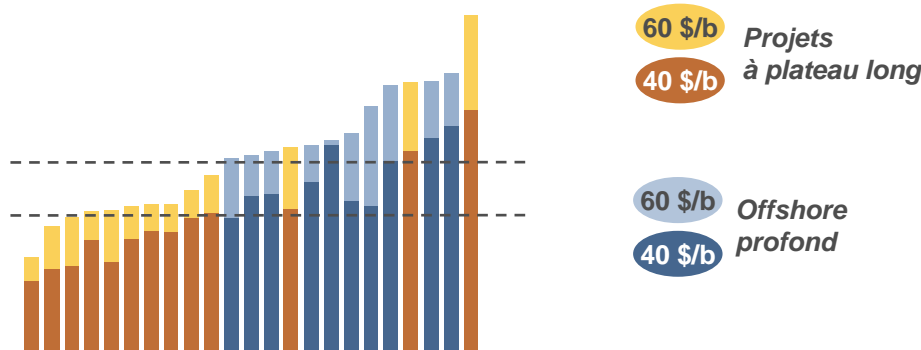
- Priorité à la sécurité, l'environnement et l'efficacité énergétique
- Fiabilité et intégrité des installations
- Maîtrise des coûts

► Maintien du *track record* dans le management des projets

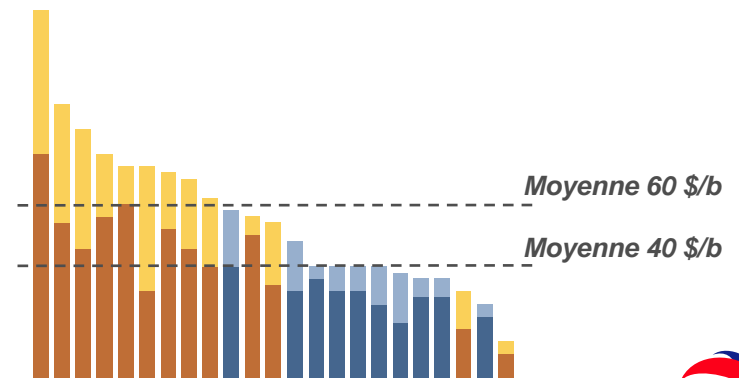
Avancement des principaux projets opérés*



TRI des projets



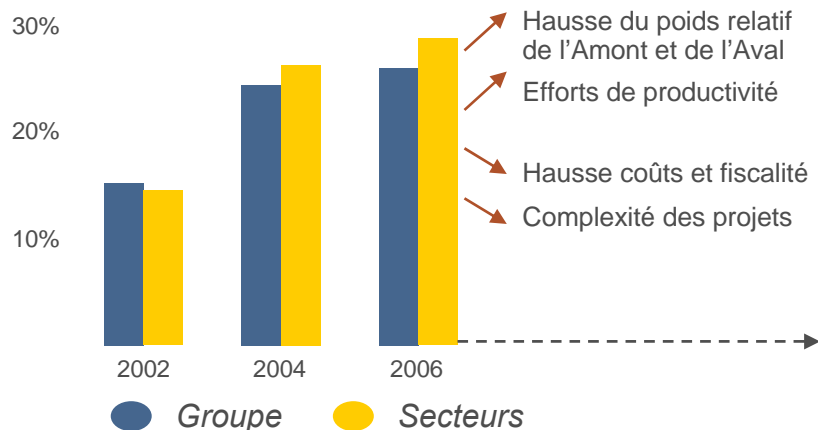
Enrichissement des projets



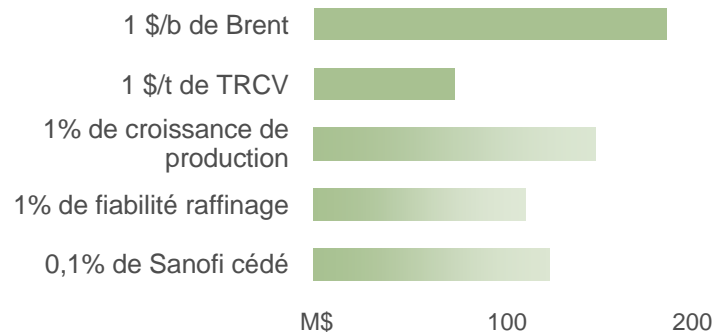
* opérés par Total ou au travers d'une société opératrice

Bénéfice des perspectives de croissance rentable sur la création de valeur

Rentabilité de Total



Contribution au cash flow net en 2007



► Perspectives de croissance des productions au niveau des meilleurs parmi les majors

- Supérieure à 5% par an en moyenne sur la période 2006-2010*
- Croissance à un rythme soutenu après 2010

► Amélioration continue des performances de l'Aval et de la Chimie

► Perspectives de prix du brut et de marges de conversion relativement élevés

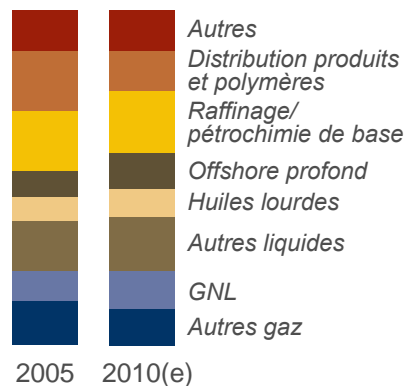
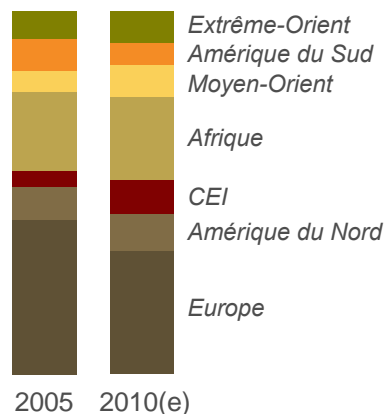
► Sanofi-Aventis : réserve de valeur de 12 G€ mobilisable progressivement et en opportunité

Poursuite d'une politique dynamique de dividende

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

Stratégie et positions bien adaptées aux nouveaux défis

Capitaux employés des secteurs*



- ▶ Priorité à la sécurité et à la préservation de l'environnement
- ▶ Continuité d'une politique de ressources humaines permettant d'avoir des équipes compétentes et expérimentées
- ▶ Qualité du portefeuille d'activités Amont
 - Coûts techniques les plus bas parmi les majors
 - Forte visibilité sur le profil de production
 - Excellente diversité géographique et technologique
 - Leadership sur les thèmes et les zones de croissance
- ▶ Succès de l'exploration avec les coûts de découverte parmi les plus bas des majors
- ▶ Amélioration continue des performances de l'Aval et de la Chimie
- ▶ *Track record* dans le management des projets
- ▶ Efforts de R&D renforcés pour élargir les options à long terme face aux défis énergétiques et environnementaux

* au 31/12

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.