

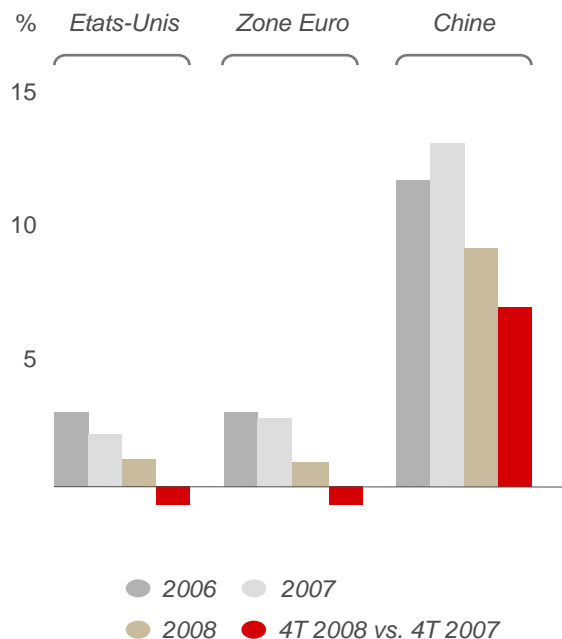
# Résultats 2008 et perspectives

---



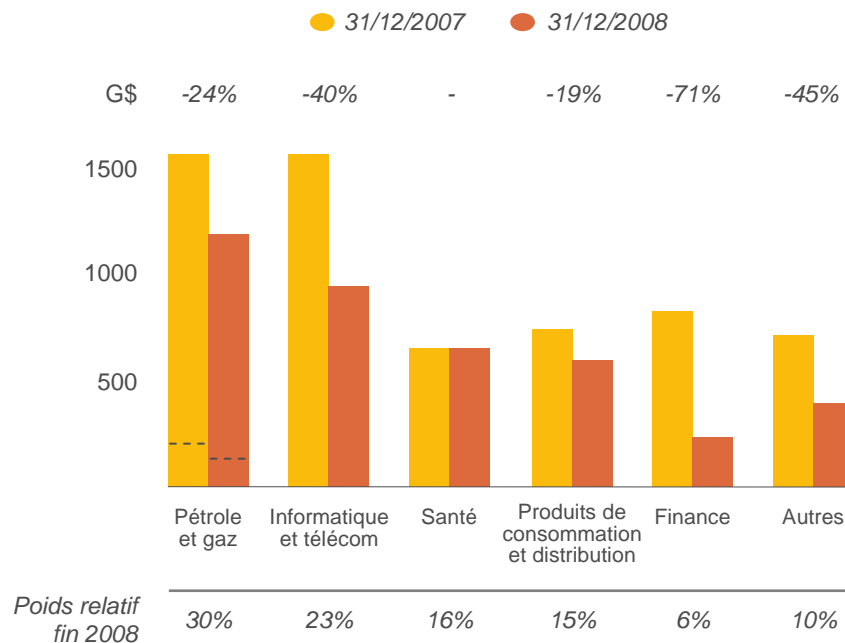
# Ralentissement brutal de l'économie mondiale depuis mi-2008

## Evolution du produit intérieur brut\*



## Performance boursière par secteur 30 premiers groupes mondiaux\*\*

(capitalisations boursières par secteur fin 2007 et fin 2008)



***Incertitudes sur les perspectives économiques***

***Importance de la solidité financière et de la continuité de la stratégie***

\* source : FMI World Economic Outlook 28 janvier 2009

\*\* source : DJ Global Titans

# Succès dans le déploiement de la stratégie de Total en 2008

Démarrage de 2 grands projets opérés



Lancement de 4 grands projets



3 extensions de licences



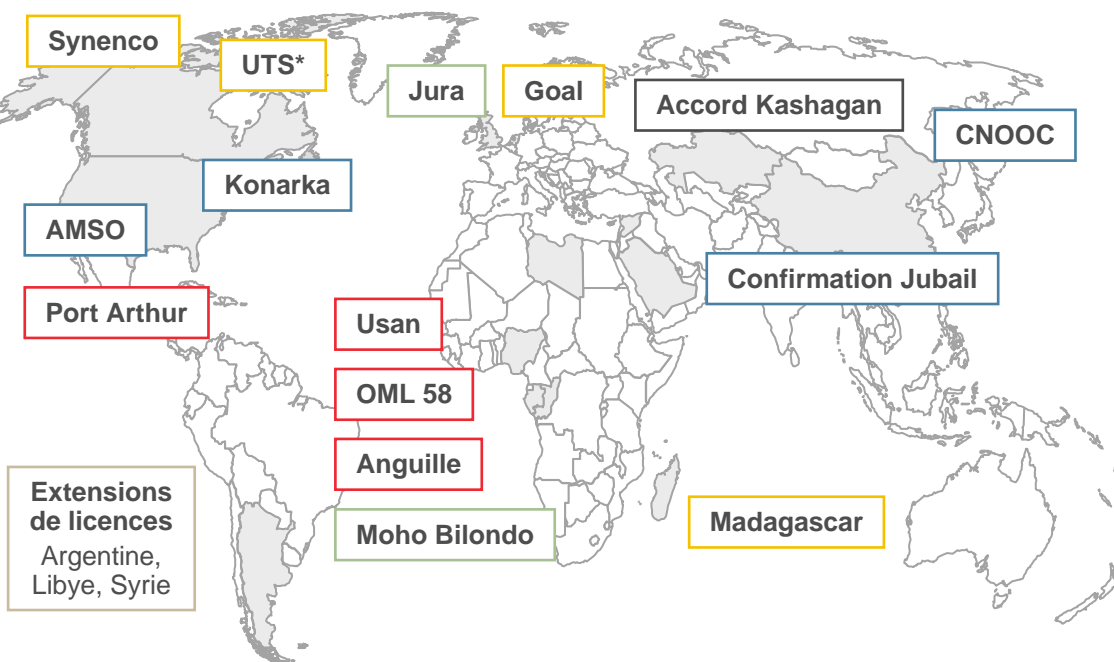
4 acquisitions ciblées



4 nouveaux partenariats long terme



## Principales avancées depuis début 2008



## Principaux résultats 2008\*\*

- > Production : 2,34 Mtep/j, -2%
- > 2,5 Gtep de potentiel de réserves apportés
- > Taux de renouvellement des réserves : 112%
- > RN ajusté : 20,5 G\$, +22%
- > ROACE des secteurs : 27,9%
- > Investissements : 18,3 G\$
- > Gearing au 31 décembre : 22,5%
- > Dividende : 2,28 €/action, +10%

\* sous réserve du succès de l'offre publique d'achat en cours sur la société UTS Energy

\*\* variations par rapport à 2007

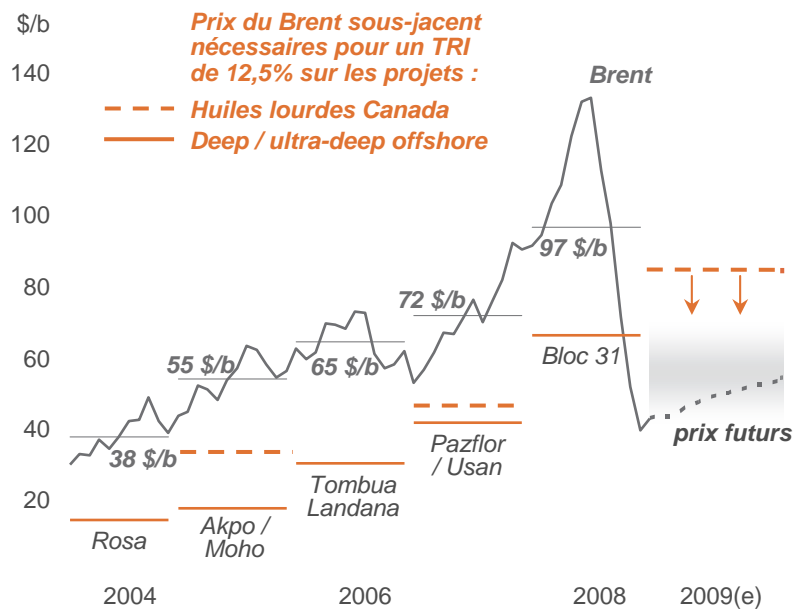
taux de renouvellement des réserves hors acquisitions et cessions

investissements en 2008 y compris acquisitions et investissements nets dans les sociétés mises en équivalence et non consolidées

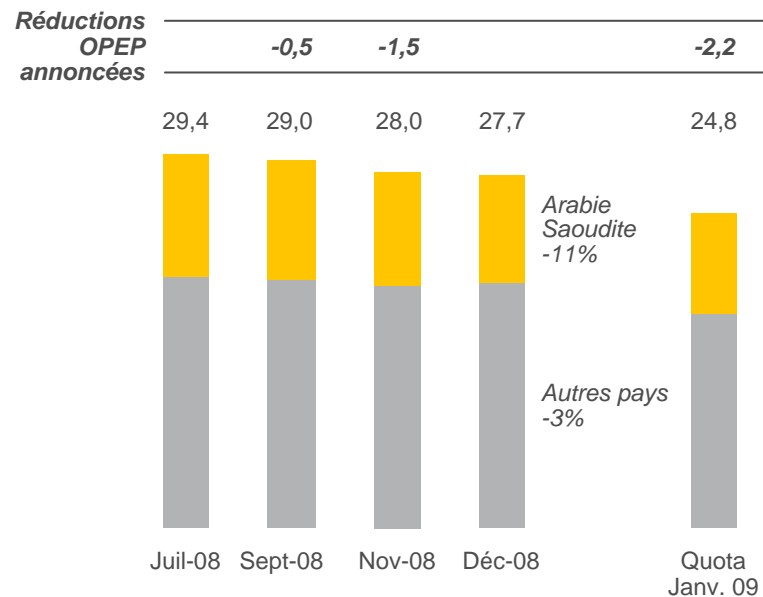
dividende au titre de 2008 sous réserve de l'approbation par l'Assemblée Générale du 15 mai 2009

# Un environnement court terme marqué par la dégradation des perspectives économiques

Evolution du prix du Brent par rapport aux coûts marginaux de développement\*



Production de pétrole de l'OPEP (Mb/j)\*\*



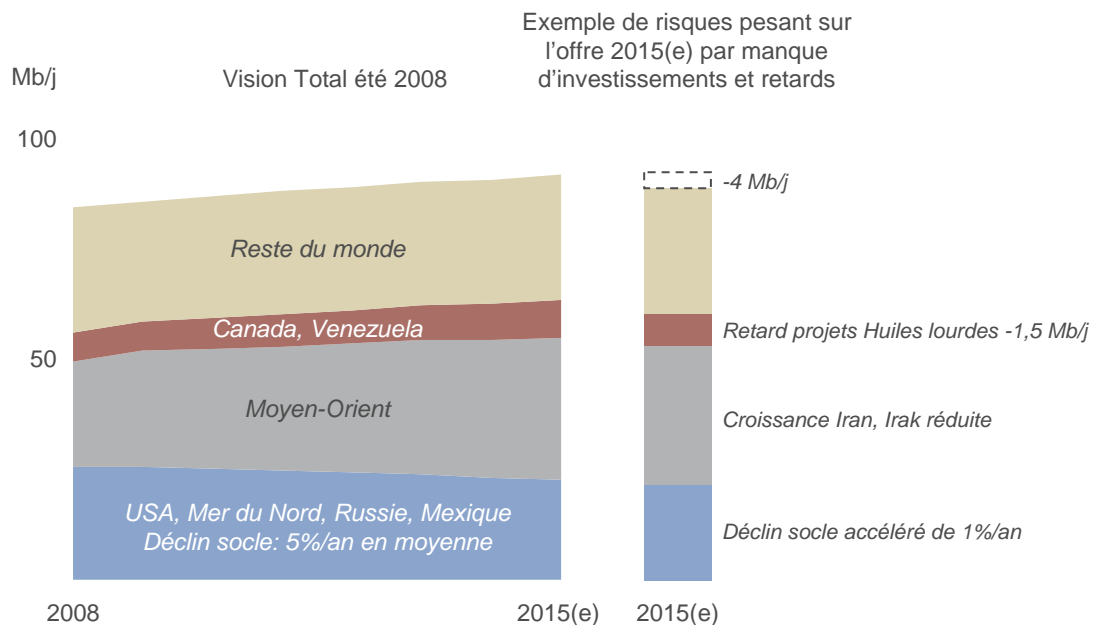
**Forte baisse de la demande depuis l'été 2008**  
**Volonté de l'OPEP d'ajuster l'offre au niveau de la demande**

\* TRI courant ; prix futurs au 3 février 2009

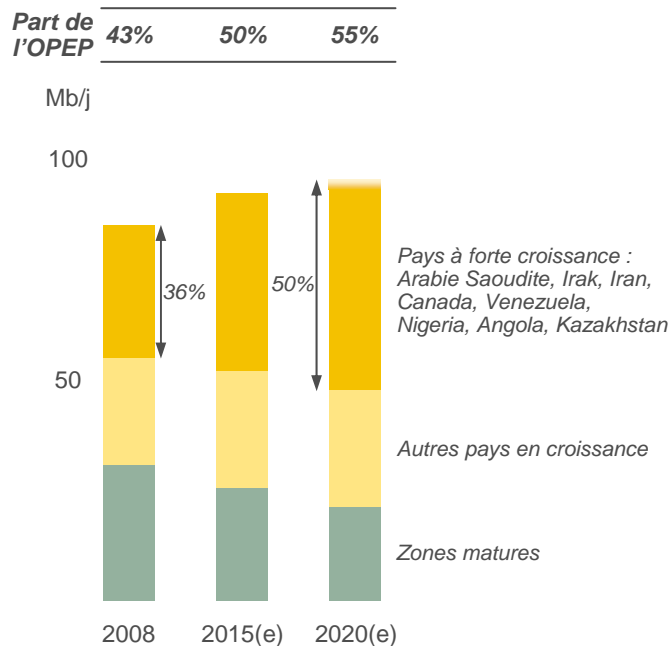
\*\* hors Irak et Indonésie

# Accentuation des risques pesant sur les capacités de production de pétrole à long terme

Production mondiale de pétrole



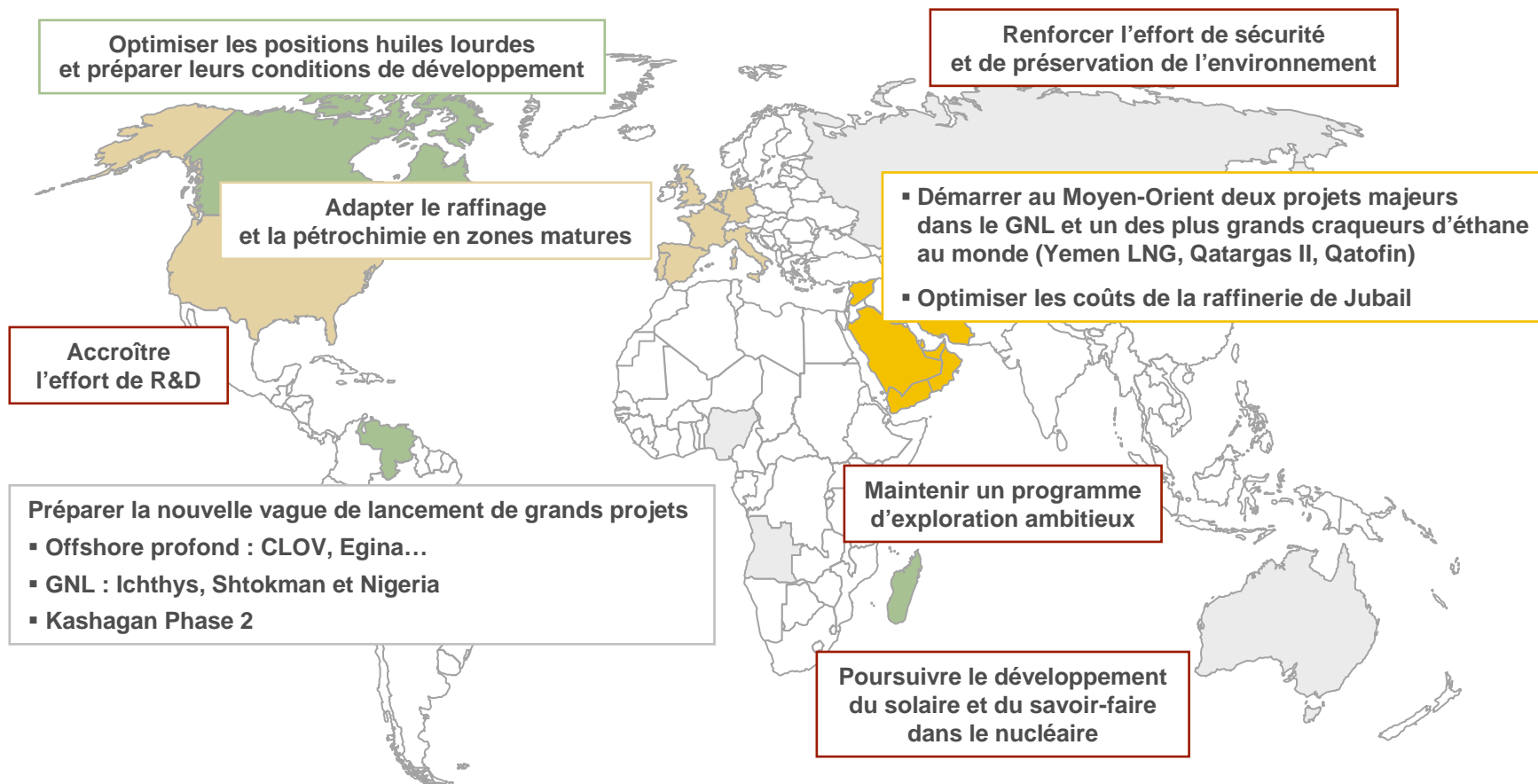
Production mondiale de pétrole



**Capacité d'investissement des pétroliers indépendants et de certaines NOCs fortement limitée par l'environnement actuel**

**Malgré l'impact de la crise économique, la demande devrait rester contrainte par l'offre à long terme**

# Poursuivre le développement de Total malgré un environnement dégradé



***Priorité à la sécurité et à l'environnement***  
***Réduire les coûts et saisir de nouvelles opportunités de développement et de partenariat***

# Solidité du bilan et discipline permettant en 2009 de poursuivre la création de valeur

## > Maintenir un programme d'investissement comparable à 2008 :

- Budget 2009 : 18 G\$\*
- Exploration : 1,7 G\$
- R&D : 1,1 G\$

## > Mettre en place de nouveaux plans de réduction de coûts dans toutes les branches

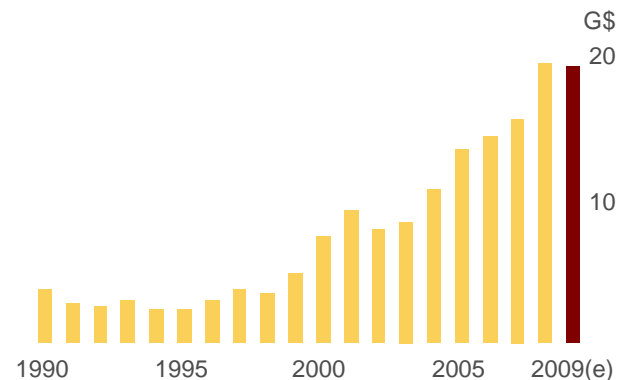
## > Maintenir les coûts techniques au meilleur niveau parmi les majors

## > Objectif de ratio d'endettement entre 25 et 30%

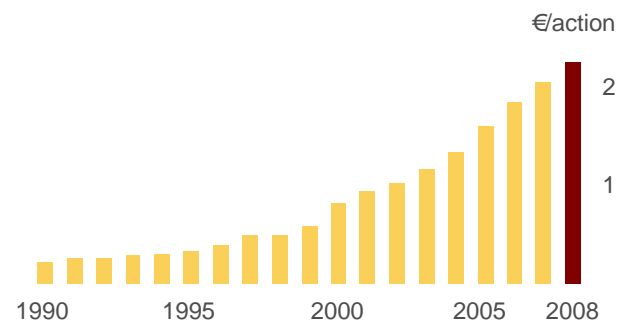
## > Réussir la mise en production des nouveaux grands projets et poursuivre l'effort de fiabilité

***Maintien d'un programme d'investissement soutenu et de la politique de dividende même dans un environnement dégradé***

Capex\*\*



Dividende\*\*\*



\* investissements y compris investissements nets dans les sociétés mises en équivalence et non consolidées hors acquisitions-cessions et sur la base de 1 € = 1,30 \$ ; tient compte du budget de R&D et de la part capitalisée des dépenses d'exploration

\*\* investissements ; pour 2009 hors acquisitions

\*\*\* dividende au titre de 2008 sous réserve de l'approbation par l'Assemblée Générale du 15 mai 2009

# Résultats

# Hausse de 22% du résultat net ajusté 2008 à 20 G\$

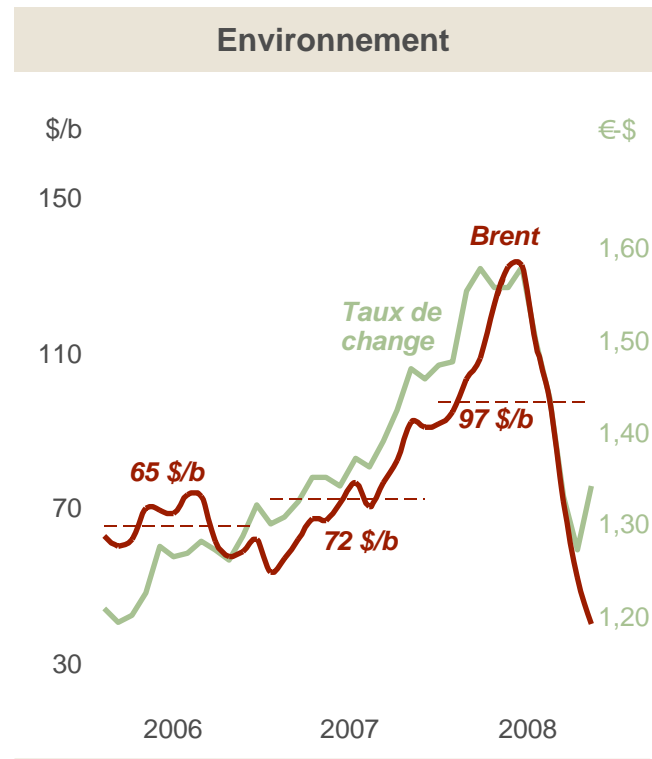
	4T08	4T07	%	2008	2007	%
Brent	55,5	88,5	-37%	97,3	72,4	+34%
Prix moyen des hydrocarbures (\$/bep)	47,1	65,7	-28%	72,1	55,2	+31%
Indicateur de marge de raffinage TRCV (\$/t)	41,4	30,1	+38%	37,8	32,5	+16%
Taux de change moyen (€-\$)	1,32	1,45	+10%	1,47	1,37	-7%

## en milliards de dollars\*

Résultat net ajusté	3,8	4,5	-16%	20,5	16,7	+22%
Résultat net ajusté par action (\$)	1,69	1,99	-15%	9,11	7,35	+24%

## en milliards d'euros

Résultat net ajusté	2,9	3,1	-8%	13,9	12,2	+14%
Résultat net ajusté par action (€)	1,29	1,37	-6%	6,20	5,37	+15%
ROACE des secteurs**	22,5%	27,9%		27,9%	26,8%	



**Impact significatif du retournement de l'environnement sur les résultats du quatrième trimestre 2008**

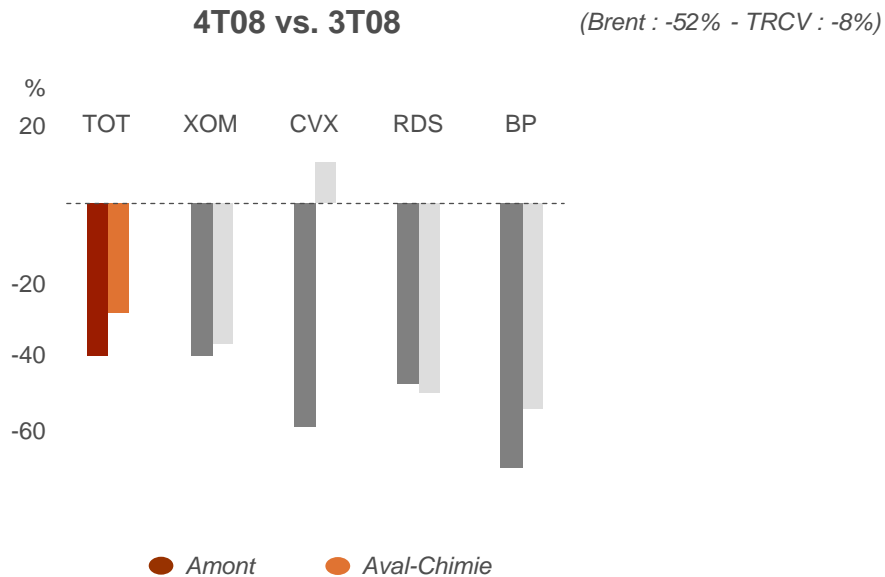
les résultats ajustés se définissent comme les résultats au coût de remplacement, hors éléments non-récurrents et hors quote-part pour Total des amortissements des immobilisations incorporelles liés à la fusion Sanofi-Aventis

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

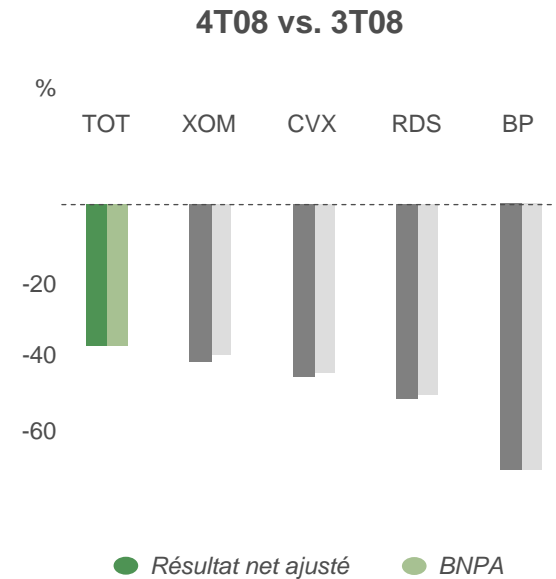
\*\* pour les trimestres, ROACE trimestriel annualisé

# Bonne résistance des résultats du Groupe au quatrième trimestre

## Evolution des résultats opérationnels nets ajustés des secteurs des majors



## Evolution des résultats nets ajustés des majors

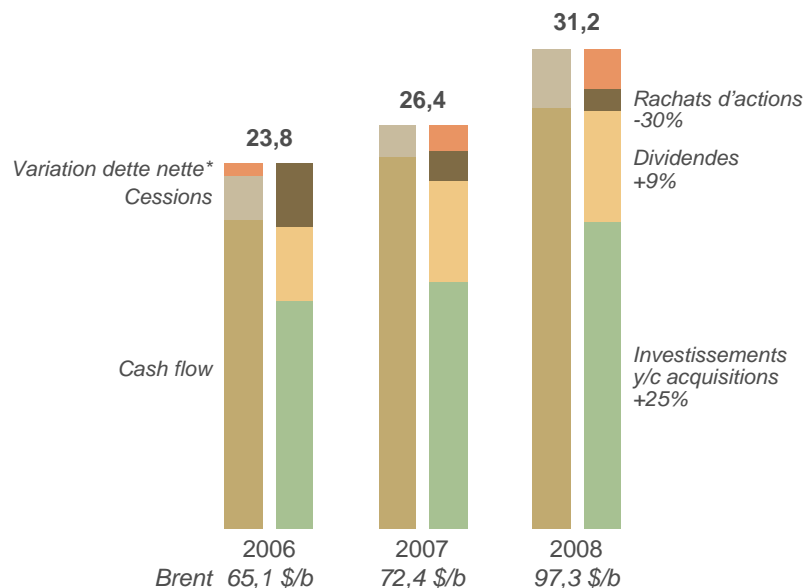


**Portefeuille d'actifs de qualité délivrant une bonne performance relative**

résultats ajustés exprimés en dollars ; estimations pour les autres majors sur la base des données publiques

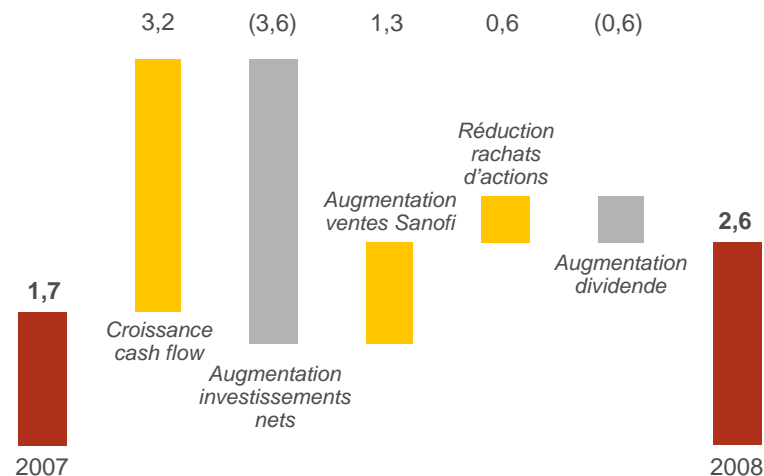
# Allocation du cash adaptée à la poursuite de la stratégie de croissance

Allocation du cash (G\$)



Cash flow net disponible (G\$)

(après dividende et rachats d'actions)



> Investissements nets en hausse de 17%

> Retour à l'actionnaire privilégiant le dividende

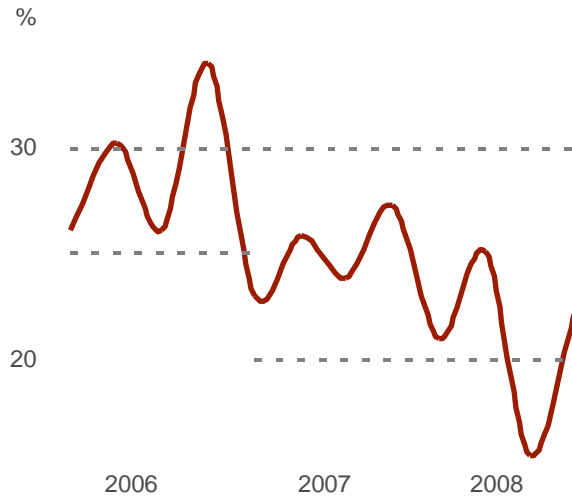
**Dividende payé en 2008 de 7,2 G\$ en hausse de 9%**  
**Réduction de la dette nette de plus de 2 G\$**

\* y compris effets de change

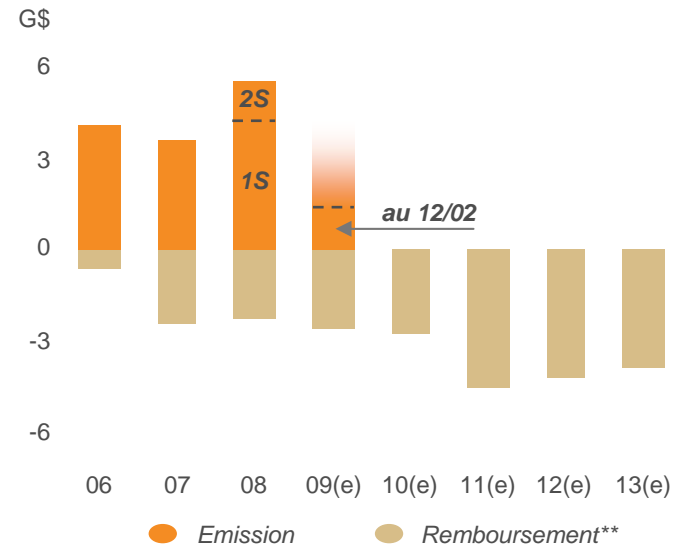


# Bilan solide et importante flexibilité financière

Ratio dette nette / fonds propres



Echéancier de la dette obligataire de Total



- > Ratio d'endettement maintenu autour de 20-30%
- > Trésorerie de 17 G\$ à fin 2008
- > Cession progressive de la participation de 9 G\$\* dans Sanofi
- > Capacité préservée d'accès au marché à des conditions compétitives :
  - 1,3 G\$ émis en novembre 2008 à 5 ans
  - 1,3 G\$ en janvier 2009 dont 1 G\$ à 10 ans

**Nombreuses marges de manœuvre pour financer la croissance et le dividende**

\* valeur sur la base de la participation et du cours au 31 décembre 2008

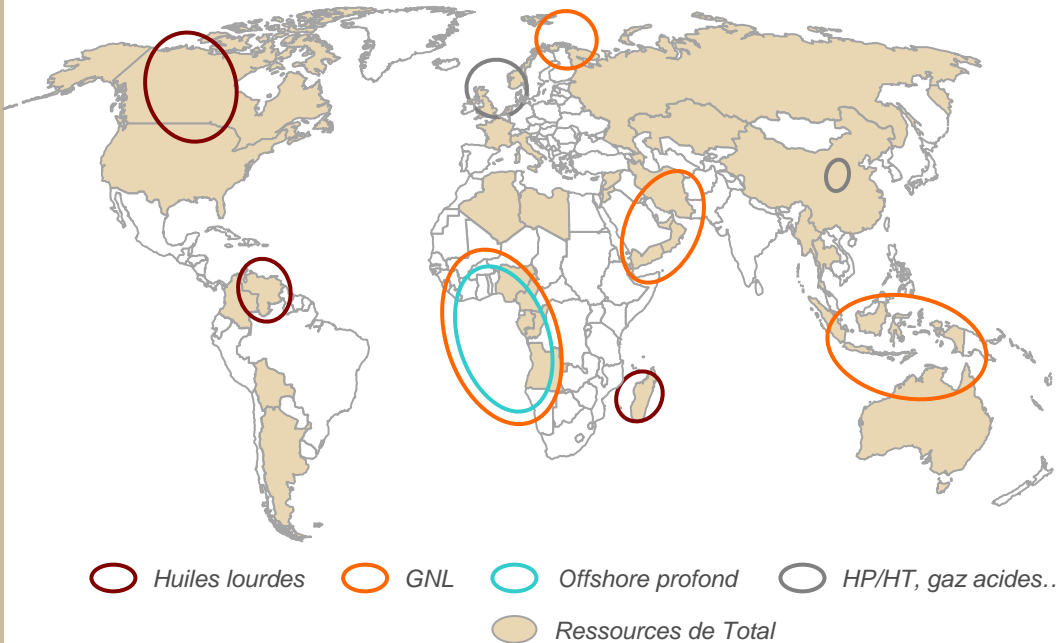
\*\* sur la base de 1 € = 1,30 \$ à partir de 2009

# Amont

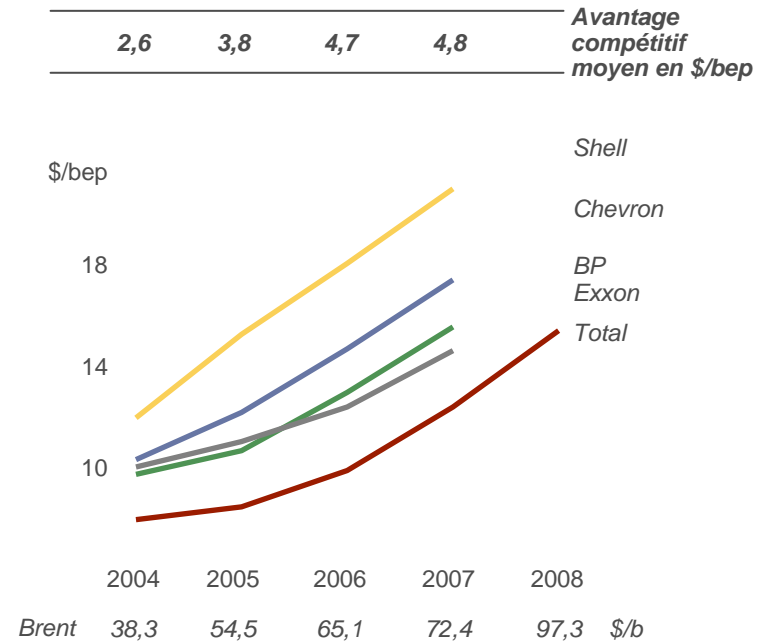
# Positionnement compétitif de l'Amont de Total

## Diversification géographique et technologique

(plus de 40 ans de ressources\* au 31/12/2008)



## Coûts techniques au meilleur niveau\*\*



**Organisation centralisée et stricte discipline**  
**Important portefeuille de projets en développement ou en préparation**

\* réserves prouvées et probables et quantités médianes potentiellement récupérables des accumulations connues (SPE - 03/07)

\*\* FAS 69 (opex, exploration en charge, amortissements), filiales consolidées, estimations d'après les données publiées pour les autres majors

# Bonne performance de l'Amont

Nombreuses avancées depuis début 2008

Accès à plus de 2 Gbep de nouvelles ressources long terme

- Madagascar, Synenco, UTS Energy\*...

Environ 800 Mbep apportés par l'exploration

- Brunei, Royaume-Uni, Libye, Nigeria, Angola, Congo, Thaïlande, Australie, Chine...

Renégociations et extensions de contrats

- Kazakhstan, Libye, Syrie, Argentine

Lancement de nouveaux projets

- Usan, Anguille, OML 58...

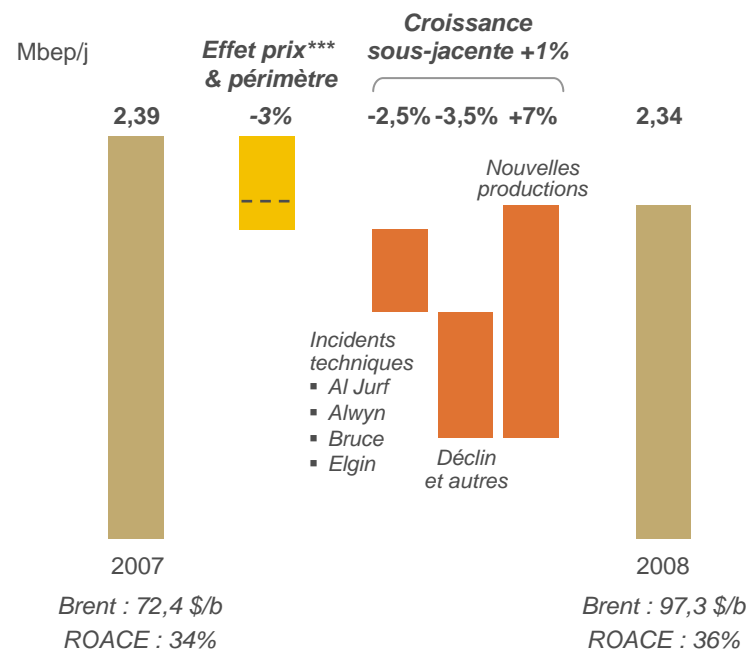
Mises en production de 100 kbep/j\*\*

- Moho Bilondo, Jura, K5F

Enrichissement du domaine minier

- Royaume-Uni, Azerbaïdjan, Golfe du Mexique, Alaska, Nigeria, Australie, Yémen, Malaisie...

Production



Résultat opérationnel net ajusté de l'Amont de 15,8 G\$ en 2008, en hausse de 30%

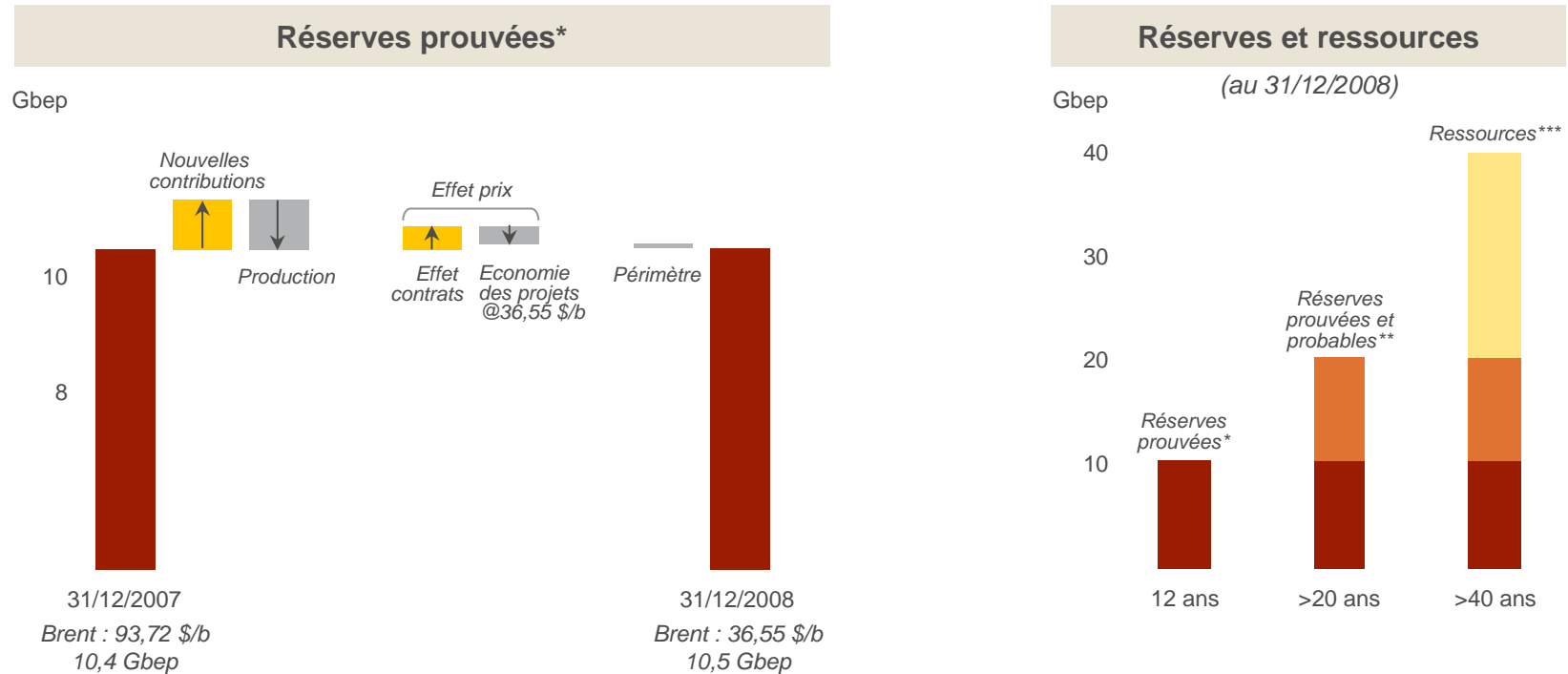
Coût d'accès moyen aux ressources inférieur à 2 \$/bep

\* sous réserve de la finalisation de l'offre publique d'achat en cours sur la société UTS Energy

\*\* droits à production en part Groupe, au plateau prévu

\*\*\* impact des variations des prix des hydrocarbures sur les droits à production

# Renouvellement des réserves en 2008



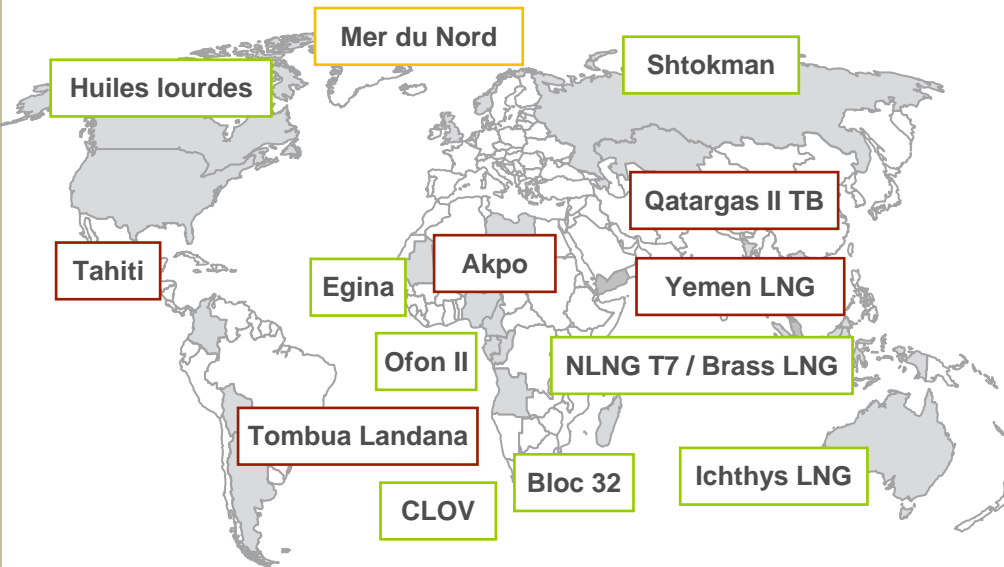
**Taux de renouvellement des réserves de 112% hors acquisitions et cessions\***  
**Maintien d'une durée de vie des réserves prouvées de 12 ans**

\* réserves des sociétés consolidées globalement (FAS 69) et quote-part de Total pour les sociétés consolidées par mise en équivalence ou non consolidées ; nouvelles contributions calculées à 93,72 \$/b ; taux de renouvellement de 101% y compris acquisitions et cessions ; taux de renouvellement de 99% dans un environnement constant de prix du baril à 93,72 \$ et hors acquisitions et cessions

\*\* en se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2008 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 60 \$/b, y compris les projets développés par techniques minières

\*\*\* réserves prouvées et probables et quantités médianes potentiellement récupérables des accumulations connues (SPE - 03/07)

# Principaux enjeux opérationnels de l'Amont en 2009



**Reussir les démarrages des cinq grands projets 2009**

- Environ 200 kbep/j en plateau en part Groupe

**Optimiser les grands projets en préparation**

- Coûts et calendrier
- Plus de 6 Gbep et de 40-50 G\$\* en part Groupe

**Accroître la fiabilité des installations**

- Impact des principaux incidents techniques de 2,5% sur la production 2008

**Maintenir un programme d'exploration ambitieux**

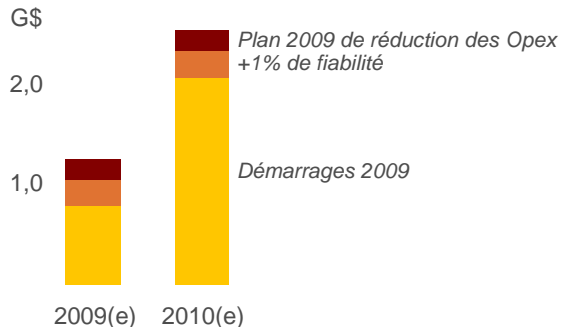
- Objectif de coût de découverte aux environs de 2-3 \$/bep

**Réduire les points morts des projets en production**

- Objectif de réduction des Opex opérés de 0,8 G\$ d'ici fin 2009\*\*\*
- Potentiel significatif de baisse des Opex non-opérés

## Impact des principaux enjeux 2009\*\*

(hors réduction des Capex des projets)



**Maintenir les investissements Amont et les coûts techniques à un niveau comparable à ceux de 2008**

**Poursuivre une importante création de valeur**

\* réserves prouvées et probables et Capex sur la durée de vie des projets

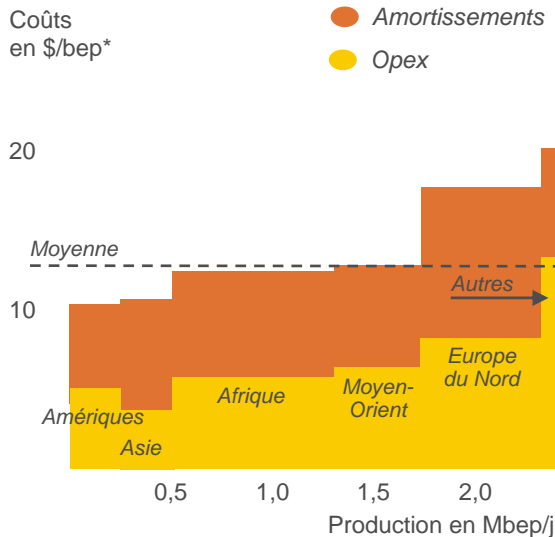
\*\* impact sur le cash flow de l'Amont ; dans un environnement à 60 \$/b

\*\*\* 100%, en année pleine et hors frais de personnel ; variation par rapport à la vision initiale

# Maîtriser les coûts de production de l'Amont

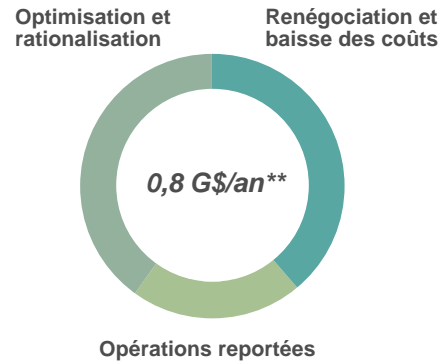
## Structure de coûts de l'Amont\*

(moyenne 2008 par zone géographique, hors exploration)



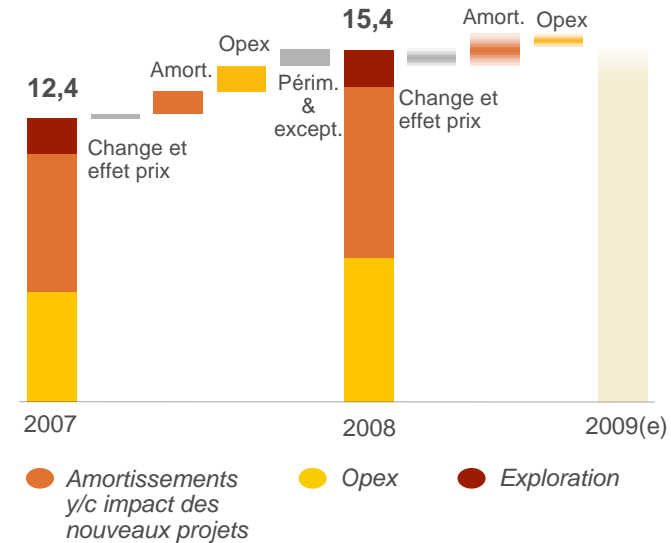
## Plan 2009 de réduction des coûts de production

(activités opérées)



## Coûts techniques\*\*\*

(en \$/bep)



**Mettre en œuvre les plans d'actions nécessaires pour réduire les points morts et capter les baisses de coûts résultant de la contraction de l'économie**

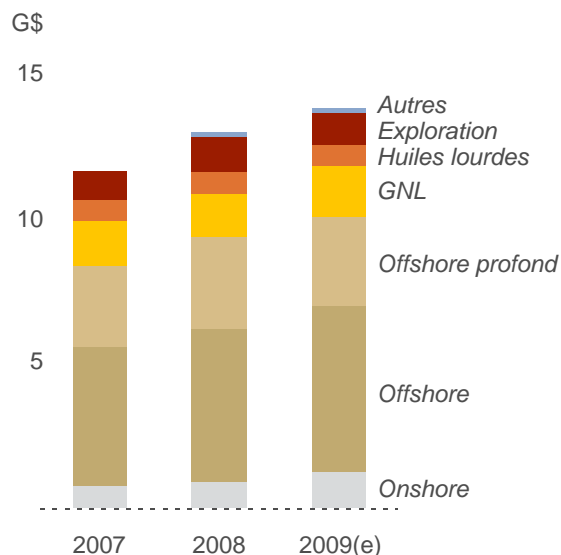
\* Opex et Amortissements de l'Amont au périmètre FAS 69 et pour les principales sociétés consolidées par mise en équivalence, hors contrats buy-back

\*\* 100%, en année pleine et hors frais de personnel ; variation par rapport à la vision initiale

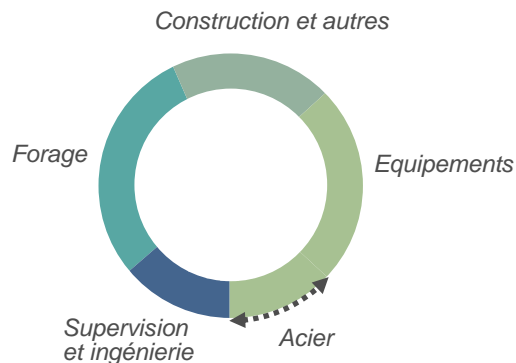
\*\*\* FAS 69, filiales consolidées ; impact des changements de périmètre 2008 y compris déconsolidation de PetroCedeño et amortissement exceptionnel de Joslyn ; 2009 dans un scénario de prix du Brent de 60 \$/b avec 1 € = 1,30 \$

# Budget d'investissement Amont de 14 G\$\* pour 2009

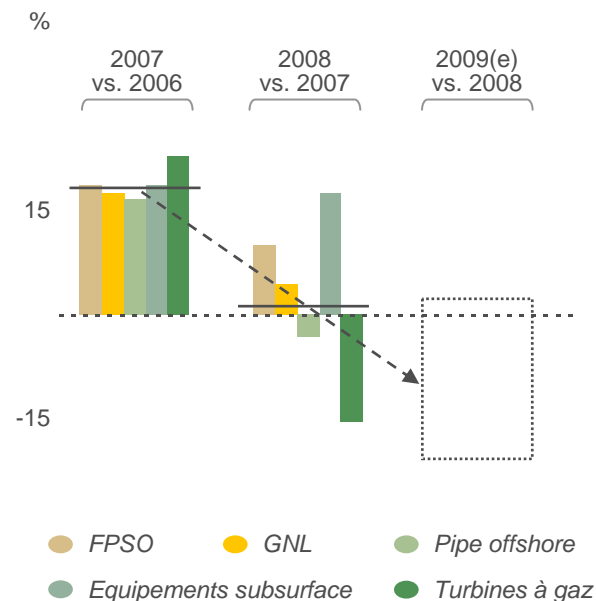
Capex Amont\*



Capex opérés\*\*



Evolution des principales composantes des Capex\*\*



**Démarche active pour faire baisser le coût des projets dans tous les segments**  
**Baisse des coûts de développement dès 2009**

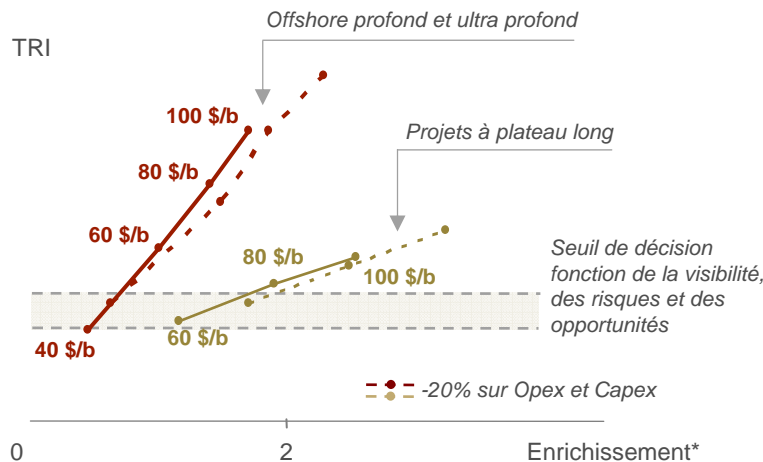
\* y compris investissements nets dans les sociétés mises en équivalence et non consolidées ;  
 pour 2009 : 1 € = 1,30 \$, hors acquisitions et cessions

\*\* estimations Total

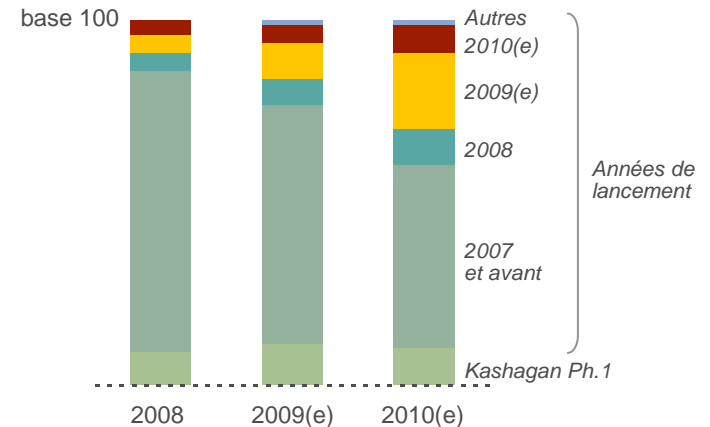
# Préparation de la nouvelle vague de grands projets



Rentabilité des principaux projets en préparation



Capex des projets Amont



> **Maintien de la discipline d'investissement**

> **Lancements des projets majeurs attendus pour fin 2009-2010(e)**

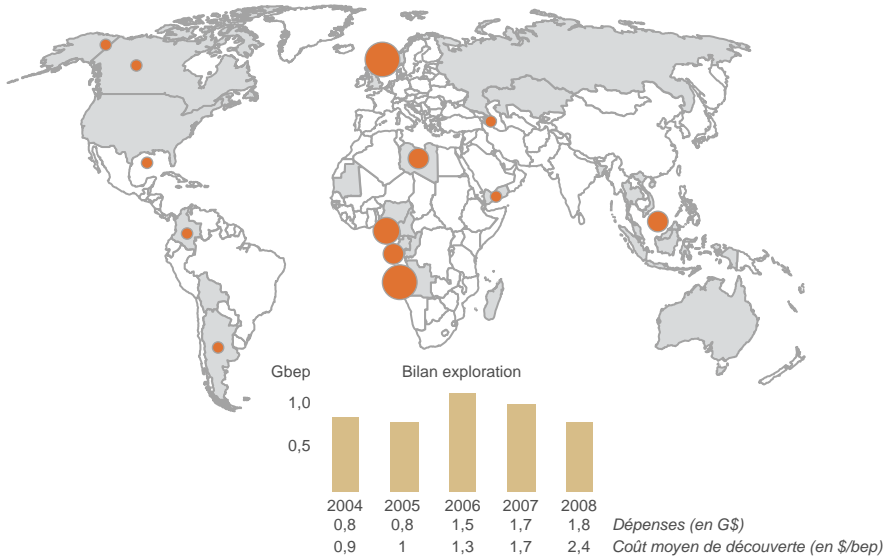
**Création de valeur des projets issus de l'exploration, même dans un environnement dégradé**  
**Marge de manœuvre importante dans les décisions de lancement**

\* cash flow net cumulé sur la durée de vie du projet divisé par les investissements de développement



# Budget d'exploration de 1,7 G\$ en 2009

## Puits d'exploration prévus en 2009

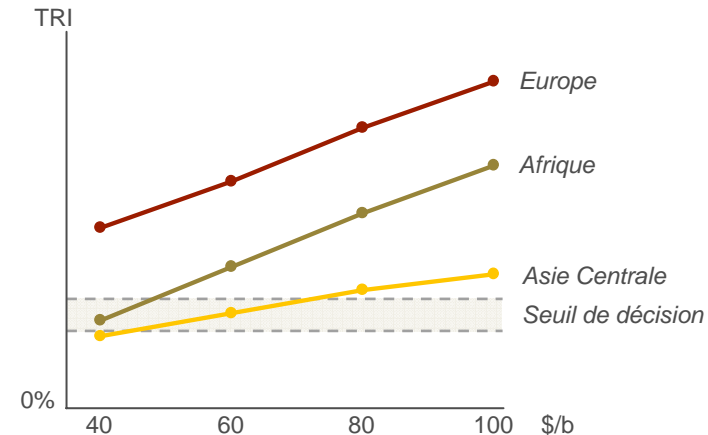


## Rentabilité moyenne des nouveaux projets issus de l'exploration

- Jura
- Kessog
- Laggan/Tormore
- West Franklin...

- Pazflor
- CLOV
- Usan
- Egina
- Ima...

- Kashagan
- Shah Deniz...



➤ **Maintien d'un budget d'exploration comparable à celui de 2008**

➤ **Forte sélectivité des prospects**

- Programme d'exploration revu quatre fois dans l'année
- Priorité aux prospects de grande taille ainsi qu'à ceux permettant de prouver de nouvelles thématiques

➤ **Coûts de la sismique en retrait et baisse attendue des coûts des appareils de forage**

➤ **Simplification des programmes d'exploration**

- Trajectoires des puits
- Programmes d'acquisition de données

**Explorer en priorité les grands bassins prolifiques**  
**Maintenir un coût d'exploration aux alentours de 2-3 \$/bep**

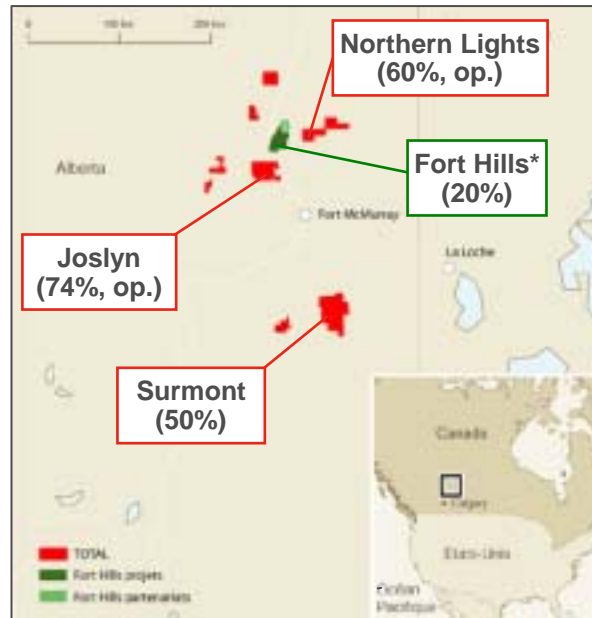
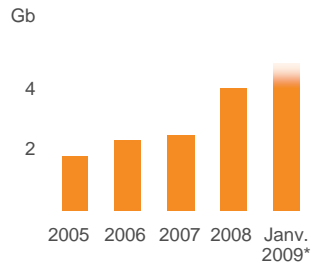
# Consolidation du portefeuille huiles lourdes

> Canada : acquisition de Synenco en 2008 et offre d'achat pour l'acquisition de UTS\* en janvier 2009

- 1,5 Gb de ressources en part Total\*

Ressources huiles lourdes de Total

(fin de période)



> Réévaluation des coûts, de la technologie, des structures et du calendrier des projets canadiens

- Joslyn, Fort Hills\*, Northern Lights
- Première phase de Fort Hills prévue pour 2013(e) avec un plateau de 160 kb/j
- Maintien du calendrier de l'upgrader

Bemolanga (60%, op.)



> Prise de position à Madagascar sur un bassin de taille mondiale

- Acquisition de 60% de Bemolanga en 2008
- 1 Gb de ressources en part Total

**Projets géants à plateau long nécessaires pour alimenter la demande mondiale d'ici 2020(e)**

**Nécessité de baisser les points morts**

**Importance de la R&D pour augmenter les taux de récupération et limiter les impacts sur l'environnement**

\* sous réserve de la finalisation de l'offre publique en cours sur la société UTS Energy ; 0,8 Gb de ressources sur les 1,5 Gb

# Cinq projets majeurs mis en production en 2009(e)

Akpo (24%)



- > Plateau : 225 kbep/j
- > 0,8 Gbep\*
- > Démarrage : 2T(e)

Yemen LNG (39,6%)



- > Plateau : 190 kbep/j
- > 1,7 Gbep\*
- > Démarrage : 2T(e)

Tahiti (17%)



- > Plateau : 125 kbep/j
- > 0,5 Gbep\*
- > Démarrage : 2T(e)

Tombua Landana (20%)



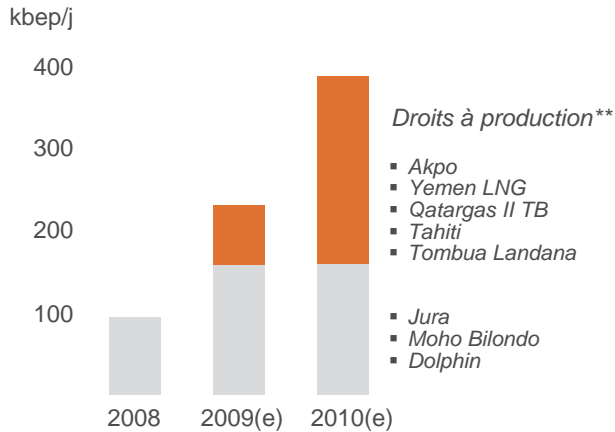
- > Plateau : 130 kbep/j
- > >0,2 Gbep\*
- > Démarrage : 2S(e)

Qatargas II TB (16,7%)



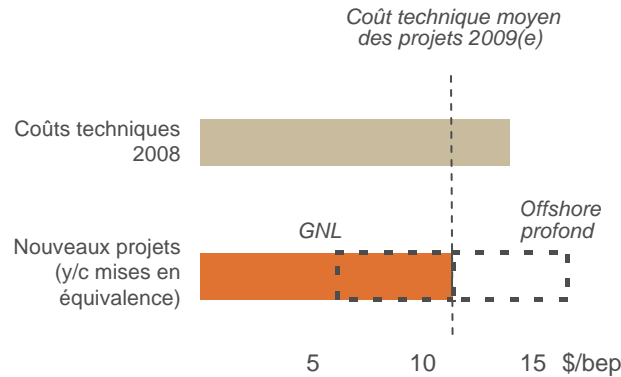
- > Plateau : 290 kbep/j
- > 2,6 Gbep\*
- > Démarrage : 2S(e)

Production des nouveaux projets

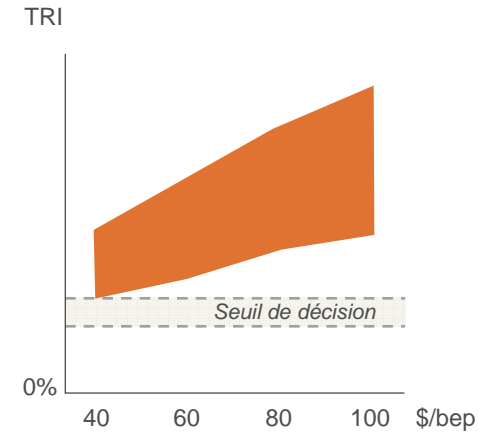


Coûts techniques\*\*\*

(hors coûts d'exploration)



Rentabilité des projets 2009(e)



**Importante contribution des nouveaux projets à la création de valeur dès 2009**

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

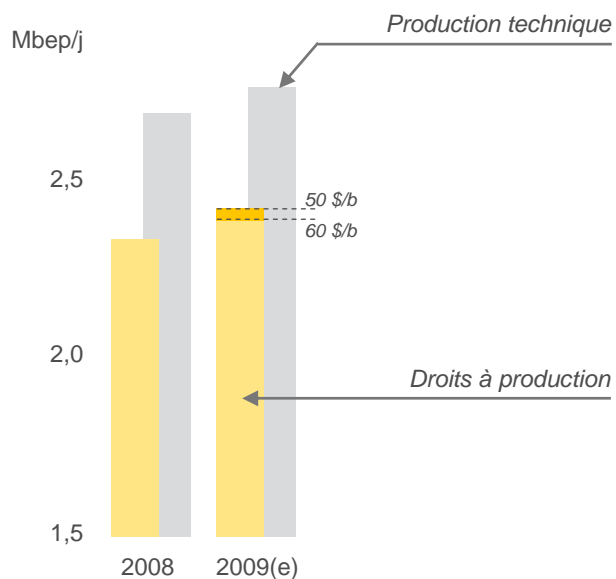
\*\* droits à production définis au sens de la norme FAS 69, y compris sociétés mises en équivalence et productions par techniques minières

\*\*\* investissements de développement et Opex sur la durée de vie du projet rapportés aux réserves prouvées et probables

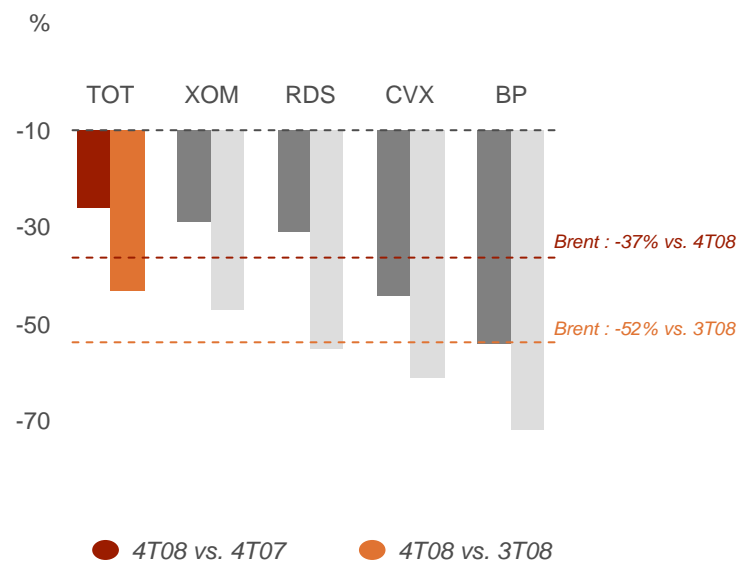
# Impact des prix des hydrocarbures sur le portefeuille Amont

## Productions\*

(hors impact des réductions OPEP en 2009)



## Résultat opérationnel net ajusté Amont par bep

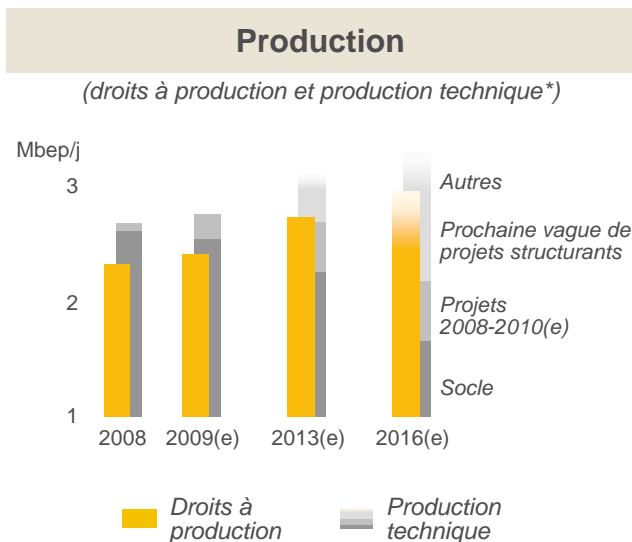


**Un tiers des productions d'huile du Groupe dans les pays OPEP à marge fixe**  
**Sensibilité des productions de 2-3 kbep/j par \$/b environ autour de 60 \$/b en 2009**

\* production technique définie comme étant la quote-part pour le Groupe des productions en tête de puits ; droits à production définis au sens de la norme FAS 69, y compris sociétés mises en équivalence et productions par techniques minières

\*\* résultats ajustés exprimés en dollars ; estimations pour les autres majors sur la base des données publiques

# Nombreux projets pour soutenir la croissance des productions sur le long terme



- Taux de déclin naturel d'environ 4% par an en moyenne(e)
- Consolidation des actifs canadiens sans impact significatif sur la production jusqu'en 2016(e)

	Projets	Pays		Capacité (kbp/j)	Part.	Op**	Avanc.	
2013-2016(e)	Victoria	Norvège	Liquides/Gaz	Etude	40%	✓	Appr.	
	Joslyn	Canada	Huiles lourdes	100	74%	✓	Pre-FEED	
	Pars LNG	Iran	GNL	300	30%	✓	Etude	
	Shah Deniz FF	Azerbaïdjan	Gaz	475	10%		Etude	
	Kashagan Ph. 2	Kazakhstan	Liquides	850	16,8%		Etude	
	Brass LNG	Nigeria	GNL	300	17%	✓	FEED	
	Ichthys LNG	Australie	GNL	335	24%		FEED	
	NLNG T7	Nigeria	GNL	250	15%		FEED	
	Surmont Ph. 2	Canada	Huiles lourdes	90	50%		FEED	
	Shtokman Ph. 1	Russie	GNL/pipe	410	25%		FEED	
	Moho Nord	Congo	Offshore prof.	Etude	53,5%	✓	Etude	
	Bloc 32-CSE	Angola	Offshore prof.	Etude	30%	✓	Etude	
	Hild	Norvège	Liquides/Gaz	70	49%	✓	Appr.	
	Eldfisk 2	Norvège	Liquides	70	39,9%		FEED	
	Ekofisk Sud	Norvège	Liquides	60	39,9%		FEED	
	2010-2013(e)	Egina	Nigeria	Offshore prof.	200	24%	✓	FEED
CLOV		Angola	Offshore prof.	160	40%	✓	FEED	
Laggan/Tormore		RU	Liquides/Gaz	90	50%***	✓	FEED	
Kashagan Ph. 1		Kazakhstan	Liquides	300	16,8%		Dév.	
Sulige		Chine	Gaz	Etude	100%	✓	Etude	
Bongkot Sud		Thaïlande	Gaz	70	33,3%		EPC	
Angola LNG		Angola	GNL	175	13,6%		Dév.	
Tempa Rossa		Italie	Huiles lourdes	50	50%	✓	Dév.	
Usan		Nigeria	Offshore prof.	180	20%	✓	Dév.	
South Mahakam Ph. 1		Indonésie	GNL	55	50%	✓	FEED	
Pazflor		Angola	Offshore prof.	200	40%	✓	Dév.	
Anguille redev.		Gabon	Liquides	40	100%	✓	Dév.	
Ofon II		Nigeria	Liquides	100	40%	✓	Dév.	
OML 58 upgrade Ph. 1		Nigeria	Gaz/Cond.	50	40%	✓	Dév.	
2009(e)		Tyrhans	Norvège	Liquides/Gaz	70	23,2%		Dév.
		Qatargas II (TB)	Qatar	GNL	290	16,7%		Dév.
	Tombua Landana	Angola	Liquides	130	20%		Dév.	
	Tahiti	Etats-Unis	Offshore prof.	125	17%		Dév.	
	Yemen LNG	Yémen	GNL	190	39,6%	✓	Dév.	
2008	Akpo	Nigeria	Offshore prof.	225	24%	✓	Dév.	
	West Franklin	RU	Gaz	45	46,2%	✓	Prod.	
	Jura	RU	Liquides	50	100%	✓	Prod.	
	Moho Bilondo	Congo	Offshore prof.	90	53,5%	✓	Prod.	

\* Production technique définie comme étant la quote-part pour le Groupe des productions en tête de puits ; droits à production définis au sens de la norme FAS 69, y compris sociétés mises en équivalence et productions par techniques minières ; hypothèse d'un prix du brut de 50 \$/b pour 2009 et 80 \$/b au-delà

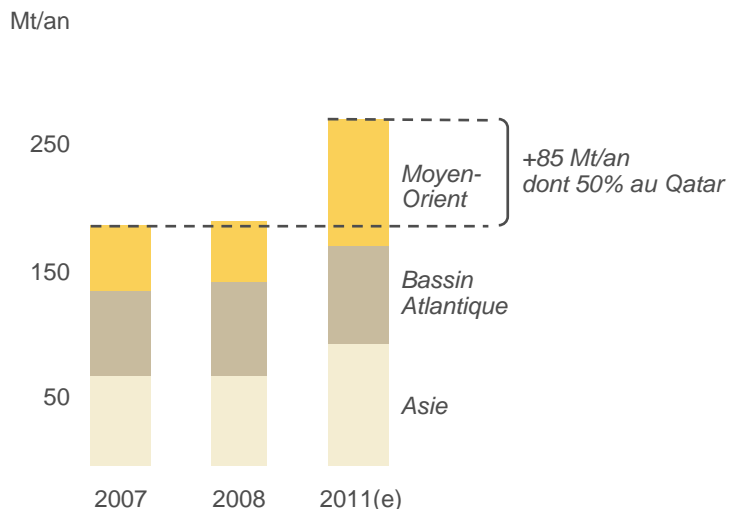
\*\* opéré par Total ou au travers d'une société opératrice

\*\*\* participation dans Tormore de 47,5%

# Amont - GNL

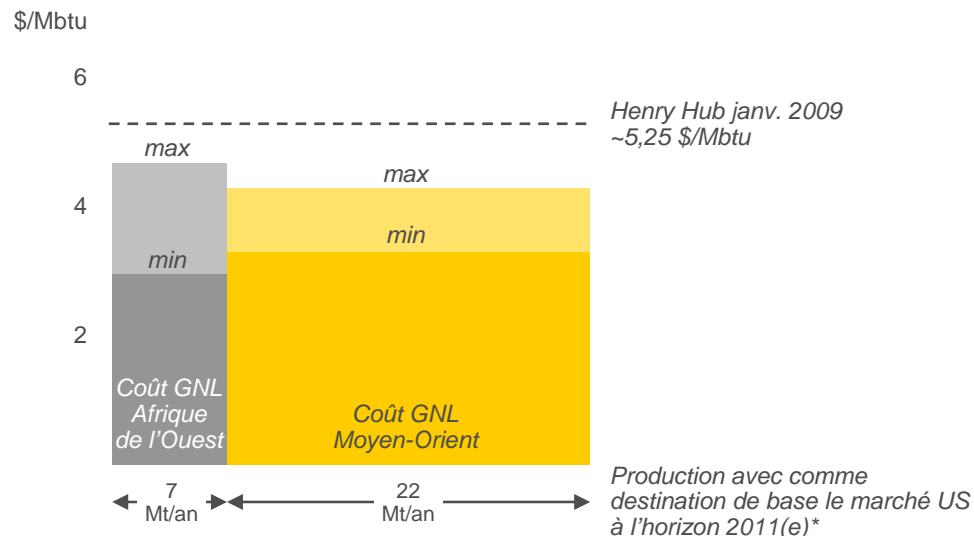
# Un marché GNL amplement approvisionné à court terme

## Capacité mondiale de production de GNL



## Economie des projets GNL

(estimation de coût complet du GNL sur le marché US)



**Marché US : débouché probable de l'offre excédentaire de GNL**

**Retour des tensions anticipé à moyen terme**

5-15 ans nécessaires pour la préparation et le démarrage de nouveaux projets

Fortes contraintes géopolitiques, environnementales et économiques

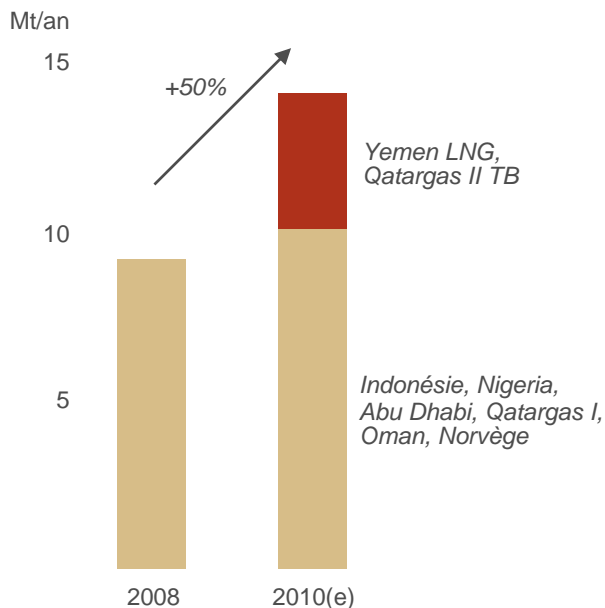
Potentiel de croissance long terme concentré au Nigeria, en Australie et en Iran

estimations Total

\* +21 Mt/an en provenance du reste des bassins atlantique et méditerranée

# Changement d'échelle du portefeuille GNL de Total d'ici 2010

## Ventes de GNL de Total\*



### Yemen LNG (39,6%)



- > Démarrage 2T09(e)
- > Capacité : 6,7 Mt/an
- > Achat par Total de 2 Mt/an

### Qatargas II TB (16,7%)



- > Démarrage 2009(e)
- > Capacité : 7,8 Mt/an
- > Achat par Total de 5,2 Mt/an

### South Hook (8,35%)



- > Démarrage 1T09(e)
- > Capacité : 15,6 Mt/an

### Fos Cavaou (30,3%)



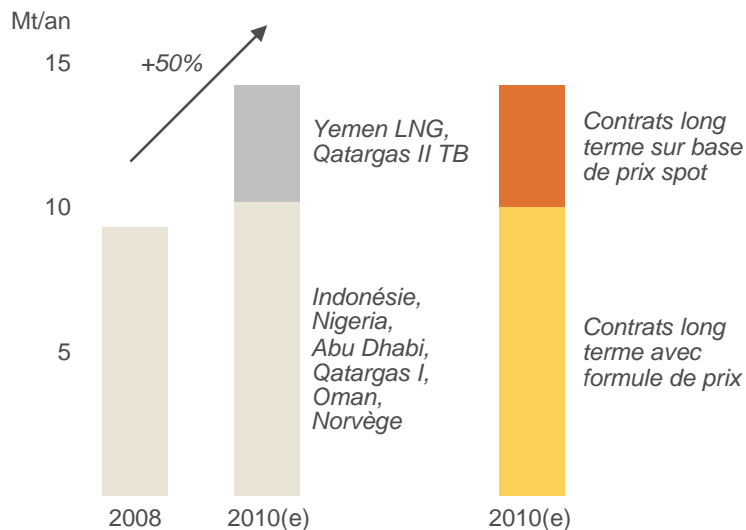
- > Démarrage été 2009(e)
- > Capacité : 6,1 Mt/an

**Augmentation de 50% des ventes de GNL de Total et triplement des achats long terme**  
**Deux projets majeurs au Moyen-Orient bien positionnés pour vendre sur tous les marchés**  
**Bénéfice des contrats d'achat long terme et des positions de trading GNL**

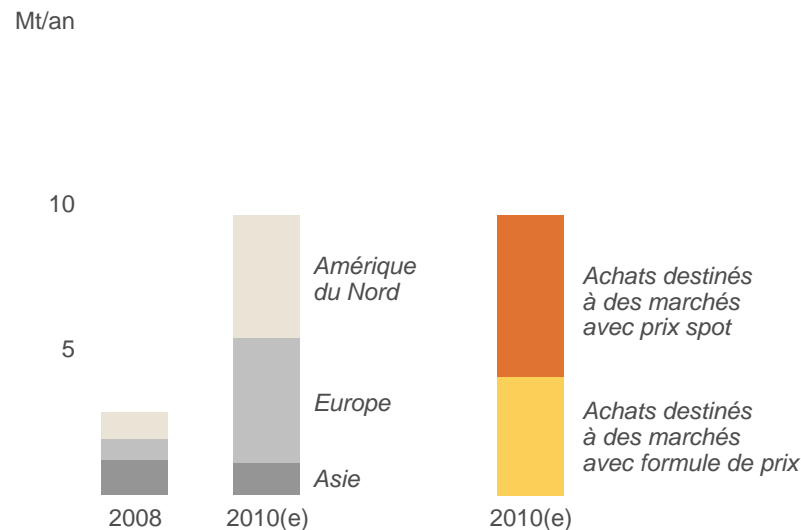
\* vente de GNL part du Groupe au travers des filiales et des participations, incluant l'équivalent des droits à production définis au sens de la norme FAS 69 pour les ventes de Bontang et hors trading

# Exposition équilibrée de Total tout au long de la chaîne du GNL

## Ventes de GNL de Total\*



## Achats de GNL de Total par destination

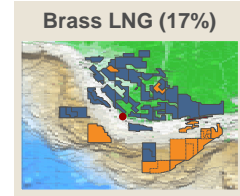
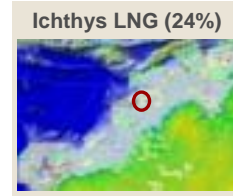


- Environ 16% de la production de Total en 2010(e)
- Démarrage d'Angola LNG (13,6%) prévu en 2012(e)
- ~60% du portefeuille d'achats à destination de marchés disposant de formules corrélées au prix spot
- Contrat de fourniture de GNL avec CNOOC à partir de 2010 (1 Mt/an)

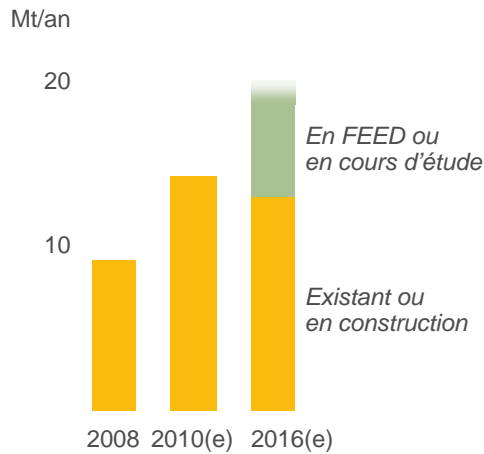
**Portefeuille robuste de projets à plateau long**

\* vente de GNL part du Groupe au travers des filiales et des participations, incluant l'équivalent des droits à production définis au sens de la norme FAS 69 pour les ventes de Bontang et hors trading

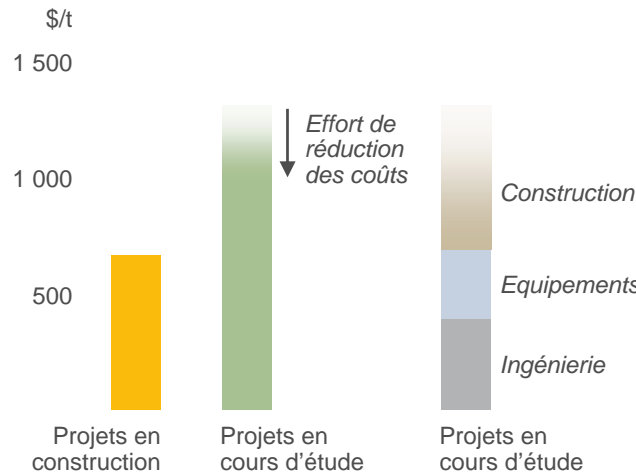
# Préparation de la prochaine vague de projets GNL



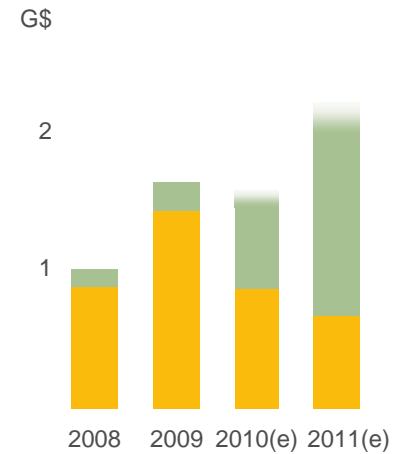
**Ventes de GNL de Total\***



**Coûts des projets GNL**



**Capex GNL (part Groupe)**



**Optimisation des coûts et des calendriers des projets GNL en cours pour tirer parti d'un environnement moins tendu à court terme**

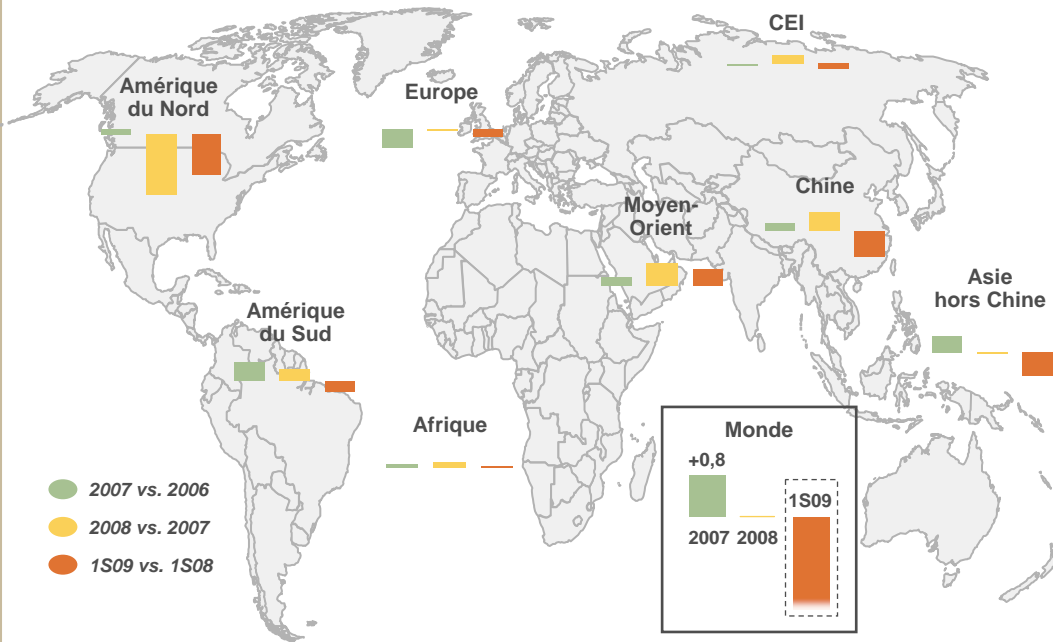
\* vente de GNL part du Groupe au travers des filiales et des participations, incluant l'équivalent des droits à production définis au sens de la norme FAS 69 pour les ventes de Bontang et hors trading

# Aval

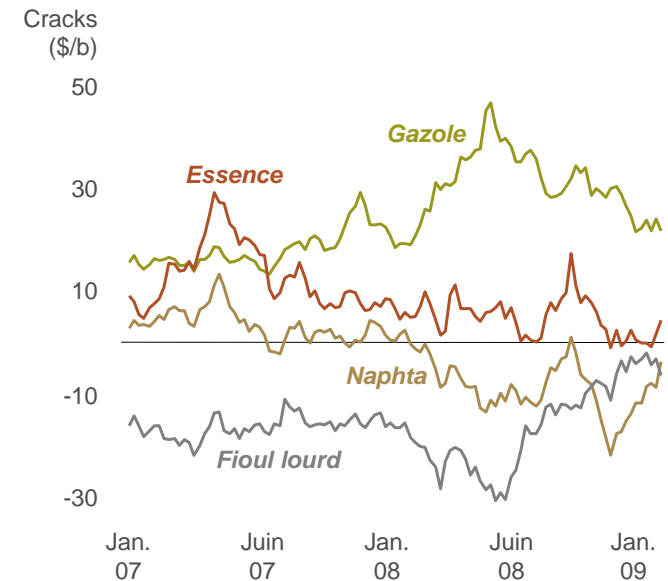
# Un environnement de l'Aval difficile à court terme

## Croissance de la demande de produits pétroliers (en Mb/j)

(estimations Total au 31 janvier 2009)



## Différentiels de cotations vs. Brent

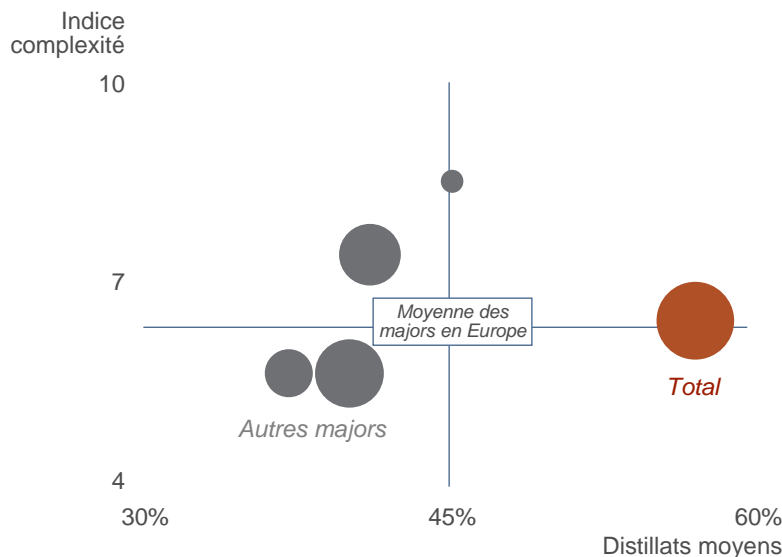


- > Conjonction à court terme d'une baisse de la demande et de mises en service de nouvelles capacités de raffinage
- > Aggravation des déséquilibres essence sur le bassin atlantique
- > Poursuite du durcissement de l'environnement règlementaire
- > Forte dégradation des différentiels de cotations essence et naphta
- > Bonne tenue des différentiels de cotations gazole et fioul lourd

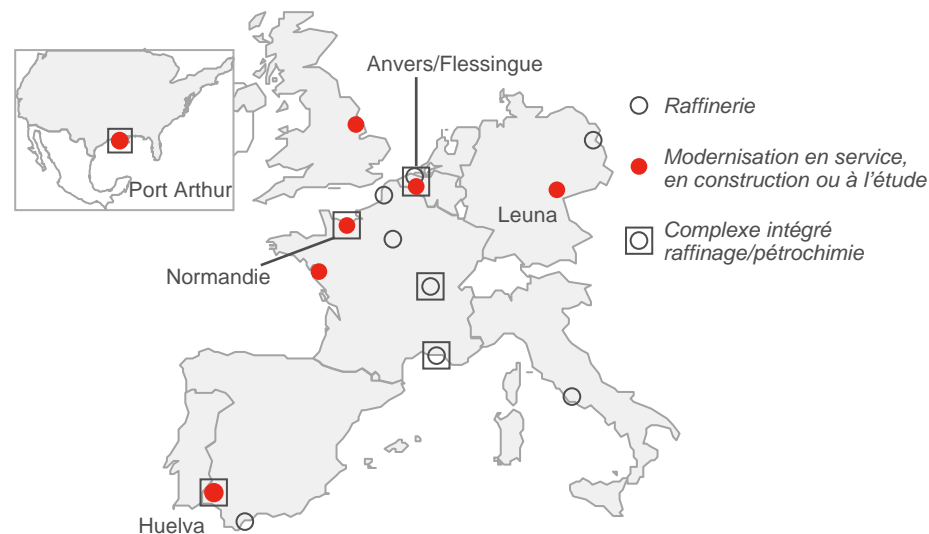
**Les décalages ou abandons de nombreux projets  
et les réductions nécessaires de capacité de raffinage dans l'OCDE  
devraient conduire à un meilleur équilibre sur le long terme**

# Adaptation du raffinage de Total dans les zones matures

## Positionnement du raffinage de Total en Europe\*



## Investissements concentrés sur les principales plateformes



- > Un outil européen bien orienté diesel
- > 3 raffineries européennes sur 11 dans le premier quartile
  - Anvers, Leuna et Flessingue, soit un tiers de la capacité de Total en Europe

- > 1,3 G\$ d'investissements en 2009(e)\*\* pour améliorer le positionnement de l'outil
  - Coker et modernisation de la raffinerie de Port Arthur
  - HDS dans les raffineries de Lindsey et Leuna

**Nécessité de réduire les excédents d'essence et de fioul lourd**  
**Continuer à maximiser la production de diesel**

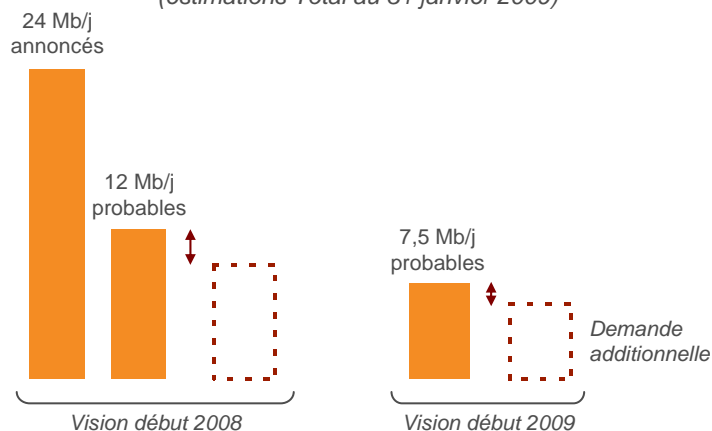
\* données publiques, raffineries européennes de Total et des autres majors, taille des bulles proportionnelle à la capacité de distillation en Europe, hors Cepsa (48,83%) et Schwedt (16,67%)

\*\* hors investissements courants et grands arrêts

# Jubail : raffinerie bien positionnée pour répondre aux besoins du marché sur le long terme

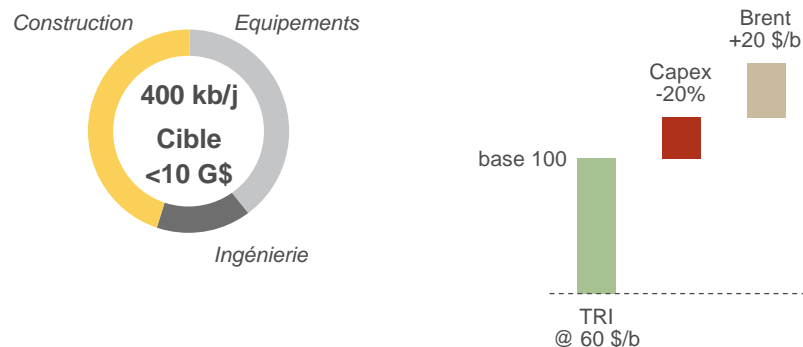
## Nouvelles capacités de raffinage 2008-2015(e)

(estimations Total au 31 janvier 2009)



## Economie du projet Jubail

(Total 37,5%, Saudi Aramco 37,5%, IPO 25%)



### > Avantages compétitifs uniques

- Partenariat stratégique avec Saudi Aramco
- Approvisionnement dédié provenant de champs géants à proximité du site
- Logistique export du port de Jubail
- Schéma très convertissant :
  - 100% brut lourd
  - 55% distillats, 20% essences, pas de fioul lourd

- > Stratégie contractuelle optimisée pour stimuler la compétition : 15 lots, 40 soumissionnaires
- > Allongement du délai de remise des offres pour bénéficier de la baisse des coûts
- > Démarrage prévu en 2013(e)

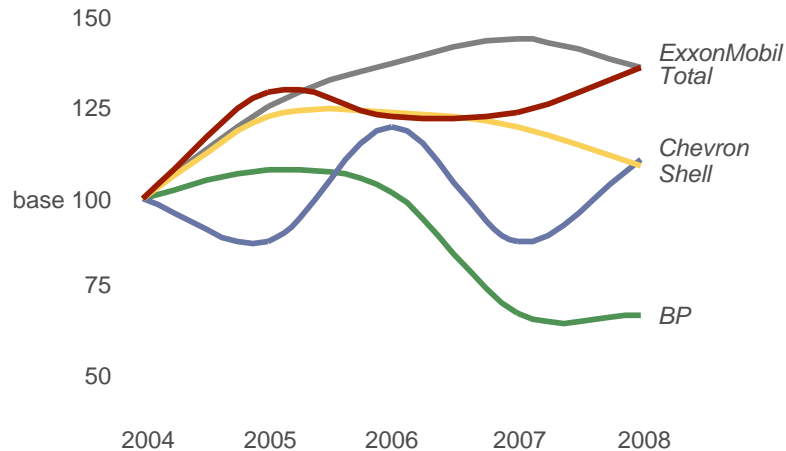
**5% de la capacité de raffinage de Total**

**Résultat opérationnel net supérieur à 300 M\$ et ROACE de plus de 15% à l'horizon 2015(e)\***

\* dans un environnement du raffinage analogue à 2008

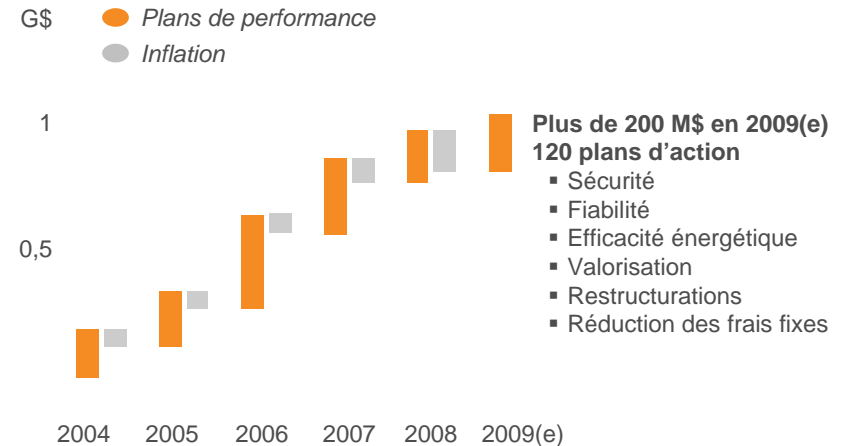
# Renforcement continu de la compétitivité de l'Aval

Résultat opérationnel net ajusté de l'Aval par baril raffiné (\$/b)\*



TRCV** (\$/t)	2004	2005	2006	2007	2008
	32,8	41,6	28,9	32,5	37,8

Impact des plans de performance sur le résultat opérationnel net de l'Aval



- Bonnes performances opérationnelles d'un raffinage bien orienté diesel
- Socle solide des résultats du marketing

- Plans de performance depuis 2004 compensant largement l'impact de l'inflation et du durcissement de l'environnement réglementaire

**Maîtrise des frais et programmes de réduction des coûts**  
**Maintenir une rentabilité à deux chiffres en 2009(e)**

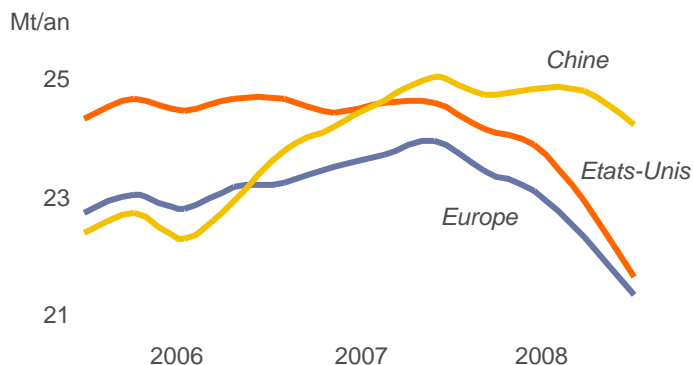
\* résultats ajustés exprimés en dollars ; estimations pour les autres majors sur la base des données publiques

\*\* indicateur de marge de raffinage en Europe

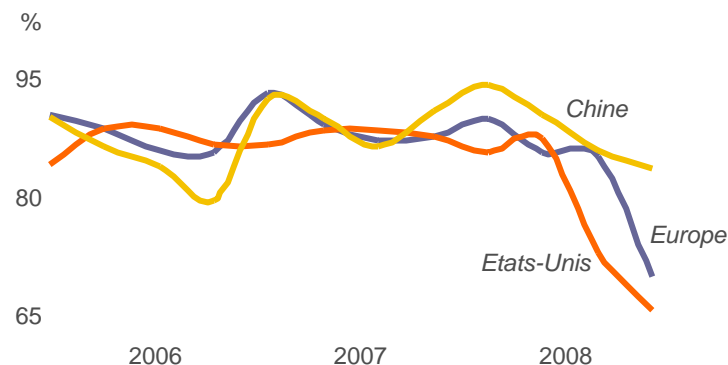
# Chimie

# Environnement de la Chimie fortement affecté par la crise économique

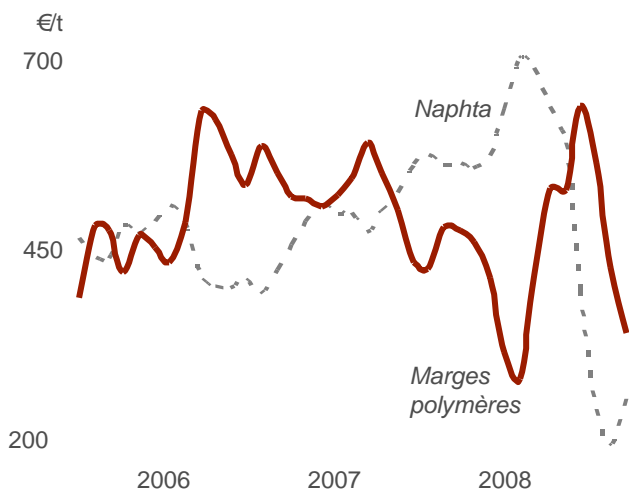
## Demande en polymères



## Taux opératoires des craqueurs



## Marges polymères en Europe

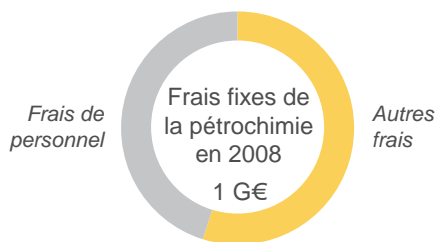


**2008, première année de baisse de la demande d'éthylène depuis 30 ans**  
**Difficultés financières des grands acteurs indépendants du secteur**  
**Impact possible sur l'offre**  
**Chimie de spécialités également affectée par la crise**

source : données publiques

# Importance des programmes de performance dans la pétrochimie

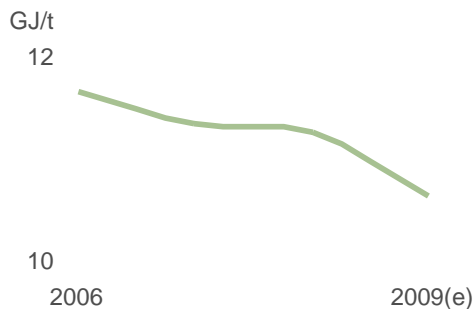
## Réduire les frais fixes Europe - Etats-Unis



Fermeture du craqueur de Carling début 2009  
-5% des frais de personnel de la pétrochimie

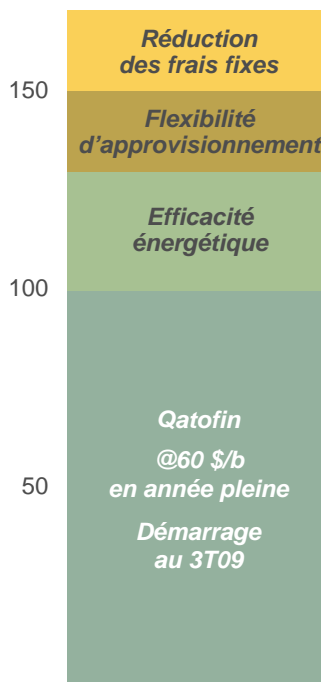
## Améliorer l'efficacité énergétique Europe - Etats-Unis

(intensité énergétique des unités pétrochimiques)

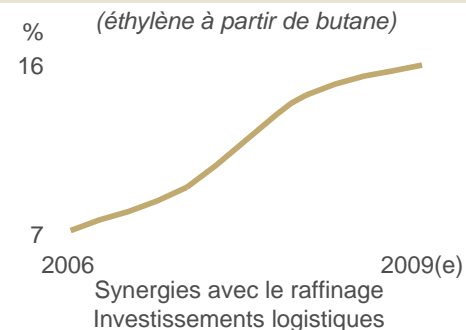


Optimisation des fours et chaudières  
Modernisation du styrène à Gonfreville

>150 M\$/an  
sur le résultat opérationnel net  
de la pétrochimie

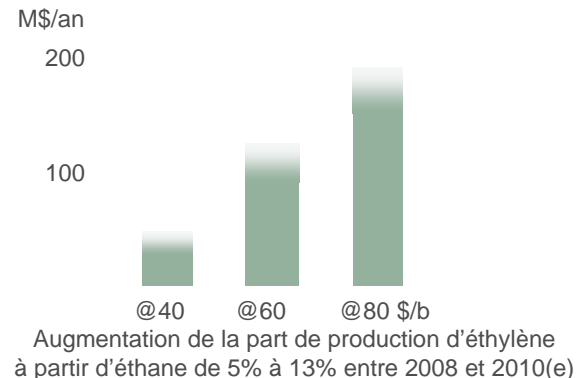


## Accroître la flexibilité d'approvisionnement Europe - Etats-Unis



## Lancer de nouveaux projets sur base éthane au Moyen-Orient

(contribution de Qatofin au résultat opérationnel net)



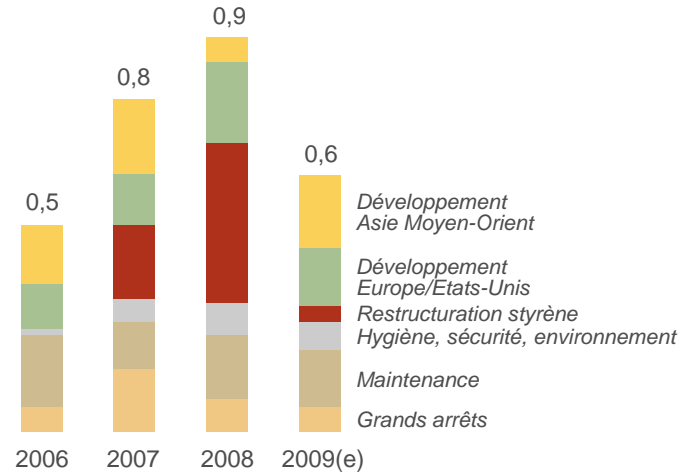
**Rentabilité attendue en 2009 néanmoins insuffisante**  
**Nécessité d'aller plus loin dans les plans de performance**

# Optimisation du portefeuille et sélectivité des investissements

## Concentration sur les principales plateformes pétrochimiques



## Investissements de la pétrochimie (G\$)



## Concentration de l'activité styrène en Europe en 2009

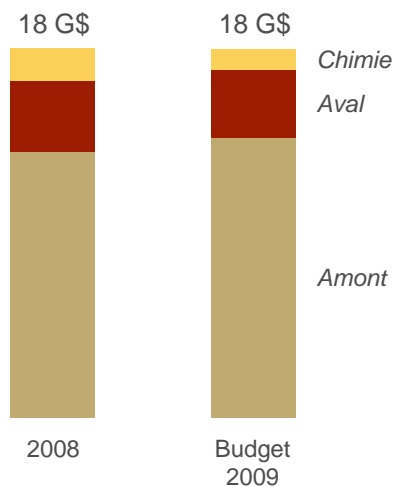
- › Fermeture du craqueur de Carling début 2009
- › Démarrage à Gonfreville d'une unité de taille mondiale (600 kt/an) offrant une capacité additionnelle de 210 kt/an
- › Capacité de production de styrène de Total : -120 kt/an

**Adaptation de la pétrochimie aux évolutions du marché dans les zones matures**  
**Développement de projets sur base éthane au Qatar et en Algérie**

# Perspectives

# Maintien du programme d'investissement

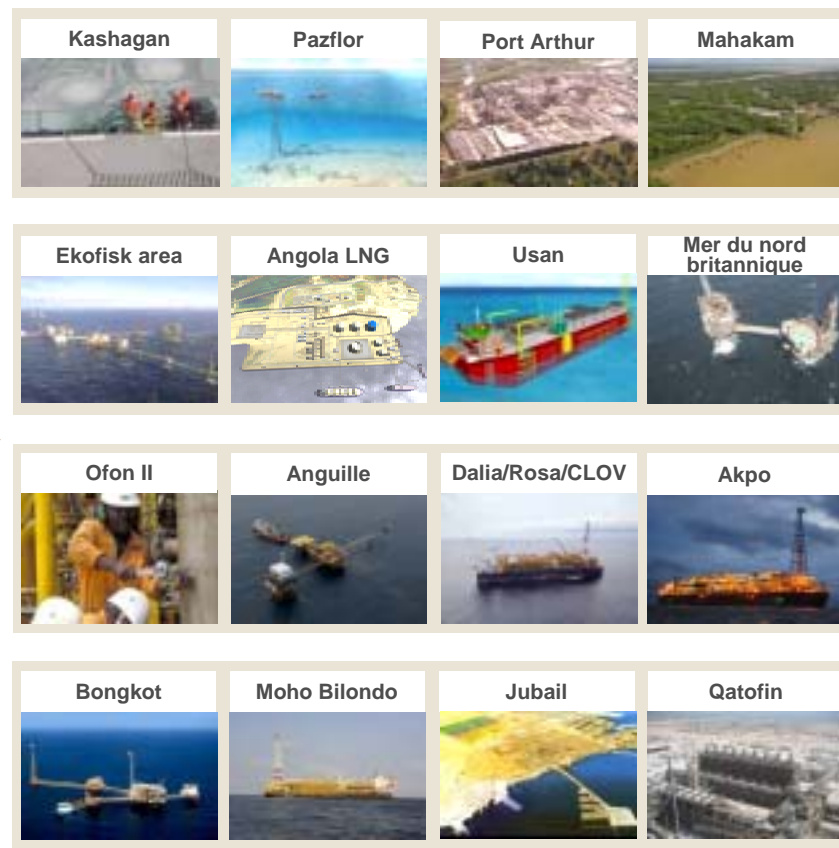
## Capex des secteurs\*



- > **Augmentation de la part de l'Amont**
- > **Opportunité de réduction du coût des projets**
  - Révision des conditions contractuelles, optimisation des schémas techniques et des calendriers
- > **Depuis début 2009, offre publique pour l'acquisition d'UTS Energy**

## Principaux investissements 2009(e)

(part Groupe)



Entre 0,5 et 1 G\$

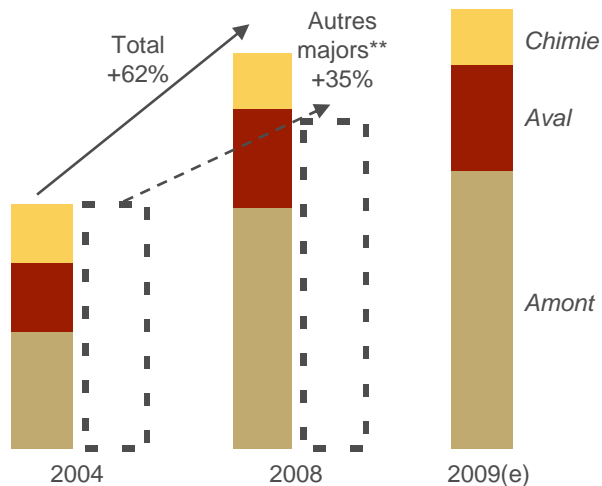
Jusqu'à 0,5 G\$

**75% des Capex dédiés à l'Amont**

\* y compris investissements nets dans les sociétés mises en équivalence et non consolidées ; pour 2009 : 1 € = 1,30 \$, hors acquisitions et cessions

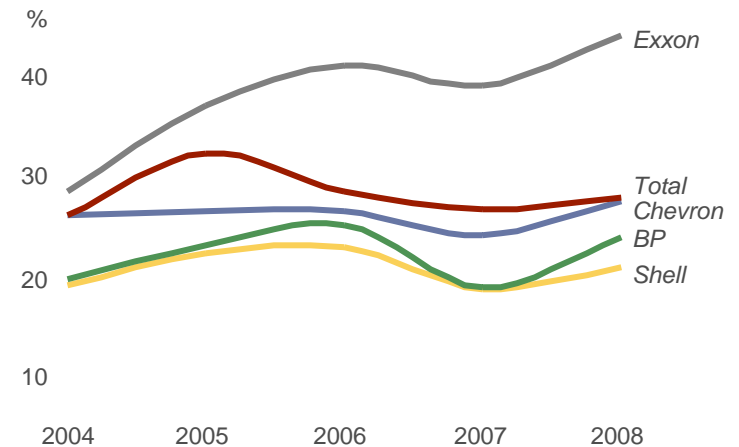
# Importante mutation du portefeuille du Groupe vers les segments à forte valeur ajoutée

Capitaux employés des secteurs\*



Rentabilité des secteurs\*\*

(ROACE)



- › Diminution de la part des capitaux employés dans la Chimie de 24% à 12% entre 2004 et 2009(e)
- › Diminution de la part des capitaux employés dans l'Aval de 28% à 24% sur la même période

- › Stricte discipline d'investissement et processus de décision centralisé
- › Maintien des coûts techniques au plus bas niveau parmi les majors

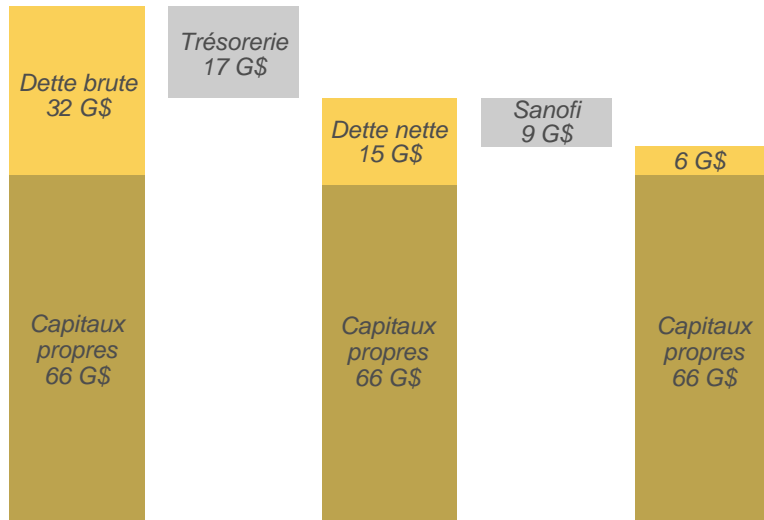
**Augmentation de la part des capitaux employés de l'Amont de 48% à 64% entre 2004 et 2009(e)**

\* au 31 décembre, au coût de remplacement

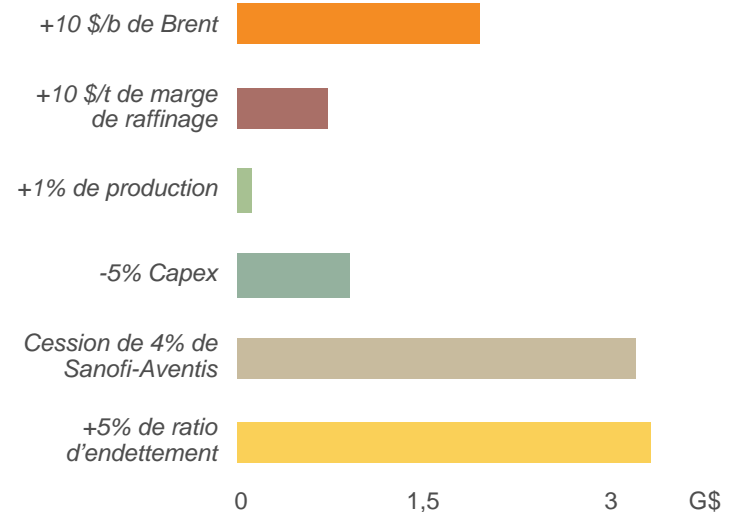
\*\* estimations pour les autres majors

# Bilan solide et importantes marges de manœuvre

## Situation financière de Total au 31 décembre 2008



## Sensibilités du cash flow net 2009(e)\*



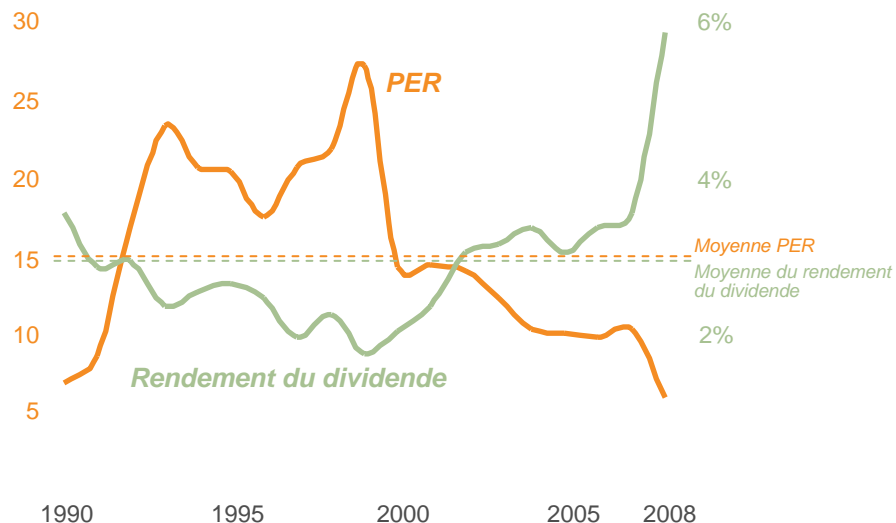
- Augmentation des capitaux propres de 60% et de la dette nette de 16% depuis fin 2004
- Ratio d'endettement de 22,5% au 31 décembre 2008

***Volonté de maintenir le programme d'investissement et la politique de dividende***

\* dans un environnement de prix du Brent autour de 60 \$/b

# Important gisement de valeur

## Rendement du dividende et PER\*



- Consistance de la stratégie
- Discipline d'investissement
- Portefeuille diversifié et bien positionné
- Rentabilité parmi les meilleures
- Bilan solide et importante flexibilité financière
- Croissance du dividende

**Proposition de dividende au titre de 2008 de 2,28 €/action, en croissance de 10%\*\***  
**Taux de distribution 2008 de 37%**

\* sur la base des cours de bourse de fin de période

\*\* sous réserve de l'approbation par l'Assemblée Générale du 15 mai 2009

# Agir en acteur responsable

## > Continuer à développer la culture de sécurité

- Amélioration du TRIR\* de 40% depuis 2004
- Mais encore trop d'accidents graves

## > Minimiser l'empreinte environnementale de nos activités

- Amélioration de l'efficacité énergétique et réduction des émissions
- Poursuite des programmes de R&D

## > Maintenir une collaboration équitable avec nos parties prenantes

- Partenariats stratégiques avec les compagnies nationales
- Intégration locale et programmes de développement socio-économiques
- Partage de la valeur avec les Etats et les sous-traitants

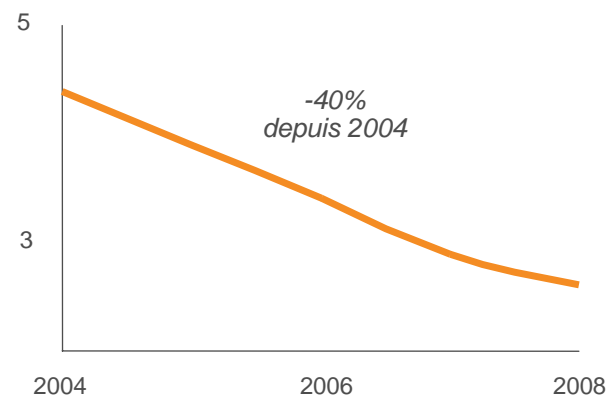
## > Conserver un niveau de recrutement élevé malgré la conjoncture

- Turnover d'environ 5% par an en moyenne

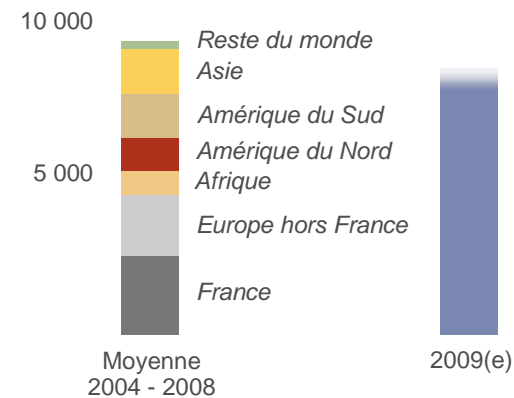
***S'appuyer sur des équipes de qualité***

## Accidents au poste de travail

TRIR\*  
Groupe + Contractés

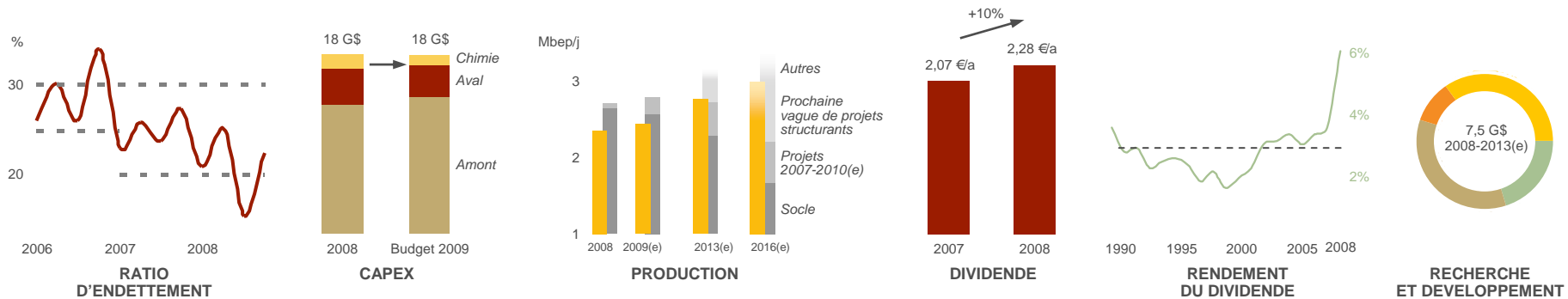


## Diversité du recrutement de Total



\* TRIR : accidents déclarés par million d'heures travaillées ; secteurs d'activité, hors chimie de spécialités

# Renforcer le modèle de croissance de Total



## S'adapter et tirer parti d'une conjoncture difficile

- > Réduction du coût des projets
- > Plans de productivité dans toutes les branches
- > Adaptation du raffinage et de la pétrochimie en Europe
- > Optimisation des positions huiles lourdes au Canada

## Poursuivre le déploiement du modèle de croissance

- > Priorité à la sécurité et au respect de l'environnement
- > Démarrage des 5 grands projets 2009
- > Préparation de la nouvelle vague de projets structurants
- > Opportunités de croissance ciblées

## Préparer le long terme

- > Maintien de l'effort d'exploration et de R&D
- > Renforcement des positions sur les grandes zones de croissance
- > Développement du solaire et du savoir-faire dans le nucléaire

***Investir à un rythme soutenu et continuer à préparer le long terme***

voir pages 10, 22, 34 et 37 pour les conditions d'application des illustrations

# Avertissement

Ce document ne constitue pas le rapport financier annuel qui fera l'objet d'une publication spécifique, conformément à l'article L.451-1-2 III du Code monétaire et financier, disponible sur le site du Groupe [www.total.com](http://www.total.com) ou sur simple demande au siège de la société.

Ce document peut contenir des objectifs concernant la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie industrielle de Total. Ces objectifs sont fondés sur des hypothèses qui peuvent s'avérer inexactes et sont dépendants 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 objectifs 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 United States 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.

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 d'assurer la comparabilité de leurs résultats avec ceux des principaux concurrents du Groupe, notamment nord-américains.

Dans la méthode du coût de remplacement, proche du LIFO (Last In, First Out), la variation de la valeur des stocks dans le compte de résultat est déterminée par référence 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 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.

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