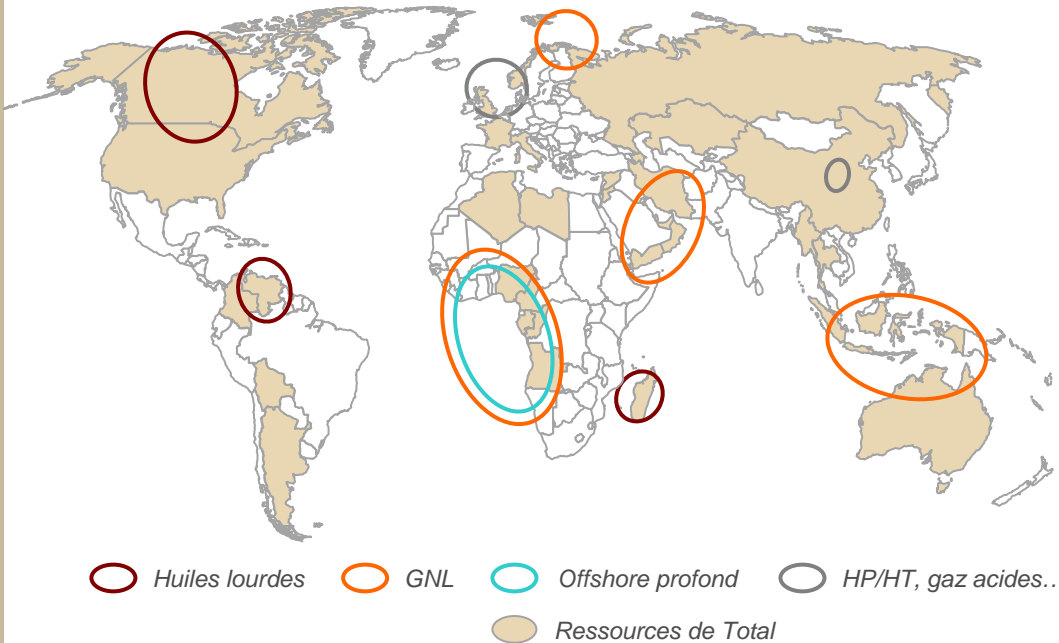


# Amont

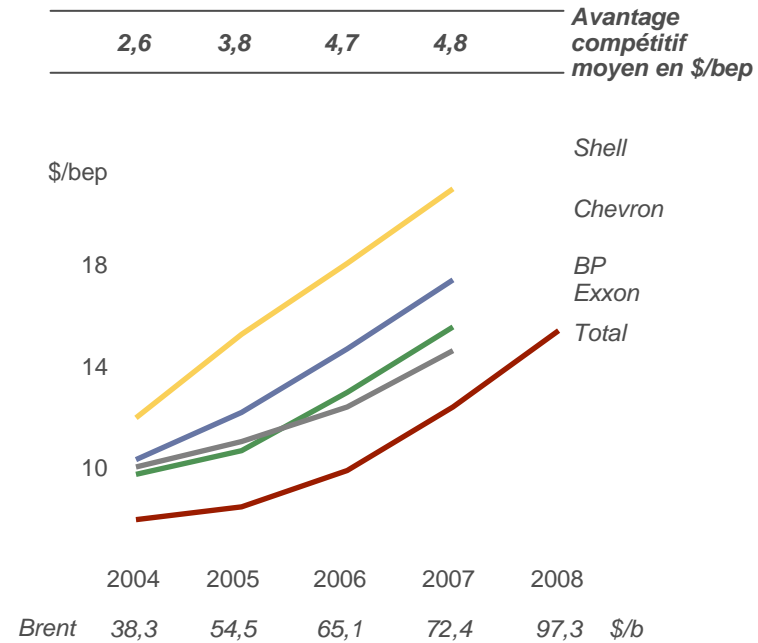
# Positionnement compétitif de l'Amont de Total

## 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...

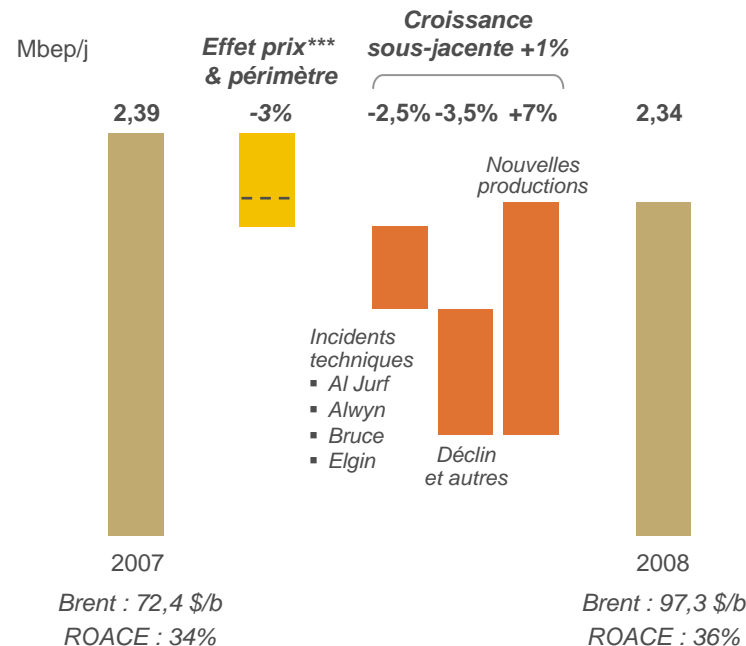
Mises en production de 100 kbep/j\*\*

- 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%

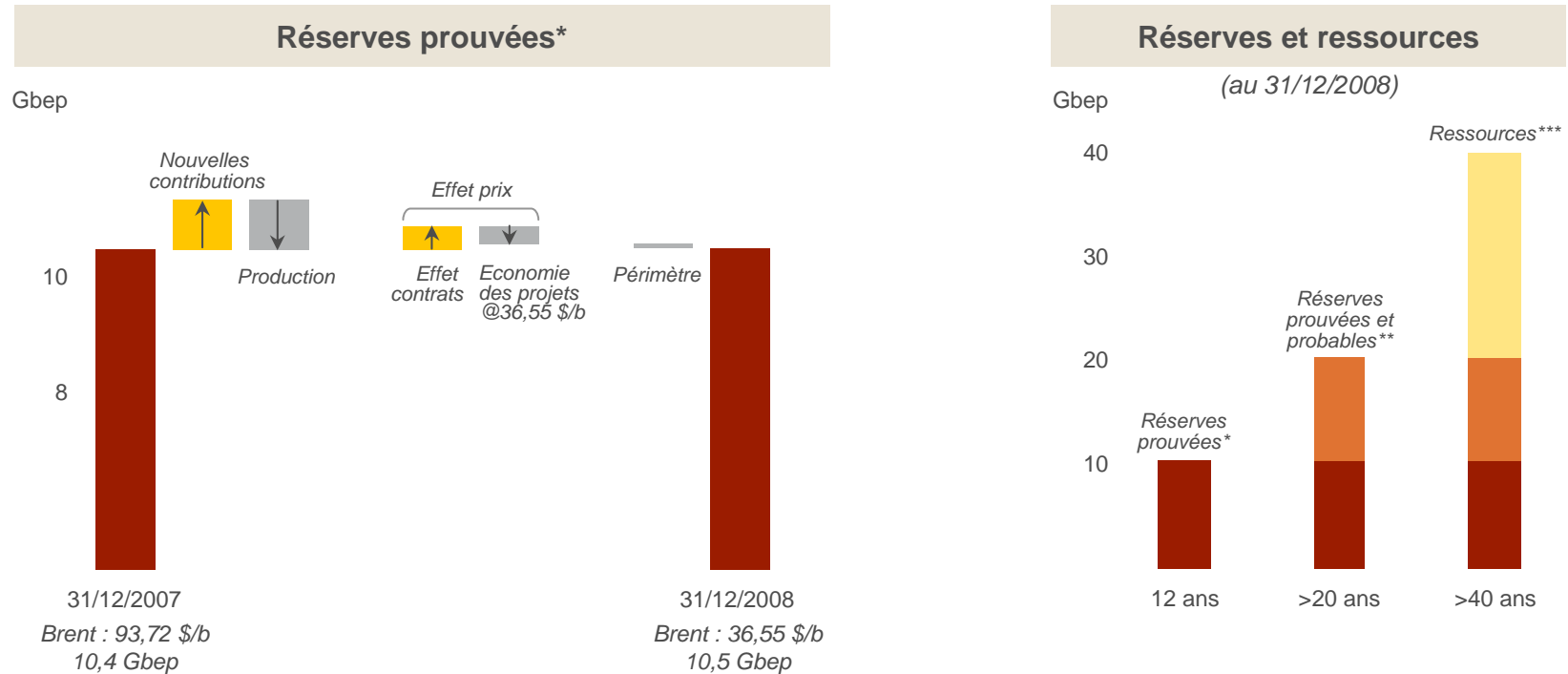
Coût d'accès moyen aux ressources inférieur à 2 \$/bep

\* 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



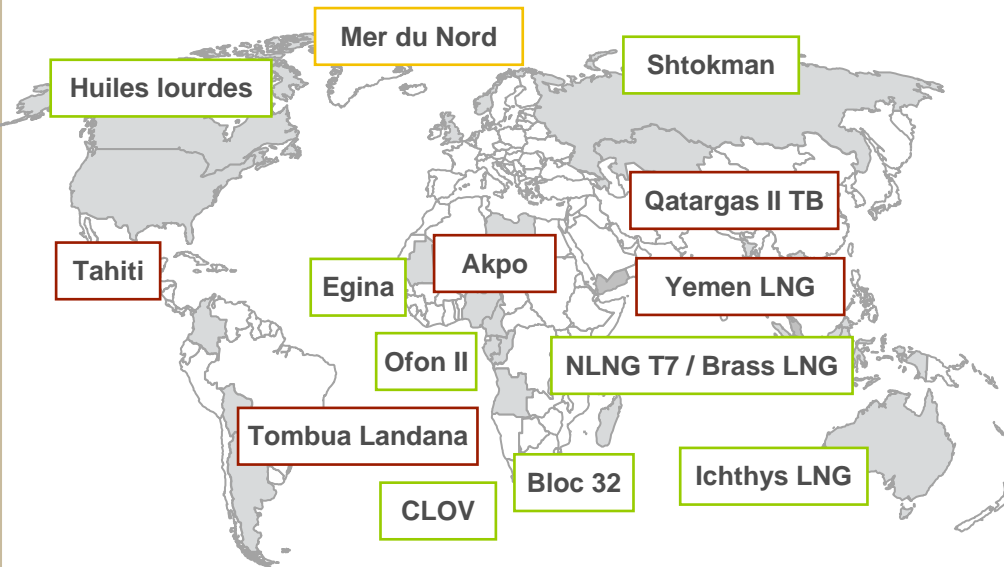
**Taux de renouvellement des réserves de 112% hors acquisitions et cessions\***  
**Maintien d'une durée de vie des réserves prouvées de 12 ans**

\* 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**

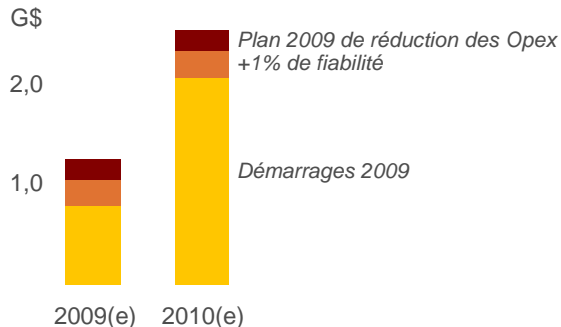
- Objectif de coût de découverte aux environs de 2-3 \$/bep

**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

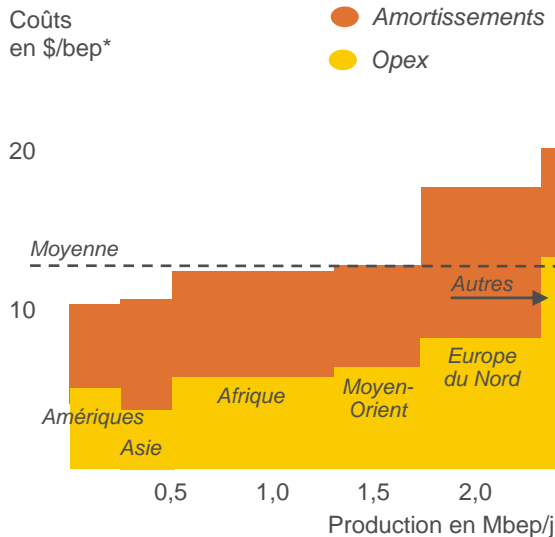
\*\* impact sur le cash flow de l'Amont ; dans un environnement à 60 \$/b

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

# Maîtriser les coûts de production de l'Amont

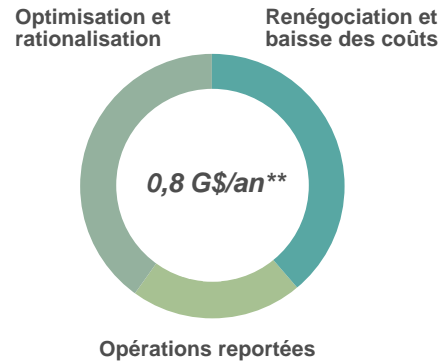
## Structure de coûts de l'Amont\*

(moyenne 2008 par zone géographique, hors exploration)



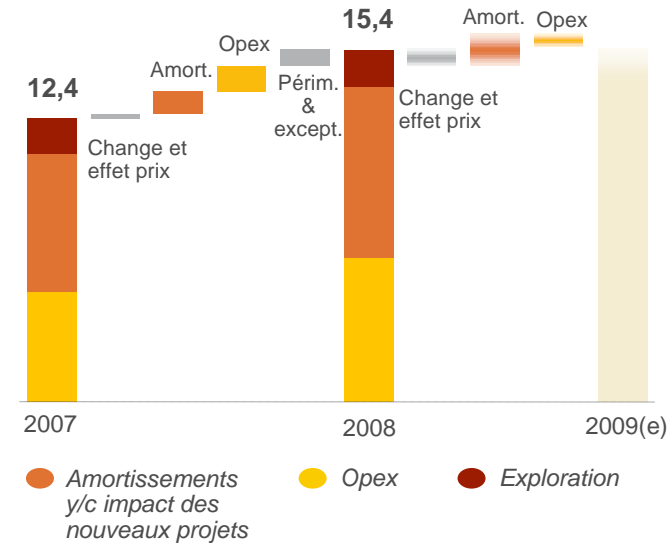
## Plan 2009 de réduction des coûts de production

(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**

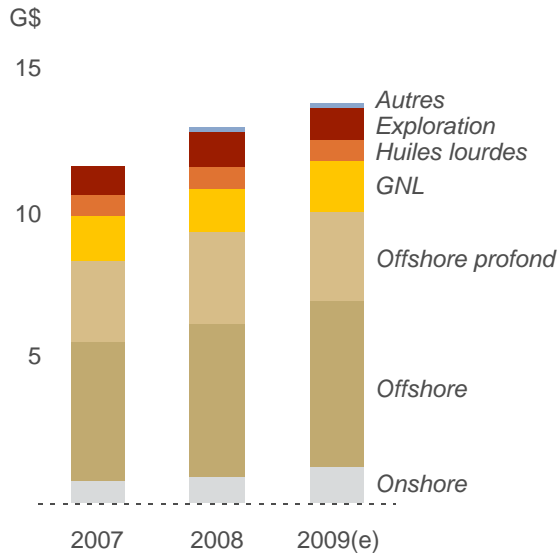
\* Opex et Amortissements de l'Amont au périmètre FAS 69 et pour les principales sociétés consolidées par mise en équivalence, hors contrats buy-back

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

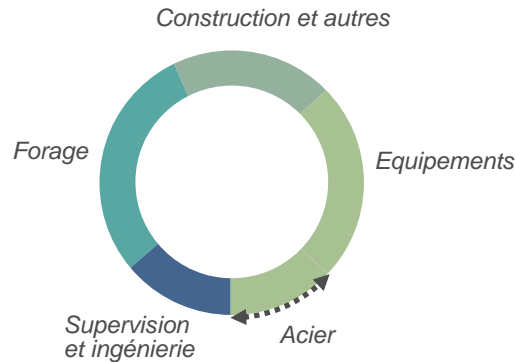
\*\*\* FAS 69, filiales consolidées ; impact des changements de périmètre 2008 y compris déconsolidation de PetroCedeño et amortissement exceptionnel de Joslyn ; 2009 dans un scénario de prix du Brent de 60 \$/b avec 1 € = 1,30 \$

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

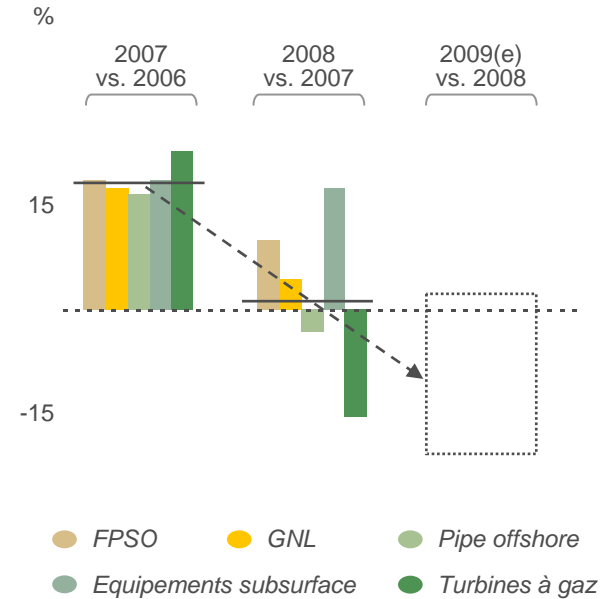
Capex Amont\*



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**

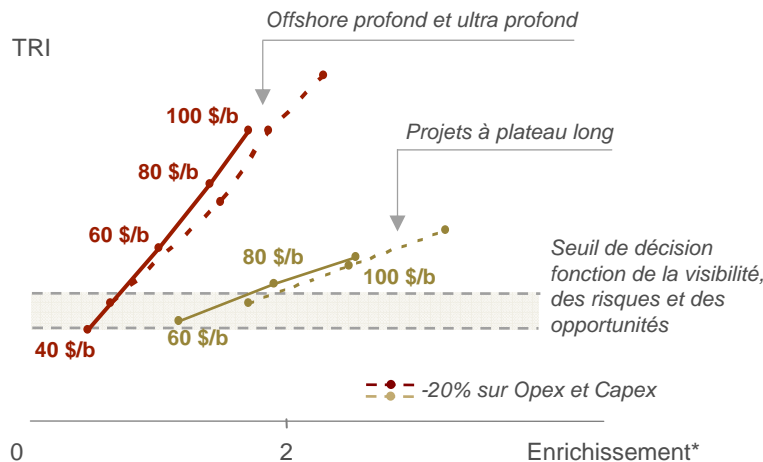
\* y compris investissements nets dans les sociétés mises en équivalence et non consolidées ;  
 pour 2009 : 1 € = 1,30 \$, hors acquisitions et cessions

\*\* estimations Total

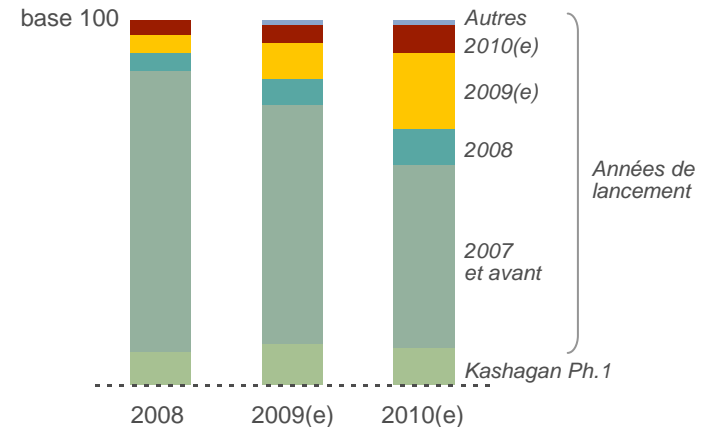
# Préparation de la nouvelle vague de grands projets



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)**

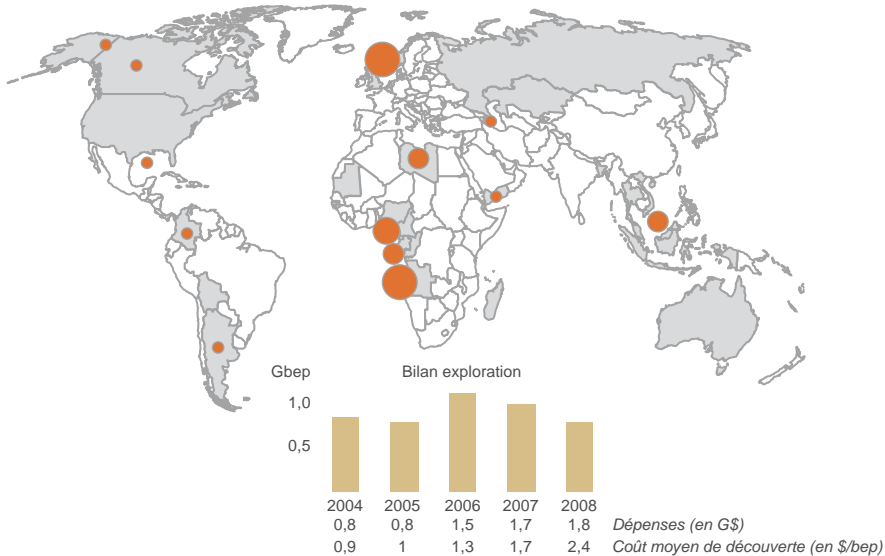
**Création de valeur des projets issus de l'exploration, même dans un environnement dégradé**  
**Marge de manœuvre importante dans les décisions de lancement**

\* 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

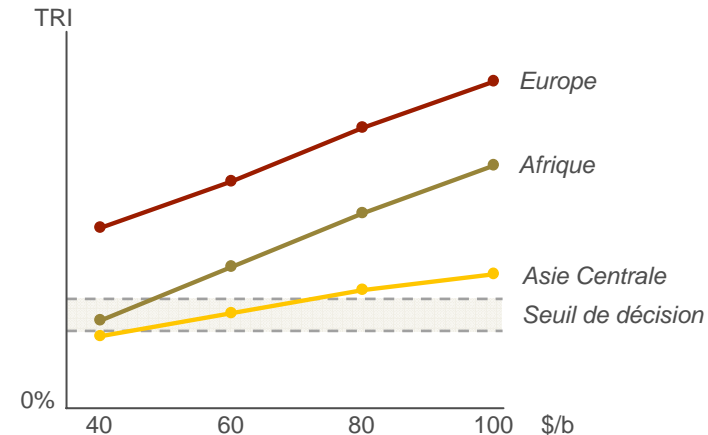


## Rentabilité moyenne des nouveaux projets issus de l'exploration

- 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**

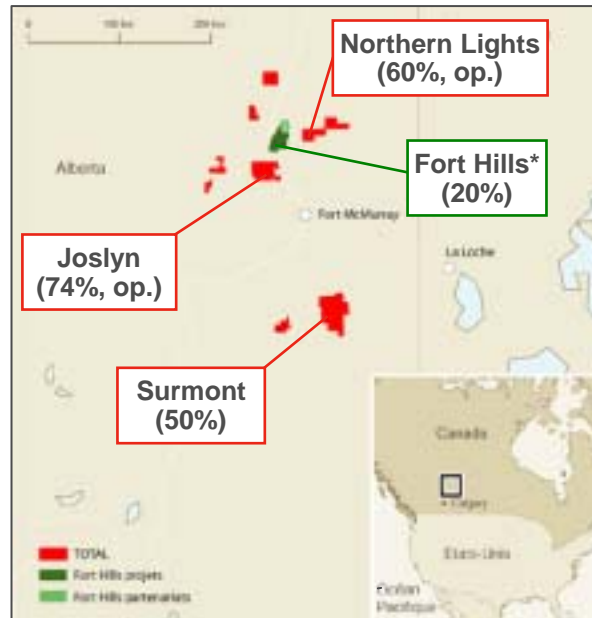
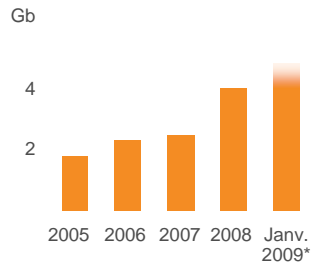
# Consolidation du portefeuille huiles lourdes

> 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%)



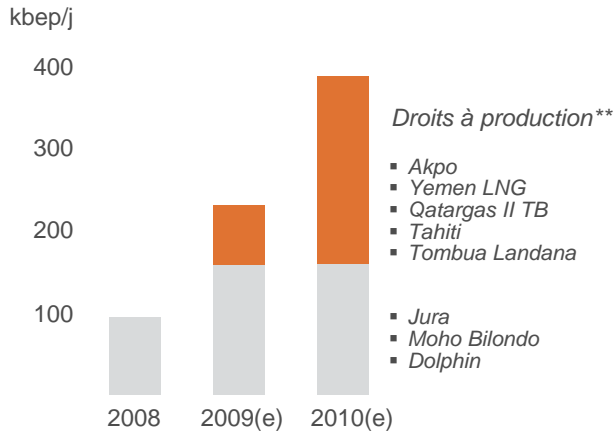
- > Plateau : 130 kbep/j
- > >0,2 Gbep\*
- > Démarrage : 2S(e)

Qatargas II TB (16,7%)



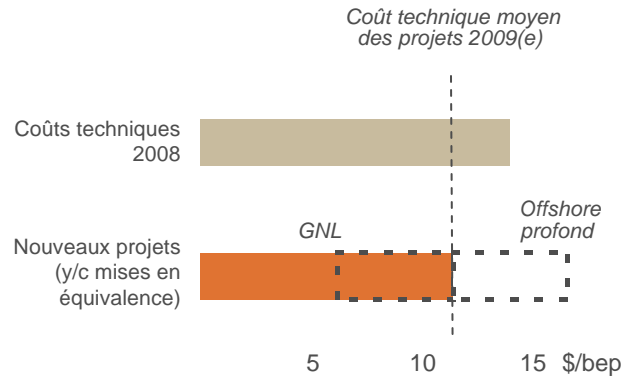
- > Plateau : 290 kbep/j
- > 2,6 Gbep\*
- > Démarrage : 2S(e)

Production des nouveaux projets

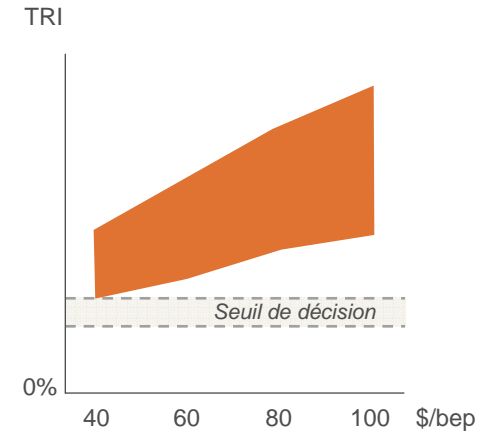


Coûts techniques\*\*\*

(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

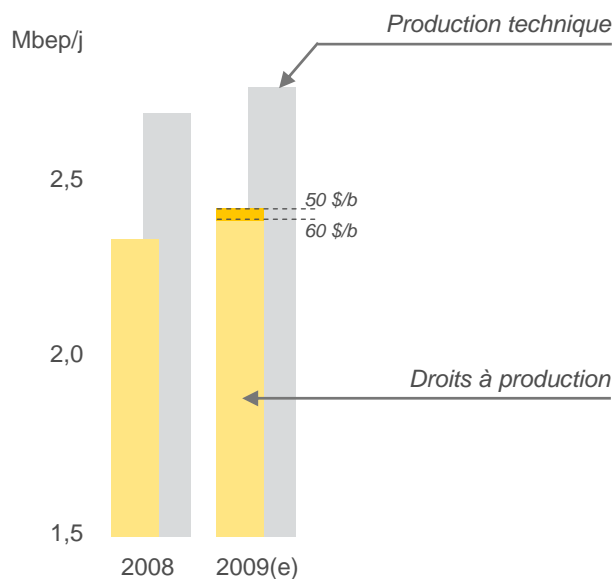
\*\* droits à production définis au sens de la norme FAS 69, y compris sociétés mises en équivalence et productions par techniques minières

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

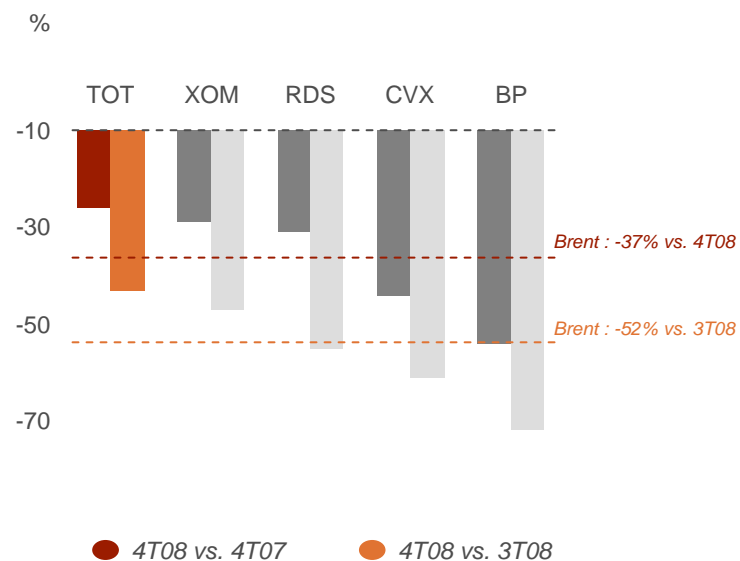
# Impact des prix des hydrocarbures sur le portefeuille Amont

## Productions\*

(hors impact des réductions OPEP en 2009)



## Résultat opérationnel net ajusté Amont par bep

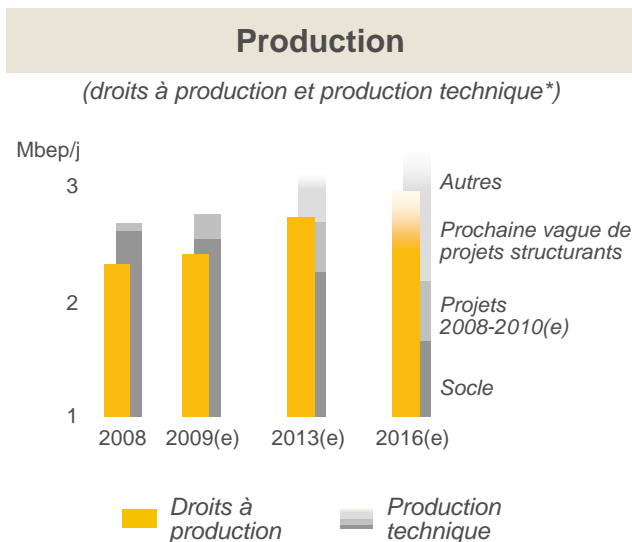


**Un tiers des productions d'huile du Groupe dans les pays OPEP à marge fixe**  
**Sensibilité des productions de 2-3 kbep/j par \$/b environ autour de 60 \$/b en 2009**

\* 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 (kbeq/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

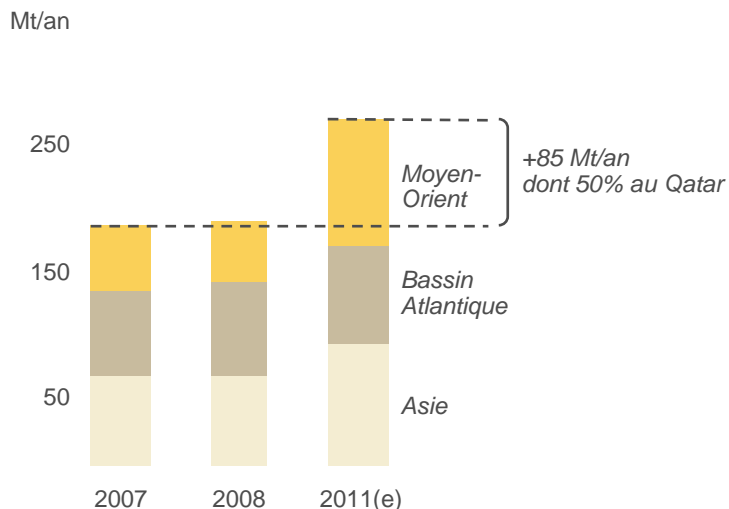
\*\* opéré par Total ou au travers d'une société opératrice

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

# Amont - GNL

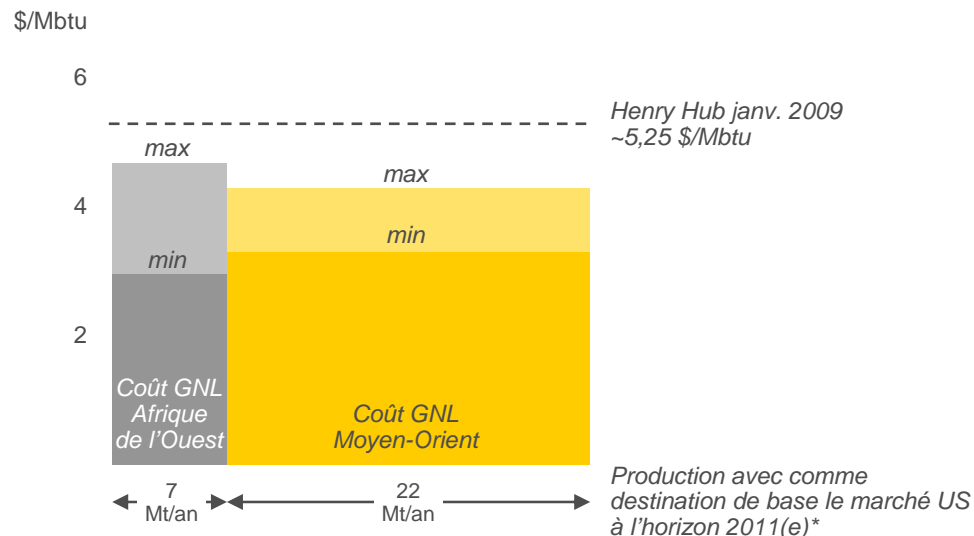
# Un marché GNL amplement approvisionné à court terme

## 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

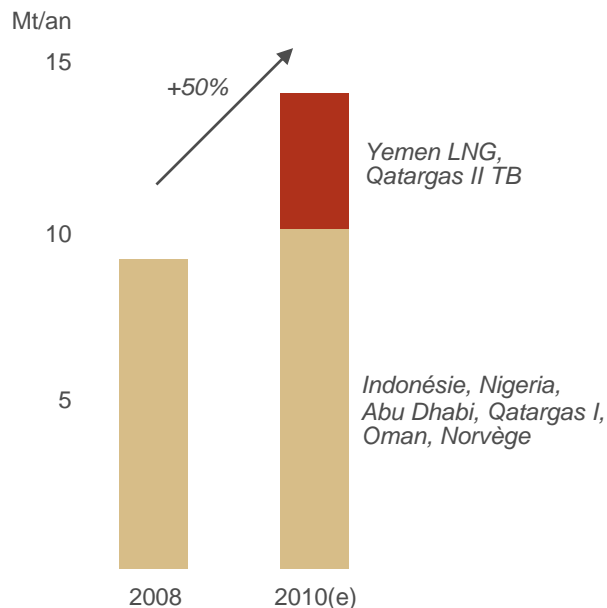
Potentiel de croissance long terme concentré au Nigeria, en Australie et en Iran

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%)



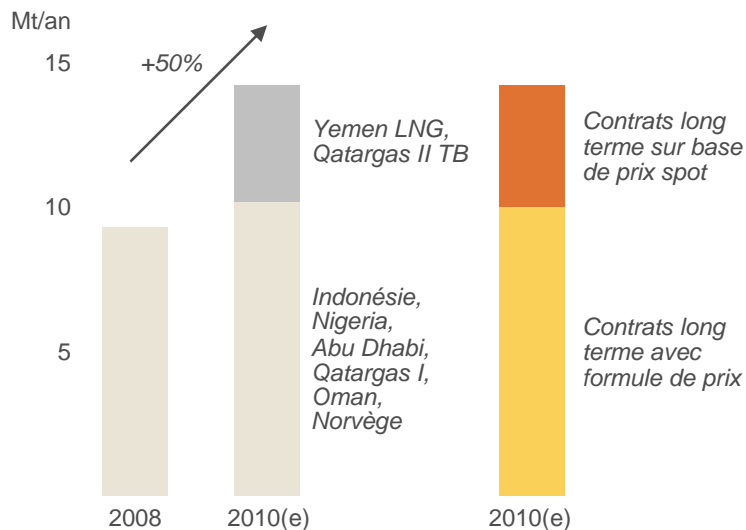
- > Démarrage été 2009(e)
- > Capacité : 6,1 Mt/an

**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**

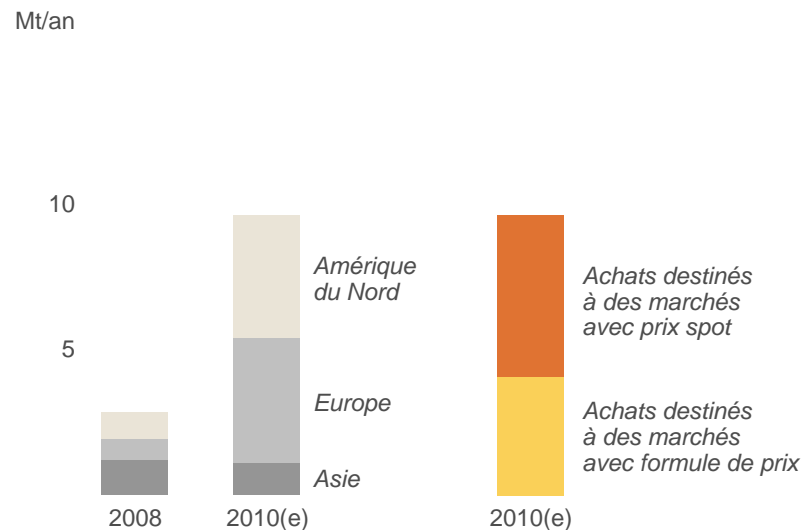
\* vente de GNL part du Groupe au travers des filiales et des participations, incluant l'équivalent des droits à production définis au sens de la norme FAS 69 pour les ventes de Bontang et hors trading

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

Ventes de GNL de Total\*



Achats de GNL de Total par destination



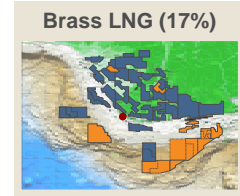
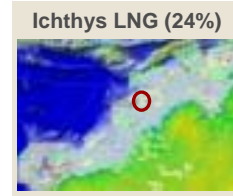
- > Environ 16% de la production de Total en 2010(e)
- > Démarrage d'Angola LNG (13,6%) prévu en 2012(e)

- > ~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)

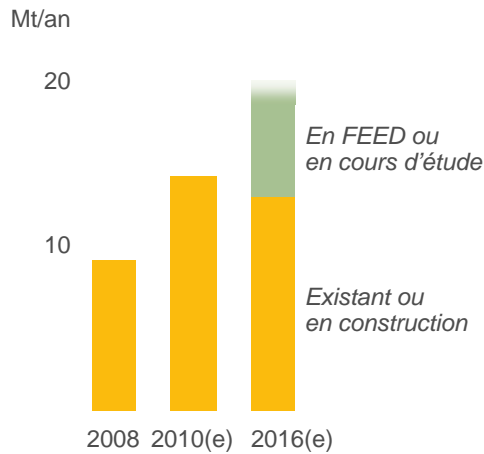
**Portefeuille robuste de projets à plateau long**

\* 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

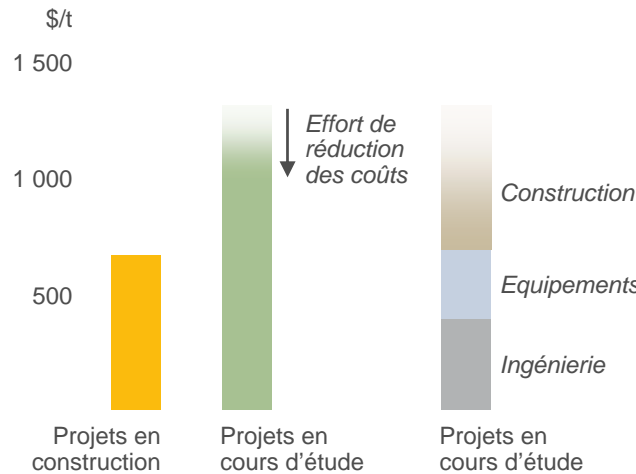
# Préparation de la prochaine vague de projets GNL



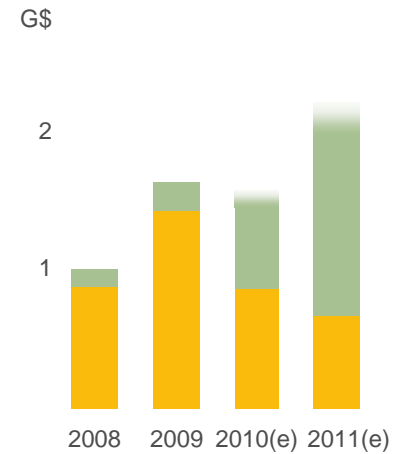
**Ventes de GNL de Total\***



**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