

Amont

Stratégie Amont fondée sur l'excellence opérationnelle



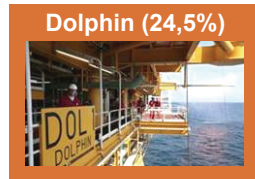
Dalia (40%)

- > Plateau : 240 kb/j atteint au 2T07



Rosa (40%)

- > Plateau : 150 kb/j
- > FPSO Girassol : 265 kb/j début 2008



Dolphin (24,5%)

- > Plateau : 500 kbep/j
- > 340 kbep/j début 2008
- > Montée en puissance à 2 Gpc/j au 1S08

> Capacité à mener à bien les grands projets de croissance

- Maîtrise technologique : offshore profond, huiles lourdes, GNL, gaz acides, HP/HT...
- Forte discipline dans la gestion des projets

> Exploration et développement intensifs du domaine minier pour optimiser la récupération des ressources

- Alwyn/Jura, Mahakam, Bongkot, Anguille, Angola LNG...

> Bénéfice du leadership historique sur les grands bassins pétroliers

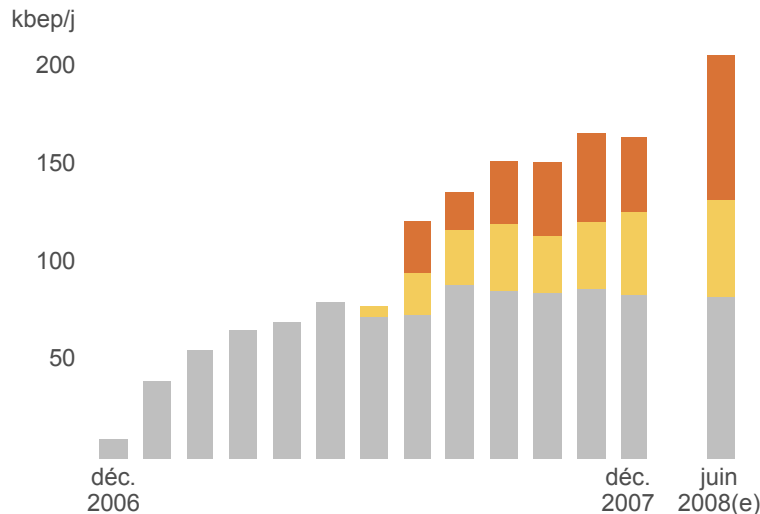
- Golfe de Guinée, Moyen-Orient...

> Créativité contractuelle et mise en œuvre de partenariats stratégiques pour l'accès à de nouvelles ressources

- Ichthys LNG, Shtokman, blocs offshore profond 17/06 et 15/06 en Angola...

Productions des 3 grands projets 2007*

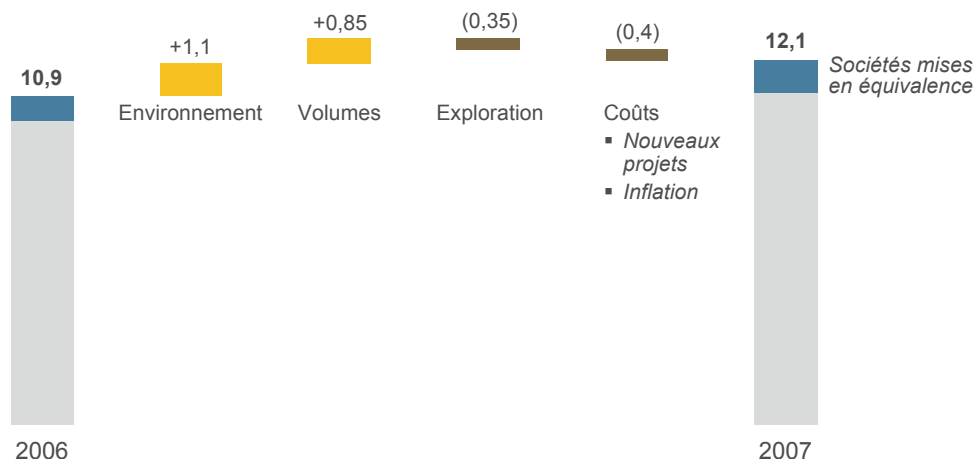
(Dalia, Rosa, Dolphin)



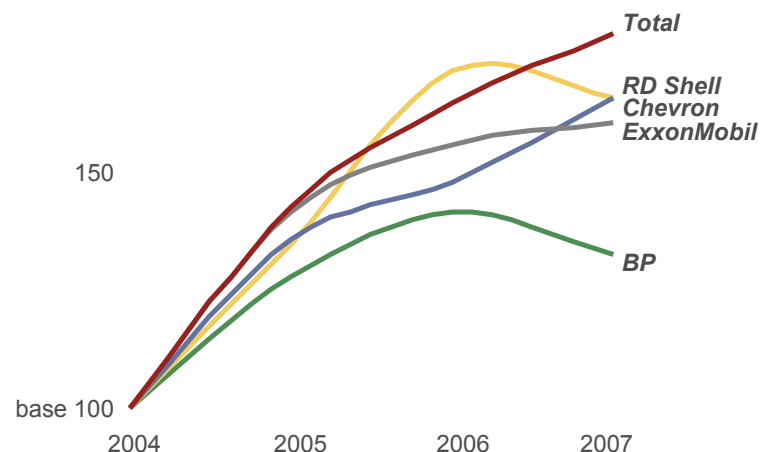
* en part Total ; démarrage de Dalia en décembre 2006

Succès de la stratégie de croissance rentable en 2007

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



Résultat opérationnel net ajusté de l'Amont des majors (\$/bep)*



Prix moyens de vente

- Liquides : 62 \$/b
- Gaz : 5,9 \$/mbtu
- Hydrocarbures : 52 \$/bep

Taux d'imposition moyen : 61%**

Prix moyens de vente

- Liquides : 69 \$/b
- Gaz : 5,4 \$/mbtu
- Hydrocarbures : 55 \$/bep

Taux d'imposition moyen : 60%**

➤ ROACE Amont : 34% en 2007

Amélioration continue de la compétitivité de l'Amont de Total

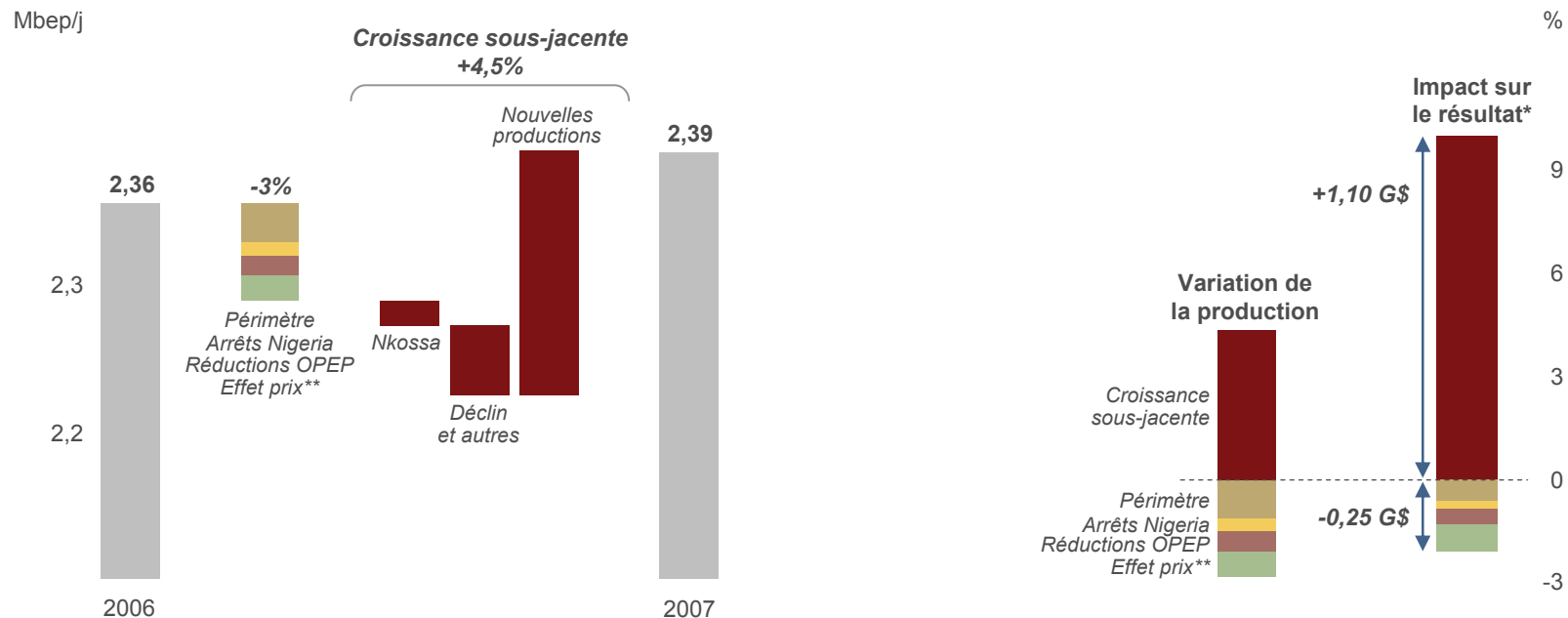
* estimations d'après les données publiées pour les autres majors

** impôt sur le résultat opérationnel net ajusté / (résultat opérationnel net ajusté – quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence, dividendes reçus des participations et amortissement exceptionnel des écarts d'acquisitions + impôt sur le résultat opérationnel net ajusté)

Importante contribution des nouvelles productions

Production 2007 : +1,5%

Impact sur le résultat* : +7,5%



Meilleure croissance parmi les majors en 2007

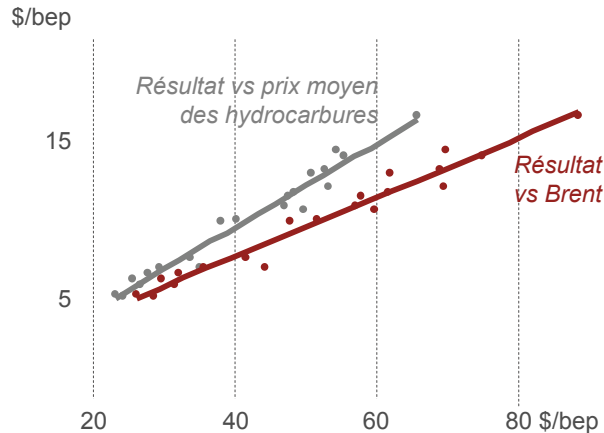
variations mesurées par rapport à 2006

* impact de la croissance 2007 sur le résultat opérationnel net ajusté de l'Amont

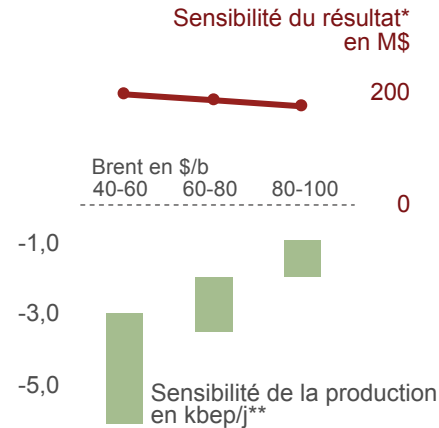
** impact des variations des prix des hydrocarbures sur les droits à production

Bonne sensibilité de l'Amont à l'environnement

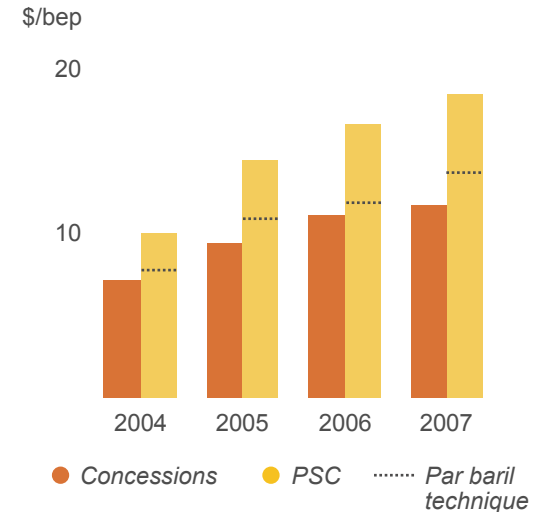
Résultat Amont* vs prix des hydrocarbures
(2003-2007)



Sensibilités au prix du brut
(pour une variation de 1\$/b du Brent)



Résultat*
par type de contrat



- Réduction du poids des productions à marge fixe
- Mise en production de nouveaux projets à forte valeur ajoutée
- Environ un tiers des productions à partir de contrats de partage de production (PSC)
- Moins de 30% des productions PSC avec effets de seuil

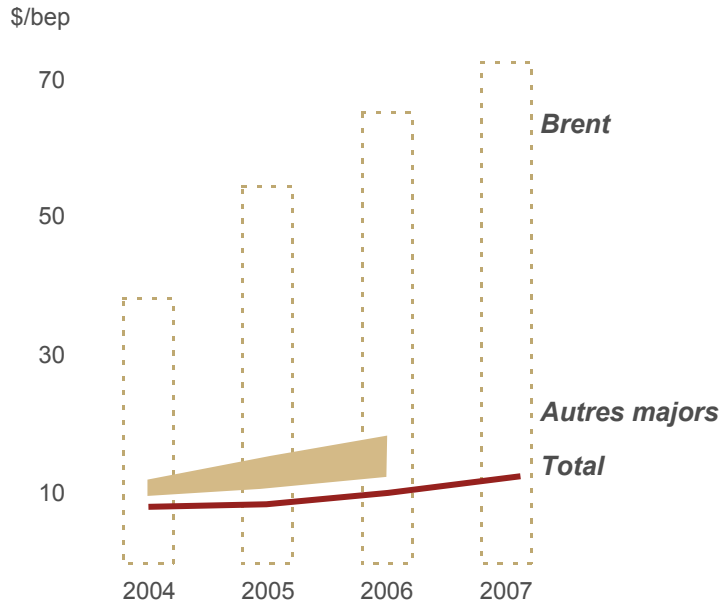
Contrats de partage de production offrant une répartition équilibrée de la rente minière

* résultat opérationnel net ajusté ; estimations de la sensibilité du résultat sur la base des budgets 2006-2008

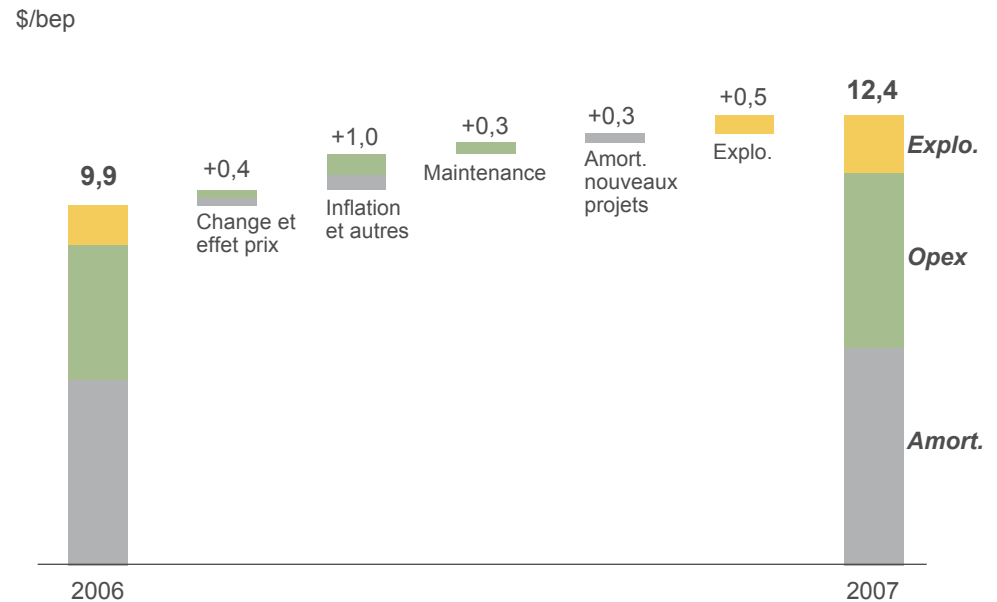
** estimations de la sensibilité sur la production à partir de données historiques jusqu'à 80 \$/b ; budget 2008 au-dessus de 80 \$/b

Avantage compétitif de Total sur les coûts techniques

Coûts techniques* vs. Brent



Coûts techniques*

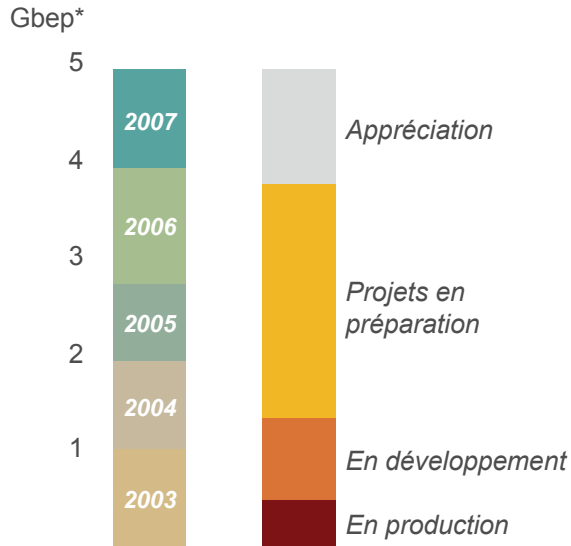


Bénéfice d'un portefeuille d'actifs de qualité et d'une forte discipline

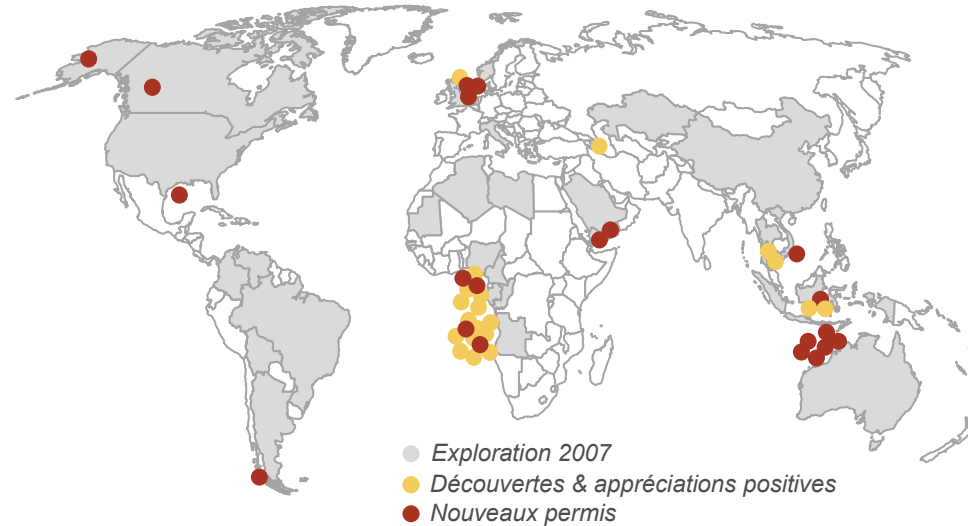
* FAS 69, filiales consolidées, estimations d'après les données publiées pour les autres majors

1 milliard de barils apportés par l'exploration en 2007

Maturation rapide des projets issus de l'exploration



Nombreux succès de l'exploration en 2007



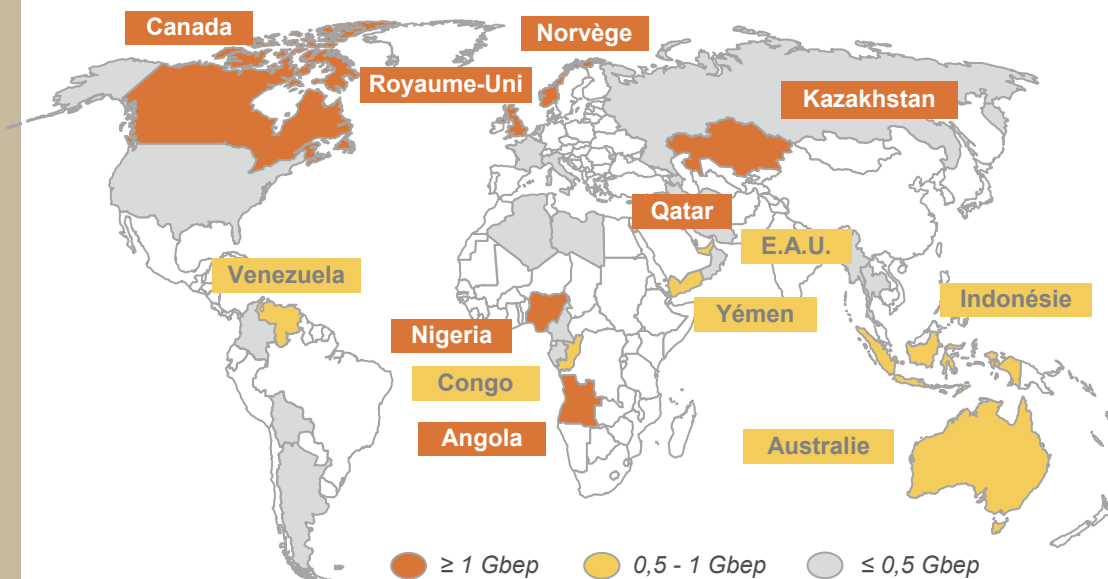
Coût de découverte moyen de 1,7 \$/bep**
Maintien d'un effort d'exploration soutenu en 2008(e) : 1,8 G\$

* potentiel de réserves apporté par l'activité d'exploration

** coût de découverte moyen en 2007 : dépenses d'exploration et d'appréciation rapportées au potentiel de réserves apporté par l'activité d'exploration de l'année (découvertes, révisions et appréciations)

Positionnement majeur sur la plupart des grands bassins de croissance

Réserves prouvées et probables* : 20 Gbep



➤ Diversification accrue du portefeuille

- 13 pays représentant chacun plus de 500 Mbep de réserves prouvées et probables fin 2007 contre 9 fin 2003
- 18 pays représentant chacun plus de 500 Mbep de ressources**

➤ Prise en compte de la conversion Sincor

➤ Importantes ressources supplémentaires en Russie et dans les huiles lourdes

➤ Renforcement du domaine minier sur les grands bassins pétroliers

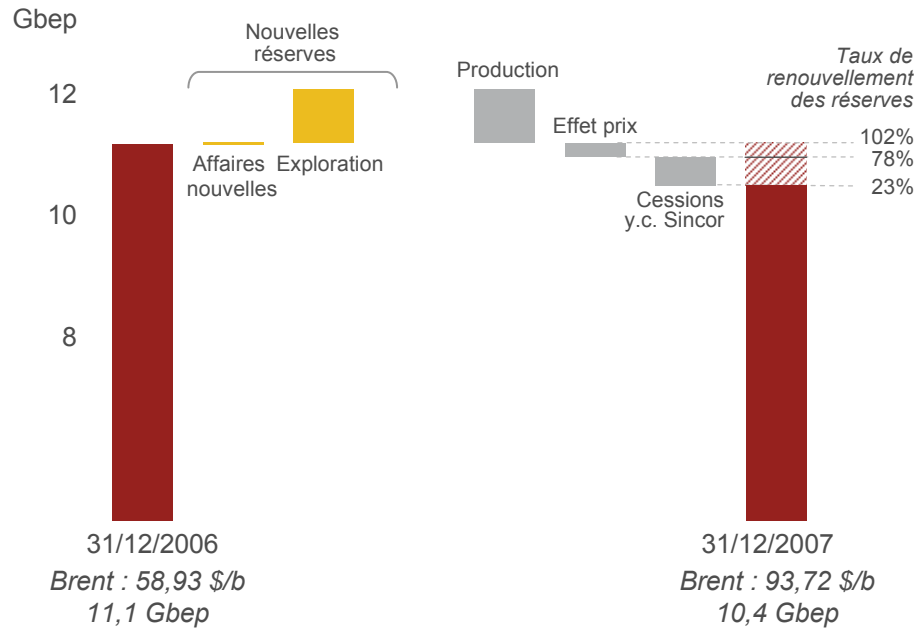
Portefeuille offrant un bon équilibre risques-opportunités
Important potentiel de croissance long terme

* en se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2007 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 la quote-part de Joslyn développée par techniques minières

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

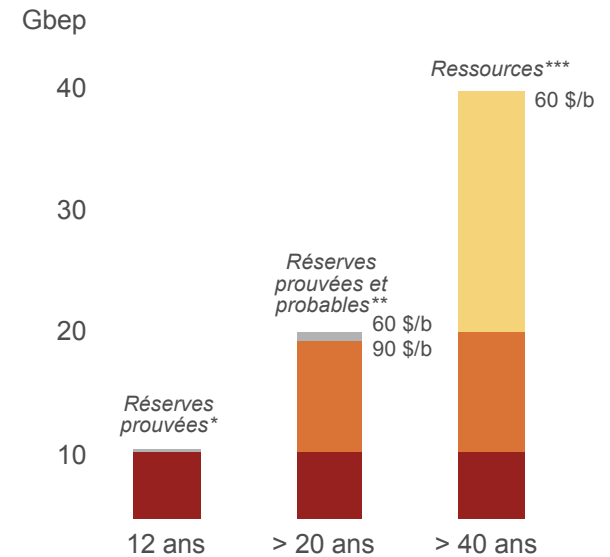
Renouvellement des réserves en 2007

Réserves prouvées*



Réserves et ressources

(au 31/12/2007)

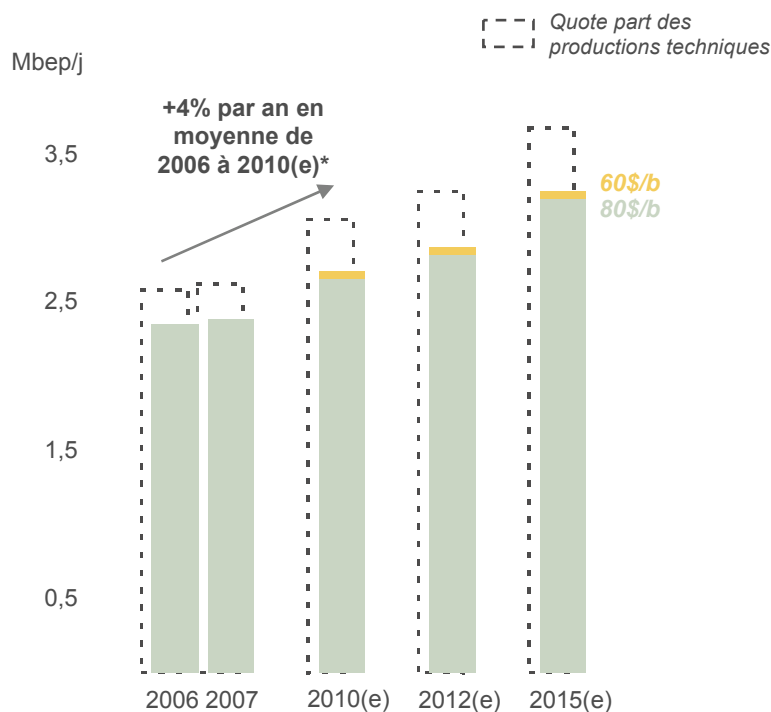


Maintien d'une durée de vie des réserves prouvées de 12 ans et des réserves prouvées et probables supérieure à 20 ans

- * réserves des sociétés consolidées globalement (FAS 69) et quote-part de Total pour les sociétés consolidées par mise en équivalence ou non consolidées
- ** en se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2007 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 la quote-part de Joslyn développée par techniques minières
- *** réserves prouvées et probables et quantités potentiellement récupérables des accumulations connues (SPE - 03/07)

Perspective de croissance soutenue de la production pour le long terme

Production d'hydrocarbures



- Déclin du socle de 3-4% par an en moyenne(e)
- Effet prix entre 60 et 80 \$/b de l'ordre de 50 kbp/j en 2010(e)

	Projets		Capacité (kbp/j)	Part.	Opéré**	Statut	
2012-2015(e)	Victoria	Liq./Gaz	Etude	40%	✓	Appréc.	
	Shtokman Ph. I	GNL/pipe	Etude	25%		Etude	
	Shah Deniz FF	Gaz	475	10%		Etude	
	Pars LNG	GNL	300	30%	✓	Etude	
	Kashagan	Liquides	1 500	16,8%***		Etude	
	Mine Joslyn	Huiles L.	2x100	74%	✓	Etude	
	Surmont Ph. 2 & 3	Huiles L.	170	50%		Etude	
	Sulige	Gaz	Etude	100%	✓	Appréc.	
	Bloc 32	Offshore P.	Etude	30%	✓	Etude	
	CLOV	Offshore P.	Etude	40%	✓	Etude	
	Moho Nord	Offshore P.	Etude	53,5%	✓	Etude	
	Ichthys LNG	GNL	335	24%		Etude	
	Brass LNG	GNL	300	17%	✓	FEED	
	Egina	Offshore P.	200	24%	✓	Etude	
	NLNG T7	GNL	250	15%		FEED	
2011-2012(e)	Laggan/Tormore	Liq./Gaz	90	50%***	✓	FEED	
	Angola LNG	GNL	175	13,6%		Dév.	
	Kashagan Ph. Exp	Liquides	330	16,8%***		Dév.	
	Usan	Offshore P.	180	20%	✓	Dév.	
	Pazflor	Offshore P.	200	40%	✓	Dév.	
	Bongkot Sud	Gaz	70	33,3%		EPC	
	Redév. Anguille	Liquides	40	100%	✓	Dév.	
	Tempa Rossa	Huiles L	50	50%	✓	Dév.	
	2010(e)	Tyrihans	Liquides	70	23,2%		Dév.
		Ofon II	Liquides	100	40%	✓	Dév.
	2009(e)	Tombua Landana	Liquides	130	20%		Dév.
		Tahiti	Offshore P.	135	17%		Dév.
		Qatargas II (T2)	GNL	250	16,7%		Dév.
	2008(e)	Akpo	Offshore P.	225	24%	✓	Dév.
		Yemen LNG	GNL	195	39,6%	✓	Dév.
Jura		Liquides	45	100%	✓	Dév.	
Moho Bilondo		Liquides	90	53,5%	✓	Dév.	
2007	NLNG T6	GNL	120	15%		Prod.	
	West Franklin	Liquides	20	46,2%	✓	Prod.	
	Sisi Nubi	GNL	70	47,9%	✓	Prod.	
	Snøhvit	GNL	120	18,4%		Prod.	
	Dolphin	Liq./Gaz	500	24,5%	✓	Prod.	
	Surmont Ph. I	Huiles L.	25	50%		Prod.	
Rosa	Offshore P.	150	40%	✓	Prod.		

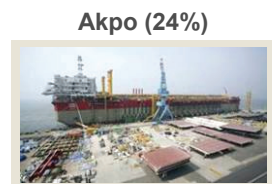
* objectif de croissance dans un environnement de prix du Brent à 60 \$/b, hors variations de périmètre

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

*** participation dans Kashagan ramenée de 18,5% à 16,8%, finalisation des accords en cours ; participation dans Tormore de 47,5%



80% des productions additionnelles pour l'horizon 2010 opérées



Akpo (24%)

- > Plateau : 225 kbep/j
- > Mise en prod. hiver 08-09(e)
- > Avancement : env. 65%**

Qatargas II TB (16,7%)



- > Plateau : 250 kbep/j
- > Mise en prod. 1S09(e)
- > Avancement : env. 45%**

Tahiti (17%)



- > Plateau : 135 kbep/j
- > Mise en prod. 2S09(e)
- > Avancement : env. 88%**

Tombua Landana (20%)



- > Plateau : 130 kbep/j
- > Mise en prod. 2S09(e)
- > Avancement : env. 55%**

Ofon II (40%)



- > Plateau : 100 kbep/j
- > Mise en prod. 2010(e)
- > Avancement : env. 5%**

Yemen LNG (39,6%)



- > Plateau : 195 kbep/j
- > Mise en prod. hiver 08-09(e)
- > Avancement : env. 70%**

Jura (100%)



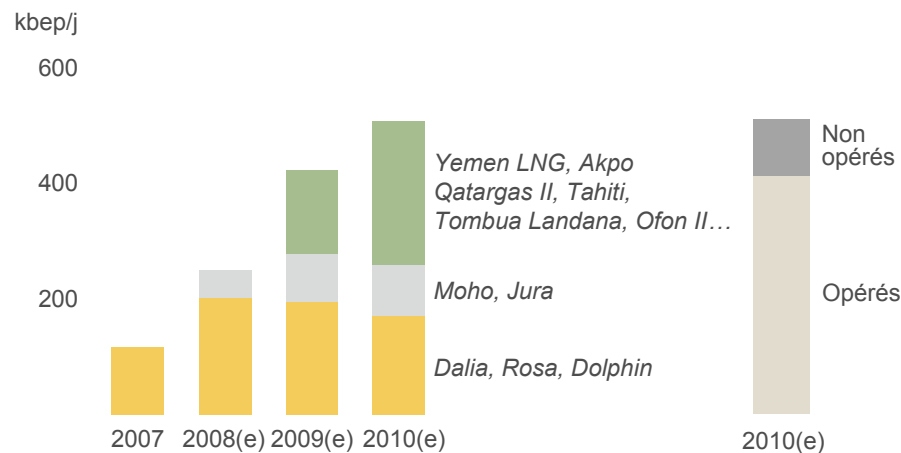
- > Plateau : 45 kbep/j
- > Mise en prod. 2T08(e)
- > Avancement : env. 70%**

Moho Bilondo (53,5%)



- > Plateau : 90 kbep/j
- > Mise en prod. 2T08(e)
- > Avancement : env. 95%**

Production des principaux projets 2007-2010(e)*



* estimations dans un environnement du prix du Brent à 60 \$/b à partir de 2008, en part Total
 ** au 01/01/2008

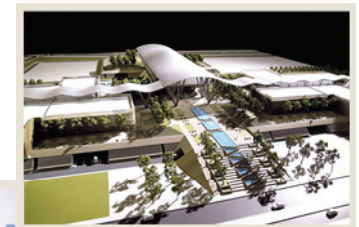
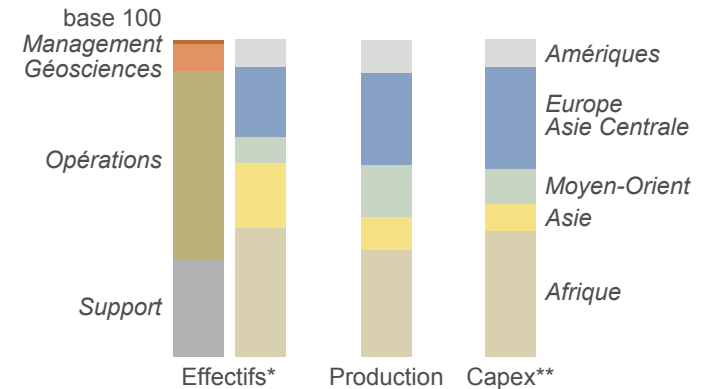
Ressources humaines diversifiées et adaptées à l'effort de croissance

- 80% des recrutements d'encadrement destinés aux métiers géosciences et opérations :
 - 3 000 nouveaux recrutements entre 2007 et 2012(e)
- Part de l'encadrement des filiales d'origine locale de 65% en 2007, en croissance continue
- Importance accrue de la formation
 - Étendre le savoir-faire des équipes
 - Renforcer l'internationalisation des effectifs
 - Favoriser les grands partenariats
- Turnover limité à environ 2% par an en moyenne

Des équipes compétentes, fidélisées et ancrées dans les tissus locaux

Effectif* des filiales de l'Exploration Production

(données 2007)



* au 1^{er} janvier 2007

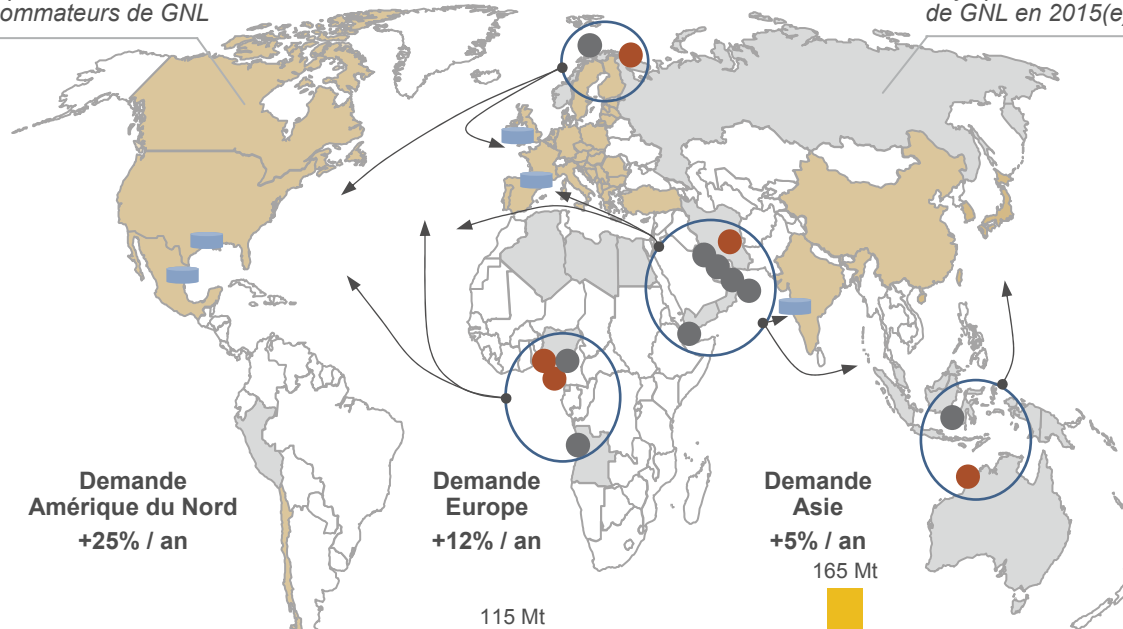
** investissements de développement, hors aval gaz et énergies nouvelles

Amont - GNL et Énergies Nouvelles

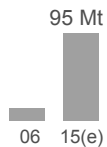
Portefeuille d'actifs GNL diversifié et bien positionné

Principaux marchés consommateurs de GNL

Pays producteurs de GNL en 2015(e)



Demande Amérique du Nord
+25% / an



Demande Europe
+12% / an



Demande Asie
+5% / an



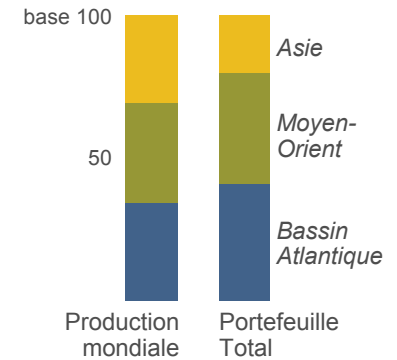
Projets de Total

● Usines de liquéfaction existantes ou en construction

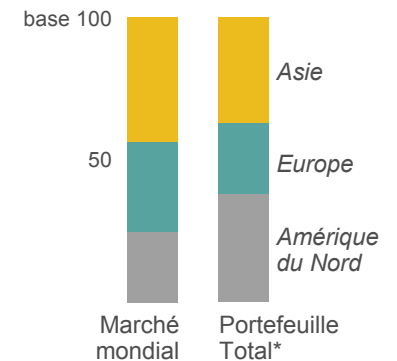
● Usines de liquéfaction en projet

■ Usines de regazéification

Production GNL par origine en 2015(e)



Ventes GNL par destination en 2015(e)



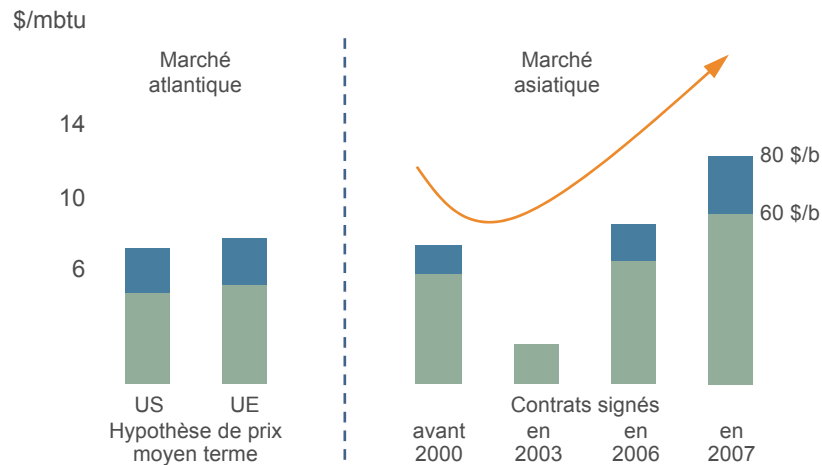
Croissance de la demande mondiale de GNL de 10% par an en moyenne
Capacité d'arbitrage croissante de Total permettant de profiter des meilleures valorisations

estimations Total pour la demande, la production et les ventes mondiales de GNL

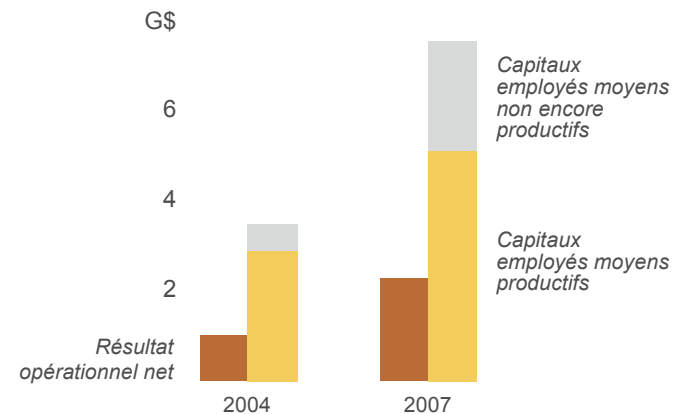
* ventes, part Groupe, hors trading

Importants gisements de valeur dans le GNL

Netback Moyen-Orient des contrats GNL*



Rentabilité du GNL de Total



- Convergence des prix moyens du gaz spot et long terme en Europe
- Forte volatilité saisonnière des prix sur le bassin atlantique et arbitrages effectifs par le GNL
- Marché asiatique tendu dans un contexte de forte croissance de la demande

Près de 20% du résultat opérationnel net et des capitaux employés de l'Amont en 2007
Contribution croissante du GNL à la profitabilité de Total

* hypothèses internes de prix sur le marché atlantique ; marché asiatique estimé sur la base de contrats long terme représentatifs

Changement d'échelle du portefeuille GNL de Total

Yemen LNG (39,6%)



- > Capacité : 6,7 Mt/an
- > Mise en prod. hiver 08-09(e)
- > Etats-Unis, Asie

Qatargas II TrB (16,7%)



- > Capacité : 7,8 Mt/an
- > Mise en prod. 2009(e)
- > Europe, Etats-Unis

Angola LNG (13,6%)



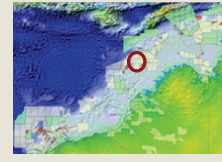
- > Capacité : 5,2 Mt/an
- > FID déc. 2007
- > Etats-Unis

NLNG T7 (15%)



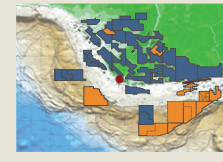
- > Capacité : 8,5 Mt/an
- > FID 2008-2009(e)
- > Etats-Unis

Ichthys LNG (24%)



- > Capacité : 8,4 Mt/an
- > FID 2008-2009(e)
- > Asie

Brass LNG (17%)



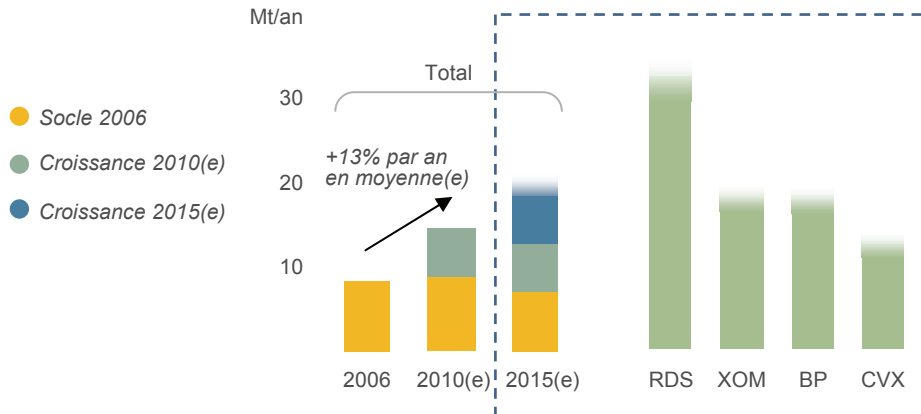
- > Capacité : 10 Mt/an
- > FID 2008-2009(e)
- > Etats-Unis, Europe

Shtokman (25%)



- > Capacité : 7,5 Mt/an
- > FID 2009(e)
- > Etats-Unis, Europe

Ventes de GNL*



Importants développements depuis début 2007

- > Participation de 25% dans le projet Shtokman Phase I
- > Démarrage de la construction d'Angola LNG
- > Développement de Yemen LNG en ligne avec les objectifs
- > Démarrages de Snøhvit et de NLNG T6

Acteur majeur dans le GNL avec environ 17% de la production du Groupe en 2010(e)

* ventes, part Groupe, hors trading ; estimations pour les autres majors

Compléter progressivement l'offre énergétique de Total

> Accompagner la croissance des énergies nouvelles dans un contexte de prix des hydrocarbures élevés

- Complémentarité avec la chaîne de valeur des hydrocarbures
- Bénéfice de la capacité du Groupe à gérer de grands projets et à maîtriser les technologies
- Rentabilité nécessaire
- Partage de savoir-faire avec d'autres acteurs industriels

> Développer notre position dans la filière solaire

- Croissance de la production des cellules photovoltaïques (Photovoltech)

> Proposer des projets nucléaires dans des pays producteurs

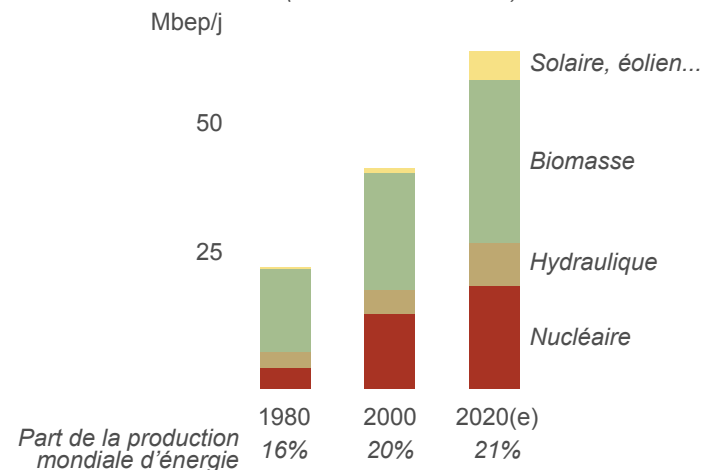
> Accélérer l'effort de recherche et développement

- Charbon propre et XTL, biomasse de deuxième génération et séquestration du CO₂

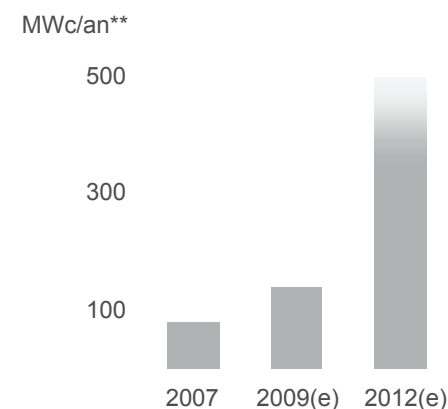
Perspectives d'améliorations technologiques et d'effets d'échelle permettant le développement d'énergies nouvelles compétitives

Énergies non fossiles

(Production mondiale)



Capacité de production de cellules photovoltaïques de Photovoltech*



* au 31/12 de chaque année ; Photovoltech, filiale à 47,8% de Total

** Mega Watt crête, unité de puissance d'un capteur photovoltaïque