

Amont



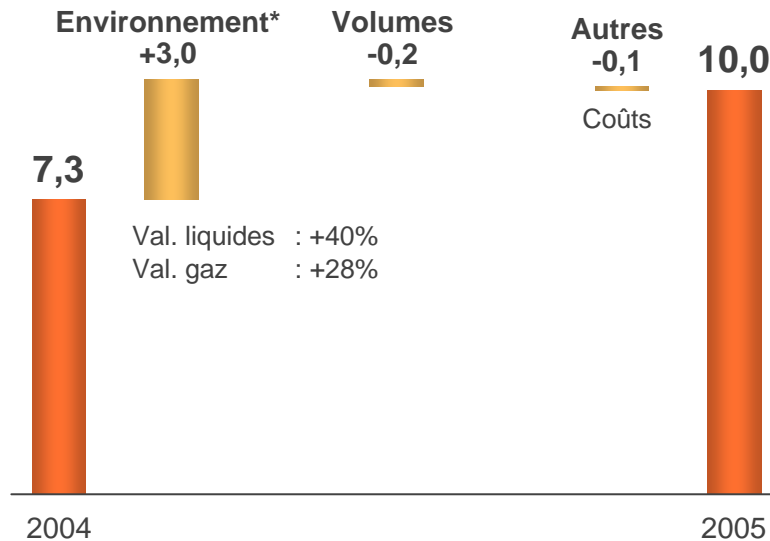
TOTAL

Février 2006

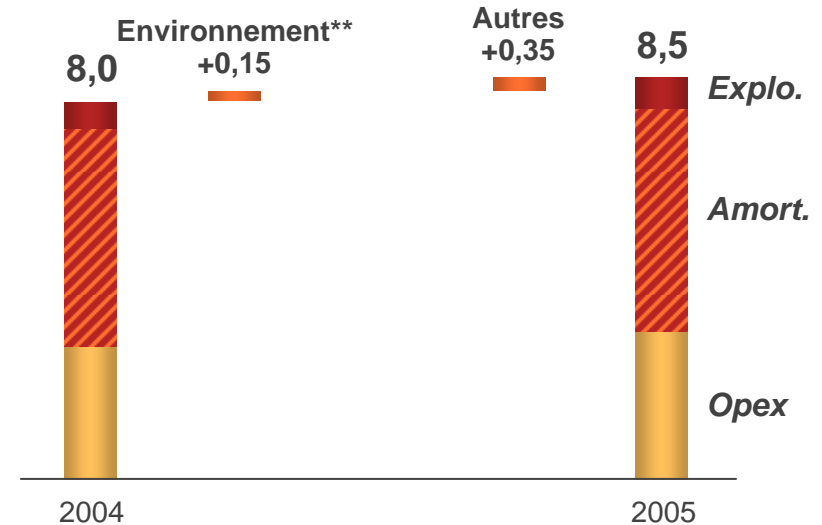
Communication Financière - www.total.com

Forte croissance des résultats de l'Amont en 2005 avec une bonne maîtrise des coûts techniques

Résultat opérationnel net ajusté Amont (G\$)



Coûts techniques (FAS 69, filiales consolidées, \$/bep)



- Bonne valorisation des hydrocarbures : +37%
- Production sous-jacente stable
 - Effet prix : -3%
 - Ouragans dans le Golfe du Mexique : -0,5%
- Impact limité de l'inflation

RO net ajusté (\$/bep) : +43%

ROACE 2005 : 40%

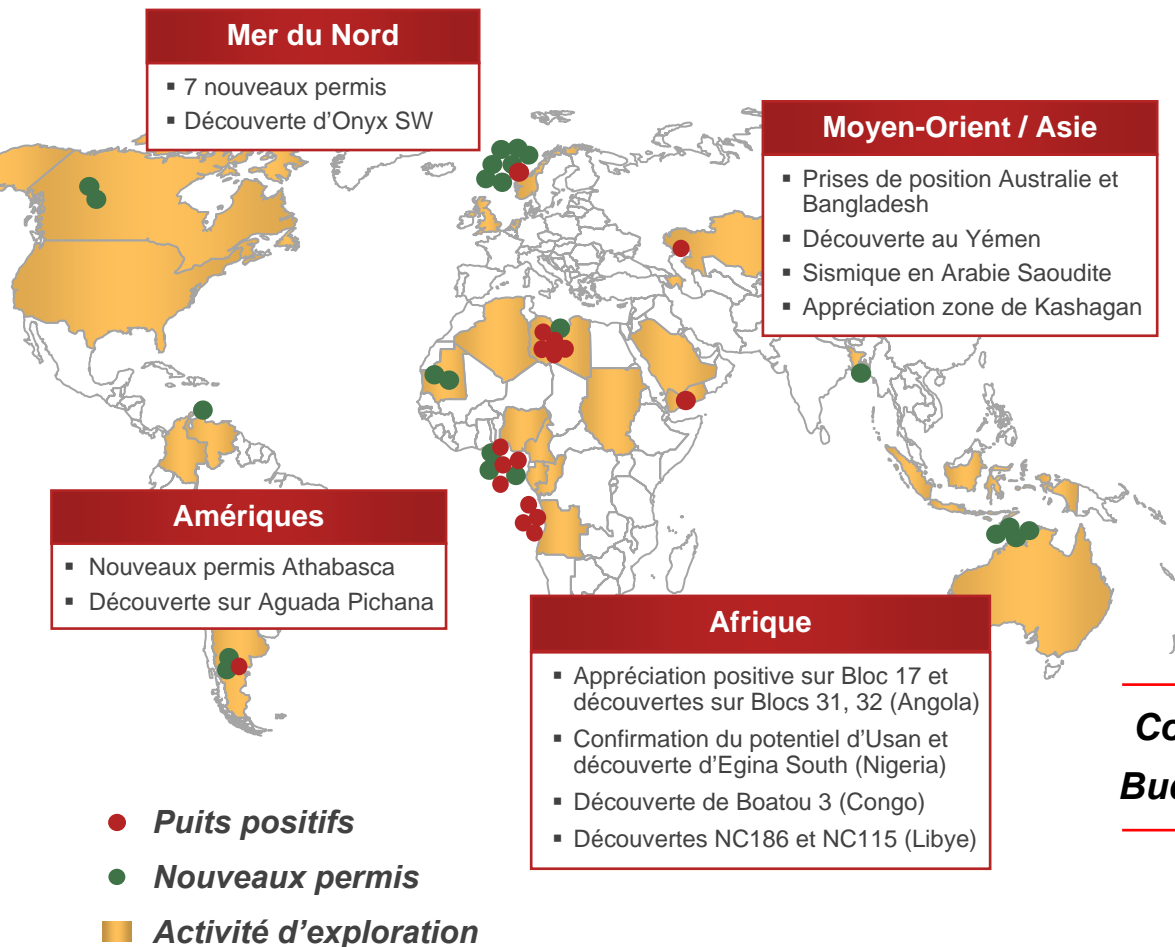
* y compris effet des prix sur les productions et la fiscalité

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



Poursuite des succès de l'exploration

Principaux succès depuis début 2005



Principaux enjeux pour 2006

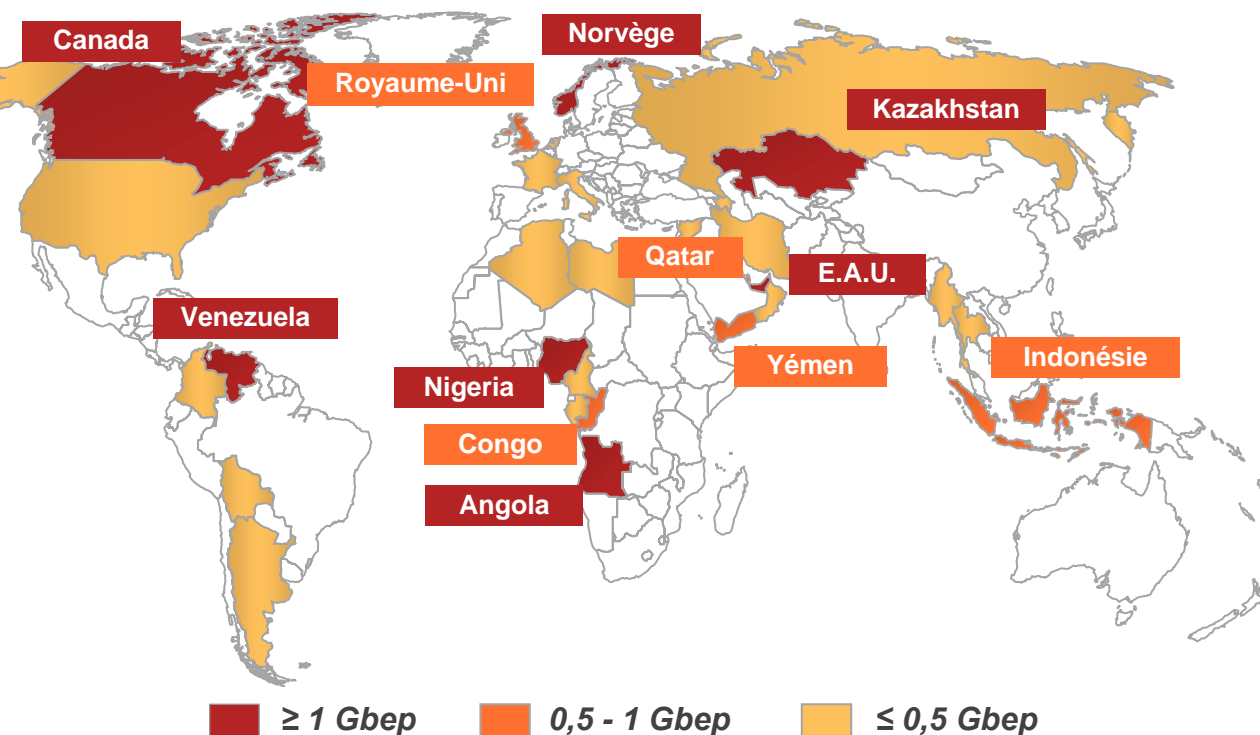
- **Confirmer de nouveaux pôles**
 - 4^{ème} pôle Bloc 17 et Bloc 32 (Angola)
 - Offshore profond Nigeria
 - Mer Très Profonde Sud (Congo)
 - Haltenbanken Sud (Norvège)
 - Timimoun (Algérie)
 - NC137 et Murzuk (Libye)
- **Explorer de nouveaux thèmes**
 - Arabie Saoudite, Australie, Soudan, Mauritanie...

Coût de découverte moyen de 0,9 \$/bep*
Budget d'exploration porté à 1 G\$ en 2006

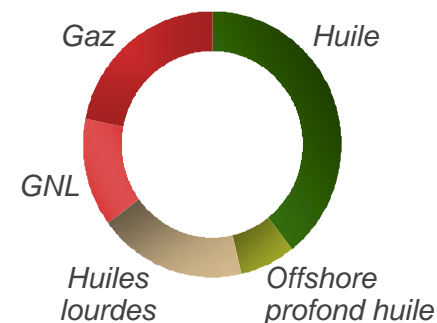
* moyenne 2003-2005

Diversification accrue du portefeuille de réserves prouvées et probables

Réserves prouvées et probables* : 20 Gbep



Répartition par type*



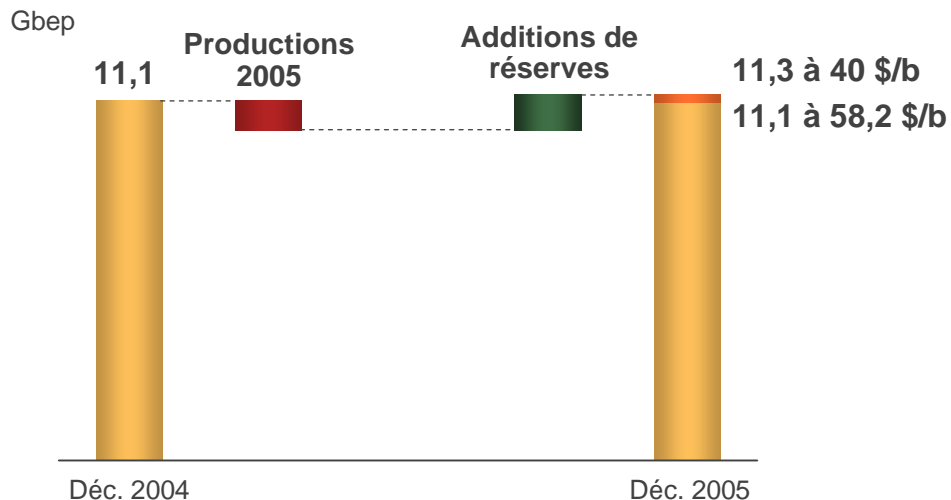
- Allongement de 2 ans de la durée de vie portée à près de 22 ans à fin 2005
- Importantes affaires nouvelles en cours de finalisation

Positionnement majeur sur la plupart des grands bassins de croissance

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

Renouvellement des réserves en 2005

Réserves prouvées



- Bonne contribution des nouveaux projets
- Impact négatif de l'application des prix de fin d'année sur les réserves à fin 2005 d'environ 220 Mbep

Taux de renouvellement Groupe*
(réserves calculées au prix de fin d'année)

▶	2005	:	95%
	2003-2005	:	97%

Taux de renouvellement Groupe hors effet prix (Brent stable à 40 \$/b)

▶	2005	:	120%
	2003-2005	:	118%

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

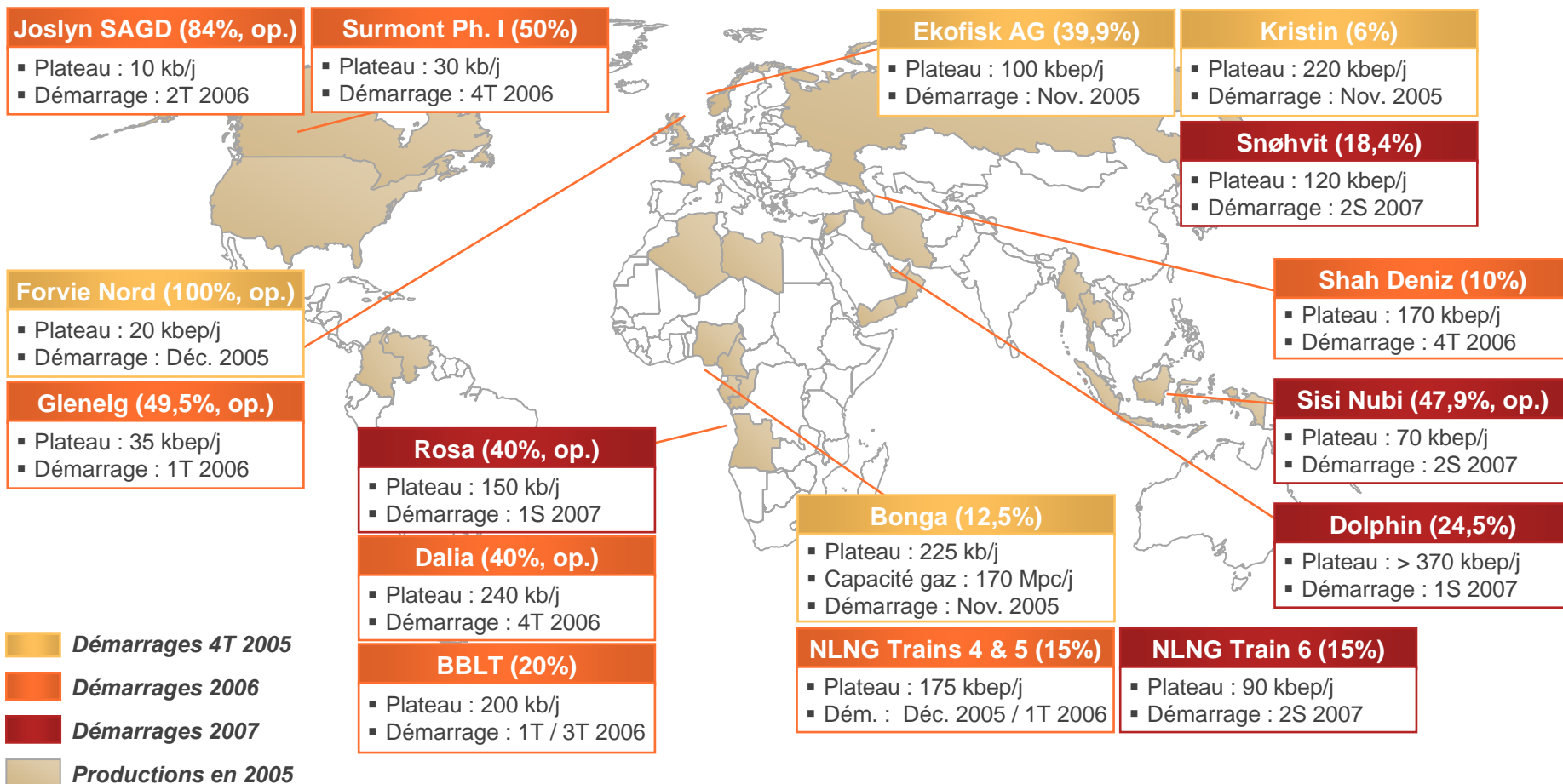
* réserves calculées selon les règles SEC (Brent = 58,2 \$/b au 31/12/2005)



TOTAL

Démarrages 2005-2007 : + 500 kbep/j en plateau pour Total

Principaux démarrages 4T 2005 – 2007(e)

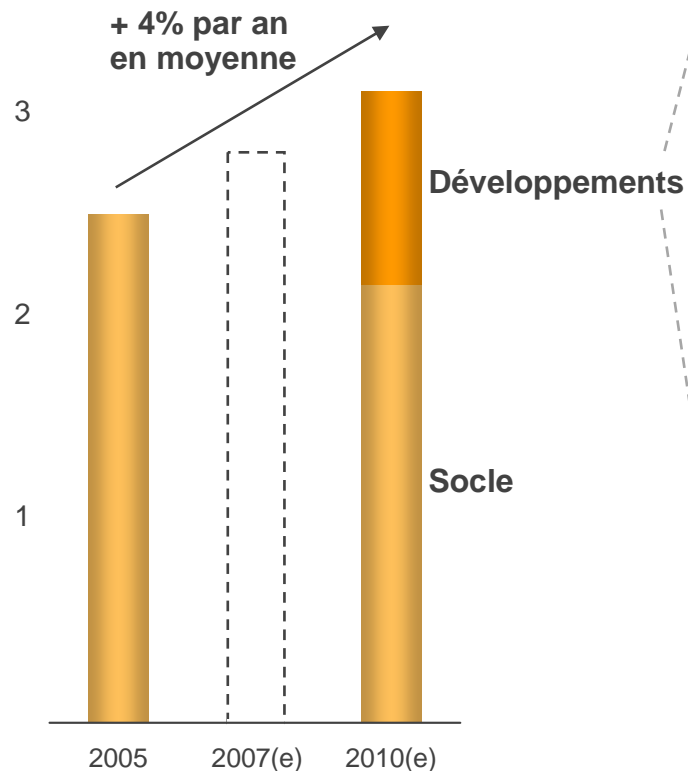


Montée en puissance progressive sur 2005-2008

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

Productions d'hydrocarbures (prévisions avec un Brent à 40 \$/b)

Mbep/j



Démarrage	Principaux projets	Part.	Objectif plateau technique (kbep/j)	Opéré**	Statut
4T 2005	Ekofisk AG	39,9%	100		prod.
	Kristin	6%	220		prod.
	Bonga	12,5%	225		prod.
	Forvie Nord	100%	20	✓	prod.
2006(e)	BBLT	20%	200		prod.
	NLNG T4 et T5	15%	175		prod.
	Glenelg	49,5%	35	✓	dév.
	Joslyn SAGD Ph. II	84%	10	✓	dév.
	Surmont Ph. I	50%	30		dév.
	Dalia	40%	240	✓	dév.
Shah Deniz	10%	170		dév.	
2007(e)	Rosa	40%	150	✓	dév.
	Dolphin	24,5%	>370	✓	dév.
	Snøhvit	18,4%	120		dév.
	NLNG T6	15%	90		dév.
	Sisi Nubi	47,9%	70	✓	dév.
2008(e)	Moho Bilondo	53,5%	90	✓	dév.
	Tahiti	17%	135		dév.
	Qatargas II*	16,7%	>200		dév.
	Akpo	24%	225	✓	dév.
	Yemen LNG	39,6%	185	✓	dév.
	Kashagan Ph. I	18,5%	450		dév.
2009(e)	Tyrihans	21,5%	70		FID
	Tempa Rossa	50%	50	✓	FID
	Tombua Landana	20%	100		basic
2010(e)	Usan	20%	150	✓	basic
	Pôle III, Bloc 17 (Pazflor)	40%	200	✓	basic
	Mine Joslyn Ph. I	84%	50	✓	basic
	Pars LNG	30%	>300	✓	basic

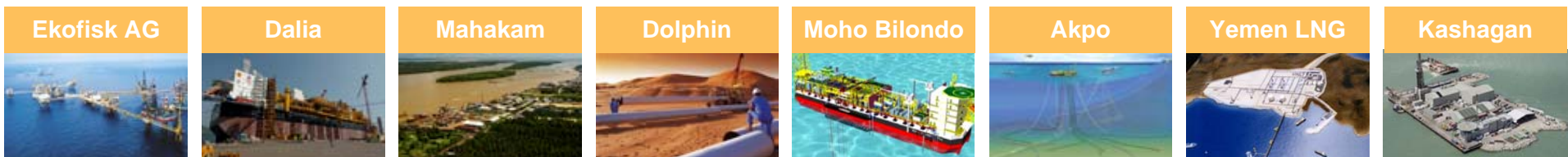
* en cours de finalisation

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



TOTAL

Investissements Amont portés à 10 G\$ en 2006 pour soutenir la croissance long terme



70% des investissements de développement dédiés aux principaux projets de croissance

- Nouveaux grands projets pour l'horizon 2008-2010 lancés : Akpo, Moho-Bilondo, Yemen LNG...

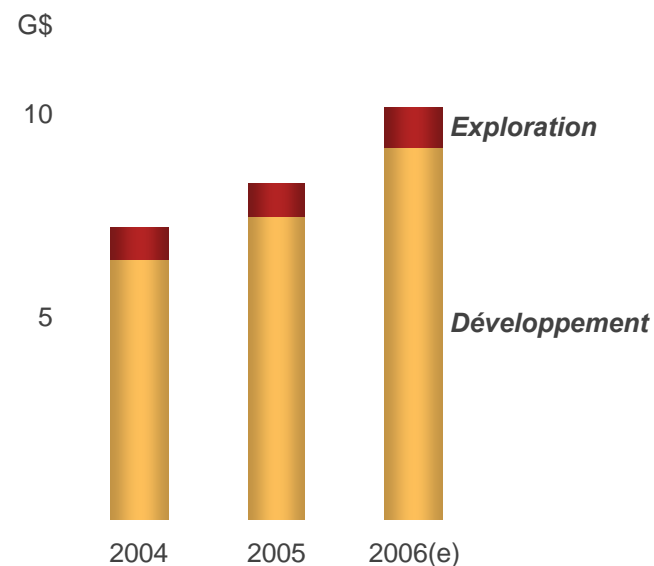
Impact mesuré de la hausse du coût des projets

- + 0,7 G\$ par rapport aux estimations antérieures

Intensification des efforts pour maintenir la fiabilité des champs matures

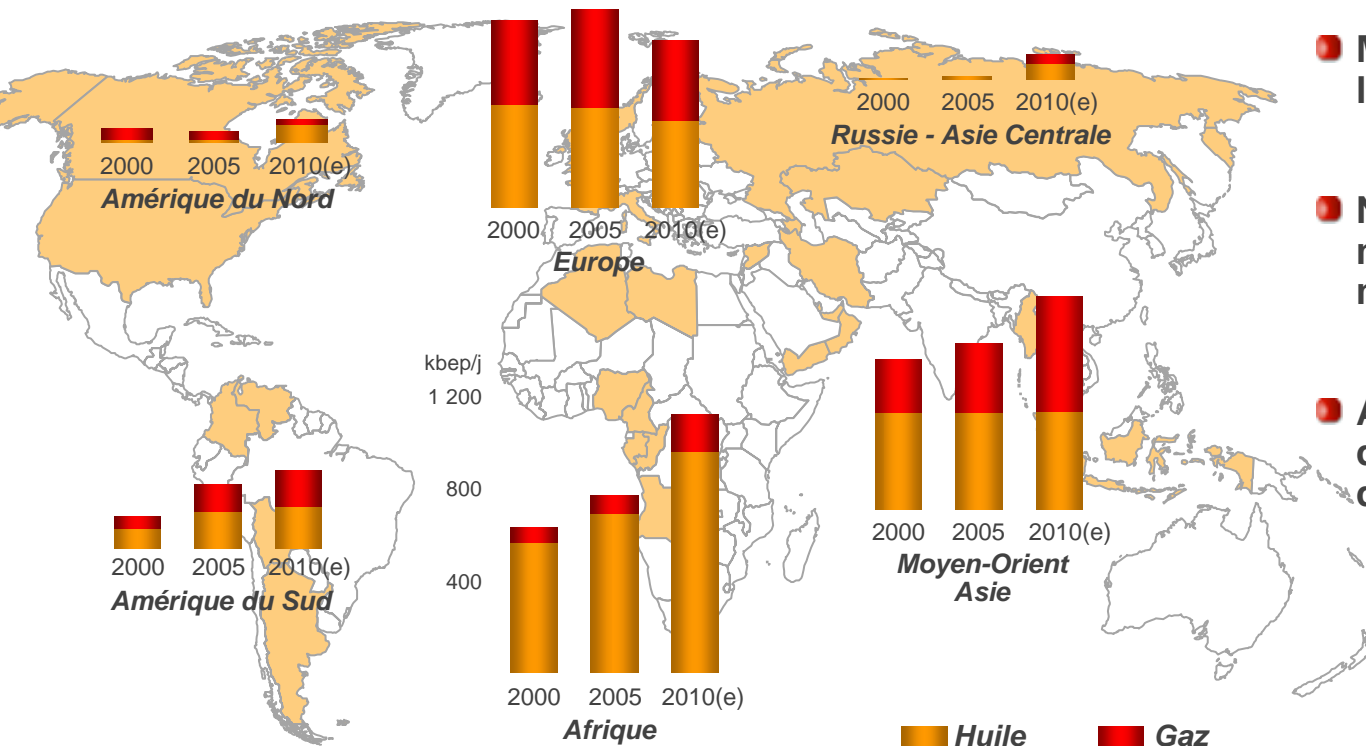
- Pay-back rapide dans un contexte de prix élevés

Investissements Amont



Bon équilibre entre pôles de croissance et zones matures à l'horizon 2010

Productions de Total : 32 pays à l'horizon 2010*



- **Maintien de l'importance de l'Afrique et du Moyen-Orient**
- **Nombreux développements marginaux sur les zones matures**
- **Augmentation progressive du poids des nouvelles zones de croissance**
 - Asie Centrale, Canada...

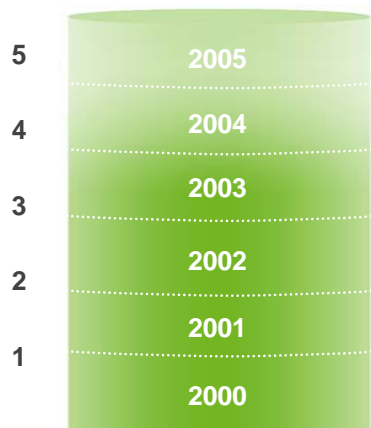
Stratégie conjuguant croissance et rentabilité

* productions 2010 dans un scénario de Brent à 40 \$/b

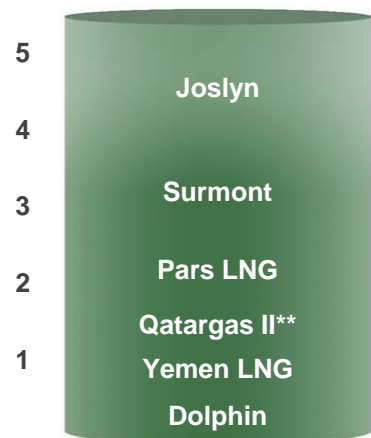


Forte visibilité sur la croissance 2010-2015

Succès de l'exploration*
par année (Gbp)



Nouveaux grands projets gaz et
huiles lourdes (Gbp)



Croissance des productions post-2010 portée
par les succès de l'exploration

- Nouveaux pôles de développement dans le Golfe de Guinée
 - Bloc 32 et 4^{ème} pôle Bloc 17 en Angola, offshore profond Nigeria et Congo
- Montée en puissance de Kashagan
- Exploration intensive sur les pôles matures
 - Mer du Nord, Cameroun...
- Nouveaux thèmes
 - Horizons profonds...

Profil post-2010 renforcé par un socle important
de nouveaux grands projets gaz et huiles lourdes (y compris mine)

- Plateaux de production de 20 à 30 ans
- Très bonne sensibilité aux prix des hydrocarbures
- Forte création de valeur sur le long terme
- Importants upsides R&D

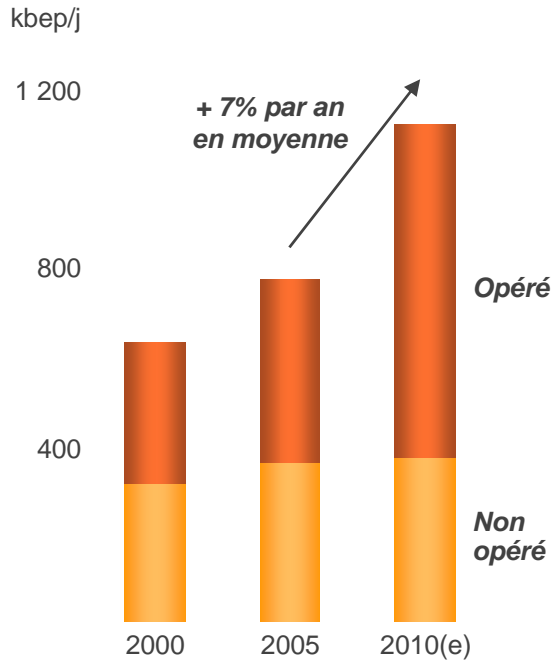
* cumul 2000-2005 des contributions de l'exploration au potentiel de production de Total

** en cours de finalisation

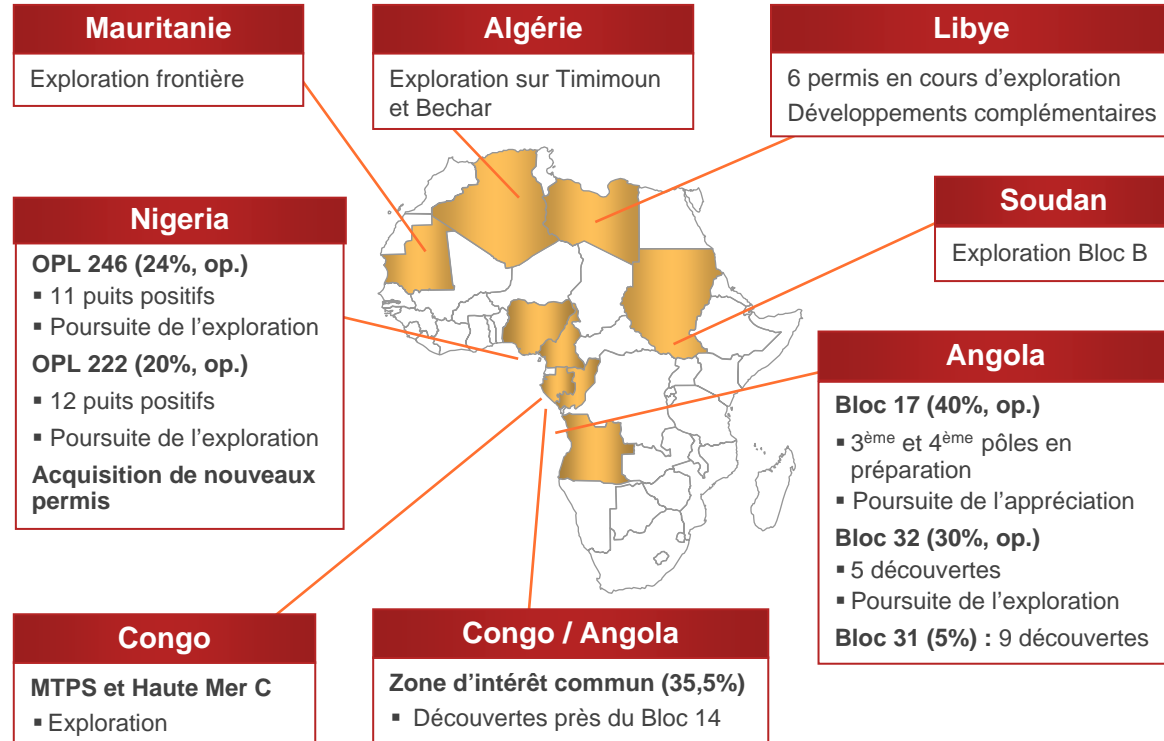


Accélération de la croissance en Afrique

Productions en Afrique*



Fort potentiel de l'exploration pour poursuivre la croissance au delà de 2010



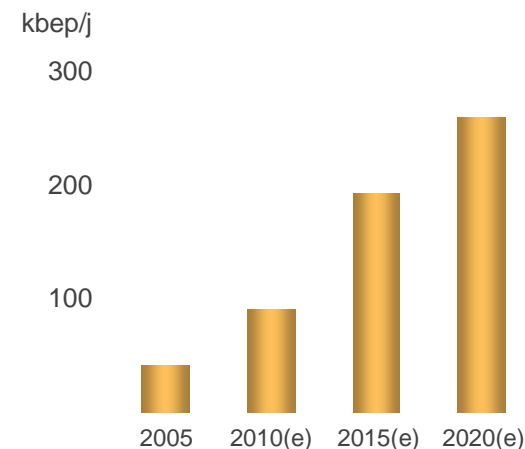
Préparation du lancement du Pôle III du Bloc 17 (Pazflor), d'Usan et d'un 7^{ème} Train sur NLNG
Lancement des études de développement du Bloc 32 et d'un 4^{ème} Pôle Bloc 17 en Angola

* productions 2010 dans un scénario de Brent à 40 \$/b



Amérique du Nord : déploiement de la stratégie pour le long terme

Productions en Amérique du Nord



Joslyn (84%, op.)

- Développement SAGD en cours
- Potentiel de production sup. à 200 kb/j*

Surmont (50%)

- Développement Phase I SAGD en cours (30 kb/j)
- Potentiel de production sup. à 200 kb/j*

Tahiti (17%)

- Acquisition finalisée en janvier 2006
- Développement lancé en 2005
- Mise en production mi-2008(e)
- Plateau : 135 kbep/j*

Devenir un acteur majeur du développement des huiles lourdes au Canada...

- Succès de l'acquisition de Deer Creek
- Participation portée à 50% dans Surmont
- Etudes de développement des différentes options d'upgrading
- Acquisition de leases supplémentaires

...tout en intégrant les contraintes

- Efficacité énergétique
- Emissions de CO₂
- Ressources humaines

Se positionner de façon sélective dans le Golfe du Mexique

- Capitaliser sur les innovations techniques régionales

Actifs matures onshore US cédés

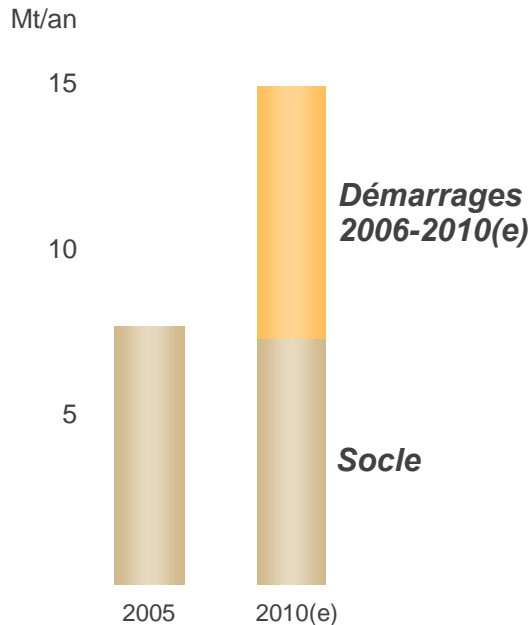
Développement progressif d'un nouveau grand pôle de production

* productions techniques en 100%, y compris mine



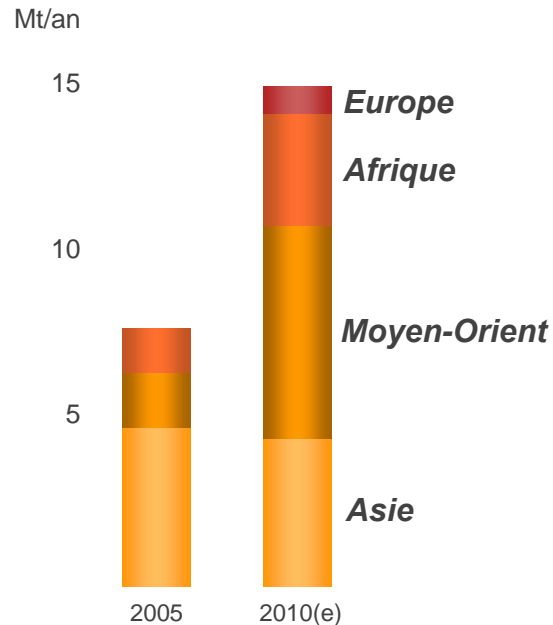
Croissance de l'activité GNL de 12% par an en moyenne d'ici 2010

Contribution des démarrages



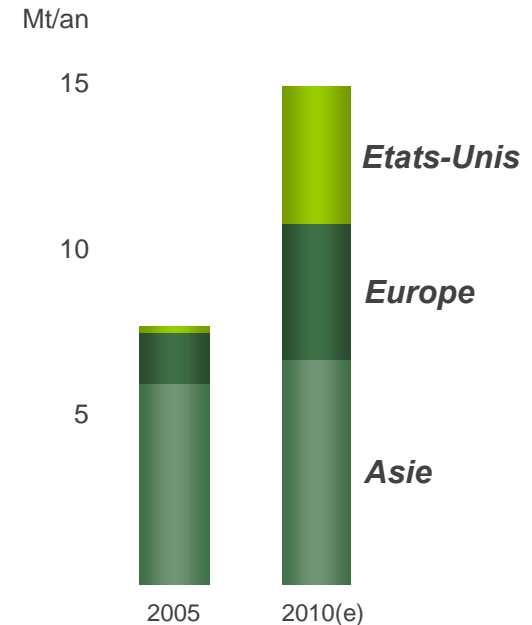
- **Croissance post-2010 en préparation**
 - Nigeria, Angola, Iran...
 - Autres projets en négociation

Ventes par origine



- **Bonne répartition entre trains additionnels sur sites existants et nouvelles usines**

Ventes par marché



- **4 terminaux de regazéification**

Présence équilibrée sur tous les grands marchés à l'horizon 2010

