

Amont



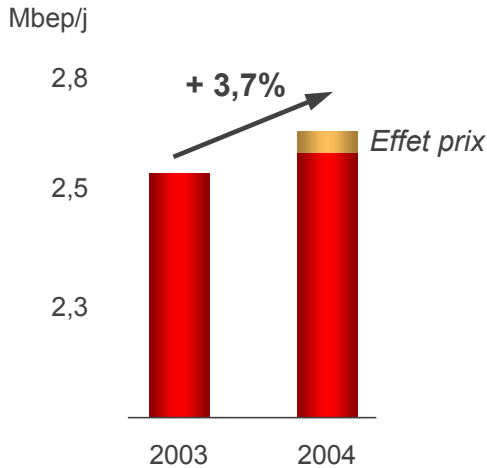
TOTAL

Février 2005

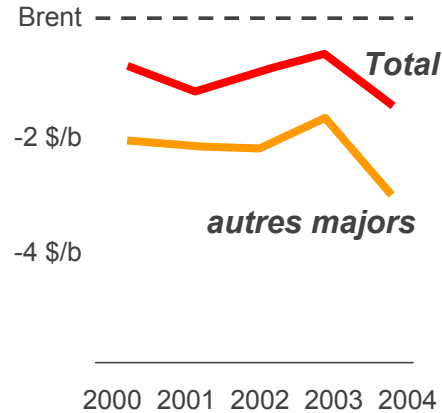
Communication Financière - www.total.com

Plein bénéfice de l'environnement favorable et de la croissance en 2004

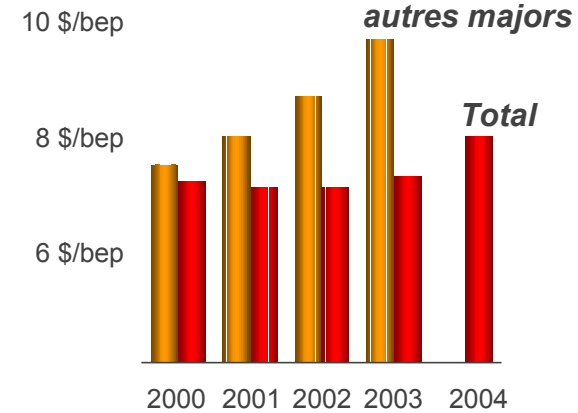
Productions



Valorisation liquides vs. Brent



Coûts techniques*



- Croissance sous-jacente : + 3,7%
- Impact hausse des prix : - 1,9%
27% de la production sous régime de PSC et buy-back
- Croissance publiée : + 1,8%

- Bonne valorisation des productions
Contexte de déséquilibre croissant bruts lourds/légers
- Gaz : + 14% à 3,74 \$/MBtu

- Coûts techniques : 8,0 \$/bep + 0,7 \$/bep vs. 2003 dont 0,4 \$/bep dû au change et aux effets prix sur la production

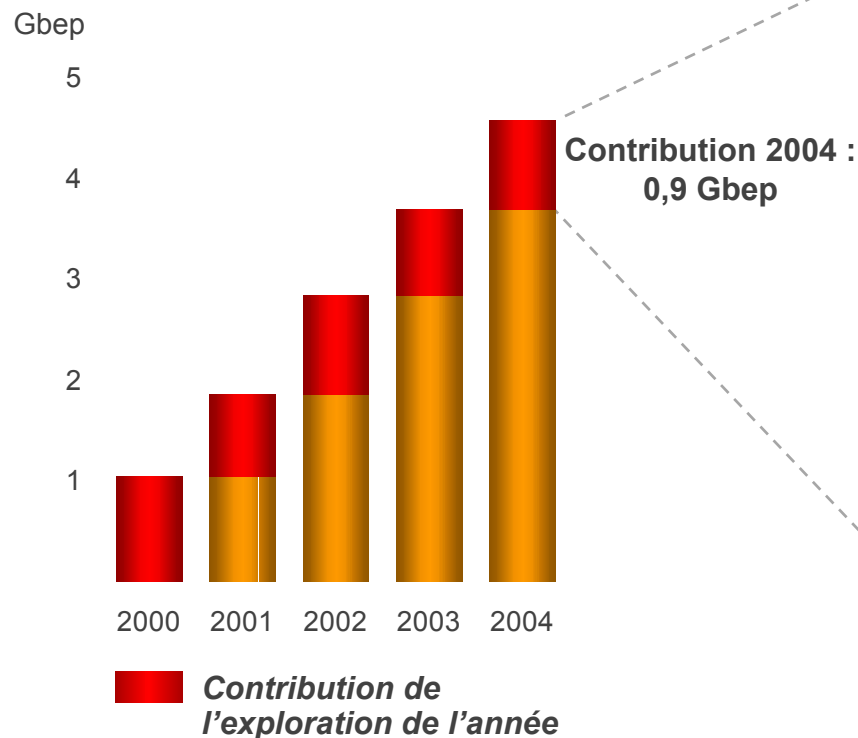
Rentabilité de l'Amont en 2004 : 35%

Rentabilité recalculée dans un environnement de Brent à 25 \$/b : 21%

* filiales consolidées (FAS 69)

Poursuite des succès de l'exploration

Cumul 2000-2004 des contributions de l'exploration au potentiel de renouvellement des réserves



Principaux succès 2004

Découvertes	Puits	Permis	Part.	Opéré
Bolivie	Incahuasi	Ipati	80%	✓
Kazakhstan	Kairan 1	Caspienne Nord	20,4%	
Angola	Canela	Bloc 32	30%	✓
	Venus	Bloc 31	5%	
Nigeria	Preowei	OPL 246	24%	✓
Congo	Pegase Nord	MTPS	40%	✓
Libye	H1 – NC 186	Murzuk	24%	
Appréciation	Puits	Permis	Part.	Opéré
Royaume-Uni	206-1-a-D	Laggan	50%	✓
Nigeria	Usan 5	OPL 222	20%	✓
	Egina	OPL 246	24%	✓
	Acacia	Bloc 17	40%	✓
Congo	Mobi Marine 1	Moho Bilondo	51%	✓
Algérie	Irharen	Timimoun	63,8%	✓

Principales prises de permis depuis début 2004 :

Indonésie, Royaume-Uni, Norvège, Algérie, Venezuela, Australie, Mauritanie

Découvertes de nouvelles structures très prometteuses
Confirmation du potentiel des gisements déjà identifiés

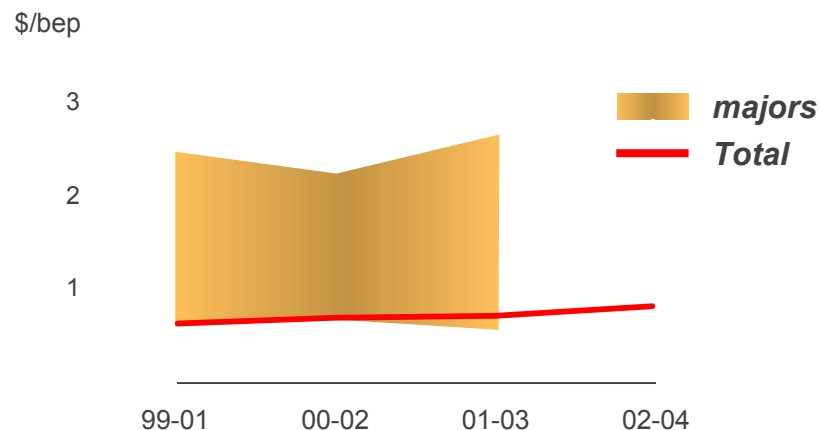


TOTAL

Maintien d'un bon niveau de renouvellement des réserves

- Réserves à fin 2004* : 11,15 Gbep
- Bonne performance de l'appréciation et comportement des champs en production en ligne avec les prévisions
- Impact négatif de l'application des prix de fin d'année sur les réserves 2004 d'environ 270 Mbep

Coûts de découvertes (FAS 69)



Taux de renouvellement 2002-2004*



Filiales consolidées :	120 %
Groupe :	106 %

Taux de renouvellement 2002-2004 hors effet prix (réserves calculées à 25 \$/b)**



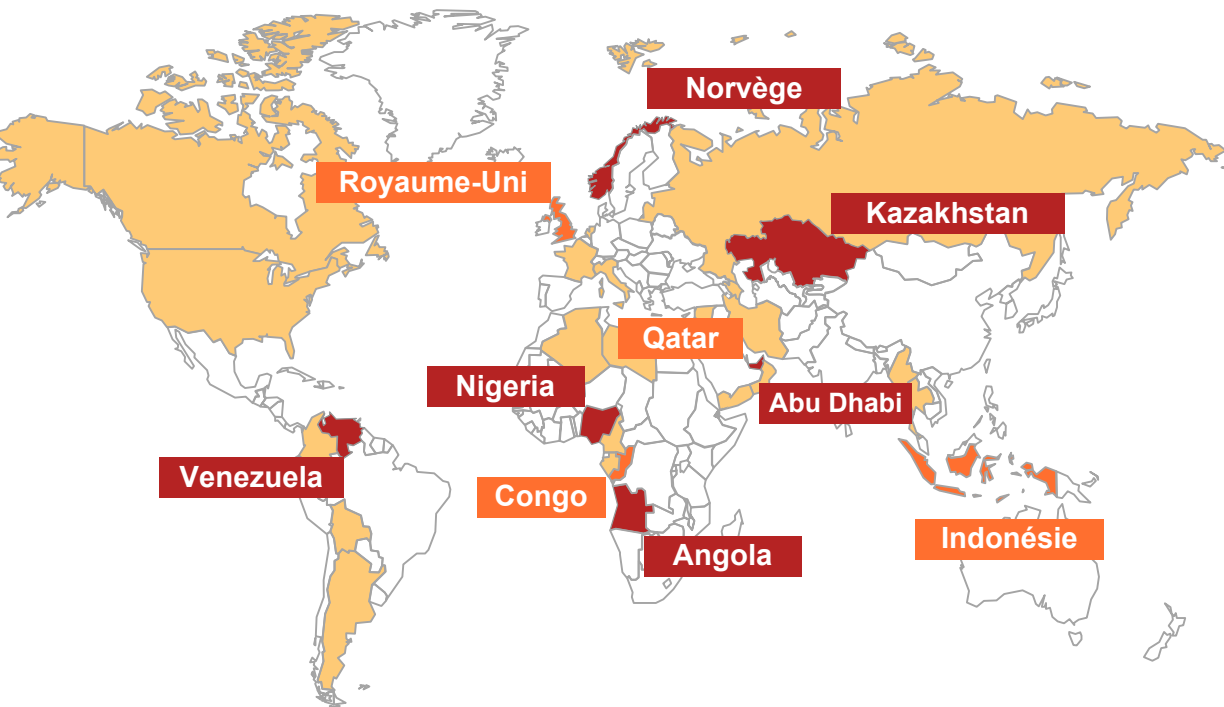
Filiales consolidées :	131 %
Groupe :	116 %

* réserves 2004 calculées selon les règles SEC (Brent = 40,47 \$/b au 31/12/2004)

** taux de renouvellement pour l'année 2004, calculé à 25 \$/b, de 107% pour les filiales consolidées et de 102% pour l'ensemble du Groupe

Portefeuille solide et diversifié de réserves prouvées et probables

Réserves prouvées et probables à fin 2004*



■ Près de 20 ans de durée de vie au rythme actuel de production

■ 66% Huiles / 34% Gaz

■ plus de 1 Gbep

■ entre 500 Mbep et 1 Gbep

■ moins de 500 Mbep

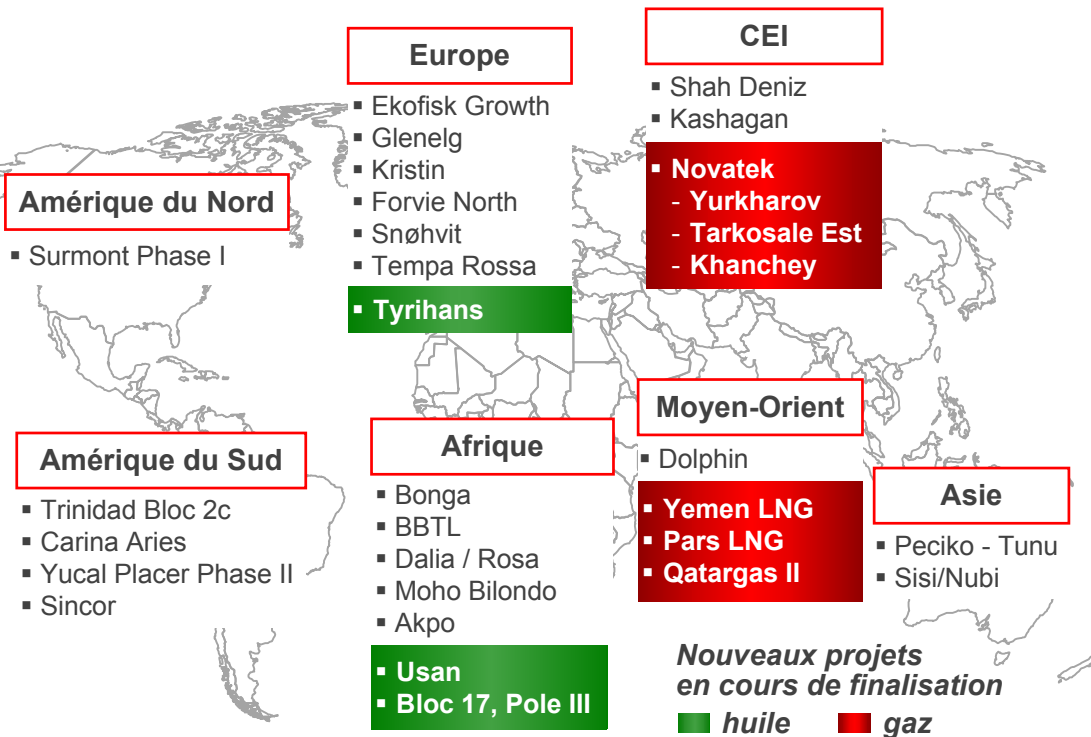
Exploration : axe privilégié du renouvellement des réserves
Importantes affaires nouvelles gaz en cours de finalisation

* en se limitant aux réserves prouvées et probables 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 25 \$/b

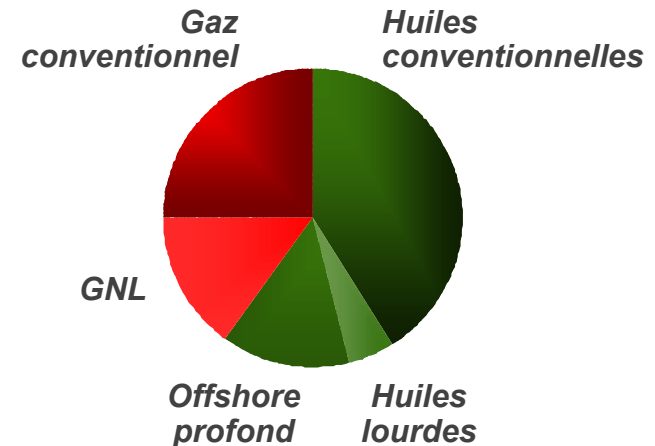


Objectif de croissance des productions étendu à l'horizon 2010

Croissance 2005-2010 : principaux projets



Productions 2010(e)



Objectif de croissance à l'horizon 2010 de 4 % par an en moyenne*
Maintien de la rentabilité de l'Amont supérieure à 20 % (Brent à 25 \$/b)

* croissance des productions dans un scénario de Brent à 25 \$/b



2011-2015 : s'appuyer sur les positions existantes pour poursuivre une croissance soutenue

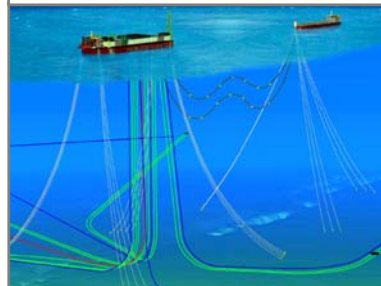
Gaz / GNL



Extensions et nouveaux grands projets

- > Pars T3
- > Bonny T7, T8
- > Angola LNG
- > Extension Dolphin
- > Cône Sud
- > Novatek

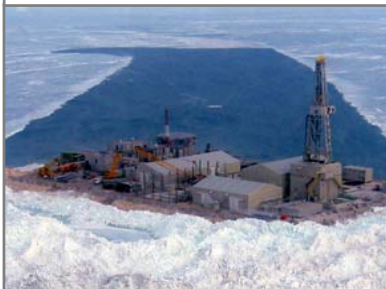
Offshore profond Golfe de Guinée



Valorisation des découvertes

- > Satellites Bloc 17
- > Bloc 32
- > OPL 246
- > OPL 222
- > Pégase

Mer Caspienne



Montée en puissance de grands projets

- > Kashagan full field
- > Kairan, Aktote
- > Gaz associé

Huiles lourdes










Levier de la technologie et de l'intégration

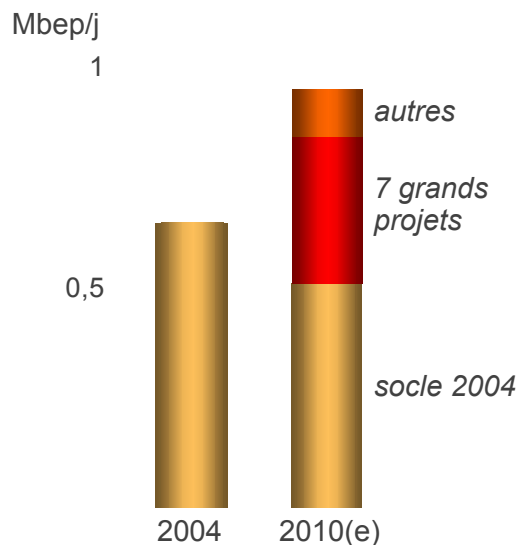
- > Sincor II
- > Surmont full field

Capacité d'opérateur démontrée dans les environnements les plus variés
Levier de la technologie et du marketing pour accéder à de nouvelles réserves

Golfe de Guinée : croissance assurée par 7 grands projets

Dalia	BBTL	Rosa	Moho Bilondo	Akpo	Usan	3^{ème} pôle - B17
40% - opérateur	20%	40% - opérateur	51% - opérateur	24% - opérateur	20% - opérateur	40% - opérateur
						
FPSO, 240 kb/j En développement 2006(e)	CPT, 200 kb/j En développement 2006(e)	Satellite, 150 kb/j En développement 2007(e)	FPU, 75 kb/j Lancement 2005 2008(e)	FPSO, 175 kb/j Lancement 2005 2008(e)	Etudes de développement 2009-2010(e)	Etudes de développement 2009-2010(e)

Productions Golfe de Guinée



- Développements de Dalia et de Rosa en ligne avec les prévisions
- Lancement des développements de Moho Bilondo et d'Akpo en 2005
- Préparation des développements de Usan et du 3^{ème} Pôle du Bloc 17

Total : 1^{er} producteur international en Afrique

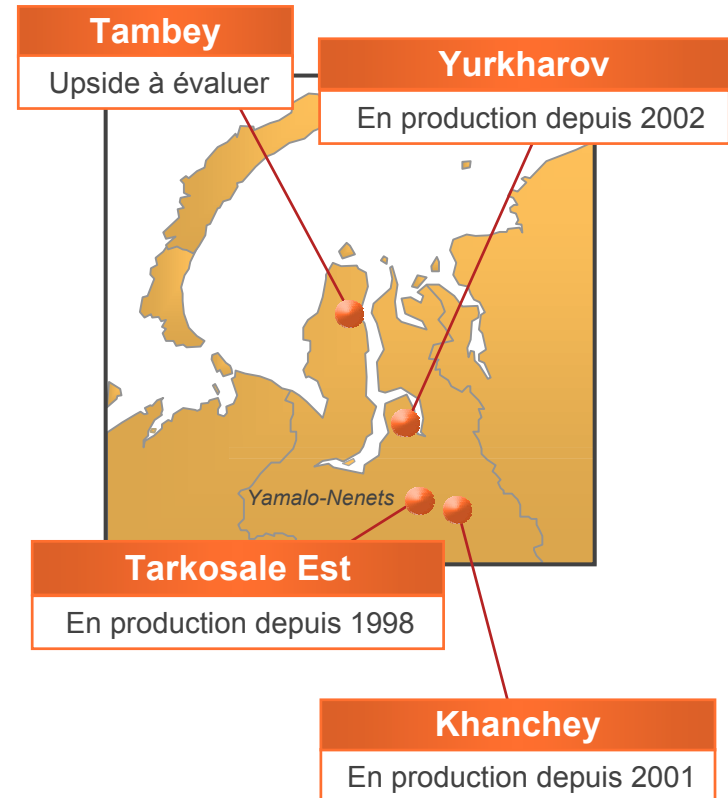
productions futures estimées dans un scénario de Brent à 25 \$/b

Russie : projet de prise de participation dans Novatek

Productions Novatek 2004* = 435 kbep/j

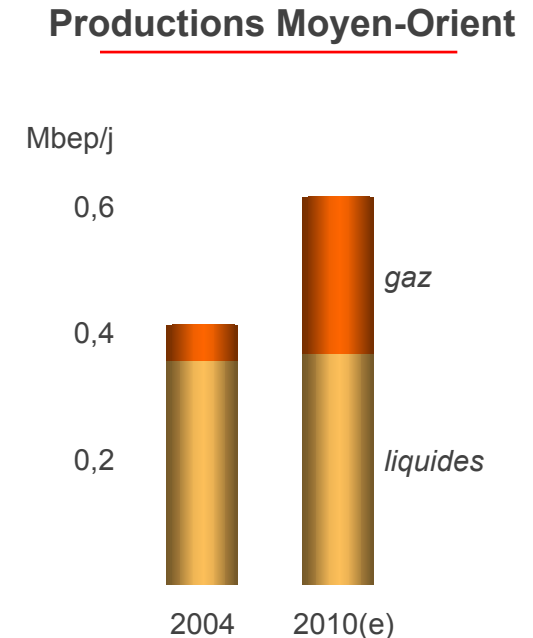
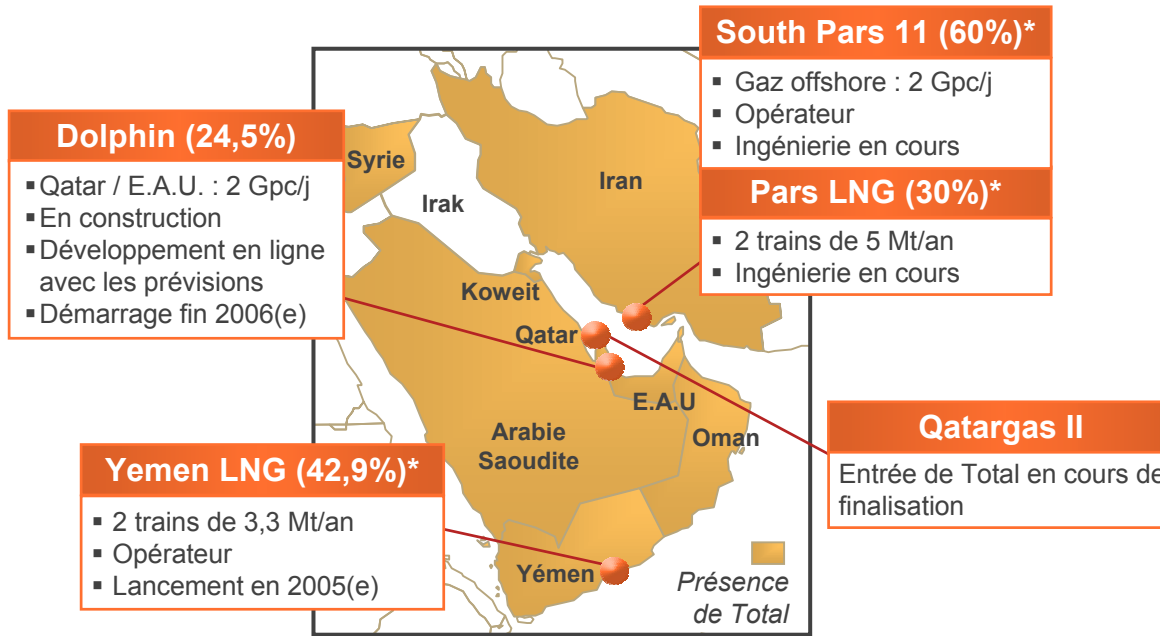
- **1^{er} producteur indépendant de gaz russe**
 - Actifs récents, opérés selon les standards internationaux
 - Doublement de la production attendu pour 2010
 - Valorisation sur la base du prix du gaz domestique
- **3 champs géants représentant environ 4 Gbep de réserves prouvées et probables**
- **Projet d'acquisition de 25% du capital**
 - ~ 0,9 G\$, soit 0,8 \$/bep
 - Participation prévue au management et aux opérations
- **Potentiel exploration**

***Sibérie occidentale :
1^{ère} province gazière mondiale***



TOTAL

Moyen-Orient : portefeuille remarquable de grands projets gaz long-terme



■ 2^{ème} producteur international de la région

- Expertise technologique démontrée (North Field, South Pars 2&3)
- Acteur historique dans le GNL au Moyen-Orient (Qatargas, Adgas, Oman LNG)

■ Accès à de nouvelles réserves importantes

- 4 grands projets gaziers à plateaux de 20 à 30 ans

productions futures estimées dans un scénario de Brent à 25 \$/b

* participations avant entrée potentielle d'acheteurs de GNL



TOTAL

GNL : croissance supérieure à 10% par an en moyenne d'ici 2010

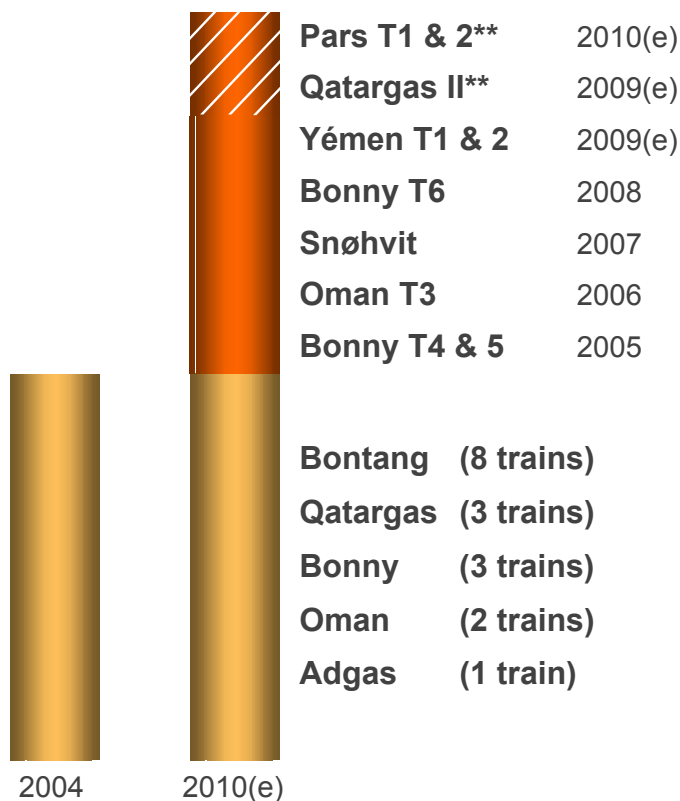
Ventes de GNL*

Mt/an

15

10

5



- Croissance des productions de GNL de 7% entre 2003 et 2004
- Bon équilibre entre extensions d'usines existantes et nouveaux projets
- Près de 40% des productions de gaz du Groupe dédiées au GNL à l'horizon 2010
- Nombreux projets en préparation pour l'horizon 2011-2015
Pars T3, Bonny T7 & T8, Angola LNG

Renforcement du socle de productions du Groupe pour le long terme

* Total, part Groupe, hors trading

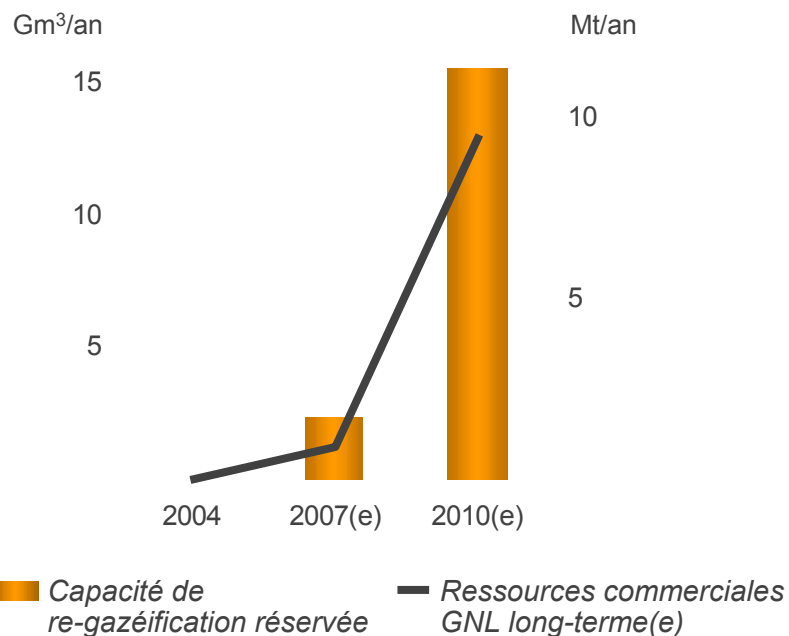
** en cours de finalisation



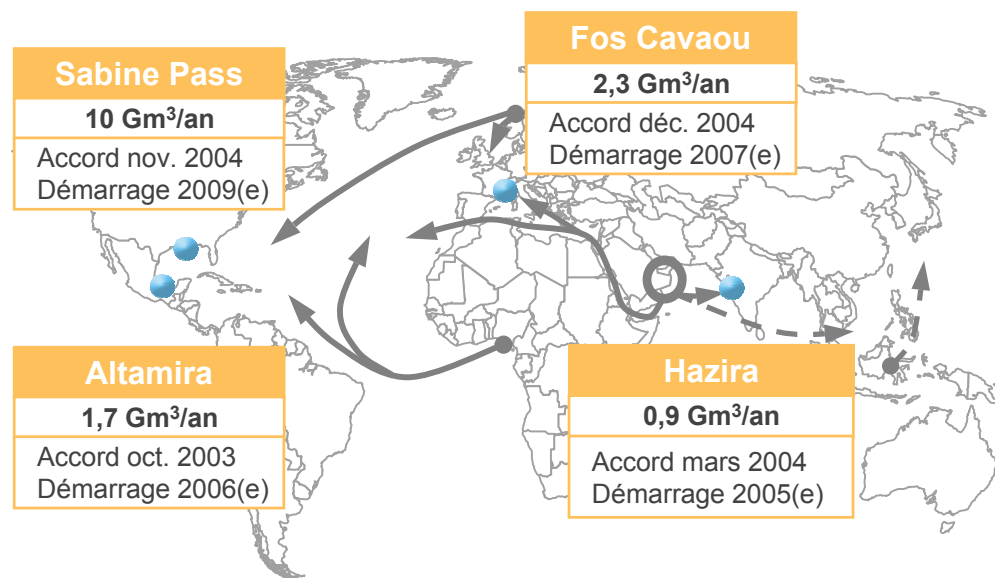
TOTAL

Fort développement de l'aval gaz en 2004

Accès assurés aux marchés



Quatre terminaux de re-gazéification en développement*



- Développement des ventes de gaz aux États-Unis, de 10 Gm³ en 2003 à 15 Gm³ en 2004
- Portefeuille de clientèle directe en Europe** porté de 7 Gm³/an en 2003 à 13 Gm³/an en 2004

Accès aux marchés : levier de croissance pour les productions de GNL

* capacités de re-gazéification en part Total

** hors contrats de vente long terme des productions du Groupe

