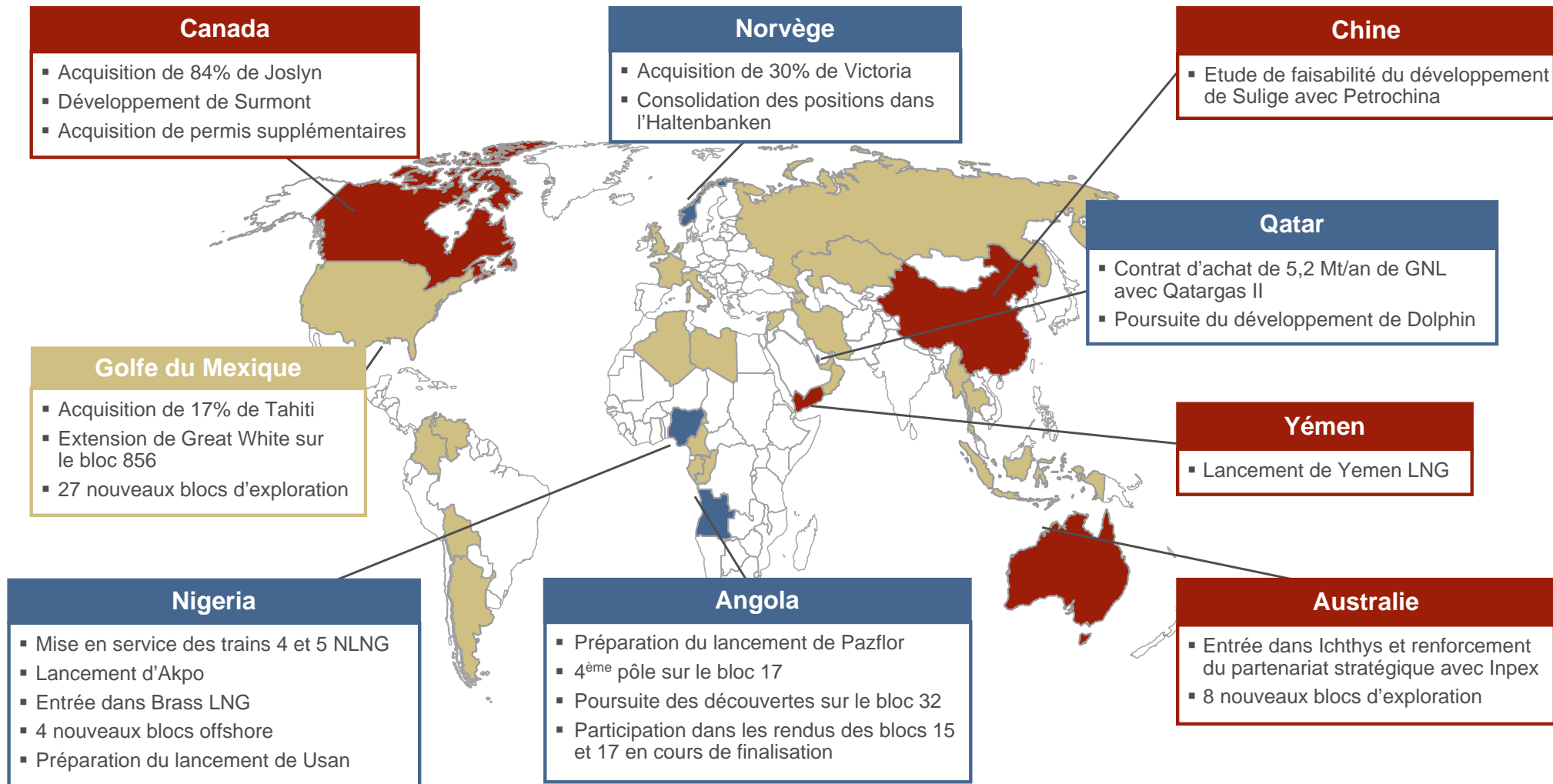


Amont

Renforcement majeur sur les grands pôles historiques et déploiement sur de nouvelles zones depuis début 2005



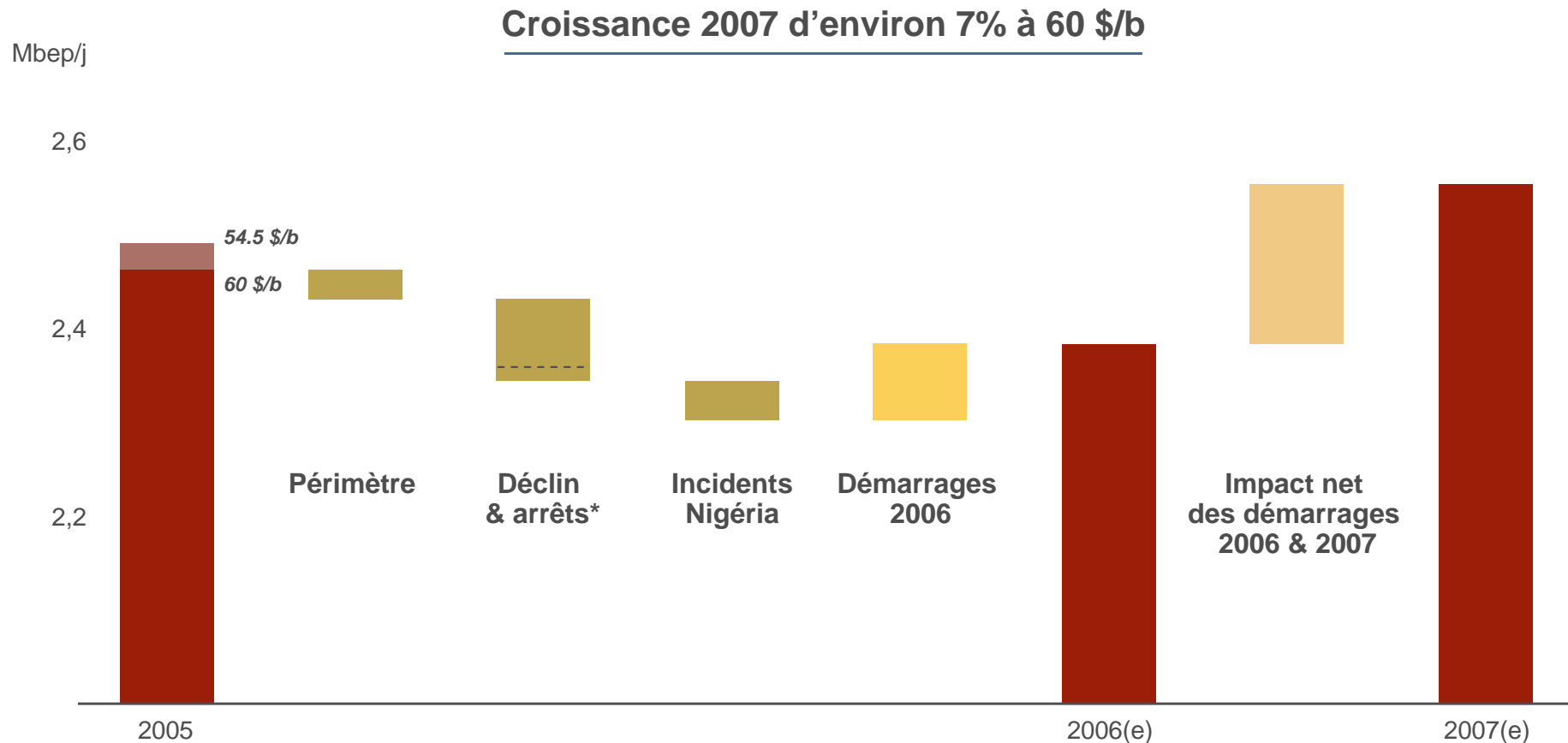
● Renforcement sur les grands pôles de production historiques

● Nouvelles zones pour le long terme

● Autres productions en 2015



Reprise d'une forte croissance des productions en 2007



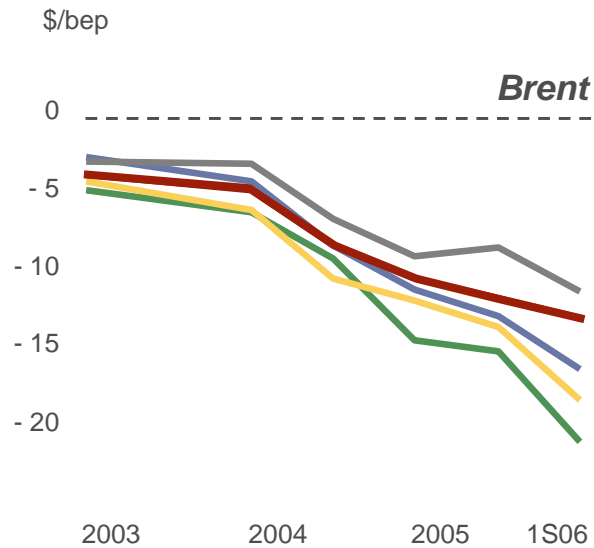
Démarrage de Dalia au 4^{ème} trimestre 2006
Entrées en production en 2007 de Rosa, Dolphin, Snøhvit...

* déclin du socle 2005, impact des arrêts non programmés & variation des arrêts programmés comparés à 2005

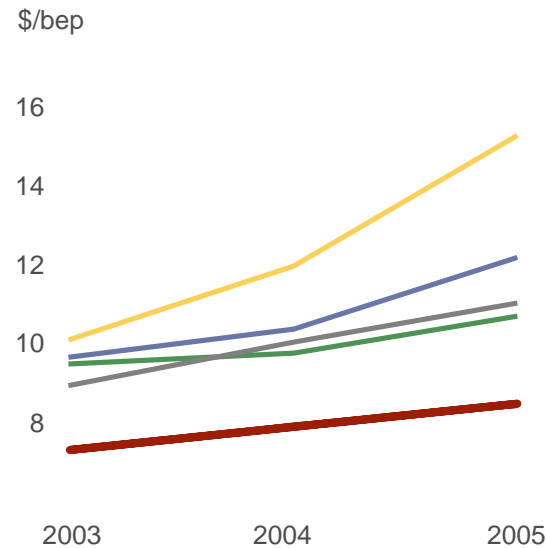


Avantage compétitif croissant du portefeuille de Total

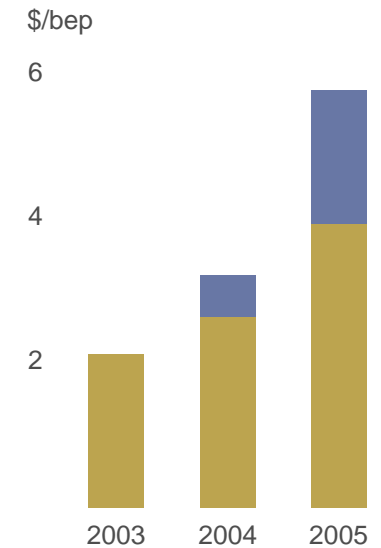
Valorisation hydrocarbures*
(moyenne pondérée liquides et gaz vs. Brent)



Coûts techniques*
(FAS 69)



Avantage compétitif*
(moyenne, avant impôts)



— Total — ExxonMobil — Chevron — RD Shell — BP

● Avantage coûts techniques ● Avantage valorisations

- ▶ Meilleure valorisation des hydrocarbures liquides
- ▶ Bonne valorisation du gaz
- ▶ Part des liquides stable à environ 65%
- ▶ Meilleure maîtrise des coûts techniques (+6% en 2005)

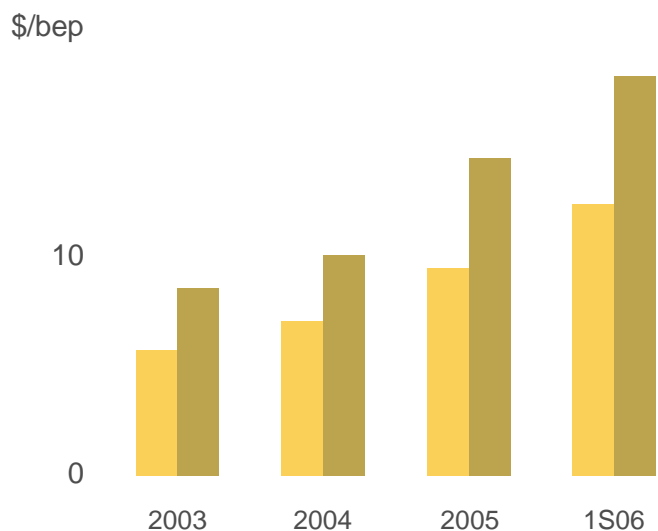
Avantage structurel pérenne dans un contexte de durcissement des conditions contractuelles et fiscales

* filiales consolidées, coûts techniques FAS 69, estimation des valorisations d'après les données publiées, avantage compétitif calculé par rapport à la moyenne des autres majors

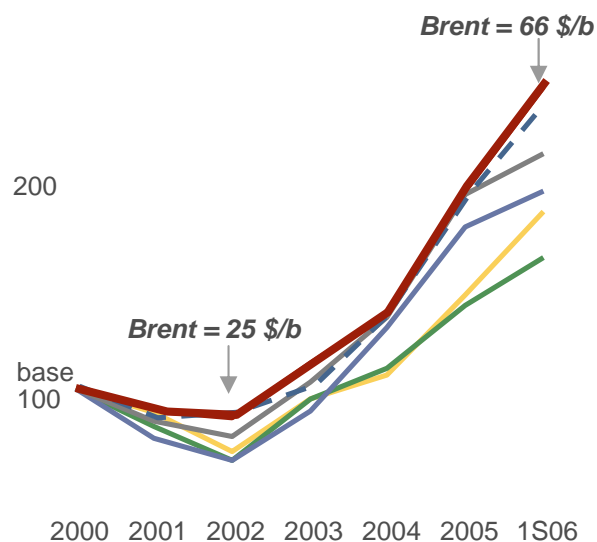


Très bonnes performances de l'Amont dans tous les environnements

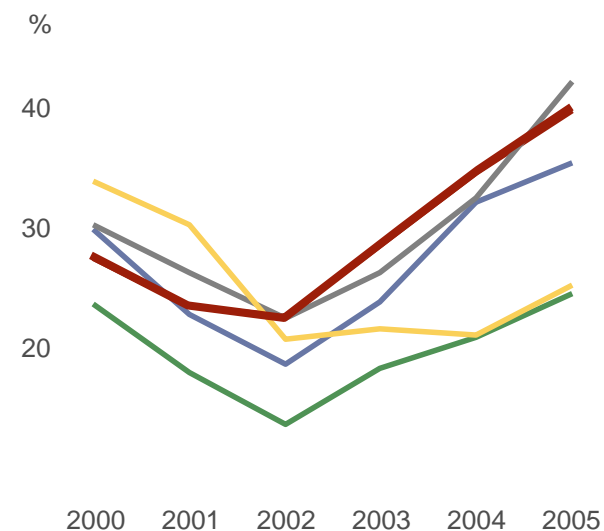
RO net/bep* de Total par type de contrat



Evolution du RO net/bep des majors**



ROACE Amont**



● Concessions ● PSC

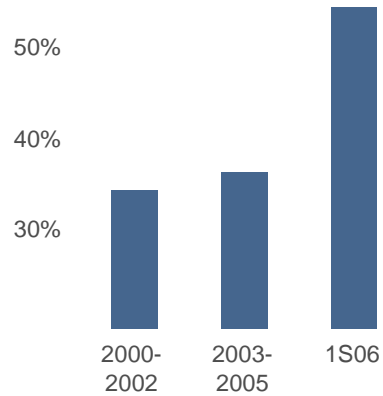
— Brent — ExxonMobil — RD Shell
 — Total — Chevron — BP

* hors exploration en charge

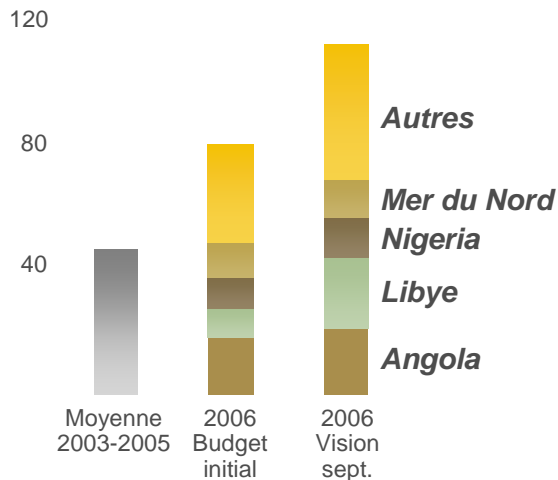
** résultat opérationnel net par baril équivalent pétrole de l'Amont, estimations basées sur les données publiées par les sociétés

Accélération de l'effort d'exploration portée par de nombreux succès

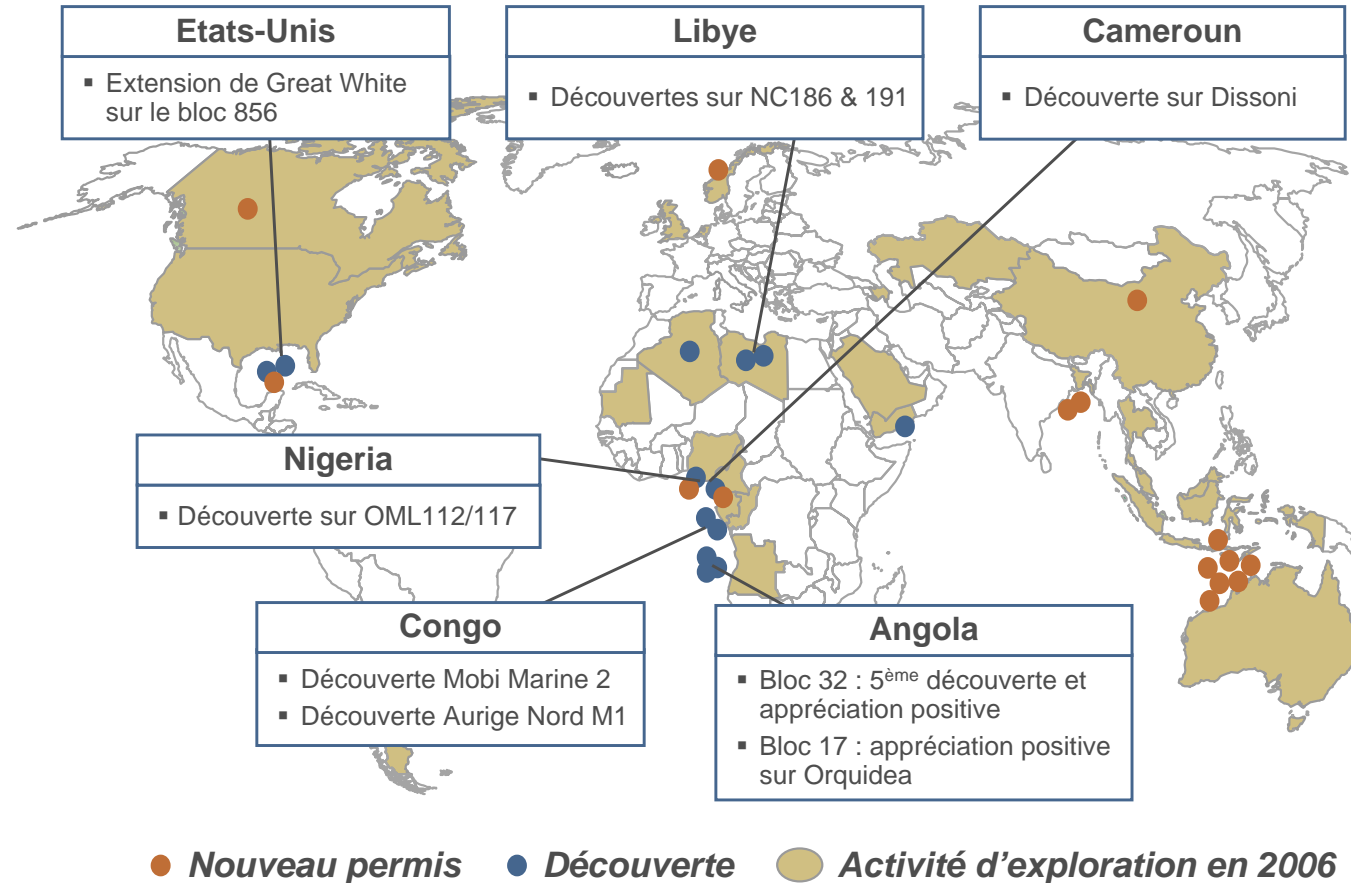
Taux de succès de l'exploration*



Nombre de puits d'exploration et d'appréciation



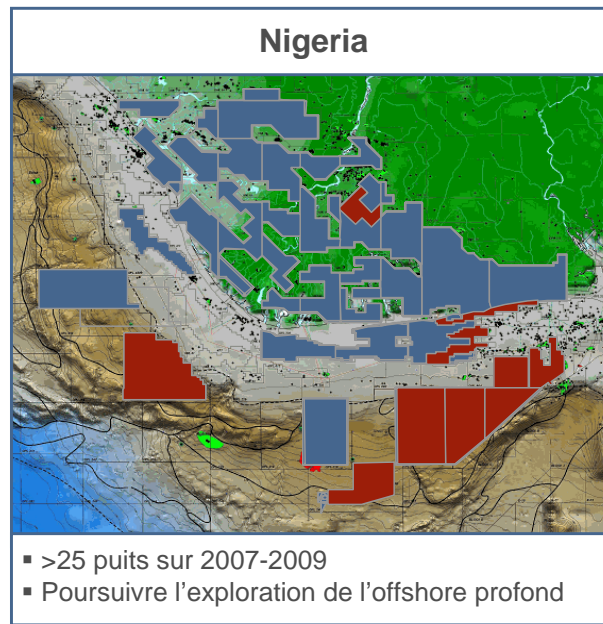
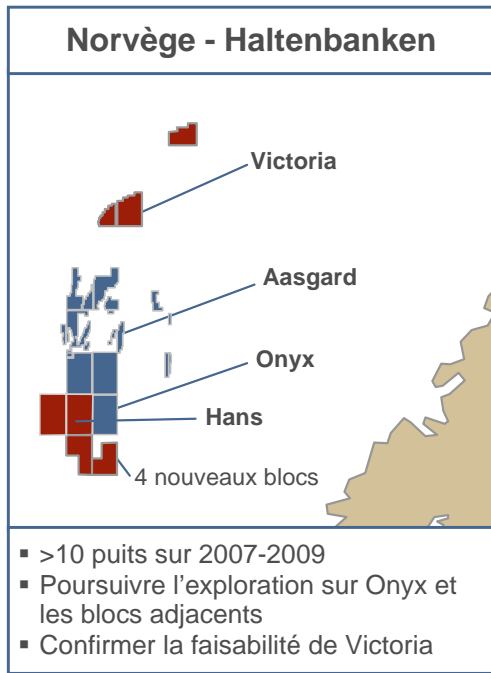
Principaux succès de l'exploration depuis début 2006



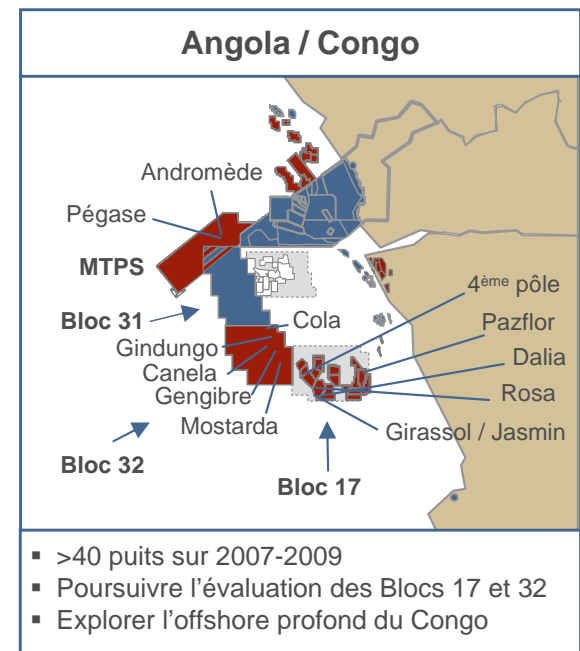
Programme d'exploration relevé à 1,5 G\$ pour 2006

* exploration capitalisée divisée par les dépenses d'exploration (filiales consolidées, FAS 69)

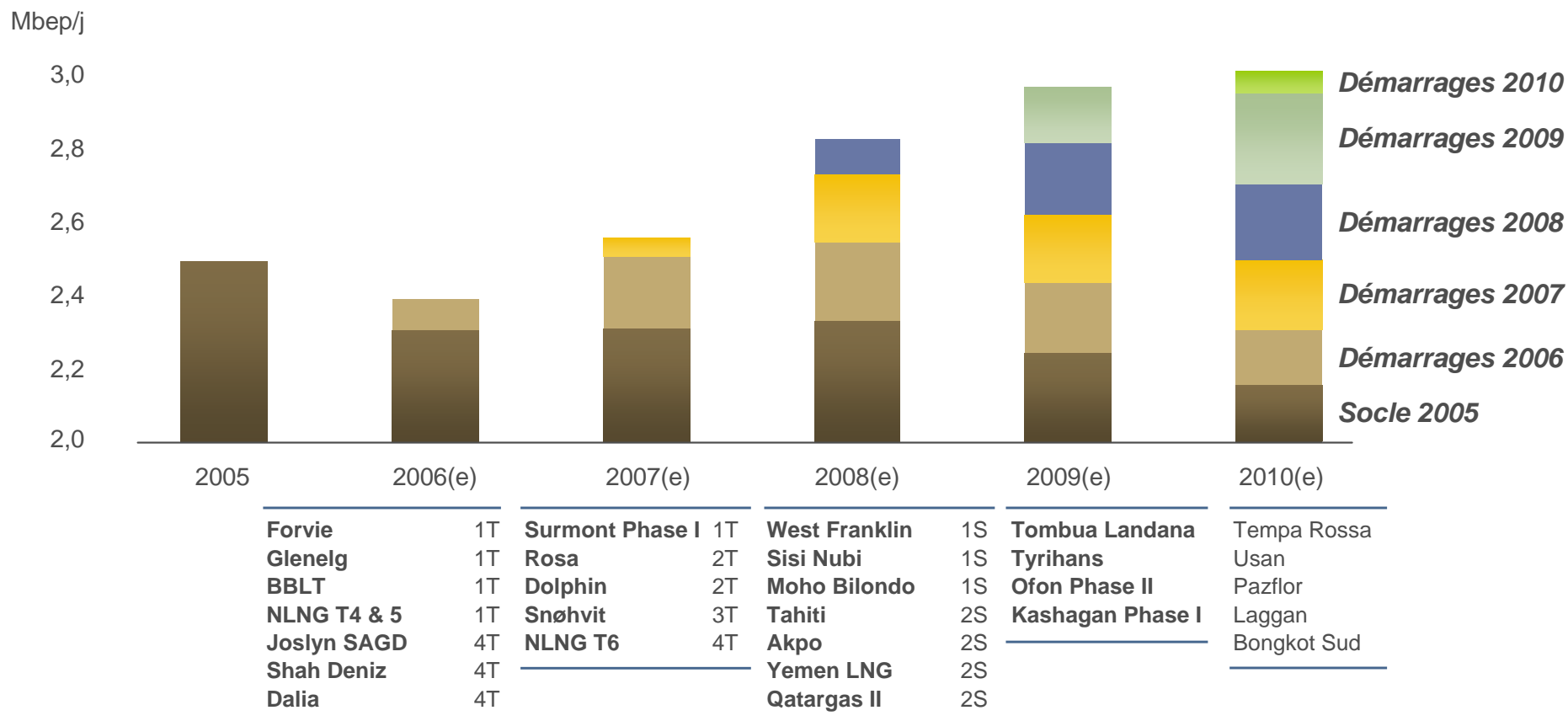
Poursuite d'un programme d'exploration soutenu sur 2007-2009



● **Total opérateur** ● **Total partenaire**



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

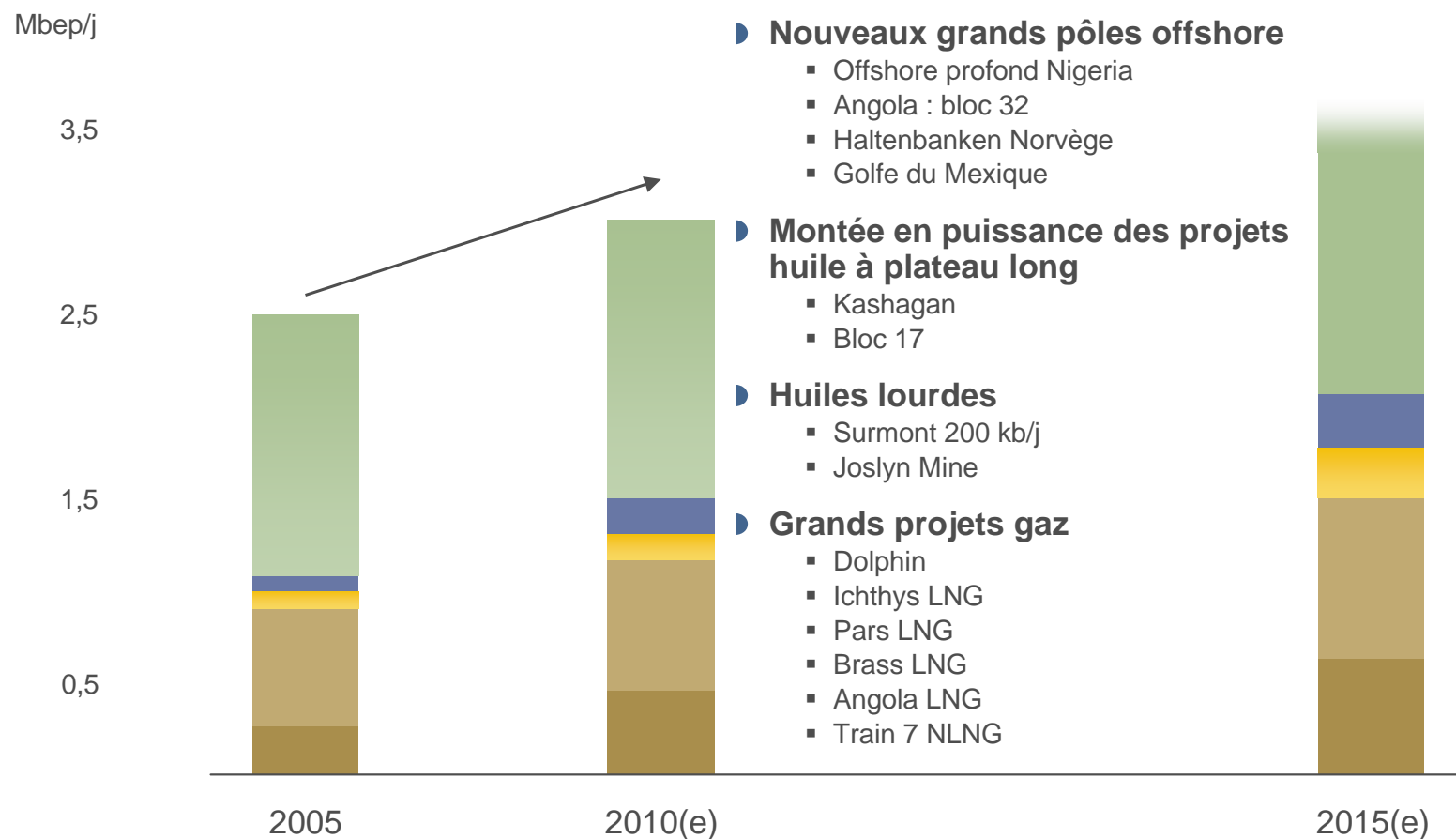


Croissance portée par les grands projets et les nouveaux développements issus des succès de l'exploration

estimations dans un environnement de Brent à 60 \$/b en 2006 et 2007 et à 40 \$/b à partir de 2008



Croissance soutenue des productions après 2010



***Forte visibilité sur le profil de production long terme
Bénéfice d'un socle croissant de grands projets à plateau long***

estimations 2010 et 2015 dans un environnement de Brent à 40 \$/b

Zones matures : important gisement de valeur

► Nouvelles opportunités en environnement de prix élevé

- Bénéfice des infrastructures existantes
- Cut-off économiques repoussés
- Projets satellites offrant des pay-backs courts

► Prolonger la production sur les zones matures

- Augmentation des taux de récupération
- Potentiel renouvelé de l'exploration

► Céder ou échanger les actifs présentant des upsides limités

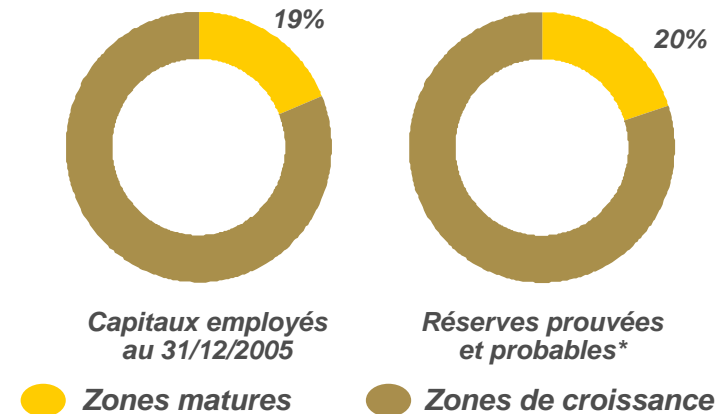
- Swap onshore Etats-Unis / Tahiti...

► Hausse des investissements

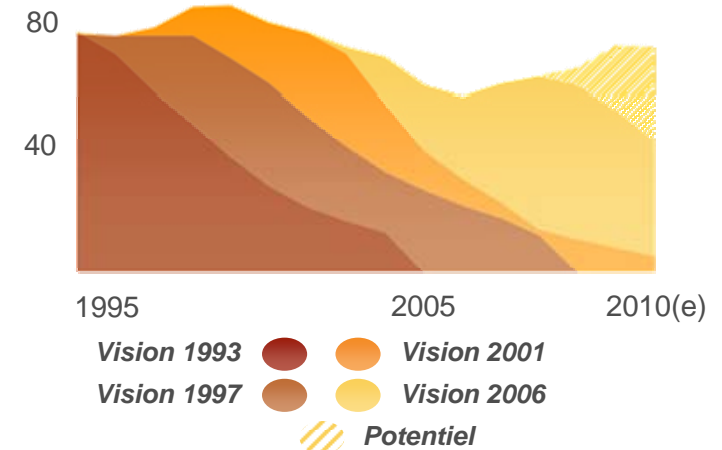
- Développer de nouvelles ressources : Glenelg, Laggan
- Augmenter la fiabilité : Ekofisk
- Prolonger la durée de vie des installations : Alwyn
- Répondre aux nouvelles réglementations HSE : Norvège

Déclin du socle limité à 3-4% par an en moyenne d'ici 2010(e)

Zones matures en 2005











Productions opérées au Cameroun

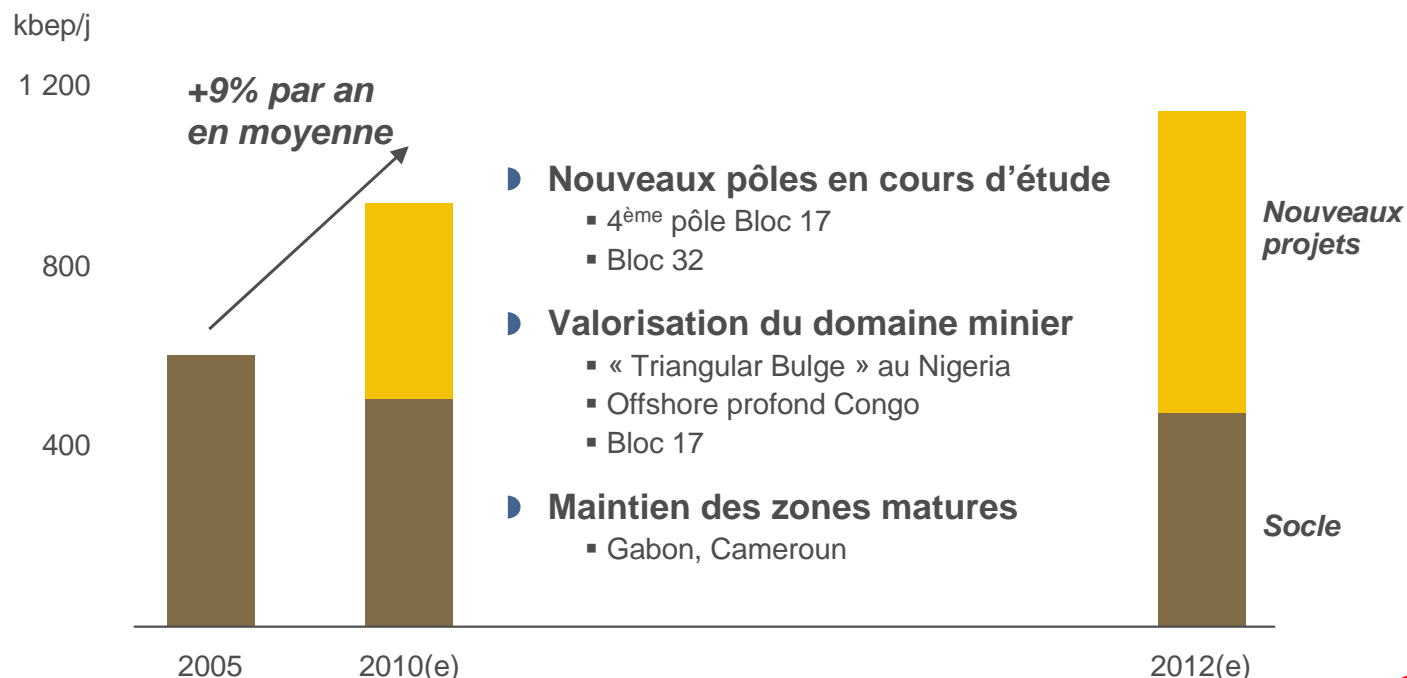
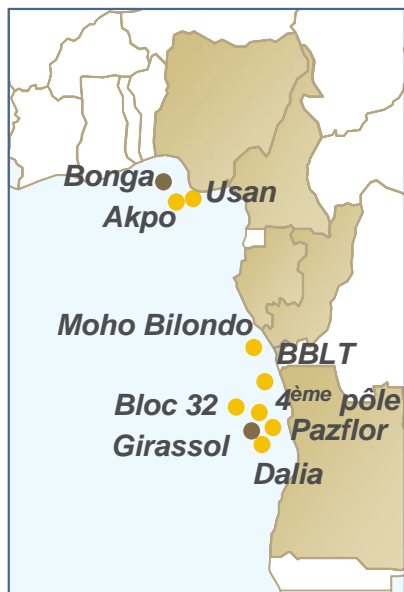


* en se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2005 couvertes par des contrats E&P, sur des champs ayant déjà été forés et pour lesquels les études techniques mettent en évidence un développement économique dans un environnement de Brent à 40 \$/b, y compris la quote-part de Joslyn développée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

Offshore profond : nouvelle vague de développements dans le Golfe de Guinée

Dalia	Rosa	Moho Bilondo	Akpo	Pazflor	Usan	4 ^{ème} pôle - B17	Bloc 32
40% - opérateur	40% - opérateur	53,5% - opérateur	24% - opérateur	40% - opérateur	20% - opérateur	40% - opérateur	30% - opérateur
							
FPSO, 240 kb/j dév. 95%* 4T 2006(e)	Satellite, 150 kb/j dév. 60%* 2T 2007(e)	FPU, 90 kb/j dév. 30%* 1S 2008(e)	FPSO, 225 kb/j dév. 30%* 2S 2008(e)	FPSO, 200 kb/j préparation EPC 2010(e)	FPSO, 150 kb/j préparation EPC 2010(e)	Études >2010(e)	Études >2010(e)

Maintien du leadership de Total en Afrique de l'Ouest

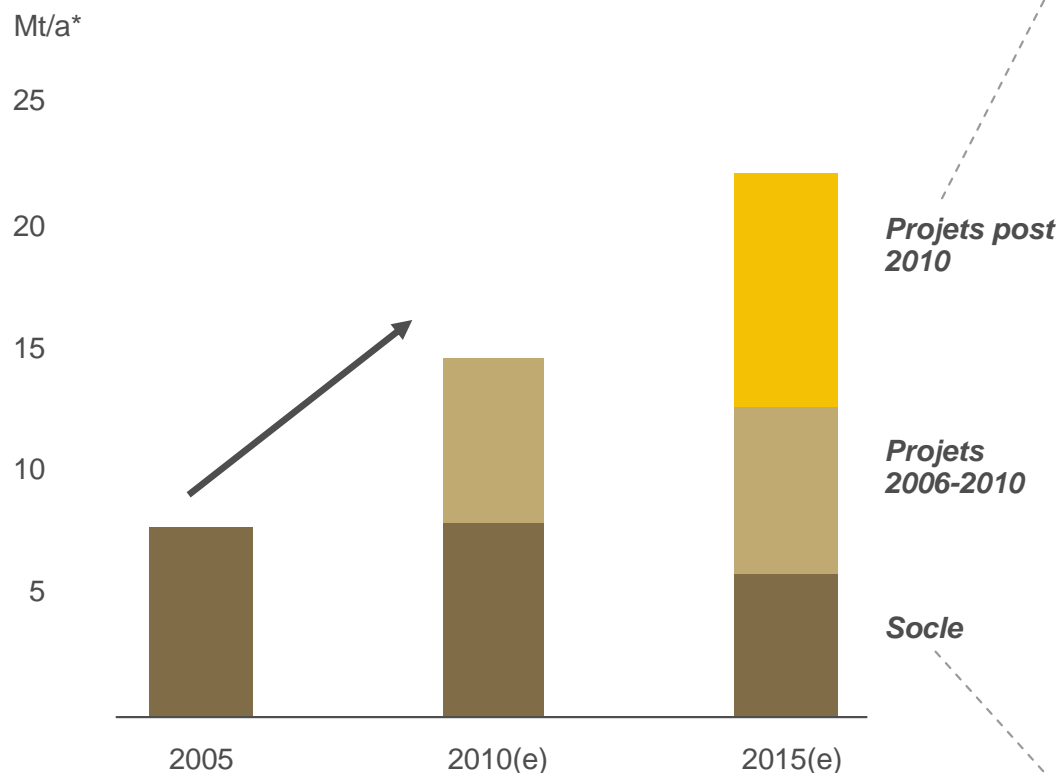


estimations 2010 et 2012 dans un environnement de Brent à 40 \$/b

* avancement à fin juillet 2006

GNL : forte croissance de Total pour les 10 prochaines années

Croissance de 12% par an en moyenne
entre 2005 et 2010



Forte visibilité sur la croissance post 2010(e)

Projets	Part.	Type	Capacité	Statut	Dém.
▪ Angola LNG	13,6%	grassroot	5 Mt	basic	>2010
▪ Brass LNG	17%**	grassroot	2x5 Mt	basic	>2010
▪ NLNG T7	15%	extension	8 Mt	basic	>2010
▪ Ichthys LNG	24%	grassroot	>6 Mt	basic	>2010
▪ Pars LNG	30%**	grassroot	2x5 Mt	EPC	>2010

Bon équilibre entre trains additionnels sur les sites existants et nouveaux projets

▪ Qatargas II	16,7%	extension	7,8 Mt	dév.	2008
▪ Yemen LNG	39,6%	grassroot	6,9 Mt	dév.	2008
▪ NLNG T6	15%	extension	4 Mt	dév.	2007
▪ Snøwhit	18,4%	grassroot	4,2 Mt	dév.	2007
▪ NLNG T4-5	15%	extension	2x4 Mt	prod.	2006

Base solide d'actifs en production en 2005

▪ NLNG T1-3	15%	3 trains	9,9 Mt	prod.	1999-2002
▪ Oman LNG	5,5%	2 trains	7,1 Mt	prod.	1999
▪ Qatargas	10%	3 trains	9,9 Mt	prod.	1996
▪ Bontang	38%***	8 trains	22,2 Mt	prod.	1977-1999
▪ Adgas	5%	3 trains	5,6 Mt	prod.	1977

**Portefeuille unique parmi les majors
11 usines dans 10 pays à l'horizon 2015**

* quote-part Groupe, hors trading

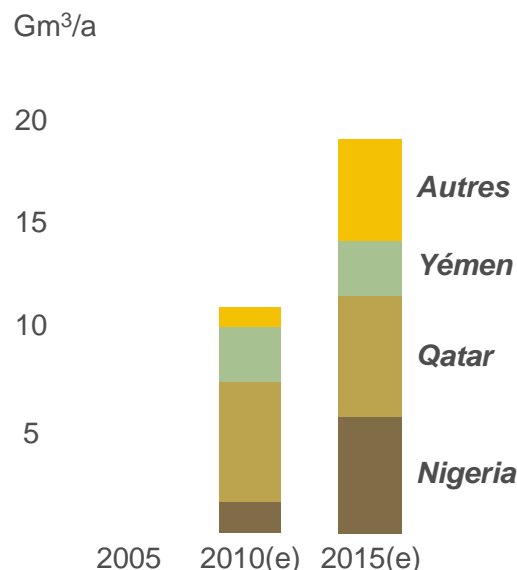
** avant ajustement éventuel des partenariats

*** quote-part nette de l'alimentation en gaz de l'usine en 2005

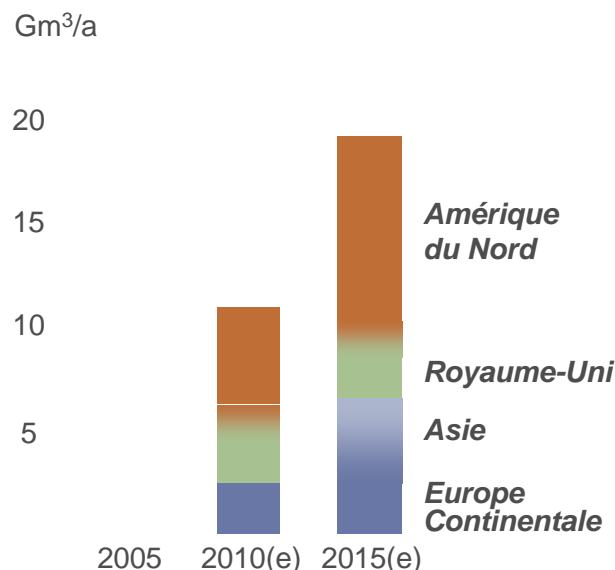


Total : nouvel acteur majeur dans la commercialisation du GNL

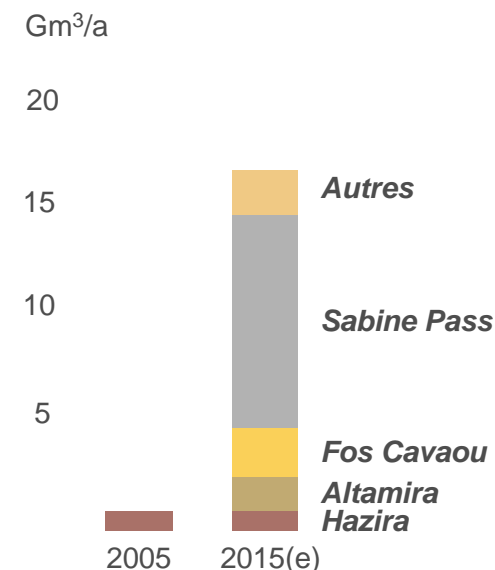
GNL par origine



GNL par destination



Capacité de regazéification



► Montée en puissance de l'Aval gaz dans les principales zones de consommation

- Participations ciblées dans les infrastructures : quatre terminaux de regazéification
- Augmentation du négoce de gaz sur le marché américain : de 6 Gm³ en 2002 à près de 18 Gm³ en 2005
- Développement rapide du trading de GNL (Londres et Houston)

► Transformation de l'activité d'achat de GNL de Total depuis début 2005

- Près de 10 Gm³/an contractés sur 20 à 25 ans auprès de Nigeria LNG, Yemen LNG et Qatargas II

***Important levier des achats de GNL de Total
pour accélérer la croissance de l'Amont***