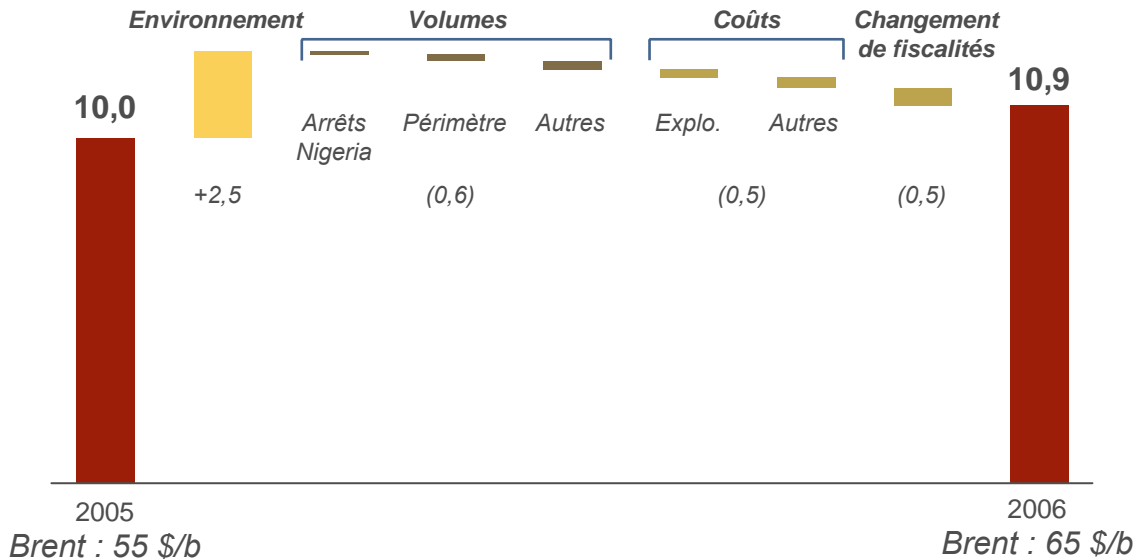


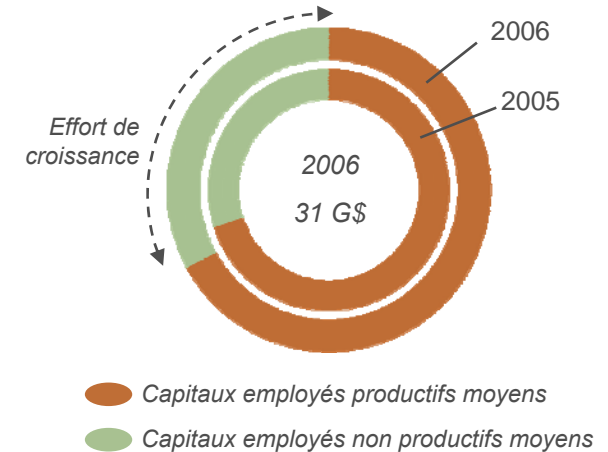
Amont

Forte rentabilité de l'Amont dans un contexte opérationnel contrasté

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



Capitaux employés de l'Amont



Hydrocarbures valorisés au meilleur niveau parmi les majors*

- Hausse des réalisations moyennes de 43 \$/bep en 2005 à 52 \$/bep en 2006

Baisse des productions de 5% en 2006

- Effet prix : -2%
- Arrêts Nigeria : -2%
- Périmètre : -1%
- Démarrages compensant le déclin naturel et un niveau d'arrêts élevé

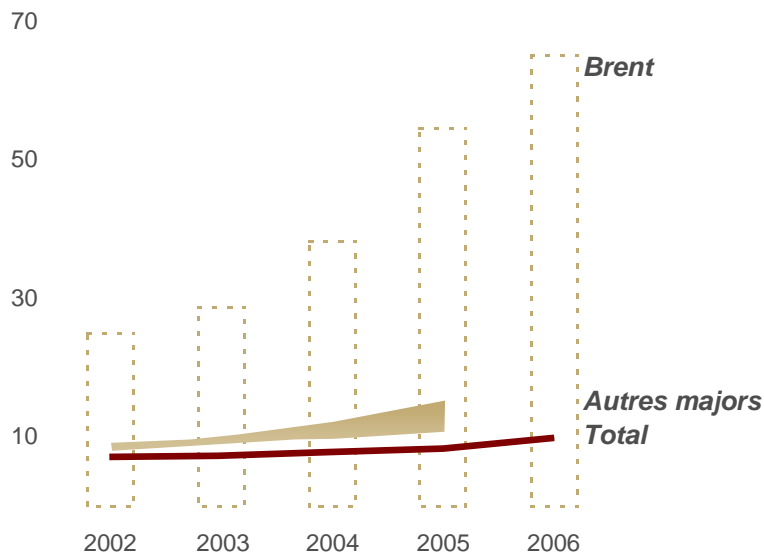
Effort d'exploration accentué en 2006

ROACE 2006 : 35%

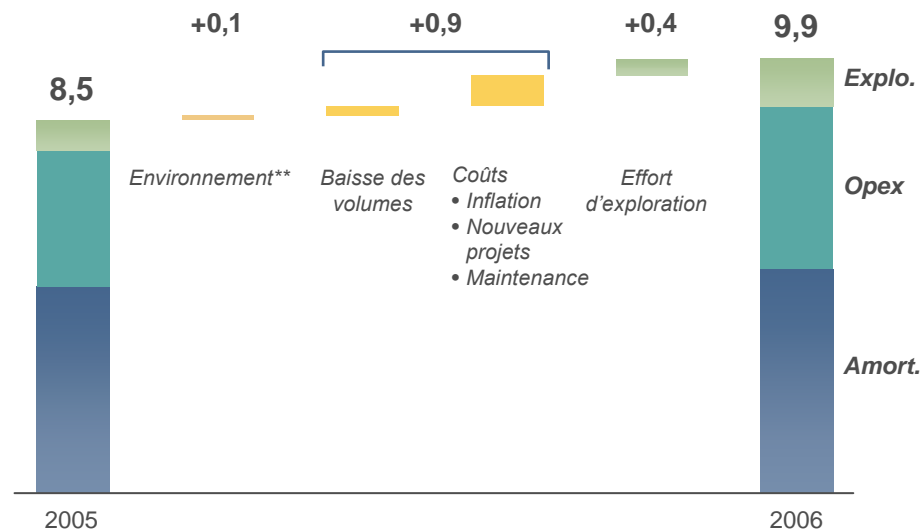
* estimations d'après les données publiées

Maintien de l'avantage compétitif de Total sur les coûts techniques

Coûts techniques vs. Brent*
2002-2006 (\$/bep)



Coûts techniques*
2006 vs. 2005 (\$/bep)



► Priorité donnée à la croissance organique

- Portefeuille structuré autour de 30 grands projets
- Nombreux développements à partir d'installations existantes

► Effort d'exploration accru couronné de succès

► Culture d' «accountability» renforcée

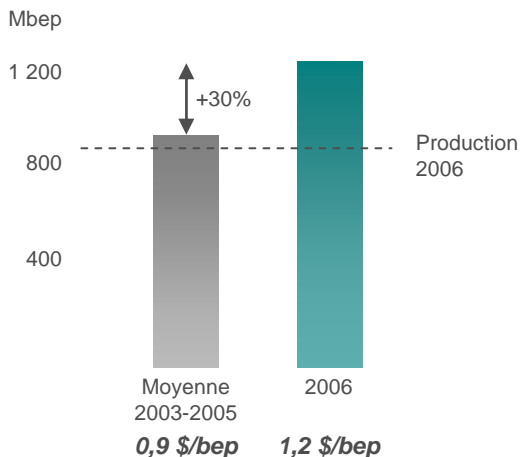
Bénéfice d'un portefeuille d'actifs de qualité et d'une forte discipline

* FAS 69, filiales consolidées

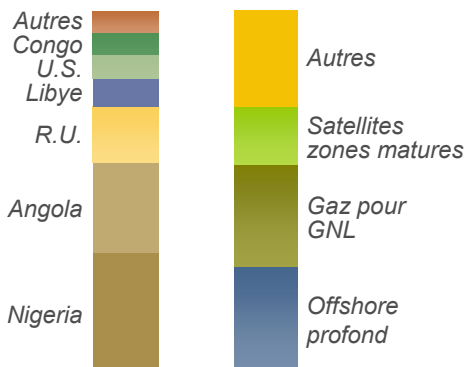
** change et impact des prix sur les droits à production

1,2 milliard de barils découverts en 2006

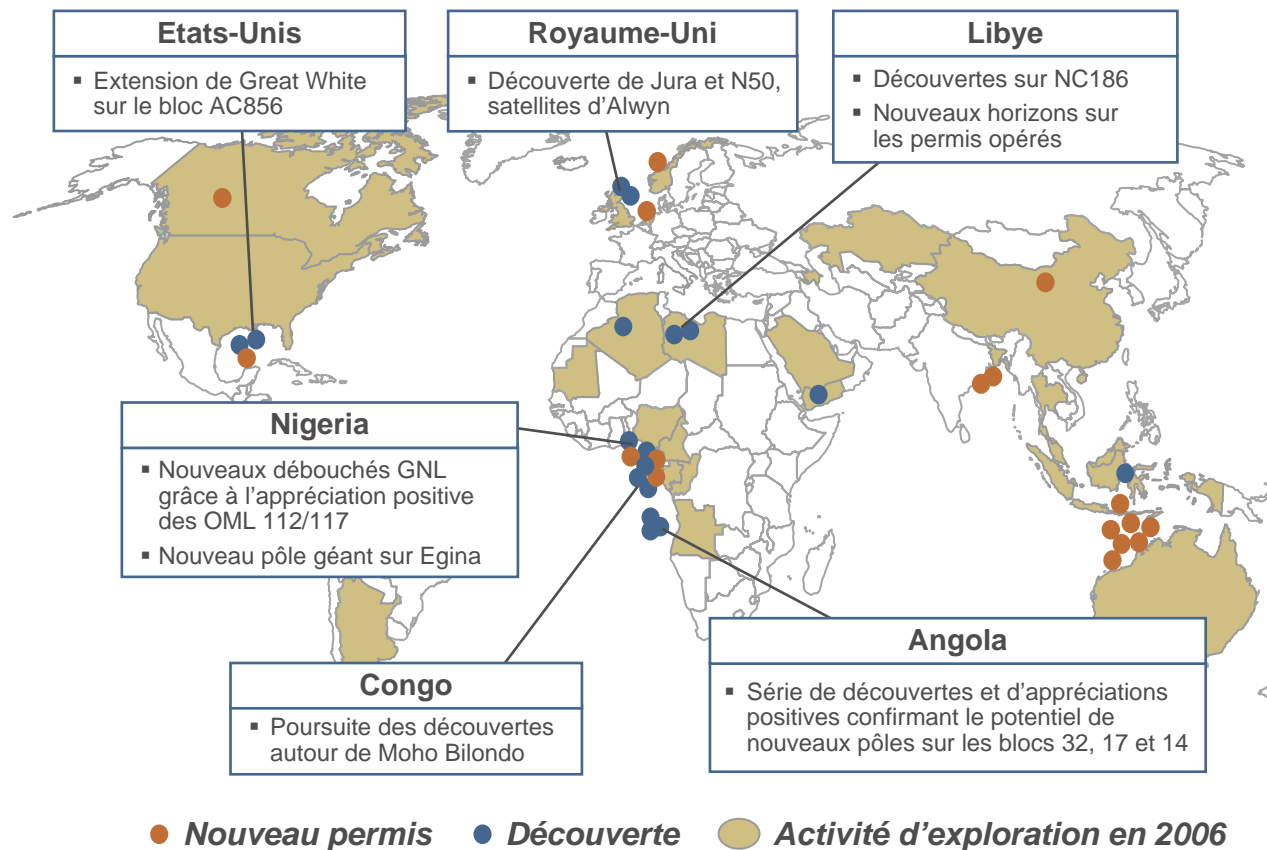
Volumes apportés par l'exploration



Découvertes 2006



Succès majeurs de l'exploration en 2006



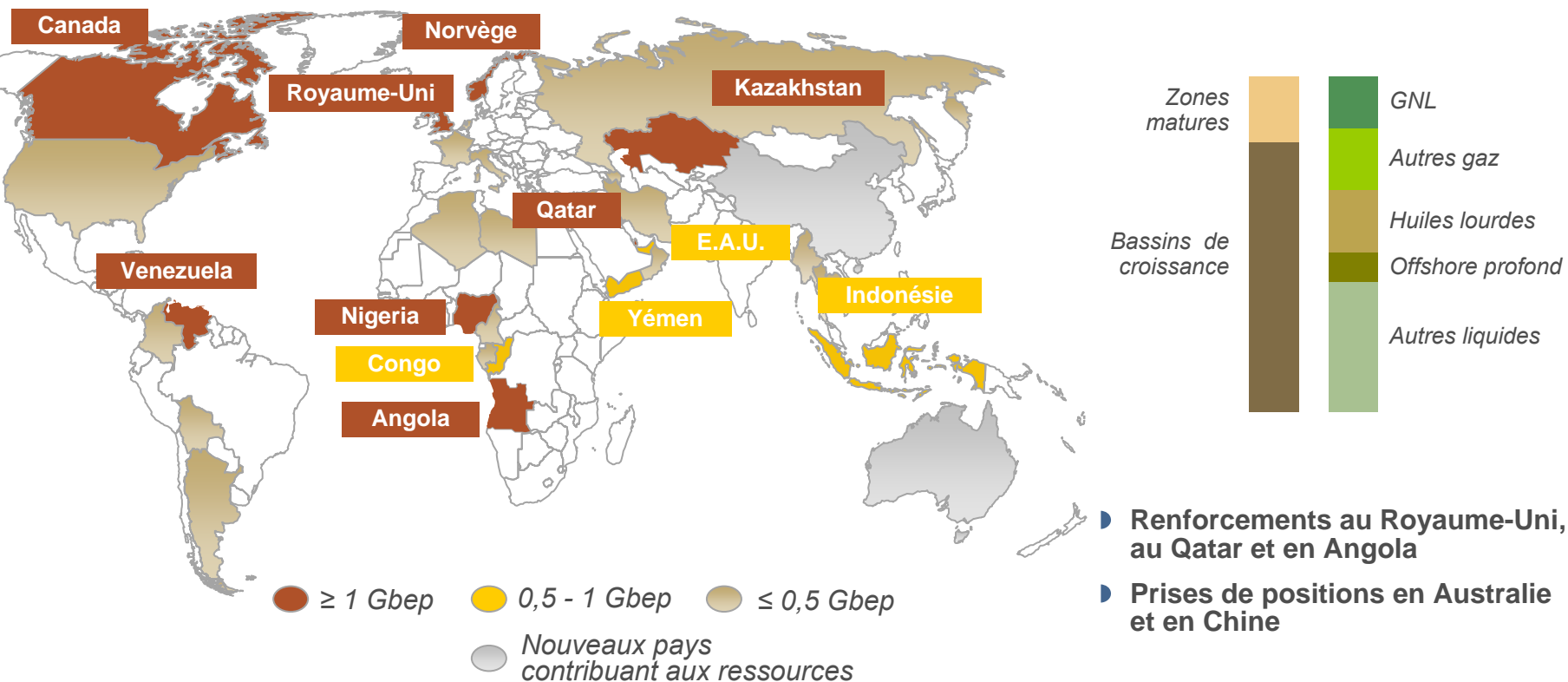
70% des découvertes 2006 opérées

Coût moyen de découverte de 1,2 \$/bep en 2006*

* 1,1 \$/bep sur 3 ans glissant ; dépenses d'exploration et d'appréciation rapportées aux ressources découvertes ou appréciées durant l'année

Diversification accrue et positionnement majeur sur la plupart des grands bassins de croissance

Réserves prouvées et probables* : 20,5 Gbep

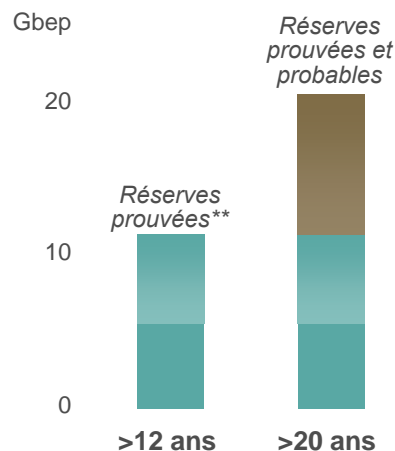


Portefeuille offrant un bon équilibre risques-opportunités

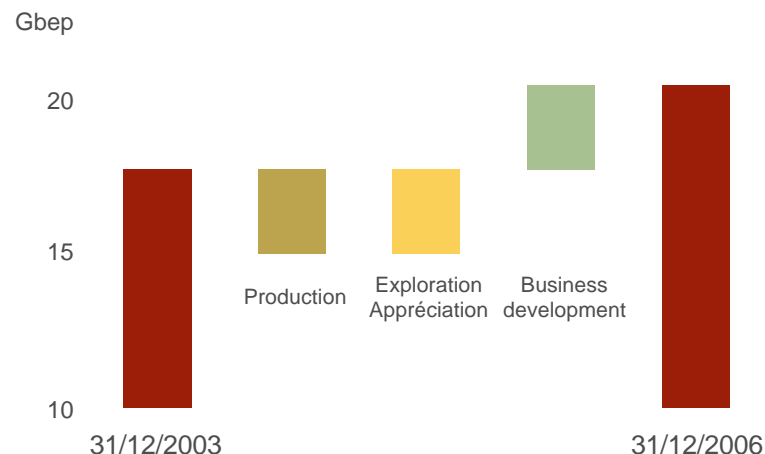
* en se limitant aux réserves prouvées et probables à fin 2006 couvertes par des contrats E&P, sur des champs ayant déjà été forés et pour lesquels les études techniques mettent en évidence un développement économique dans un environnement de Brent à 40 \$/b, y compris la quote-part de Joslyn développée par techniques minières

Renouvellement des réserves en 2006

Réserves de Total
(31/12/2006)



Réserves prouvées et probables
(2004-2006)



Renouvellement des réserves prouvées

- 102% en 2006*
- 110% sur 2004-2006 hors effet prix**

Renouvellement des réserves prouvées et probables

- 127% en 2006
- Près de 200% sur 2004-2006

Renforcement du potentiel de croissance long terme

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

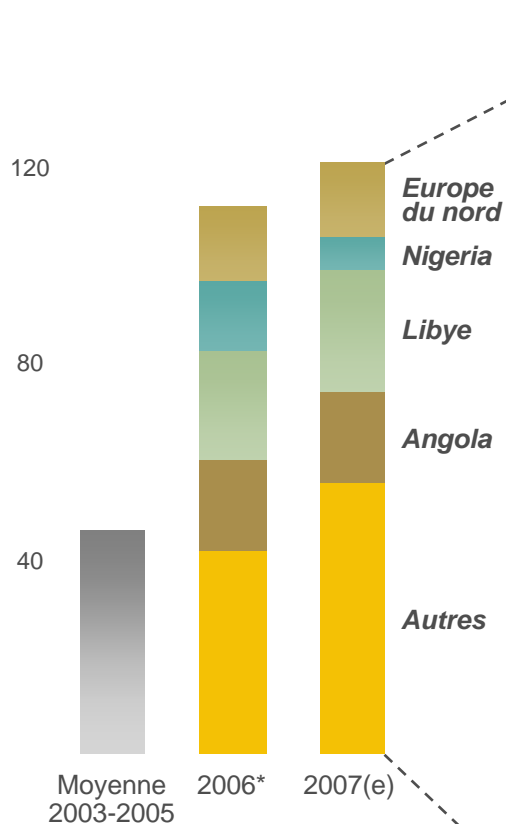
* réserves calculées selon les règles SEC (Brent = 58,9 \$/b au 31/12/2006), 108% hors effets de périmètre

** réserves calculées à 40 \$/b



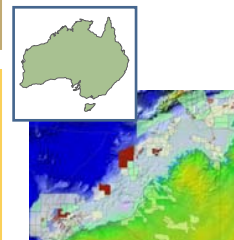
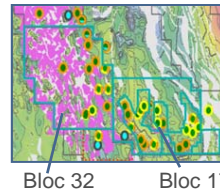
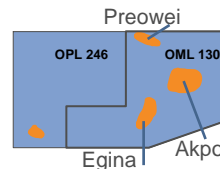
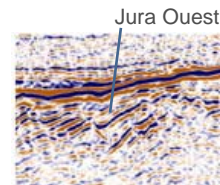
Exploration 2007 : capitaliser sur les succès de 2006

Nombre de puits d'exploration et d'appréciation



Principaux enjeux 2007

Permis	Part.	Type	Op.	Actions
<ul style="list-style-type: none"> Jura Est Kessog PL 255 PL 323 	<ul style="list-style-type: none"> 100% 25% 20% 40% 	<ul style="list-style-type: none"> Offshore HP/HT Offshore Offshore 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Explorer la structure Est après la découverte importante de Jura Ouest en 2006 Apprécier le potentiel Apprécier le potentiel de Onyx Forer le prospect Hans
<ul style="list-style-type: none"> OML 130 OPL 221 	<ul style="list-style-type: none"> 24% 60% 	<ul style="list-style-type: none"> Offshore profond Offshore profond 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Préciser la taille d'un développement sur Egina et confirmer le potentiel de Preowei Evaluer le potentiel du permis
<ul style="list-style-type: none"> NC 186 	<ul style="list-style-type: none"> 12% 	<ul style="list-style-type: none"> Onshore 	<ul style="list-style-type: none"> 	<ul style="list-style-type: none"> Continuer la mise en valeur du bassin prolifique de Murzuk
<ul style="list-style-type: none"> Bloc 32 Bloc 17&17/06 	<ul style="list-style-type: none"> 30% 40% 	<ul style="list-style-type: none"> Offshore profond Offshore profond 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Préciser l'ampleur d'un nouveau pôle de développement et poursuivre l'exploration Appréciation et exploration à proximité des pôles existants
<ul style="list-style-type: none"> Canada Chine Congo Arabie Saoudite Australie 	<ul style="list-style-type: none"> 100% 100% 30% 	<ul style="list-style-type: none"> Huiles lourdes Tight gas Offshore profond Onshore Offshore 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ✓ ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> Evaluer le potentiel des nouveaux permis SAGD Confirmer les enjeux de Sulige Confirmer le potentiel des permis Haute Mer C et MTPS Poursuivre les travaux d'exploration Explorer de nouveaux prospects à fort potentiel

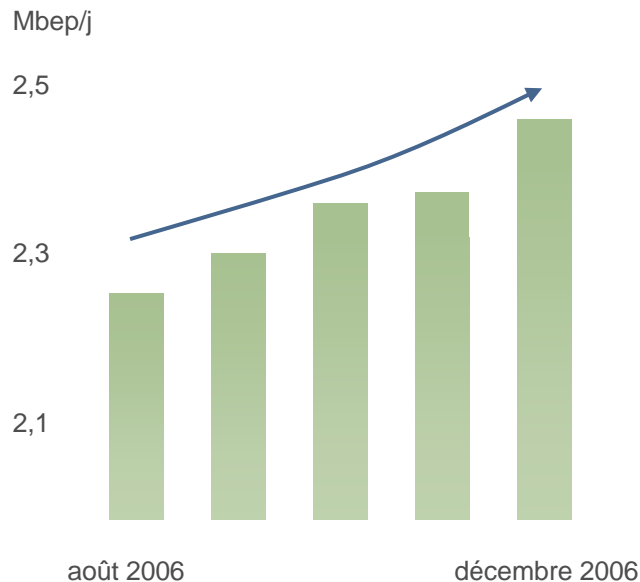


Effort d'exploration relevé à 1,7 G\$ pour 2007(e)

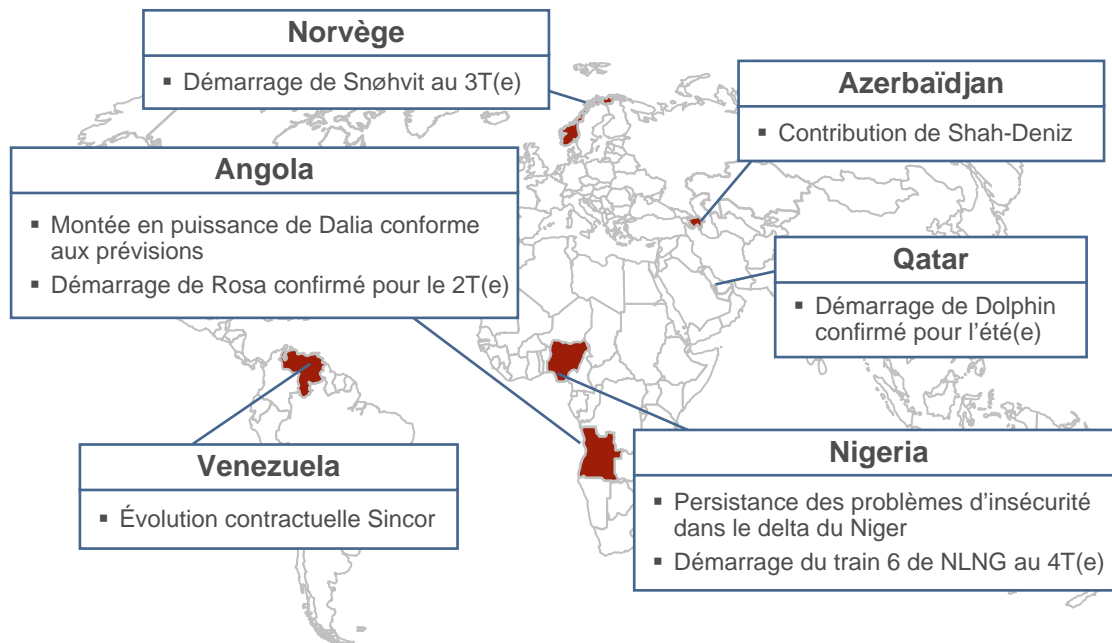
* y compris puits en cours au 31/12

Retour à une période de croissance durable

Production mensuelle de Total



Principales contributions et enjeux de croissance en 2007

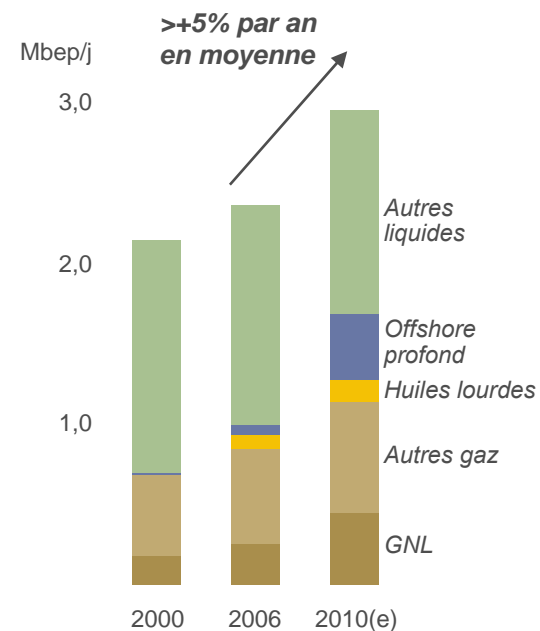
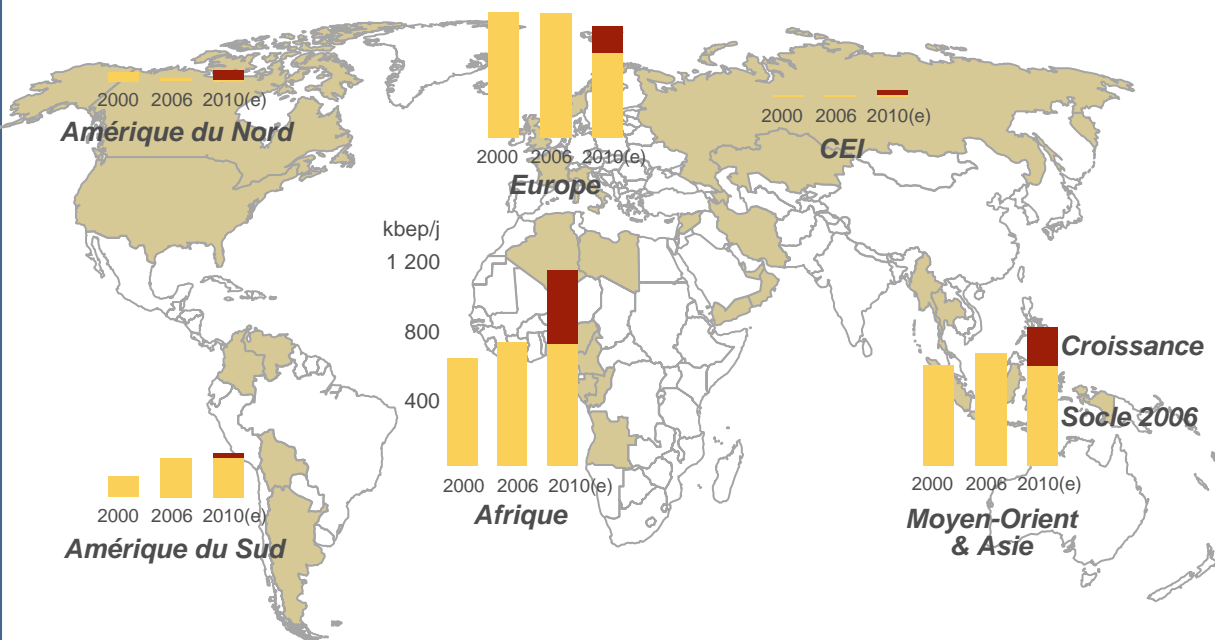


**Objectif de croissance des productions de 6% en 2007*
après prise en compte d'un impact estimé des quotas OPEP de -1%**

* estimations dans un environnement de Brent à 60 \$/b, hors effets de périmètre

Objectif de croissance des productions de Total supérieur à 5% par an en moyenne de 2006 à 2010

Production d'hydrocarbures de Total



Leadership sur les segments de l'industrie offrant la plus forte croissance

- 1^{er} producteur international en Afrique
- 2^{ème} producteur international au Moyen-Orient
- 2^{ème} producteur international de GNL

Déclin limité du socle

- Exposition réduite aux zones les plus matures
- Augmentation des investissements dédiés à l'amélioration de la fiabilité des installations
- Développement de satellites à forte valeur ajoutée

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

Poursuite d'une forte croissance après 2010

Production d'hydrocarbures

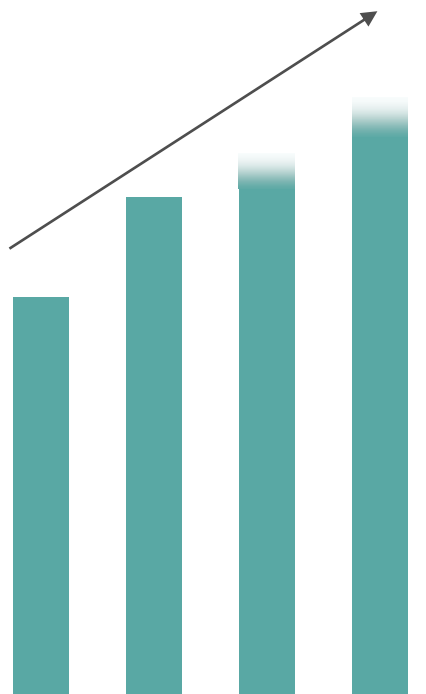
Mbep/j

3,5

2,5

1,5



































0,5



2006 2010(e) 2012(e) 2015(e)

-  GNL
-  Autres gaz
-  Huiles lourdes
-  Offshore profond
-  Autres liquides

Visibilité renforcée par un socle important de grands projets à plateau long

	Projets	Part.	Capacité (kbep/j)	Opéré*	Statut	
2011-2015(e)	Victoria	40%	Etude	✓	Appréc.	
	Sulige	100%	Etude	✓	Appréc.	
	Mine Joslyn	84%	2x100	✓	Etude/basic	
	Surmont full field	50%	200		Etude	
	Ichthys LNG	24%	300		Etude	
	Egina	24%	>150	✓	Etude	
	Bloc 32	30%	Etude	✓	Etude	
	CLOV	40%	Etude	✓	Etude	
	Pars LNG (T1 & T2)	30%	>300	✓	EPC	
	Brass LNG	17%	>300		EPC	
	NLNG T7	15%	90		EPC	
	Angola LNG	13,6%	175		EPC	
	Pazflor	40%	200	✓	EPC	
Laggan	50%	60	✓	Etude		
2010(e)	Bongkot Sud	33,3%	70		Etude	
	Usan	20%	180	✓	EPC	
	Tempa Rossa	50%	50	✓	Dév.	
2009(e)	Kashagan Ph. I	18,5%	450		Dév.	
	Tombua Landana	20%	130		Dév.	
	Tyrihans	23,2%	70		Dév.	
2008(e)	Ofon II	40%	100	✓	Dév.	
	Qatargas II (T2)	16,7%	230		Dév.	
	Yemen LNG	39,6%	185	✓	Dév.	
	Akpo	24%	225	✓	Dév.	
	Tahiti	17%	135		Dév.	
	Moho Bilondo	53,5%	90	✓	Dév.	
2007(e)	West Franklin	46,2%	20	✓	Dév.	
	Sisi Nubi	47,9%	70	✓	Dév.	
	Jura	100%	45	✓	Dév.	
	NLNG T6	15%	90		Dév.	
	Snøhvit	18,4%	120		Dév.	
	Dolphin	24,5%	>370	✓	Dév.	
	Surmont Ph. I	50%	27		Dév.	
	Rosa	40%	150	✓	Dév.	

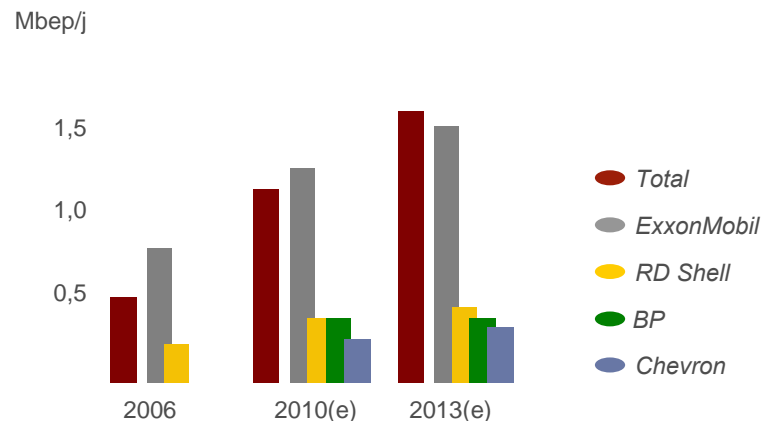
estimations dans un environnement de Brent à 60 \$/b en 2007 et 40 \$/b à partir de 2008

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



Offshore profond : préparer la nouvelle génération de projets issus de l'exploration récente

Capacités cumulées des FPSO/FPU par opérateur dans le Golfe de Guinée*

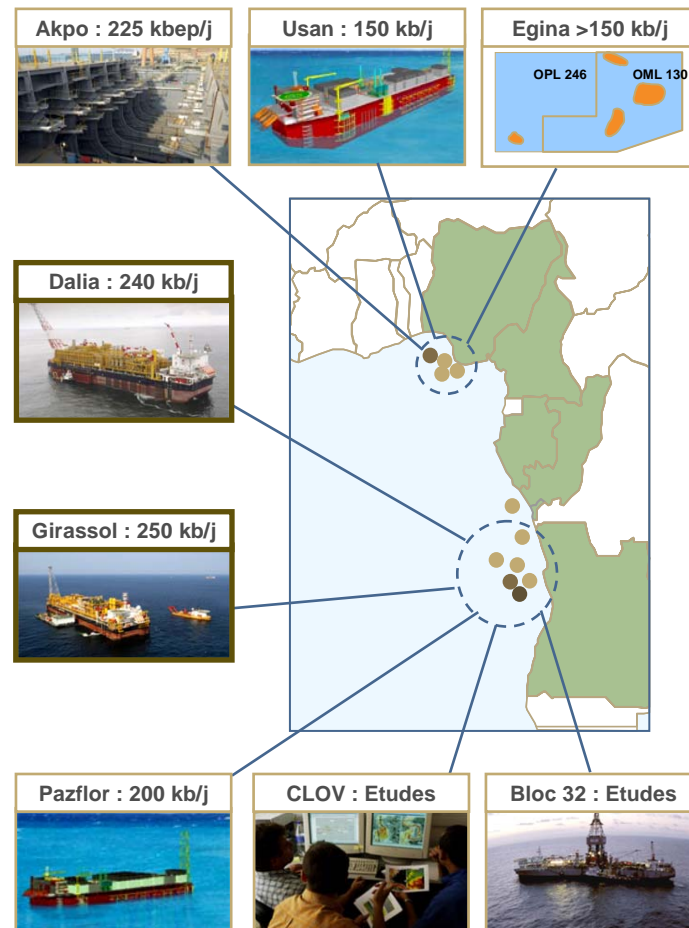


Capitaliser sur le développement réussi de Dalia

- Préparation des lancements d'Usan et Pazflor
- Études d'ingénierie en cours sur CLOV et le Bloc 32
- Confirmation d'un grand pôle sur Egina

Bénéfice de la forte position de Total en Afrique de l'Ouest

- Industrialisation progressive du concept de FPSO : «Design 1, Build 2»
- Forte visibilité à moyen terme pour optimiser les besoins en rigs

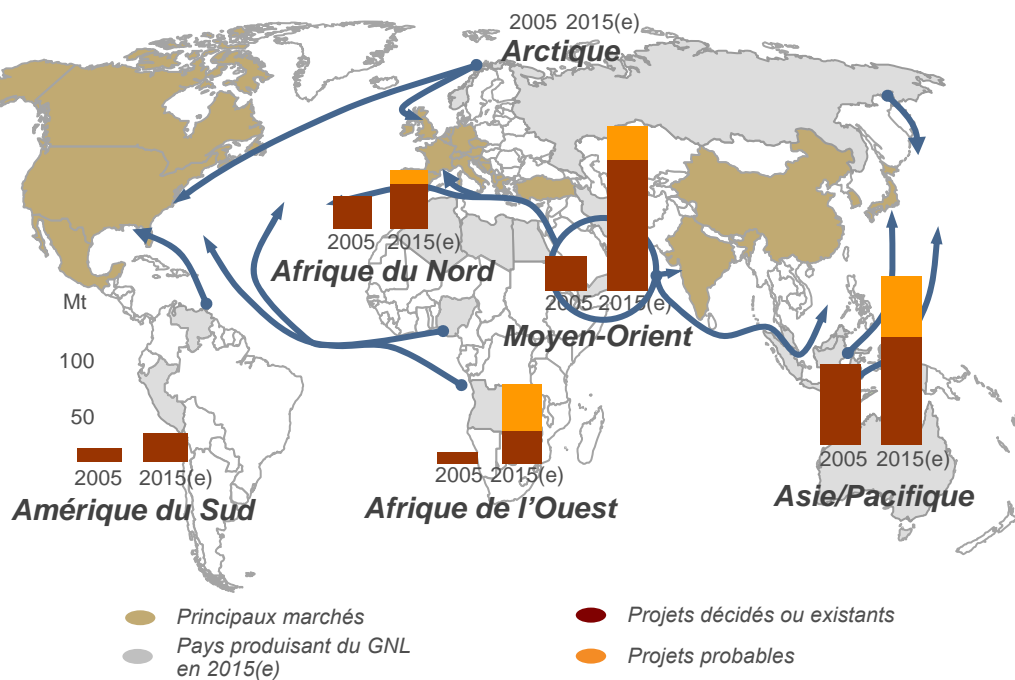


Poursuite d'une exploration prometteuse des blocs 32, 17 et 14 en Angola et du «Triangular Bulge» au Nigeria

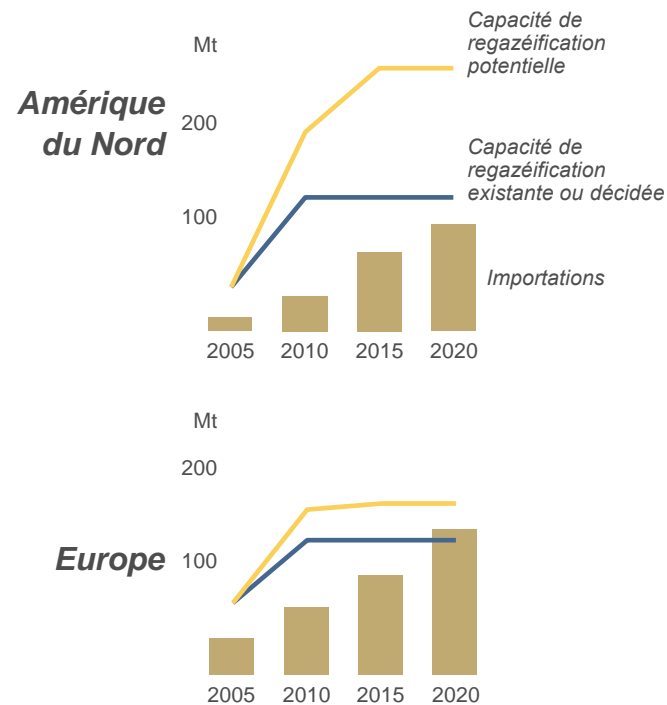
* source : Total et données publiques ; FPSO et FPU, existants, en développement et potentiels, pour des profondeurs d'eau supérieures à 500 m, capacités en 100%

Forte croissance du marché mondial du GNL

Production mondiale de GNL



Consommation de GNL sur le bassin Atlantique

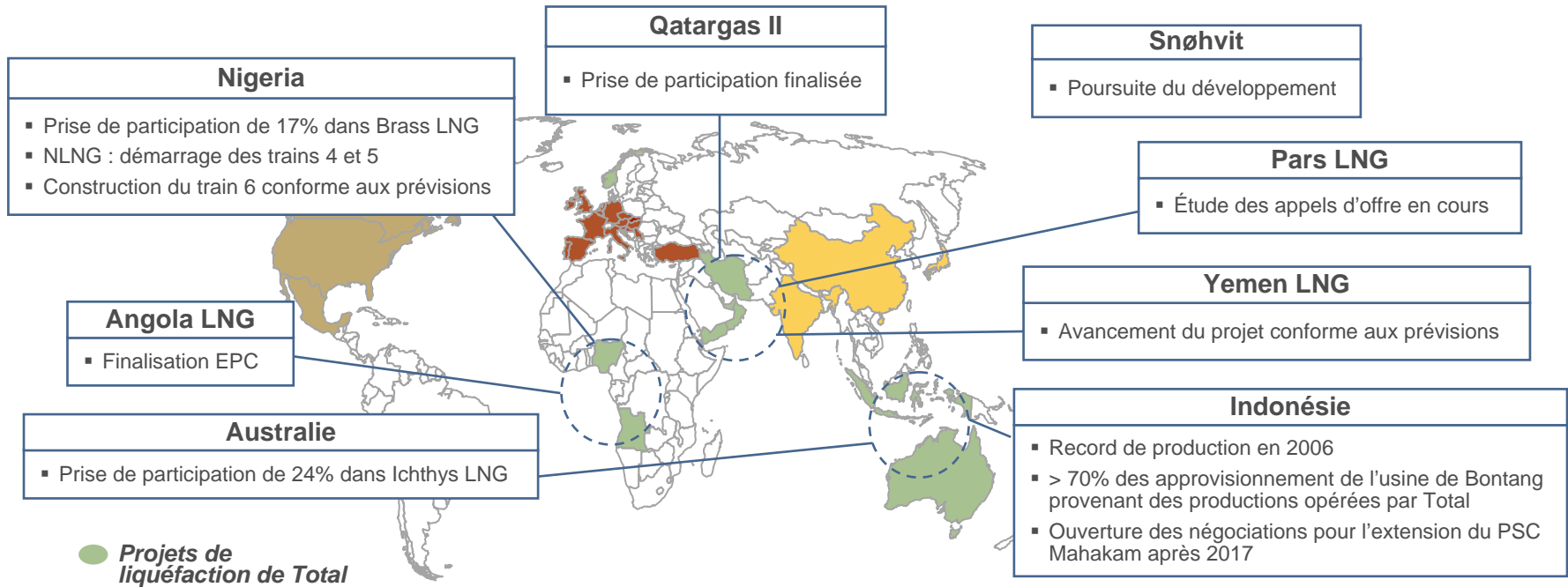


- ▶ Formules de prix du GNL sur le marché asiatique durablement indexées sur les prix du brut
- ▶ Développement progressif d'un marché spot sur le bassin Atlantique
- ▶ Capacités de regazéification durablement excédentaires en Amérique du Nord

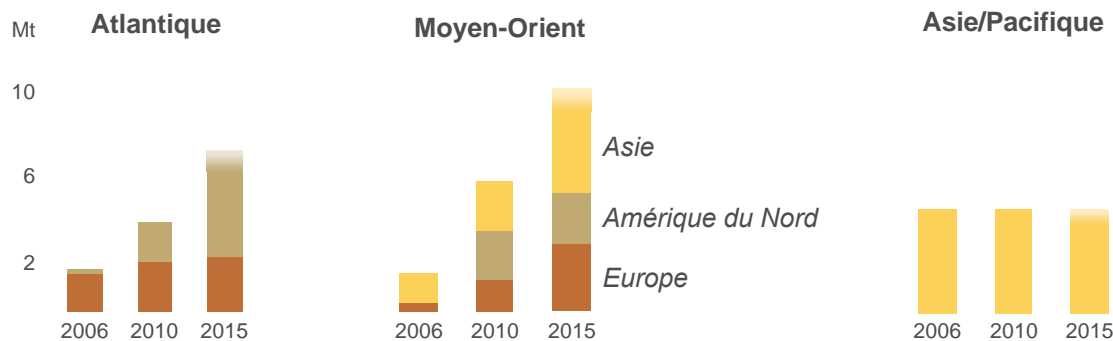
Confirmation du Moyen-Orient comme arbitre du marché

source : estimations Total

Avancées majeures de Total dans le GNL depuis début 2006



Productions de GNL de Total par destination*

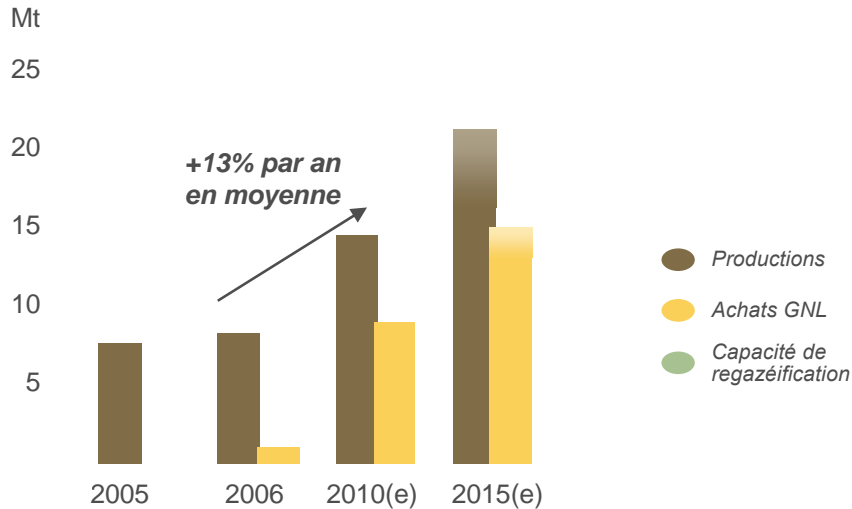


Positions géographiques de Total bien équilibrées et adaptées à l'évolution du marché mondial

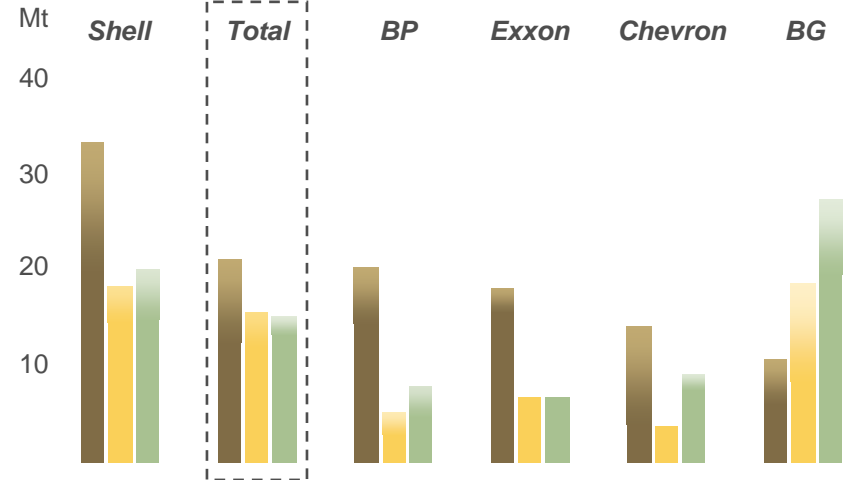
* ventes, part Groupe, hors trading, estimations pour 2010 et 2015

Croissance du GNL de Total : 13% /an en moyenne sur 2006-2010

Croissance des productions* et des achats de GNL de Total



Positionnement des principaux acteurs sur la chaîne GNL en 2015(e)**



- Croissance de plus de 9% des productions de GNL de Total en 2006
- 12 projets en production dans 10 pays à l'horizon 2015

- Leadership croissant de Total sur l'ensemble de la chaîne GNL
- Capacités de regazéification adaptées et concentrées sur le bassin Atlantique

Effet de levier des achats de GNL pour accélérer la croissance des productions

* ventes, part Groupe, hors trading

** estimations 2015 ; données publiques et Wood Mackenzie pour les autres sociétés