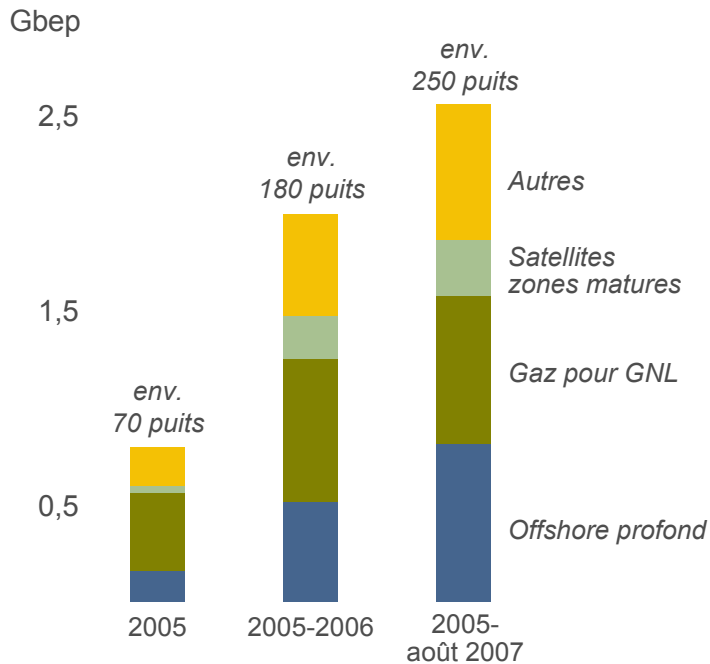


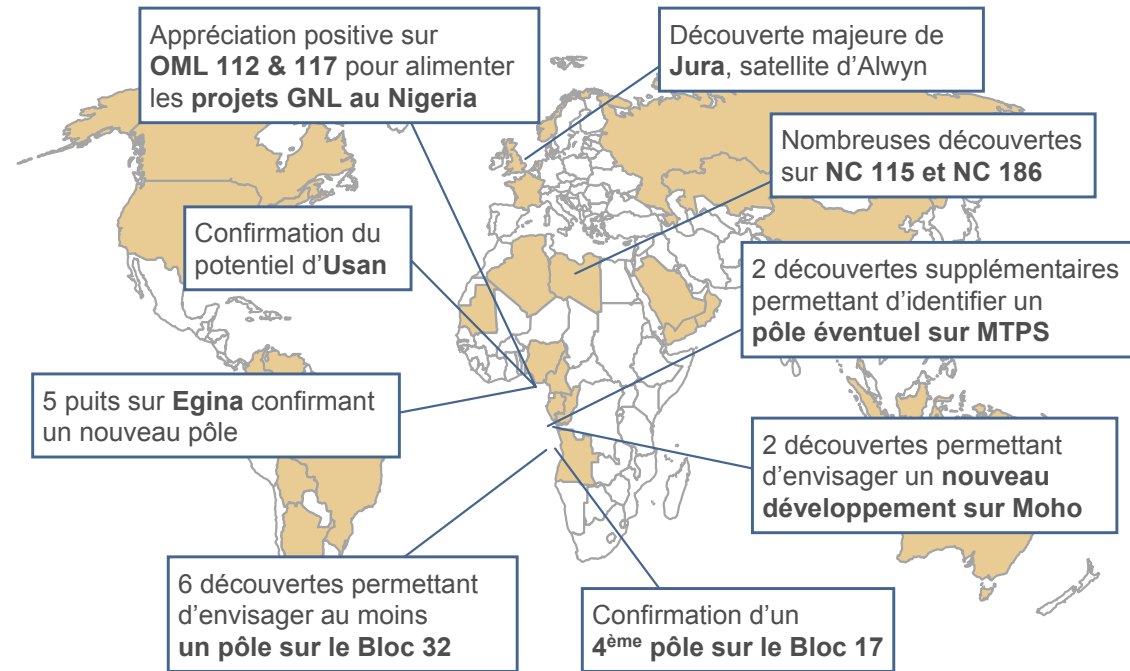
# Amont

# Exploration : succès d'un effort accru

## Contribution cumulée de l'exploration au potentiel de réserves



## Maturation progressive depuis début 2005 de grands projets issus de l'exploration



- ▶ Équivalent à 3 années de productions\*
- ▶ Dépenses d'exploration : env. 3,5 G\$\*\*
- ▶ Env. 70% des découvertes opérées

- ▶ Capacité à valoriser rapidement les découvertes
- ▶ 9 nouveaux projets potentiels depuis début 2005

**Coût moyen de découverte de 1,4 \$/bep au meilleur niveau des majors\*\***

\* sur la période 2005 - août 2007, au rythme actuel de production

\*\* sur la période 2005 - août 2007 ; coût moyen de découverte : dépenses d'exploration et d'appréciation rapportées au potentiel de réserves apportées par l'activité d'exploration de l'année (découvertes, révisions et appréciations) ; estimations Total pour les autres sociétés

# Affaires nouvelles : accès à 6 milliards de barils depuis début 2005

2005

2006

2007\*

Yemen LNG

Joslyn

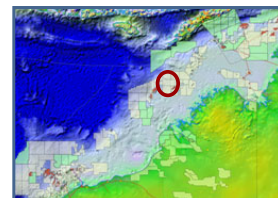
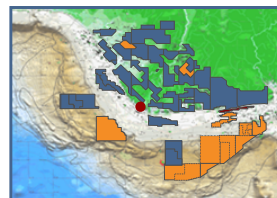
Sulige

Brass LNG

Ichthys LNG

Qatargas II

Shtokman



Gbep

6

4

2

2005

2005-2006

2005-2007\*

Autres

Huiles lourdes

GNL

Contribution cumulée des affaires nouvelles au potentiel de réserves

- Environ 7 années de production\*\*
- Coût d'accès compétitif avec le coût de découverte
- Plateaux de 25 ans en moyenne

**Poursuite du renforcement du portefeuille grâce à 7 projets géants à plateau long**

\* à août 2007 ; pour Shtokman, accord pour mener à bien les études de développement de la phase I,

la contribution 2007 inclut 0,9 Gbep soumis à décision finale de participation au projet

\*\* au rythme actuel de production



# Réalisation des grands projets de Total conforme aux objectifs

## Moho Bilondo (53,5%)



- ▶ Plateau : 90 kbep/j
- ▶ Mise en prod. 2T08(e)
- ▶ Avancement : env. 80%\*\*

## Jura (100%)



- ▶ Plateau : 45 kbep/j
- ▶ Mise en prod. 2T08(e)
- ▶ Avancement : env. 30%\*\*

## Akpo (24%)



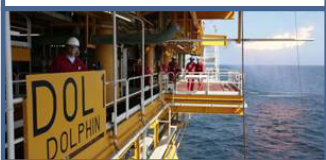
- ▶ Plateau : 225 kbep/j
- ▶ Mise en prod. 4T08(e)
- ▶ Avancement : env. 60%\*\*

## Yemen LNG (39,6%)



- ▶ Plateau : 195 kbep/j
- ▶ Mise en prod. hiver 08/09(e)
- ▶ Avancement : env. 65%\*\*

## Dolphin (24,5%)



- ▶ Plateau : 385 kbep/j
- ▶ En prod. depuis juillet 2007
- ▶ En ligne avec les objectifs

## Rosa (40%)



- ▶ Plateau : 150 kbep/j
- ▶ En prod. depuis juin 2007
- ▶ En ligne avec les objectifs

## Dalia (40%)



- ▶ Plateau : 240 kbep/j
- ▶ En prod. depuis fin 2006
- ▶ En ligne avec les objectifs

## 7 grands projets opérés pour la croissance 2007-2009\*

kbep/j

400

200

2007(e)

2008(e)

2009(e)

Contribution de près de 400 kbep/j en part Total à l'horizon 2009(e)

**Track record établi dans la capacité à mener à bien les grands projets de croissance**

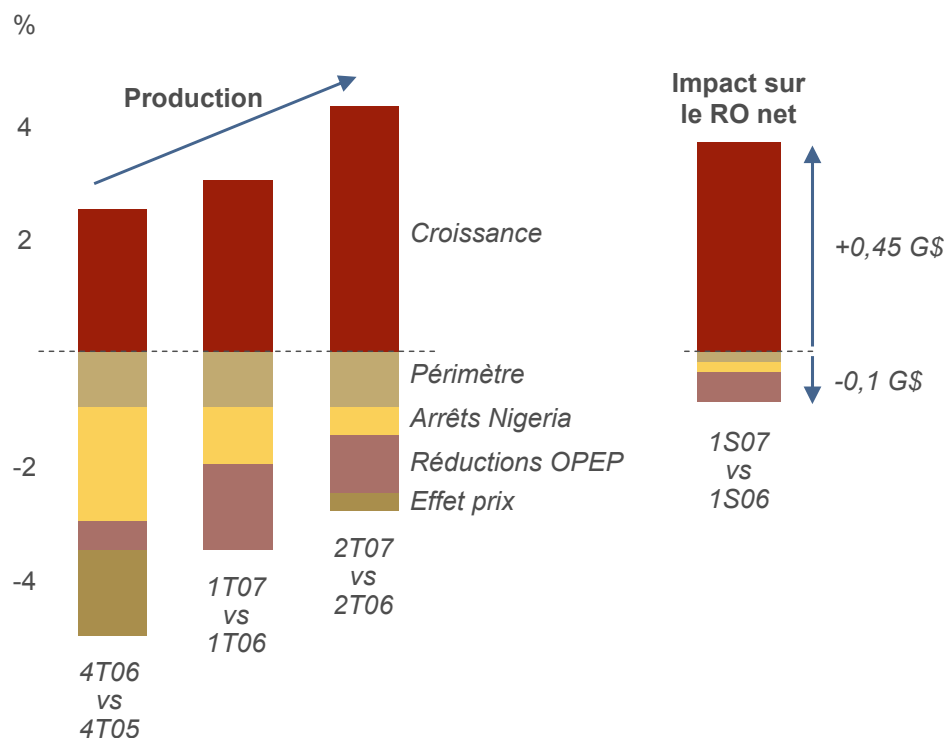
\* estimations dans un environnement du prix du Brent à 60 \$/b à partir de 2008, en part Total ; projets opérés par Total ou au travers d'une société opératrice

\*\* au 31/07/2007

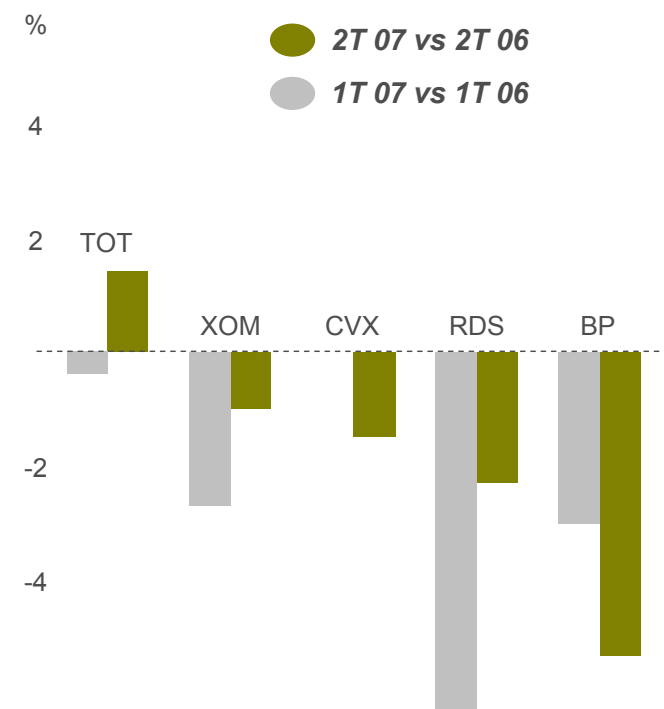


# Forte contribution des grands projets au retour à la croissance en 2007

## Production de Total et impact de la croissance sur le résultat opérationnel net



## Evolution de la production des majors



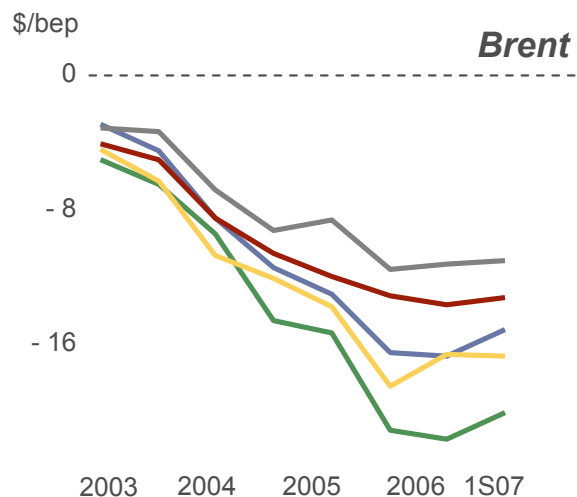
- Impacts persistants des arrêts de production au Nigeria en 2007
- Poursuite de la montée en puissance des grands projets sur les prochains trimestres

**Importante contribution de la croissance au résultat de l'Amont de Total**

# Avantage compétitif accru du portefeuille de Total

## Valorisation hydrocarbures

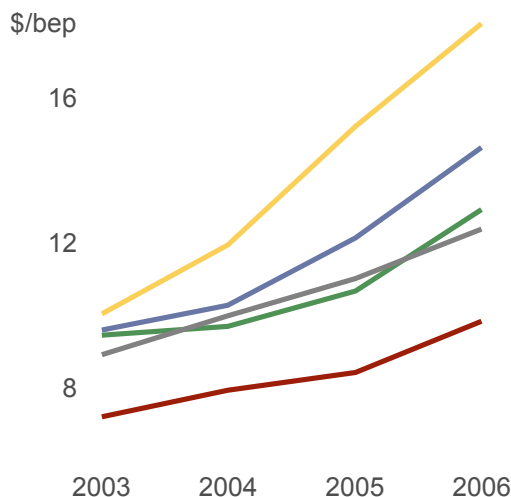
(moyenne pondérée liquides et gaz vs Brent)



— Total — Exxon — Chevron — Shell — BP

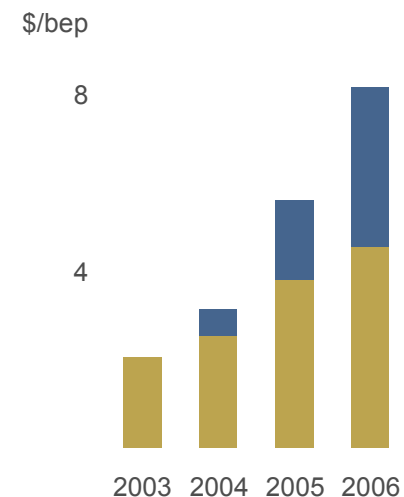
## Coûts techniques

(FAS 69)



## Avantage compétitif de l'Amont de Total\*

(vs moyenne, avant impôts)



● Avantage coûts techniques ● Avantage valorisations

- ▶ Amélioration continue de l'avantage compétitif moyen de Total
- ▶ Programme d'exploration accentué
- ▶ Hausse des investissements pour alimenter la croissance

**ROACE Amont\*\* : 33%**

estimations d'après les données publiées

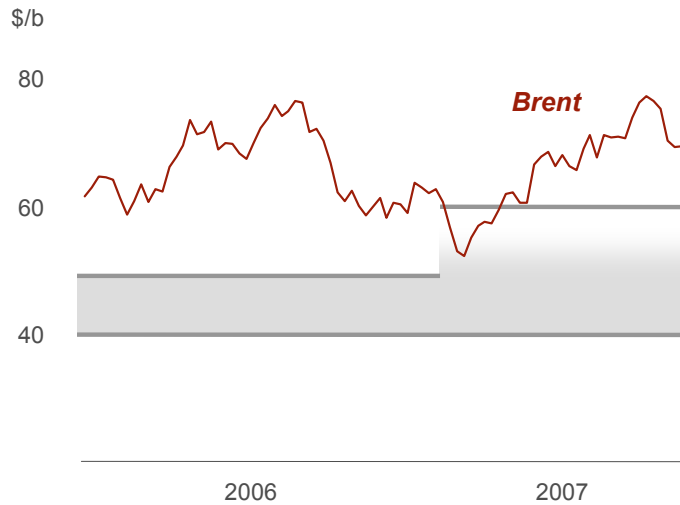
\* avantage compétitif calculé par rapport à la moyenne des autres majors, filiales consolidées

\*\* sur 12 mois glissants au 30/06/2007

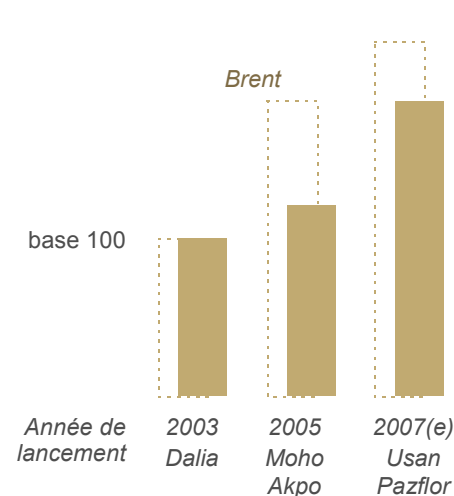


# Poursuite de la création de valeur dans un contexte de hausse des coûts

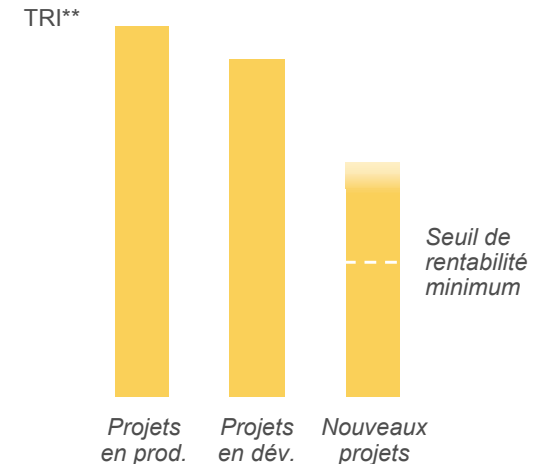
## Prix du brut et critères d'investissements



## Capex des projets offshore profond\*



## Rentabilité des projets offshore profond



### ► Adapter les critères de décision

- Nouveaux projets robustes dans l'hypothèse d'un recul marqué des prix du brut
- Recherche d'un équilibre entre bonne rentabilité et forte génération de cash flow sur le long terme

### ► Maintenir une bonne rentabilité du socle

- Priorité à la sécurité et à l'intégrité des installations

### ► Faire évoluer les modèles de l'industrie pour mieux contenir les effets de l'inflation sur les coûts

- Renforcement des FEED et aménagement des contrats EPC
- Industrialisation des modèles technologiques : FPSO ; forages offshore profond, HP/HT et sur zones matures...
- Promotion de nouveaux acteurs dans les services pétroliers
- Renforcement de la supervision du non opéré

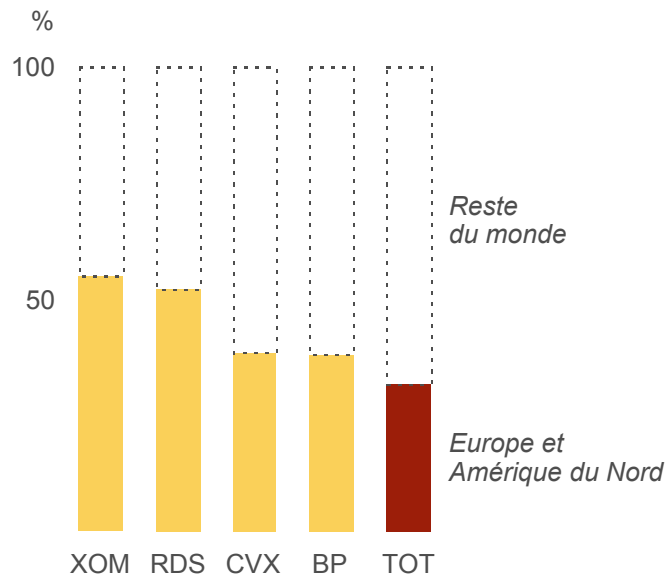
\* exprimés en \$ par bep/j de capacité

\*\* taux de rentabilité interne des projets de développement dans un environnement de prix du Brent à 60 \$/b, y compris estimation de l'upside réserves pour les nouveaux projets

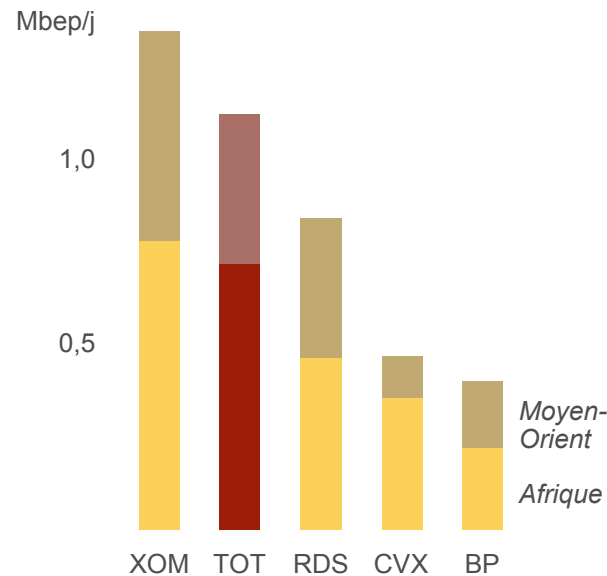


# Positionnement privilégié sur les principaux segments de croissance

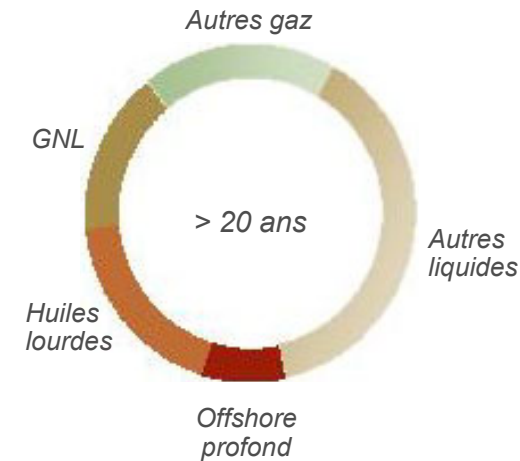
**Production zones matures\***



**Production Moyen-Orient / Afrique\***



**Réserves prouvées et probables de Total\*\***

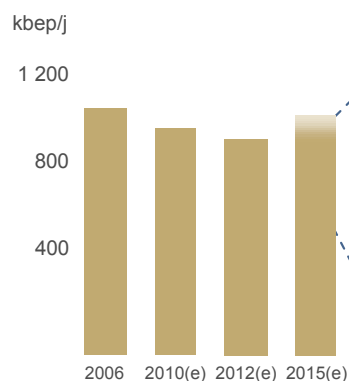


- Exposition limitée de Total aux zones matures en déclin
- Part croissante de l'offshore profond et du GNL dans la production
- Positions significatives dans les huiles lourdes pour préparer le long terme

\* estimations d'après les données 2006 publiées

\*\* 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 prix du Brent d'environ 60 \$/b, y compris les sables bitumineux développés par techniques minières

# Objectif de croissance de la production de 4% par an en moyenne de 2006 à 2010 dans un environnement à 60 \$/b



Europe & Amériques

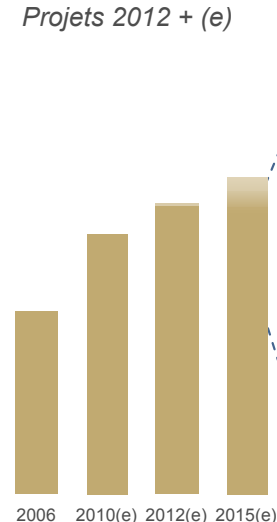
Projets	part	capacité	op.*	statut
▪ Joslyn Mine	84%	2x100	✓	étude
▪ Victoria	40%	étude	✓	appr.
▪ Surmont Ph. 2&3	50%	170		étude
▪ Laggan	50%	65	✓	étude
▪ Tempa Rosa	50%	50	✓	dév.
▪ Tyrihans	23,2%	70		dév.
▪ Tahiti	17%	135		dév.
▪ Jura	100%	45	✓	dév.
▪ West Franklin	46,2%	25	✓	dév.
▪ Surmont Ph. 1	50%	25		dév.
▪ Snøhvit	18,4%	120		dév.



CEI

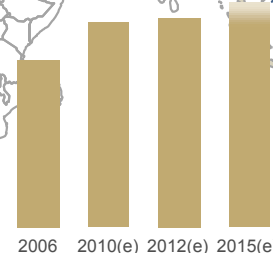
Projets	part	capacité	op.*	statut
▪ Kashagan FF	18,5%	1 200		étude
▪ Shah Deniz FF	10%	260		étude
▪ Shtokman Ph. 1	25%	400	✓	étude
▪ Kashagan Ph.Exp.	18,5%	300		dév.
▪ Shah Deniz	10%	215		prod.

- Projets 2007-2009(e)
- Projets 2010-2012(e)
- Projets 2012 + (e)



Afrique

Projets	part	capacité	op.*	statut
▪ CLOV	40%	étude	✓	étude
▪ Bloc 32	30%	étude	✓	étude
▪ Egina	24%	>150	✓	étude
▪ NLNG T7	15%	250		EPC
▪ Brass LNG	17%	300		EPC
▪ Pazflor	40%	220	✓	EPC
▪ Usan	20%	180	✓	EPC
▪ Angola LNG	13,6%	175		EPC
▪ Ofon II	40%	100	✓	dév.
▪ Tombua Landana	20%	130		dév.
▪ Akpo	24%	225	✓	dév.
▪ Moho Bilondo	53,5%	90	✓	dév.
▪ NLNG T6	15%	120		dév.
▪ Rosa	40%	150	✓	prod.
▪ Dalia	40%	240	✓	prod.



Moyen-Orient & Asie

Projets	part	capacité	op.*	statut
▪ Ichthys LNG	24%	335		étude
▪ Pars LNG T1&2	30%	300	✓	étude
▪ Sulige	100%	étude	✓	appr.
▪ Bongkot Sud	33,3%	70		étude
▪ Qatargas II (T2)	16,7%	250		dév.
▪ Sisi Nubi	47,9%	70	✓	dév.
▪ Yemen LNG	39,6%	195	✓	dév.
▪ Dolphin	24,5%	385	✓	prod.

**Prise en compte d'un environnement de prix du brut plus favorable et de profils revus, principalement sur Kashagan, Sincor et Usan**

estimation des productions dans un environnement de prix du Brent à 60 \$/b à partir de 2008 ; capacités estimées en kbep/j en 100%

\* projets opérés par Total ou au travers d'une société opératrice



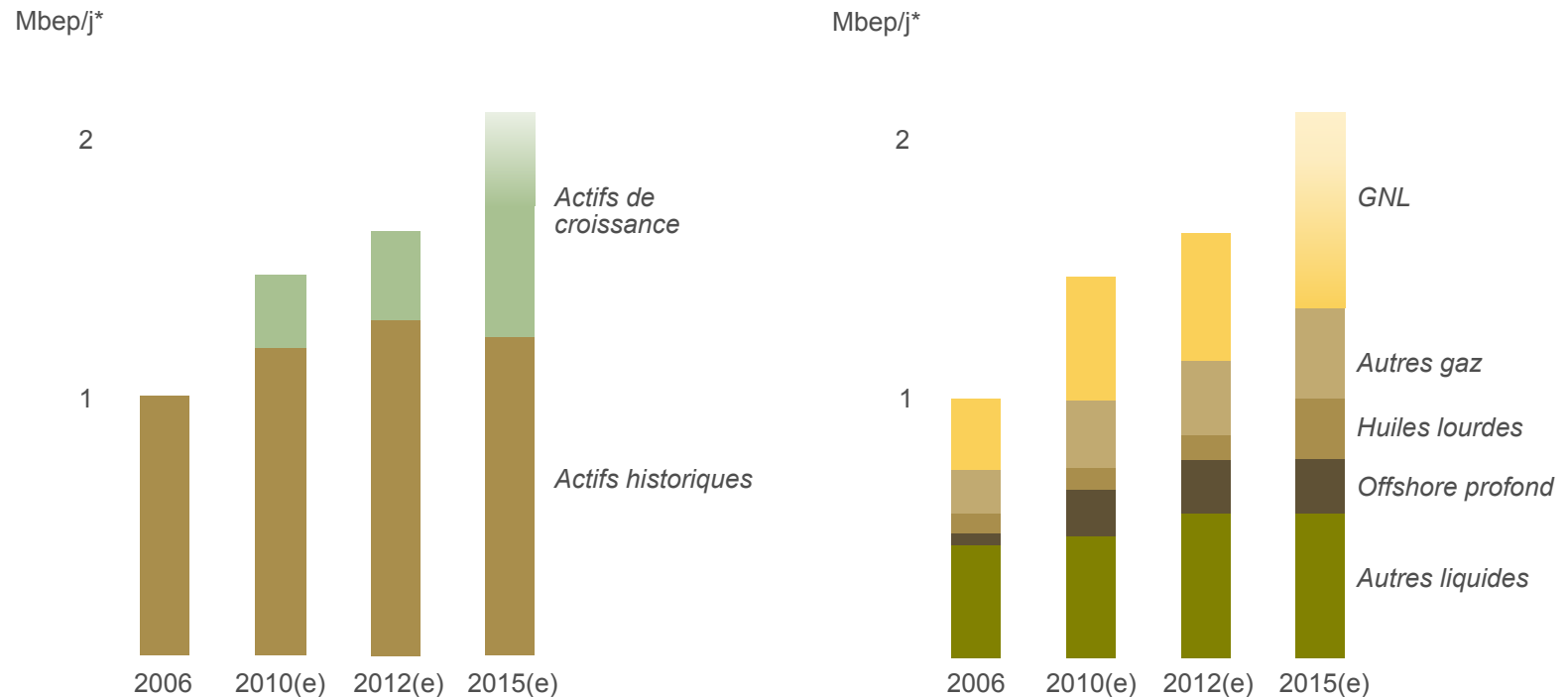
# Croissance soutenue après 2010 grâce à 25 actifs structurants

## 25 actifs structurants

Shtokman  
Sulige  
Surmont  
Joslyn  
Ichthys LNG  
Bloc 32  
Brass LNG  
Pars LNG  
Triangular Bulge (Usan...)  
Kashagan  
Qatargas II  
Yemen LNG  
Akpo - Egina  
Dolphin  
Shah Deniz

Bloc 17  
Sincor  
Qatargas  
Alwyn  
Mahakam  
SPDC huile  
Nigeria LNG  
Ekofisk  
ADCO  
ADMA

Environ 40% de la production de Total en 2006 et plus de 60% en 2015(e)



**Forte visibilité sur le profil de croissance long terme**

\* production des 25 actifs structurants, en part Total, dans un environnement de prix du Brent à 60 \$/b à partir de 2008

