

Amont



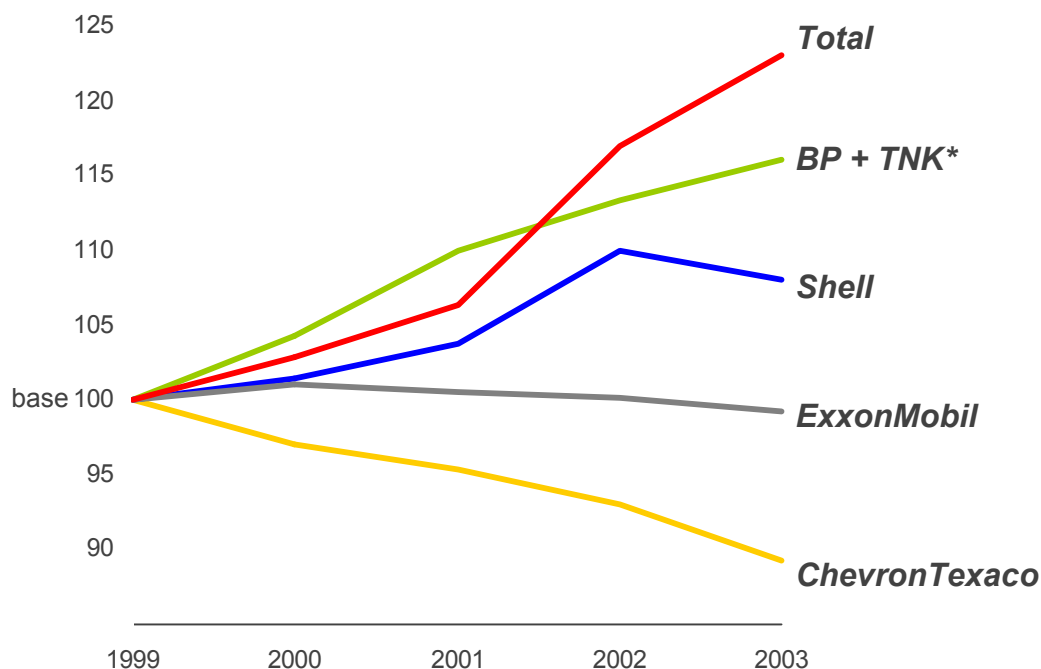
TOTAL

Février 2004

Communication Financière - www.total.com

Forte croissance des productions : + 5,1% en 2003

Productions d'hydrocarbures



■ Production portée à 2,54 Mbep/j en 2003 contre 2,42 Mbep/j en 2002

■ ROACE de l'Amont de 29% en 2003

Plein bénéfice de la croissance des productions dans un contexte de prix élevés

source : données publiées par les sociétés

* BP + quote-part de TNK-BP à compter du 29 août 2003

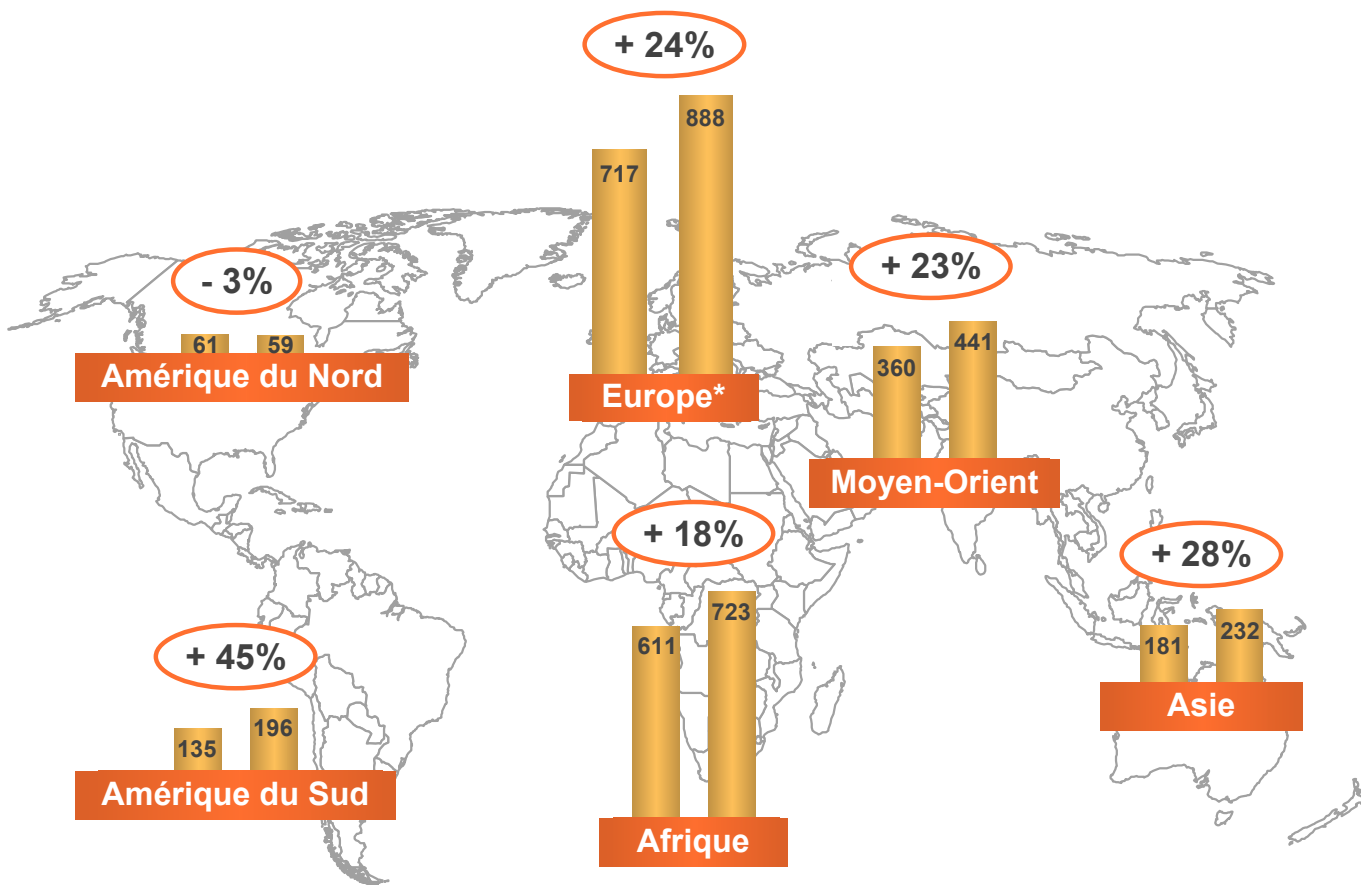


TOTAL

Bonne répartition géographique des productions

Productions d'hydrocarbures

1999 & 2003



Répartition géographique

	1999	2003
Europe*	35%	35%
Afrique	30%	29%
Moyen-Orient	17%	17%
Asie	9%	9%
Amérique du Sud	6%	8%
Amérique du Nord	3%	2%
Total	100%	100%

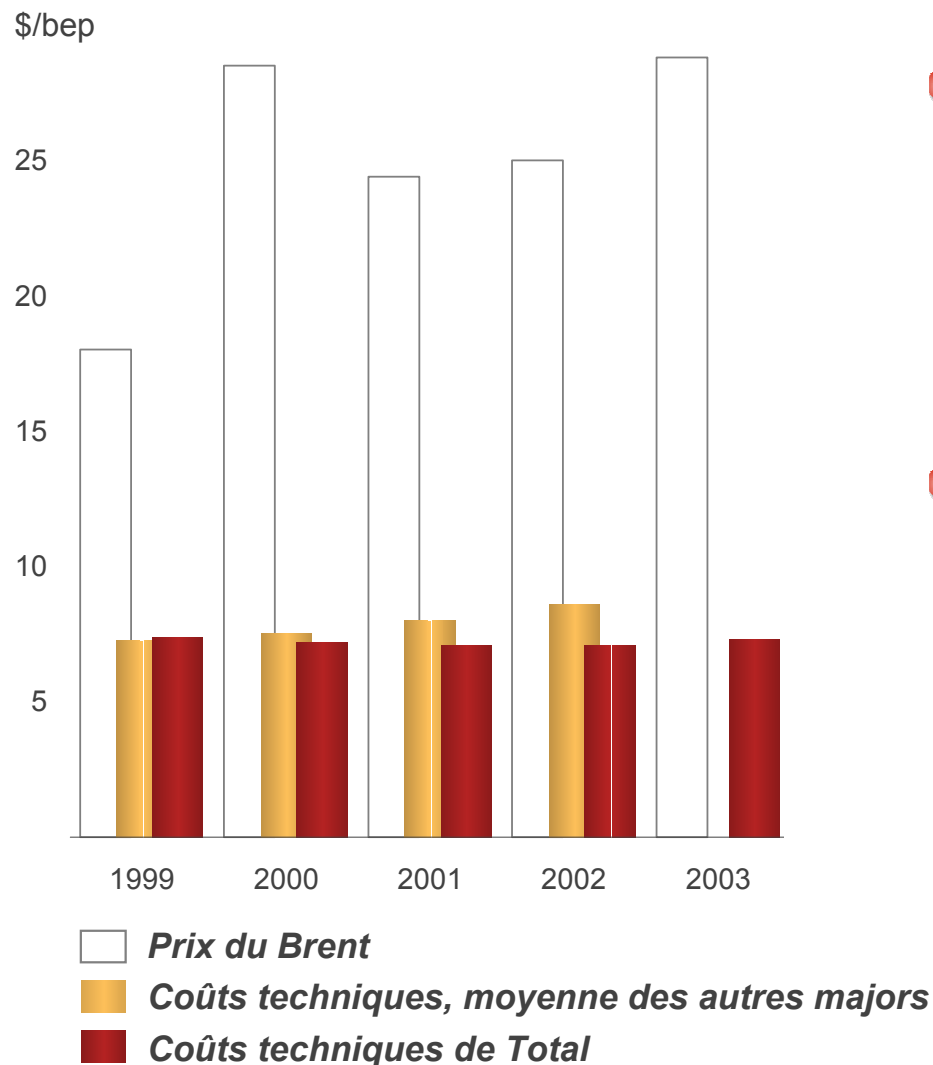
productions en kbp/j

* y compris la CEI



Coûts techniques à un niveau compétitif

Prix du Brent et coûts techniques



■ Coûts techniques 2003 : 7,3 \$/bep

- Charges d'exploration 0,5 \$/bep
- Coûts de production 2,6 \$/bep
- Amortissements 4,2 \$/bep

■ Stabilisation des coûts techniques malgré un contexte de prix du brut élevé

- Impact défavorable des variations de change de 0,3 \$/bep
- Pression à la hausse des coûts des services

coûts techniques FAS 69 hors éléments non-récurrents, filiales consolidées ; pour Total, ils étaient de 7,1 \$/bep en 2001 et 2002

Succès de l'exploration en 2003

Principales découvertes

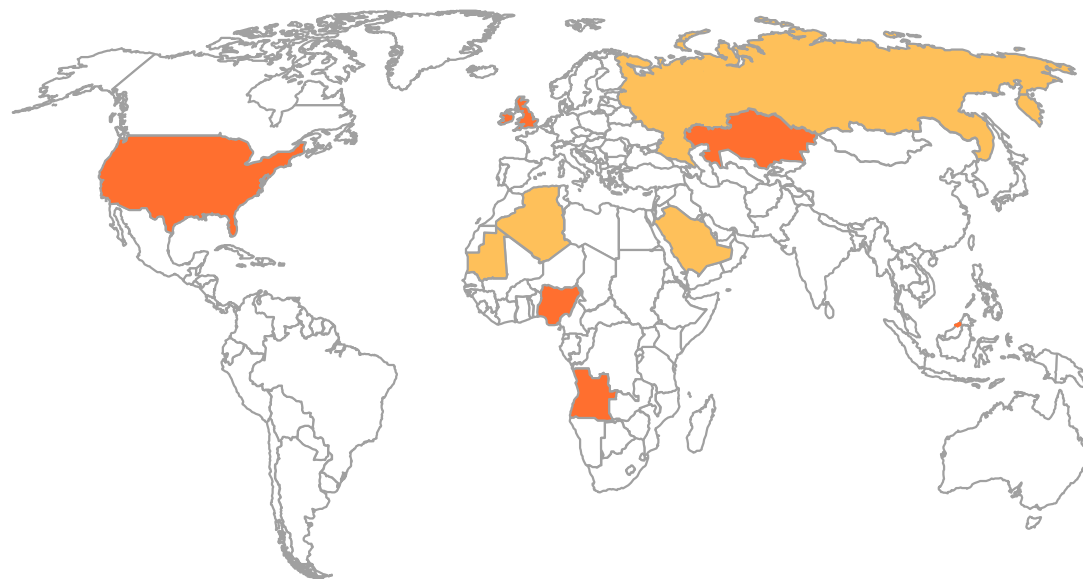
▪ Kazakhstan	Aktote, Kashagan SW	20,4%
▪ Angola	Acacia / Hortensia (Bloc 17) Gindungo (Bloc 32)	40% 30%
▪ Etats-Unis	Chinook	15%
▪ Royaume-Uni	West Franklin	46%

Principaux travaux d'appréciation

▪ Kazakhstan	Kashagan E	20,4%
▪ Nigeria	Usan / Ukot Nkarika	20% 40%
▪ Brunei	Bloc B	37,5%

Nouveaux permis

▪ Arabie Saoudite	Rub Al Khali	30%
▪ Russie	Tuapse	50%
▪ Nigeria	Bloc 221	100%
▪ Golfe du Mexique	21 blocs	100%
▪ Algérie, Mauritanie		



Exploration / Appréciation
Nouveaux permis

Continuité dans l'effort d'exploration en 2004 : Budget de 750 M\$



TOTAL

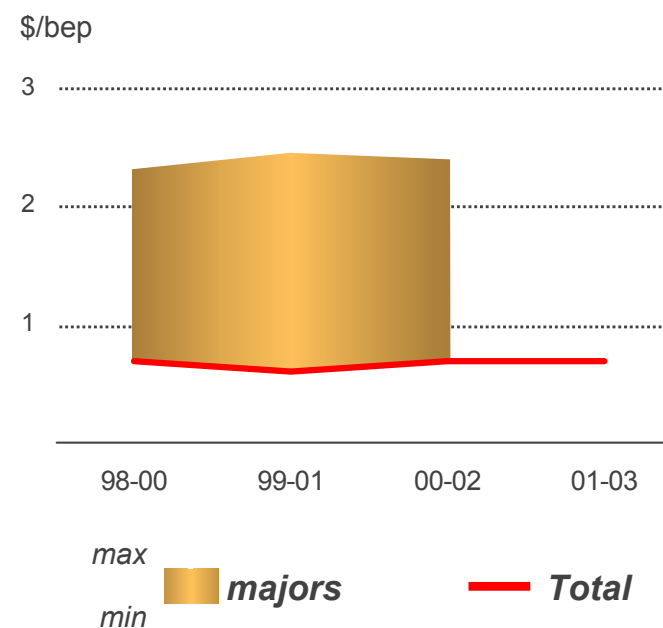
Poursuite de la croissance des réserves à un coût compétitif

■ Réserves prouvées

- Croissance de 2% en 2003 à 11,4 Gbep, soit 12,3 années de production au niveau actuel
- Taux de renouvellement* : 145%
- Coûts de découverte* : 0,7 \$/bep
- Coûts de renouvellement* : 4,3 \$/bep

■ Les réserves prouvées et probables représentent environ 20 ans de production au niveau actuel**

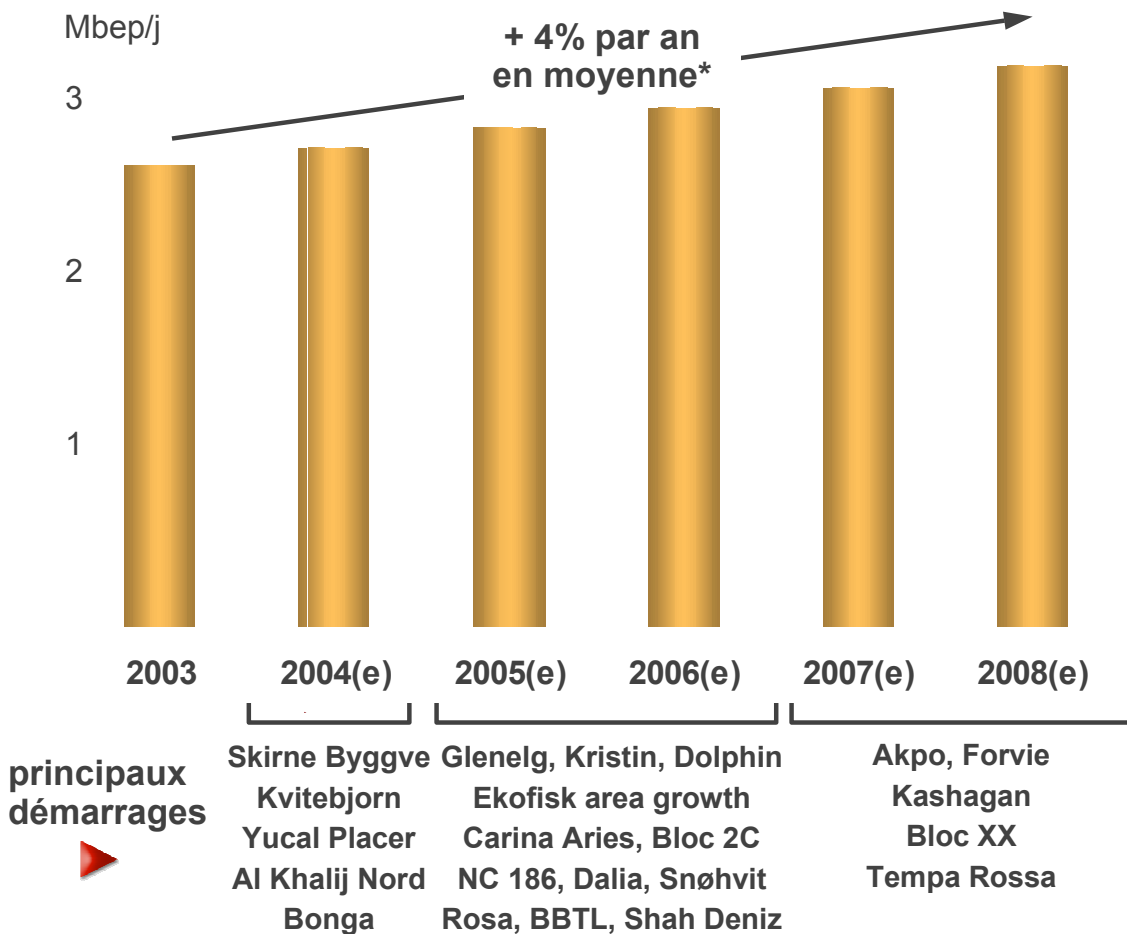
Coûts de découverte FAS 69 maintenus à un niveau très compétitif*



* filiales consolidées, moyenne 2001-2003

** 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

Poursuite d'une forte croissance organique à l'horizon 2008



- **Objectif de croissance prolongé d'un an mais ajusté à 4% par an en moyenne**
 - Tous les projets maintenus
 - Les approbations de certains développements ont pris plus de temps que prévu (Kashagan, Dalia, Dolphin...)
 - Impact défavorable sur la production d'un scénario de Brent à 20 \$/b vs 17 \$/b

- **Pour 2004, croissance provenant des démarrages de l'année et de la montée en puissance d'Amenam, Al Jurf, Matterhorn et Jasmim**

Croissance organique la plus forte parmi les majors combinée au maintien d'une rentabilité élevée

* scénario d'un Brent à 20 \$/b pour la période 2004-2008



Croissance 2009-2013 en préparation

Valoriser la base existante



- **Productivité sur champs matures**
- **Développements satellites**
 - Rosa-Lirio (Bloc 17)
 - West Franklin / Glenelg
- **Extensions usines GNL**
 - Qatargas
 - Bonny LNG

Grands projets à plateau long



- **Champs géants**
 - Kashagan
 - Dolphin
- **Huiles lourdes**
 - Sincor
 - Surmont - Athabasca
- **Projets GNL**
 - Snøhvit

Affaires nouvelles



- **Nombreux projets en négociation ou à l'étude**
 - Vankor
 - Qatargas II (T4/T5)
 - South Pars 11 / Pars LNG
 - Angola LNG
 - Extension Sincor

Exploration

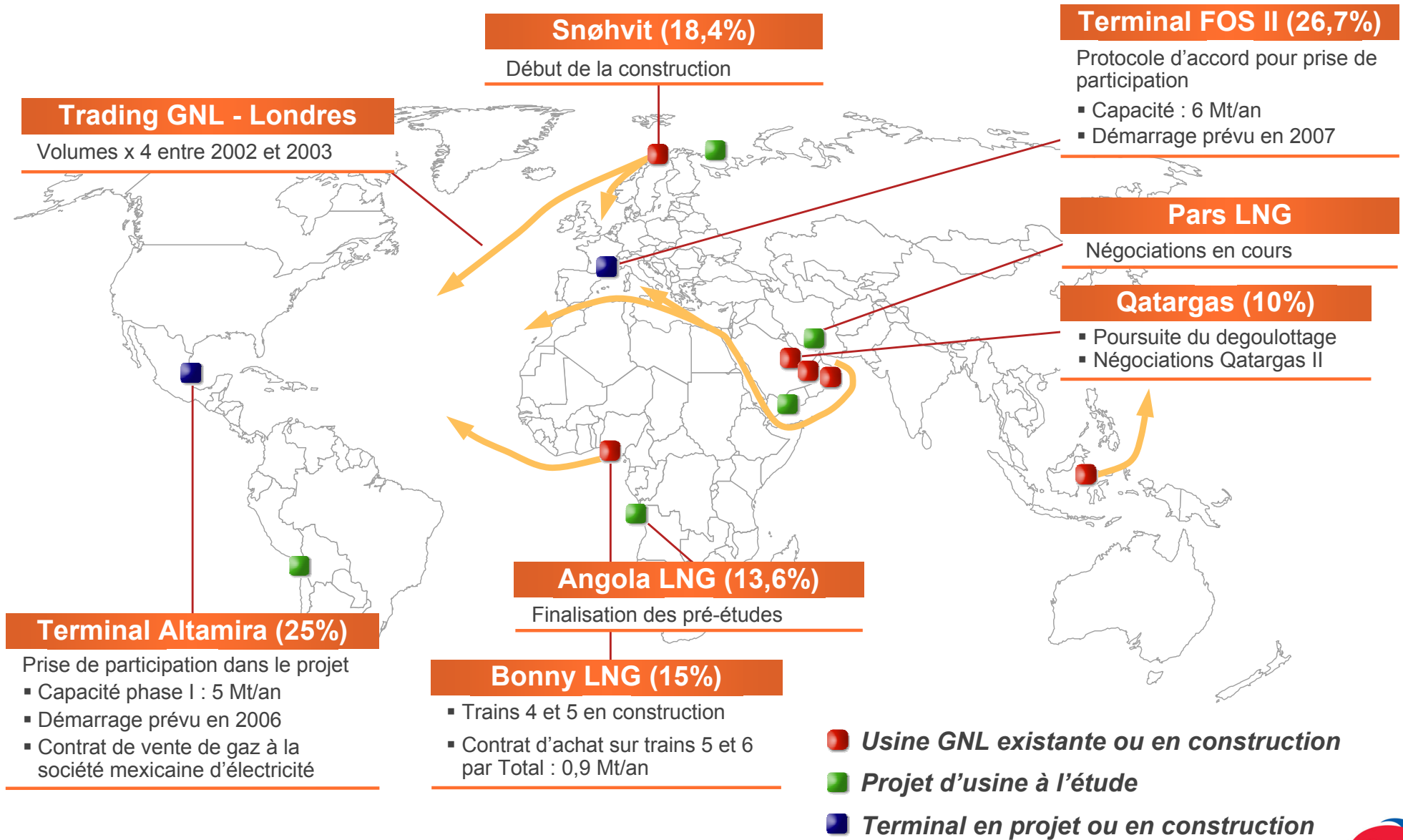


- **Nombreuses découvertes à valoriser**
 - 3^{ème} pôle Bloc 17, Bloc 32
 - Usan / Ukot
- **Exploration sur zones à potentiel**
 - Arabie Saoudite
 - Golfe de Guinée
 - Alaska
 - Golfe du Mexique
 - Mer noire



TOTAL

Fort développement de l'activité GNL en 2003



Renforcement des positions aval gaz en Europe pour tirer parti de l'ouverture des marchés et valoriser les productions

Royaume-Uni

N° 1 sur le marché des clients industriels et commerciaux (I/C)

19 %
du marché
I/C

Marché gazier français

Protocole d'accord pour le dénouement des participations croisées avec GDF :

- Intérêt porté à 100 % dans GSO
- Sortie du capital de CFM
- Reprise d'une partie des activités de négoce de CFM

17 %
du marché global

CFM

GSO

Terminal GNL - FOS II

Protocole d'accord pour une prise de participation de 26,7%

Euskadour

- Projet de gazoduc trans-frontalier
- Capacité Phase I : 0,5 Gm³/an
- Lancement en 2005(e)

6 %*
du marché
I/C

Medgaz

Total 12% - Cepsa 20%

Poursuite du projet de liaison Algérie - Espagne

* Cepsa Gas Comercializadora (35% Total - 35% Cepsa)

