

ACTUALITE

Bons baisers d'Azerbaïdjan

Le consortium de Shah Deniz a vendu les 16 milliards de mètres cubes/an de gaz de la phase 2 à 10 acheteurs européens

Après avoir choisi à la fin juin le **Trans-Adriatic Pipeline (TAP)**, le consortium qui exploite et développe le champ de gaz naturel et de condensats de **Shah Deniz** en **Azerbaïdjan** a franchi en septembre une nouvelle étape capitale avec la conclusion d'accords de vente de gaz naturel à neuf acheteurs européens sur une période de 25 ans. Les volumes totaux sont légèrement supérieurs à **10 milliards de mètres cubes par an**. Compte tenu des accords signés précédemment avec **Botas** pour la commercialisation de **6 milliards de mètres cubes par an** en **Turquie**, l'ensemble de la production future de la **phase 2** de Shah Deniz – soit **16 milliards de mètres cubes par an** – a donc été placé, ce qui constitue un succès majeur pour le consortium, pour l'Azerbaïdjan, pour la Turquie, qui sera à la fois un pays de consommation et de transit, et pour la **Géorgie** (pays de transit). La **phase 1** de Shah Deniz, qui est en exploitation depuis 2006, porte sur **9 milliards de mètres cubes par an** environ.



Outre **Botas**, les futurs acheteurs sont, par ordre alphabétique, **Axpo Trading AG** (Suisse), **Bulgargaz EAD**, **DEPA Public Gas Corporation of Greece SA**, **Enel Trade SpA** (Italie), **E.ON Global Commodities SE** (Allemagne), **Gas Natural Aprovevisionamientos SDG SA** (Espagne), **GDF Suez** (France), **Hera Trading** (Italie) et **Shell Energy Europe Limited**. Les marchés visés sont l'**Italie**, la **Grèce** et la **Bulgarie**. Les ventes devraient débuter en **2019** (2018 pour la Turquie).

Qui est dans quoi ?

→ Les membres du **consortium de Shah Deniz** sont **BP** (opérateur, 25,5%), **Statoil** (25,5%), la **State Oil Company of the Azerbaijan Republic** (Socar, 10%), **Total** (10%), **Lukoil** (10%), **Naftiran Intertrade Company** (NICO, Iran, 10%) et **TPAO** (Turquie, 9%).

→ Les actionnaires du **South Caucasus Pipeline** sont **BP** (opérateur technique, 25,5%), **Statoil** (opérateur commercial, 25,5%), **Azerbaijan SCP Ltd.** (contrôlée par Socar, 10%), **Lukoil** (10%), **NICO** (10%), **Total** (10%) et **TPAO** (9%).

→ Les actionnaires du **Trans-Adriatic Pipeline** sont **BP** (20%), **Socar** (20%), **Statoil** (20%), **Fluxys** (16%), **Total** (10%), **E.ON** (9%) et **Axpo** (5%).

→ Le projet du **Trans Anatolia Natural Gas Pipeline** a été lancé à l'origine par **Socar** (80%), **Botas** (15%) et **TPAO** (5%) **BP**, **Statoil** et **Total** devraient faire leur entrée dans ce projet avec des participations respectives de 12%, 12% et 5% provenant de la cession d'une partie de l'intérêt de Socar.

Comme souvent dans l'industrie pétrolière et gazière, on relève de nombreuses liaisons incestueuses. Si l'on met à part **TANAP**, dans l'attente de l'élargissement de sa composition, quatre groupes sont présents à la fois au sein du consortium de Shah Deniz, du SCP et de TAP. Il s'agit de **BP**, de **Statoil**, de **Socar** et de **Total** par ordre décroissant. **Lukoil**, **NICO** et **TPAO** sont chacune partenaires de deux de ces trois projets.

L'étape suivante sera la **décision finale d'investissement** pour la phase 2 de Shah Deniz, qui interviendra d'ici la fin 2013. Au regard des succès commerciaux engrangés, cette décision n'est évidemment pas entourée d'un grand suspense.

Le gaz de la phase 2 sera transporté vers la Turquie et vers l'Europe grâce à trois gazoducs, le **South Caucasus Pipeline (SCP)**, qui est opérationnel mais dont la capacité devra être accrue, le **Trans Anatolia Natural Gas Pipeline (TANAP)** en Turquie et le TAP entre la frontière turco-grecque et l'Italie via la Grèce, la Bulgarie, l'**Albanie** et la mer Adriatique (voir encadré). Le SCP évacue le gaz de la phase 1 de Shah Deniz vers la Géorgie et la Turquie.

Le consortium de Shah Deniz (voir encadré), l'Azerbaïdjan et la **Commission européenne** se sont réjouis de l'ouverture du fameux **Corridor Sud du gaz**, dont il était question à Bruxelles depuis de nombreuses années. La Commission avait salué ce lancement dès le choix par le consortium de Shah Deniz du projet TAP aux dépens de **Nabucco Ouest**. Pour la première fois, avait-on souligné à Bruxelles, un lien direct sera établi entre les ressources gazières de la mer Caspienne et les marchés européens. L'objectif du Corridor Sud est de contribuer à satisfaire les besoins européens en gaz qui seront croissants dans le moyen et le long terme tout en **diversifiant les sources et les routes d'approvisionnement** de l'Union européenne.

Shah Deniz est un champ d'une taille considérable puisque les volumes de gaz en place sont évalués par **BP**, qui en est l'opérateur, à **40 000 milliards de pieds cubes**, soit plus de 1 000 milliards de mètres cubes. Au cours du premier semestre 2013, la production de Shah Deniz a été de **27 millions de mètres cubes de gaz par jour** et de **54 800 barils par jour de condensats**. Entre la fin 2006, début de la mise en exploitation de la phase 1, et la fin du premier semestre de cette année, les exportations à partir de Shah Deniz dans le cadre de la phase 1 ont totalisé **42,7 milliards de mètres cubes de gaz** et **90 millions de barils** de condensats.

La mobilisation de telles réserves implique des investissements très importants. Pour la phase 2, l'ordre de grandeur avancé est de **plus de \$40 milliards**, dont environ **\$25 milliards en amont** (production du gaz et transport jusqu'à la frontière entre la Géorgie et la Turquie) et **\$15 milliards** en Turquie et en Europe. Il faudra en effet installer deux nouvelles plates-formes en mer Caspienne, forer 26 puits sous-marins, poser 500 kilomètres de canalisations sous-marines pour relier les puits au terminal de **Sangachal** et accroître de 16 milliards de mètres cubes par an la capacité du South Caucasus Pipeline. Un projet majeur pour des enjeux majeurs sur le plan énergétique, mais aussi économiques et stratégiques.

Francis Perrin

L'offshore profond et le GNL pour Total : 20% de sa production, plus de 50% de ses résultats amont

L'actualité est importante pour **Total**. En septembre, le groupe français a ainsi annoncé le démarrage de la production du champ pétrolier supergéant de **Kashagan** au **Kazakhstan** – dans cette première phase, la production sera de **300 000 à 370 000 barils par jour** en phase de plateau –, le lancement du développement du gisement de gaz et de condensats d'**Incahuasi** en **Bolivie**, celui du plus grand projet solaire marchand au monde au **Chili** et les premières cargaisons de produits pétroliers en provenance de la raffinerie de la **Satorp** à **Joubail** en **Arabie Saoudite** (voir page 26 dans ce numéro). Une rentrée en fanfare.

C'est dans ce contexte très favorable que le PDG de Total, M. Christophe de Margerie, a rencontré à Londres le 23 septembre la communauté financière pour lui faire part des activités, des résultats et des perspectives de la compagnie. Parmi les nombreuses informations et analyses intéressantes présentées par le groupe, on retiendra notamment deux chiffres clés : l'**offshore profond** et le **gaz naturel liquéfié** représentent 20% de sa production d'hydrocarbures et plus de 50% des résultats de l'amont, ce qui démontre clairement que les projets à haut contenu technologique peuvent être très rentables (sauf mention contraire, les chiffres cités dans cet éditorial sont extraits de cette présentation).

Pour l'offshore profond, qui aurait été à l'origine de 60% des découvertes pétrolières par l'industrie dans les cinq dernières années selon **IHS**, la position de leader de Total rapporte gros. Selon M. de Margerie, cette activité représente **10% de la production du groupe et plus de 25% de ses résultats amont**. Pour le GNL, les proportions correspondantes sont de 20% et de plus de 25%.

A l'horizon 2017, le groupe français devrait opérer huit FPSO (navires convertis en installations flottantes de production, de stockage et de déchargement) avec une capacité globale d'environ **1,5 million de barils équivalent pétrole par jour**, ce qui lui donnerait une position de leader parmi les majors [outre Total, **ExxonMobil**, **Shell**, **BP** et **Chevron**. Total se compare souvent à ce groupe de sociétés qui sont ses pairs en quelque sorte]. Pour le GNL, le groupe serait actuellement le numéro deux en termes de part de production derrière Shell et devancerait **BG**, ExxonMobil, BP et Chevron dans cet ordre. Du fait, notamment d'une demande asiatique croissante, le GNL est un segment d'activité fort intéressant et Total est partie prenante à plusieurs nouveaux projets de grande taille, dont **Ichthys** et **Gladstone** en **Australie** et **Yamal** en **Russie** tout en se positionnant également dans l'aval de la filière (**Sabine Pass** aux **Etats-Unis**).

→ L'audace en matière d'exploration est payante

Total poursuit également sa politique d'**exploration "audacieuse"**, qui produit des résultats significatifs. Depuis le début 2013, la compagnie a obtenu 14 nouveaux permis principaux et a réalisé cinq découvertes (**Taza** en **Irak**, **Diaba** au **Gabon**, **CI-100** en **Côte d'Ivoire**, **Vaca Muerta** en **Argentine** et **Incahuasi-2** en **Bolivie**). Selon **Wood Mackenzie**, Total serait le leader parmi les majors en termes de permis détenus dans des zones qualifiées de "**nouvelles frontières**". De plus, sur 2013 et 2014, le forage d'une **quinzaine de puits "à fort enjeu"** est prévu, ceux que la profession qualifie de "**big cats** ou d'**"éléphants"**". Sur une carte diffusée par Total, on en compte six en Afrique, trois en Amérique du Sud, un dans le golfe du Mexique, deux dans l'ex-URSS, un en Asie et un en Australie (voir dans ce numéro en page 10 l'interview du directeur général de la **Société Mauritanienne des Hydrocarbures**).

Le secteur amont de Total bénéficie et continuera pendant plusieurs années à bénéficier de cette politique d'exploration ambitieuse et de **projets de développement avec un long plateau de production**,

tels que Kashagan, Yamal LNG ou **Fort Hills** (sables bitumineux) au **Canada**. Pour ces deux derniers projets, la décision finale d'investissement devrait être prise d'ici la fin 2013 et l'entrée en production est attendue pour 2017. Tout ceci explique que le groupe ait affiché des perspectives de production, qui ont beaucoup plu aux marchés, de **2,6 millions de barils équivalent pétrole par jour** en 2015 et un potentiel de **3 Mbep/j** en 2017, contre **2,3 Mbep/j** en 2012, sur la base d'un prix du **Brent à \$100 par baril**. A hauteur de 95%, les projets qui permettront l'obtention de l'objectif 2017 sont déjà en exploitation ou en cours de développement.

→ **De nouveaux projets fort rentables**

M. de Margerie a également présenté des données fort instructives sur la répartition des projets pour lesquels la décision de développement a été prise et qui devraient entrer en production sur la période 2013-2017. Ils représentent ensemble un potentiel de production de plus de **750 000 bep/j** à l'horizon 2017. 45% d'entre eux sont dans des **pays OCDE** ; 75% portent sur des **liquides** ou sur des volumes de gaz naturel dont les prix sont indexés sur celui du pétrole ; 40% sont des projets à long plateau de production ; et, *last but not least*, le **cash flow** dégagé en moyenne par ces projets sera de l'ordre de **\$50 par baril équivalent pétrole**. Croissance et rentabilité vont ici de pair.

Francis Perrin