

ACTUALITE

L'offshore de l'Angola demeure un important pôle de croissance pour les majors

→ **BP met en production l'ensemble PSVM et Chevron lance le développement de Mafumeira Sul**

L'Afrique est une région très prometteuse pour les majors de l'industrie pétrolière (voir PGA du 1.2.2013, p. 7) et l'Angola, notamment son domaine minier offshore, demeure un pays clé pour les grandes compagnies occidentales privées. **ExxonMobil** fait état en Angola de **63 découvertes** sur quatre permis en mer profonde, les blocs **15, 17, 31 et 32**, d'un potentiel de ressources récupérables d'environ **14 milliards de barils équivalent pétrole** et d'une part de production de **99 000 barils par jour** de pétrole en 2011 ; pour cette même année, **BP** donne un chiffre de production de **123 000 b/j** de liquides et le groupe britannique est actuellement présent sur neuf blocs dans ce pays, dont quatre (**18, 19, 24 et 31**) en tant qu'opérateur (voir carte page suivante) ; la part de production de **Chevron** était de **139 000 b/j** de liquides et la firme américaine détient des participations sur quatre permis, dont deux qu'elle opère ; **Total** affiche un résultat très proche avec **135 000 barils équivalent pétrole par jour**, toujours en 2011 ; et **Eni** a produit **98 000 bep/j** d'hydrocarbures au cours de cette année-là [les données 2012 ne sont pas encore disponibles].



Certes, ces volumes sont en baisse sur les dernières années mais ces groupes ont des **développements** très significatifs en cours dans ce pays, d'autres sont en préparation pour les prochaines années et l'Angola est sur le point de devenir un exportateur de gaz naturel liquéfié avec le projet **Angola LNG** dans lequel les majors sont fort bien représentées. De **nouvelles découvertes** sont probables bien que certains opérateurs semblent avoir fait le plein. BP a ainsi réalisé **19 découvertes** sur le bloc 31 (voir ci-dessous). Sur la décennie à venir, estime M. Bob Dudley, directeur général ("chief executive") de la compagnie, l'Angola devrait être l'une des principales plates-formes de croissance pour BP.

Sur ce permis de 5 349 km² justement, la société britannique a annoncé à la fin janvier la mise en huile de la zone de développement **PSVM**, qui est composée des champs **Plutão, Saturno, Venus et Marte** (la date effective du début de la production est le 6 décembre 2012), découverts entre 2002 et 2004. La production initiale à partir de trois puits sur Plutão devrait progresser à 70 000 b/j de brut et le plateau de PSVM serait de **150 000 b/j** avec la mise en huile de Saturno et de Venus en 2013 et de Marte en 2014. 40 puits de production et d'injection sont prévus. PSVM est l'un des plus grands développements sous-marins à travers le monde, a souligné M. Dudley. Un second pôle de développement est au stade de la planification sur le bloc 31 et d'autres suivront. **BP Exploration (Angola) Limited (Block 31)** est l'opérateur du bloc 31 avec une participation de 26,67% aux côtés de **Sonangol E.P.** (25%), **Sonangol P&P** (20%), **Statoil** (13,33%), **Marathon** (10%) et **SSI Block 31** (5%).

De son côté, une filiale de Chevron, **Cabinda Gulf Oil Company Limited (Cabgoc)**, et ses partenaires viennent de prendre la décision finale d'investissement pour le développement de **Mafumeira Sul** sur le bloc **0**, au large de la province de **Cabinda**. Le coût de ce développement, qui impliquera le forage de 50 puits, est évalué à **\$5,6 milliards** et il constitue la seconde étape du développement du champ de **Mafumeira**, la première étape étant celle de **Mafumeira Norte**. La mise en production est prévue pour 2015 et le débit en phase de plateau devrait

BP Exploration and Production in Angola



atteindre **110 000 b/j** de brut et **10 000 b/j** de gaz de pétrole liquéfiés. Le gaz naturel associé sera commercialisé grâce à Angola LNG. Cabgoc détient une participation de 39,2% dans Mafumeira Sul et ses associés sont Sonangol E.P. (41%), Total (10%) et Eni (9,8%). Mis en huile en 2009, Mafumeira Norte produit plus de 40 000 b/j. La production du bloc 0 est de **340 000 b/j** de brut et de condensats, dont **108 000 b/j** pour Chevron.

Du fait des dizaines de découvertes réalisées en mer profonde et très profonde par les majors, les développements pétroliers ont dû être étalés dans le temps, à la fois pour des raisons strictement industrielles et politiques. Membre de l'**OPEP**, l'Angola est désireuse de ménager l'organisation et ne peut que tirer profit de ce type d'aménagement, qui présente par ailleurs l'avantage de prolonger dans le temps son plateau de production et ses revenus.

Sur le bloc 15, dont les ressources sont estimées à environ **5 milliards de barils équivalent pétrole** par ExxonMobil, le développement des satellites de **Kizomba** se poursuit et ceux de **Mondo South** et de **Saxi/Batuque** sont prévus ultérieurement. Sur le bloc 17, opéré par Total, le pôle **Cravo-Lirio-Orquidea-Violeta (CLOV)**, le dernier des quatre ensembles de champs identifiés sur ce permis après **Girassol, Dalia** et **Pazflor** (qui sont tous en exploitation), est en cours de développement et devrait entrer en production en 2014. Partenaire de Total, ExxonMobil évoque un potentiel de ressources d'hydrocarbures de l'ordre de **6 milliards de bep** pour ce permis. Le groupe français opère également le bloc 32, sur lequel 12 découvertes ont été réalisées, et le premier développement prévu est **Kaombo Split Hub**. Opéré par Eni, le bloc **15/06** fera lui aussi l'objet de plusieurs développements. Le premier d'entre eux, **West Hub**, devrait déboucher sur une production de **80 000 b/j** à partir de 2014.

Pays à profil surtout pétrolier, l'Angola détient cependant des ressources gazières significatives et la Sonangol et ses partenaires étrangers recherchent divers moyens de valoriser ce potentiel, le gaz naturel ayant le vent en poupe au sein du paysage énergétique mondial présent et futur. La capacité d'Angola LNG est de **5,2 millions de tonnes** de GNL (plus des liquides) et un second consortium gazier explore d'autres opportunités de commercialisation de ces réserves. Avec tous ces projets et ceux qui viendront ultérieurement, l'Angola restera, pendant de longues années, chère au cœur, et au portefeuille, des majors.

Francis Perrin

Total l'Africain met le cap sur un potentiel de production de 3 millions de barils par jour d'ici à 2017

Sans surprise, puisque les prix du pétrole n'ont jamais été aussi élevés en moyenne annuelle que l'an dernier, **Total** a dévoilé le 13 février d'excellents résultats financiers pour 2012 avec un résultat net ajusté de **12,4 milliards d'euros**, en hausse de 8% sur 2011. Par contre, la production d'hydrocarbures du groupe français a baissé de 2% à **2 300 000 barils équivalent pétrole par jour**, contre 2 346 000 bep/j en 2011, dont **1 220 000 b/j** - 53% - de liquides (1 226 000 b/j en 2011) et **5 880 millions de pieds cubes/j** de gaz naturel (6 098 Mp.c./j).

Sur ce sujet sensible depuis quelques années, Total a donné des explications détaillées pour 2012. Il ressort principalement de celles-ci que les démarrages et la croissance découlant des nouveaux projets (+4,5%) ont plus que compensé le déclin naturel des productions (-4%), ce qui est une bonne nouvelle. Les variations de périmètres ont été positives (+1,5%) et l'effet prix légèrement négatif (-0,5% - des prix élevés du pétrole ont tendance à réduire les droits de la compagnie d'obtenir des volumes de brut dans certains types de contrats). Par contre, et ce sont de moins bonnes nouvelles, la production l'an dernier a été négativement affectée (-2%) par deux **accidents**, l'un en mer du Nord (**Elgin**) et l'autre au Nigeria (**Ibewa**) et par les **printemps arabes** (-1,5%) avec l'arrêt de ses activités en **Syrie** et des conditions de sécurité délicates au **Yémen**.

L'**Afrique**, y compris l'Afrique du Nord, demeure la principale zone de production pour le groupe français avec **713 000 b/j** en 2012 (+8%), soit 31% de sa production mondiale, contre 28% en 2011 (voir tableaux page suivante). Du fait du dynamisme des activités de Total sur ce continent et de l'impact négatif des troubles dans certains pays arabes, l'écart s'est creusé avec la seconde région, le **Moyen-Orient** (21,4%). Le différentiel de production en faveur de l'Afrique était de 220 000 b/j l'an dernier, contre seulement 89 000 b/j en 2011. Certes, la production de la compagnie a également progressé l'an dernier en **Amérique du Nord** (+3%) et dans l'**ex-URSS** (+64%) mais les volumes sont nettement moins importants. Pour les liquides, avec **574 000 b/j**, la part de l'Afrique atteignait 47% - 42,2% en 2011 - alors que celle du Moyen-Orient - **311 000 b/j** - a très légèrement baissé à 25,5%.

En dépit de ces aléas, Total a réaffirmé sa volonté de croissance avec un objectif de +3% par an sur la période 2011-2015. Cette croissance devrait s'accélérer après 2015 et, à l'horizon 2017, le groupe vise "*un potentiel de 3 millions de barils par jour sur lequel la visibilité a été renforcée cette année*". La compagnie s'estime en très bonne voie sur cette route avec 90% de ce potentiel déjà en production ou en cours de développement. Total évoque par ailleurs une baisse du taux de déclin de sa production à 3-4%, un élément très significatif.

Pour l'amont, le PDG du groupe français, M. Christophe de Margerie, a fait état de plusieurs tendances positives qui permettent à Total d'être raisonnablement optimiste pour l'avenir à moyen et à long terme.

→ L'exploration a été redynamisée. Lors de la présentation de ses résultats 2012, Total a évoqué **sept principales découvertes**, dont quatre qualifiées d' "*importantes*", **Eben** au Nigeria, **Vaca Muerte** en Argentine, **North Platte** aux Etats-Unis et **King Lear** en Norvège (les trois autres sont situées en Colombie, au Brésil et en Ouganda). Une vingtaine de nouveaux permis ont été obtenus, dont six en Afrique.

→ Le volume global des **réserves prouvées** s'est accru de 136% sur 2010-2012, contre une hausse de 75% sur 2007-2009. En 2012, le taux de renouvellement de ces réserves était de 93%.

→ Le **budget d'exploration** de Total est en augmentation avec un montant de **\$2,8**

Production d'hydrocarbures de Total

4T12	3T12	4T11	4T12/ 4T11	Production combinée liquides/gaz par zone géographique (1 000 bep/j)	2012	2011	2012/ 2011
421	361	518	-19%	Europe	427	512	-17%
701	737	693	+1%	Afrique	713	659	+8%
482	501	546	-12%	Moyen-Orient	493	570	-14%
67	71	67	-	Amérique du Nord	69	67	+3%
175	182	182	-4%	Amérique du Sud	182	188	-3%
227	230	212	+7%	Asie/Pacifique	221	231	-4%
220	190	166	+33%	CEI	195	119	+64%
2 293	2 272	2 384	-4%	Production totale	2 300	2 346	-2%
624	615	580	-8%	Dont filiales mises en équivalence	611	571	+7%

4T12	3T12	4T11	4T12/ 4T11	Production de liquides par zone géographique (1 000 bep/j)	2012	2011	2012/ 2011
185	179	244	-24%	Europe	197	245	-20%
568	587	553	+3%	Afrique	574	517	+11%
312	323	304	+3%	Moyen-Orient	311	317	-2%
26	25	22	+18%	Amérique du Nord	25	27	-7%
57	56	62	-8%	Amérique du Sud	59	71	-17%
28	28	25	+12%	Asie/Pacifique	27	27	-
30	27	27	+11%	CEI	27	22	+23%
1 206	1 225	1 237	-3%	Production totale	1 220	1 226	-
307	316	295	+4%	Dont filiales mises en équivalence	308	316	-3%

4T12	3T12	4T11	4T12/ 4T11	Production de gaz par zone géographique (Mp.c./j)	2012	2011	2012/ 2011
1 270	1 011	1 491	-15%	Europe	1 259	1 453	-13%
654	763	688	-5%	Afrique	705	515	-1%
930	971	1 307	-29%	Moyen-Orient	990	1 370	-28%
228	260	246	-7%	Amérique du Nord	246	227	+8%
657	650	664	-1%	Amérique du Sud	682	648	+5%
1 127	1 135	1 056	+7%	Asie/Pacifique	1 089	1 160	-6%
1 031	890	749	+38%	CEI	909	525	+73%
5 897	5 680	6 201	-5%	Production totale	5 880	6 098	-4%
1 712	1 618	1 537	+11%	Dont filiales mises en équivalence	1 637	1 383	+18%

4T12	3T12	4T11	4T12/ 4T11	Gaz Naturel Liquéfié	2012	2011	2012/ 2011
2,73	2,92	3,15	-13%	Ventes de GNL* (Mt)	11,42	13,19	-13%

*Ventes part Groupe, hors trading ; données des périodes 2012 retraitées pour corriger les estimations des volumes de Bontang en Indonésie avec le coefficient SEC 2012.

Source : Total, 13 février 2013.

milliards pour 2013, ce qui permettra de forer **plus de 60 puits**. Les forages principaux, selon Total, c'est-à-dire ceux pour lesquels les enjeux en termes de possibilité de découvertes sont les plus importants, seraient au nombre de 14 cette année, dont la moitié en Afrique (**Libye, Egypte, Mauritanie, Côte d'Ivoire, Gabon, Angola et Kenya**) et quatre sur le continent américain. Ces forages visant des **éléphants** et des **big cats**, selon l'imagerie animalière de l'industrie pétrolière, pourraient représenter des enjeux cumulés de plus de 5 milliards de barils équivalent pétrole (part Total) s'ils étaient couronnés de succès.

→ Plusieurs **démarrages "majeurs" de champs pétroliers et gaziers** sont d'ores et déjà planifiés pour les prochaines années. Lors de sa conférence de presse tenue le 13 février à Paris, Total a cité 17 projets sur la période 2013-2016, dont six en Afrique (**Anguille phase 3, Angola LNG, OML 58 Upgrade, CLOV, Ofon 2 et Moho Nord** - sur l'Angola, voir également notre analyse en page 3). La mise en exploitation de ces projets devrait se traduire par une part de production de plus de **750 000 bep/j** en phase de plateau, dont 50% dans des pays membres de l'**OCDE**, a souligné le groupe. Dans les documents diffusés le 13 février, Total présente par ailleurs son portefeuille de grands projets amont avec une liste de 34 champs sur 2013-2017, dont 13 en Afrique. Les plus gros d'entre eux en termes de production brute attendue sont localisés dans l'ex-URSS avec **Yamal LNG** et **Shtokman** en **Russie**, la **phase 2** de **Shah Deniz** en **Azerbaïdjan** et la **phase 1** de **Kashagan** au **Kazakhstan**.

→ Total a aussi mis l'accent sur sa capacité à **réaliser ses projets dans les temps et les budgets prévus**. Il n'est en effet pas suffisant d'avoir un très bon portefeuille si les plannings ne sont pas respectés et si les budgets explosent. Le groupe a donné des détails intéressants sur l'avancement de 15 principaux projets en développement, dont le démarrage est prévu entre 2013 et 2016. Quatre d'entre eux seraient mis en production cette année, quatre en 2014, trois en 2015 et quatre en 2016.

→ Les perspectives de Total sont très bonnes dans le **gaz naturel liquéfié (GNL)**, qui représente de l'ordre de 25% du résultat de ses activités amont. Ses capacités de production de GNL sont passées de 9 millions de tonnes par an en 2007 à **13 Mt/an** en 2012 et devraient s'établir à **17 Mt/an** en 2017. De plus, pour maximiser la valeur de ces actifs, le groupe vend de plus en plus de GNL sur les marchés asiatiques, de loin les plus rémunérateurs, et redirige vers l'Asie un nombre croissant de cargaisons.

→ Le **budget d'investissement** est de l'ordre de **\$22 milliards** (investissements nets), soit une légère baisse par rapport à 2011, mais ce montant reste fort élevé et il est de plus en plus orienté vers l'amont. Cette proportion sera de 80% en 2013.

→ Pour le long terme, Total se dit optimiste sur son potentiel avec une durée de vie de ses **réserves prouvées et probables** de plus de 20 ans et un horizon de 45 ans environ pour ses **ressources d'hydrocarbures**. Le groupe souligne que ses compétences et la qualité de son portefeuille amont dans des domaines clés tels que l'offshore profond, la mise en valeur de champs géants, le GNL, les hydrocarbures non conventionnels, y compris les sables bitumineux, sont des atouts majeurs pour l'avenir.

Francis Perrin