



L'audace de patienter, la sagesse d'oser

Lettre hebdomadaire Energie 2025

Semaine du 25 au 29 juillet 2016

Marchés pétroliers

Les prix du pétrole finissent la semaine en recul à 42,46 \$ (-7,1%) pour le Brent et à 41,60 \$ (-5,9%) pour le WTI. Cette tendance baissière, enclenchée depuis le mois de juin, est alimentée par une offre jugée toujours trop élevée compte tenu du niveau élevé des stocks et une certaine reprise de l'activité de forage aux Etats-Unis.

Ce sont surtout les stocks d'essence qui préoccupent le marché. Ces derniers sont en effet élevés pour la saison (driving season) en raison d'une surproduction des raffineurs. Les statistiques sur la demande restent bien orientées. En effet, les ventes de véhicules, au niveau mondial, progressent de 5,6% en juin alors que General Motors revoit à la hausse ses estimations en raison de fortes ventes de camions et de SUV.

Du côté des rigs de forage, depuis leur point bas fin mai à 404 rigs, ceux-ci progressent chaque semaine pour atteindre cette semaine 463 rigs, soit une hausse de 59 unités (ou +14,6%). La moitié de cette augmentation s'est produite dans le bassin du Permian (Est du Texas), là où le potentiel de ressources et la rentabilité sont les meilleurs. Il faudrait un minimum de 550 foreuses pour stabiliser la production de pétrole de schiste. Celle-ci devrait donc continuer de baisser et atteindre un point bas autour des 4Mb/j sur le T1 2017 (5,3Mb/j au pic de mars 2015).

Il nous semble que le marché est entré dans un excès de pessimisme et que nous sommes proches d'un point bas sur les prix. La stigmatisation autour des stocks et des rigs de forage aux Etats-Unis met complètement de côté le scénario de rééquilibrage du marché pétrolier en cours. La demande mondiale de pétrole progresse assez rapidement (+1,4 Mb/j ou +1,5% en 2016 selon l'AIE) pendant que la production mondiale de pétrole recule.

Compte tenu de la forte baisse des investissements en Exploration-Production de pétrole observée depuis 2014 (-370 Md\$) et que la tendance reste mal orientée pour 2017, les

capacités de production ne pourront pas suivre la demande et nous allons basculer dans un marché sous approvisionné pendant une certaine période (2018-2020), **ce qui aura pour effet de faire rebondir les prix du pétrole bien au-delà de 60\$, dans la zone des 80\$, voire plus.**

Energie 2025

Les 10 premières positions d'Energie 2025

| | |
|----------------------------|-------|
| NXP SEMICONDUCTORS NV | 4,47% |
| NEWFIELD EXPLORATION CO | 4,08% |
| NOBLE ENERGY INC | 4,05% |
| CANADIAN NATURAL RESOURCES | 3,94% |
| APACHE CORP | 3,85% |
| OCCIDENTAL PETROLEUM CORP | 3,52% |
| HESS CORP | 3,34% |
| SMITH (A.O.) CORP | 3,24% |
| DEVON ENERGY CORP | 3,20% |
| HALLIBURTON CO | 3,01% |

Du 22/07/16 au 29/07/16, Energie 2025 (part F) recule de 2,49% à 990 euros mais surperforme son indice de référence (MSCI World Energy dividendes réinvestis et calculé en euros) de 133 bps.

Les principales contributions positives de la semaine sont : Infineon Technologies (+4,56%), Schneider Electric (+3,98%), QEP Resources (+3,93%).

Les principaux détracteurs de performance sur la semaine sont : Torc Oil & Gas (-10,16%), Statoil (-8,74%), RD shell (-7,35%).

Notre niveau d'investissement en actions s'élève à 98,11%. Notre exposition devises s'élève à 79,1% et n'est pas couverte. Elle porte sur le dollar (60,9%), le dollar canadien (13,7%), la couronne norvégienne (3,0%) et la livre sterling (1,4%).

Nouvelles des sociétés en portefeuille

Schlumberger et Golar LNG forment une JV pour développer des réserves de gaz low cost

Schlumberger et Golar ont annoncé lundi créer une Joint-Venture (JV), nommée One LNG, dans le but de développer des réserves de gaz low-cost via des projets de LNG flottants à faibles coûts. Trois ans après la formation de la JV One Subsea avec Cameron (qui a fusionné avec Schlumberger en mars dernier), Schlumberger récidive cette fois-ci dans le domaine du LNG. L'association de ces deux entreprises permettra de créer des synergies (grâce aux connaissances des réservoirs, des technologies et de la gestion de la production de Schlumberger et les FLNG à bas prix de Golar) et permettra donc au propriétaire de ressources de gaz un développement plus rapide et moins coûteux. Golar détient 51% de la Joint-Venture et Schlumberger 49%. Les deux sociétés ont convenu d'un investissement initial pour couvrir les fonds propres nécessaires pour le développement du premier projet. **La JV One LNG estime pouvoir lancer 5 nouveaux projets en 5 ans. A moins que Golar LNG ne suive les pas de Cameron et fusionne également avec Schlumberger ?**

Technip : succession de contrats, renforcement du carnet de commandes et augmentation de la visibilité sur 2017-2018

1/ contrat d'IRM en Mer du Nord pour Repsol Sinopec Resources UK Limited

Technip a annoncé avoir remporté un contrat clé auprès de Repsol Sinopec Resources UK Limited pour des travaux d'inspection, de réparation et de maintenance (IRM) de son infrastructure sous-marine située en mer du Nord. Technip se verra confier l'assistance à la plongée et les services IRM en 2016 avec une prolongation éventuelle pour 2017 et 2018. **Cela va permettre au groupe d'améliorer immédiatement l'utilisation de ses navires de support de plongée** dans un contexte de stratégie d'amélioration des taux de récupération des réserves et d'amélioration de l'efficacité opérationnelle des actifs de production provenant de Talisman mise en œuvre par Repsol au sein de ses actifs en Europe.

2/ Contrat subsea auprès de Woodside pour le champ Greater Enfield

Woodside a attribué à Technip un contrat Subsea (estimé entre 250 et 500M€) pour le développement du champ Greater Enfield, situé au large de la côte ouest de l'Australie, à des profondeurs d'eau comprises entre 340 et 850 mètres.

Le contrat intégré comprend la gestion du projet, la conception, l'ingénierie, la fourniture des équipements, l'installation et la pré-mise en service (EPIC) de l'essentiel des équipements et conduites sous-marines. Ce contrat sera réalisé par le centre opérationnel de Technip à Perth, en Australie, qui bénéficiera du Hub Subsea Asie-Pacifique de Technip situé à Kuala Lumpur en Malaisie, ainsi que du bureau de Chennai en Inde (qui permet de bénéficier d'excellentes capacités d'ingénierie à moindre coût). **En outre, Technip bénéficiera de son approche intégrée, unique dans le subsea, de la fabrication jusqu'à l'installation** : les conduites flexibles seront fabriquées par l'usine Asiaflex Products de Technip (Malaisie), les ombilicaux seront fournis par l'usine Technip Umbilicals de Newcastle (UK), et l'installation en mer, qui devrait s'achever en 2018, fera appel à plusieurs navires de la flotte Technip.

Des résultats mitigés au T2 pour les sociétés intégrées européennes

Les publications de résultats des sociétés intégrées sont globalement mitigées au T2 quand bien même le marché ne s'attendait pas à des étincelles. Total publie au-dessus des attentes, Repsol en ligne tandis que BP, RD Shell et ENI publient en dessous. Le principal enseignement de ces publications est l'apparition de pressions sur les marges de raffinage. Ces dernières ont accusé un repli marqué depuis un mois alors que les stocks de middle distillate restent à des niveaux élevés. Ce phénomène pourrait peser encore sur les performances au S2 sachant que les excédents de stocks devraient peser également (il a déjà commencé à le faire) sur les cours du brut malgré le rééquilibrage de l'offre et de la demande (de 1,5 Mbj de surproduction au T1 à juste 0,2 Mbj au T3).

Achevée de rédiger le 1er août 2016



Sandrine Cauvin
Gérante du fonds actions internationales
Energie 2025



VESTATHENA

Société de gestion agréée par l'AMF sous le n° GP-14000019 en date du 30/06/2014

SAS au capital de 4 200 000 € - RCS 802985960

Siège Social : 65 Rue de Monceau – 75008 PARIS

www.vestathena.com