



LA REVANCHE DES PÉTROLES DE SCHISTE

Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

Septembre 2017

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une association reconnue d’utilité publique (loi de 1901). Il n’est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l’Ifri s’impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 978-2-36567-753-0

© Tous droits réservés, Ifri, 2017

Comment citer cette publication :

Sylvie Cornot-Gandolphe, « La revanche des pétroles de schiste »,
Études de l’Ifri, Ifri, septembre 2017.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles

Rue Marie-Thérèse, 21 1000 – Bruxelles – BELGIQUE

Tél. : +32 (0)2 238 51 10 – Fax : +32 (0)2 238 51 15

E-mail : bruxelles@ifri.org

Site internet : [Ifri.org](http://ifri.org)

Auteur

Sylvie Cornot-Gandolphe est consultante en énergie, spécialiste des questions internationales. Depuis 2012, elle collabore avec le centre énergie de l'Ifri en tant que chercheur associé, avec CyclOpe, la publication de référence sur les matières premières, avec CEDIGAZ, le Centre international d'information sur le gaz naturel de l'IFPEN et depuis 2014, avec l'OIES (Oxford Institute for Energy Studies), en tant que Research Fellow. Sylvie a une connaissance approfondie des marchés gaziers et charbonniers mondiaux, acquise au cours de sa carrière, tout d'abord comme secrétaire général de CEDIGAZ, au sein de l'IFPEN, puis Directrice de Projet, au Centre du Gaz de la Commission Economique pour l'Europe des Nations Unies à Genève, puis Administrateur Principal, Expert en matière de gaz, à l'Agence Internationale de l'Energie, puis Adjointe au Directeur du Développement Commercial, au sein d'ATIC SERVICES et Conseiller auprès du Président pour les questions énergétiques.

Elle est l'auteur de plusieurs publications de référence sur les marchés gaziers et charbonniers. Sylvie est diplômée de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs (ENSPM).

Résumé

« Ce qui ne tue pas rend plus fort¹ »

La production américaine de *light tight oil* (LTO, communément appelés « pétroles de schiste ») a connu une croissance spectaculaire entre 2010 et 2014 qui en a fait la première source d'accroissement de la production mondiale de pétrole. Début 2015, on pouvait toutefois s'interroger sur la pérennité du *business model* de cette production. Les prix du pétrole s'étaient effondrés et l'incertitude sur la production future américaine était à son comble. La chute brutale du nombre de forages à partir de janvier 2015 faisait craindre une baisse rapide de la production de pétrole brut des États-Unis. Le *business model* des LTO, fondé majoritairement sur le recours à la dette, renforçait cette projection. Les indépendants, lourdement endettés, ne pourraient plus investir dans de nouveaux puits et la production de LTO s'essoufflerait.

Deux ans plus tard, les LTO ont passé leur premier test avec succès. Si leur production a bien diminué, la réduction a été modérée et largement inférieure à celle que faisait craindre la chute des dépenses d'investissement (CAPEX) et du nombre de forages. Les gains d'efficacité et de productivité, ainsi que les réductions de coûts, ont permis d'abaisser de moitié les prix d'équilibre des LTO. Les indépendants ont recentré leurs activités sur les bassins et emplacements les plus productifs. Il convient ici de signaler le rôle essentiel du bassin du Permian. En deux ans, le Permian s'est transformé en nouvel eldorado. Malgré la chute des forages dans le bassin jusqu'en mai 2016, sa production a poursuivi sa hausse et représente maintenant un quart de la production américaine de brut. Par ailleurs, les indépendants ont valorisé leurs inventaires de puits, qui comportaient des puits forés, mais non « complétés » (*drilled but uncompleted wells*). Enfin, le nombre impressionnant de puits forés avant la chute des prix a permis aux producteurs de maintenir leur niveau de production.

1. Friedrich Nietzsche, *Le Crépuscule des idoles*, 1888.

Le modèle financier des LTO a évolué au cours de la période. Le fort recours à l'endettement, permis par un prix du brut supérieur à 100 \$/b, ne l'était plus à un prix tournant autour des 40 \$. Tous les acteurs ont recherché à réduire leurs dettes et assainir leur bilan. Ils ont baissé leur CAPEX plus rapidement que ne se réduisaient leurs *cash flows*, vendu leurs actifs non essentiels et émis des actions pour financer leurs activités. La reprise du prix du brut, aux environs de 50 \$/b pour le WTI depuis novembre 2016, après l'annonce par l'OPEP d'une réduction de sa production, a permis aux producteurs américains de couvrir leur production future et de relancer leurs investissements. Mais tous les indépendants n'ont pas survécu : les plus endettés se sont placés sous la protection de la loi sur les faillites et certains ont dû déposer leur bilan. Toutefois, la plupart des sociétés sont sorties de la loi sur la protection des faillites en ayant échangé leurs dettes contre des participations. Elles émergent, libérées de leurs dettes, avec des actifs leur permettant enfin de générer des *cash flows* positifs. Par ailleurs, les fusions et acquisitions se sont multipliées et les actifs prometteurs pour la production future ont été rachetés par les indépendants les moins endettés. Aujourd'hui, l'argent est de nouveau disponible dans les schistes et les indépendants augmentent significativement leurs investissements et leurs productions.

Le succès des LTO change la donne : après une entrée peu réussie des majors au début des années 2010, les compagnies internationales américaines investissent des milliards de dollars dans les LTO, ce qui devrait assurer une croissance forte de la production future.

L'exportation de pétrole brut, non raffiné, est autorisée depuis janvier 2015. La nouvelle réglementation n'a pas fondamentalement changé la donne au cours des deux dernières années, puisqu'elle a eu lieu à un moment où les prix étaient bas et le différentiel WTI/Brent très réduit. Elle a toutefois permis d'accroître les exportations américaines de brut et ouvre de nouvelles possibilités à venir. L'infrastructure de transport, stockage et portuaire, nécessaire à ce développement est en train de se mettre en place, et pourrait signifier un changement de paradigme pour le commerce international de brut, avec un rôle accru des États-Unis et du WTI.

Enfin, l'élection de Trump, qui a promis l'indépendance énergétique du pays et la réalisation de la richesse énergétique que recèle le sous-sol américain, va faciliter l'accroissement de la production grâce à une réglementation moins contraignante et des investissements en infrastructure de transport facilités.

Si l'optimisme est de mise aujourd'hui, avec une production qui pourrait croître d'1 Mb/j entre décembre 2016 et décembre 2017, et de nouveau de près d'1 Mb/j entre décembre 2017 et décembre 2018, l'incertitude sur la production à moyen/long terme est toujours là, tant les ressources et les coûts de production des LTO sont encore mal connus, tout comme l'agilité des indépendants à s'adapter à une situation changeante. Dans ce contexte, l'exercice de rééquilibrage du marché par l'OPEP est périlleux.

Sommaire

INTRODUCTION	11
LA RÉSILIENCE DE LA PRODUCTION FACE À LA BAISSSE DES PRIX ...	13
Une baisse limitée en 2016, malgré la réduction drastique des dépenses d'investissement et des forages	13
Les facteurs de résilience de la production de LTO.....	17
Des prix d'équilibre réduits de moitié.....	22
Des variations de production contrastées par bassin.....	24
L'ÉVOLUTION DU MODÈLE FINANCIER.....	27
Un recours à la dette insoutenable	27
Changement de modèle financier : désendettement forcé et faillites..	33
Ventes d'actifs et accélération des fusions et acquisitions	35
L'importance des politiques de couverture (<i>hedging</i>)	38
L'argent est de nouveau disponible et les investissements reprennent ..	40
Les opérateurs ont enfin des <i>cash flows</i> neutres, voire positifs.....	42
LES EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT	45
Une baisse rapide des importations nettes de pétrole et liquides.....	45
La levée de l'interdiction de pétrole brut non raffiné	46
Vers l'indépendance pétrolière.....	53
PRODUCTION FUTURE : LA REVANCHE DES SCHISTES?	55
Hausse des coûts	55
Le rôle essentiel du Permian	58
L'entrée des majors : ExxonMobil, Chevron et Shell.....	64
La reprise de la production à court terme est plus rapide qu'escomptée.	66
Mais toujours de larges incertitudes à long terme	68
CONCLUSION : LES LTO, UN CASSE-TÊTE POUR L'OPEP... ET LES PRÉVISIONNISTES	71
ANNEXE 1 : LE <i>BUSINESS MODEL</i> DES LTO – QUELQUES RAPPELS ...	75

Introduction

En janvier 2015, l'Ifri publiait une note sur le *business model* des pétroles de schiste ou *Light Tight Oil* (LTO) (Cornot-Gandolphe, 2015)². À cette date, les prix du pétrole s'étaient effondrés et l'incertitude sur la production future de LTO était à son comble. Si les gains de productivité et d'efficacité dans le secteur étaient déjà bien connus, l'estimation des prix d'équilibre ou *breakeven*³ était encore assez floue. La chute du nombre de forages, amorcée en octobre 2014 et accélérée après la décision de l'OPEP en novembre 2014 de ne pas intervenir pour soutenir les prix, couplée au déclin rapide de la production initiale des nouveaux puits, faisait craindre une baisse plus ou moins rapide de la production américaine de pétrole. Le *business model* des LTO, majoritairement fondé sur le recours à la dette, renforçait cette projection. Les indépendants, lourdement endettés, ne pourraient plus investir dans de nouveaux puits, et la production de LTO s'essoufflerait. Les plus pessimistes parlaient de bulle spéculative et de son éclatement prochain.

L'évolution du secteur a été bien différente et remplie de surprises. Les LTO ont résisté et su s'adapter à un contexte de prix bas, grâce à la réactivité et l'adaptabilité des opérateurs américains. Cette note revient sur les grands changements que le secteur a connus au cours des deux dernières années et en tire des enseignements sur son avenir à court et moyen terme. L'annexe de la note rappelle les points essentiels à la compréhension du modèle opératoire des LTO.

2. Par la suite, nous avons repris l'acronyme LTO pour désigner les pétroles légers issus des roches-mères.

3. Le « prix *breakeven* », ou prix d'équilibre ou point mort, correspond au prix nécessaire aux projets de forage pétrolier pour être rentables.

La résilience de la production face à la baisse des prix

Une baisse limitée en 2016, malgré la réduction drastique des dépenses d'investissement et des forages

Entre 2010 et 2014, **la production de LTO a connu une croissance spectaculaire**, augmentant de 1,55 million de barils par jour (Mb/j) en 2010 à 4,71 Mb/j en 2014⁴, et faisant des **LTO américains la première source de croissance de la production mondiale de pétrole**.

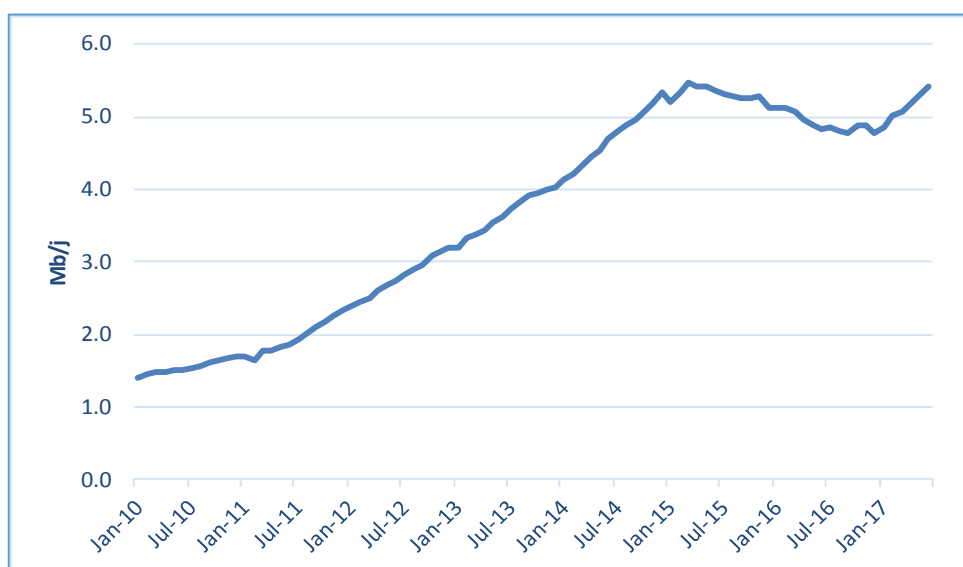
Les LTO sont caractérisés par une production initiale par puits très élevée mais un déclin rapide de cette production après la première année. Ainsi, il faut forer et développer de nouveaux puits en continu afin de remplacer la production déclinante des puits existants et maintenir le niveau de production. La chute des prix du pétrole, à partir de la mi-2014, et principalement après décembre 2014, lorsque l'OPEP a décidé de maintenir son niveau de production malgré un marché excédentaire, faisait craindre une baisse des investissements américains en forage et donc un déclin rapide de la production de LTO. Le prix du West Texas Intermediate (WTI, le prix de référence du brut américain) a chuté de 103,60 \$/b en juillet 2014 à 47 \$/b en janvier 2015, alors que le prix breakeven des LTO était estimé à environ 80 \$/. La baisse des prix devait rendre la production de LTO non-économique et interrompre son développement.

Pourtant, **si la production de LTO a baissé, elle n'a pas connu de réductions dramatiques**. En 2015, elle a encore enregistré une hausse moyenne de 0,6 Mb/j par rapport à 2014 et n'a décliné que de 7,5 % en 2016. **Mais surtout, la production est repartie à la hausse depuis le quatrième trimestre 2016**, tirée par la reprise du forage dès juin 2016 suite au raffermissement des prix : le WTI est passé de 33,40 \$/b au 1^{er} trimestre 2016 à 44,90 \$ au second trimestre et à plus de 52 \$ en décembre 2016, suite à la décision de l'OPEP et de pays non-OPEP, dont la

4. Energy Information Administration (EIA), Drilling Productivity Report (DPR), disponible sur : www.eia.gov. Les données correspondent à la production de pétrole des sept bassins de roche-mère suivis dans le DPR de l'EIA. Elles incluent environ 500 000-700 000 b/j de pétrole conventionnel principalement produit dans le Permian.

Russie, de limiter leurs productions de 1,2 Mb/j et 0,6 Mb/j respectivement au cours du premier semestre 2017. L'accord du 25 mai 2017 a prolongé cette réduction de neuf mois, jusqu'à fin mars 2018.

Graphique 1 : Production américaine de LTO



Source : Energy Information Administration (EIA).

Graphique 2 : Évolution du prix du WTI



Source : EIA.

Pourtant, la chute du prix du brut a entraîné une baisse significative des dépenses d'investissements en E&P et une chute brutale des activités de forage. **Les CAPEX ont fondu entre 2014 et 2016**, plus rapidement que dans les autres régions du monde, pour lesquels les investissements dans des actifs conventionnels portent sur le long terme. Les

investissements en E&P en Amérique du Nord ont été réduits de 31 % en 2015 et de 37 % en 2016. En deux ans, ils sont passés de 194 milliards \$ à 84 milliards \$, soit une chute de 57 %, alors que les investissements mondiaux étaient réduits de 42 % (IFPEN, 2017).

Suite à la réduction des investissements, **le nombre de forages pétroliers a chuté brutalement et plus rapidement qu'escompté**, passant de 1609 *rigs* pétroliers fin octobre 2014 à 316 fin mai 2016⁵. Une chute aussi brutale de l'activité de forage n'était pas prévue. Elle a dépassé très largement les baisses précédentes ainsi que les attentes des opérateurs de marché. Mais ce qui a été encore plus surprenant est la **résistance de la production de LTO à cette chute abrupte du nombre de forages et de celle des équipes de *fracking***. Alors que la plupart des experts tablait sur une chute rapide de la production, celle-ci n'est intervenue qu'à partir d'avril 2015 et de manière assez modeste. La production de LTO atteignait 5,47 Mb/j en mars 2015 et a chuté à 4,72 Mb/j en septembre 2016 (-0,75 Mb/j⁶). Autrement dit, depuis son pic fin octobre 2014, le nombre de *rigs* pétroliers a diminué de 80 % à fin mai 2016, mais la production de LTO n'a chuté que de 14 % entre son pic de mars 2015 et son creux de septembre 2016.

Graphique 3 : Évolution du nombre de forages pétroliers et du prix du WTI



Source : Baker Hughes, EIA.

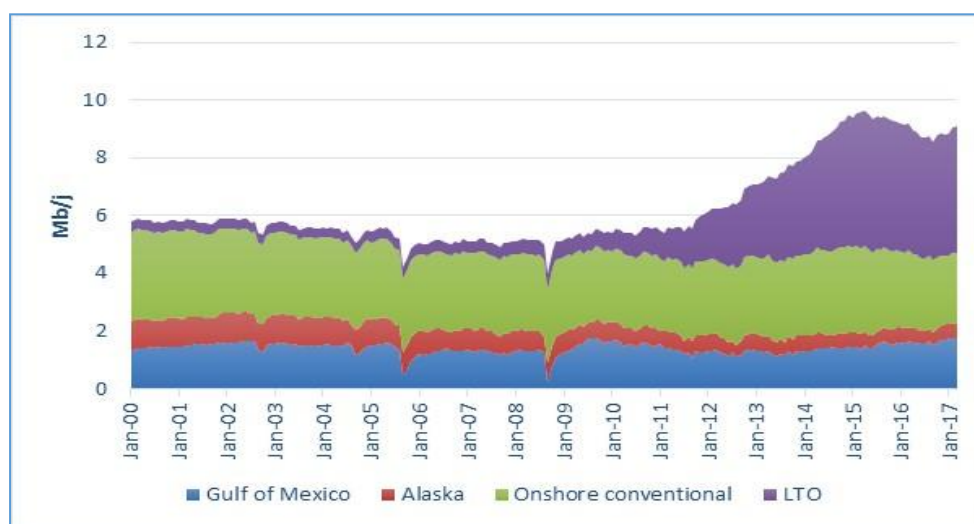
5. B. Hughes, « North America Rig Count », <http://phx.corporate-ir.net>.

6. Données du DPR de l'EIA (inclut la production de pétrole conventionnel produit dans les bassins de pétrole non conventionnel).

Depuis juin 2016, la stabilisation du prix du WTI a permis une reprise de l'exploration dans les *shales*. Le nombre de plateformes pétrolières a plus que doublé en un an et atteint 733 fin mai 2017. Il reste très en dessous des 1 600 de la fin 2014. Mais, comme nous allons le voir ci-dessous, grâce aux gains de productivité et d'efficacité, un nombre de forages très inférieur à ce qui était nécessaire il y a trois ans est requis aujourd'hui pour produire la même quantité de pétrole.

La résilience de la production de LTO a permis aux États-Unis de maintenir un niveau de production de pétrole brut élevé. Après une hausse spectaculaire de 72 % entre 2010 et 2015, la production, qui avait atteint son plus haut niveau depuis près de 30 ans à 9,42 Mb/j en 2015, a légèrement décliné en 2016 (à 8,87 Mb/j), mais ce déclin est très limité : - 6 % par rapport à 2015. La production de pétrole conventionnel à terre (Alaska ou Californie) poursuit son déclin amorcé dans les années 1980, celle du golfe du Mexique a atteint 1,6 Mb/j en 2016. La production de LTO représente maintenant plus de la moitié de la production de brut. Les États-Unis sont le deuxième producteur de brut au monde, derrière l'Arabie Saoudite avec 13 % de la production mondiale.

Graphique 4 : Évolution de la production américaine de pétrole brut (janvier 2000-mars 2017)



Source : EIA.

La production de liquides de gaz naturel (LGN), issue du traitement du gaz humide, et de manière plus marginale du raffinage, a poursuivi sa croissance et a atteint 3,5 Mb/j en 2016, contre 2,1 Mb/j en 2010. **Ainsi, la production américaine de pétrole et liquides (hors biocarburants) a atteint 12,36 Mb/j en 2016, en légère baisse par rapport à 2015, mais en hausse de 64 % par rapport à 2010.**

Le changement au niveau mondial a été radical, à la fois par son ampleur et sa rapidité. Les États-Unis ont rajouté 5 Mb/j à la production de pétrole et liquides entre 2010 et 2015 grâce à l'augmentation spectaculaire de la production de LTO et de LGN. **Ceci représente près des deux tiers de l'augmentation de la production mondiale au cours de cette période.**

Tableau 1 : Production de pétrole et liquides aux États-Unis et dans le monde (2010-2016)

Mb/j	2010	2014	2015	2016	2016/2015 (%)	2015 vs. 2010 (Mb/j)
TOTAL MONDE	83.25	88.83	91.70	92.15	0.5%	8.45
Dont Etats-Unis	7.55	11.72	12.70	12.36	-2.7%	5.15
dont LTO	1.55	4.71	5.31	4.91	-7.5%	3.76
dont LGN	2.10	3.00	3.30	3.5	6.1%	1.20
Dont OPEP	35.09	36.57	38.13	39.36	3.2%	3.05

Source : BP, EIA.

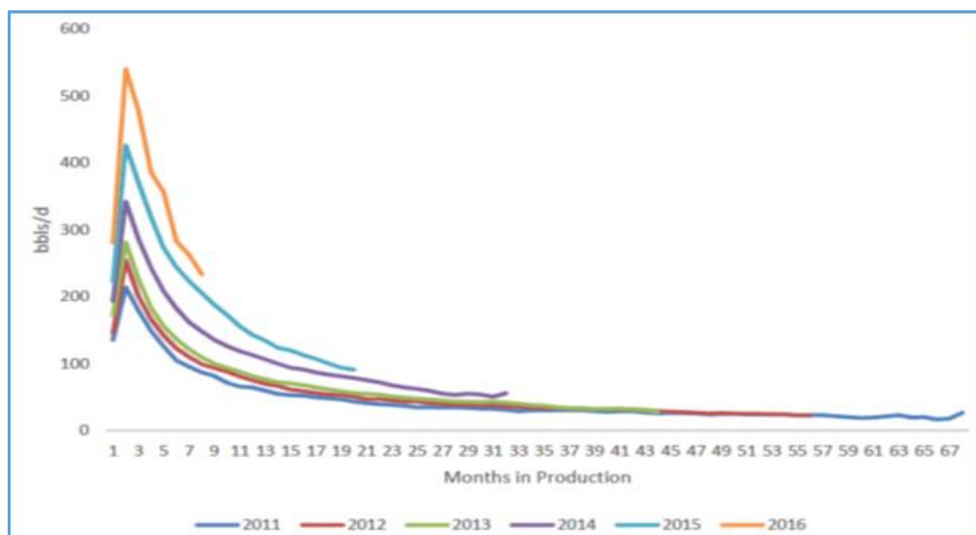
Les facteurs de résilience de la production de LTO

Quatre principaux facteurs expliquent la résilience de la production de LTO à la baisse des prix (AIE, 2016).

Tout d'abord, alors que la production par puits diminue rapidement au cours des premières années, cette production se stabilise et la réduction devient très modeste. Environ 38 000 puits horizontaux de pétrole ont été forés entre 2010 et 2014. Ces puits existants ont fourni **une base de production insensible à la variation des prix**, puisque cette « queue » de production ne requiert que peu d'investissement. Par ailleurs, d'année en année, cette « queue » de production par puits s'est accrue comme le montre le graphique 5.

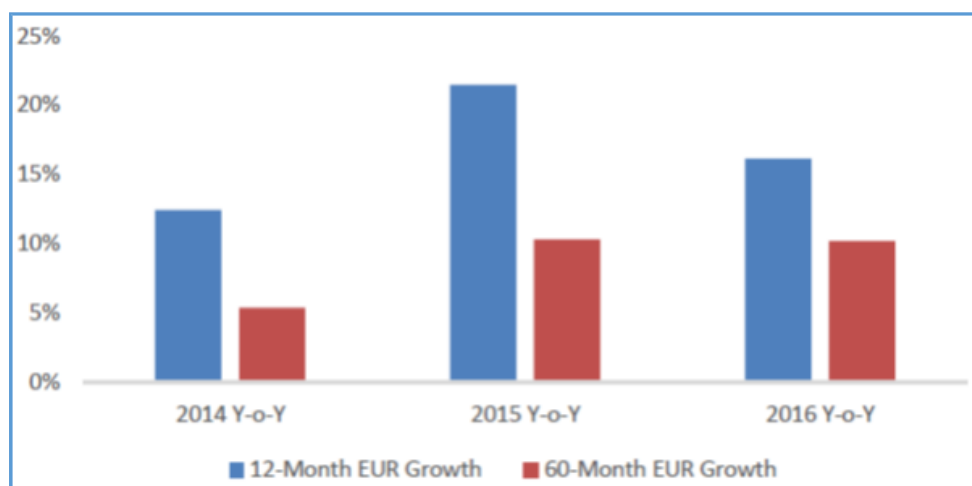
Ainsi l'EIA estimait qu'en 2015, la moitié de la production provenait de puits forés depuis le début de 2014⁷.

7. EIA, « Wells Drilled since Start of 2014 Provided Nearly Half of Lower 48 Oil Production in 2015 », *Today in Energy*, 22 mars 2016, disponible sur : www.eia.gov.

Graphique 5 : Courbe type de production de LTO (Permian)

Source : OIES, d'après DrillingInfo Data (puits horizontaux seulement).

Deuxièmement, les opérateurs ont réussi à **améliorer la production initiale par puits et augmenter la récupération ultime des nouveaux puits** (*estimated ultimate recovery* ou EUR). L'EUR moyen par puits dans les bassins de LTO (calculé sur la base des 12 premiers mois de production) a augmenté de 41 % entre 2014 et 2016.

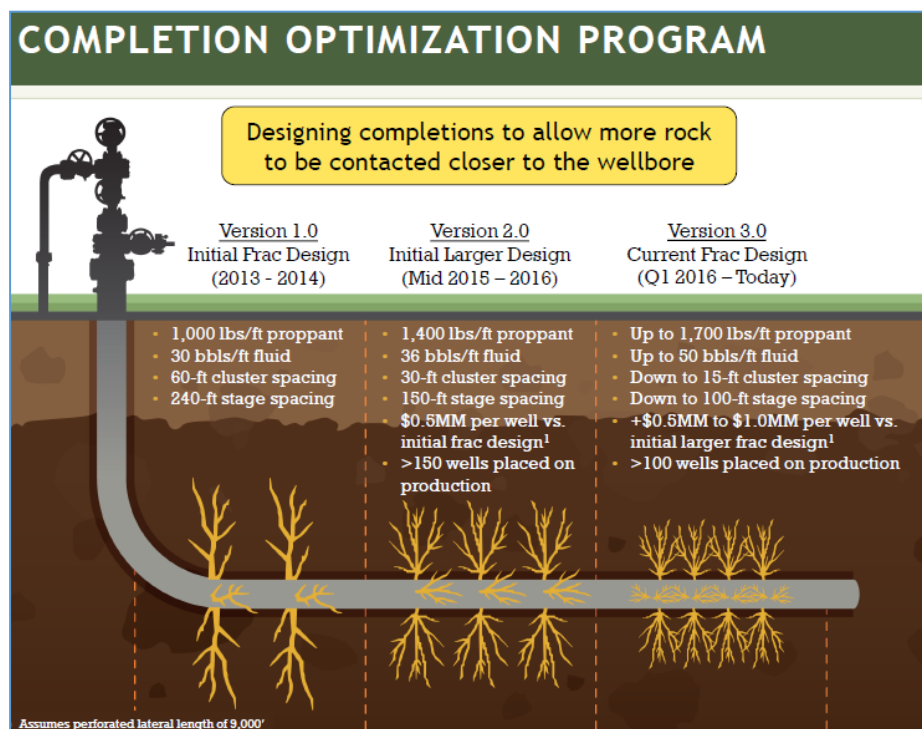
Graphique 6 : Augmentation des *Estimated Ultimate Recovery* (EUR) dans les bassins de LTO

Source : OIES.

Un facteur clé de cette amélioration a été **le déplacement de l'activité de forage vers les meilleurs emplacements** (les *sweet spots*), et la réduction du nombre de puits forés dans des zones moins

productives, une tendance appelée **high grading**. Alors que ces meilleurs emplacements représentaient environ 60 % des forages en 2014, ce pourcentage a atteint 80 % en 2016⁸. Les opérateurs ont également continué à optimiser la fracturation (*fracking*) avec la mise en place de **latéraux de plus en plus longs** (jusqu'à 3 kilomètres), et à réduire l'espacement entre puits, permettant de drainer des surfaces plus importantes. Ils ont également augmenté le **nombre de fracks** (tous les 30 mètres) au lieu de tous les 100 mètres auparavant et intensifié la quantité de *proppants* (sable, fluides) utilisée lors de la fracturation hydraulique afin d'améliorer la récupération des hydrocarbures. **L'innovation digitale** concourt également à ces gains de productivité. L'optimisation de la fracturation hydraulique est réalisée grâce à une évaluation améliorée de la roche pendant la fracturation (*measurement-while-drilling*, MWD), et à l'imagerie micro-sismique pour suivre les fractures pendant l'opération de fracturation.

Graphique 7 : L'amélioration de la complétion



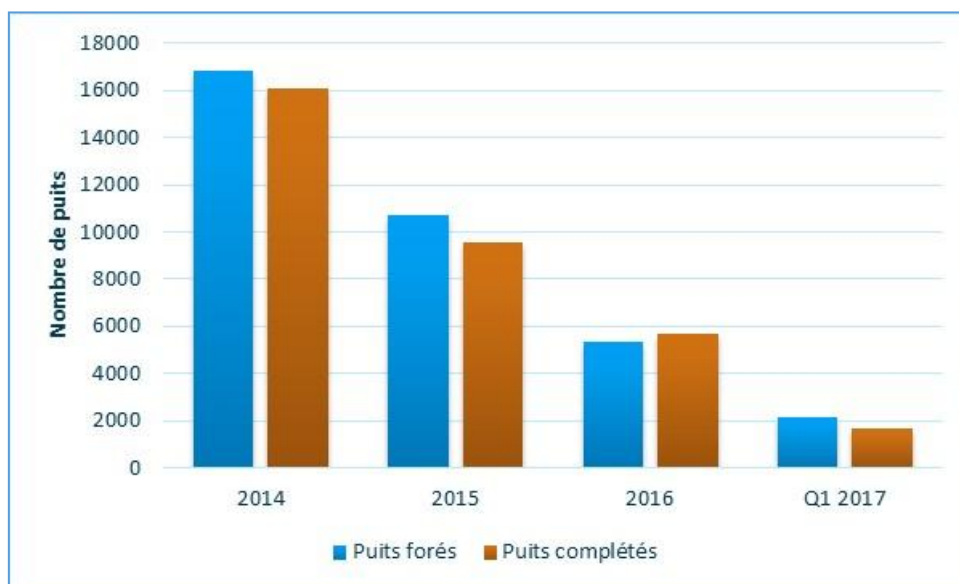
Source : Pioneer Natural Resources (2016).

Troisièmement, **les opérateurs ont valorisé leurs inventaires de puits**, qui comprenaient un nombre élevé de puits forés mais non complétés (DUCs ou *drilled but uncompleted*) pour maintenir les niveaux

8. Rystad Energy, « NA Shale Wins 2006 with Improved Drilling, Completion and Breakeven Price », 5 décembre 2016, disponible sur : www.rystadenergy.com.

de production. Selon l'EIA, avant la baisse des prix, le nombre de DUCs dans les bassins pétroliers de roche-mère (Bakken, Permian, Eagle Ford et Niobrara) atteignait environ 4 000 puits. En 2015, ce nombre a continué à augmenter (4 439 en décembre 2015), mais il a décliné d'environ 500 puits sur les neuf premiers mois de 2016. Une part importante du capital requis pour forer un puits avait déjà été investie (le forage représente environ 30 % du coût total d'un puits), permettant aux opérateurs de compléter leurs puits à moindre coût. Alors qu'en 2014 et 2015, le nombre de puits forés dépassait le nombre de puits complétés (Graphique), cette tendance s'est inversée en 2016 : le nombre de puits complétés dans les quatre bassins pétroliers a atteint 4 252 fin septembre 2016, alors que le nombre de puits forés n'était que de 3 711. Depuis octobre 2016, cette tendance s'est de nouveau inversée, les opérateurs forant plus de puits qu'ils n'en complètent. Ceci s'explique en partie par la difficulté de reformer rapidement des équipes de *fracking*, mais les DUCs font aussi partie des stratégies normales des opérateurs, qui conservent une base de puits non complétés qu'ils peuvent mettre en production rapidement selon l'évolution du marché.

Graphique 8 : Nombre de puits forés et complétés dans les quatre grands bassins pétroliers de schiste



Source : EIA, DPR mai 2017.

Enfin, les opérateurs ont pu **réduire leurs coûts grâce à une meilleure efficacité du forage**. Cette amélioration a été permise par les gains d'efficacité opérationnels ainsi que la disponibilité accrue de plateformes de forage de meilleure qualité (alors que les plateformes plus anciennes et moins efficaces étaient retirées), dotées d'un personnel plus expérimenté (les équipes moins compétentes ont été renvoyées). Les gains d'efficacité ont été permis grâce à la **généralisation des sites de forage (pads)**, déjà largement utilisés pour les gaz de schiste, mais peu utilisés pour la production de LTO. Les *pads* de forage, dans lesquels plusieurs puits sont forés à partir d'un seul site de forage, permettent aux opérateurs de regrouper les services associés au forage des puits sur un seul site. Cette application a permis des économies d'échelle importantes et la standardisation des opérations. Le forage multiple réduit le temps nécessaire au forage d'un puits et augmente la productivité de la plateforme, permettant une commercialisation plus rapide des hydrocarbures, et en plus grand volume. Le nombre moyen de jours nécessaires au forage d'un puits horizontal a ainsi baissé d'environ 20 % en 2015 par rapport à 2014. La généralisation du *pad* pour la production de LTO est récente. Fin 2012, le forage multiple représentait moins de 20 % de l'activité de forage horizontal des LTO. Un an plus tard, sa part de marché atteignait jusqu'à 80 % des puits dans les bassins d'Eagle Ford ou de Bakken, et s'établit en 2016 à 90 %. Dans le bassin du Permian, la transformation n'est pas encore arrivée à maturité (les *pads* sont utilisés pour 60 % des puits dans le Permian Delaware) ce qui laisse présager des gains d'efficacité encore importants⁹.

À la suite de ces améliorations, ainsi que **des réductions du prix des services, des salaires et des coûts des matières premières**, le coût moyen du forage d'un puits horizontal était inférieur de 25 % à 30 % en 2015 par rapport à 2012 et se situait à environ 6 à 7 millions \$, contre 8 à 10 millions en 2012¹⁰. Le coût du forage et de la complétion (D&C pour *drilling & completion*) par pied¹¹ a été réduit de 25 % entre début 2015 et fin 2016 de 1089 \$ à 817 \$ (Pioneer Natural Resources, 2016). Par conséquent, les seuils de rentabilité des puits ont chuté et permis à l'activité forage de continuer.

9. Rystad Energy, « NA Shale Wins 2006 with Improved Drilling, Completion and Breakeven Price », 5 décembre 2016, disponible sur : www.rystadenergy.com.

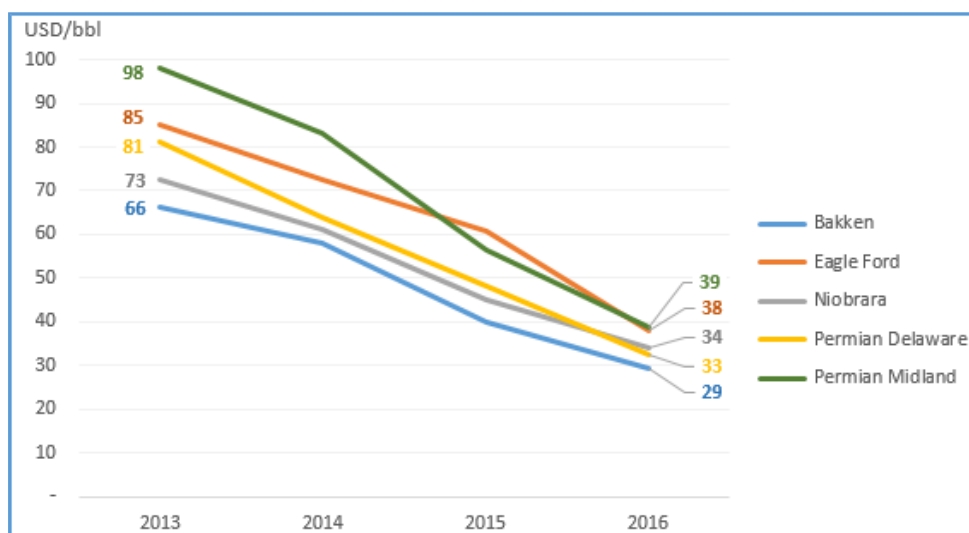
10. EIA, « Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs », 23 mars 2016, disponible sur : www.eia.gov.

11. 1 pied = 0,3048 m.

Des prix d'équilibre réduits de moitié

Alors que les prix *breakeven* étaient estimés à environ 80 \$/b en 2014¹², ces prix ont chuté de plus de moitié. **D'après Rystad Energy¹³, les prix *breakeven* ont été réduits de 55 % passant de 82 \$ en moyenne en 2013 à 35 \$ en 2016** (prix à la tête de puits, hors coûts de traitement/transport). En tenant compte des autres coûts, le prix *breakeven* moyen des LTO se situerait à 47 \$ en 2016¹⁴. Ce déclin indique le succès de l'industrie pour réduire les coûts et sa résilience dans un environnement de prix bas du pétrole.

Graphique 9 : Évolution des prix *breakeven* à la tête de puits



Source : Rystad Energy NASWellCube.

Le prix *breakeven* à la tête de puits a diminué dans tous les bassins, mais c'est le bassin du Midland dans le Permian qui a connu la plus forte diminution, plus de 60 % de 98 \$/b en 2013 à 39 \$/b en 2016 (pour les puits horizontaux uniquement). Comme souligné dans le rapport précédent de l'Ifri, ces prix sont des moyennes et diffèrent largement d'une zone à une

12. Rappelons (S. Cornot-Gandolphe, 2015) que l'estimation de ce prix *breakeven* s'avérait étonnamment difficile et assez controversée entre experts. Les estimations de l'AIE et de Bernstein Research illustraient ces divergences extrêmes. Lorsque le prix du pétrole a chuté à 80 \$/b, l'AIE estimait que seulement 4 % des projets américains de pétrole de schiste n'étaient plus rentables alors que Bernstein Research estimait qu'un tiers des projets ne l'étaient plus. Les experts de l'OPEP prédisaient également que le boom américain s'essoufflerait à ce niveau de prix.

13. Rystad Energy, « North American Shale Breakeven Prices: What to Expect from 2017 ? », 16 février, disponible sur : www.rystadenergy.com.

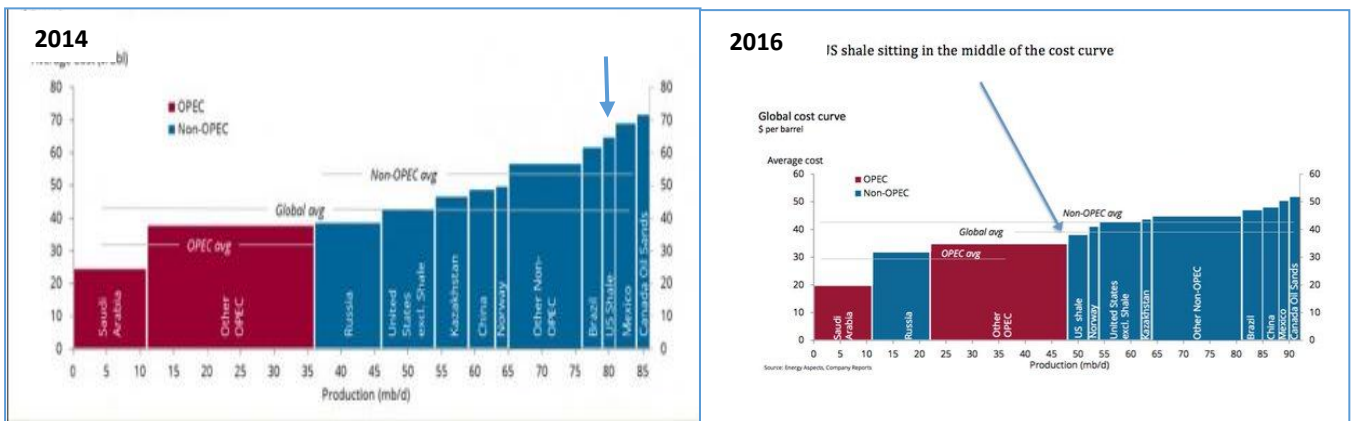
14. OIES, OIES Brainstorming, 18-19 mai 2017.

autre et d'un opérateur à un autre. Certains opérateurs dans le Permian annoncent des prix *breakeven* aussi bas que 20 \$/b¹⁵.

Il convient également de souligner qu'une différence fondamentale dans le calcul du prix *breakeven* provient des coûts pris en compte : **coûts complets ou coûts *mid-cycle***. Alors que dans le premier cas, l'ensemble des coûts est pris en compte, acquisition des surfaces, coûts de forage et complétion, coûts en infrastructure de raccordement et OPEX, dans le deuxième cas, seuls les coûts de forage et de complétion et les OPEX sont pris en compte. Ce deuxième calcul se justifie par le fait que les opérateurs ont déjà investi largement dans l'acquisition de surfaces et d'infrastructure et que ces coûts sont échoués. Une étude du MIT (2016) indique des coûts complets de 60-90 \$ en 2014 et des coûts *mid-cycle* de 50 à 70 \$. Dans un contexte de baisse des prix, les opérateurs se sont focalisés sur les puits existants et les surfaces déjà dotées d'infrastructure d'évacuation du pétrole et ont arrêté leurs investissements en nouvelles surfaces exploratoires, réduisant ainsi les coûts.

Grâce aux réductions de coûts, la production de LTO se situe maintenant au milieu de la courbe de coûts de la production mondiale de pétrole. C'est un changement majeur en deux ans : en 2014, les LTO présentaient des coûts de production parmi les plus élevés.

Graphique 10 : Coûts de la production pétrolière mondiale 2014 vs. 2016

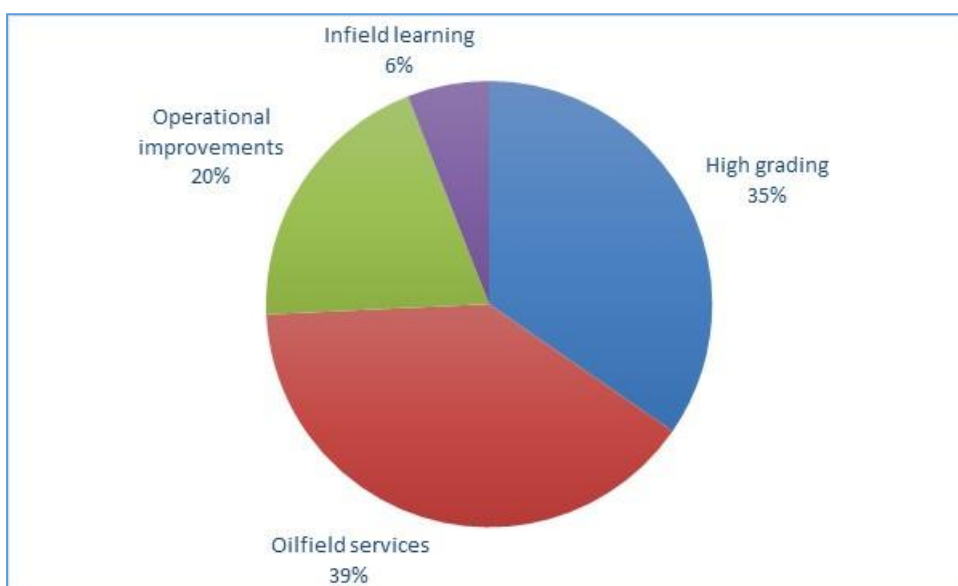


Source : Energy Aspects.

15. Oilprice.com, « Shell's New Permian Play Profitable at \$20 A Barrel », 27 mars 2017, disponible sur : <http://oilprice.com>.

Parmi les facteurs explicatifs de la baisse des prix *breakeven*, certains sont **structurels** (amélioration de la productivité des puits et de l'efficacité des forages), d'autres **cycliques** (réduction du coût des services suite à la chute du prix du brut et la réduction drastique de l'activité forage, high grading). Les facteurs cycliques domineraient la réduction des prix, alors que les facteurs structurels expliqueraient 26 % de la baisse¹⁶.

Graphique 11 : Réduction du prix breakeven dans le Permian (Delaware)



Source : IHS.

Avec la reprise de l'activité observée depuis fin 2016, on peut s'attendre à une hausse du prix *breakeven* des LTO, en particulier liée à la hausse du prix des services pétroliers.

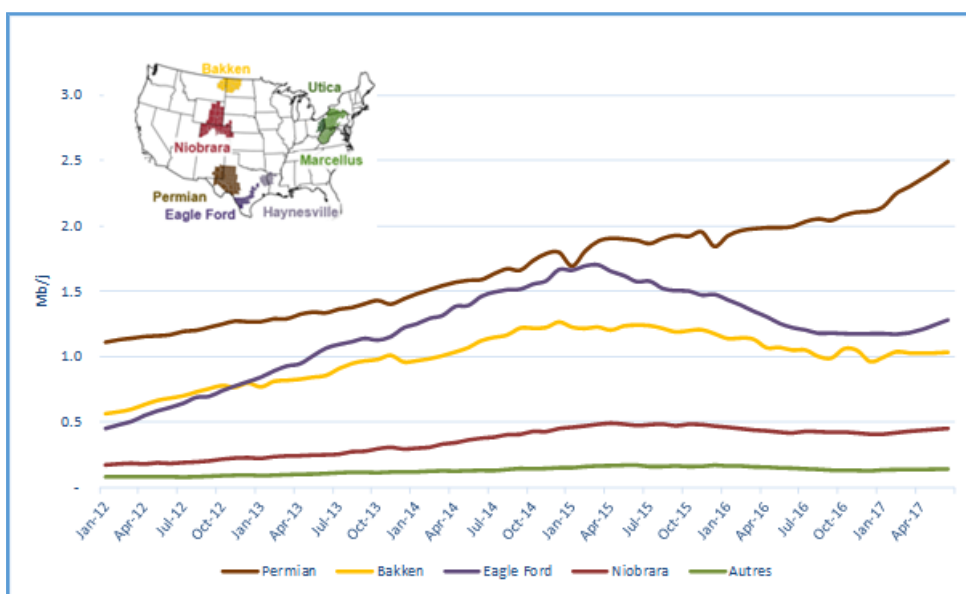
Des variations de production contrastées par bassin

La majeure partie de la production de LTO provient de trois bassins/formations : les formations de Bakken et Three Forks (Montana et Dakota du Nord), Eagle Ford (Texas) et le bassin du Permian (Texas et Nouveau Mexique), qui comprend six principales formations : Spraberry, Bone Spring, Wolfcamp, Delaware, Yeso et Glorietta. La production de LTO est concentrée sur cinq formations (Midland, Delaware, Eagle Ford,

16. World Oil, « Analyst Touts Industry's Cost Reductions in U.S. Shale Plays », 22 septembre 2016, disponible sur : www.worldoil.com.

Bakken et Niobrara), qui représentent 80 % de la production. La baisse de la production de LTO en 2016 a été contrastée selon les bassins. Elle s'explique principalement par la chute de la production d'Eagle Ford (- 22 %) et du Bakken (- 12 %), alors que la production du Permian a poursuivi sa hausse (+ 8 %). La production d'Eagle Ford a commencé à décliner après mars 2015, celle du Bakken après juillet 2015.

Graphique 12 : Production de LTO selon les bassins



Source : EIA (DPR, mai 2017).

La reprise du prix du brut, aux environs de 45-50 \$/b dès le second trimestre 2016 a permis aux opérateurs d'accélérer leur production dans les bassins les plus prometteurs (Permian) et la hausse des prix, après l'accord de l'OPEP de décembre 2016, a relancé l'activité dans pratiquement tous les bassins. Depuis son point bas en septembre 2016, la production de LTO s'est accrue de 13 % (640 000 b/j) et est estimée par l'EIA à 5,4 Mb/j en juin 2017¹⁷. Le Permian explique 71 % de la croissance. La reprise de l'activité de forage est plus récente dans les autres bassins, qui devraient donc voir leur production s'accroître plus vite dans les prochains mois (cf. Section 4). Selon Baker Hughes, entre début janvier et fin mai 2017, le nombre de plateformes pétrolières a augmenté de 38 dans le bassin d'Eagle Ford, de 13 dans le bassin de Williston (Bakken) et de 20 dans le Cana Woodford (Oklahoma).

17. DPR de l'EIA.

L'évolution du modèle financier

Un recours à la dette insoutenable

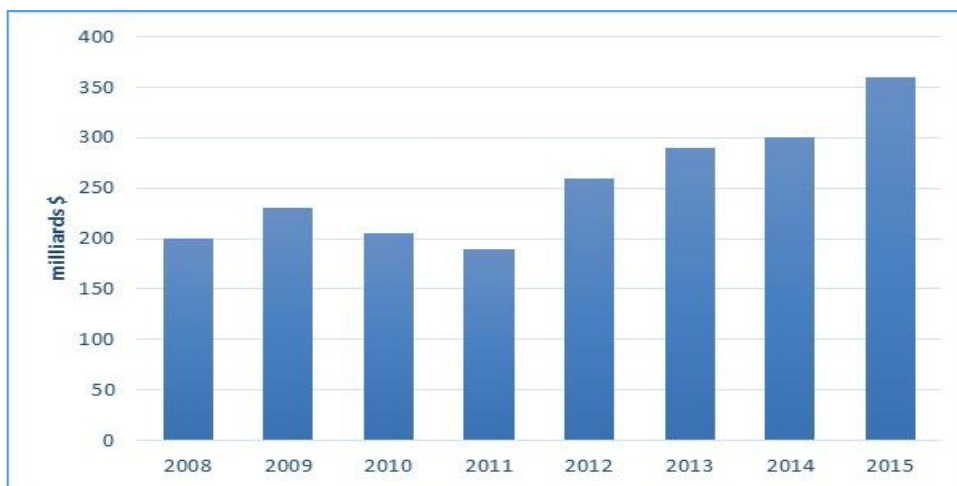
La révolution des LTO a été largement fondée sur la dette, ce qui pouvait se concevoir avec un prix du brut supérieur à 100 \$ et des taux d'intérêt très bas. Grâce aux politiques de *quantitative easing* de la FED après 2008-09, les opérateurs ont bénéficié d'un effet de levier significatif. Cet effet de levier a permis à une multitude d'indépendants de financer leurs investissements et entraîné le boom des LTO entre 2010 et 2014. Ainsi, la dette nette des opérateurs américains a augmenté de près de 100 milliards \$ entre 2010 et 2014 et atteignait près de 300 milliards \$ en 2014. En 2015, elle dépassait les 350 milliards \$¹⁸. Par ailleurs, la quasi-totalité des opérateurs présentaient des *cash flows* négatifs, et ceci, malgré un prix élevé du brut¹⁹. De plus, les petits et moyens indépendants avaient eu largement recours au marché des obligations à haut rendement (*junk bonds*). Or le prix des obligations du secteur énergétique s'est effondré fin 2014 et les rendements demandés par les investisseurs ont augmenté de façon spectaculaire.

La stratégie de l'OPEP, en novembre 2014, de défense de sa part de marché était cohérente vu la situation financière de l'industrie des schistes américains. La baisse des prix du brut faisait en effet craindre – ou espérer dans le cas de l'OPEP – que les opérateurs américains, qui avaient financé leur production de LTO par un recours colossal à la dette, ne soient plus en mesure de rembourser leurs dettes, ni de lever de capitaux pour financer les nouveaux puits nécessaires au maintien de la production, interrompant le développement de la production et provoquant des faillites sans nombre dans le secteur. Mais c'était sans compter sur la flexibilité du système financier américain, la réactivité des opérateurs à une situation financière difficile et surtout la diversité des situations de ces opérateurs.

18. « Oil and Gas: Debt Fears Flare Up », *Financial Times*, 21 mars 2016, disponible sur : www.ft.com.

19. « America's Cash Flow Negative Energy Companies Have \$325 Billion in Debt Among Them », ZeroHedge.com, 18 janvier 2016, disponible sur : www.zerohedge.com.

Graphique 13 : Évolution de la dette nette des producteurs américains



Source : *Financial Times*.

La baisse des prix du brut a fait chuter **les revenus des opérateurs**. Les *cash flows* opérationnels d'un échantillon de 44 opérateurs pétroliers américains ont chuté de 40 % en 2015 par rapport à 2014 et de 30 % en 2016²⁰.

Graphique 14 : Évolution des *cash flows* opérationnels des opérateurs pétroliers américains

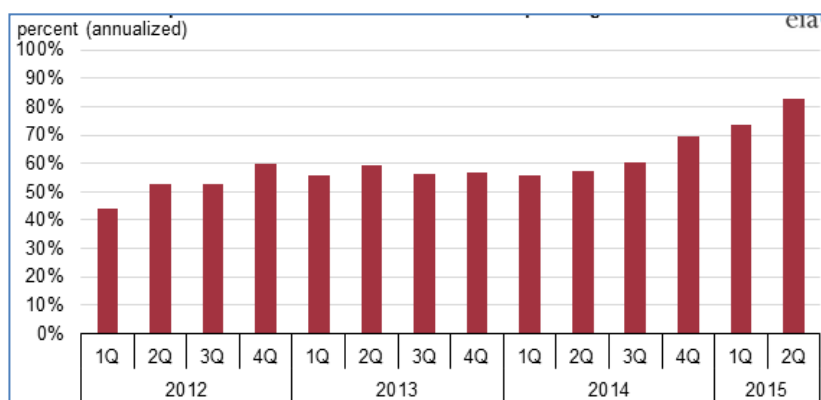


Source : *EIA, Evaluate Energy*.

20. Ces données sont calculées sur un échantillon de 44 opérateurs pétroliers américains (Lower 48 onshore), principalement producteurs de LTO. EIA, « U.S. Oil Producers Issued Record Equity in 2016 and Increased Investment in the Final Quarter », 29 mars 2017, *Today in Energy*, disponible sur : www.eia.gov.

Face à la baisse des *cash flows* début 2015, les producteurs américains ont couvert leurs besoins en trésorerie en émettant de nouvelles dettes. Certains ont été en mesure de refinancer leurs dettes (rembourser leurs dettes existantes et en émettre de nouvelles avec une échéance plus longue). Toutefois, cette option a été de plus en plus coûteuse pour les petits et moyens indépendants, suite à la hausse des taux d'intérêt des *junk bonds* dans le secteur énergétique. Ceux-ci sont passés de 5 % en septembre 2014 à 15 % en décembre 2014 et même 25 % en janvier 2016, avant de décliner tout au long de 2016²¹. Suite à l'accroissement de la dette et à la hausse des taux d'intérêt des *junk bonds*, le service de la dette a englouti une part croissante des *cash flows* opérationnels des opérateurs : 83 % au deuxième trimestre 2015²², entraînant des réductions drastiques des investissements au second semestre 2015 (les CAPEX ont chuté de 41 % en 2015).

Graphique 15 : Part des *cash flows* opérationnels dédiée au service de la dette des opérateurs pétroliers américains



Source : EIA, Evaluate Energy.

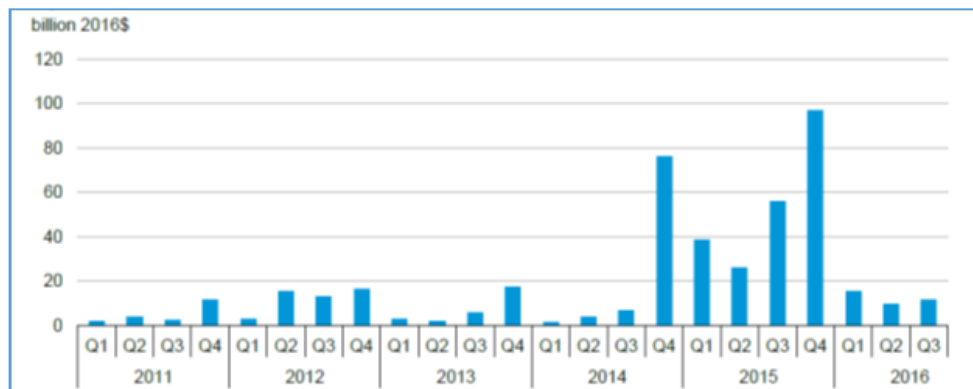
La situation financière des opérateurs a été aggravée par la **réduction de la valeur de leurs actifs avec la baisse du prix du brut**²³. La réduction de la valeur des réserves a obligé les opérateurs à **déprécier leurs actifs**. Pour l'ensemble des sociétés pétrolières analysées par l'EIA, ces dépréciations ont culminé à plus de 200 milliards \$ en 2015, suite à la forte chute du prix du brut entre 2014 et 2015. Ces dépréciations ont eu un impact destructeur sur le bilan des sociétés qui ont vu fondre leur valeur comptable.

21. Center on Global Energy Policy (2017).

22. EIA, « Debt Service Uses a Rising Share of U.S. Onshore Oil Producers' Operating Cash Flow », *Today in Energy*, 18 septembre 2015.

23. Les règles de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) pour la détermination de la valeur des réserves prouvée, sont fondées sur la moyenne des prix du brut du premier jour du mois au cours des douze derniers mois. Alors que ce prix était de 94,56 \$/b en 2014, il a chuté de 48 % en 2015 (50 \$) et de 15 % en 2016 (42,6 \$).

Graphique 16 : Dépréciation d'actifs dans l'amont pétrolier et gazier américain



Source : EIA, Evaluate Energy.

Or, **les réserves d'hydrocarbures servent de garantie aux emprunts bancaires** (*Reserve base lending* ou RBL), vitaux pour les petits et moyens indépendants, qui ne disposent pas d'un accès facile aux marchés des capitaux ou à l'émission d'actions pour financer leurs investissements, voire pour satisfaire leurs besoins de trésorerie à court terme. Le marché des *junk bonds* était devenu trop coûteux pour offrir une alternative.

Les lignes de crédit bancaire sont soumises à des réexamens réguliers qui ont lieu deux fois par an²⁴. En 2015 et au premier semestre 2016, beaucoup d'opérateurs, qui avaient des dettes trop élevées ou des actifs de mauvaise qualité (actifs exploratoires ou à des coûts trop élevés par rapport au nouveau niveau du prix du pétrole), ont dû faire face à des **réductions significatives de leurs lignes de crédit**, parfois à la demande des régulateurs. Au cours des révisions de 2015 et du premier semestre 2016, les lignes de crédit ont été réduites de 40 %²⁵.

Ces révisions ont diminué la capacité des opérateurs à emprunter, et donc financer de nouveaux forages, voire même dans de nombreux cas, à faire face à leurs obligations de paiement. En particulier, la chute du brut au premier trimestre 2016 a entraîné des défauts de paiement et de

24. Ces révisions considèrent la valeur des réserves qui permet de déterminer la valeur attendue des flux de trésorerie. Celle-ci dépend en grande partie de la qualité des réserves (développées, en développement, prouvées, probables ou possibles) et du prix du pétrole.

25. OilPrice.com, « Shale Spending Is Set to Soar », 29 décembre 2016, disponible sur : <http://oilprice.com>.

nombreux opérateurs n'ont pas eu d'autre choix que de se placer sous la protection du chapitre 11 de la loi sur les faillites²⁶ (cf. section suivante).

Comme signalé dans le rapport précédent, la situation financière varie largement d'un opérateur à un autre, selon, entre autres, le niveau et la structure de sa dette et la qualité de ses actifs. Une analyse de l'EIA des bilans de 40 producteurs de pétrole *onshore* cotés en bourse révèle une réduction de la valeur comptable des sociétés de 67 milliards \$ en 2015 suite à la baisse des revenus des opérateurs et aux dépréciations d'actifs.

Cependant, il existe des différences significatives entre opérateurs. Dix-huit des sociétés, dénommées comme le groupe à pertes élevées (*high loss group* ou HLG), ont enregistré des pertes dépassant 100 % de leurs fonds propres en 2015. Ces opérateurs avaient des dettes élevées (57 milliards \$ de dettes à long terme et un ratio dettes/capitaux propres proche de 100 %) et des réserves prouvées présentant une marge économique faible. Ces facteurs ont réduit la valeur de leurs réserves, entraîné des dépréciations d'actifs et limité la capacité d'emprunt de ces sociétés. Les opérateurs non-HLG avaient une dette à long terme de 40 milliards \$, soit 58 % de leurs capitaux propres et des actifs de meilleure qualité, entraînant moins de dépréciation. Leur meilleure situation en 2014 leur a permis de résister à la baisse des prix et de conserver leur valeur comptable. Les deux groupes avaient des productions similaires en 2015 (1,2 Mb/j et 1,4 Mb/j respectivement)²⁷.

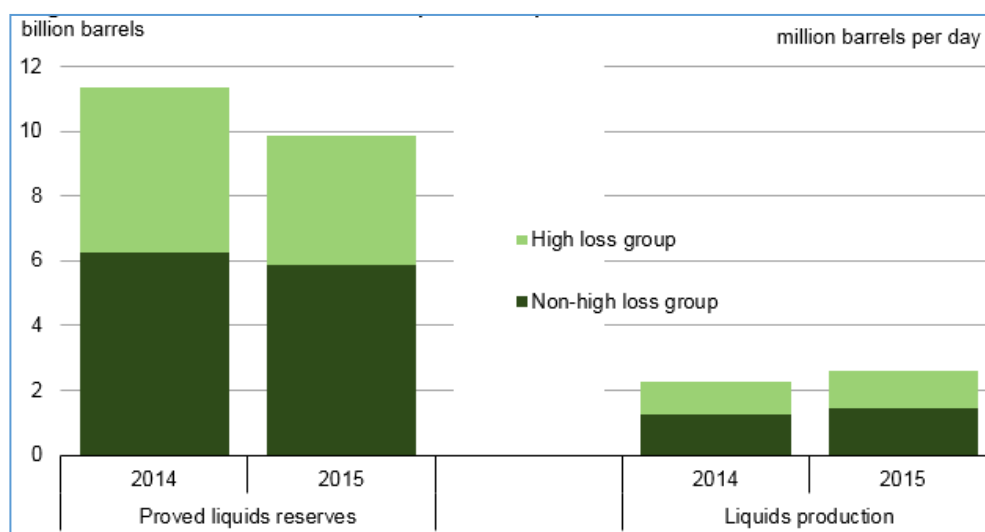
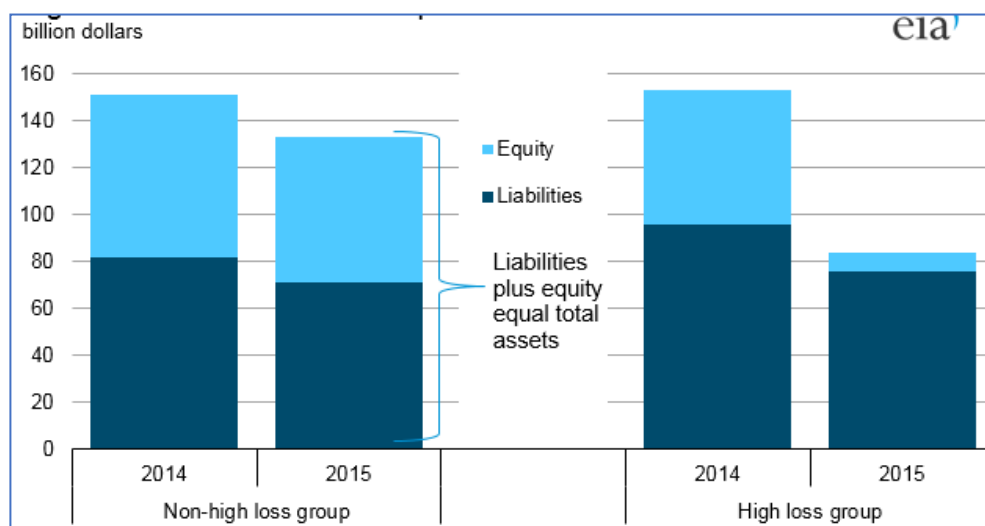
Une autre différence majeure a été l'exposition plus ou moins poussée des sociétés aux marchés des *junk bonds*. Les sociétés qui dépendaient de ce marché pour financer leurs investissements, voire rembourser leurs dettes, n'ont plus eu accès à cette option quand les intérêts sur ce marché ont atteint 25 % en janvier 2016 et n'ont pas pu faire face à leurs obligations de remboursement. À l'opposé, les sociétés qui pouvaient émettre des actions pour financer leurs dettes s'en sont mieux sorties. Le recours à l'émission d'actions a fortement augmenté en 2016. Pour le groupe de 44 opérateurs pétroliers suivis par l'EIA, l'émission d'action a totalisé près de 16 milliards \$ en 2016, soit environ 4 milliards par trimestre, alors qu'elle n'était que de 1,4 milliard \$ par trimestre au cours de la période 2011-2014²⁸.

26. Le chapitre 11 de la loi sur les faillites permet aux entreprises de se réorganiser sous la protection de cette même loi. Par opposition, le chapitre 7 régit la mise en faillite pour liquidation.

27. EIA, « 2015 Financials Reveal Significant Differences across U.S. Onshore-only Producers », *This Week in Petroleum*, 20 avril, 2016, disponible sur : www.eia.gov.

28. EIA, « U.S. Oil Producers Issued Record Equity in 2016 and Increased Investment in the Final Quarter », *This Week in Petroleum*, 29 mars 2017, disponible sur : www.eia.gov.

Enfin, les actifs détenus par les opérateurs sont divers : ceux qui sont là depuis le début des *shales* ont bénéficié du faible coût d'acquisition des terres (parfois moins de 3 000 \$ l'acre²⁹), alors que les nouveaux entrants doivent payer entre 40 000 et 50 000 \$ l'acre pour acquérir des surfaces



dans le Permian.

Graphique 17 : Impact contrasté de la baisse des prix sur les opérateurs américains

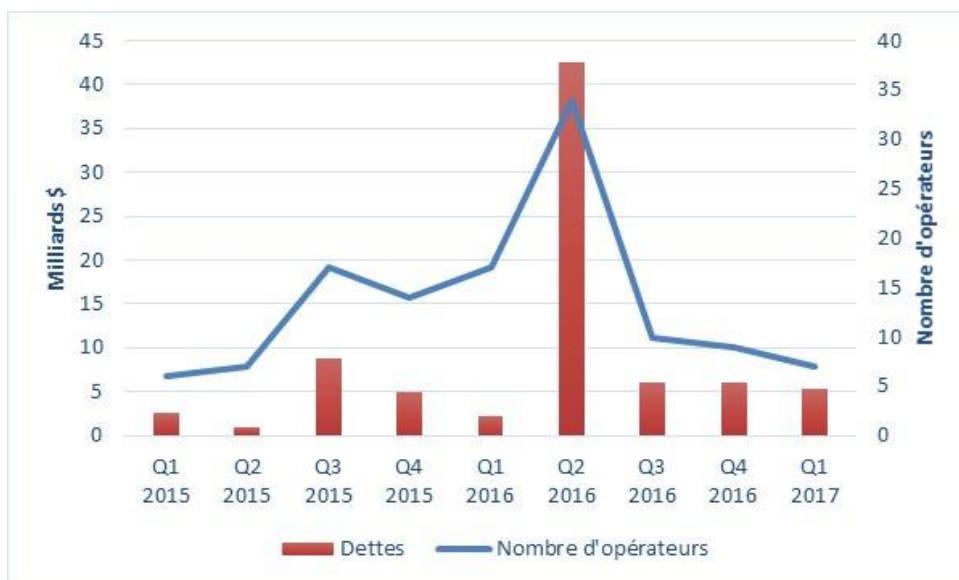
Source : EIA, Energy Evaluate.

29. 1 acre = 4 046,86 m².

Changement de modèle financier : désendettement forcé et faillites

Depuis la baisse des prix, le mot d'ordre général a été **deleverage (désendettement)**. Différentes options ont été prises par les opérateurs afin de réduire leur dette et son coût devenu prohibitif. La plupart ont renégocié les conditions de remboursement auprès des banques et vendu des actifs non essentiels. Les autres options incluaient la restructuration de la dette en plaçant la société sous la protection de la loi sur les faillites, ou bien l'obtention de capitaux par les *hedge funds* et les *private equity* (Haynes and Boone, 2017a).

Les opérateurs ont réduit leur CAPEX drastiquement, plus rapidement que la baisse de leurs *cash flows*, leur permettant de revenir à l'équilibre (CAPEX égaux aux *cash flows*) dès le troisième trimestre 2016, aidés par la reprise du prix du brut. La réduction des investissements, couplée aux ventes d'actifs et à l'émission d'actions, a permis aux producteurs d'assainir leurs bilans.



Mais tous les indépendants n'ont pas résisté à la chute du prix. Les opérateurs les plus endettés n'ont pas réussi à faire face à leurs obligations de remboursement et **le nombre de faillites s'est accru dangereusement dans le secteur.** Entre 2015 et avril 2017, **123 producteurs américains se sont placés sous la protection du chapitre 11 de la loi sur les faillites** (Haynes and Boone, 2017b). La dette de ces opérateurs atteignait près de 80 milliards \$.

Graphique 18 : Les faillites dans l'amont pétrolier américain

Source : Haynes and Boone.

Alors qu'en 2015, ce sont plutôt les petits indépendants qui se sont placés sous la protection de la loi sur les faillites, en 2016, le nombre de faillites s'est accéléré et a concerné des indépendants de plus grosse taille. En particulier, au second trimestre 2016, le nombre de faillites a explosé, suite à la chute du prix du brut au premier trimestre 2016 à 33 \$/b en moyenne et donc celles des *cash flows*. Les tendances trimestrielles du nombre de faillites montrent clairement que les producteurs de LTO n'ont pas la capacité de résister à un prix du brut de 30 \$... Le nombre de faillites s'est réduit à partir du troisième trimestre 2016, avec la reprise du prix du brut aux environs de 50 \$.

Tableau 2 : Les plus grosses faillites

Sociétés	Dettes (milliards \$)	Sociétés	Dettes (milliards \$)
Sandridge Energy	8.3	Midstates Petroleum	2.1
Linn Energy	6.1	Chaparral Energy	1.8
Beitburn Operating	5.8	Berry Petroleum	1.8
Pacific Exploration & Production	5.3	Atlas Resource Partners	1.4
Samson Resources	4.3	Stone Energy	1.4
Ultra Petroleum	3.8	Venoco	1.3
Halcon Resources	3.2	Penn Virginia Corporation	1.3
Enquest	3.2	Swift Energy	1.2
Sabine Oil & Gas	2.9	Energy & Exploration Partners	1.2
Energy XXI	2.7	Magnum Hunter Resources	1.1
Quicksilver Resources	2.1	Milagro Oil & Gas	1.1

Source : Haynes and Boone.

Depuis cette date, **80 % des sociétés, qui ont déposé une restructuration de leur dette dans le cadre du chapitre 11 de la loi sur les faillites, sont sorties de cette loi**³⁰. Ces sociétés ont vendu des actifs à des opérateurs en meilleure santé financière ou aux sociétés de capital-investissement et ont restructuré leur dette, **négociant l'échange de leurs créances contre des participations dans l'entreprise** (*debt-to-equity swap*³¹). Les échanges de créances ont représenté 65 % des stratégies de sortie de la protection de la loi sur les faillites.

30. Oilprice.com, « U.S. Shale Just Won't Die: Bankrupt Drillers Rise Again », 18 mai 2017, disponible sur : <http://oilprice.com>.

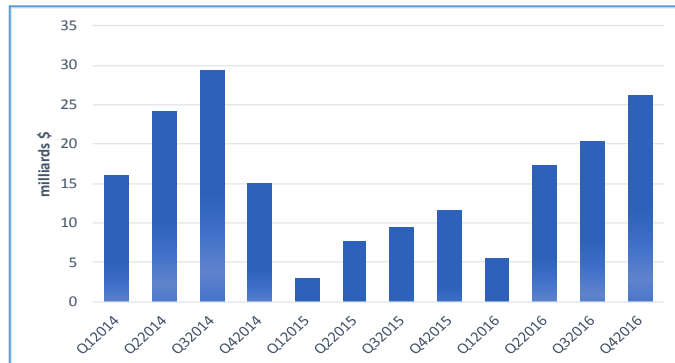
31. Cette procédure est relativement complexe, puisqu'elle consiste en la restructuration des dettes existantes, l'élaboration d'une nouvelle stratégie commerciale adaptée aux changements de situation, et l'injection de liquidités. En revanche, cette mesure se révèle très efficace puisqu'elle efface définitivement les créances du bilan. L'avantage de la conversion de créance est donc double : d'une part, elle permet au créancier d'acquérir la qualité d'actionnaire ou de renforcer sa position en augmentant sa participation. Ainsi, ceux qui prennent le risque de renflouer la société la contrôlent. D'autre part, elle permet à la société de supprimer des dettes du bilan sans avoir besoin de mobiliser de liquidités. En revanche, une conversion de créances présente l'inconvénient d'augmenter le capital social sans véritablement apporter de nouveaux moyens

Ainsi, les opérateurs émergent de la faillite en ayant éliminé leurs dettes. Ces sociétés peuvent maintenant enregistrer des bénéfices puisque leur *cash-flow* est libéré des remboursements coûteux liés au service de leur dette. Simultanément, l'infrastructure d'E&P est toujours là, prête à produire à un coût inférieur. Par exemple, SandRidge Energy, basée à Oklahoma City, est sortie de la protection de la loi sur les faillites en octobre 2016, après avoir échangé 3,7 milliards \$ de dettes contre des participations. Au premier trimestre 2017, SandRidge Energy a enregistré un bénéfice net de 51 millions \$ contre une perte de 324 millions \$ au premier trimestre 2016³².

Ces opérateurs devront toutefois faire face à la pression de leurs nouveaux actionnaires (qui sont devenus propriétaires) et demanderont une performance élevée en échange de leur prise de risque.

Ventes d'actifs et accélération des fusions et acquisitions

Favorisées par le raffermissement du prix du pétrole et l'optimisation des portefeuilles des opérateurs, **les fusions et acquisitions dans l'amont**



pétrolier américain ont plus que doublé en 2016, s'élevant à 69 milliards \$ et représentant 385 transactions, contre seulement 32 milliards \$ en 2015 et 285 transactions.

Graphique 19 : Fusions et acquisitions dans l'amont pétrolier américain

Source : PLS Inc.³³.

financiers au sein de l'entreprise. Il y a donc un risque de tromper de nouveaux créanciers en laissant croire que la société est solvable, alors que ce n'est pas forcément le cas. Université de Genève (2014).

32. Oilprice.com, « U.S. Shale Just Won't Die: Bankrupt Drillers Rise Again », 18 mai 2017, disponible sur : <http://oilprice.com>.

33. www.plsx.com/ma.

Les prix stables du pétrole et l'amélioration des conditions de crédit au cours des derniers mois de 2016 ont permis à certaines entreprises d'acheter des actifs ou des sociétés entières. Les transactions sont concentrées dans le Permian, avec 39 % des transactions (en valeur) et la grande majorité de celles concernant les LTO.

Le marché des fusions et acquisitions a été dominé (en valeur) par la vente d'actifs de haute qualité. Une transaction typique est une vente par une société de capital-investissement à un opérateur pétrolier bien établi. Le deuxième type de transactions est lié à la rationalisation du portefeuille d'actifs, les opérateurs vendant certains actifs non prioritaires pour concentrer leurs activités sur leurs périmètres/activités stratégiques. Les ventes d'actifs pour cessation d'activités ou par des entreprises au bord du dépôt de bilan n'ont représenté qu'une part relativement faible du marché des fusions et acquisitions, les actifs étant généralement vendus à prix bas.

Au cours des deux dernières années, les investisseurs se sont détournés des actifs exploratoires et ont focalisé **leurs achats sur des actifs plus matures, développés ou en développement**, leur permettant un flux de trésorerie rapide aux conditions actuelles du marché. Ces actifs matures présentent moins d'incertitude géologique en raison de l'acquisition de données et de l'historique de production, et les EURs sont souvent déterminées uniquement par une simple analyse de la courbe de déclin.

Tableau 3 : Les dix plus importantes transactions en 2016

Date	Acheteur	Vendeur	Valeur (milliards \$)	Play
16 mai 2016	Range Resources	Memorial Resource Development	4.4	Cotton Valley
26 sept 2016	Rice Energy	Vantage Energy	2.7	Marcellus
6 sept 2016	EOG	Yates Petroleum	2.5	Delaware
14 déc 2016	Diamondback	Brigham Resources	2.4	Delaware
13 oct 2016	RSP Permian	Silver Hill Energy Partners	2.4	Delaware
12 sept 2016	Anadarko	Freeport-McMoRan	2	Conventionnel
14 dec 2016	Gulfport Energy	Vitruvian Exploration II	1.9	SCOOP/Stack
31 oct 2016	Occidental	J Cleo Thompson et al	1.8	Delaware
22 juillet 2016	Riverstone; Sliver Run	Centennial Resources Dev.	1.7	Delaware
15 août 2016	Concho Resources	Reliance Energy Partners	1.6	Midland

Source : PLS Inc.

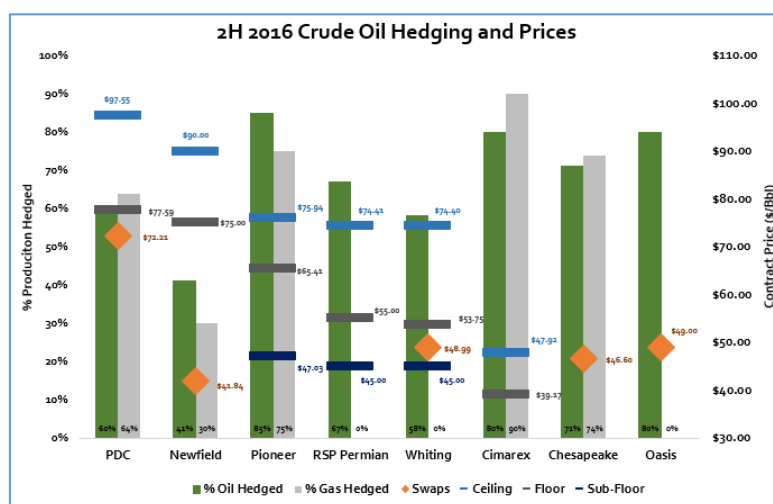
Parmi les grandes acquisitions début 2017, signalons **l'acquisition par ExxonMobil** de 3,4 Gbep de réserves dans la formation de Delaware (Permian) auprès de la famille Bass moyennant 6,6 milliards \$ et le rachat de Clayton Williams Energy par Noble Energy, pour 3,2 milliards \$, qui concerne également des actifs dans le Delaware.

L'importance des politiques de couverture (*hedging*)

Les politiques de couverture ont joué un rôle important pour réduire l'impact de la baisse des prix. Afin de se protéger de la volatilité des prix, de nombreux opérateurs avaient mis en place des politiques de couverture achetant des instruments sur le marché des dérivés financiers (*swaps*, *collars* et *puts*³⁴). Les ventes à terme de leur production permettent aux opérateurs d'assurer leurs revenus et poursuivre leurs programmes de forage même en cas de baisse des prix.

Certains grands indépendants (Pioneer, EOG Resources Inc, Anadarko Petroleum Corp, Devon Energy Corp) avaient vendu à terme environ 50 à 75 % de leur production pétrolière attendue en 2015, parfois à des prix de 90 \$/b. Ces couvertures ont renforcé la résistance des opérateurs – et celle de la production – aux bas niveaux des prix. Début 2016, les opérateurs se sont moins couverts, mais, comme le montre le graphique 20, certains producteurs avaient couvert une partie importante de leur production de 2016 à des prix élevés (jusqu'à 72 \$ pour les swaps), ce qui leur a permis de réaliser des gains sur leurs ventes à terme.

Graphique 20 : Hedging de la production de pétrole par divers grands indépendants



Source : Oilandgas360.com, Octobre 2016.

34. Les producteurs utilisent différents instruments financiers pour couvrir leur production, des contrats à terme (futurs), des options et des *swaps*. La plupart ont des stratégies de réduction du risque face à une baisse des prix (contrats à terme, *swaps*) mais certains essayent de conserver en partie le bénéfice d'une hausse des prix grâce à des contrats de type *collars* assortis d'options qui ne les immunisent pas complètement dans le cas d'une baisse des prix.

Fin 2016, les producteurs ont profité de la hausse des prix du brut au-dessus de 50 \$/b pour couvrir une grande partie de leur production de 2017 et de début 2018, avec des dérivés financiers dont les prix sont compris entre 50 et 60 \$/b, avec une moyenne de 54 \$. Ces couvertures permettront aux opérateurs de protéger leurs revenus même en cas de baisse des prix en 2017 (comme on l'a observé en mars 2017 et début juin 2017).

Comme les contreparties des dérivés financiers sont habituellement des institutions financières cotées, des *hedge funds* très souvent, les banques prennent en compte les volumes couverts et leur prix moyen dans la détermination des actifs de la société servant de garantie aux emprunts bancaires. **Les dérivés financiers sont ainsi des éléments essentiels pour protéger la valeur de la production servant de garantie aux emprunts en cas de baisse des prix, et sont donc importants pour lever des fonds.**

Une courbe de prix en *contango* (prix à terme supérieurs aux prix spot) permet de couvrir les revenus futurs de la production contre une baisse éventuelle des prix. L'inversion de la courbe (*backwardation* ou prix spot plus élevés que les prix à terme) à l'opposé ne permettrait pas aux producteurs de se couvrir et donc de lever des fonds, réduisant les investissements et donc la production future.

Fin 2016/début 2017, la courbe à terme du WTI était toujours en *contango* et les producteurs ont couvert leur production de 2017 lorsque les prix étaient élevés. Ainsi les variations de prix de 2017 auront peu d'effet sur la production de 2017. Mais ils ont peu couvert leur production de 2018. Les prix spot ont baissé en juin 2017 (à 44,60 \$ le 18 juin), malgré l'extension des réductions de production de l'OPEP, les acteurs du marché craignant que le rééquilibrage du marché soit plus long qu'escompté. La courbe à terme du WTI est toujours en *contango*, mais les prix à terme ont également baissé (46 à 48 \$ en 2018).

La forme de la courbe (*contango* ou *backwardation*) est une donnée importante dans la stratégie de l'OPEP. Une courbe en *contango* encourage le stockage du pétrole pour sa revente à terme. L'inversion de la courbe, au contraire, faciliterait le déstockage du pétrole et le rééquilibrage du marché pétrolier. Par ailleurs, l'inversion de la courbe de *contango* en *backwardation* limiterait l'accès au crédit des producteurs américains et assurerait que la hausse de la production de LTO soit contenue.

L'argent est de nouveau disponible et les investissements reprennent

Depuis le dernier trimestre 2016, l'argent est de nouveau disponible dans les *shales*. Plusieurs facteurs indiquent une **amélioration des conditions de crédit en 2017**, en particulier pour les sociétés qui ont un statut *investment grade* et des lignes de crédit et des échéances de dette non utilisées. Des facteurs tels que les révisions à la hausse de la valeur des réserves de pétrole et de gaz en raison de la hausse des prix par rapport à leur faible niveau au premier trimestre 2016 (et pour le gaz par rapport à 2015), l'augmentation de la conversion des puits non « complétés » (DUC) en puits producteurs, les positions de couverture accrues des entreprises de plus en plus réconfortantes pour les prêteurs et enfin, un contexte de relative stabilité des prix du pétrole permet de relancer l'investissement dans les pétroles non conventionnels.

Le différentiel de prix entre les obligations à haut rendement et les obligations du Trésor américain, une mesure du risque de défaillance, a diminué depuis que les prix du pétrole ont recommencé à augmenter et est maintenant au même niveau qu'en novembre 2014.

Les banques ont révisé à la hausse les lignes de crédit octroyées aux opérateurs. Selon l'étude de Haynes and Boone du printemps 2017, la situation s'améliore par rapport à l'automne 2016, qui marquait un point d'inflexion. La majeure partie des banques prévoient d'accroître de nouveau les lignes de crédit des producteurs, mais de manière prudente, ce qui n'exclut pas de nouvelles faillites.

Les *private equities* ont investi près de 20 milliards \$ dans les schistes américains au cours du premier trimestre 2017, contre 40 milliards \$ pour toute l'année 2016³⁵.

Les introductions en Bourse (IPO) de sociétés pétrolières s'accélèrent³⁶. Crédit Suisse estime qu'environ une douzaine d'indépendants lanceront une IPO en 2017, représentant un montant d'environ 4 milliards \$. Au cours des derniers mois, la reprise du prix du pétrole et de l'activité de forage a rétabli la confiance de Wall Street dans le secteur³⁷.

35. Oil price.com, « Will U.S. Shale Soon Be Getting a \$50 Billion Cash Injection? », 9 janvier 2017, disponible sur : <http://oilprice.com>.

36. Fuelfix.com, « Drillers, Service Firms Could Launch Surge of IPOs This Year », 17 mars 2017, disponible sur : <http://fuelfix.com>.

37. Bloomberg, « Shale Drillers Are Outspending the World with \$84 Billion Spree », 9 mai 2017, disponible sur : www.bloomberg.com.

Pour la première fois depuis fin 2014, les opérateurs augmentent leur CAPEX. Les prévisions d'investissement pour 2017 dans l'amont pétrolier aux États-Unis varient selon les analystes dans une fourchette de + 32 à 38 %, alors que les CAPEX avaient baissé de près de 60 % au cours des deux dernières années. Ce sont les indépendants qui augmentent le plus leur budget d'E&P, avec une hausse estimée à + 60 % pour ce groupe d'opérateurs. Les indépendants américains prévoient d'investir 53 milliards \$ en 2017, contre 35 milliards \$ en 2016³⁸. Au total, **une hausse de plus de 30 % des investissements américains en E&P est attendue en 2017**, alors que les investissements en dehors des États-Unis ne devraient croître que de 3 %. La majeure partie des investissements américains se focalisent sur le Permian³⁹.

Parmi les indépendants, Pioneer Natural Resources a augmenté ses prévisions de dépenses d'E&P de 600 millions en 2017 à 2,5 milliards \$. Pioneer, qui a produit 133 000 b/j de pétrole en 2016, principalement dans le bassin du Permian, espère augmenter sa production de pétrole de 18 % par an au cours des dix prochaines années et la porter à 700 000 b/j en 2026. EOG Resources prévoit une augmentation de son CAPEX de 44 % à 3,7-4,1 milliards \$ en 2017. EOG prévoit d'accroître sa production de LTO de 18 % en 2017. Anadarko a annoncé un CAPEX de 4,5-4,7 milliards \$ en 2017, contre 3,3 milliards en 2016. Apache prévoit d'augmenter ses dépenses de près de 60 % à 3,1 milliards \$ en 2017 (dont 63 % dans le Permian). Devon Energy compte investir entre 2 et 2,3 milliards \$ en 2017. Concho Resources a augmenté son budget à 1,6-1,8 milliards \$ pour 2017, alors que ses dépenses s'étaient établies à 1,15 milliard \$ en 2016. Sa production de pétrole devrait s'accroître de 25 %.

Ces hausses reflètent la réactivité des opérateurs américains au prix du WTI, dont le niveau s'est stabilisé aux environs de 50 \$/b en 2017, suite aux réductions de production de l'OPEP. Les CAPEX des opérateurs sont liés en grande partie aux *cash flows* attendus. Les variations (à la hausse ou à la baisse) des prix du pétrole conduiraient vraisemblablement à des révisions des budgets d'investissement.

38. Oilprice.com, « U.S. Shale Spending Dwarfs Competition: Grows 10 Times Faster », 11 mai 2017, disponible sur : <http://oilprice.com> ; Natural Gas Intel, « U.S. Onshore E&Ps Leading Charge in Global Spending », 3 avril 2017, disponible sur : www.naturalgasintel.com.

39. Bloomberg, « Wall Street's Love Affair with Energy Heats Up as Rigs Soar », 9 février 2017, disponible sur : www.bloomberg.com.

Tableau 4 : Évolution des CAPEX américains

Milliards \$	2014	2015	2016	2017	2017/2016 (%)
Exploration-production	194	122.2	74	102	38%
Production	36.8	23.2	14	19.4	39%
OCS lease bonus	1	0.6	0.2	0.2	0%
	231.8	146.0	88.2	121.6	38%

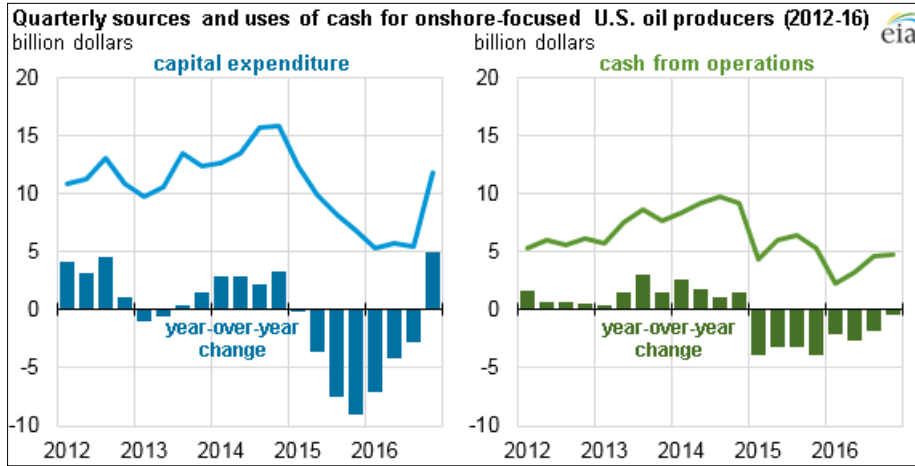
Source : *Oil and Gas Journal* (2016, 2017)

Si l'augmentation attendue des CAPEX américains est impressionnante, leur niveau reste inférieur de moitié à celui de 2014. Mais si le coût des forages reste bas et l'augmentation de la productivité des puits se poursuit, ces investissements devraient permettre de retrouver les hausses de production observée au cours de la période 2010-14 (800 000 b/j par an en moyenne).

Les opérateurs ont enfin des *cash flows* neutres, voire positifs

Les opérateurs américains émergent de cette crise avec des finances assainies. Ils ont adopté une stratégie financière plus prudente visant à **s'autofinancer avec un objectif de *cash flow* neutre à un prix de 50 \$/b**, voire positif dans le cas où le prix atteindrait 55 \$. Malgré des *cash flows* d'exploitation encore bas, les réductions substantielles des dépenses d'investissement (par rapport à leurs niveaux en 2014), la vente d'actifs non prioritaires et l'émission d'actions permettent maintenant aux sociétés de s'autofinancer, sans avoir recours à l'endettement. La poursuite de cette stratégie dépend toutefois de l'inflation des coûts, qui paraît inévitable avec la reprise de l'activité de forage, et bien sûr, du prix du brut.

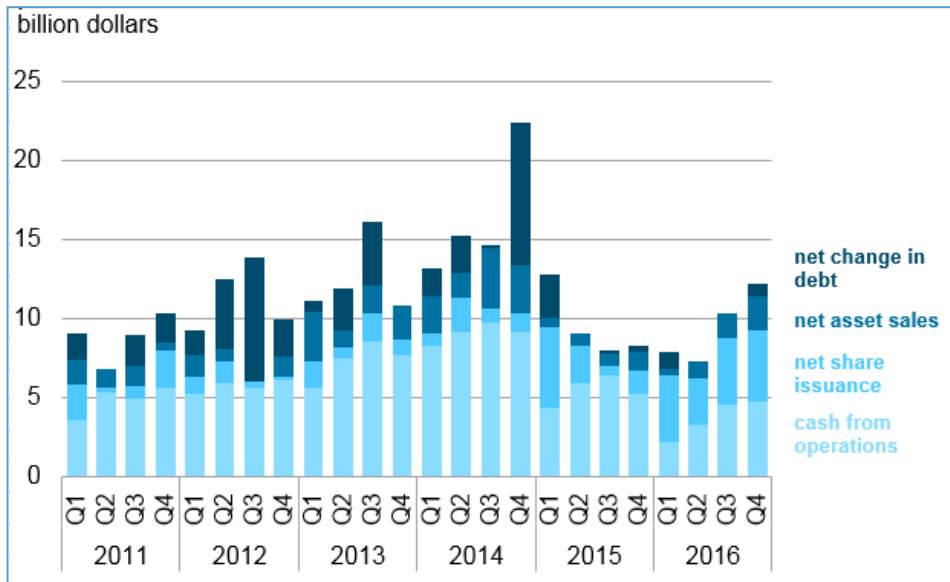
Graphique 21 : Évolution des *cash flows* d'exploitation et des CAPEX des opérateurs pétroliers américains



Source : EIA, Evaluate Energy⁴⁰.

La reprise des investissements depuis le quatrième trimestre 2016 est supérieure à l'accroissement des *cash flows* mais le dépassement est financé grâce à l'émission d'actions et la vente d'actifs non prioritaires. Le recours à la dette est très limité, contrairement à la période 2010-2014.

Graphique 22 : Source de financement des dépenses



Source : EIA, Evaluate Energy⁴¹.

40. EIA, « U.S. Oil Producers Increased Investment in Fourth Quarter of 2016 », 3 avril 2017, *Today in Energy* ; EIA, « U.S. Oil Producers Issued Record Equity in 2016 and Increased Investment in the Final Quarter », 29 mars 2017, *This Week in Petroleum*, disponible sur : www.eia.gov.

Aujourd'hui, malgré la volatilité des prix, l'optimisme est de retour et les opérateurs se préparent à un nouveau boom de la production. Pour une industrie qui semblait dépendre d'un prix du brut de 100 \$, le retour aux profits avec des prix beaucoup plus bas est surprenant, mais s'explique par la réactivité des opérateurs et leur adaptation rapide à un contexte changeant. Avec plus de 100 sociétés au bord de la faillite depuis 2015, les opérateurs qui ont survécu se sont transformés : ils sont maintenant plus flexibles, moins gros mais plus focalisés, et ont éliminé leurs dettes. Surtout, ils ont appris à vivre avec un prix du baril d'environ 50 \$. La remontée des prix après le premier trimestre 2016 a été une bénédiction pour les opérateurs américains, tout comme la réduction de la production de l'OPEP depuis janvier 2017.

41. EIA, « U.S. Oil Producers Issued Record Equity in 2016 and Increased Investment in the Final Quarter », 29 mars 2017, *This Week in Petroleum* ; « US Shale Is Now Cash Flow Neutral », 22 décembre 2016, disponible sur : <http://oilprice.com>.

Les exportations de pétrole brut

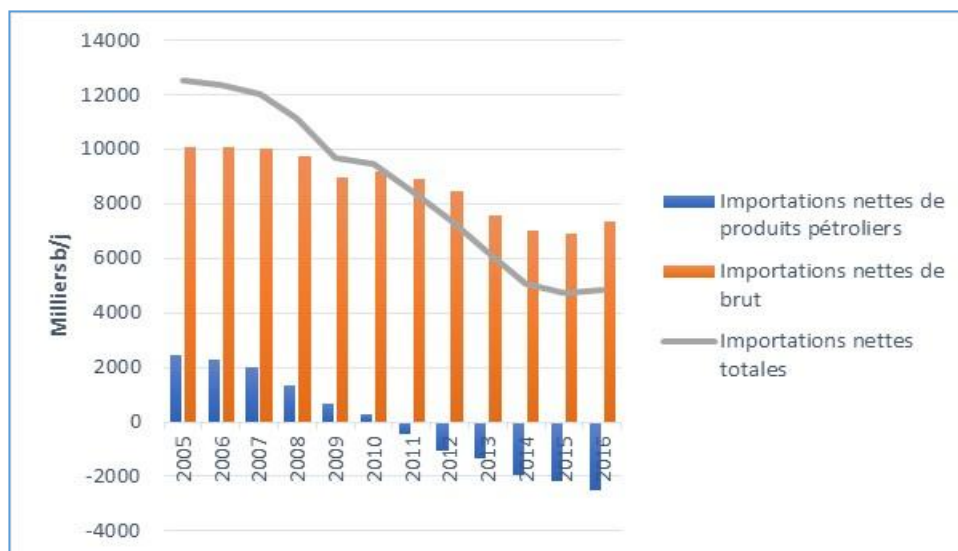
Une baisse rapide des importations nettes de pétrole et liquides

L'augmentation de la production de pétrole a réduit les importations nécessaires pour couvrir les besoins en raffinage des États-Unis, en particulier de pétroles légers. Rappelons que la production de LTO est principalement constituée de pétroles légers, à bas soufre, alors que les raffineries américaines ont été configurées pour traiter des bruts lourds, à haute teneur en soufre. Les importations de pétrole brut ont décliné de 9,2 Mb/j en 2010 à 7,4 Mb/j en moyenne en 2014. Elles se sont stabilisées en 2015 et ont légèrement augmenté à 7,9 Mb/j en 2016, suite à la baisse de la production et à la réduction de l'écart de prix entre le WTI et le Brent, qui a rendu les importations plus compétitives. Le Canada (41 % des importations en 2016), l'Arabie Saoudite (14 %), le Venezuela (9,4 %), le Mexique (7,3 %), la Colombie et l'Irak sont les principales sources de pétrole brut importé. Malgré la baisse des importations de brut depuis 2010, les États-Unis demeurent toutefois le plus gros importateur au monde de brut, mais le second, derrière la Chine, sur la base des importations nettes.

Parallèlement, les États-Unis, longtemps le plus gros importateur mondial de produits pétroliers, sont devenus en très peu de temps le plus gros exportateur. Leurs exportations de produits raffinés et de LGN ont augmenté à 4,7 Mb/j en 2016 (2,35 Mb/j en 2010), les exportations nettes totalisant 2,5 Mb/j.

Ainsi, leurs importations nettes de pétrole et produits pétroliers ont chuté : **d'un niveau de 12,5 Mb/j en 2005 à 9,5 Mb/j en 2010 et 4,9 Mb/j en 2016. Entre 2010 et 2015, le commerce mondial de pétrole et liquides a ainsi été amputé de près de 5 Mb/j.** L'ampleur de ce changement et sa rapidité ont eu des répercussions importantes sur le commerce pétrolier mondial et le prix du brut.

Graphique 23 : Évolution des importations nettes de pétrole et produits pétroliers



Source : EIA.

La levée de l'interdiction de pétrole brut non raffiné

Fin décembre 2015, le Congrès américain a adopté une loi budgétaire qui a mis fin à l'interdiction d'exporter du pétrole non raffiné, marquant un tournant dans la politique américaine après un embargo de 40 ans. L'embargo remontait au choc pétrolier de 1973-1975, lorsque les États-Unis, dont la production de pétrole était en déclin, voulaient se protéger d'une rupture éventuelle des approvisionnements. Ils avaient décidé de constituer une réserve stratégique de brut (SPR) et d'interdire l'exportation de la production nationale. En 1975, la loi *Energy Policy and Conservation Act* (EPCA) a chargé le Bureau de la Sécurité industrielle (BSI), qui dépend du département du Commerce, à autoriser l'exportation de pétrole en octroyant des licences uniquement dans certains cas spécifiques⁴².

Ce choix est stratégique puisqu'il permet aux États-Unis de se retrouver parmi les pays exportateurs de brut. La décision a été motivée par l'augmentation significative de la production de LTO et l'accroissement des stocks de pétrole léger, qui ne peuvent être écoulés sur

42. Brut d'Alaska Cook Inlet, brut pour la consommation au Canada, produits raffinés ou échanges de SPR, certains bruts de Californie à hauteur de 25 000 b/j par an, du brut entrant dans le cadre d'accords internationaux ou désignés par le président des États-Unis et la réexportation de bruts étrangers. Source : *Pétrostratégies*.

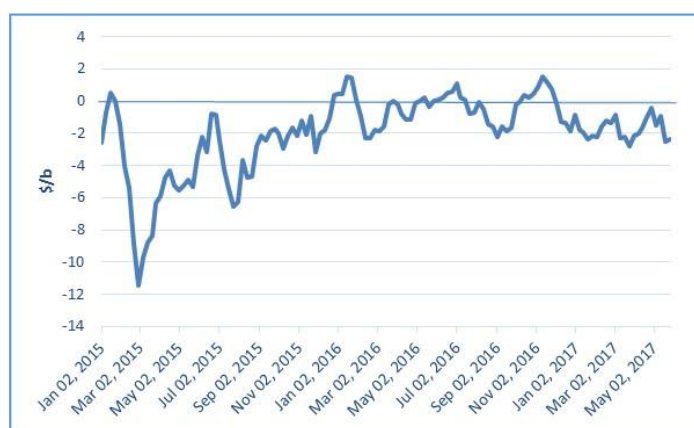
le marché domestique, les raffineries américaines n'étant pas adaptées pour traiter ce type de brut. Depuis, plus aucune restriction légale ne pèse sur les exportations de brut produit aux États-Unis, ni sur les millions de barils de brut commercial stockés dans le pays⁴³.

Si cette décision marque un tournant dans la politique énergétique américaine, **son impact à court terme doit être relativisé.**

Tout d'abord, l'embargo n'était pas si restrictif. Les exportations étaient permises à destination du Canada pour une utilisation sur place ou lorsqu'elles provenaient de Californie ou du nord de l'Alaska, ou lorsque des accords internationaux étaient signés. Cette entorse à la restriction d'exporter représentait un volume de 500 000 b/j (465 000 b/j en 2015). De plus, en décembre 2014, le gouvernement américain avait adopté une politique moins restrictive permettant l'exportation de condensats sous certaines conditions. Déjà en 2014, le département du Commerce avait autorisé deux entreprises (Pioneer Natural Resources et Enterprise Products Partners) à exporter des condensats ayant subi seulement un léger traitement (mais pas raffiné au sens propre du terme).

Deuxièmement, bien que les exportations aient augmenté de 12 % en 2016 pour s'élever à 520 000 b/j, le resserrement de l'écart de prix entre le WTI américain et le Brent européen depuis la levée de l'embargo n'a pas favorisé les exportations américaines en 2016. L'écart de prix Brent-WTI, qui avait atteint près de 14 \$/b en moyenne sur la période 2011-2013 s'est resserré à moins de 4 \$/b en 2015, et a pratiquement disparu en 2016.

Graphique 224 : Écart de prix entre le WTI et le Brent



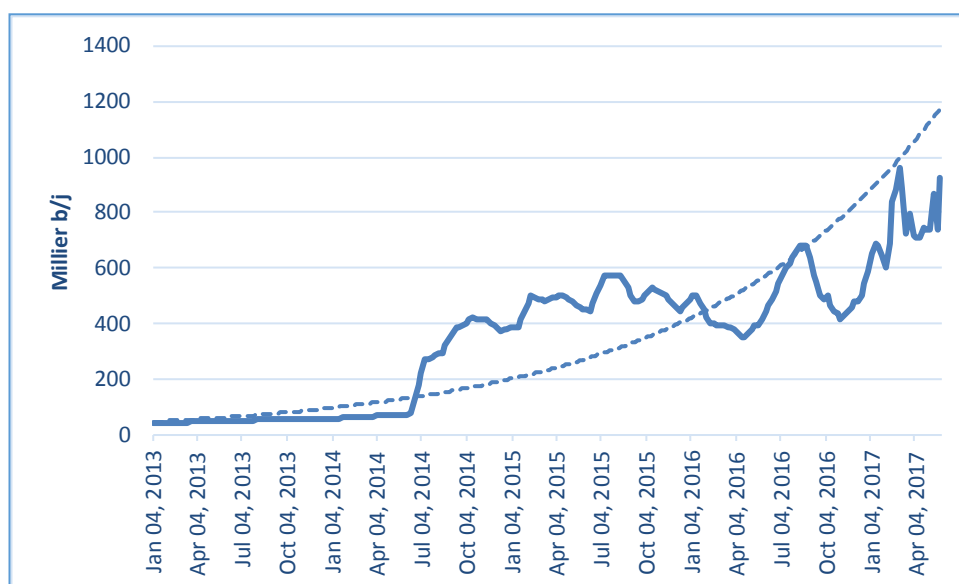
Source : EIA.

43. Le président ne sera en mesure de limiter les exportations que pour des raisons de sécurité nationale, en cas de pénurie, ou si les cours du pétrole aux États-Unis viennent à dépasser très largement les prix pratiqués sur le marché mondial.

Par ailleurs, la baisse de la production américaine en 2016 a été compensée par des importations accrues de pétrole par les raffineurs américains. Ainsi, il n'y a pas eu d'augmentation de la quantité nette de pétrole et produits pétroliers exportés, au contraire une très légère augmentation, malgré la croissance des exportations de pétrole et produits pétroliers en 2016.

Toutefois, depuis le début de 2017, **les exportations américaines de pétrole brut sont en hausse** et les opérateurs se préparent à un changement plus radical.

Graphique 25 : Exportations américaines de pétrole brut



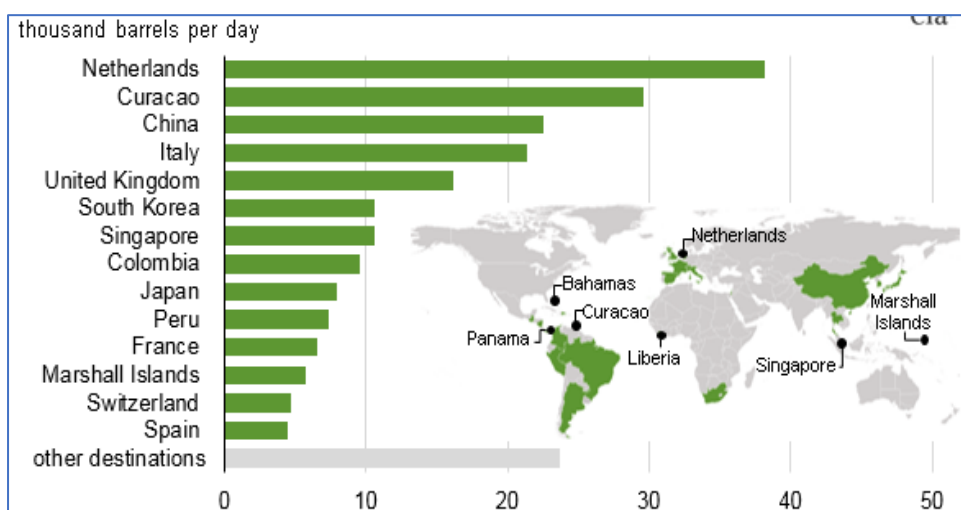
Source : EIA.

La réduction de la production de l'OPEP concerne principalement les bruts lourds, dont le prix a augmenté depuis fin 2016. Le prix du brut de Dubaï (32 API) était de 44 \$/b en novembre 2016 et a bondi à 52 \$ en décembre après l'annonce de la réduction de production. Depuis le début de 2017, il oscille entre 52 et 54 \$ (en mai 2017, il a baissé à 50,30 \$). L'écart de prix entre les bruts légers américains et les bruts lourds s'est donc renversé (le WTI se négocie maintenant avec une décote de 1 à 2 \$/b par rapport au brut de Dubaï, alors qu'il cotait 1 à 3 \$ au-dessus en 2016), permettant aux bruts américains d'être compétitifs en Asie, la région présentant la plus forte demande, mais aussi la chasse gardée des pays de l'OPEP. Par ailleurs, l'Europe est également un importateur de brut américain, les raffineries européennes sont en effet mieux équipées pour traiter la qualité du pétrole américain (bruts légers à basse teneur en

soufre) que leurs homologues outre-Atlantique⁴⁴. Ainsi les exportations de brut américain ont totalisé 750 000 b/j en moyenne au cours des cinq premiers mois de 2017 et les destinations se sont diversifiées.

Alors que les exportations de brut américain avaient principalement pour destination le Canada, cette destination n'a représenté que 58 % des exportations en 2016 et les opérateurs américains ont réussi à ouvrir de nouvelles routes, en particulier vers l'Europe, l'Asie et l'Amérique du Sud, aidés par les frets particulièrement bas (les armateurs peuvent négocier des frets beaucoup plus bas en proposant des voyages de retour – *back-haul* voyage – qui combinent l'exportation de brut américain et l'importation de produits pétroliers ou de pétrole lourd vers les États-Unis).

Graphique 3 : Destinations des exportations de pétrole brut, hors Canada, en 2016



Source : EIA⁴⁵.

En 2017, les exportations vers l'Asie s'accroissent grâce aux différentiels de prix plus attractifs. Ainsi, les exportations vers la Chine ont explosé (en termes relatifs) au cours du 1^{er} trimestre 2017 (à 175 000 b/j, elles sont plus de cinq fois supérieures à leur niveau de 2016). Depuis les réductions de production de l'OPEP, les raffineurs asiatiques ont commencé à diversifier leurs approvisionnements en fonction du *spread* entre le prix des bruts lourds du Moyen-Orient et celui du WTI et profitent

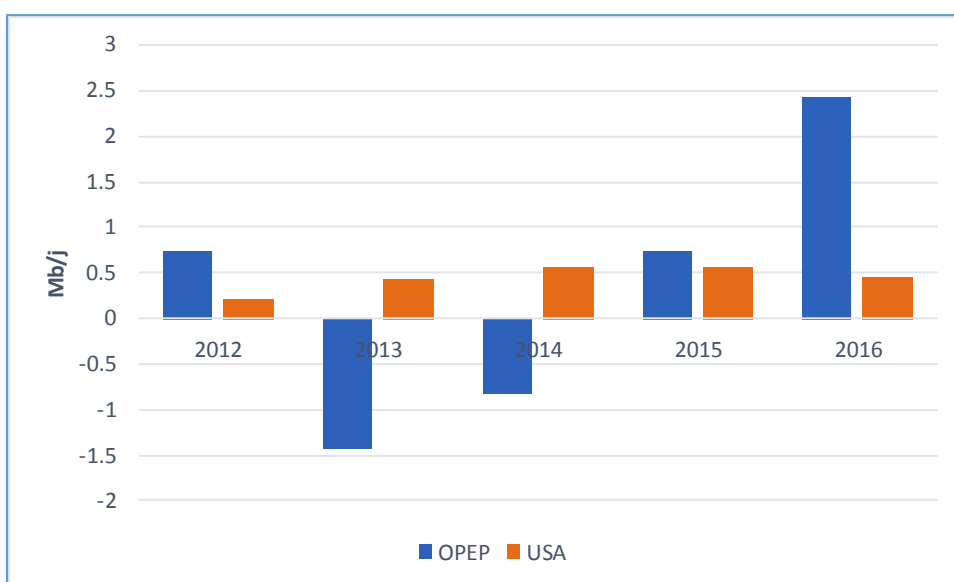
44. L'impact de l'accroissement de la production de pétrole brut et des exportations de pétrole et de produits pétroliers américains a des effets divers et contrastés sur l'industrie européenne selon les acteurs, mais aussi selon l'évolution des prix du pétrole et des produits pétroliers. Ainsi, dans un premier temps (2010-2014), l'accroissement rapide de la production pétrolière américaine et des exportations de produits pétroliers a eu un impact négatif sur l'industrie du raffinage européen, alors que la baisse des prix induite par l'abondance de l'offre pétrolière, a permis depuis 2015, à ce secteur de retrouver des marges confortables.

45. EIA, « U.S. Crude Oil Exports Went to More Destinations in 2016 », *Today in Energy*, 28 mars 2017.

des cargaisons d'arbitrage offertes par les exportateurs nord-américains à des prix compétitifs. Mais les exportateurs du Moyen-Orient ont soigneusement choisi les acheteurs dont les livraisons seront réduites dans le cadre de leur réduction de production, et ils n'abandonneront certainement pas leurs principaux marchés en Asie.

La levée de l'embargo sur les exportations a ainsi pour effet d'accroître la concurrence sur le marché asiatique avec les producteurs du Moyen-Orient. L'influence géopolitique des États-Unis est accrue et s'étend au commerce du pétrole. **C'est un changement de paradigme qui est en train de se mettre en place et qui pourrait s'amplifier selon le niveau futur de la production de LTO.**

Graphique 274 : Variation annuelle des exportations de pétrole et produits pétroliers, OPEP et États-Unis (2012-2016)



Source : OPEP.

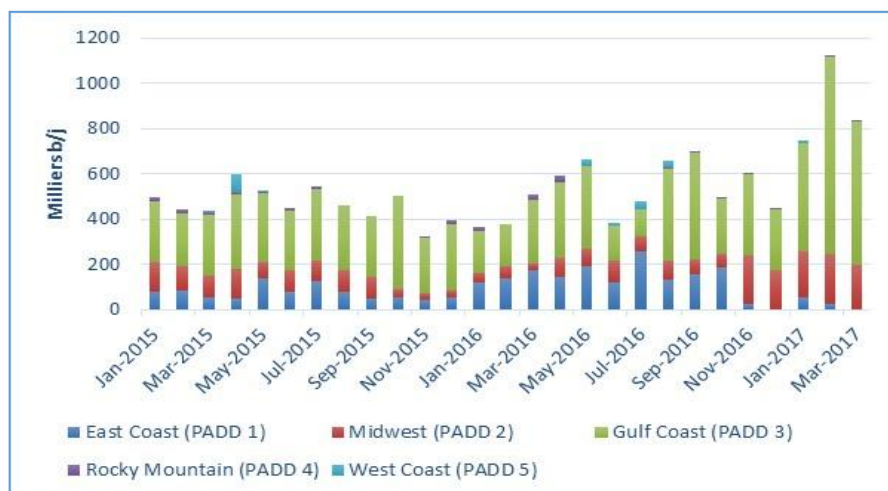
Le commerce international de pétrole et produits pétroliers a totalisé 74 Mb/j en 2016⁴⁶. Alors que la part de l'OPEP a diminué d'un pic de 44 % en 2012 à 41 % en 2016 (malgré l'accroissement des exportations à 30,3 Mb/j cette année-là), celle des États-Unis s'est accrue de 5 % à 7 % au cours de la même période. Si la part des exportations américaines est encore limitée, l'augmentation de la production de LTO pourrait entraîner un changement beaucoup plus radical.

46. OPEC (2017). Ces données correspondent aux exportations de pétrole et produits pétroliers et incluent les condensats, les réexportations de produits pétroliers et le brut en transit. BP estime le commerce international de pétrole et produits pétroliers à 65,5 Mb/j, mais ce chiffre exclut le commerce intra-régional.

Dans le Permian, mais aussi dans le Dakota du Nord, les opérateurs se préparent à un changement plus profond. La hausse de la production dans le Permian est accompagnée d'une hausse de la capacité de transport vers les grands centres de raffinage et d'exportation du golfe du Mexique. Plusieurs oléoducs construits au cours des dernières années, comme le pipeline BridgeTex de Magellan, Permyo Express de Sunoco Logistics et Cactus de Plains All American, sont en cours d'expansion et devraient ajouter environ 340 000 b/j de capacité de transport. En plus de l'expansion des infrastructures existantes, Enterprise Product Partners construit un nouveau pipeline de Midland à Houston d'une capacité de 450 000 b/j, qui devrait entrer en opération fin 2017.

Par ailleurs, des oléoducs récemment construits dans la région du golfe du Mexique permettront d'envoyer le pétrole brut du Permian dans les centres de raffinage de Corpus Christi et de Houston au Texas et à St. James en Louisiane. Le pétrole du Permian a également un meilleur accès aux marchés internationaux grâce à l'infrastructure d'exportation de pétrole brut construite sur la côte du golfe du Mexique. Le port de Houston, en particulier, devrait devenir un *hub* pour les exportations américaines de brut et a récemment augmenté ses capacités de stockage de pétrole à 65 Mb et devrait les accroître de 20 Mb supplémentaires en 2017. En Louisiane, le port en mer de Louisiane (LOOP) prévoit de traiter à la fois les importations et les exportations de pétrole brut. Sa capacité de stockage actuelle est de 70 Mb.

Graphique 28 : Les exportations de pétrole par région

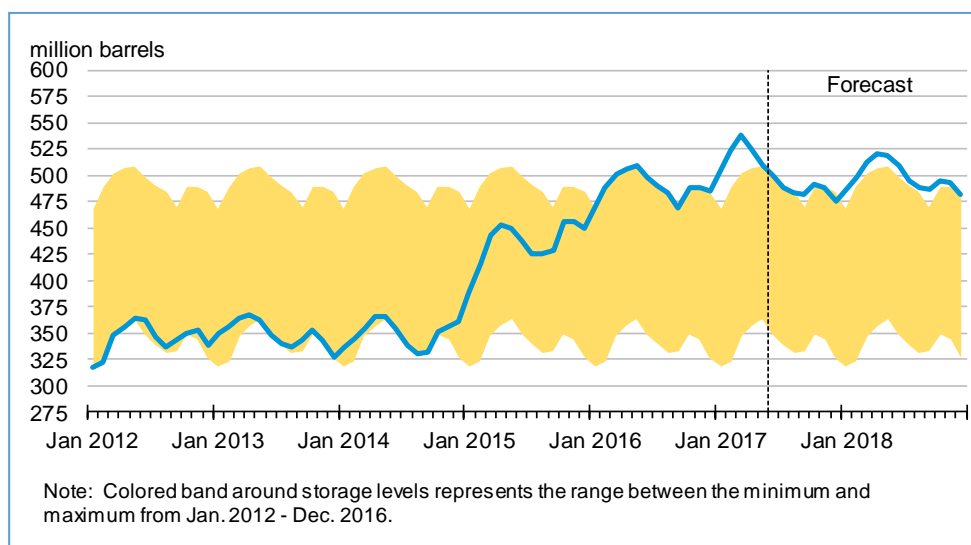


Source : EIA.

Dans le Dakota du Nord, depuis la mise en route du pipeline Dakota Access en mai 2017, les LTO du Bakken peuvent également être exportés. Une première cargaison a été livrée en Asie en mai 2017⁴⁷.

L'augmentation des capacités de stockage dans les ports de la côte du golfe fait partie d'un mouvement plus large qui a vu les capacités de stockage de pétrole des États-Unis (hors SPR) augmenter de 615 Mb en mars 2014 à 747 Mb en mars 2017⁴⁸, suite au déséquilibre entre l'offre et la demande de pétrole. Les capacités de stockage de la région du golfe du Mexique se sont accrues de 45 Mb pendant la période à 401 Mb et la région détient maintenant 54 % des capacités du pays, loin devant Cushing (12 %). Le rééquilibrage des marchés pétroliers par l'OPEP vise à résorber l'excédent de stocks des pays de l'OCDE, qui ont atteint des sommets fin 2016. Mais résorber le surplus des stocks américains par rapport à leur moyenne sur cinq ans sera un long processus : les stocks n'ont commencé à baisser qu'en avril 2017 et le surplus est toujours très élevé. L'EIA prévoit que le niveau de stocks restera plus élevé que la moyenne des cinq dernières années au-delà de 2018.

Graphique 29 : Stocks commerciaux de pétrole des États-Unis



Source : EIA, STEO, juin 2017.

Les marchés financiers ont également réagi à la hausse de la production et des exportations américaines. Les volumes échangés sur le NYMEX (WTI futures) ont atteint 1,1 million de contrats par jour en 2016, en hausse de 36 % par rapport à 2015, et dépassent ceux échangés sur l'ICE

47. Platts, « First US Bakken Crude Set to Arrive in Asia Mid-May », 27 avril 2017.

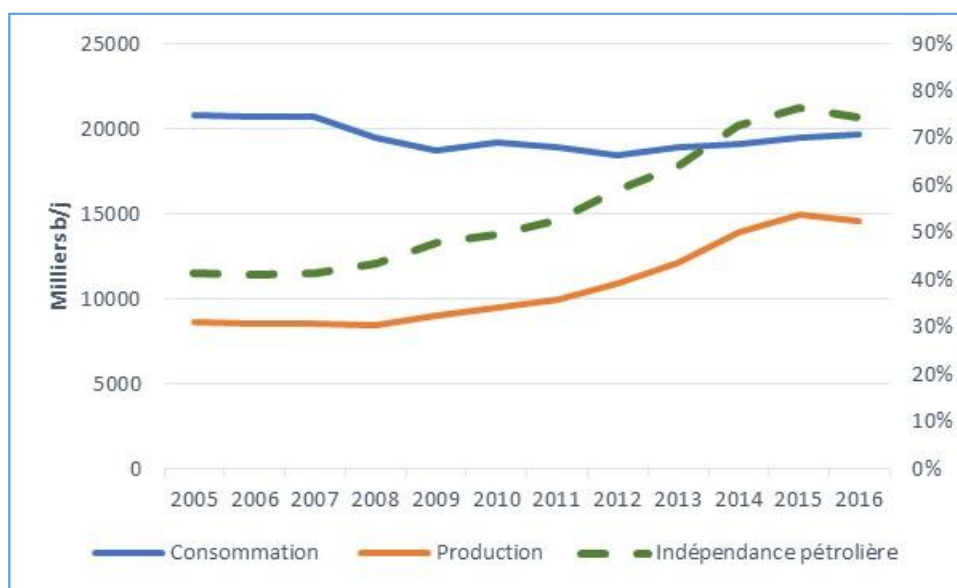
48 EIA, « Working and Net Available Shell Storage Capacity », 31 mai 2017, disponible sur : www.eia.gov.

pour le Brent (785 000 contrats par jour⁴⁹). Suite à ces changements, le WTI est en train de rétablir sa position de référence sur les marchés **pour le prix du brut léger dans le bassin atlantique**. Les exportations de pétrole brut américain aux raffineurs européens et asiatiques sont fondées sur les prix du WTI, ce qui devrait aider à cimenter le rôle de WTI sur le marché mondial.

Vers l'indépendance pétrolière

La dépendance américaine vis-à-vis des importations pétrolières s'est réduite de façon spectaculaire. La part de la consommation américaine de pétrole et de produits pétroliers couverte par les importations est passée de 60 % en 2005 à 24 % en 2015 (26 % en 2016). Selon l'EIA, la baisse devrait se poursuivre à moyen terme. Elle dépend principalement du niveau de production futur, en particulier de LTO et de LGN, la consommation de produits pétroliers aux États-Unis déclinant légèrement.

Graphique 305 : Évolution de l'indépendance pétrolière des États-Unis



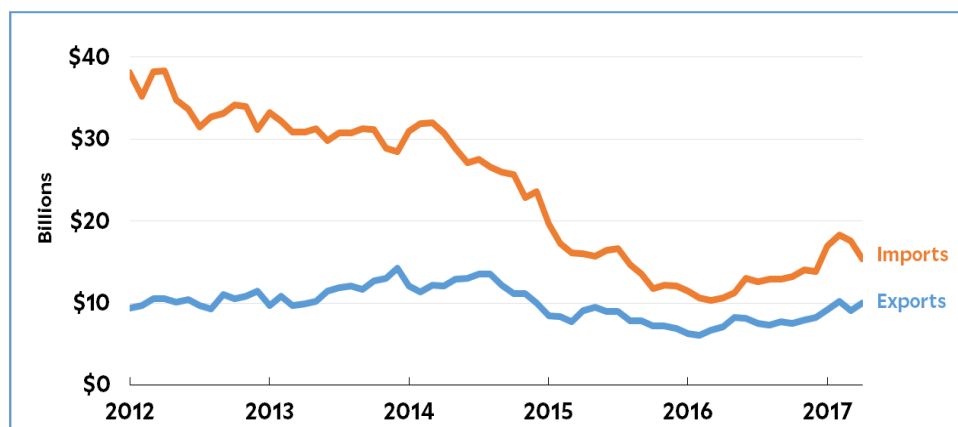
Source : d'après EIA.

La baisse des importations pétrolières a non seulement un impact sur la **sécurité de l'approvisionnement pétrolier** des États-Unis, mais elle améliore aussi sa **balance commerciale**. Le commerce de pétrole brut et de produits pétroliers joue un rôle important dans l'équilibre des

49. CME Group, « WTI and the Changing Dynamics of Global Crude Oil », 13 janvier 2017, disponible sur : www.cmegroup.com.

comptes commerciaux américains. Grâce au pétrole de schiste et à la baisse des prix du brut, le déficit commercial dû aux importations nettes de pétrole et produits pétroliers a chuté à 58 milliards \$ en 2016 et continue de se contracter avec l'accroissement des exportations de pétrole en 2017.

Graphique 31 : Importations et exportations de pétrole



et produits pétroliers en valeur

Source : Census Bureau.

L'élection de Trump, qui a promis l'indépendance énergétique du pays et la réalisation de la richesse énergétique que recèle le sous-sol américain, si elle ne change pas la donne aujourd'hui, va faciliter l'accroissement de la production grâce à une réglementation moins contraignante (ouverture des terres fédérales à l'exploitation, réglementation moins contraignante sur les émissions de méthane) et de l'infrastructure. Par ailleurs, elle injecte encore plus d'optimisme dans le secteur, qui peut compter sur un appui sans faille de la nouvelle administration et des investissements en infrastructure de transport facilités, comme en témoigne la mise en route du Dakota Access en mai 2017.

Production future : la revanche des schistes ?

La reprise des investissements et de l'activité de forage a permis une reprise marquée de la production de LTO et donc de la production totale de pétrole américaine. Toutefois, l'inflation des coûts, le déplacement des activités vers des zones moins productives, pourrait, à terme, contenir la hausse de la production. Ces facteurs de modération pourraient être contrecarrés par l'immense potentiel du bassin du Permian, sur lequel les activités se focalisent, et par l'entrée des majors dans le secteur.

Hausse des coûts

Le regain de l'activité de forage laisse augurer une hausse des coûts, bien que celle-ci pourrait être limitée par les gains d'efficacité et de productivité et les stratégies des acteurs, qui recherchent une intégration plus poussée, afin de limiter le risque d'inflation de leurs coûts. La hausse des prix des services dans le secteur est inévitable et est déjà visible dans le bassin du Permian où l'activité est de nouveau en plein boom. Les concessions de prix consentis par les fournisseurs de services ont permis de baisser les coûts de manière significative. Le taux journalier de location des plateformes pétrolières a chuté de 40 % entre son pic d'octobre 2014 (26 000 \$) et fin 2016 (15 600 \$) pour les plateformes les plus puissantes (1 500 CV). Au premier trimestre 2017, leur taux a augmenté de 7 % (16 718 \$). L'augmentation moyenne pour l'ensemble des plateformes s'est établie à + 3,5 % au premier trimestre 2017 (à 14 600 \$ contre un pic de 19 000 \$ au quatrième trimestre 2014⁵⁰). Les services de pompage à pression et le coût des *proppants* devraient également tirer les coûts de la « complétion » à la hausse. Dans le Permian, le manque de personnel qualifié et d'équipes de *fracking*, due à la forte reprise de l'activité dans le bassin, pourrait également entraîner une hausse des coûts unitaires et se matérialise déjà par une réduction de la productivité des puits et une augmentation du nombre de DUCs. Les salaires dans le secteur vont augmenter afin d'attirer de nouveau une main-d'œuvre qualifiée. Le coût

50. Rigdata.com, « The Rebound Of Day Rates And Rigs », 15 mai 2017, disponible sur : <https://rigdata.com> ; Platts, « US Onshore Rig Day Rates Jump as Glut Fades », 24 avril 2017, disponible sur : www.platts.com.

du sable utilisé comme *proppant* a augmenté de près de 9 % entre avril 2016 et avril 2017⁵¹. Le transport du pétrole pourrait également être un facteur de hausse des coûts dans le Permian. L'augmentation de la production pourrait dépasser la capacité de transport, puisque l'entrée en service de nouveaux oléoducs n'est prévue que pour la fin 2017, ce qui forcerait les opérateurs à transporter le pétrole par train, une option plus coûteuse. Le prix des terres a monté en flèche dans le Midland et le Delaware. Le prix moyen des trois acquisitions les plus coûteuses dans le Midland avoisinait 49 000 \$ l'acre en 2016, par rapport à une moyenne de 38 300 \$ l'acre pour les trois premières acquisitions en 2014.

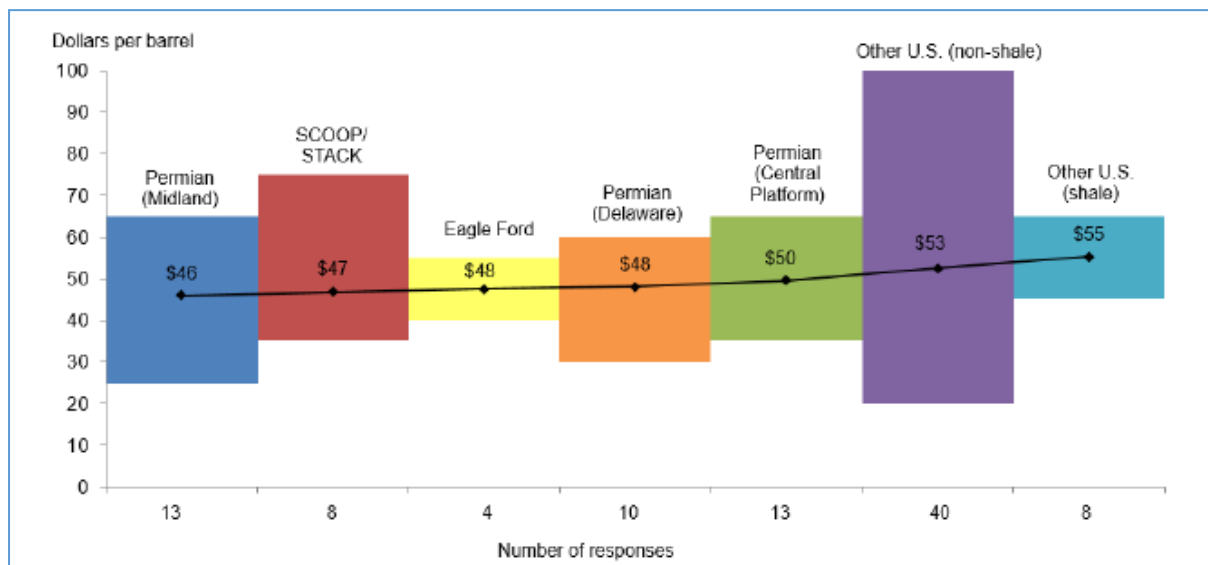
Selon les analystes, le coût des nouveaux puits pourrait ainsi augmenter de 10 à 30 % d'ici 2018⁵². Selon une analyse trimestrielle de la Banque fédérale de Dallas⁵³, **les opérateurs indiquent un prix *breakeven* de 46-55 \$ au premier trimestre 2017 pour le forage de nouveaux puits**, par rapport à un prix *breakeven* de 24 \$ à 38 \$ pour les puits existants⁵⁴. La Banque indique qu'un prix du brut de 50 \$ en moyenne est requis pour forer un nouveau puits (54 \$ il y a un an). **Avec une inflation de 20 %, le prix *breakeven* des nouveaux puits passerait à 55-60 \$.** Ainsi, le forage de nouveaux puits ne serait pas rentable. Mais de nombreux producteurs ont couvert leur production de 2017 lorsque les prix du brut étaient plus élevés, ce qui leur permettrait de rentabiliser leur production malgré la hausse des coûts. Par ailleurs, il existe des différences majeures selon les emplacements dans les bassins comme l'indique le Graphique, ce qui laisserait toujours une marge pour les puits forés dans les meilleurs emplacements dans les bassins du Permian, d'Eagle Ford et de Scoop et Stack dans l'Oklahoma, et de manière plus sélective dans les autres bassins.

51. Bureau of Labor Statistics, « Producer Price Indexes for the Net Output of Selected Industries and Their Products », mai 2017, disponible sur : www.bls.gov.

52. Cnbc.com, « US Oil Production Will Keep Growing Even as Drillers' Costs Rise, Analysts Say », 2 juin 2017, disponible sur : www.cnbc.com.

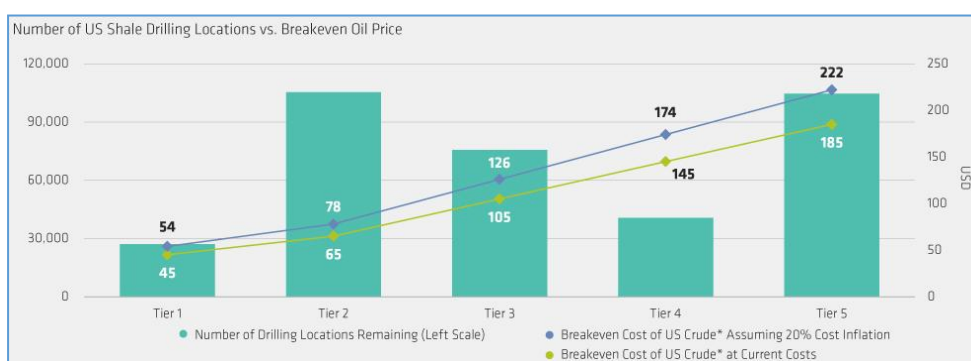
53. Federal Reserve Bank of Dallas (2017).

54. La différence entre le prix *breakeven* des nouveaux puits et ceux des puits existants s'explique par la différence entre le prix *breakeven* complet et les prix « *mid-cycle* ». Voir : MIT (2016).

Graphique 32 : Prix *breakeven* des nouveaux puits (1^{er} trimestre 2017)

Source : Federal Reserve Bank of Dallas.

À terme, le *high grading* pourrait montrer des limites. Selon une analyse de Drillinginfo et AB, les meilleurs emplacements (Tier 1, Graphique) pourraient être tous forés d'ici 2019, forçant les opérateurs à se déplacer vers des emplacements au coût plus élevé (Tier 2), ce qui entraînerait une hausse du prix *breakeven* à 65 \$, renforcée par l'inflation des coûts⁵⁵.

Graphique 33 : Prix *breakeven* des LTO selon les emplacements et l'inflation (prix au 31 décembre 2016)

Source : Drillinginfo et AB.

Toutefois, alors que le Bakken semble avoir atteint une certaine maturité, du moins aux prix actuels, l'immense bassin du Permian est promis à un nouveau développement.

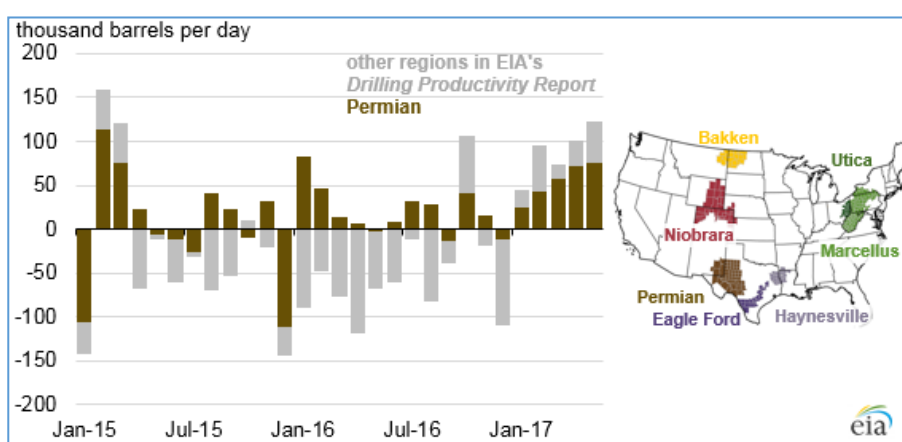
55. Abglobal.com, « Cost of Shale to Drive Oil Prices Higher », 8 février 2017, disponible sur : <https://blog.abglobal.com>.

Par ailleurs, les opérateurs sont actuellement plus prudents et visent l'autofinancement de leurs activités. Le prix actuel du brut, bien qu'en hausse par rapport au premier trimestre 2016, n'est pas suffisant pour certains opérateurs pour obtenir des *cash flows* positifs, ce qui devrait contenir la hausse de la production. Ce facteur doit toutefois être relativisé pour le premier semestre 2017 : comme vu précédemment, l'argent est de retour dans les pétroles de schiste, les banques ont revu leurs lignes de crédit à la hausse et les taux d'intérêt des *junk bonds* ont baissé.

Le rôle essentiel du Permian

Grâce au forage horizontal et à la fracturation hydraulique, **le Permian apparaît aujourd'hui comme un nouvel eldorado** du fait de sa géologie unique, de ses ressources colossales à coût bas et de sa proximité des raffineries et ports d'exportation du golfe du Mexique. L'engouement pour le Permian se traduit par une activité de forage en forte hausse et des investissements colossaux dans la région, à tel point que l'on parle de '**Permania**'. Avec une production de 2,5 Mb/j en juin 2017, **le Permian est le deuxième plus grand domaine pétrolier au monde derrière le champ de Ghawar en Arabie Saoudite**. Le bassin représente environ un quart de la production pétrolière des États-Unis et concentre la majeure partie de l'accroissement de la production de LTO

Graphique 34 : Évolution mensuelle de la production dans le Permian et les autres bassins de roche-mère

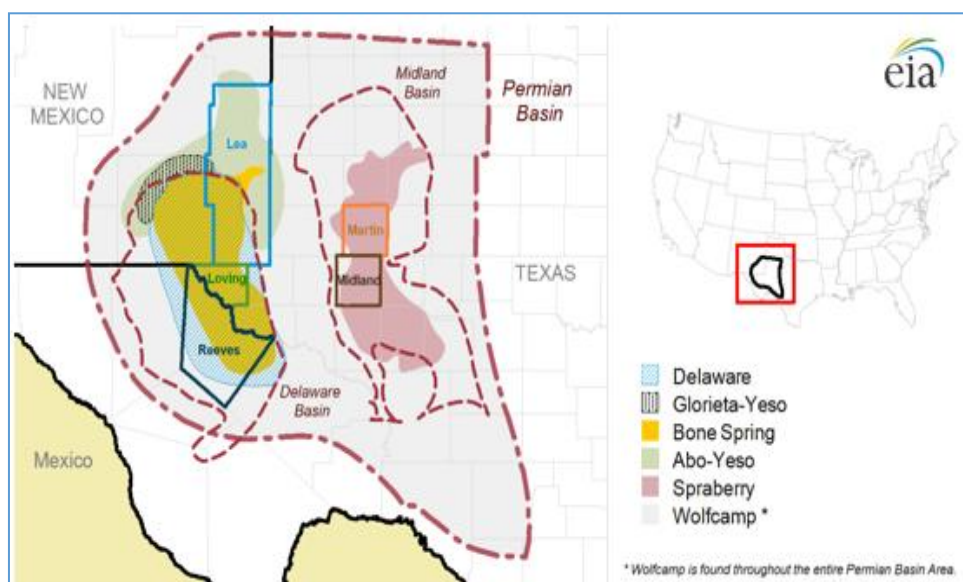


Source : EIA56.

56. EIA, « Permian Basin Oil Production and Resource Assessments Continue to Increase », *Today in Energy*, 26 avril 2017, disponible sur : www.eia.gov.

Le bassin du Permian couvre une superficie d'environ 250 miles de large et 300 miles de long, au Texas et au Nouveau Mexique et comprend 43 comtés. La majeure partie de sa richesse en hydrocarbures est située dans deux sous-bassins : le Delaware à l'ouest et le Midland à l'est. **La géologie du Permian est unique** : par rapport à d'autres régions productrices de pétrole, **le Permian possède un grand nombre de formations géologiques productives empilées les unes sur les autres** (Graphique). Pour cette raison, le bassin du Permian recèle des ressources colossales. Les ressources techniquement récupérables du bassin étaient estimées à 23,8 Gb à la fin 2015⁵⁷. Du fait de la meilleure connaissance de la géologie du sous-sol, l'US Geological Survey (USGS) a ré-estimé les ressources de pétrole et de gaz de schiste techniquement récupérables dans la formation de Wolfcamp dans le Midland (Texas) en novembre 2016. Celles-ci pourraient dépasser les 20 Gb de pétrole, 16 Tcf (450 Gm³) de gaz et 1,6 Gb de LGN⁵⁸. Cette nouvelle estimation fait du Midland le bassin de roche-mère aux ressources les plus élevées des États-Unis. L'USGS a également ré-évalué les ressources de la formation de Spraberry dans le Midland en mai 2017. Celles-ci ont été évaluées à 4,2 Gb de pétrole et 3,1 Tcf (90 Gm³) de gaz⁵⁹. L'USGS continue de réévaluer les ressources des autres formations du Permian, ce qui laisse augurer que l'estimation de 2015 de 23,8 Gb de pétrole sera largement dépassée.

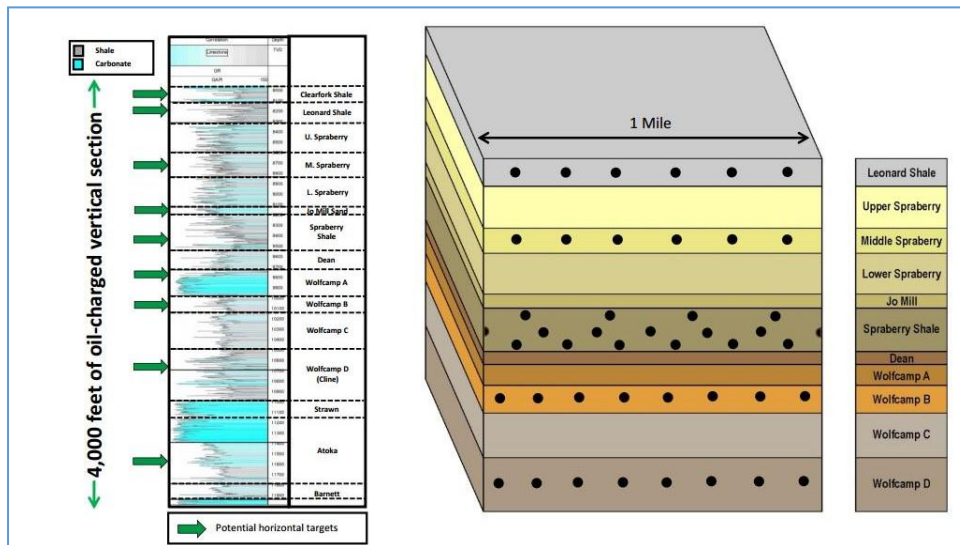
Graphique 35 : Les formations et principaux comtés du Permian



57. EIA, Oil and Gas Supply Module, janvier 2017.

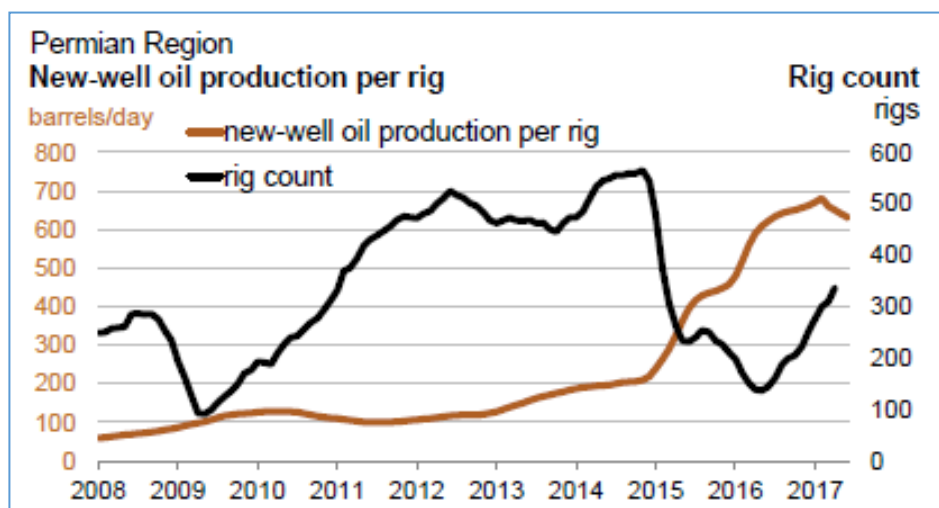
58. Gaswirth (2017).

59. Marra *et al.* (2017).



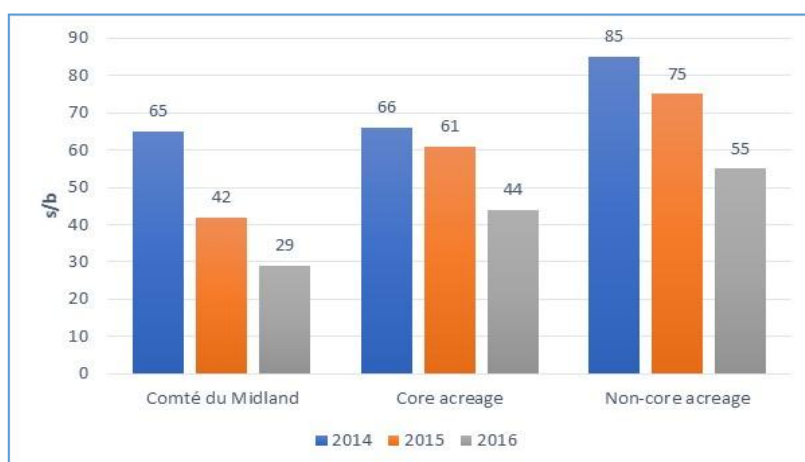
Source : EIA, QEP Resource.

La production de pétrole dans le Permian remonte à près d'un siècle et aujourd'hui encore, le bassin est l'une des régions pétrolières les plus prolifiques des États-Unis. Le bassin a produit 30 Gb de pétrole depuis que la production a commencé en 1921. Début 2014, le Permian attirait encore peu d'attention. La production y était déjà importante (1,5 Mb/j), mais la production par puits était relativement stable, ne laissant pas présager l'accroissement de production enregistré au cours des trois dernières années (+ 1 Mb/j). Depuis 2014, les opérateurs du bassin ont remplacé les forages verticaux qui dominaient le forage dans la région par des puits horizontaux, et appliqué les nouvelles technologies de *fracking* permettant d'extraire les hydrocarbures piégés dans les roches-mères du bassin. L'augmentation de la productivité des puits a été remarquable. D'après l'EIA, la production par nouveau puits atteignait environ 100 b/j en 2013 et était relativement stable depuis 2010. Elle a augmenté à 700 b/d début 2017 (on observe une légère baisse depuis deux mois, sans doute liée à l'addition de *rigs* moins performants et à l'accroissement des DUCs dans la région). Ainsi, malgré la baisse des prix du brut et celle du nombre de forages jusqu'en mai 2016, la production dans le bassin a continuellement augmenté et le taux s'est accéléré depuis la fin 2016 suite à la reprise des forages dès juin 2016.

Graphique 36 : Production de pétrole par *rig* dans le Permian

Source : EIA, DPR mai 2017.

De plus, **les coûts de production y sont extrêmement bas** et comme l'application des technologies de *fracking* les plus sophistiquées est récente dans le bassin, la baisse des coûts devrait se poursuivre. L'amélioration des techniques de forage, la réduction du coût des services et le *high grading*, ont déjà fortement réduit le prix *breakeven* dans la région. Dans le Midland, Rystad Energy estime que le prix *breakeven* à la tête de puits a été réduit de 49 % entre 2014 et 2016, la baisse la plus élevée de tous les bassins pétroliers de roche-mère. **Le prix *breakeven* moyen a chuté de 71 \$/b en 2014 à 36 \$/b en 2016**⁶⁰.

Graphique 37 : Prix *breakeven* dans le bassin du Midland

Source : Rystad Energy.

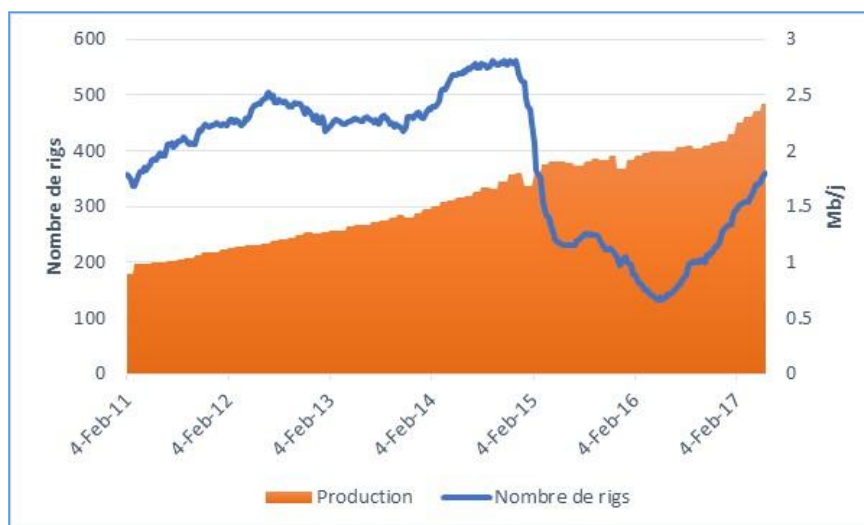
60. Rystad Energy, « Permian Midland Review: Acreage High Grading and Breakeven Prices », mars 2017, disponible sur : www.rystadenergy.com.

Au cours des deux dernières années, les opérateurs se sont focalisés sur les meilleurs emplacements (*core acreage*) du bassin (les comtés de Midland, Martin, Andrews and Glasscock) qui ont représenté 80 % des *spuds* (première étape du forage d'un puits), contre seulement 60 % en 2014.

Des gains d'efficacité supplémentaires vont être réalisés au fur et à mesure que plus de puits sont forés à partir de **pads multiples**. Encana, par exemple, qui opère exclusivement au cœur du bassin de Midland, a développé une nouvelle technique de forage appelée 'Cube Encana' qui permet de cibler plusieurs couches de roche-mère à partir d'un seul pad et ainsi de réduire les coûts et d'optimiser la récupération. Un premier pad (Abbie Laine) visait cinq zones géologiques différentes grâce à une douzaine de puits. La production maximale du pad a atteint 14 000 bep/j. Encana est en train de développer un « méga-pad » (Davidson Pad dans le comté de Midland) qui peut contenir 64 puits sur un pad géant d'une surface équivalente à huit terrains de football de long et deux terrains de football de large. Ces nouveaux développements vont permettre de réduire les coûts de production et d'optimiser la récupération d'hydrocarbures du bassin puisque le nombre de puits par pad dans la région est encore très peu élevé (2 à 3 en moyenne).

Fin mai 2017, **le nombre de rigs dans le bassin du Permian a dépassé les 360, soit la moitié des 733 plateformes forant du pétrole aux États-Unis**. Le nombre de plateformes dans le bassin avait atteint jusqu'à 568 fin 2014 avant de tomber à 132 au printemps 2016.

Graphique 38 : Production de pétrole et nombre de forages dans le Permian

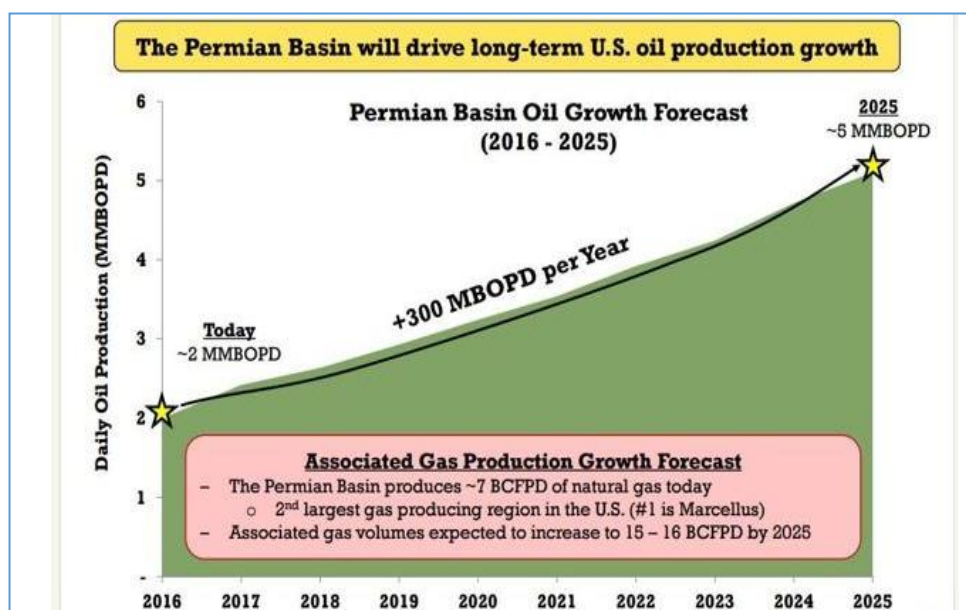


Source : EIA, Baker Hughes.

Plus de la moitié des plateformes qui ont été ajoutées dans le Permian sont concentrées dans cinq comtés seulement : Reeves, Loving, Midland et Martin au Texas et le comté de Lea au Nouveau-Mexique, qui assure près de la moitié de la production de LTO du bassin. Comme d'autres plateformes continuent d'être déplacées vers ces comtés, la production de ces zones devrait continuer à augmenter, ce qui entraînera l'augmentation de la production totale du Permian. Entre janvier et juin 2017, celle-ci s'est accrue de 350 000 b/j.

Le potentiel immense du Permian en fera le bassin le plus productif et le plus compétitif au cours des prochaines années. Pioneer, un des grands opérateurs du Permian, estime **la production à près de 5 Mb/j en 2025**, soit une croissance moyenne annuelle de 300 000 b/j au cours des 10 prochaines années. L'analyse de la Banque fédérale de Dallas indique une production pouvant s'accroître jusqu'à 5,5 Mb/j dans cinq ans mais note la forte dépendance de ces prévisions au prix du WTI, et à la capacité de transport à l'intérieur de la région et vers le golfe du Mexique.

Graphique 39 : Prévisions de production pétrolière dans le Permian



Source : Pioneer.

L'infrastructure de transport dans le Permian est aujourd'hui mieux préparée qu'en 2014 pour accompagner la croissance de la production⁶¹. En 2014, la production de pétrole du bassin avait dépassé la capacité de raffinage de la région et la capacité de transport vers les

61. EIA, « New Pipeline Infrastructure Should Accommodate Expected Rise in Permian Oil Production », *Today in Energy*, 9 mai 2017, disponible sur : www.eia.gov.

raffineries du golfe du Mexique. Cette situation avait entraîné une décote du prix du pétrole brut du Midland, comparé à celui de Cushing, en Oklahoma (de 6,94 \$/b en 2014). Le *spread* s'est réduit au fur et à mesure de l'expansion des capacités de transport : 0,18 \$/b en 2015 et 0,07 \$/b en 2016. Mais la hausse rapide de la production entraîne des contraintes au niveau du transport vers le golfe, qui se sont traduites par une décote du WTI-Midland de 1 \$. Plusieurs pipelines sont prévus pour collecter le pétrole à l'intérieur de la région et l'expédier vers les grands centres de raffinage et d'exportation de la côte du golfe. Ces nouvelles capacités devraient permettre de lever les goulets d'étranglement liés au transport d'ici la fin 2017.

L'entrée des majors : ExxonMobil, Chevron et Shell

Jusqu'ici, la production de LTO a été dominée par les indépendants, qui ont joué et continuent de jouer un rôle majeur dans le secteur. Ce sont les indépendants qui ont amorcé la révolution des *shales* en perfectionnant les technologies permettant d'extraire les hydrocarbures des roches-mères. Les indépendants américains possèdent les qualités requises au développement de ces formations non conventionnelles : flexibilité, prise de décision rapide et recherche de la croissance. La baisse des prix du pétrole et le coût élevé des projets de pétrole conventionnel ont incité les majors à diversifier leurs activités et entrer massivement dans les pétroles non conventionnels à cycle court. ExxonMobil, Chevron et Shell, en particulier, investissent une part croissante de leurs investissements pétroliers mondiaux dans les LTO américains, et plus particulièrement dans le bassin du Permian. L'entrée des majors est importante car elle apporte au secteur des connaissances géologiques pointues et des capacités financières énormes.

ExxonMobil va investir environ un quart de ses investissements de 2017 (qui totalisent 22 milliards \$) dans les schistes et prévoit d'investir la moitié de son budget de forage en 2018. Le groupe, qui produit 4,1 Mbep/j, prévoit de porter sa production dans les schistes à 750 000 bep/j d'ici 2025, contre moins de 200 000 bep/j actuellement. En janvier 2017, ExxonMobil a racheté pour 6,6 milliards \$ des actifs dans le Permian, qui lui ont permis de doubler sa superficie dans le bassin. Exxon Mobil prévoit de produire 350 000 bep/j dans le Permian contre 146 000 bep/j actuellement. Cette diversification devrait lui permettre des retours sur investissement supérieurs à 10 % pour un prix du pétrole de 40 \$/b.

Shell prévoit d'investir 2,5 milliards \$/an dans les *shales* en 2017, soit un dixième de ses investissements totaux. Les activités de Shell dans le bassin du Permian s'étendent du Midland jusqu'à la frontière sud-est du Nouveau-Mexique et le long de la rivière Pecos. Fin 2012, Shell a acheté environ 600 000 acres et 500 puits produisant 21 000 b/j de liquides et 90 mpc/j de gaz dans le Permian. Dans le bassin du Delaware, Shell possède 400 puits en exploitation et 500 puits non exploités dans les formations de Wolfcamp, Bone Springs et Avalon. Shell a produit 280 000 bep/j dans les schistes – un dixième de sa production mondiale en 2016. Le groupe vise une augmentation de sa production mondiale à environ 4 Mbep/j d'ici 2020, dont 500 000 bep/j à partir des *shales* aux États-Unis, au Canada et en Argentine. Dans le Permian, Shell a accéléré ses plans de développement et prévoit maintenant d'accroître sa production de 140 000 bep/j d'ici 2020.

Chevron prévoit d'augmenter sa production de pétrole de schiste de 30 % par an au cours des dix prochaines années et la porter à 500 000 bep/j d'ici 2020 contre environ 100 000 bep/j actuellement et 700 000 bep/j en une décennie. Les investissements de Chevron ont été réduits pour la quatrième année consécutive à 19,8 milliards \$ en 2017, mais Chevron prévoit d'investir environ 2,5 milliards \$ dans les schistes, principalement dans le Permian.

Les majors avaient déjà investi au début de cette décennie dans les gaz de schiste. Par exemple, Exxon avait racheté XTO pour environ 40 milliards \$ en 2010. Shell avait acquis Duvernay Oil en 2008 (5,7 milliards) et East Resources en 2010 (4,7 milliards \$). Total avait acheté 25 % de certains actifs de Chesapeake en 2009 (et vient récemment d'exercer son droit de préemption sur les 75 % restants) et Statoil avait acquis Birmingham Exploration en 2011 (4,4 milliards \$). Mais les majors avaient dû déprécier leurs nouvelles acquisitions, suite à la baisse du prix du gaz et plus récemment celle du pétrole. Par exemple, en 2013, Shell a déprécié de 2,1 milliards \$ ses actifs non conventionnels. En 2015, Statoil a déprécié de 6,08 milliards \$ ses activités en Amérique du Nord, principalement en raison des actifs non conventionnels. Ces dépréciations étaient essentiellement imputables à la baisse des prix. Mais il est apparu également que le modèle opératoire que les majors utilisent pour les méga projets conventionnels n'est pas adapté à la production d'hydrocarbures non conventionnels. Ils ont donc décidé de restructurer considérablement leurs activités dans les *shales* et mis en place des unités dédiées au développement des hydrocarbures non conventionnels. Par exemple, Shell, tout comme BP auparavant, a donné une autonomie de gestion aux responsables de l'activité dans les *shales*. Shell a également décidé de se

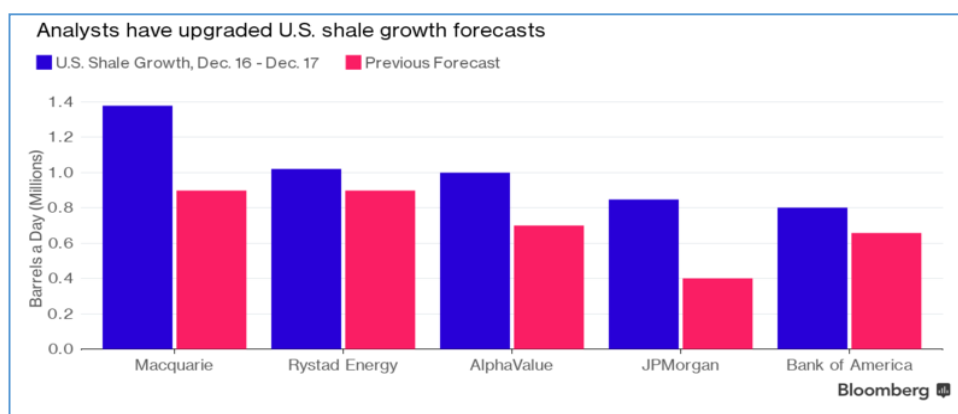
concentrer sur quatre régions seulement et de restreindre la liste des contrôles techniques pour le forage de puits à moins de 200 dans le cas des *shales* contre 20 000 dans le cas de projets conventionnels⁶².

La reprise de la production à court terme est plus rapide qu'escomptée

Grâce à l'augmentation des CAPEX et des forages en 2017, la production de LTO s'accélère. Déjà en mai 2017, la production américaine de LTO a atteint 5,3 Mb/j et celle de brut 9,3 Mb/j.

La plupart des analystes estiment, sur la base de l'augmentation constatée des activités de forage, que la production de LTO augmentera de près d'1 Mb/j entre décembre 2016 et décembre 2017 et d'1 Mb/j supplémentaire entre décembre 2017 et décembre 2018.

Graphique 40 6: Prévisions d'accroissement de la production américaine de pétrole entre décembre 2016 et décembre 2017



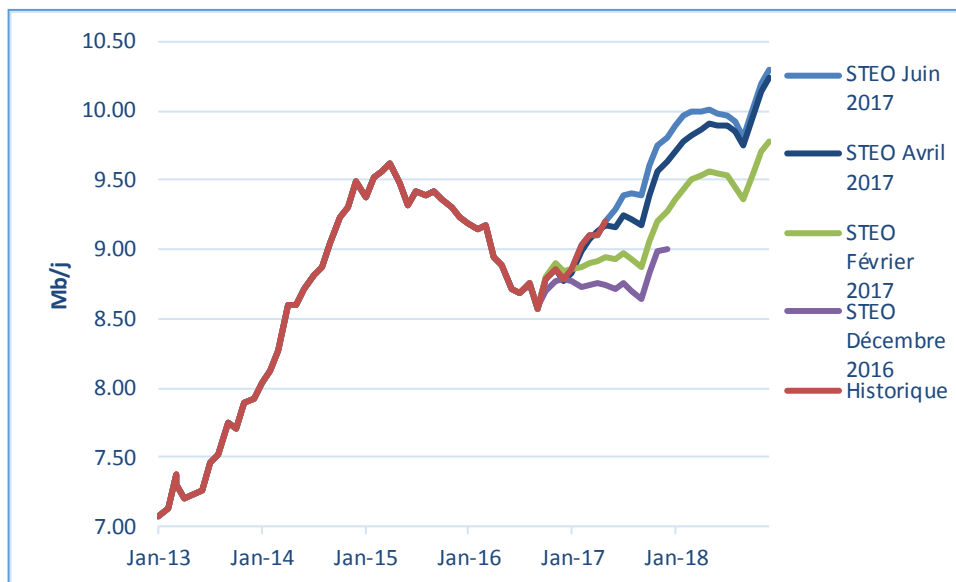
Source : Bloomberg, mai 2017⁶³.

Selon le Short-Term Energy Outlook (STEO) de juin 2017 de l'EIA, la production américaine de brut augmenterait de 5 % en 2017 à 9,3 Mb/j en moyenne (9,8 Mb/j en décembre 2017, en hausse de près de 1 Mb/j par rapport à décembre 2016) et **dépasserait le pic historique de 10 Mb/j en 2018** (10,3 Mb/j en décembre 2018 et 10 Mb/j en moyenne en 2018, soit +7 % par rapport à 2017). Fin 2016, l'EIA prévoyait une production de 8,8 Mb/j en 2017. Les projections de juin 2017 sont basées sur un prix du WTI de 50,78 \$/b en moyenne en 2017 et de 53,61 \$ en 2018.

62. Reuters, « Shell Puts Revamped Shale Arm at Heart of Future Growth », 20 juin 2016, disponible sur : www.reuters.com.

63. Bloomberg, « U.S. Shale Roars Back at OPEC », 19 mai 2017, disponible sur : <http://bloomberg.com>.

Graphique 741 : Production américaine de pétrole brut et prévisions de l'EIA pour 2017 et 2018



Source : EIA.

La décision de l'OPEP de limiter sa production dans le but de réduire l'excédent d'offre a réduit la volatilité des prix et permis leur stabilité à près de 50 \$/b⁶⁴, aidant involontairement les producteurs américains. **La baisse de la production de pétrole de l'OPEP (environ 1,2 Mb/j depuis le 1^{er} janvier 2017) pourrait être complètement compensée par la hausse de la production américaine. Celle-ci pourrait atteindre 10 Mb/j d'ici la fin mars 2018, soit 1,2 Mb/j de plus qu'en décembre 2016.**

La stratégie de rééquilibrage du marché par l'OPEP mise sur une hausse des coûts dans les shales, due à la reprise de l'activité, et à terme une réduction du *high grading*. Ces deux facteurs devraient limiter la production de LTO. Mais la production du Permian défie ces prévisions. Elle pourrait atteindre 3 Mb/j en mars 2018, soit 0,9 Mb/j de plus qu'en décembre 2016 et serait responsable de la majeure partie de l'accroissement de la production américaine.

64. Notons toutefois que les prix ont baissé en juin 2017, suite à la reprise rapide de la production américaine, la hausse des stocks commerciaux des pays de l'OCDE et les attentes du marché déçues par le fait que l'OPEP n'ait pas annoncé des réductions plus poussées de sa production. La réduction de production de l'OPEP est largement inférieure aux réductions antérieures du cartel, certainement pour ne pas faire remonter les prix trop vite et trop haut et, ainsi ne pas encourager la production de LTO américaine.

Mais toujours de larges incertitudes à long terme

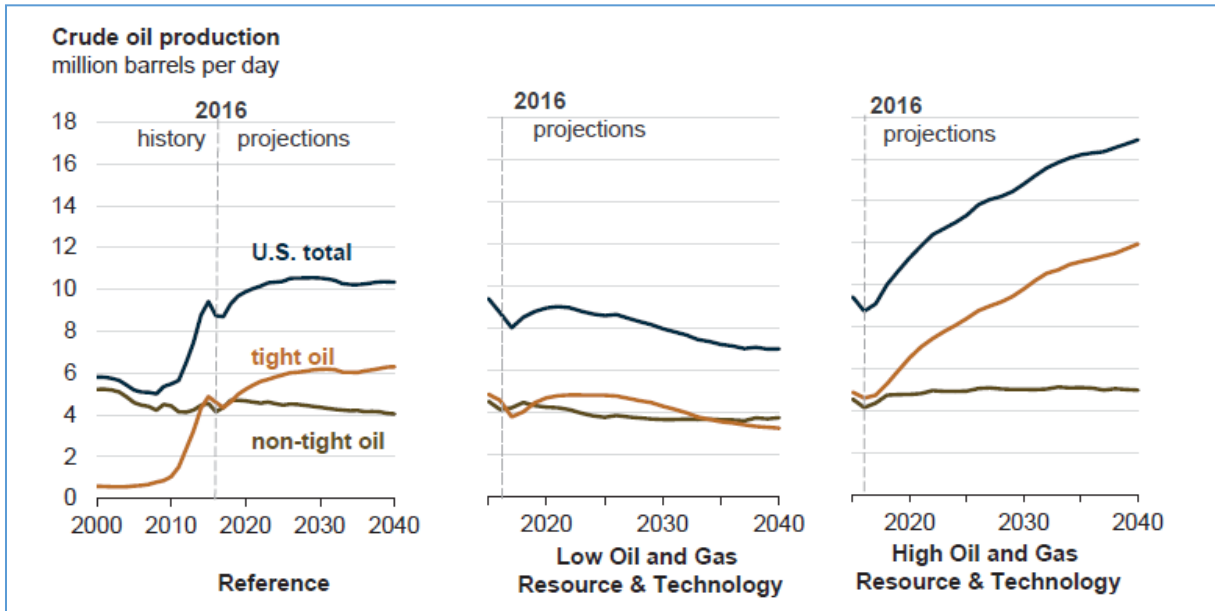
À plus long terme, le niveau de production de LTO dépend principalement de l'évolution du prix du brut, du niveau des ressources et du développement des technologies permettant d'accroître le niveau de récupération de pétrole des roches-mères. Ce niveau demeure toujours très incertain étant donné le manque de connaissances historiques sur la production et l'incertitude sur les gains de productivité futurs, qui influenceront le coût de production. Les scénarios de l'EIA (*Annual Energy Outlook AEO2017*) illustrent ces incertitudes (jusqu'à présent, les réalisations ont été systématiquement en ligne avec le scénario le plus optimiste de l'EIA) :

- Dans le scénario de référence, la production américaine de LTO augmente de 4,25 Mb/j en 2016 à environ 6 Mb/j d'ici 2025 et continue de croître légèrement après 2025.
- Dans le scénario le plus optimiste en ce qui concerne les coûts et la technologie (*High Oil and Gas Resource and Technology case*), la production de LTO atteint près de 9 Mb/j en 2025 et continue sa hausse à 12 Mb/j en 2040.
- Dans le scénario le plus pessimiste en termes de ressources et de coûts (*Low Oil and Gas Resource and Technology case*), la production de LTO atteint 5 Mb/j en 2025, mais décroît rapidement après cette date.

Les scénarios de l'AIE (WEO 2016) illustrent également l'extrême dépendance de la production de LTO à l'estimation des ressources. L'AIE montre également la forte dépendance de la production de LTO aux prix du pétrole. En 2025, avec un prix du brut de 50 \$/b, la production de LTO serait inférieure à 3 Mb/j, alors qu'à un prix de 130 \$/b, elle atteindrait 7 Mb/j (dans les deux cas, avec l'hypothèse de ressources à 80 Gb).

La production de pétrole brut américaine dépend principalement du niveau de production de LTO et s'élève à 10,4 Mb/j en 2025 (10 à 10,5 Mb/j après cette date) dans le scénario de référence de l'EIA, 8,6 Mb/j dans le scénario le plus pessimiste et 13,3 Mb/j dans le scénario le plus optimiste.

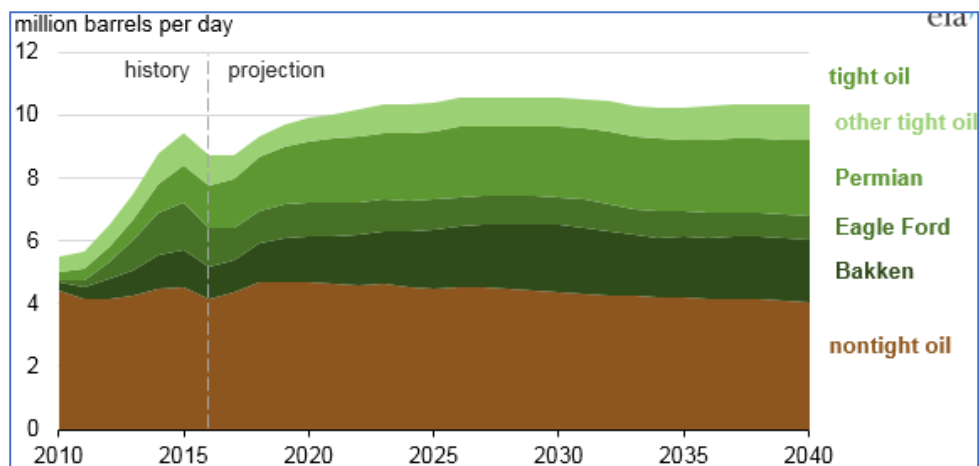
Graphique 42 : Scénarios de production de pétrole de l'EIA



Source : EIA, AEO 2017, janvier 2017.

La hausse de la production de LTO s'explique principalement par les accroissements de production dans le Permian et le Bakken.

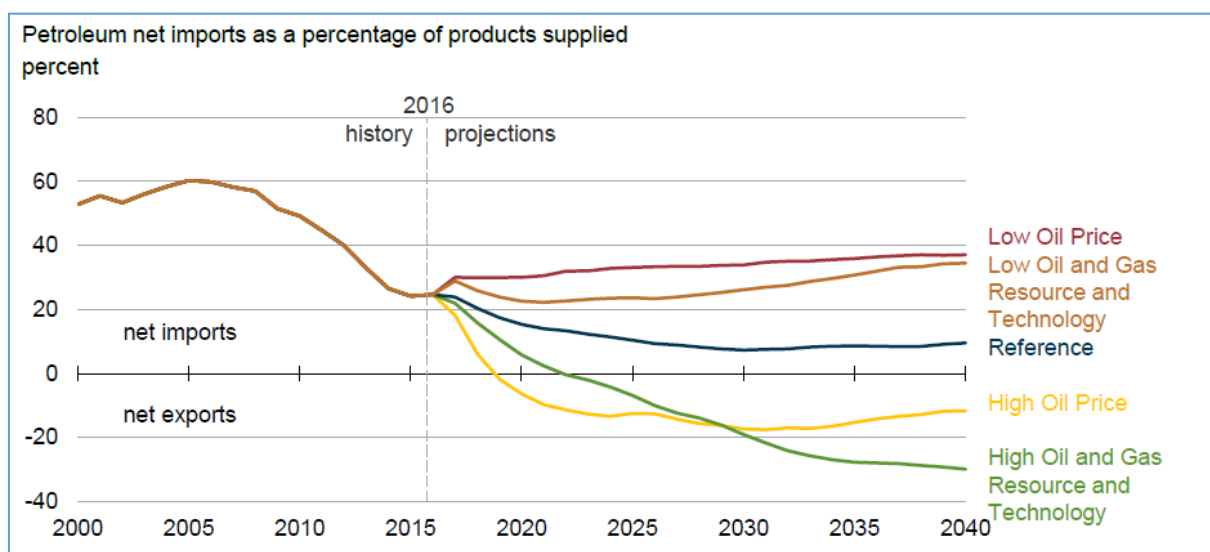
Graphique 438 : Production de pétrole par bassin à l'horizon 2040 (scénario de référence)



Source : EIA, AEO 2017.

Dans le scénario de référence de l'EIA, les États-Unis demeurent un importateur net de pétrole et produits pétroliers, mais leurs importations nettes décroissent à 2,1 Mb/j en 2025. Dans le scénario le plus optimiste en termes de ressources et coûts, ils deviennent exportateurs nets (1,3 Mb/j en 2025 et 4 Mb/j en 2040), ce qui bouleverserait encore plus l'équilibre mondial du marché pétrolier.

Graphique 44 : Évolution de la dépendance vis-à-vis des importations nettes de pétrole et produits pétroliers



Source : AEO 2017.

L'ampleur des fourchettes de production, mais aussi l'impossibilité actuelle de conclure sur le niveau des ressources techniquement récupérables et leurs coûts, montrent l'exercice périlleux auquel est confronté l'OPEP dans sa quête de rééquilibrage du marché, tant la production de LTO américaine reste imprévisible, tout comme la faculté des opérateurs américains à s'adapter à un contexte changeant.

Conclusion : LES LTO, un casse-tête pour l'OPEP... et les prévisionnistes

Après plus de deux ans de prix bas du pétrole, **les LTO ont passé leur premier test avec succès**. Alors que l'effondrement des prix du pétrole devait entraîner une baisse rapide de la production avec un certain décalage, la réalité a été toute autre, en particulier dans le Permian, où la hausse de la production s'est poursuivie. Dans les autres bassins, la réduction de la production a été modérée. Les opérateurs ont pourtant réagi rapidement à la chute des prix en réduisant drastiquement leur CAPEX et le nombre de forages, mais ceux-ci ont repris dès que les prix ont atteint 50 \$.

Les pétroles non conventionnels et leur *business model* étaient, somme toute, mal compris, et le sont certainement encore, tant ils sont nouveaux et évolutifs. L'inélasticité de la production de LTO à la baisse des prix s'explique par plusieurs facteurs, dont certains sont structurels (gains d'efficacité et de productivité, par exemple, mais aussi le déclin lent de la base des puits existants) et d'autres cycliques (chute des coûts unitaires liée, en particulier, à celle du coût des services, et *high grading*).

La réduction des prix breakeven a certainement été le facteur le plus surprenant puisque les coûts se sont adaptés aux niveaux des prix. Mais certains facteurs de cette baisse sont cycliques et devraient s'inverser avec la reprise de l'activité, et à terme, le développement de puits dans des zones périphériques. Il convient également de souligner que les prix *breakeven* très bas, avancés par certains opérateurs, s'expliquent par la définition de ces prix : coûts *mid-cycle*, plutôt que coûts complets.

La résilience de la production de LTO a montré que les producteurs américains n'étaient pas tant que cela des *swing producers*. En cas d'excédent du marché et de baisse des prix, ils mettent en place des stratégies de résilience avec pour effet une réponse limitée de la production. En cas de besoins accrus des marchés et de hausse des prix, on peut bien sûr s'attendre à une réponse forte des LTO, mais là aussi, on ne peut espérer une réponse aussi rapide que celle permise par l'existence de capacités excédentaires.

La production de LTO a un impact déterminant sur les prix du pétrole. Dans un marché excédentaire, tel que celui qui caractérise le marché pétrolier depuis la mi-2014, les prix ont tendance à s'aligner sur les prix d'équilibre des LTO et peuvent chuter jusqu'aux prix *breakeven mid-cycle* des LTO (ce que l'on a observé en janvier et février 2016), alors que le prix complet agit comme prix-plafond. Ce prix est aujourd'hui estimé à 50-55 \$/b, mais devrait s'accroître avec l'inflation des coûts.

Par ailleurs, **la baisse des coûts unitaires observée dans les schistes s'est propagée à l'ensemble de l'industrie pétrolière.** Cette baisse milite en faveur d'un prix bas (par rapport aux prix observés entre 2010 et 2014) sur une plus longue durée. La baisse des coûts permet aujourd'hui une reprise sélective de l'investissement dans l'industrie pétrolière, comme le montrent les décisions récentes portant sur l'expansion de la production de Tengiz au Kazakhstan, ou les projets offshore de Mag Dog (États-Unis) et de White Rose West project (Canada). Selon Rystad Energy, 17 projets (pétrole et gaz) qui avaient été repoussés depuis 2014 à cause de la baisse des prix, ont finalement été approuvés en 2017⁶⁵. Mais la baisse des investissements depuis 2014 a entraîné le report de plus de 100 projets (avec des réserves équivalentes à 35 Gbep), ce qui, à terme, pourrait entraîner un déséquilibre entre l'offre et la demande, et donc une envolée des prix.

Les facteurs de la résilience de la production de LTO ont comme conséquence de rendre la prévision beaucoup plus compliquée, voire impossible, tant l'adaptation des LTO à un contexte changeant est rapide et leur potentiel, en termes de ressources et de coûts, encore mal connu. Ces incertitudes se traduisent par des fourchettes de production possible à moyen-long terme si larges qu'elles en deviennent inutiles. L'impossibilité de prévoir la production et ses coûts exclut tout investissement portant sur des projets à coût élevé. Le corollaire est un accroissement de l'investissement dans les *shales* à cycles courts, comme en témoignent les stratégies des majors américaines.

Même à court terme, l'exercice de prévision est périlleux comme le montre la révision (à la hausse) des prévisions de l'EIA ou de l'AIE de la production de brut américaine au cours du premier semestre 2017. Les LTO surprennent de nouveau le marché par une reprise plus forte qu'escomptée.

65. Rystad Energy, « More Delayed Projects Sanctioned H1 2017 than the Entirety of 2016 », 2 juin 2017, disponible sur : www.rystadenergy.com.

Dans ce contexte, **l'exercice de rééquilibrage des marchés par l'OPEP est lui aussi compliqué, et il l'est doublement**, puisqu'il s'agit de réajuster la production à la demande, et d'éponger les stocks excédentaires accumulés au cours des deux dernières années. À ces préoccupations se rajoutent les incertitudes sur la demande de pétrole dans un contexte de transition énergétique et d'efficacité énergétique accrue. Si le premier objectif de l'OPEP semble être atteint (selon l'AIE (2017), la production mondiale est maintenant proche de la demande mondiale), l'augmentation de la production de LTO à court terme pourrait lourdement peser sur le second objectif. Les stocks américains, qui atteignent des sommets, ne semblent pas être disposés à baisser rapidement.

L'OPEP exerçait auparavant son pouvoir de marché dans un environnement où les nouvelles sources d'approvisionnement avaient des cycles longs et des coûts élevés. Cet environnement a changé. L'augmentation de la production de LTO signifie qu'une part de plus en plus importante des investissements en E&P réagit rapidement aux variations de prix et, grâce aux cycles courts des LTO, peut tout aussi rapidement transformer ces investissements en production. Par ailleurs, alors que les coûts de production des LTO étaient parmi les plus élevés en 2014, ils se situent maintenant au milieu de la courbe des coûts de la production pétrolière mondiale. Ainsi, on peut se demander si la stratégie actuelle de l'OPEP sera suffisante pour rééquilibrer le marché et raffermir les prix de manière durable ou si l'accélération de la production de LTO empêchera le rééquilibrage du marché, obligeant les producteurs de l'OPEP à reconduire leurs réductions de production après mars 2018... en faveur des shales américains. En attendant, ils doivent s'armer de patience et espérer que la lente baisse des stocks excédentaires de pétrole de l'OCDE sera suffisante pour rassurer les marchés. Quant aux LTO, s'ils ont réussi leur premier test réel, on ne connaît pas encore leur résilience à des cycles de *boom and bust*. La largesse financière des investisseurs pourrait s'éroder dans le cas d'un nouveau retournement du cycle.

Annexe 1 : Le *business model* des LTO – quelques rappels

Rappelons⁶⁶ que le modèle d'E&P des hydrocarbures de schiste est fort différent du modèle s'appliquant aux hydrocarbures conventionnels « explorer, découvrir, produire ». Du fait du faible risque au niveau de l'exploration, le *business model* des opérateurs de LTO s'apparente à un modèle d'exploitation industrielle (on parle aux États-Unis de *fracking factory*), visant la standardisation des opérations et des économies d'échelle importantes. Ce sont ces caractéristiques qui permettent de parler **d'exploitation industrielle des pétroles de schiste et de pétrole « manufacturés »**, à l'instar de la production industrielle⁶⁷. La production des pétroles de schiste est également caractérisée par sa **modularité**. À l'opposé des grands projets de développement de pétrole conventionnel, **le développement des pétroles de schiste est flexible**. Chaque puits constitue un projet indépendant et les opérateurs vont décider, selon les conditions économiques, de forer ou non.

La production et l'investissement dans les LTO sont également caractérisés par des **cycles courts**. Après avoir obtenu un permis de forer, il ne faut que quelques mois pour un opérateur entraîné pour mettre en place les premières fondations du forage (*spud*), forer et « compléter » le puits et le mettre en production. Les délais d'exécution des projets sont très courts (18-24 mois), alors que pour le pétrole conventionnel, l'exploration va durer plusieurs années et la production une trentaine d'années et passer par un plateau avant de décroître naturellement d'environ 5 % par an. Du fait du déclin très rapide de la production la première année, la production de LTO est très sensible au prix du brut de l'année d'exécution du forage et de sa complétion, alors que pour un projet de pétrole conventionnel, c'est le prix du brut sur la durée de vie du réservoir qui déterminera l'économie du projet.

66. S. Cornot-Gandolphe (2015).

67. Il reste toutefois, que malgré cette standardisation des opérations, chaque *play*, voire puits, est unique et requiert une fracturation hydraulique spécifique adaptée aux conditions de la roche à cet emplacement précis.

Une autre différence majeure entre les pétroles de schiste et les pétroles conventionnels, est le **coût faible d'un projet** (un puits coûte environ 6 à 7 millions \$), alors que les projets de pétrole conventionnel requièrent des centaines de millions, voire des dizaines de milliards de dollars. Le coût d'un forage et de sa « complétion » (D&C, pour *Drilling & Completion*) va varier selon les formations (en particulier selon la profondeur de la roche-mère), la portée des drains horizontaux, le degré de sophistication de la complétion (nombre d'étapes de fracturation). Ce faible coût est crucial pour le développement des gains de productivité permis par l'expérimentation de nouvelles techniques de forage et de complétion.

La production d'hydrocarbures de schiste est caractérisée par deux paramètres : la production initiale par puits (en anglais IP *initial production*) et la courbe de déclin de la production. Ces deux paramètres permettent de déterminer la récupération finale estimée (*Estimated Ultimate Recovery, EUR*). Ces paramètres varient selon les formations, mais aussi à l'intérieur de chaque formation, entre les *sweet spots* et la périphérie (puits marginaux). Alors que le taux de production initiale est très élevé, la production par puits est caractérisée par un déclin très rapide. La première année, le taux de déclin est d'environ 60 à 90 %. Dans la formation d'Eagle Ford, il se situe à 60-70 % la première année, entre 30 et 50 % la seconde année et 20 à 30 % la troisième année. Le taux de déclin se réduit graduellement à 10 % par an. Là aussi, des différences notables sont observées entre formation.

Enfin, rappelons que les prix *breakeven* cités par les opérateurs sont souvent ambigus car ils ne comportent pas forcément de précision sur les coûts inclus ou non dans leur définition (coût complet, *mid-cycle* ou *lifting costs*).

Tableaux et graphiques

Graphique 1 : Production américaine de LTO	14
Graphique 2 : Évolution du prix du WTI	14
Graphique 3 : Évolution du nombre de forages pétroliers et du prix du WTI.....	15
Graphique 4 : Évolution de la production américaine de pétrole brut (janvier 2000-mars 2017)	16
Tableau 1 : Production de pétrole et liquides aux États-Unis et dans le monde (2010-2016)	17
Graphique 5 : Courbe type de production de LTO (Permian).....	18
Graphique 6 : Augmentation des <i>Estimated Ultimate Recovery</i> (EUR) dans les bassins de LTO	18
Graphique 7 : L'amélioration de la complétion	19
Graphique 8 : Nombre de puits forés et complétés dans les quatre grands bassins pétroliers de schiste.....	20
Graphique 9 : Évolution des prix <i>breakeven</i> à la tête de puits	22
Graphique 10 : Coûts de la production pétrolière mondiale	23
2014 vs. 2016	23
Graphique 11 : Réduction du prix breakeven dans le Permian.....	24
Graphique 12 : Production de LTO selon les bassins	25
Graphique 13 : Évolution de la dette nette des producteurs américains.....	28
Graphique 14 : Évolution des <i>cash flows</i> opérationnels des opérateurs pétroliers américains	28
Graphique 15 : Part des cash flows opérationnels dédiée au service de la dette des opérateurs pétroliers américains	29
Graphique 16 : Dépréciation d'actifs dans l'amont pétrolier et gazier américain.....	30
Graphique 17 : Impact contrasté de la baisse des prix sur les opérateurs américains	32
Graphique 18 : Les faillites dans l'amont pétrolier américain	33
Tableau 2 : Les plus grosses faillites.....	34

Graphique 19 : Fusions et acquisitions dans l'amont pétrolier américain	35
Graphique 20 : Hedging de la production de pétrole par divers grands indépendants.....	38
Tableau 4 : Évolution des CAPEX américains	42
Graphique 21 : Évolution des cash flows d'exploitation et des CAPEX des opérateurs pétroliers américains	43
Graphique 22 : Source de financement des dépenses.....	43
Graphique 23 : Évolution des importations nettes de pétrole et produits pétroliers.....	46
Graphique 24 : Écart de prix entre le WTI et le Brent	47
Graphique 25 : Exportations américaines de pétrole brut	48
Graphique 26 : Destinations des exportations de pétrole brut, hors Canada, en 2016	49
Graphique 27 : Variation annuelle des exportations de pétrole et produits pétroliers, OPEP et États-Unis (2012-2016)	50
Graphique 28 : Les exportations de pétrole par région.....	51
Graphique 29 : Stocks commerciaux de pétrole des États-Unis	52
Graphique 30 : Évolution de l'indépendance pétrolière des États-Unis	53
Graphique 31 : Importations et exportations de pétrole et produits pétroliers en valeur	54
Graphique 32 : Prix breakeven des nouveaux puits (1^{er} trimestre 2017)	57
Graphique 33 : Prix breakeven des LTO selon les emplacements et l'inflation	57
Graphique 34 : Évolution mensuelle de la production dans le Permian et les autres bassins de roche-mère	58
Graphique 35 : Les formations et principaux comtés du Permian.....	59
Graphique 36 : Production de pétrole par rig dans le Permian.....	61
Graphique 37 : Prix breakeven dans le bassin du Midland.....	61
Graphique 38 : Production de pétrole et nombre de forages dans le Permian	62
Graphique 39 : Prévisions de production pétrolière dans le Permian ..	63
Graphique 40 : Prévisions d'accroissement de la production américaine de pétrole entre décembre 2016 et décembre 2017.....	66

Graphique 41 : Production américaine de pétrole brut et prévisions de l'EIA pour 2017 et 2018	67
Graphique 42 : Scénarios de production de pétrole de l'EIA	69
Graphique 43 : Production de pétrole par bassin à l'horizon 2040 (scénario de référence)	69
Graphique 44 : Évolution de la dépendance vis-à-vis des importations nettes de pétrole et produits pétroliers	70

Références

Agence internationale de l'énergie (AIE), World Energy Outlook 2016 (WEO2016), novembre 2016

AIE, Oil Market Report, mai 2017

Baker Hughes, « North America rig count »

BP, Statistical Review of World Energy, 2017, juin 2017

Center on Global Energy Policy, Reserve base lending and the outlook for shale oil and gas finance, mai 2017, Columbia-SIPA

Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook 2016, January 2017

EIA, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2016, January 2017,

EIA, Oil and Gas Supply Module, janvier 2017

EIA, Short-Term Energy Outlook (STEO),

EIA, Drilling Productivity Report (DPR)

Federal Reserve Bank of Dallas, Energy Survey, First Quarter, 29 mars 2017 disponible sur www.dallasfed.org

Gaswirth, S.B. (2017), Assessment of continuous oil resources in the Wolfcamp shale of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas, 2016: U.S. Geological Survey Open File-Report 2017-1013, 14 p.

Haynes and Boone (2017a), Borrowing Base Redeterminations Survey, 4 avril

Haynes and Boone (2017b), Oil Patch Bankruptcy Monitor, 27 avril

IFPEN (2017), Les investissements en exploration-production et raffinage en 2016, mars

Sylvie Cornot-Gandolphe (2015), La révolution des pétroles de schiste: le test du *business model* est en cours, Notes de l'Ifri, janvier

Marra, K.R., Gaswirth, S.B., Schenk, C.J., Leathers-Miller, H.M., Klett, T.R., Mercier, T.J., Le, P.A., Tennyson, M.E., Finn, T.M., Hawkins, S.J., and Brownfield, M.E. (2017), Assessment of undiscovered oil and gas resources in the Spraberry Formation of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas, 2017: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2017-3029, 2 p.

MIT (2016), Tight Oil Development Economics: Benchmarks, *Breakeven* Points, and Inelasticities, août (révisé en décembre), CEEPR WP 2016-012, CEEPR,

Oxford Institute for Energy Studies (OIES) (2016), Unravelling the US Shale Productivity Gains, novembre

Oil and Gas Journal (2016), Capital expenditures to be squeezed further in 2016, 7 mars

Oil and Gas Journal (2017), North American upstream spending to soar in 2017, 6 mars

OPEC (2017), Annual Statistical Bulletin

Pioneer Natural Resources (2016), Q4 2016 earnings and 2017 capital program, 8 février <http://investors.pxd.com>

Université de Genève (2014), Assainissement de l'entreprise Conversion de créances d'une société surendettée, Diana Barbier-Mueller, 15 mars



ifri

institut français
des relations
internationales