Note de l'Ifri

La révolution des pétroles de schiste aux États-Unis

Le test du *business model* est en cours

Sylvie Cornot-Gandolphe

Janvier 2015

ifri Centre Énergie

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 : 978-2-36567-350-1
© Ifri – 2014 – Tous droits réservés

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
Email : ifri@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
Email : bruxelles@ifri.org

Site Internet : *Ifri.org*

Résumé

Après la révolution des gaz de schiste, les États-Unis vivent depuis 2010 une deuxième révolution avec le développement très rapide des *Light Tight Oil* (LTO) ou pétroles de schiste. Ce développement a permis d'augmenter la production de pétrole et de liquides du pays, faisant des États-Unis le premier producteur au monde, devant l'Arabie Saoudite et la Russie. La production des LTO représente maintenant 55 % de la production américaine de pétrole et a permis aux États-Unis de diminuer leurs importations de pétrole, d'augmenter leurs exportations de produits pétroliers. Elle a aussi des répercussions importantes sur le marché pétrolier mondial, les flux échangés et plus récemment les prix du pétrole.

Tout comme les gaz de schiste, cette production a un impact très positif sur l'économie des États-Unis, en particulier sur sa balance commerciale, mais aussi sa sécurité d'approvisionnement pétrolier. Elle a permis au pays de réduire la dépendance de sa consommation pétrolière vis-à-vis des importations de 60 % en 2005 à 27 % en 2014. Il convient également de noter les conséquences industrielles importantes de ce développement dans le secteur du raffinage américain, qui réalise des marges importantes, grâce au différentiel de prix entre le Brent et le WTI.

La chute des prix du pétrole, de plus de 50 % pour le WTI entre juin et début janvier 2015, entraîne une incertitude majeure sur la capacité des producteurs américains à poursuivre l'investissement nécessaire à la continuation de cette révolution. Les dépenses d'exploitation (OPEX) de la production des LTO étant limitées, la production des puits existants n'est pas remise en question. Mais la production est caractérisée par un déclin très rapide de la production initiale par puits (entre 60 et 90 % la première année), qui requiert des investissements en continu dans de nouveaux puits pour maintenir/accroître la production. Ce déclin très rapide induit une forte dépendance des projets au prix du brut de la première année de production, contrairement aux pétroles conventionnels, dont l'économie est fondée sur des durées beaucoup plus longues. Ainsi, la chute des prix fait craindre un arrêt des investissements dans les pétroles de schiste et une chute de la production.

Les prix *breakeven*, ou prix d'équilibre ou point mort, nous renseignent sur le prix minimum nécessaire aux projets de forage pétrolier pour être rentables. Il convient cependant d'en nuancer la portée. Le coût de production des LTO est un facteur déterminant, mais il est pratiquement spécifique à chaque puits, tant les propriétés

© Ifri

géologiques d'un bassin à un autre diffèrent, y compris à l'intérieur d'une même formation entre les *sweet spots* et les puits à la périphérie. Il apparaît que les trois formations/bassins déjà bien développés (Eagle Ford, Bakken et le bassin Permian), qui produisent la majeure partie de la production actuelle, ont des *sweet spots* offrant des prix *breakeven* relativement bas, surtout si l'on considère les coûts d'acquisition des surfaces et les coûts en infrastructures comme échoués (coûts « mid-cycle »). On peut donc s'attendre à un déplacement de l'activité de forage vers les *sweet spots* de ces bassins, ce que confirment les annonces faites par les opérateurs et la répartition de la baisse des forages par formation/état observée depuis décembre 2014.

Par ailleurs, les progrès technologiques et la réduction escomptée du coût des services de forage et « complétion » accroissent la résistance des opérateurs aux prix bas. Les progrès technologiques font partie intégrante de l'industrie des hydrocarbures de *roche-mère* et ont permis de réaliser des gains d'efficacité et de productivité significatifs. La réelle percée s'est produite au cours des deux dernières années avec l'apparition du forage horizontal à longue portée (jusqu'à 3 kilomètres) combiné à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. En 2014, les entreprises ont testé avec succès la réduction de l'espacement entre puits. Cette nouvelle stratégie est importante dans le contexte actuel puisqu'elle permet de forer de nouveaux puits dans des formations déjà développées, sans coût additionnel d'exploration et d'infrastructures.

Mais les prix *breakeven* ne suffisent pas à eux seuls à expliquer le niveau d'investissement à venir. D'autres critères importants, tels que les *cash flows* disponibles, le montant de la dette, les stratégies de *hedging* de la production, spécifiques à chaque opérateur, vont également déterminer la capacité des opérateurs à réinvestir dans de nouveaux puits. La plupart des indépendants américains ont largement fait appel à l'endettement pour financer leurs programmes de forage. La poursuite de cette stratégie requiert qu'ils aient toujours accès aux marchés des capitaux à des taux avantageux, comme cela a été le cas depuis 2010. La question est encore plus cruciale pour certains indépendants qui consacrent une part importante de leurs recettes au service de leur dette. Comme les réserves d'hydrocarbures de schiste servent de garantie aux emprunts, la chute du prix du pétrole va réduire la valeur des actifs et la capacité des opérateurs à s'endetter, voire dans certains cas, à rembourser leurs emprunts, une situation aggravée par la baisse des revenus. Les sociétés les plus endettées, en particulier, celles qui ont recours à l'endettement via le marché des *junk bonds* sont les plus exposées, suite à la baisse des prix des *junk bonds* et la hausse des rendements demandés par les investisseurs sur ce marché. Si la baisse des prix se prolonge, certains indépendants ne pourront pas continuer à financer leurs programmes de forage, même dans le cas où les forages seraient rentables. On peut donc s'attendre à un mouvement de consolidation

© Ifri

du secteur. D'un autre côté, de nombreux opérateurs ont vendu une part importante de leur production de 2015 sur les marchés à terme, les immunisant en partie de la chute des prix. Ainsi, l'impact de la chute des prix du brut sera différencié, non seulement en fonction des bassins pétroliers, mais aussi des opérateurs.

La tendance de fond de 2015 se dessine. Les opérateurs qui ont annoncé leur budget 2015 en novembre/décembre 2014 prévoient des réductions de leurs dépenses en capital (CAPEX) de 20 à 50 % et une baisse de l'activité forage équivalente. Toutefois, malgré ces réductions, la plupart des indépendants américains espèrent augmenter leur production en se focalisant sur les bassins les plus productifs, en différant les travaux exploratoires de nouvelles formations et en réduisant leurs coûts, en particulier ceux liés au forage et à la « complétion ». La croissance de la production devrait toutefois ralentir par rapport à 2014 : des hausses de 10 à 20 % sont annoncées, à comparer aux 28 % de croissance réalisée en 2014 pour la production totale de LTO.

C'est à la fois le niveau des prix et sa durée qui va déterminer l'ampleur de la réaction des producteurs de pétrole de schiste américains, qui dépend également de la réponse des autres producteurs de pétrole conventionnel et non conventionnel. Si la baisse des prix se prolonge, elle devrait ralentir la croissance de la production de LTO, mais pas l'annuler complètement. Sur la base d'un prix moyen du WTI de 55 $ en 2015 (et 71 $ en 2016), l'Energy International Administration (EIA) prévoit une augmentation de la production américaine de pétrole de 0,6 Mb/j en 2015, la moitié de la hausse observée en 2014.

La capacité des producteurs américains de LTO à résister aux niveaux bas des prix et s'adapter aux cycles pétroliers est un test non seulement pour les États-Unis, mais aussi pour tous les pays qui cherchent à développer leurs hydrocarbures de roche-mère.

© Ifri

Structure du rapport

Ce rapport dresse un état des lieux de la production de LTO aux États-Unis et s'interroge sur les conséquences de la chute des prix du pétrole sur son niveau futur. Le premier chapitre fait le bilan des cinq années de cette nouvelle révolution qui fait suite à celle des gaz de schiste. Il s'intéresse aux évolutions les plus marquantes : le développement spectaculaire de la production, la baisse des importations de pétrole et à l'opposé la hausse des exportations de produits pétroliers et la marche vers l'indépendance pétrolière.

Le deuxième chapitre éclaire sur les spécificités des pétroles de schiste et du *business model* qui en découle, fort différent de celui de l'Exploration Production (E&P) du pétrole conventionnel. Il analyse l'économie des LTO et les prix *breakeven* nécessaires à la poursuite de l'investissement.

Les progrès technologiques, qui sont au cœur de la révolution des hydrocarbures de roche-mère, sont traités dans le troisième chapitre, qui décrit les évolutions récentes et les améliorations attendues à court et moyen terme.

La situation financière des producteurs de LTO est également un facteur déterminant des niveaux d'investissement à venir. Les principaux indicateurs financiers du secteur sont présentés dans le quatrième chapitre.

Enfin, le cinquième chapitre étudie l'impact de la baisse des prix sur les CAPEX des opérateurs américains et sur l'activité de forage. Sur la base des projections de l'Energy Information Administration, il conclut sur la résistance de la production de LTO à la baisse des prix.

© Ifri

Sommaire

LES ÉTATS-UNIS : NOUVELLE PUISSANCE PETROLIERE 7

Des gaz de schiste aux huiles de schiste 7

L'augmentation de la production de pétrole aux États-Unis ... 9

L'essor fulgurant des pétroles de schiste..... 9

Une hausse considérable de la production de liquides de gaz naturel 11

Les États-Unis premier producteur au monde de pétrole et de liquides 12

L'accroissement de la production est principalement constituée de pétroles légers..... 13

Un changement radical du commerce mondial de pétrole et de produits pétroliers 14

Une réduction drastique des importations de pétrole brut..... 14

Les États-Unis sont devenus des exportateurs nets de produits pétroliers..... 16

Vers l'indépendance pétrolière 18

Vers la levée de l'interdiction d'exportation de pétrole brut... 19

LE *BUSINESS MODEL* ET L'ECONOMIE DES PETROLES DE SCHISTE 24

Caractéristiques de l'E&P des pétroles de schiste 24

Un risque faible au niveau de l'exploration 24

Une exploitation « industrielle »..... 25

Le rôle crucial des indépendants 30

Le *business model* et l'économie des pétroles de schiste 31

Prix *breakeven* 33

UNE INDUSTRIE CARACTERISEE PAR L'INNOVATION ET LES GAINS DE PRODUCTIVITE 39

Efficacité croissante du forage grâce au forage multi-puits à longue portée et à la fracturation à étapes multiples..... 40

Amélioration de la gestion des projets 45

Gains de productivité futurs 46

© Ifri

DES DEFIS FINANCIERS A RELEVER 49
Les opérateurs américains : des profils très différents 49
Résultats financiers en amélioration au 3e trimestre 2014 50
Recours à l'endettement 51
Ventes d'actifs 53
Ventes à terme de la production..... 53
Un environnement difficile en 2015..... 55
CONSEQUENCES DE LA BAISSE DES PRIX A COURT TERME..... 58
Une baisse spectaculaire des prix du brut 58
Réduction des CAPEX..... 59
Baisse des forages et permis 63
La résistance de la production américaine..... 65
CONCLUSION..... 68
Un impact différencié selon les formations et les opérateurs..... 69
Des conséquences au-delà des LTO et des États-Unis 70
ANNEXE 1 : TROIS FORMATIONS ASSURENT LA PLUS GROSSE PARTIE DE LA PRODUCTION DE LTO 72
Bakken..... 72
Eagle Ford..... 73
Le bassin Permian..... 74
ANNEXE 2 : DES RESERVES DE PETROLE EN FORTE HAUSSE 76
ANNEXE 3 : NOMBRE DE PLATEFORMES ACTIVES AUX ÉTATS UNIS..... 79
LISTE DES TABLEAUX, FIGURES ET CARTES 80
RÉFÉRENCES 83

© Ifri

Les États-Unis : nouvelle puissance pétrolière

Des gaz de schiste aux huiles de schiste

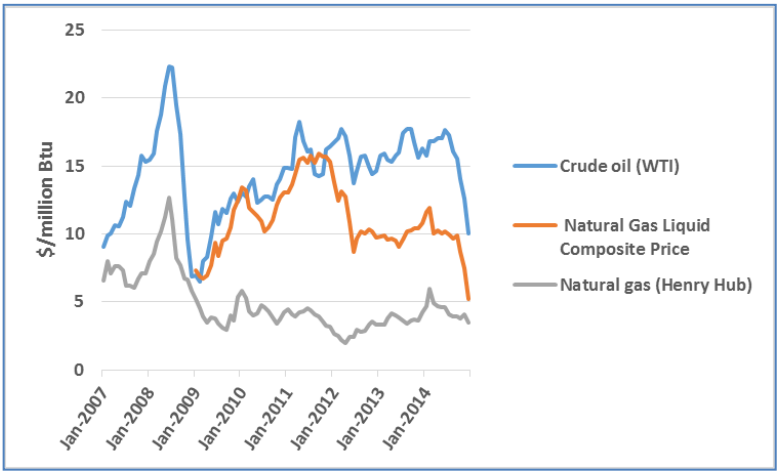
La révolution des hydrocarbures de roches-mères (aussi désignés gaz et pétrole de schiste et ***light tight oil*** (LTO) pour les pétroles[1]) a tout d'abord concerné les gaz de schiste, dont la production brute est passée de 51 milliards de mètres cubes (Gm^3) en 2007 à 374 Gm^3 en 2014, représentant 52 % de la production brute totale des États-Unis. Le développement fulgurant de la production a entraîné une surcapacité de production et fait chuter les prix du gaz sur le marché américain. Le prix spot Henry Hub s'est effondré, passant de 8,90 $/million de British thermal units (MBtu) en moyenne en 2008 à environ +/-4 $/MBtu depuis, avec une chute en 2012 à 2,75 $/MBtu et une hausse à 6 $/MBtu début 2014, suite à l'épisode de froid glacial qui a sévi au nord-est du pays. En 2014, le prix Henry Hub s'est établi à 4,4 $/MBtu en moyenne, une hausse de 18 % par rapport à la moyenne 2013 (3,73 $/MBtu). La valorisation du pétrole, 4 à 5 fois supérieure à celle du gaz naturel au cours des trois dernières années, a conduit à un changement radical de la stratégie des opérateurs américains, qui depuis 2010, ont recherché les bassins produisant du gaz humide (comportant des liquides de gaz naturel[2], LGN), du pétrole et des condensats. Comme le montre la figure 1 ci-dessous, le prix du WTI, le brut de référence aux États-Unis, s'établissait jusqu'à sa chute récente à environ 17 $/MBtu, contre environ 4 $/MBtu pour le gaz naturel et 10 $/MBtu pour les liquides de gaz naturel.

[1] Il ne faut toutefois pas les confondre avec les pétroles de réservoirs étanches, *tight oil,* qui eux ont migré de la roche-mère vers un réservoir, contrairement aux pétroles de schiste, qui sont contenus dans la roche-mère.

[2] Le gaz humide contient du méthane (principal composant du gaz naturel), mais aussi des liquides de gaz naturel (éthane, propane, butanes et C5+).

© Ifri

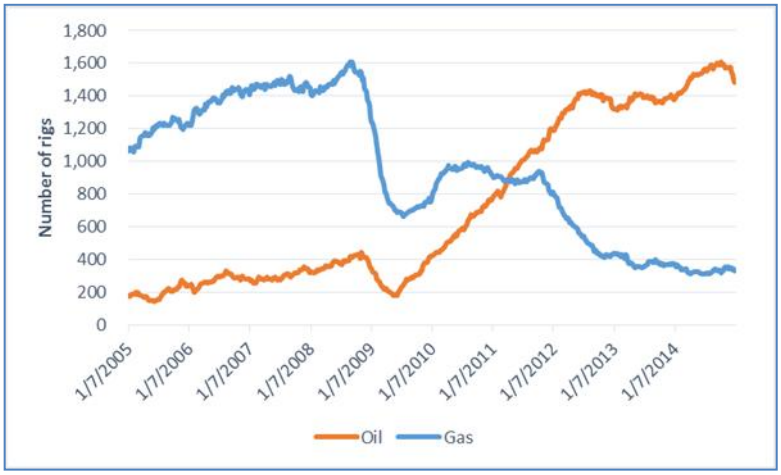
Figure 1 : Prix comparés du gaz naturel, des LGN et du WTI aux États-Unis (janvier 2007-décembre 2014)



Source : EIA (sauf prix des LGN d'octobre à décembre 2014 estimés sur la base du prix spot du propane à Mont Belvieu)

L'activité de forage, concentrée à 80 % sur le gaz naturel avant 2009, a rapidement été réorientée vers les bassins de gaz humide et de pétrole, assurant une plus grande rentabilité. La rupture a été très rapide : entre début 2009 et la fin 2010, on est passé de 200 plateformes orientées vers la production pétrolière à environ 800, soit la moitié des plateformes de forage à terre aux États-Unis à cette date. La tendance s'est poursuivie jusqu'à présent : 82 % des plateformes visent les bassins pétroliers fin 2014.

Figure 2 : Répartition des activités de forage entre pétrole et gaz aux États-Unis (janvier 2005-décembre 2014)



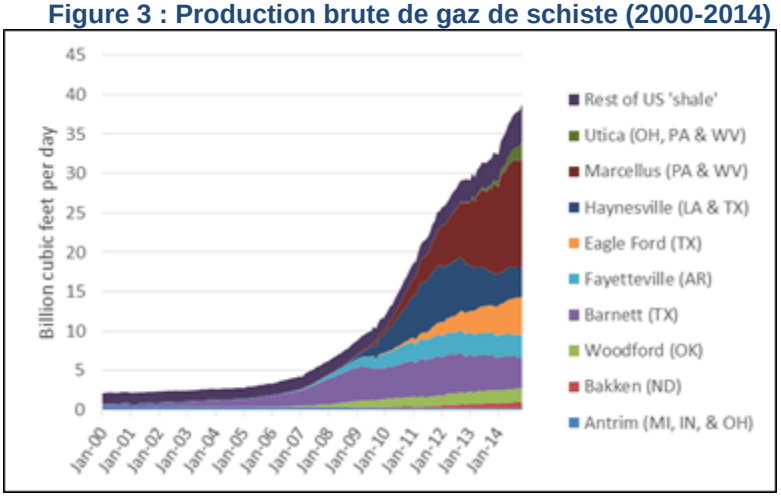
Source : Baker Hughes, Rig count

Il est intéressant de souligner que malgré la chute du nombre de plateformes dédiées aux forages gaziers, la production a poursuivi sa hausse. Elle s'est toutefois modifiée significativement : l'activité s'est déplacée vers les bassins les plus productifs (Marcellus,

© Ifri

Barnett), au détriment des bassins moins productifs, et vers la production de gaz associé issue des bassins pétroliers (Eagle Ford en particulier) ; les forages verticaux ont pratiquement disparu au profit des forages horizontaux. Cette tendance peut préfigurer la réaction des opérateurs pétroliers américains face à la chute actuelle des prix du brut (cf. Chapitre 5).

Figure 3 : Production brute de gaz de schiste (2000-2014)



Source : EIA

L'augmentation de la production de pétrole aux États-Unis

L'essor fulgurant des pétroles de schiste

Le déplacement de l'activité forage vers l'exploitation des huiles de schiste a immédiatement porté ses fruits en termes de production. La production de LTO s'est accrue de manière spectaculaire, passant de 1,5 million de barils par jour (Mb/j) en 2010 à 4,7 Mb/j en 2014 (premières estimations EIA), dont 4 Mb/j de pétrole et 0,7 Mb/j de condensats. Elle représente maintenant 55 % de la production américaine de pétrole et condensats (8,6 Mb/j en 2014). En décembre 2014, la production de LTO atteint un record de 5,2 Mb/j, en hausse de 1,2 Mb/j par rapport à décembre 2013 et ceci malgré le déclin des prix depuis juillet.

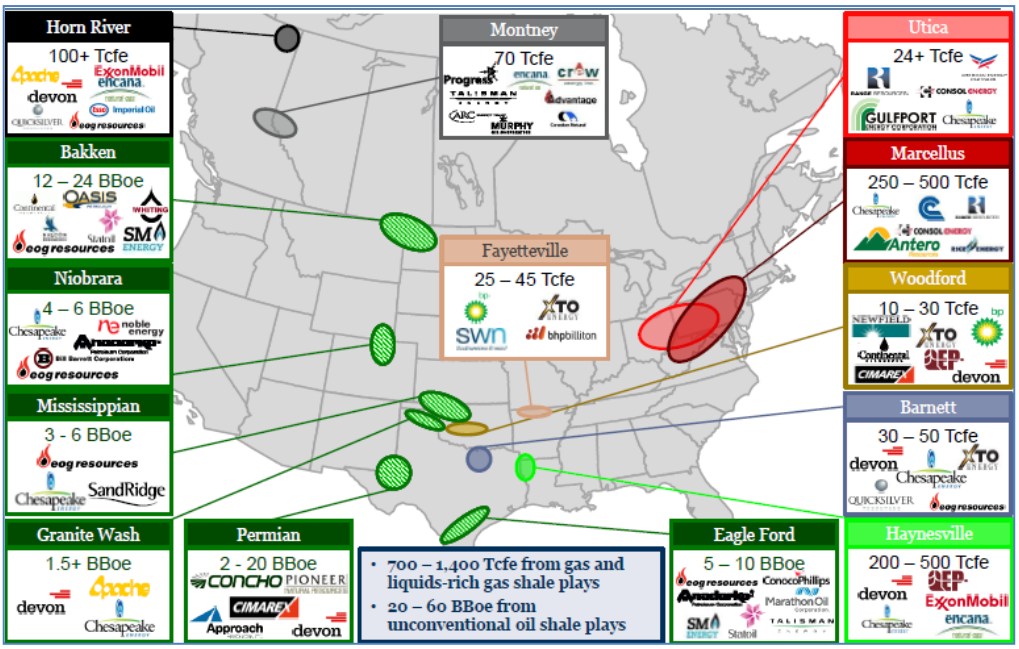
La croissance entre 2010 et 2014, 3,2 Mb/j, excède largement la croissance de la production dans le reste du monde, faisant des **LTO américains la première source de croissance de la production mondiale de pétrole.** La croissance de la production a été tirée par l'augmentation des investissements, l'amélioration de l'efficacité des forages et une meilleure productivité des puits.

Les principales formations de production de pétrole de schiste en 2014 comprennent les formations d'Eagle Ford et de Wolfcamp au Texas, Bakken-Three Forks au Dakota du Nord, les formations de Spraberry et Bone Spring au Nouveau Mexique, Woodford dans

© Ifri

l'Oklahoma, Niobrara dans le Colorado, Green River dans l'Utah, Utica et Point Pleasant dans l'Ohio, et Marcellus en Virginie Occidentale et Pennsylvanie.

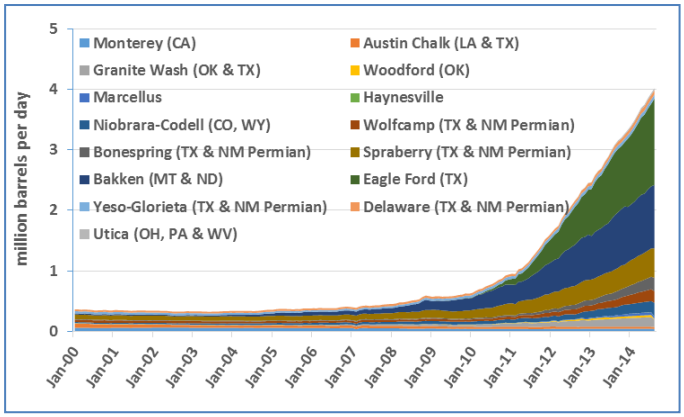
Carte 1: Principales formations de pétrole et gaz de schiste aux États-Unis



Source : <www.ndoil.org/?id=279&page=2014+WBPC+Presentations>

Trois formations/bassins assurent 90 % de la production : la formation de Bakken, la première développée, celle d'Eagle Ford et le bassin du Permian, qui comprend six principales formations : Spraberry, Bone Spring, Wolfcamp, Delaware, Yeso et Glorietta (cf. Annexe 1). L'accroissement de la production est principalement dû aux formations de Bakken, d'Eagle Ford et de Wolfcamp, Bone Spring et Spraberry dans le Permian.

Figure 4 : Production de LTO par formation



Source : EIA

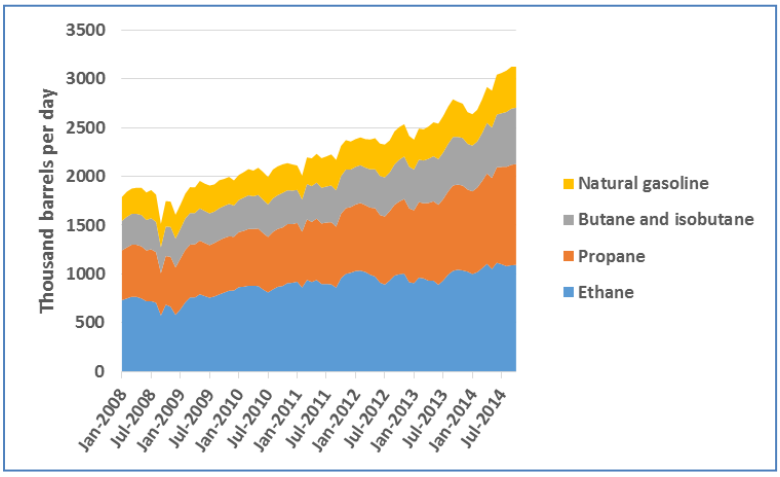
© Ifri

Le forage orienté vers les bassins pétroliers se poursuit depuis cinq ans maintenant. **Au cours de ces cinq années, environ 90 000 puits pétroliers ont été forés.** Un tel niveau de forage a permis d'accroître considérablement la connaissance des formations et de réaliser des gains d'efficacité et de productivité importants (cf. Chapitre 3).

Une hausse considérable de la production de liquides de gaz naturel

La production de LGN, issue du traitement du gaz humide, et de manière plus marginale (environ 12 %) du raffinage, s'est également fortement accrue. Les volumes de liquides produits à partir du gaz humide se sont accrus de 8,8 % par an en moyenne entre 2008 et 2014 et atteignent 2,96 Mb/j en 2014, en hausse de 13,4 % par rapport à 2013. Les prix des LGN suivaient traditionnellement celui du brut (cf. Figure 1), offrant une prime de prix par rapport au gaz naturel. Depuis 2012, toutefois, l'abondance de la production de LGN a fait chuter leurs prix, plus particulièrement ceux de l'éthane et du propane, qui se situent en moyenne à mi-chemin entre le prix du WTI et celui du gaz Henry Hub. Récemment, la chute des prix des LGN s'est accélérée, en ligne avec la chute du prix du brut. Le prix de l'éthane est passé sous le prix du gaz naturel, incitant les producteurs à ne plus le séparer les LGN et le vendre avec le gaz naturel, un phénomène désigné aux États-Unis sous le nom *d'ethane rejection*. Les nouvelles unités pétrochimiques, qui devraient entrer en production en 2016-2017, ainsi que les projets d'exportation d'éthane, vont permettre d'augmenter son prix et sa production. Les estimations des volumes d'éthane non séparés du gaz naturel varient entre 200 et 400 Mb/j.

Figure 5: Production de LGN des unités de traitement du gaz (janvier 2008-octobre 2014)



Source : EIA

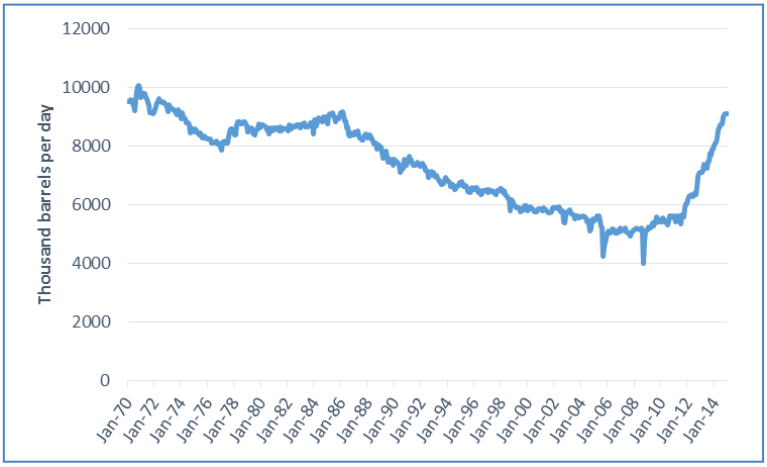
© Ifri

Les États-Unis premier producteur au monde de pétrole et de liquides

Grâce à l'accroissement de la production de LTO, les États-Unis ont connu une hausse spectaculaire de leur production de pétrole depuis 2010. La production de pétrole brut aux États-Unis a augmenté de 56 % depuis 2010 et atteint 8,6 Mb/j en 2014 (9,1 Mb/j en décembre 2014). C'est son plus haut niveau depuis près de 30 ans.

En 2014, la hausse atteint 1,2 Mb/j, soit 16 % de plus qu'en 2013. Il s'agit d'une rupture importante par rapport à la tendance de fond observée depuis le milieu des années 1980, caractérisée par une baisse tendancielle de la production. Elle était ainsi passée de près de 9 Mb/j en 1985 à 5 Mb/j environ en 2005.

Figure 6 : Évolution de la production américaine de pétrole brut (janvier 1970-décembre 2014)



Source : EIA

Alors que la production de LTO s'accroît et représente maintenant plus de la moitié de la production de brut, celle de pétrole conventionnel à terre (Alaska ou Californie) poursuit son déclin amorcé dans les années 1980.

En 2014, **la production totale de pétrole et de liquides**, qui inclut le pétrole brut et les condensats, les liquides de gaz naturel, les biocarburants et les gains de raffinage s'est élevée à **13,7 Mb/j** (12,4Mb/j en 2013). Ce nouveau record conforte les États-Unis dans leur position de **premier producteur mondial devant l'Arabie Saoudite** (11,6 Mb/j) et la Russie (10,7 Mb/j). L'Arabie Saoudite perd ainsi son statut de premier producteur de pétrole brut et de LGN, dépassée par les États-Unis[3].

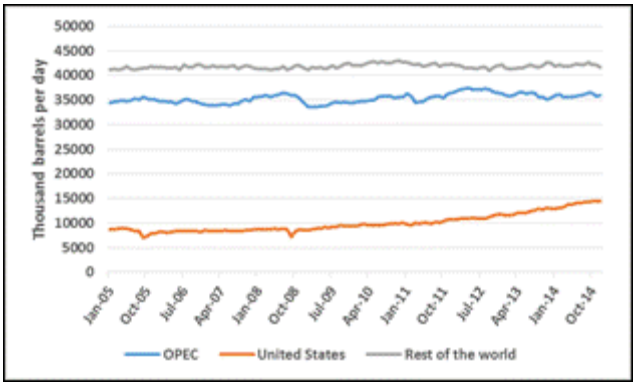
Entre janvier 2010 et décembre 2014, la production mondiale de pétrole et de liquides s'est accrue de 7,3 %, passant de 85,9 Mb/j

[3] Selon les données de l'EIA (estimations provisoires, décembre 2014)

© Ifri

à 92,2 Mb/j. Entre ces deux dates, la production américaine s'est accrue de presque 55 %, augmentant de 9,4 Mb/j à 14,5 Mb/j, soit un accroissement de 5,1 Mb/j, celle de l'OPEP de 4,1 % et s'est élevée à 36 Mb/j et celle du reste du monde a diminué de 0,5 % et a atteint 41,7 Mb/j. Ainsi, l**es États-Unis représentent 15,7 % de la production mondiale en décembre 2014, contre 10,9 % seulement en janvier 2010. C'est à la fois l'ampleur de cet accroissement et sa rapidité qui ont modifié la scène pétrolière américaine et mondiale.**

Figure 7: Production de pétrole et de liquides, États-Unis, OPEP, Reste du monde (janvier 2005-décembre 2014)



Source : EIA

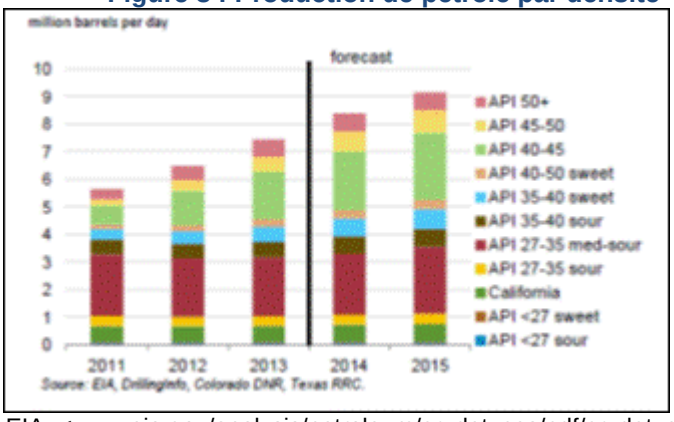
L'accroissement de la production est principalement constituée de pétroles légers

La croissance récente de la production américaine de pétrole brut consiste principalement dans des bruts légers peu sulfureux. Environ 96 % des 2,9 Mb/j d'accroissement de production entre 2011 et 2014 sont composés de bruts légers d'une densité API de 40 ou plus[4], avec une teneur en soufre inférieure à 0,3.

[4] La « densité API » (conçue par le *American Petroleum Institute*) est utilisée dans le système anglo-saxon pour exprimer la densité du pétrole. Un liquide dont le degré API est de 10°API à une température de 15 °C, a une densité de 1,00 (soit celle de l'eau, 1 kg/litre) à la même température. On parle généralement de brut lourd pour moins de 20°API, moyen dans les 20 à 30°API et léger au-delà, mais ces bornes varient selon les pays. En raffinage, les pétroles les plus légers donnent directement beaucoup de coupes légères (diesel, essence, naphta). À l'inverse, les pétroles lourds donnent plus de produits, tels que des bitumes et du fioul résiduel, qu'il faut soit vendre tels quels à bas prix, soit convertir en coupes plus légères, notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène).

© Ifri

Figure 8 : Production de pétrole par densité



Source : EIA, <www.eia.gov/analysis/petroleum/crudetypes/pdf/crudetypes.pdf>, mai 2014

Comme les raffineries américaines n'ont pas été conçues pour traiter de telles quantités de bruts légers, les volumes supplémentaires mis sur le marché ont principalement déplacé les importations américaines de brut léger (cf. ci-dessous). Cet afflux de pétrole léger a fortement modifié la scène pétrolière américaine et mondiale. Il a contribué à l'excédent de pétrole observé sur le marché en 2014 et transformé le marché atlantique d'un marché court en pétroles légers en un marché excédentaire. La qualité des LTO est importante pour comprendre la dynamique des marchés pétroliers et la réaction des producteurs (Arabie Saoudite en particulier) face aux problèmes de surcapacités de bruts légers sur le marché.

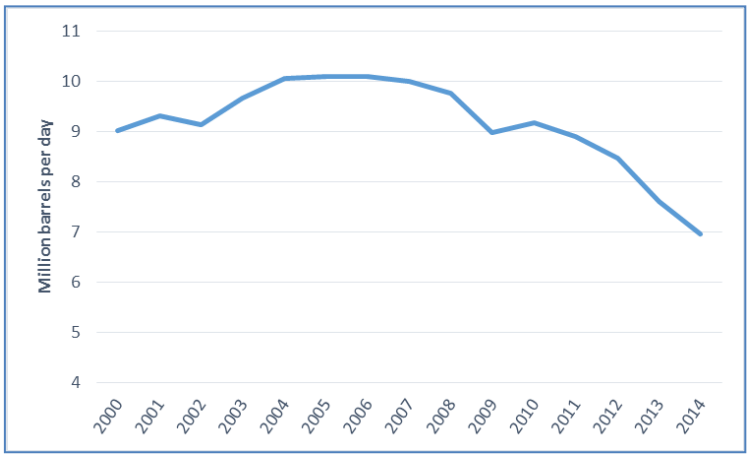
Un changement radical du commerce mondial de pétrole et de produits pétroliers

Une réduction drastique des importations de pétrole brut

La forte progression de la production de LTO a réduit les besoins en importations pour couvrir les besoins en raffinage des États-Unis. Leurs importations nettes de pétrole brut ont décliné de 2,2 Mb/j depuis 2010 à 6,95 Mb/j en moyenne en 2014 (en baisse de 8,6 % par rapport à 2013).

© Ifri

Figure 9 : Importations nettes de pétrole aux États-Unis (2000-2014)

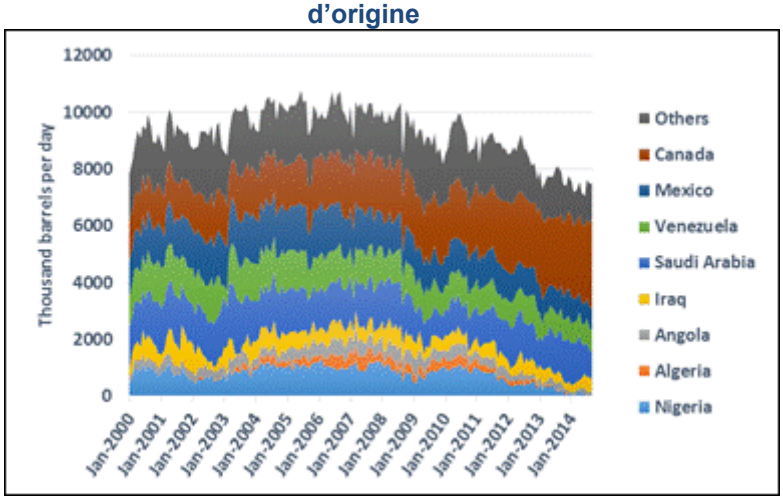


Source : EIA

Les fournisseurs des États-Unis voient leurs débouchés s'amenuiser rapidement. Le pétrole de schiste étant un brut léger, sa production aux États-Unis s'est substituée aux importations de qualité identique, comme celles d'Afrique de l'Ouest, qui ont quasiment disparu de l'approvisionnement pétrolier américain : Nigeria (chute des importations américaines de 94 % entre 2010 et 2014), Angola (-67 %) ou Algérie (- 98 %). Après les bruts légers d'Afrique de l'Ouest, ce sont maintenant les importations en provenance d'Amérique Latine qui sont remplacées par la production domestique : Colombie (-17 % de 2010 à 2014), Venezuela (-18 %), Mexique (-32 %). Les importations en provenance d'Arabie Saoudite, qui jusqu'à présent avaient poursuivi leur progression (+22,5 % entre 2010 et 2013) fléchissent en 2014 (-5,5 %). Seules les importations en provenance du Canada s'accroissent. Elles représentent maintenant 36 % des importations nettes de pétrole des États-Unis. Le Canada, le Mexique et l'Arabie Saoudite, qui produisent des bruts plus lourds constituent maintenant 64 % des importations américaines de pétrole brut. Les importations en provenance du Canada devraient poursuivre leur progression en 2015 et dans les prochaines années grâce à la mise en place de nouvelles infrastructures de transport. L'entrée en service de l'oléoduc Flanagan South Pipeline System (FSP) d'Enbridge en décembre 2014, va permettre des livraisons supplémentaires de bruts lourds du Canada vers les raffineries du Golfe du Mexique, réduisant de nouveau les besoins d'importations plus lointaines des États-Unis. À terme, l'oléoduc Keystone XL pourrait renforcer le rôle du Canada dans les importations US de pétrole.

© Ifri

Figure 10 : Importations de pétrole aux États-Unis par pays d'origine

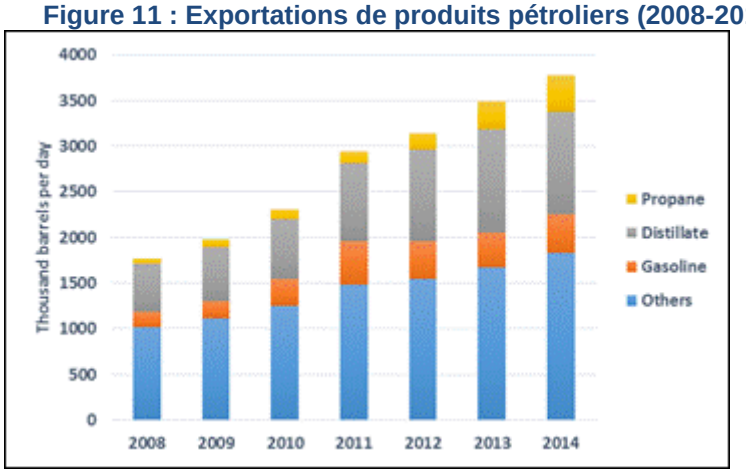


Source : EIA

Les États-Unis sont devenus des exportateurs nets de produits pétroliers

À l'inverse, les exportations de produits pétroliers sont en forte hausse depuis 2008. Elles se sont élevées à 3,77 Mb/j en 2014 (chiffre provisoire basé sur les neuf premiers mois de l'année), en hausse de 8 % par rapport à 2013 et un doublement par rapport à 2008.

Figure 11 : Exportations de produits pétroliers (2008-2014)

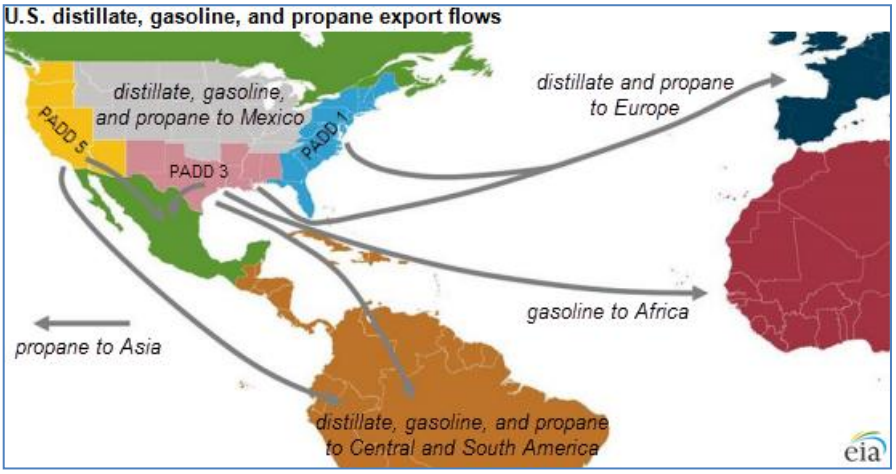


Source : EIA

Comme le montre la carte 2 ci-dessous, c'est l'ensemble des flux mondiaux de produits pétroliers qui est touché par ces nouvelles exportations, avec en particulier, une baisse de la demande d'essence adressée aux raffineurs européens et un accroissement important des exportations de diesel et de propane, et une concurrence accrue sur le marché asiatique.

© Ifri

Carte 2 : Flux d'exportation de produits pétroliers depuis les États-Unis



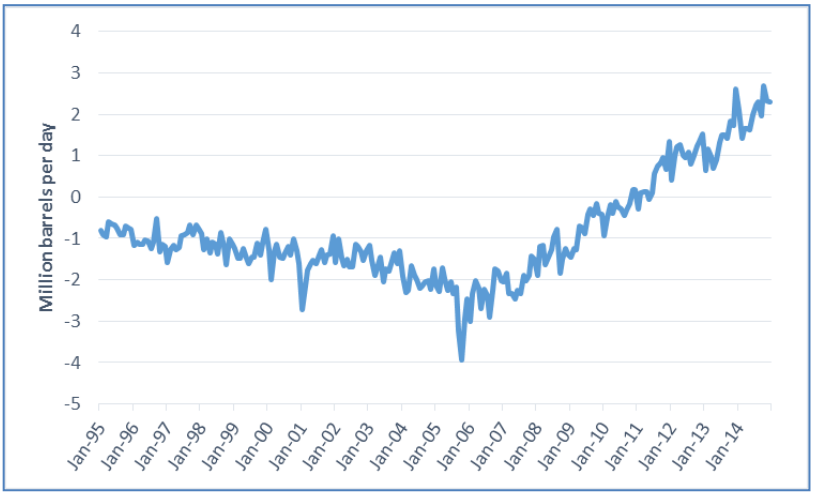
Source : EIA

Malgré ces exportations records, les États-Unis sont toujours importateurs de produits pétroliers mais leurs importations sont en baisse. Elles s'élèvent à 1,74 Mbj en 2014, une baisse de 17 % par rapport à 2013. Bien que le Golfe soit un important exportateur net d'essence, la côte Est continue d'importer des quantités significatives d'essence d'Europe et du Canada, compte tenu des contraintes d'infrastructure actuelles. De même, les importations jouent un rôle crucial dans la fourniture de *fuel oil* et de propane pendant l'hiver, en particulier sur la côte Est, où la production de la région, ainsi que les expéditions en provenance d'autres régions sont insuffisantes pour répondre aux augmentations de la demande, surtout par temps très froid, comme l'a connu le pays pendant l'hiver 2013/2014.

Ces exportations importantes de produits pétroliers ont permis aux États-Unis de devenir des exportateurs nets de produits pétroliers depuis 2011. La croissance nette des exportations entre 2011 et 2014 (1,6 Mb/j) équivaut à plus de la moitié de la croissance de la demande mondiale de pétrole et produits pétroliers pendant la période.

© Ifri

Figure 12 : Exportations nettes de produits pétroliers (janvier 1995-décembre 2014)

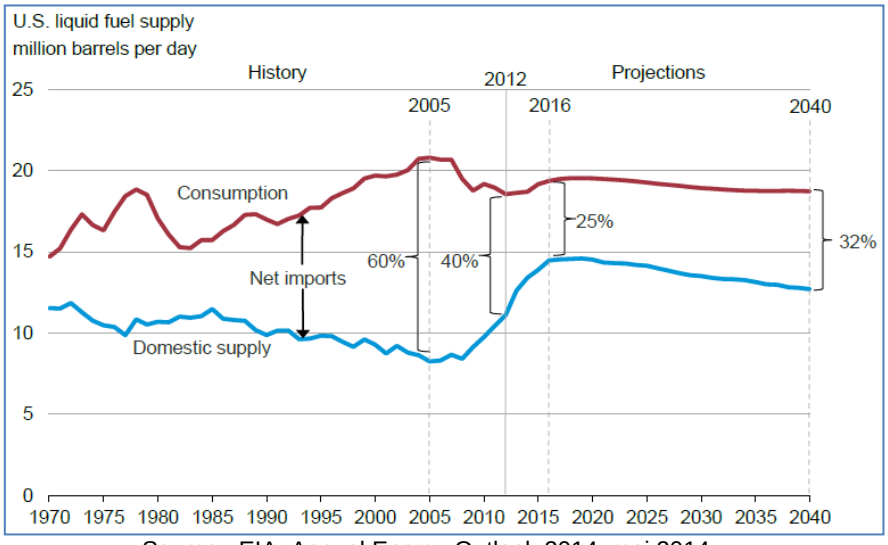


Source : EIA

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 33 % en 2013 et 27 % en 2014, une tendance, qui devrait se poursuivre à moyen terme, selon l'EIA.

Figure 13 : Part des importations nettes de pétrole et produits pétroliers dans la consommation US



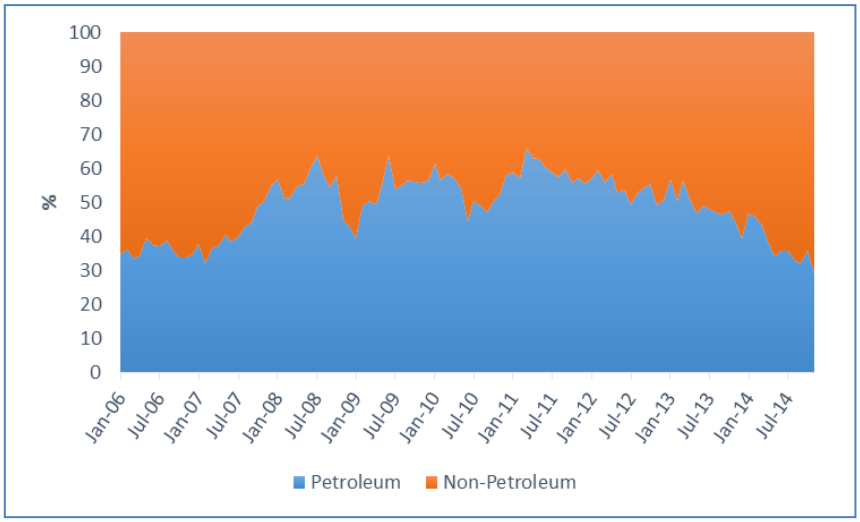
Source : EIA, Annual Energy Outlook 2014, mai 2014

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**. Celle-ci

© Ifri

affiche un déficit mensuel de 39 milliards $ en novembre 2014, en baisse de 7,7 % par rapport au mois précédent. Le pétrole brut et les produits pétroliers jouent un rôle important dans l'équilibre des comptes commerciaux américains. **En mars 2011, le pétrole et les produits pétroliers représentaient 66 % du déficit commercial américain. Grâce aux pétroles de schiste et à la baisse du prix du brut, ce chiffre est tombé à 29 % en novembre 2014.** Jusqu'à présent, les États-Unis ont toujours importé plus de pétrole et de produits pétroliers qu'ils n'en ont exporté. Le déficit commercial pétrolier a atteint un maximum de 452 milliards $ au 3e trimestre 2008, en raison de la forte montée des prix. Depuis, malgré les prix élevés jusqu'à récemment, l'augmentation des exportations de produits pétroliers et la réduction des importations de pétrole brut ont permis de réduire le déficit commercial pétrolier à 183 milliards $ au cours de la période septembre-novembre 2014. La valeur totale du pétrole et des produits pétroliers importés est tombée à son plus bas niveau depuis août 2009, ramenant le déficit pétrolier des États-Unis au plus bas en près de 11 ans. Le commerce extérieur contribue à hauteur de 0,8 point de pourcentage à la croissance du PIB américain.

Figure 14 : Part du pétrole et des produits pétroliers dans le déficit commercial extérieur



Source : <www.census.gov/foreign-trade/statistics/graphs/PetroleumImports.html>

Vers la levée de l'interdiction d'exportation de pétrole brut

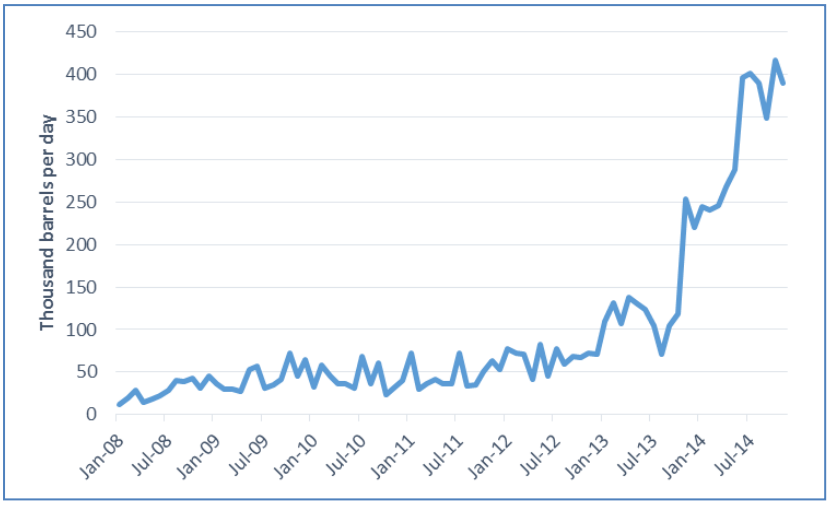
Les exportations de pétrole sont également en hausse, malgré l'interdiction d'exportation de pétrole non raffiné. L'interdiction d'exporter du brut américain remonte à 1975, suite au premier choc pétrolier. Cette année-là, la loi Energy Policy and Conservation Act (EPCA) a chargé le Bureau de la Sécurité industrielle (BSI), qui dépend du département du Commerce, à autoriser l'exportation de pétrole en octroyant des licences uniquement dans les cas suivants : brut d'Alaska Cook Inlet, brut pour la consommation au Canada,

© Ifri

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[5].

Face à la croissance rapide de la production américaine de brut et liquides, la pression en faveur d'une levée (au moins partielle) de cette interdiction devient de plus en plus forte. Déjà en juillet 2014, les États-Unis ont exporté en moyenne 401 000 b/j de pétrole brut, le plus haut niveau jamais atteint en 57 ans[6].

Figure 15 : Exportations américaines de pétrole brut (janvier 2008-novembre 2014)



Source : EIA

L'interdiction d'exportation du pétrole brut non raffiné et les goulets d'étranglement au niveau du transport du brut jusqu'à Cushing et aux raffineries du pays, ont entraîné une décote du prix du WTI vis-à-vis du Brent. Historiquement, le WTI se négociait avec une légère prime de 2-3 $/b. En 2013, le WTI s'est négocié en moyenne avec une décote de 10 $ par rapport au Brent. Depuis la baisse du prix du brut, la décote s'est réduite, mais persiste. La décote, et le prix bas du brut aux États-Unis, en particulier dans le Bakken (où le prix subit une décote supplémentaire par rapport au WTI due au coût d'acheminement du brut) militent en faveur d'une levée de l'interdiction des exportations de pétrole.

---

[5] Source : Pétrostratégies, 3 novembre 2014

[6] Une partie de cette performance tient toutefois à un changement dans les règles de calcul. Depuis avril 2014, les statistiques américaines prennent en compte les ré-exportations de pétrole brut produit au Canada, puis acheminé vers le Golfe du Mexique par oléoduc (à travers les États-Unis) pour être exporté vers l'Europe et l'Asie. En juillet, quelques 28 000 b/j ont ainsi été exportés selon ce mécanisme. L'objectif des canadiens est de limiter le recours au chemin de fer pour transporter jusqu'à la côte Atlantique le pétrole produit dans l'Alberta. Source : Pétrostratégies, 10 novembre 2014

© Ifri

Le sujet est sensible aux États-Unis. Le grand public craint en effet que les exportations américaines de pétrole accroissent le prix du brut et donc le prix de l'essence. Or, de dernier est lié au prix du Brent, et non pas à celui du WTI. Les prix de gros hors taxes des produits raffinés sont presque alignés sur ceux du marché international. En effet, l'exportation et l'importation de produits raffinés sont libres et en concurrence avec les produits raffinés du monde entier. C'est une différence majeure entre l'industrie du gaz et du pétrole. Alors que les consommateurs et industriels américains bénéficient d'une baisse de leur facture gaz, suite à la baisse du prix Henry Hub, pour le pétrole, ce sont les raffineurs américains qui ont pu s'approvisionner à un coût moindre et réaliser des marges croissantes. Cet avantage compétitif a favorisé les exportations de produits pétroliers.

Malgré la sensibilité du sujet, un réexamen de la politique d'exportation de pétrole apparaît plus que probable, renforcé par la baisse des prix actuels et **l'exportation croissante de condensats US, que les États-Unis viennent d'autoriser sous certaines conditions.** Quatre facteurs militent en faveur de l'exportation de pétrole brut :

- **La relance économique permise par les investissements dans le secteur.** L'investissement dans les hydrocarbures de schiste représente 129 milliards $ en 2014, plus de 70 % de l'investissement dans l'amont pétrolier américain. Cet investissement participe à la croissance économique des États-Unis, créant de nombreux emplois directs et indirects, des revenus pour les États et de la valeur ajoutée pour l'économie américaine. L'assouplissement ou l'élimination de l'interdiction d'exporter permettraient aux producteurs américains de réaliser des marges plus importantes sur les marchés extérieurs et compenser, en partie, la baisse des prix actuelle.

- Même sans la levée de l'interdiction, le gouvernement a déjà assoupli sa politique. Fin décembre, **le gouvernement américain a adopté une politique moins restrictive permettant l'exportation de condensats sous certaines conditions**[7]. Le Bureau de la Sécurité industrielle (BSI) a spécifié l'autorisation d'exportation des condensats en publiant un guide sous la forme de FAQs (*frequently asked questions*). En 2014, le département du Commerce avait déjà autorisé deux entreprises (Pioneer Natural Resources, et Enterprise Products Partners) à exporter du condensat ayant subi seulement un léger traitement (mais pas raffiné au sens propre du terme). La production de condensats issue de la production de LTO s'est accrue et a atteint 0,7 Mb/j en 2014, principalement en provenance de la formation d'Eagle

[7] Reuters, « U.S. opens door to oil exports after year of pressure », 31 décembre 2014

© Ifri

Ford. Les capacités de raffinage américaines pour traiter ces condensats sont limitées. Par ailleurs, le raffinage des condensats se traduit par des produits pétroliers offrant des valorisations inférieures sur le marché américain, telle que le naphta et l'essence. Le marché à l'export permet une meilleure valorisation. Selon Jacob Dweck, associé à Sutherland Asbill & Brennan, les exportations de condensats pourraient atteindre 500 000 b/j en 2015[8].

- Par ailleurs, **la victoire des Républicains aux élections législatives de mi-mandat de novembre 2014 va avoir des conséquences importantes dans le secteur de l'énergie, car ce thème occupe la première place de leur agenda politique**. Hors, les Républicains sont en faveur de la levée de l'interdiction d'exportation du brut, qu'ils jugent ne plus correspondre aux réalités du marché actuel. **Un nouveau projet de loi parrainé par le représentant républicain du Texas,** Joe Barton, a été déposé en décembre 2014 afin de mettre fin à l'interdiction d'exportation de brut américain[9]. Le projet de loi abrogerait une section de l'EPCA de 1975. La baisse des prix du brut pourrait favoriser la levée de cette interdiction, car cette réforme aboutirait probablement à une augmentation du prix du WTI qui permettrait aux producteurs américains de compenser (partiellement) la moindre attractivité des investissements dans la production non conventionnelle, liée à la baisse des cours du brut.

- De nombreuses études ont été réalisées en 2014, montrant que **le prix de l'essence aux États-Unis n'augmenterait pas, mais au contraire, baisserait légèrement,** si l'exportation de brut était autorisée. Une étude du Governement Accountability Office (GAO) montre que, si les États-Unis autorisaient l'exportation de pétrole brut produit sur leur territoire, le prix du brut sur leur marché intérieur pourrait augmenter de 2 à 8 %, soit de 2 à 8 $/b (l'étude portait sur des prix avant leur chute)[10]. En revanche, celui des produits raffinés vendus sur le marché américain de détail (essentiellement les carburants routiers) pourrait diminuer de 0,4 à 3,4 % en moyenne. Si les États-Unis exportent du pétrole brut, cela peut en effet contribuer à une baisse des prix du brut sur le marché international et donc des produits raffinés, qui se répercuterait sur le marché américain. Une deuxième étude réalisée par le Congressional Budget Office (CBO)[11] tire les mêmes conclusions sur la baisse des prix de l'essence liée à un accroissement des exportations américaines de brut. De son

[8] Argus, « US lawmaker files bill to lift crude export limits », 9 décembre 2014, <www.argusmedia.com/News/Article?id=960865&page=7>.
[9] *Ibid.*
[10] Petrostrategies, 3 novembre 2014
[11] Argus, « US crude exports would lower global prices: CBO », 10 décembre 2014, <www.argusmedia.com/News/Article?id=961726&page=6>.

© Ifri

côté, l'EIA a récemment publié une étude[12] concluant, non seulement que le prix de l'essence n'augmenterait pas, mais que la levée de l'interdiction d'exporter permettrait d'accroître la croissance économique, l'emploi et le commerce. Le transfert d'une partie de l'avantage économique dont bénéficient les raffineurs américains vers les producteurs aboutirait à un avantage net pour le pays.

Même sans la levée de l'interdiction d'exportation de pétrole brut, les exportations de pétrole brut et de condensats devraient dépasser les 1 Mb/j en 2015, selon une étude CITI[13]. Elles incluraient quelque 200 000 b/j d'échange de brut léger contre brut lourd avec le Mexique, 500 000 b/j vers le Canada, 100 000 b/j depuis l'Alaska. Les exportations de condensats pourraient atteindre 200 000 b/j (voire plus maintenant que ces exportations sont autorisées) et les exportations vers le Mexique pourraient se développer et atteindre 200 000 b/j.

Le débat autour de la politique d'exportation devrait s'accélérer dès janvier 2015 avec la mise en place du nouveau Congrès américain. Les effets d'une levée des restrictions sur l'exportation de pétrole s'étendront bien au-delà de l'industrie pétrolière américaine. Ainsi, la fin de l'interdiction des exportations de pétrole brut pourrait transférer une partie du volume des exportations de produits pétroliers vers les exportations de pétrole brut. Ce potentiel de réduction des exportations de produits pourrait bénéficier aux raffineurs asiatiques puisque la part de marché des États-Unis se réduirait. En outre, une baisse de la production d'essence (et des exportations) aux États-Unis pourrait être bénéfique aux raffineurs européens, dont le marché s'est fortement réduit.

L'influence géopolitique des États-Unis serait également accrue, ainsi que la concurrence sur le marché asiatique avec les producteurs du Moyen-Orient, de la Russie et d'Afrique de l'Ouest.

---

[12] <www.eia.gov/analysis/studies/gasoline/pdf/gasolinepricestudy.pdf>.

[13] CITI Global Perspectives & Solutions, *Energy 2020: Out of America, The Rapid Rise of the United States as a Global Energy Superpower*, Citi GPS, novembre 2014.

© Ifri

Le *business model* et l'économie des pétroles de schiste

Caractéristiques de l'E&P des pétroles de schiste

Le modèle d'E&P des hydrocarbures de schiste aux États-Unis[14] est fort différent du modèle s'appliquant aux hydrocarbures conventionnels « explorer, découvrir, produire ». Il s'apparente à un modèle d'exploitation industrielle, visant la standardisation des opérations et des économies d'échelle importantes.

Un risque faible au niveau de l'exploration

Alors que pour le pétrole conventionnel, le risque au stade de l'exploration est très élevé, avec le risque de forer des puits secs, il n'en est pas de même pour les pétroles de schiste américain. L'historique de plus de 100 ans d'E&P de pétrole et de gaz conventionnel fait que le sous-sol américain est bien connu. Il a été cartographié et les roches-mères sont bien identifiées (ce qui n'est pas le cas dans d'autres régions du monde). Les coûts d'« exploration » ne sont donc pas liés aux forages de puits avec un risque de puits sec, mais consistent dans **l'acquisition de larges surfaces permettant de drainer des quantités importantes de roches** et dans le repérage, grâce à des travaux de sismique et de géoscience faisant appel à des modèles de plus en plus sophistiqués, des *sweet spots*, lieux où le forage par fracturation hydraulique de la roche sera le plus productif.

Le risque au stade de l'exploration n'est pas nul : l'acquisition des superficies nécessaires au forage et à la fracturation des roches-mères, ainsi que les dépenses d'exploration liées au repérage des *sweet spots*, peut être coûteuses et les quantités produites peuvent s'avérer insuffisantes pour assurer la rentabilité des opérations, ou trop éloignées des infrastructures de transport existantes, les rendant non commercialisables, ou échouées (cas du gaz associé du Dakota du Nord, qui jusqu'à présent était le plus souvent brûlé, faute de volumes importants et de gazoduc d'évacuation). Le boom de

[14] Cette description n'est valable qu'aux États-Unis, due à la particularité de la propriété du sous-sol détenu par le propriétaire du sol, contrairement à ce qui se pratique dans le reste du monde. L'accès au domaine minier se fait en échange d'une redevance et d'engagements de forer.

© Ifri

l'acquisition des surfaces nécessaires à l'exploitation industrielle des hydrocarbures de schiste a eu lieu entre 2006 et 2009. Les indépendants, qui sont à l'origine de la révolution des gaz de schiste, ont donc pu profiter de prix au mètre carré plus attractifs (moins de 1 000 $/acre[15]) que les derniers entrants, qui ont dû payer des sommes plus importantes pour racheter des superficies. C'est le cas des majors qui ont payé un prix élevé pour leurs acquisitions en 2010-2011, au plus fort de la révolution des gaz de schiste, avant que le prix du gaz chute en 2012. Le prix par acre varie fortement entre formation selon les propriétés de la roche et le stade de développement de la formation. L'acquisition d'Althon par Encana en septembre 2014 (140 000 acres répartis dans la fenêtre pétrole très productive du Permian pour 5,93 milliards $) équivaut à un prix de 42 000 $/acre, un prix élevé par rapport au prix moyen d'acquisition des superficies récemment (environ 25 000 $/acre et aussi bas que 1 000 $/acre pour les bassins exploratoires comme le Tuscaloosa Marine Shale), mais justifié par la coexistence de plusieurs horizons de roches-mères productives au sein de la même formation[16]. Le coût d'acquisition des superficies va affecter le coût total de production d'un puits et va donc varier fortement d'un bassin à un autre et d'un opérateur à un autre.

Une exploitation « industrielle »

Du fait du faible risque au niveau de l'exploration, le *business model* des opérateurs a évolué d'un modèle basé sur l'exploration vers un modèle fondé sur l'exploitation industrielle.

Au niveau de la production, l'exploitation des pétroles de schiste diverge de celle des pétroles conventionnels à de nombreux niveaux.

Forage horizontal et fracturation hydraulique : La faible perméabilité des roches-mères implique le recours à la fracturation hydraulique, sans laquelle les hydrocarbures ne s'écouleraient pas dans le puits, et le forage horizontal des roches pour permettre à chaque puits de drainer une partie plus importante de la roche.

Diversité géologique des roches-mères. La nature a horreur de l'analogie et même au niveau d'une même formation (*play*), les caractéristiques de production divergent, impliquant des conditions d'exploitation et des coûts différents d'un bassin à un autre, d'une formation à une autre, et même à l'intérieur d'une même formation. 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**.

---

[15] 1 acre = 4 046,86 m^2

[16] Midland Reporter Telegram, « Analysts: Permian still hot spot despite lower prices », 20 novembre 2014, <www.mrt.com/business/oil/article_10097948-7141-11e4-8d72-5719745dab6d.html>.

© Ifri

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). Par exemple, dans la fenêtre pétrole d'Eagle Ford, la production initiale d'un puits « moyen » va s'élever à 700-800 bep/j (baril équivalent pétrole par jour) et la distribution de la production de 90 % des puits va varier entre 250 et 1 500 bep/j. **D'une manière générale, on estime que les *shale* suivent la « règle des 80/20 », c'est-à-dire que 20 % des puits produisent 80 % de la production totale d'une formation[17], une règle particulièrement importante dans le contexte actuel de réduction des activités de forage.** Les deux paramètres varient aussi selon les millésimes, les progrès technologiques permettant un accroissement important de la production initiale par puits d'une année sur l'autre (cf. Chapitre 3).

Taux de déclin rapide : 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. Par exemple, un puits foré dans la fenêtre pétrole d'Eagle Ford peut avoir une IP élevée de 8 000 bep/j (taux observé sur les 24 premières heures de production) mais décliner rapidement à 100-200 bep/j. Les *sweet spots* forés dans le Bakken vont avoir une IP de 2 000 bep/j mais produiront encore 1 900 bep/j six mois plus tard et 1 500 bep/j un an plus tard[18].

[17] Livingston D., *Tight oil in the United States: recent development and future financial sustainability*, Carnegie Endowment for International Peace, 2014/3 ISG&OJ, 1er novembre 2014, <http://carnegieendowment.org/2014/11/01/tight-oil-in-united-states-recent-developments-and-future-financial-sustainability>.

[18] <www.quora.com/What-is-the-average-life-of-a-shale-oil-well-in-the-Bakken-formation>, 27 juillet 2013

© Ifri

Figure 16 : Courbe typique de production d'un puits de pétrole de schiste

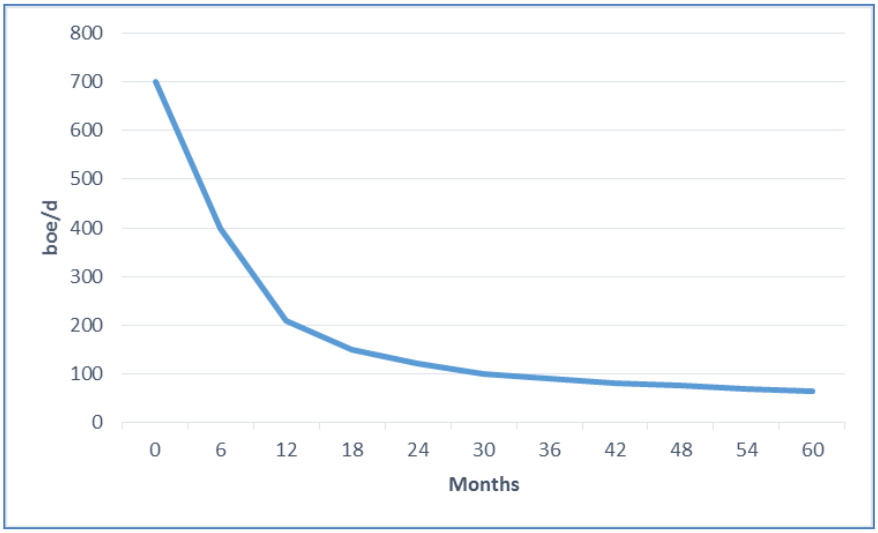


Tableau 1 : Déclin annuel de la production dans la formation d'Eagle Ford

Year-over-year decline in production in wells drilled in the Eagle Ford region from 2009-13

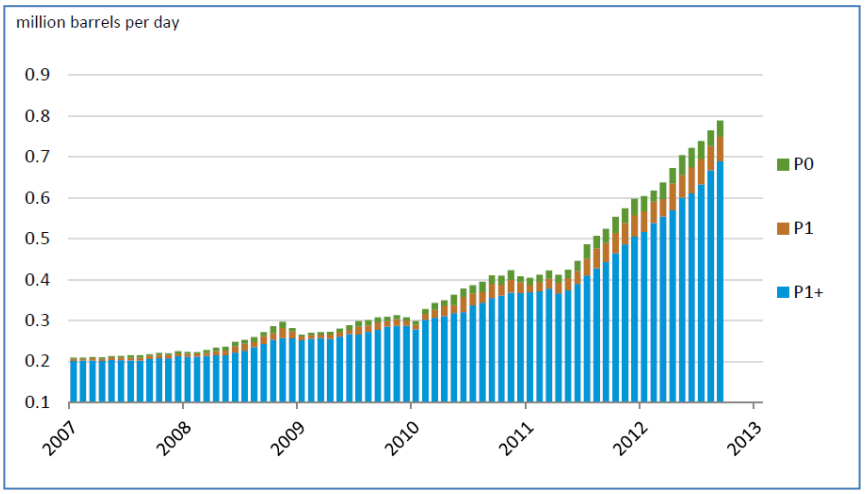
	year 1	year 2	year 3	year 4
2009	-70%	-30%	-20%	-20%
2010	-68%	-39%	-28%	-42%
2011	-65%	-47%	-27%	
2012	-64%	-48%		
2013	-69%			

Source : EIA, Today in Energy, New Eagle Ford wells continue to show higher production, 29 septembre 2014, <www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18171>

Comme le montre la figure 16 ci-dessus, la production chute à des niveaux très faibles après trois à cinq ans, en l'absence d'une nouvelle stimulation de la roche. Bien que la production soit faible après les premières années de production, le nombre élevé de puits forés entraîne que le cumul de la production des puits existants (*legacy production*) est significatif. La figure 17 ci-dessous montre la production des nouveaux et anciens puits dans le Bakken.

© Ifri

Figure 17 : Production des nouveaux et anciens puits dans le bassin de Bakken



P0 correspond aux puits mis en production dans le mois. Ils ne sont pas comptabilisés dans la production du mois.
P1 correspond à la production sur un mois calendaire complet d'un nouveau puits (production initiale).
P1 + : tous les autres puits en production

Source : EIA, DPR Methodology

Faible production par puits et taux de récupération : Bien que les progrès technologiques aient permis d'accroître significativement la production par puits, celle-ci reste modeste par rapport aux standards dans l'industrie. Les bassins de schiste sont également caractérisés par un **taux de récupération très faible avec les technologies actuelles.** Dans les principales formations pétrolières, ce taux se situe aux environs de 5 % (le taux est supérieur pour les gaz de schiste à environ 10-20 %). C'est une différence majeure par rapport aux gisements pétroliers conventionnels (récupération d'environ 35 à 50 %). Les EURs sont estimées à environ 0,1 à 0,5 Mbep sur une durée de 30 ans. Dans la fenêtre pétrole d'Eagle Ford, les EURs peuvent varier d'une moyenne de 0,3 à 0,4 Mbep, avec une distribution de 0,1 à 0,6 Mbep. L'application de technologies avancées de récupération est au stade expérimental pour les pétroles de schiste.

Forage en continu : Ces caractéristiques (production faible par puits et taux de déclin très rapide de la production) rendent nécessaires des **programmes de forage continus et intensifs** couvrant de vastes superficies afin de maintenir/accroître la production. Elles incitent fortement les opérateurs à rechercher des moyens pour accroître la production par puits et réduire les coûts. L'indicateur du nombre de plateformes actives est donc un bon précurseur de la production future, aux gains de productivité et stratégies d'exploitation des compagnies (concentration sur les *sweet spots* et arrêt des forages dans les zones exploratoires par exemple).

© Ifri

Modularité/standardisation des opérations : La standardisation des opérations est poursuivie afin de réaliser des économies d'échelle, une tendance qui permet de parler d'exploitation industrielle des pétroles de schiste et de pétrole « manufacturés », à l'instar de la production industrielle[19]. 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 relativement flexible. Chaque puits constitue un projet indépendant et les opérateurs vont décider, selon les conditions économiques, de forer ou non. Des facteurs d'inertie existent toutefois, tels que les contrats long terme avec les sociétés de services, en particulier pour les plateformes de forage et l'obligation de forer un puits pour conserver les baux miniers. À relativement court/moyen terme, l'E&P des pétroles de schiste devrait théoriquement s'ajuster plus facilement que les pétroles conventionnels à la demande, pour lesquels les investissements doivent souvent être maintenus même en cas de baisse des prix. Les annonces de réduction des CAPEX des opérateurs américains montrent que cette adaptation est en cours, même s'il faut en nuancer la portée sur la production (cf. Chapitre 5).

La rapidité du cycle d'un projet. 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, l'exploitation de la production de pétrole de schiste 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.

Production mixte : Une caractéristique importante pour l'économie des projets (et le calcul des prix *breakeven*) est que **la plupart des puits produisent un mix d'hydrocarbures : pétrole, LGN et gaz naturel** et non pas l'un de ces trois produits seulement. Ceci explique pourquoi les opérateurs comptabilisent leur production et réserves en baril équivalent pétrole, afin de pouvoir additionner des produits aux pouvoirs calorifiques différents. Par exemple, un puits foré dans la fenêtre pétrole d'Eagle Ford va produire 75 % de pétrole, 10 % de LGN et 15 % de gaz sec, alors qu'un puits foré dans la fenêtre gaz humide va produire 35 % de pétrole, 20 % de LGN et 45 % de gaz sec. Comme les prix des trois produits diffèrent

[19] 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.

© Ifri

largement (cf. Figure 1), l'économie des puits sera différente selon la répartition de la production entre pétrole, gaz et LGN.

Coût faible d'un projet : Enfin, une différence majeure entre les pétroles de schiste et les pétroles conventionnels, est le coût faible d'un projet (un puits) par rapport aux centaines de millions, voire dizaine de milliards nécessaires aux projets de pétrole conventionnel. 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 (1 à 3 kilomètres), le degré de sophistication de la « complétion » (nombre d'étapes de fracturation). Il se situe entre 7 à 13 millions $, avec une tendance à la baisse depuis son pic de 2012-2013. À la mi-2014, le coût d'un puits était estimé à 10 millions $ dans la formation de Bakken, 9 millions de $ dans le Permian et de 9 à 9,5 millions de $ dans la formation d'Eagle Ford[20]. Ce faible coût est crucial pour le développement des gains de productivité permis par l'expérimentation de nouvelles techniques de forage et de « complétion ».

Le rôle crucial des indépendants

La révolution des gaz (et pétroles) de schiste a été rendue possible grâce au faible coût d'entrée dans le secteur et au dynamisme inventif des indépendants, qui ont joué et continuent de jouer un rôle majeur dans le secteur. Ce sont les indépendants qui ont amorcé la révolution des *shale* 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. L'entrée des majors dans le secteur, plus tardif, a permis d'apporter une capacité technologique inégalée et des ressources financières importantes. Toutefois, comme le montre la décision de BP de séparer ses activités non conventionnelles aux États-Unis, le modèle opératoire des majors n'est pas vraiment adapté à l'exploitation des pétroles de schiste.

Il y a des centaines d'indépendants, de taille plus ou moins large, exploitant des hydrocarbures de schiste aux États-Unis. Tout comme pour les formations géologiques, **leurs situations sont très hétérogènes**, entre les petits opérateurs (forant 1 à 3 puits par trimestre) et les indépendants à capitalisation élevée (par exemple : Occidental Petroleum, EOG, Pionner Natural Resources) forant des centaines de puits par an. Au-delà de leur taille (qui leur permet ou non de réaliser des économies d'échelle), ces opérateurs présentent

[20] <http://powersource.post-gazette.com/powersource/companies-powersource/2014/10/21/Hedging-the-bets-on-oil-prices/stories/201410210013>.

© Ifri

des indicateurs financiers très différents, en particulier leur niveau et mode d'endettement (cf. Chapitre 4).

Bien que la production de pétrole de schiste représente 55 % de la production américaine de pétrole, **les nombreux opérateurs américains sont des *price takers*.** Individuellement, ils ne représentent qu'une infime partie de la production. Ils n'ont aucun contrôle sur le prix et la seule chose qui leur importe est leur coût de production et d'acheminement sur le marché. Ils ont par ailleurs des obligations auprès de leurs prêteurs qui les incitent à augmenter leur production en continu. Cette caractéristique a entraîné la surcapacité du marché gazier et la chute du prix du gaz en 2012. Le CEO d'ExxonMobil lors de l'assemblée générale de la société en mai 2013 disait au sujet de l'acquisition de XTO en 2010 qu'ExxonMobil avait sous-estimé la capacité des opérateurs américains à continuer à augmenter leur production dans un contexte de prix bas[21].

Le business model et l'économie des pétroles de schiste

Les caractéristiques des pétroles de schiste expliquent le *business model* des opérateurs : « *prove it, optimize it by trial and error, standardize it, rethink it* »[22] : prouver l'existence des *sweet spots* (investir dans des surfaces larges bien sélectionnées, donc celles susceptibles de contenir les *sweet spots*, repérer les *sweet spots* grâce à des puits pilotes et aux acquis de la géoscience), optimiser la production (forer et fracturer en essayant différentes techniques de « complétion »), standardiser la production (mise en place de programmes intensifs de forage afin de réduire les coûts et bénéficier d'économies d'échelle) et réévaluer la formation (passer au *sweet spot* suivant, étant donné le déclin très rapide de la production ou, vendre les actifs matures, ou restimuler la *roche-mère*). Certaines compagnies se sont spécialisées dans la production initiale d'hydrocarbures de schiste et revendent leurs actifs dès que la production baisse au-delà d'une certaine limite.

L'économie des projets de *shale* diffère également très largement de celle des pétroles conventionnels. Elle est caractérisée par :

---

[21] ExxonMobil underestimated the US natural gas industry's capacity to keep growing output through the low price period. "We missed, slightly, the industry's pent-up capacity." "Maybe we were off a year or two," Breaking Energy, Timing was Off for XTO Deal, says Exxon CEO, 30 mai 2013, <http://breakingenergy.com/2013/05/30/timing-was-off-for-xto-deal-says-exxon-ceo/>.

[22] National Petroleum Council (NPC), Working Document of the NPC North American Resource Development Study, U.S. oil & gas industry business models, Macroeconomic Subgroup, NPC, 15 septembre 2011

© Ifri

- **L'importance des CAPEX** (l'investissement initial en forage et « complétion » et les acquisitions de superficies), **par rapport aux OPEX**, à l'inverse de la production de pétrole conventionnel. Les OPEX (en dehors d'opération de re-stimulation de la roche) sont faibles : environ 20 % du coût du projet, voire moins. D'après une présentation de EOG[23], les OPEX (*lease operating expenses*) se situent entre 4 et 8 $/bep pour la production de liquides. Du fait de l'importance des CAPEX par rapport aux OPEX, la production existante ne sera pas arrêtée quel que soit le prix du brut. Les OPEX étant réduits, les puits existants demeurent en production tant que les dépenses de reconditionnement (*workover*) sont inférieures aux recettes d'exploitation[24].

- **Les CAPEX sont concentrés sur la première année de production** : le prix du pétrole de cette première année est donc un paramètre primordial de l'économie des projets. C'est un élément important dans le contexte actuel. Les prix du WTI étant en contango (prix futurs supérieurs aux prix à court terme), les opérateurs qui peuvent retarder le forage (ou la « complétion » complète) d'un puits ont un intérêt économique à le faire (sauf obligations de forer pour conserver les droits miniers ou contrats à long terme avec les sociétés de services). On a pu observer ce phénomène pour certains puits gaziers dans l'attente d'une infrastructure d'évacuation et de reprise des prix du gaz.

- **L'obligation d'investir en continu pour maintenir/augmenter la production :** Bien que faibles par forage, les besoins en capital pour l'E&P des pétroles de schiste sont très élevés. Les investissements en E&P aux États-Unis ont ainsi fortement augmenté depuis le début de la révolution des shale (cf. Chapitre 5). Avec la baisse des prix, c'est la question de la capacité à réinvestir qui se pose.

- **Des économies d'échelle importantes** permises par la standardisation des programmes intensifs de forage. Ceci favorise les grands indépendants par rapport aux petits.

- **L'hétérogénéité des coûts,** étant donné la diversité géologique entre formation et à l'intérieur d'une même formation, et les prix différents d'acquisitions des superficies.

---

[23] EOG Resources, présentation aux investisseurs, 18 novembre 2014, <www.eogresources.com/investors/slides/InvPres_1114_2.pdf>.

[24] Un puits atteint sa fin de sa vie productive lorsque deux critères seront atteints : 1. Le coût journalier de la collecte de pétrole du puits (électricité pour les pompes, suivi des équipements, traitement de l'eau de retour, etc) dépasse la valeur de la production. 2. Le coût de la mise à niveau du puits (par re-stimulation par exemple) dépasse la valeur de l'augmentation prévue de la production.

© Ifri

Suite à ces caractéristiques économiques, **l'économie d'un puits va être très sensible au coût du forage et de la « complétion », au prix du brut,** à la production initiale et son déclin. Il en ressort également que **chaque puits est unique**, avec ses propres caractéristiques de production, taux de production initiale, courbe de déclin et taux de récupération et donc présente des économies différentes, rendant la généralisation des calculs économiques extrêmement difficiles. Ceci explique l'hétérogénéité des prix *breakeven* présentés par les différents opérateurs.

Prix breakeven

Depuis la baisse des prix du brut amorcée en juillet 2014 et en particulier fin octobre lorsque les prix sont passés sous la barre psychologique des 80 $/b, l'ensemble des analystes du monde entier ont estimé les prix *breakeven* de la production des huiles de schiste américains afin de prédire la réaction de la production à un prix bas du brut. **S'il est utile de connaître les prix *breakeven* des principales formations**, il convient cependant d'en nuancer la portée. **Le coût de production est un facteur déterminant, mais il est pratiquement spécifique à chaque puits et opérateur**, comme l'a montré la section précédente. L'idée selon laquelle il existerait un seuil de rentabilité quasiment homogène pour la production des schistes est erronée. Si bien que les chiffres souvent avancés, de 60 à 80 $/b, doivent être fortement nuancés en fonction des lieux de production et des opérateurs.

Le « prix *breakeven* », ou prix d'équilibre ou point mort, correspond au prix nécessaire aux projets de forage pétrolier pour être rentables. En théorie, si le prix du pétrole tombe en dessous du seuil de rentabilité d'un projet, le forage devrait être annulé ou repoussé. Dans la pratique, il s'avère difficile de prédire l'impact précis de la baisse des prix. D'autres critères importants, telles que les *cash flows* disponibles, le montant de la dette, les politiques de *hedging* de la production, spécifiques à chaque opérateur, vont également déterminer leur capacité à réinvestir dans de nouveaux puits. De plus, les progrès technologiques dans le secteur sont significatifs et leur diffusion très rapide.

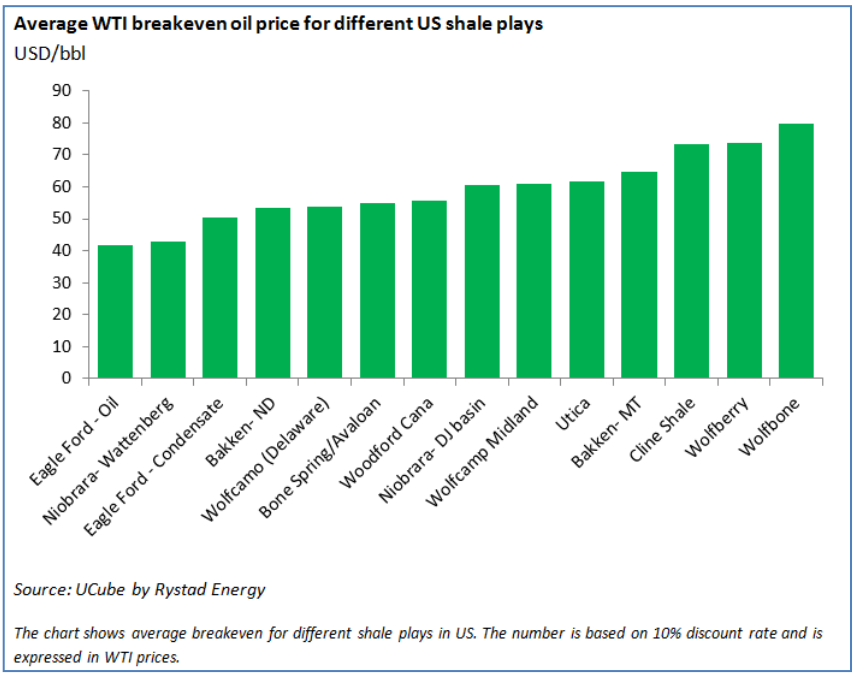
Par ailleurs, l'estimation de ce prix *breakeven* peut s'avérer étonnamment difficile et assez controversée entre experts. Les estimations de l'AIE et de Berstein Research illustrent ces divergences extrêmes. Lorsque le prix du pétrole a chuté à 80 $/b, l'AIE estimait que seulement 4 % des projets américains de pétrole de schiste n'étaient plus rentables alors que Bernstein Research

© Ifri

estimait qu'un tiers des projets ne l'étaient plus[25]. Les experts de l'OPEP prédisaient également que le boom américain s'essoufflerait à ce niveau de prix.

À titre d'illustration, les deux figures 18 et 19 ci-dessous montrent les prix *breakeven* des huiles de schiste estimés par Rystad Energy et Wood Mackenzie (repris par Business Insider), deux consultants qui travaillent à partir d'une base de données comportant des milliers de puits.

Figure 18 : Prix *breakeven* des pétroles de schiste par principale formation (estimation de Rystad)

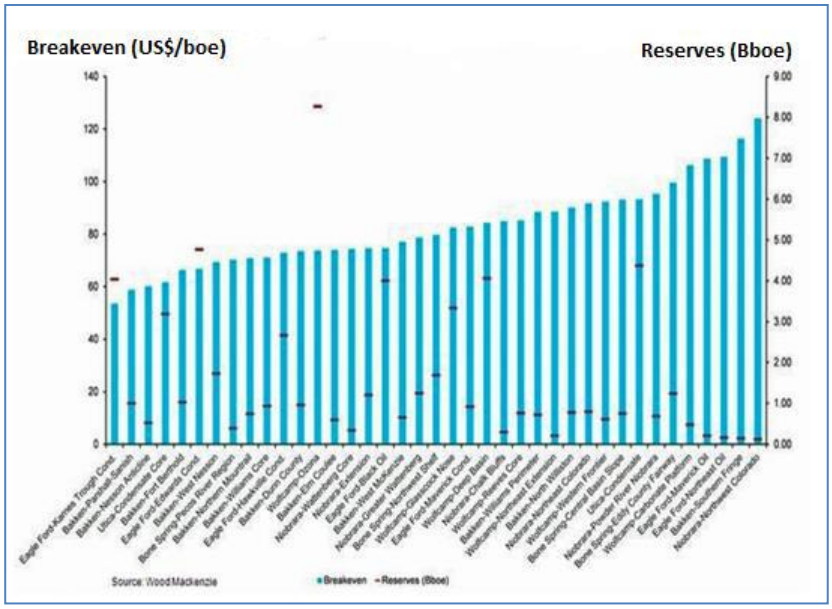


Source : Rystad Energy, Shale remains economical with lower prices, 7 novembre 2014, <www.rystadenergy.com/AboutUs/NewsCenter/PressReleases/shale-remains-economical-with-lower-prices>

[25] Voir par exemple: Reuters, « FACTBOX-Breakeven oil prices for U.S. shale: analyst estimates », 23 octobre 2014, <www.reuters.com/article/2014/10/23/idUSL3N0SH5N220141023>.

© Ifri

Figure 19 : Prix *breakeven* des pétroles de schiste par principale formation (estimation de WoodMackenzie/Business Insider)



Source : Business Insider Australia, 23 octobre 2014, <www.businessinsider.com.au/shale-basin-*breakeven*-prices-2014-10>

Rystad Energy indique que la plupart des principales formations restent rentables tant que les prix du WTI restent supérieurs à 65 $ et que des *sweet spots* des formations d'Eagle Ford, Niobrara et Bakken restent rentables à moins de 50 $, une estimation partagée par IHS qui estime que la moitié des développements en Amérique du Nord serait encore profitable à un prix du WTI de 57 $/b.

Business Insider qui reprend des données de Morgan Stanley et de WoodMackenzie indique un prix *breakeven* pondéré de 76-77 $/b. Les estimations de WoodMackenzie montrent les différences régionales significatives entre formation et à l'intérieur de chaque formation : de 50 à plus de 100 $/b dans la formation d'Eagle Ford, par exemple.

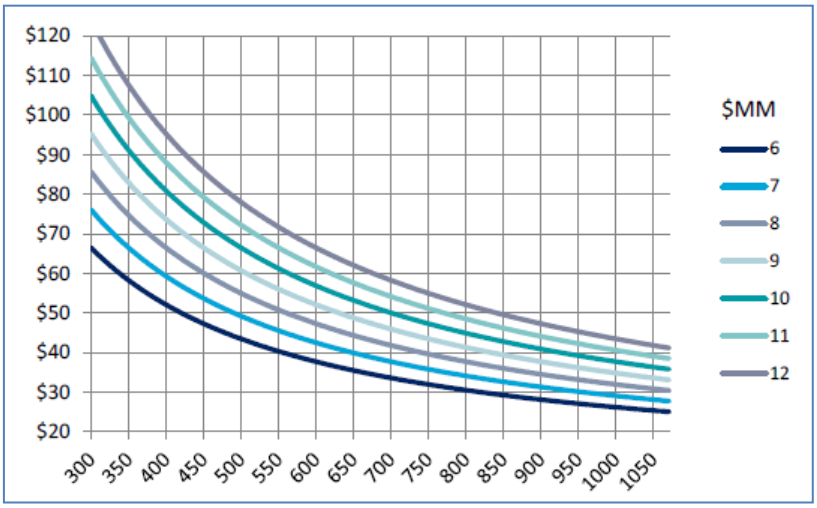
Les différences entre analystes peuvent s'expliquer par les hypothèses prises en compte dans les modèles de calcul des prix *breakeven* (**taux de production initiale, coût du puits, EUR, proportion de pétrole, gaz et LGN par puits, et hypothèses de prix du gaz et des LGN**). Il convient de souligner que les prix d'équilibre entre formation, et à l'intérieur d'une formation (*sweet spot* et périphérie), varient considérablement, rendant difficile, voire impossible, la généralisation des résultats au niveau d'une seule région, qui vont effectivement dépendre de chaque puits et opérateur. Par exemple, il y a plus de 100 opérateurs dans le Bakken. Chacun de ces opérateurs va avoir des coûts différents puisqu'ils utilisent des méthodes différentes pour forer et fracturer la roche et exploitent différentes zones/sections de la roche.

© Ifri

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 justifiant par le fait que les opérateurs ont déjà investi largement dans l'acquisition de surfaces et d'infrastructure et que ces coûts sont échoués. Selon une analyse de CITI Research[26], sur la base des coûts « mid-cycle », les prix *breakeven* des *sweet spots* pourraient être aussi bas que 40 $/b, voire moins, dans le Bakken et à Eagle Ford, et d'environ 45 $/b dans le Permian.

L'analyse des seuils de rentabilité est très sensible à la **production initiale par puits (IP) et au coût des puits**, comme l'illustre la figure 20 ci-dessous. Pour un coût donné du puits de 10 millions de $, un puits produisant une IP de 400 bep/j aura un prix *breakeven* de 80 $, alors qu'à 600 bep/j, il sera rentable à moins de 60 $. De même, pour une IP donnée de 500 bep/j, un prix de 80 $ sera nécessaire pour rentabiliser un puits de 12 millions $, alors que 65 à 70 $ suffiront pour un puits de 10 millions $.

Figure 20 : Variation du prix *breakeven* en fonction de la production initiale et du coût du puits



Notes : Abscisse : production initiale en bep/j, ordonnée ; prix du WTI en $/b. Prix des puits en million $.

Source : CITI Research, The abyss stares back, 16 octobre 2014

Les progrès technologiques permettent d'accroître significativement la production initiale, qui par exemple a été multipliée par quatre, en moyenne, dans la formation d'Eagle Ford entre 2010 et 2014 (cf. Chapitre 3). La pression sur les sociétés de

[26] CITI Research, *The abyss stares back*, 16 octobre 2014.

© Ifri

services va se poursuivre, comme l'ont déjà annoncé plusieurs opérateurs, qui espèrent obtenir des réductions du coût des services de forage et de « complétion » de 15 à 20 %. L'augmentation des IP et ces réductions modifieront les prix *breakeven*.

Bien qu'il ne soit pas facile de conclure sur le seuil de rentabilité des pétroles de schiste américains vue l'hétérogénéité des situations, **il apparaît que les trois formations/bassins déjà bien développés, mais surtout Eagle Ford et Bakken, et produisant la majeure partie de la production actuelle présentent, des prix *breakeven* relativement bas** (d'environ 50 à 60 $ à Eagle Ford et dans le Bakken, avec toutes les limites indiquées précédemment sur ces fourchettes)**,** surtout si l'on considère les coûts d'acquisition des surfaces et les coûts en infrastructures comme échoués. L'analyse des prix *breakeven* renseigne donc sur le déplacement futur de l'activité de forage, ce que confirment les annonces faites par les opérateurs de certaines formations et la baisse des forages par formations/états.

Les nouveaux bassins en phase exploratoire présentent des seuils de rentabilité plus élevés. **Dans la formation de Tuscaloosa Marine Shale (TMS), au Mississippi et en Louisiane, les *breakeven* sont estimés à 92 $/b**[27] en raison de la profondeur de la formation qui accroît le coût des forages et au manque d'infrastructures. Deux opérateurs de TMS (Comstock Resources et Halcon Resources) ont déjà annoncé qu'ils différaient leurs efforts d'E&P de TMS et se focalisaient sur d'autres formations ayant des taux de retour plus élevés. Cela dit, les formations les plus développées ne sont pas immunes des réductions de budget et de forage. Deux sociétés, très présentes dans le Permian, Rosetta et Approach Resources, ont indiqué qu'elles réduisaient leur budget 2015[28].

Enfin, **le prix du brut varie selon les régions aux États-Unis en fonction des contraintes d'infrastructures**, principalement liées au transport du brut par oléoduc ou voie ferrée, vers Cushing et les raffineries du Golfe ou des côtes Est et Ouest. La production du Permian et de Bakken s'est développée plus vite que les infrastructures d'acheminement de la production vers les raffineries. L'engorgement qui s'est créé autour de Cushing a fait baisser les prix du WTI, et plus particulièrement celui du Midland (Texas). Ainsi, le prix réalisé par les opérateurs du Permian (WTI Midland) est inférieur d'environ 5 à 10 $/b à celui du WTI et ce différentiel a atteint 17,5 $/b fin août 2014. De la même manière, les prix obtenus par les producteurs de Bakken sont inférieurs au WTI, suite aux coûts de transport du brut vers les raffineries. À l'inverse, le prix payé par les

[27] Argus, « Drillers shun costly Tuscaloosa shale », 22 décembre 2014, <www.argusmedia.com/News/Article?id=967383&page=2>.
[28] Argus, « Focused shale producers trim budget », 17 décembre 2014, <www.argusmedia.com/News/Article?id=965266&page=3>.

© Ifri

raffineries du Golfe (Light Louisiana Sweet, LLS) est supérieur au WTI. En 2013, il comportait une prime de 9,37 $/b par rapport au WTI. En 2014, la prime a diminué et s'établit à environ 1,5-2 $/b début janvier 2015.

© Ifri

Une industrie caractérisée par l'innovation et les gains de productivité

L'innovation et le progrès technologique sont au cœur de la révolution des hydrocarbures de roche-mère. L'application combinée du forage horizontal et de la fracturation hydraulique a permis cette révolution dès le milieu des années 2000. Depuis, les progrès technologiques font partie intégrante de l'industrie et ont permis de réaliser des gains de productivité significatifs. Les progrès technologiques et l'amélioration de la gestion des projets incluent, entre autres :

- des pads de forage multi-puits, dans lesquels plusieurs puits sont forés à partir d'un emplacement de surface unique (pad)
- une portée étendue des forages horizontaux jusqu'à 3 kilomètres de longueur
- la fracturation multi-étapes
- l'optimisation de la fracturation hydraulique 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
- la fracturation hydraulique simultanée de plusieurs puits sur un pad
- des trépans de forage conçus spécialement pour les schistes peu perméables
- des appareils de forage mobiles
- l'optimisation des baux miniers
- la réduction de l'espacement entre puits.

La réelle percée s'est produite au cours des deux dernières années avec l'apparition du forage horizontal à longue portée (jusqu'à 3 kilomètres) combiné à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Ces nouvelles techniques ont permis d'accroître significativement le taux de production initiale des puits, augmentant la production de LTO, et d'élargir la base des ressources économiquement récupérables, accélérant leur mise en production. Entre janvier 2010 et décembre 2014, la production moyenne d'un

© Ifri

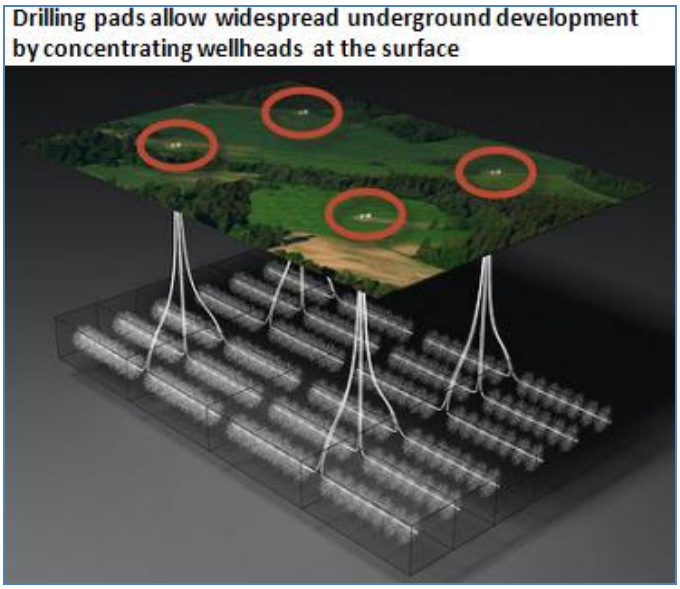
nouveau puits de pétrole dans le bassin d'Eagle Ford s'est accrue de près de 700 % (EIA, DPR, décembre 2014). Plus récemment, c'est l'espacement entre puits qui est testé avec des résultats prometteurs. L'application et la diffusion des nouvelles technologies sont très rapides dans l'industrie et devraient permettre de réduire encore les coûts.

Efficacité croissante du forage grâce au forage multi-puits à longue portée et à la fracturation à étapes multiples

Les pads de forage multi-puits ont constitué une avancée majeure depuis le début de la décennie. Ces pads permettent de baisser les coûts de forage tout en réduisant l'empreinte au sol du forage. La **multiplication des branches latérales (drains)** permet aux opérateurs de drainer une surface plus importante de la roche, permettant d'accroître les taux de production et de récupération. Chaque drain peut s'étendre sur des distances importantes (4 500pieds, i.e. 1,3 kilomètres, au début des années 2010, jusqu'à 3 kilomètres aujourd'hui, cf. ci-dessous). Actuellement 16 drains de 1,5-2 kilomètres par puits sont utilisés et les développements en cours visent 32 drains de plus de 3 kilomètres chacun.

Récemment, l'application de cette innovation va plus loin : elle est utilisée pour **drainer différents niveaux/horizons** de la roche. Ainsi, dans certains bassins, comme le bassin permien de Denver ou dans le Bakken, les producteurs forent plusieurs formations empilées les unes sur les autres.

Figure 21 : Forages multi-puits

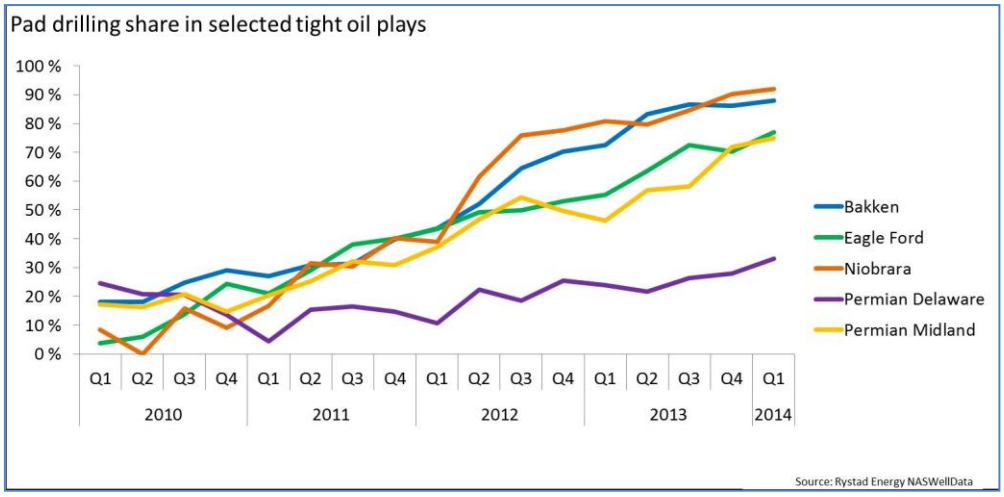


© Ifri

Note : Représentation tridimensionnelle de production d'hydrocarbures de schiste à partir de quatre pads de forage (ovales orange), comprenant chacun 6 branches horizontales.
Source : EIA (d'après Statoil)

Comme le montre la figure 22 ci-dessous, les foreurs dans les formations de Bakken, Eagle Ford, Niobrara et du Permian ont généralisé l'utilisation du forage multi-puits qui représente maintenant 75 à 95 % des forages réalisés. Des progrès peuvent encore être réalisés sur la formation de Delaware dans le Permian. **L'utilisation généralisée du forage multi-puits a permis de réduire le coût de forage par puits mais cette réduction est limitée puisque le coût du forage ne représente que 30 % du coût total d'un puits (Rystad, 2014).**

Figure 22 : Le forage multi-puits (pad drilling) par bassin



Source : Rystad Energy, juillet 2014,
<www.rystadenergy.com/ResearchProducts/NASAnalysis/usshalenewsletter>

L'efficacité du forage, définie par le nombre de jours requis pour forer un puits, s'est constamment améliorée depuis 2010, grâce à la généralisation du forage multi-puits. Alors qu'il fallait 23 jours pour forer un puits en 2011 dans le bassin d'Eagle Ford (EIA, Today in Energy, 11 septembre 2012), une semaine suffit aujourd'hui. Ceci permet de réduire le nombre de plateformes de forage nécessaires pour produire la même quantité de pétrole ou de gaz.

Une autre innovation récente employée par les opérateurs est **la plate-forme de forage mobile**, qui peut se déplacer entre les puits des pads de forage sans avoir à être démontée et remontée, permettant d'économiser les coûts de montage et démontage.

Dans les formations pétrolifères où la roche-mère est continue, les producteurs ont progressivement **allongé le forage horizontal**. Dans le Bakken, par exemple, les branches latérales

© Ifri

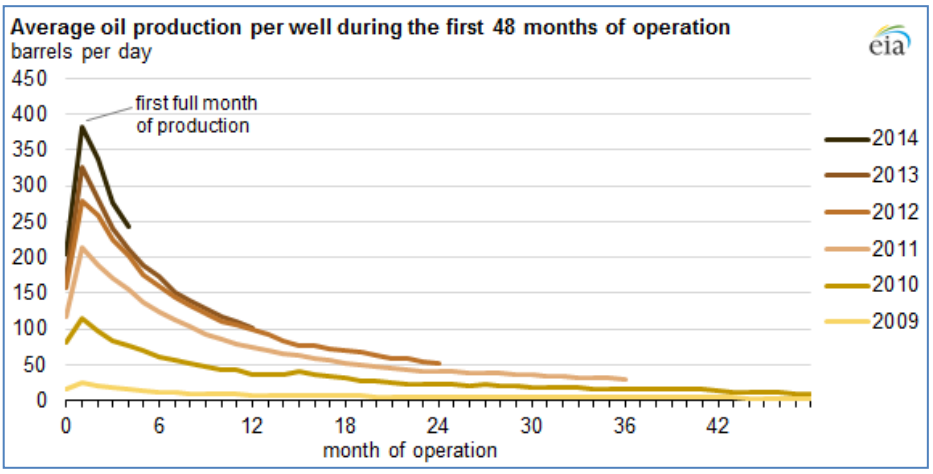
horizontales sont maintenant typiquement de 10 000 pieds[29] (3 kilomètres) de longueur avec 30 étapes de fracturation. Les puits à branches longues, aident non seulement à réduire les coûts de production et augmenter la production, mais ils réduisent également le risque pour le producteur puisqu'une plus grande section de la roche est drainée. Selon Rystad, la portée des branches latérales s'est accrue de 25 % à 55 % entre 2010 et 2014 dans les formations de Bakken, Niobrara et Permian Delaware. Toutefois, les forages horizontaux à longue portée sont plus coûteux (de l'ordre de 13 millions $ par rapport à 9 millions $ pour les puits avec des branches de 5 000 pieds), et présentent des rendements décroissants. Il y a donc un optimum économique à trouver.

En ce qui concerne la fracturation hydraulique, les principaux progrès technologiques concernent la **facturation en plusieurs étapes** qui permet d'augmenter le nombre de points de contact de la roche et de réduire les espaces entre fractures pour assurer que l'ensemble du réservoir est drainé. L'intervalle entre fracturation est ainsi passé de 300 pieds à 150 - 200 pieds. Le nombre moyen d'opérations de fracturation par puits dans le bassin de Bakken est passé de 22 à 30 entre 2010 et 2013. EOG Resources a expérimenté 50 à 70 étapes sur plusieurs puits depuis 2013. Le nombre croissant d'étapes de fracturation hydraulique et l'allongement des drains ont permis d'améliorer de façon spectaculaire les taux de production initiaux depuis 2009, ce que l'on peut clairement observer sur les six ans de production du bassin d'Eagle Ford (Figure 23). La production d'un nouveau puits foré dans la formation atteint 550 b/j en moyenne en décembre 2014, contre 70 b/j en janvier 2010. Depuis 2013, de nombreux producteurs ont utilisé beaucoup plus d'agents de soutènement (sable ou autre matériel conçu pour garder une fracture hydraulique ouverte) afin d'augmenter les taux de production initiaux. Mais les taux de production initiaux plus élevés sont souvent accompagnés d'un taux de déclin plus élevé, qui se stabilise progressivement à un niveau constant de baisse pour les années restantes de la durée de vie productive du puits.

[29] 1 pied = 0,30480 mètre.

© Ifri

Figure 23 : Production moyenne de pétrole par puits au cours des 48 premiers mois d'exploitation, Eagle Ford



Source : EIA, Today in Energy, New Eagle Ford wells continue to show higher production, 29 septembre 2014, <www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18171>

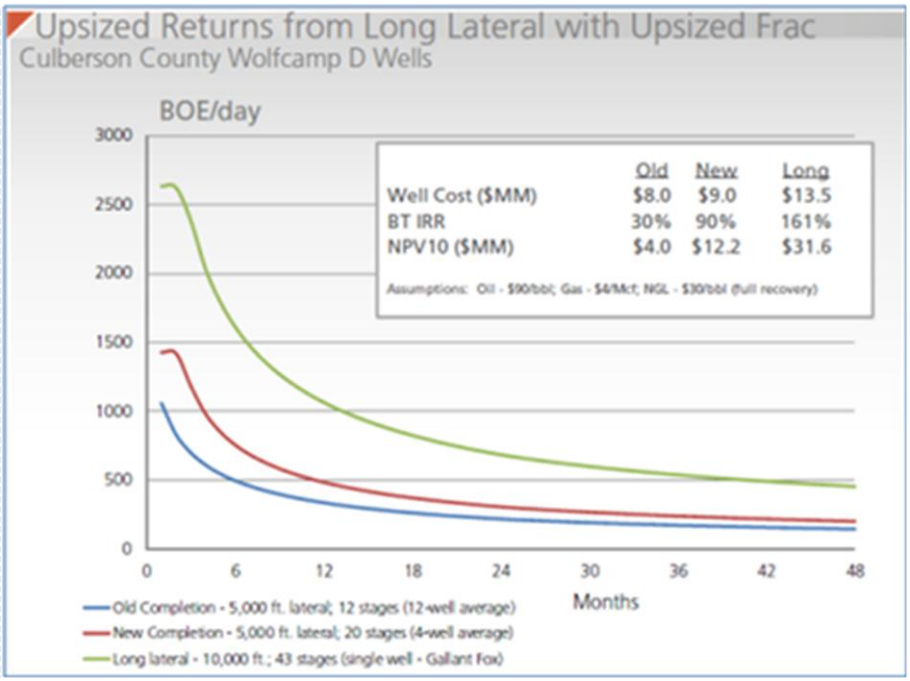
Les opérateurs utilisent également les nouvelles ingénieries de fracturation afin de placer de manière stratégique les différentes étapes de fracturation le long de la branche latérale et recherchent une optimisation de la fracturation, permise par des modèles de simulation de plus en plus sophistiqués. La plupart des études indiquent que le taux de récupération moyen pour un puits de pétrole de schiste est d'environ 5 %, il y a donc un potentiel important d'amélioration[30].

La figure 24 ci-dessous illustre un exemple d'accroissement de la production grâce au forage longue portée et à la fracturation multi-étapes.

[30] Drilling Contractor, *Multistage stimulation: one size does not fit all*, 22 avril 2014, <www.drillingcontractor.org/multistage-stimulation-one-size-doesnt-fit-all-28476>.

© Ifri

Figure 24 : Des retours sur investissement améliorés grâce au forage longue portée et multi-étapes

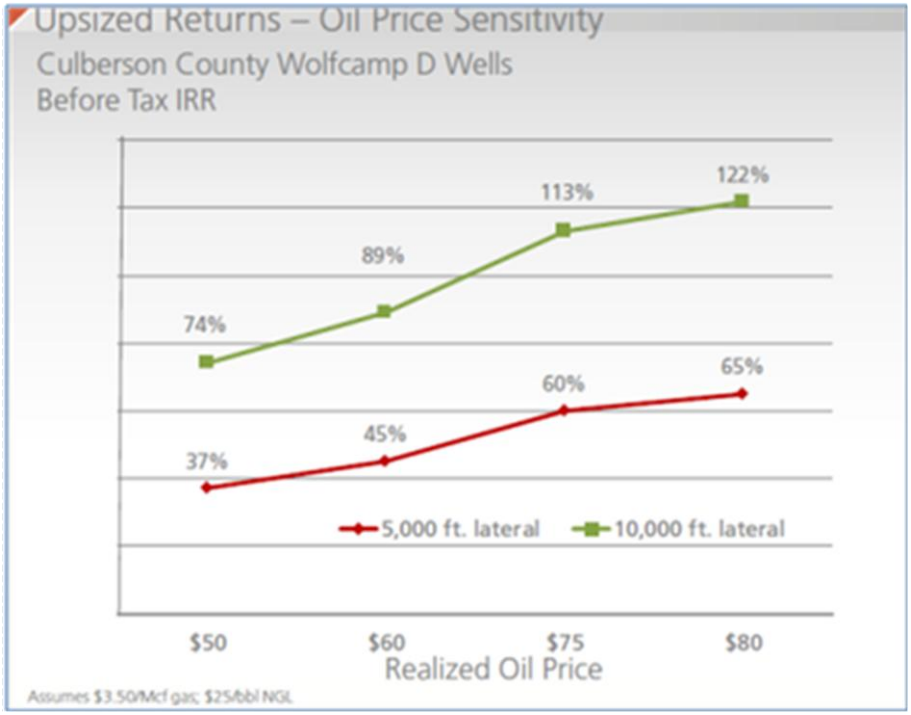


Source : Cimarex, novembre 2014

Grâce au forage multi-étapes à longue portée, Cimarex a pu augmenter la production initiale, mesurée sur 90 jours, à 2 450 bep/j, contre 1095-1365 bep/j pour des puits forés dans la même formation, mais utilisant des branches de longueur inférieures (5 000 pieds) et moins d'étapes de fracturation (12 à 20). Comme le montre la figure 25 ci-dessous, ces gains de productivité sont primordiaux dans un environnement de prix bas du pétrole. D'après les calculs de Cimarex, **le forage longue portée reste très rentable entre 50 et 60 $/b, présentant un taux de rendement interne de 74 à 89 %.**

© Ifri

Figure 25 : Sensibilité des forages au prix du pétrole



Source : Cimarex, présentation aux investisseurs, novembre 2014

Amélioration de la gestion des projets

L'amélioration de la gestion des projets par les opérateurs permet également de réaliser des gains de productivité importants. Dans certaines formations, comme le Bakken et Eagle Ford, où les superficies les plus productives ont déjà été allouées, les producteurs atteignent maintenant des nouvelles économies d'échelle en achetant, vendant et négociant des baux pour augmenter la taille contiguë de leurs baux miniers. Ceci permet aux plateformes de forage et aux équipes de production de travailler sur de grandes surfaces continues plutôt que sur des superficies morcelées, permettant des économies significatives (y compris d'infrastructure).

Les entreprises ont également réduit l'espacement entre puits. Par exemple, Pionner Natural Resources a réduit l'espacement entre ses puits de 720 pieds à 480 pieds pour les puits forés à Southern Wolfcamp et teste des distances de 300 pieds à Eagle Ford (au lieu de 1000, puis 500 pieds auparavant). Les résultats de ces expériences ont montré que les mêmes niveaux de productivité pouvaient être atteints. Les tests portent maintenant sur un espacement de 175 à 200 pieds. La réduction de l'espacement entre puits permet aux compagnies d'accroître leurs inventaires de puits à forer (Pioneer a rajouté 300 puits potentiels sur Eagle Ford suite à sa stratégie de réduction de l'espacement entre puits). Cette nouvelle stratégie est importante dans le contexte actuel puisqu'elle permet de

© Ifri

forer de nouveaux puits dans des formations déjà développées, sans coût additionnel d'exploration et d'infrastructures.

L'ensemble de ces progrès technologiques et améliorations dans la gestion des projets/baux miniers ont permis des gains de productivité importants et permettent d'envisager la poursuite de l'accroissement de la production, malgré le contexte défavorable de marché. Bien que les opérateurs prévoient des réductions significatives de leurs dépenses en capital et du nombre de plateformes utilisées (donc du nombre de puits forés), la plupart annonce toutefois une hausse de leur production. Si les technologies comme celles décrites ci-dessus continuent d'améliorer la productivité des puits, les coûts peuvent encore être réduits et les opérateurs montreront plus de résistance aux prix bas.

Gains de productivité futurs

Les compagnies de services indiquent toutefois que les gains de productivité les plus importants ont déjà été réalisés et que les gains devraient être plus progressifs à l'avenir et se rapprocher du taux global de progrès technologique observé dans l'industrie pétrolière dans son ensemble. Par exemple, Schlumberger indique que les forages dans le Bakken comprennent maintenant 30 étapes de fracturation avec des branches latérales de 3 kilomètres de long et que ces paramètres correspondent à l'optimum économique pour le Bakken[31].

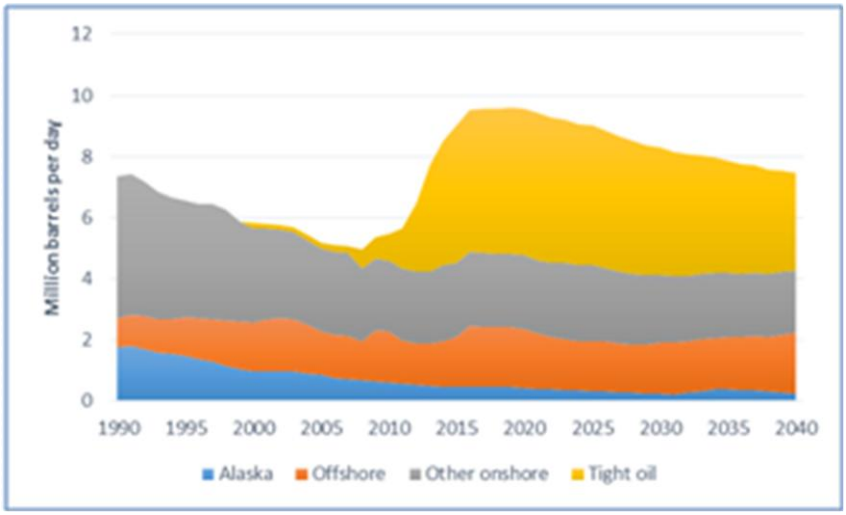
Par ailleurs, comme les zones les plus productives ont déjà été forées, à l'avenir les opérateurs vont forer des zones moins productives (pas à court terme avec l'effondrement du prix du brut), nécessitant plus de puits juste pour maintenir la production. Le ralentissement des améliorations technologiques, combiné à une activité de forage vers les zones moins productives, nécessitera à terme le déploiement d'un nombre plus important de plateformes de forage, pour augmenter, voire maintenir la production de pétrole de schiste.

C'est pourquoi, en l'absence de nouvelles percées technologiques, l'EIA prévoit un plafonnement de la production de LTO d'ici 2021 et son déclin après cette date.

[31] Drilling Contractor, *op. cit.*

© Ifri

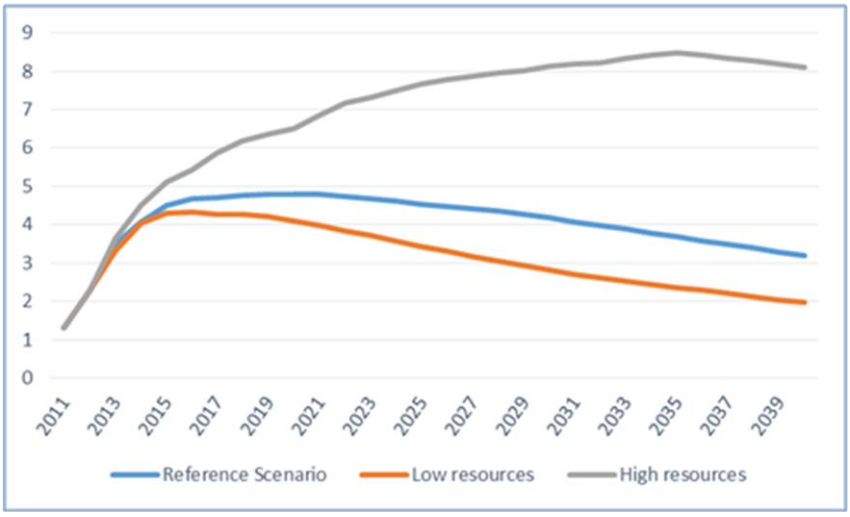
Figure 26 : Prévision de production de pétrole à l'horizon 2040, scénario de référence de l'EIA



Source : EIA Annual Energy Outlook, 2014
(1990-2012 : historique, 2013-2040 : prévisions)

Toutefois, l'exploitation des pétroles de schiste étant jeune, l'EIA note que les incertitudes autour de l'évolution de la production sont fortes, et varient aussi bien à la hausse qu'à la baisse en fonction des EURs.

Figure 27 : Prévisions de production de LTO, selon différents scénarios d'EURs



Source : EIA Annual Energy Outlook, 2014
(1990-2012 : historique, 2013-2040 : prévisions)

© Ifri

Des technologies de récupération assistée (comme l'injection de CO_2), sont actuellement testées par les opérateurs dans les bassins d'Eagle Ford, de Bakken et du Permian. Selon Wood Mackenzie, ces tests suggèrent un potentiel d'accroissement de 100 % des taux de récupération, permettant d'accroître la production de LTO de 1,5 à 3 Mb/j d'ici 2030[32].

[32] Wood Mackenzie, *US tight oil: Is technology key to a new era?*, 23 septembre 2014, <www.woodmac.com/public/industry-views/content/12524993>.

© Ifri

Des défis financiers à relever

La nécessité de forer en continu requiert des investissements élevés en capital. Les prix *breakeven* renseignent sur le niveau des prix du brut requis pour continuer à investir dans de nouveaux puits, mais ils ne suffisent pas à eux seuls à expliquer le niveau d'investissement à venir. D'autres critères importants, tels que les *cash flows* disponibles, le montant de la dette, les stratégies de *hedging* de la production attendue, spécifiques à chaque opérateur, vont également déterminer la capacité à réinvestir dans de nouveaux puits. Le facteur décisif est susceptible d'être d'ordre financier. La plupart des indépendants américains ont largement fait appel à l'endettement pour financer leurs programmes de forage. La continuation de cette stratégie requiert qu'ils aient toujours accès aux marchés des capitaux à des taux avantageux, comme cela a été le cas depuis 2010. La question est encore plus cruciale pour certains indépendants très endettés qui consacrent une part importante de leurs recettes au service de leur dette. D'un autre côté, de nombreux opérateurs ont vendu une large part de leur production attendue en 2015 sur les marchés à terme, les immunisant en partie de la chute des prix.

Les opérateurs américains : des profils très différents

Le profil des sociétés opérant dans les pétroles de schiste américains est très diversifié, avec d'un côté les majors diversifiées, dont les résultats d'exploitation bénéficient de leur diversification aval (raffinage, pétrochimie), ainsi que les sociétés intégrées, et de l'autre côté, une multitude d'indépendants de taille variée et présentant des structures financières diversifiées. Ceci explique que les résultats financiers des opérateurs américains soient très disparates. Il est par ailleurs quasiment impossible d'isoler les flux financiers attribuables à la production de pétrole de ceux générés par la production gazière, bien que l'économie des deux commodités soit très différente. Ainsi, les statistiques agrégées sur les *cash flows* et les dépenses en capital renseignent mal sur les performances du *business model* associé au pétrole, voire encore moins à celle d'une formation spécifique. De la même manière, l'hétérogénéité des acteurs (et leur niveau de production), y compris dans le groupe des indépendants, rend difficile la généralisation des indicateurs

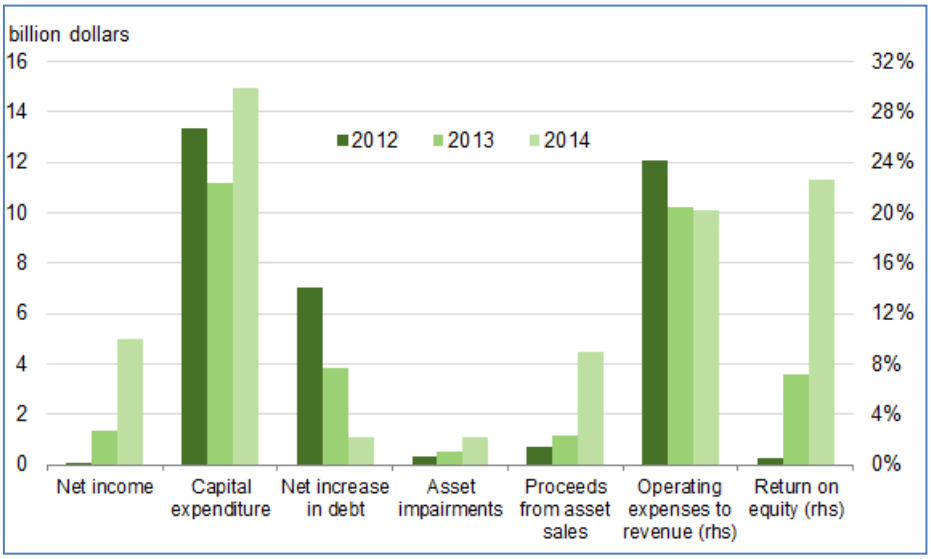
© Ifri

financiers. Pour analyser l'impact de la baisse des prix sur les opérateurs et leur capacité de poursuivre leur investissement, il importe d'aller dans le détail de chaque société : ses comptes de résultat et bilan, sa structure financière et d'endettement, la part de pétrole dans sa production et ses revenus, sa politique de *hedging. Il convient* d'étudier les actifs qu'elle possède et qu'elle serait susceptible de vendre pour passer l'orage. Dans ce rapport, nous reprenons des résultats agrégés avec les limites qu'ils comportent.

Résultats financiers en amélioration au 3e trimestre 2014

La figure 28 ci-dessous compare les principaux résultats financiers de 30 opérateurs nord-américains[33] dans les pétroles et gaz de schiste aux 3es trimestres 2012, 2013 et 2014.

Figure 28 : Résultats financiers des opérateurs de pétrole de schiste nord-américains, 3es trimestres 2012, 2013 et 2014



Source : EIA, basé sur des données d'Evaluate Energy, This Week in Petroleum, Third-quarter results for North America-focused crude oil producers, 26 novembre 2014, <www.eia.gov/petroleum/weekly/>

Selon l'analyse de l'EIA, **les opérateurs nord-américains ont amélioré leurs résultats financiers au 3e trimestre 2014**, par rapport aux mêmes périodes en 2012 et 2013. Les gains de productivité, les ventes d'actifs et la hausse de la valeur des contrats

[33] Données de l'EIA portant sur un groupe de 30 opérateurs nord-américains, producteurs de pétrole de schiste et de sables bitumineux. .Source : EIA, basé sur des données d'Evaluate Energy, *This Week in Petroleum, Third-quarter results for North America-focused crude oil producers*, 26 novembre 2014, <www.eia.gov/petroleum/weekly/>.

© Ifri

de *hedging* ont contribué à cette amélioration, malgré la baisse du prix du brut, le WTI ayant perdu 8,56 $ entre le 3e trimestre 2013 et le 3e trimestre 2014. Les résultats du 4e trimestre ne sont pas encore publiés, mais la baisse des revenus au cours du trimestre augure une forte détérioration.

Au cours du 3e trimestre 2014, le revenu net des 30compagnies a triplé, passant de 1,6 milliard de $ au 3e trimestre 2013 à 5 milliards $ au 3e trimestre 2014. Entre les mêmes périodes, leur production de pétrole et liquides s'est accrue de 23 % (338 000 b/j) à 1,8 Mb/j. Ces entreprises ont accru leur rentabilité grâce à la maîtrise des coûts tout en augmentant leur production, comme en témoigne la baisse du ratio dépenses sur recettes d'exploitation. L'ensemble de ces facteurs a contribué à atteindre le plus haut rendement sur capitaux propres en trois ans (23 %).

Recours à l'endettement

Le secteur génère des profits, mais jusqu'à présent les 30 opérateurs continuent de dépenser plus de capital qu'ils n'en génèrent. Bien que l'EIA ne précise pas le montant de leur déficit en *cash*, une analyse du Financial Times[34] portant sur 25 indépendants nord-américains (totalisant des dépenses d'investissement de 120 milliards $) indiquait une amélioration du *cash flow* disponible (FCF ou *free cash flow*[35]) de -32,2 milliards $ en 2012 à -8,8 milliards $ en 2013 et espérait un surplus de 2,4 milliards $ en 2015. La baisse des prix, toutefois, ne permettra pas aux opérateurs de réaliser cette prévision. Le déficit en *cash flows* disponibles peut s'expliquer par deux facteurs : le stade de développement des pétroles de schiste (optimisation de la production et essai de nouvelles technologies) et des résultats encore grevés par les dépréciations et baisse de revenus sur le gaz en 2012 et 2013 puisque la quasi-totalité des opérateurs produit du pétrole et du gaz. En 2014, comme le secteur entamait une nouvelle phase de développement, caractérisée par la production standardisée à large échelle, et un déplacement plus prononcé des activités du gaz vers le pétrole, le *cash flow* disponible devait continuer à s'améliorer.

Afin de financer leurs investissements, les indépendants font appel aux émissions d'actions, aux emprunts sur le marché des capitaux, aux ventes d'actifs et à la création de joint-ventures. Les opérateurs ont également réinvesti tout ou partie de leurs *cash flows* d'exploitation. Les grands/moyens indépendants ont complété leurs

---

[34] Financial Times, « Shale oil and gas producers' finances lift growth hopes », 27 août 2014, <www.ft.com/intl/cms/s/0/5cefeb8a-2d34-11e4-aca0-00144feabdc0.html#axzz3NwuHoFZI>.

[35] *Free cash flow*, ou *cash flot*, flux de trésorerie disponible. Il correspond à la différence entre les *cash flows* d'exploitation et des dépenses d'investissement.

© Ifri

besoins en cash par l'émission d'actions, la dette et les joint-ventures. Les petits indépendants ont eu de plus en plus recours aux fonds d'investissements privés et au marché des obligations à haut rendement (« *junk bond* »). Au cours des dernières années, les opérateurs américains ont également eu recours à d'autres financements pour lever des capitaux, tels que les MLP (*Master limited Partnership*, ou sociétés en commandite).

Le recours à la dette a été un moteur de l'expansion de la production des hydrocarbures de schiste. Grâce aux taux bas permis par les politiques de « *quantitative easing* » de la FED, les opérateurs ont bénéficié d'un effet de levier significatif[36]. Cet effet de levier a permis à une multitude de petits indépendants de financer leurs investissements.

Toutefois, comme les réserves d'hydrocarbures de schiste servent de garantie à ces emprunts, **la chute du prix du pétrole va réduire la valeur des actifs et la capacité des opérateurs à s'endetter**, voire dans certains cas, à rembourser leurs emprunts, une situation aggravée par la baisse des revenus. Les sociétés les plus endettées, en particulier, celles qui ont recours à l'endettement via le marché des *junk bonds* sont les plus exposées. Selon Barclays, le secteur énergie représente 17 % du marché des *junk bonds* fin décembre 2014, ce qui en fait le plus grand secteur du marché. Or, depuis la chute du prix du baril, le prix des obligations du secteur énergétique a chuté et les rendements demandés par les investisseurs sur ce marché ont augmenté de façon spectaculaire. Le taux d'intérêt atteint plus de 10 % fin décembre 2014, son plus haut niveau depuis 2 ans (5,75 % en juin 2014). Ce taux élevé va compliquer les possibilités de refinancement de la dette des opérateurs. Les opérateurs les plus endettés encourent le risque de ne pas pouvoir faire face à leurs obligations et pourraient avoir des difficultés à restructurer leurs dettes. Ce taux fait craindre des faillites et donc une consolidation du secteur sans précédent. Il faut en effet souligner que la multitude d'indépendants présentent des situations d'endettement fort différentes et que les opérateurs les plus solides pourraient racheter des actifs à un prix attractif. Toutefois, dans le contexte actuel, ces achats devraient se limiter aux actifs présentant des possibilités de forage à haut rendement, les actifs plus exploratoires ne sont pas certains de trouver preneurs et leur développement sera reporté et conditionnel à une remontée prolongée des prix du brut.

[36] L'effet de levier permet, grâce à l'emprunt, d'acquérir des actifs avec un minimum de fonds propres.

© Ifri

Ventes d'actifs

Depuis la chute du prix du brut, une stratégie commune à l'ensemble des opérateurs a visé à réduire leur dette et leurs coûts et financer leurs dépenses via leurs *cash flows* et la vente d'actifs. Au 3e trimestre 2014, les opérateurs ont eu recours à des ventes d'actifs non essentiels pour financer leurs activités d'E&P, telles que la vente de leurs actifs gaziers *midstream*, se recentrant sur l'E&P. Selon l'EIA, les ventes d'actifs ont totalisé 4,5 milliards $ au cours du trimestre (représentant environ un tiers des CAPEX), le plus haut niveau observé au cours d'un trimestre depuis 5 ans. Ces ventes ont permis de réduire significativement la hausse nette de la dette par rapport aux trimestres précédents. Cette tendance s'est accélérée au 4e trimestre 2014 (Tableau 2). Au cours du trimestre, la plupart des sociétés ont eu recours à la vente d'actifs, soit pour optimiser leur portefeuille et se recentrer sur des régions/formations spécifiques, soit pour pouvoir faire face aux échéances de remboursement de leurs emprunts ou au paiement des dividendes dus aux actionnaires/fonds d'investissement, soit pour investir dans de nouvelles superficies.

Tableau 2 : Ventes d'actifs pétroliers au 4e trimestre 2014

Company	Sold assets	Value ($)
Apache	Oil and gas assets in southern Louisiana and the Anadarko Basin, spanning western Oklahoma and the Texas Panhandle,.	1.4 billion
Chesapeake	Chesapeake Energy Corp. has agreed to sell a portfolio of 435 wells on the Marcellus and Utica shale formations to Southwestern Energy Co (413,000 net acres in West Virginia and southern Pennsylvania)	4.975 billion
Althon Energy	Encana acquired Althon Eergy in September 2014 (140,000 net acre spread in the oil-rich Permian basin).	5.93 billion
Statoil	Reduction of its working interest in the US southern Marcellus onshore shale gas asset to 23% from 29% after reaching a $394mn deal with US independent Southwestern Energy.	394 million
Linn Energy	In December 2014, the company closed the sale of its holdings in the Granite Wash and Cleveland plays in Texas and Oklahoma to EnerVest Ltd. and FourPoint Energy LLC for $1.95 billion.	1.95 billion
EOG	In December 2014, EOG Resources announced the divestiture of all its assets in Canada's Manitoba and certain assets in Alberta in two separate transactions that closed on November 28 and December 1, 2014. The sold assets had forecast production of ~7,050 barrels of oil per day, 580 barrels of NGLs per day and 43.5 MMcf of natural gas per day. In the transaction, EOG divested 1.1 million net acres (97% of which were in Alberta).	410 million
Goodrich	In December 2014, Goodrich divested some of its non-core East Texas assets	61 million

Source : Communiqués de presse des sociétés

Ventes à terme de la production

Les stratégies de couverture *(hedging)* sont aussi importantes à prendre en considération. La plupart des opérateurs américains ont mis en place des stratégies de *hedging* de leur production de pétrole (et de gaz) en cas de baisse des prix, vendant à terme environ 50 à

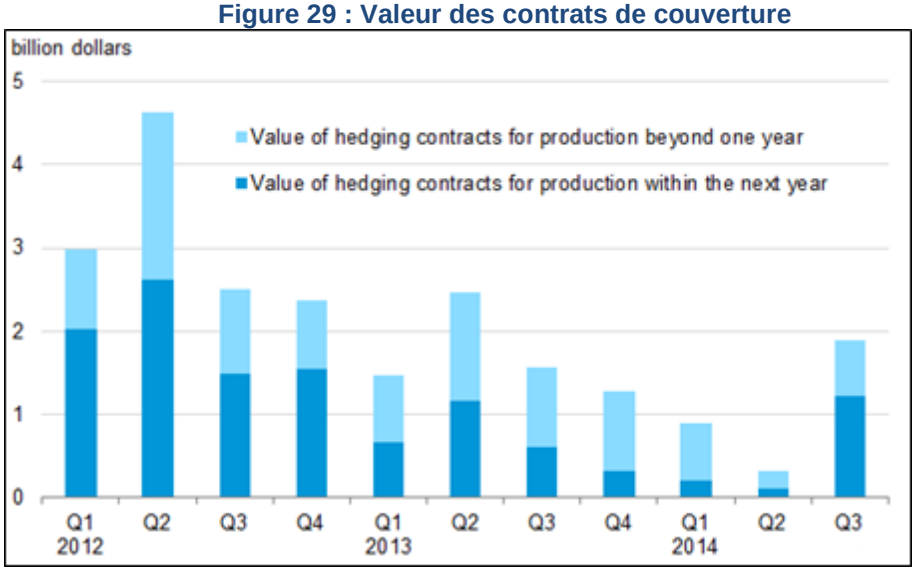
© Ifri

75 % de leur production pétrolière attendue en 2015. Ces couvertures devraient leur permettre de compenser en partie la réduction des revenus provenant de leurs ventes de pétrole. Les stratégies de couverture diffèrent largement d'un opérateur à un autre. À l'extrême, Continental Resources a liquidé toutes ses positions en septembre 2014, son CEO (qui possède la plupart des actions de la compagnie) estimant que la baisse des prix du brut était passagère.

Les producteurs utilisent différents instruments financiers pour couvrir leur production, des contrats à terme (*futures*), 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.

Selon l'EIA, la valeur des contrats de couverture du groupe de 30 opérateurs nord-américains a augmenté au cours du 3e trimestre 2014, résultant en un gain annuel non réalisé de près de 4,1 milliards $ sur les contrats de couverture achetés précédemment et la valeur des couvertures achetées au cours du trimestre. La valeur des couvertures avait diminué fin 2013 en raison des prix élevés du brut et de leur faible volatilité.

Figure 29 : Valeur des contrats de couverture



Source : EIA, d'après la base de données d'Evaluate Energy
(Week in Petroleum, septembre 2014)

Certains grands indépendants (EOG Resources Inc, Anadarko Petroleum Corp, Devon Energy Corp) ont couvert une partie de leur production attendue pour 2015 à des prix de 90 $/b. Ces couvertures leur assurent un revenu confortable malgré la baisse des prix du brut et devraient renforcer la résistance des opérateurs – et de la production – aux bas niveaux des prix, prolongeant le délai de réaction de la production à la baisse des prix. Des opérateurs, comme Pioneer Natural Resources, qui avaient une partie de leur

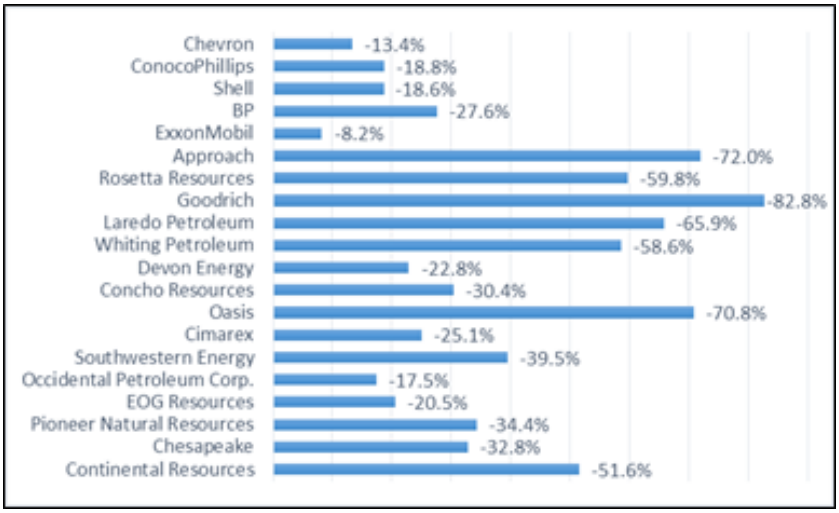
© Ifri

production couverte par des contrats de type *collars* les ont vendus et racheté des contrats à prix fixes[37].

Un environnement difficile en 2015

Le secteur va évoluer dans un environnement difficile en 2015, selon la persistance du niveau des prix du brut à leurs niveaux actuels. Déjà, la capitalisation boursière des indépendants américains a chuté depuis juillet 2014, en ligne avec la chute des prix du brut, et celles des sociétés opérant dans le secteur (Figure 30). La capitalisation boursière des indépendants a chuté plus fortement que les majors, qui profitent des bons résultats réalisés dans l'aval pétrolier. La valeur des grands indépendants a chuté d'environ 20 à 40 % entre le 1er juillet et fin décembre 2014. La baisse des actions des petits indépendants est encore plus marquée avec des chutes de 60 % à 70 % par rapport à juillet 2014, voire plus.

Figure 30 : Chute de la capitalisation boursière des sociétés opérant dans les *shales* américains au cours du second semestre 2014 (variation entre début juillet et fin décembre)



Source : Yahoofinance.com

Par ailleurs, si la baisse des prix du brut se prolonge, les compagnies devront déprécier leurs actifs, tout comme on l'a vu en 2012 lorsque le prix du gaz a chuté de 31 % par rapport à 2011. Les règles de la Securities and Exchange Commission (SEC) obligent les sociétés à réaliser des tests de dépréciation (*ceiling test write down*) prenant en compte l'environnement économique. Les règles de la SEC, qui sont utilisées pour la détermination des réserves prouvées

[37] *Pioneer Natural Resources Announces Updated Commodity Derivatives Schedule*, 6 janvier 2015, communiqué de presse de Pioneer, <http://investors.pxd.com/phoenix.zhtml?c=90959&p=irol-newsArticle&ID=2004412>.

© Ifri

mais également en comptabilité pour déterminer la valeur comptable des actifs pétroliers et gaziers selon la méthode des coûts complets, utilisent la moyenne des prix du brut du 1er jour du mois au cours des 12 derniers mois (la règle a été modifiée à partir de 2010 ; auparavant le prix au 31 décembre de l'année était utilisé). Les tests de dépréciation sont effectués tous les trimestres. La baisse des prix du brut à fin septembre 2014 était limitée et n'a donc pas entraîné de révisions importantes de la valeur des actifs. L'EIA évalue toutefois les dépréciations d'actifs au cours du 3e semestre 2014 à 1,1 milliard de $. La baisse des prix observée au cours du 4e trimestre 2014 est spectaculaire (37 $) et si elle se poursuit entraînera des dépréciations d'actifs beaucoup plus importantes fin 2014 et en 2015 (vu le mode de calcul sur les douze derniers mois), ainsi que des reclassifications de réserves prouvées non développées (PUD, *proven undeveloped reserves*) en réserves probables, réduisant la valeur comptable des actifs pétroliers détenus par les opérateurs.

Les dépréciations d'actifs gaziers ont atteint des montants colossaux lorsque le prix du gaz a chuté en 2012. Les compagnies ont déprécié 29 milliards de $ d'actifs en 2012. Plusieurs dépréciations ont concerné les opérateurs étrangers et les majors qui avaient acheté des superficies/sociétés au plus fort de la révolution des gaz de schiste. Ainsi, en 2012, BHP Petroleum a déprécié de 2,84 milliards de $ les actifs gaziers de Lafayetteville que la société avait acheté à Chesapeake pour 4,75 milliards 18 mois plus tôt.

Plus récemment, des dépréciations d'actifs pétroliers ont été constatées comme l'indique le tableau 3 ci dessous. En août 2013, Shell, qui a investi 24 milliards $ dans les hydrocarbures non conventionnels en Amérique du Nord, a déprécié de 2,1 milliards de $ ses actifs dans les pétroles de schiste américains[38]. Shell a également vendu ses actifs dans la formation d'Eagle Ford. En septembre 2014, Sumitomo a annoncé une dépréciation de 170 milliards de yens (1,54 milliards $) de ses actifs dans le Permian[39]. La société avait investi 110 milliards de yens dans la formation en 2012, mais, selon Sumitomo, les résultats des forages ont montré que le pétrole serait plus difficile et coûteux à produire qu'escompté.

[38] Financial Times, « Peter Voser says he regrets Shell's huge bet on US shale », 6 octobre 2013, <www.ft.com/intl/cms/s/0/e964a8a6-2c38-11e3-8b20-00144feab7de.html#axzz3NlMzJtea>.

[39] Nikkei Asia, Sumitomo *tarred with big loss on failed US shale oil project*, <http://asia.nikkei.com/Markets/Tokyo-Market/Sumitomo-tarred-with-big-loss-on-failed-US-shale-oil-project>, 30 septembre 2014.

© Ifri

Tableau 3 : Dépréciations récentes d'actifs dans les *shale oil* américains

Company	Value ($)	Date	Shale play
Sumitomo	1.7 billion	Sep-2014	Permian
Forest Oil	127 million	Sep-2014	Downward revision of proved undeveloped reserve estimates in the Eagle Ford
BP	521 million	Apr-2014	Utica
Itochu Corp.	279 million	Mar-2014	US Shale (oil and gas producer Samson Investment Co.)
Shell	2.1 billion	Aug-2013	US tight oil
Marathon	340 million	May-2013	Eagle Ford

Source : Communiqués de presse des sociétés

Les dépréciations vont modifier la valeur des actifs au bilan des sociétés et réduire la capacité des opérateurs à emprunter, capacité déjà entamée par la baisse des revenus. La baisse des prix du brut va également éroder l'amélioration des *cash-flows* disponibles. Les CAPEX nécessaires pour soutenir la croissance de la production pourraient dépasser largement les *cash-flows* disponibles, et sans injection de nouveaux capitaux, l'industrie ne serait pas en mesure de croître de manière organique et d'assurer la croissance de la production. Bien qu'il soit impossible de généraliser ce commentaire à l'ensemble du secteur, tant les sociétés présentent des capacités d'autofinancement différentes, certains indépendants ne pourront pas continuer à financer leurs programmes de forage, même dans le cas où leurs forages seraient rentables. On peut donc s'attendre à une vaste restructuration et consolidation du secteur.

Il ne faut pas non plus sous-estimer la réactivité des indépendants. Certains petits indépendants, pointés du doigt par les agences de notation, ont renégocié leur dette, vendu des actifs ou fusionné avec des partenaires plus solides. Par exemple, Forest Oil, dont les opérations étaient trop petites pour profiter des effets d'échelle vient de fusionner avec Sabine Oil & Gas. Magnum Hunter Resources a vendu ses actifs dans le Bakken et recentré ses activités E&P sur le gaz dans le bassin Appalachian (Utica). Jusqu'à présent, une seule compagnie, American Eagle Energy (2 700 b/j), a annoncé qu'elle arrêtait de forer en attendant la remontée des prix du brut[40].

[40] Midland Reporter-Telegram, « Small oil company to quit drilling amid falling crude », 5 janvier 2015, <www.mrt.com/business/oil/article_fa45ab80-9513-11e4-8fec-4bc509ccafb4.html#ixzz3OEqp1CeX>.

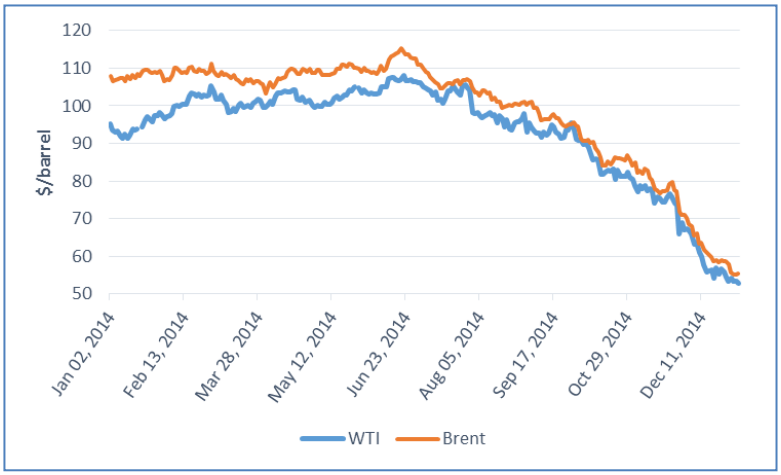
© Ifri

Conséquences de la baisse des prix à court terme

Une baisse spectaculaire des prix du brut

Depuis juillet 2014, et plus particulièrement en novembre et décembre 2014, les prix du brut ont chuté de moitié. La hausse de la production pétrolière américaine, la reprise des exportations de pétrole libyenne pendant l'été 2014, couplée à la faiblesse de la demande mondiale, a entraîné un excédent de production qui pèse lourdement sur les prix. La décision de l'OPEP, le 27 novembre 2014, de laisser inchangée son niveau de production à 30 Mb/j a accéléré la chute des prix. Depuis cette date, le prix du Brent a perdu 20 $/b et se situe à 55,27 $ le 31 décembre 2014. Le WTI cote à 53,45 $. En moyenne, le WTI s'établit à 93,20 $ en 2014, une baisse de 5 $ par rapport à 2013. Le Brent perd près de 10 $ à 99 $. Le différentiel de prix entre le Brent et le WTI s'est réduit (6 $ en moyenne en 2014), comparé à environ 15 $ au cours des années 2011 à 2013.

Figure 31 : Prix du Brent et du WTI (janvier 2008-décembre 2014)



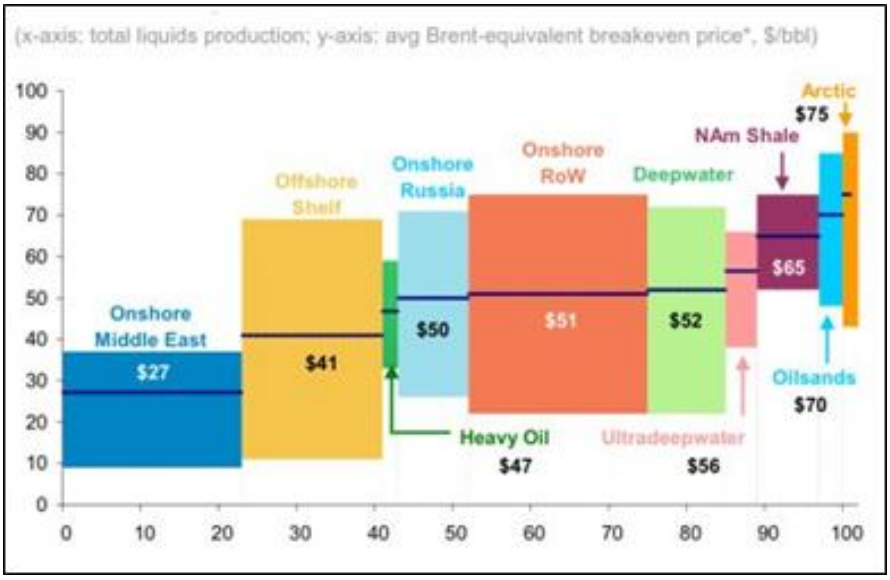
Source : EIA

À ces niveaux de prix, on peut légitimement s'interroger sur la capacité des producteurs de pétrole de schiste américains à poursuivre leurs investissements pour assurer la croissance de la production. La question se pose également pour nombre de producteurs de pétrole conventionnels comme l'indique la figure 32

© Ifri

ci-dessous qui illustre les coûts de production *breakeven* de la production mondiale par région.

Figure 19 : Coûts *breakeven* de la production mondiale de pétrole



Source : Business Insider (from Rystad data), Saudi Arabia Won't Win This Oil-Price Standoff, 6 novembre 2014, <www.businessinsider.com/citi-saudi-arabia-wont-win-this-oil-standoff-2014-11#ixzz3L2y3e9Gz>

Mais la question est plus aiguë pour les producteurs américains, dont le *business model* est très différent des pétroles conventionnels. **D'une part, les opérateurs américains doivent forer en continu pour assurer la croissance de la production, d'autre part, leurs nouveaux forages sont très sensibles au prix de l'année du forage,** ce qui n'est pas le cas de la production des méga projets de pétrole conventionnel qui s'inscrivent dans le long terme, bien que les développements futurs soient retardés. Enfin, le nombre de forage dans les pétroles de schiste peut être revu facilement et rapidement. La baisse des prix va ainsi tester la durabilité de la production de pétrole de schiste et sa capacité à résister aux cycles de prix, caractéristiques du marché pétrolier.

Réduction des CAPEX

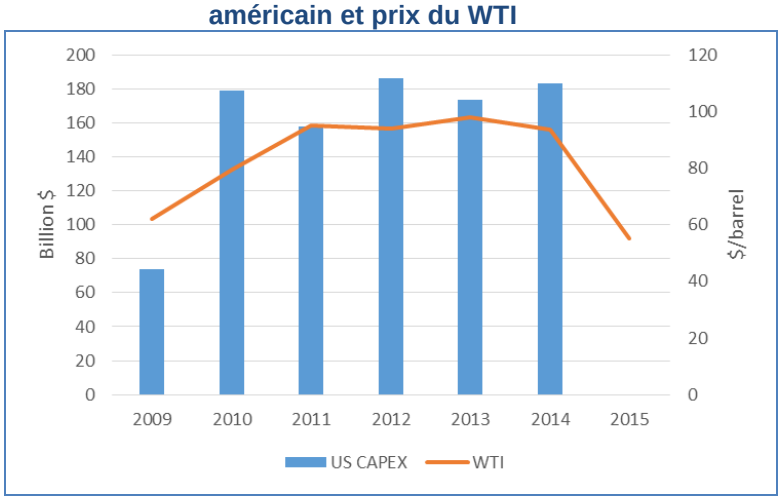
L'effondrement des prix du brut se fait ressentir sur les dépenses d'investissement des opérateurs américains, aussi bien celles des majors que celles des petits indépendants. Après avoir résisté depuis juillet 2014, l'activité de forage a commencé à baisser en décembre 2014.

L'accroissement spectaculaire de la production de LTO a été permis par des investissements élevés en E&P, aidés par le niveau des prix du pétrole au cours de la période 2010-juin 2014 et la

© Ifri

politique monétaire de la FED, permettant aux indépendants d'emprunter à des taux d'intérêts bas. Au cours de la période 2010-2014, les investissements en E&P aux États-Unis se sont élevés à 880 milliards de $. Ils se sont fortement accrus en 2011 et ont poursuivi leur hausse depuis (sauf en 2013) mais à des taux de croissance plus modérés, ce qui n'a pas empêché la production de s'envoler. En 2014, les investissements E&P dans les *shales* sont estimés à 129 milliards $, représentant 70 % des investissements dans l'amont pétrolier et gazier américain. Ces investissements sont fortement dépendants du prix du brut.

Figure 33 : Investissements dans l'amont pétrolier et gazier américain et prix du WTI



Source : CAPEX (2009-2013) : EY US oil and gas reserves study, 2014, 2014 estimé. Prix du pétrole en 2015 : EIA STEO, 13 janvier 2015

Depuis la chute du WTI, plusieurs opérateurs aux États-Unis (comme dans le reste du monde) ont annoncé une réduction de leur CAPEX pour 2015. Cette baisse touche l'ensemble des opérateurs, quelle que soit leur taille. Elle est toutefois plus prononcée (en valeur relative) pour les petits/moyens indépendants qui, dans certains cas, sont largement endettés, et ne disposent pas de sources de diversification, à l'opposé des majors et compagnies intégrées.

Les majors ont annoncé de nouvelles réductions de leurs dépenses en capital en 2015, une tendance amorcée en 2014, alors que les sociétés se focalisaient sur la discipline financière, le contrôle des coûts, le rendement des projets et la distribution de dividendes. Par exemple, ExxonMobil a annoncé une réduction de son budget mondial de plus de 10 % jusqu'en 2017 et la priorité donnée aux activités en aval. Ses dépenses en capital ont été abaissées à 37 milliards de $. La compagnie prévoit toutefois de continuer ses acquisitions dans les pétroles et gaz de schiste en Amérique du Nord selon les opportunités. ExxonMobil est présente dans le secteur des hydrocarbures de schiste via sa filiale XTO, acquise en 2010 pour 41 milliards $. BP va également réduire ses investissements à 24-26 milliards $. La société a séparé ses activités E&P des

© Ifri

hydrocarbures de schiste aux USA et la nouvelle entité devrait investir 1 à 1,4 milliards $ en 2015. BP va ajouter quatre à six plateformes de forage dans la région du Mid-Continent en 2015 et pourrait en rajouter dix de plus pour accroître la production. ConocoPhillips a annoncé une réduction de 20 % de son budget d'investissement pour 2015 à 13,5 milliards de $. La société prévoit de différer ses investissements dans certains bassins de pétrole et de gaz de schiste, dont ses investissements dans les schistes canadiens (Montney, Duvernay), ainsi que dans le Permian et le Niobrara. Chevron a décidé de différer l'annonce de son budget 2015. Shell et Total avaient déjà mis en œuvre des mesures de réduction des coûts et de ventes d'actifs au début de l'année 2014 avant que le prix du pétrole baisse.

Mais ce sont les indépendants, en particulier petits et moyens, qui vont être les plus affectés par la baisse des prix, car à l'inverse des majors et indépendants intégrés, ils n'ont pas d'activités aval, leur permettant de diversifier leurs sources de revenus. Le tableau 4 montre l'évolution des budgets E&P 2015 des indépendants américains qui ont annoncé leurs prévisions de budget en novembre et décembre 2014. Certains grands indépendants, comme EOG, Anadarko, ont indiqué qu'ils n'annonceraient leur budget 2015 qu'au 1er trimestre 2015, afin d'observer le marché pendant quelques mois tant l'évolution du prix du brut reste incertaine. Bien qu'il ne soit pas exhaustif, le tableau montre la tendance de fond actuelle : **une réduction des CAPEX de 20 à 50 %, en ligne avec la baisse des *cash flows*, et une baisse de l'activité forage équivalente**, à l'exception de quelques sociétés qui prévoient (en novembre/décembre 2014) d'augmenter leurs dépenses. La baisse des CAPEX telle qu'annoncée à fin décembre 2014 totalise 6 milliards de $. En moyenne, la réduction est de 16 % par rapport à 2014 (cette moyenne prend en compte les indications faites fin octobre par Devon Energy et Whiting Petroleum de garder le même niveau de dépenses en 2015, une hypothèse qui sera vraisemblablement revue au cours du 1er trimestre 2015). Mais certains petits indépendants prévoient des réductions plus drastiques. Oasis a annoncé qu'elle réduisait son budget 2015 de moitié à 750-850 millions $ contre 1,4 milliards $ en 2014. Linn Energy vient d'annoncer une baisse de 53 %. Goodrich Petroleum, qui opère dans des régions plus coûteuses, telles que la Louisiane et le Mississippi, a réduit ses investissements de 2015 de moitié et est en train de vendre ses actifs dans la formation d'Eagle Ford afin d'accroître son cash disponible. Continental Resources vient de réduire pour la deuxième fois ses prévisions de budget 2015 et les a ramenées à 2,7 milliards contre 5,2 milliards $ prévus en septembre 2014.

Malgré les réductions de budget annoncées, **la plupart des indépendants espèrent augmenter leur production** en se focalisant sur les formations les plus productives, en différant leurs travaux exploratoires de nouvelles zones et en réduisant leurs coûts, en particulier ceux liés au forage et à la « complétion ». La croissance

© Ifri

de la production devrait toutefois ralentir par rapport à 2014 : des hausses de 10 à 20 % sont annoncées, à comparer aux 28 % de croissance réalisée en 2014 pour la production totale de LTO. Selon différentes estimations, il faudrait une réduction de 50 à 60 % des budgets pour stopper la croissance de la production de pétrole de schiste US[41].

Les opérateurs restent toutefois prudents face à la baisse des prix du brut et, selon la durée de cette baisse, pourraient réadapter leur budget 2015 d'ici la fin du premier trimestre 2015. La plupart des prévisions de budget 2015 établies en novembre/décembre 2014 tablent sur un prix du brut de 70 à 80 $/b en 2015.

Les compagnies de services vont fortement ressentir la baisse. On s'attend non seulement à une baisse de leurs activités, mais également du coût des services, estimée à 20 %, afin de conserver leur clientèle. Pour faire face à cette situation, Haliburton, numéro deux des services pétroliers, a racheté en novembre 2014 le numéro trois Baker Hughes pour 34,6 milliards $.

Tableau 4 : Évolution des CAPEX 2015/2014 des principaux indépendants américains

	2014 US CAPEX (billion $)	2015 US CAPEX (billion $)	%change	Comments
Marathon Oil	5.5	4.3-4.5	-18% to -22%	Will tailor its budget to favor high-return investments in the U.S. and pare back exploration spending. Expects annual production growth to be in the high single digits in 2015.
Continental Resources	4.6	2.7	-41%	The leading Bakken operator. Second spending cut after a first cut to $4.6 billion announced in November. -48% compared with the plan of $5.2 billion anounced in September. The company expects to post output growth of 16%-20% with the new capex versus 23%-29% targeted earlier. Completed well costs in 2015 are expected to average at least 15% below 2014 as service costs fall.
Apache	5.4	4	-26%	North America spending. Apache expects oil and natural gas liquids output from onshore North American fields to rise 12 to 16% in 2015, after adjusting for asset sales
Concho Resources	2.6	3	+15%	Concho is targeting year-over-year production growth of 28% to 32% in 2015 (anounced at the beginning of November)
Devon Energy	5-5.4	5-5.4	-	Devon currently plans to keep spending flat y/y in 2015, although they will be shifting allocations around to maximize returns (as announced in October 2014)
Whiting Petroleum	3.8	3.8	-	Assuming $80 oil, the Bakken player believes they can keep spending flat next year ($3.8bn w/ the Kodiak acquisition) and still achieve 20% growth.
Encana	2.6	2.7-2.9	+4 to 12%	About 80% of Encana's capital budget will be invested in four of the company's highest margin assets, the Montney, Duvernay, Eagle Ford and Permian areas. These areas have relatively low supply costs averaging about $35-$55/barrel of oil equivalent (boe), according to the company. In the Permian Encana plans to invest $850mn-$950mn and run 9 to 13 rigs, drilling around 180 and 200 net wells. 2015 budget based on $70/bl WTI
Linn Energy	1.55	0.73	-53%	Linn also said it had reduced its distribution per unit and the dividend per share for subsidiary LinnCo to $1.25 each from $2.90 on an annualized basis.
Laredo Petroleum	1.3	0.525	-60%	Production for 2015 is expected to grow more than 12%
Range Resources	1.6	1.3	-18%	The company expects production growth in the 20% to 25% range despite the reduction in its capital budget.
Oasis Petroleum	1.4	0.75-0.85	-39 to -46%	Oasis expects its production to increase 5 percent-10 percent next year.
Denbury	1.1	0.55	-50%	Denbury is a unique operator, focused on secondary and tertiary oil recovery. Denbury is targeting flat production for 2015.
Rosetta Resources	1.2	0.7-0.8	-20% to -30%	Rosetta Resources, an important Eagle Ford operator. Will pare back the number of drilling rigs it will use (drilling of 70 to 100 wells in 2015 compared with 150 wells in 2014). Plans to refocus more of its budget on the Permian Basin.
Goodrich	0.325	0.15-0.2	-38 to -54%	Goodrich expects 2015 oil production to increase about 30%-42% over last year.
TOTAL	36.625	30.73	-16%	

Source : Communiqués de presse, sites web et présentations financières des sociétés, novembre/décembre 2014

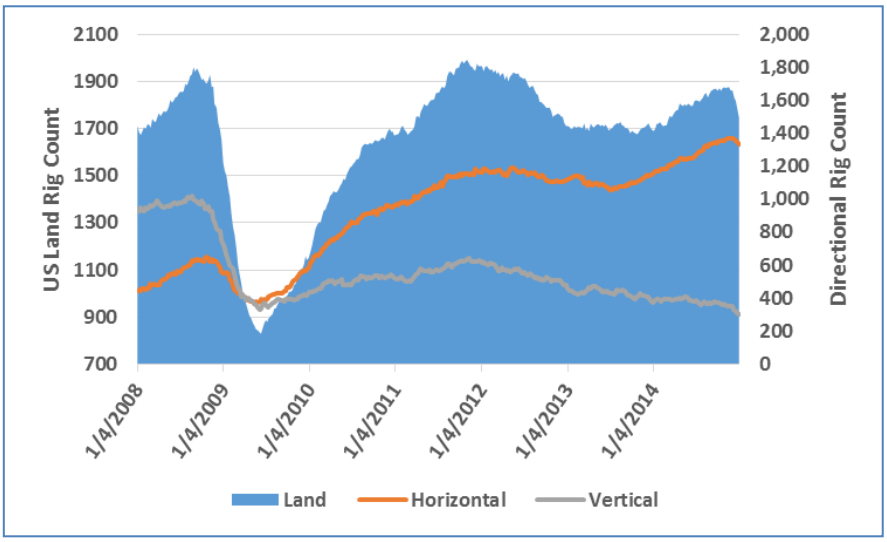
[41] Midland Reporter Telegram, « Shale producers unruffled by prices », 8 décembre 2014, <www.mrt.com/business/oil/article_5f7ffe76-7f2d-11e4-b8d2-f76663133fc3.html>.

© Ifri

Baisse des forages et permis

Après avoir bien résisté au déclin des prix entamé en juillet 2014, les activités de forage sont en baisse depuis décembre 2014. Le nombre total de plateformes de forage actives début janvier 2015 s'établit à 1811, en baisse de 109 plateformes (-6 %) depuis le 5 décembre 2014, mais reste en hausse par rapport à début 2014. Les plateformes orientées vers le pétrole connaissent la plus forte baisse (-93 plateformes), en lien avec les annonces de réduction des programmes de forage des opérateurs. La baisse est plus marquée pour les forages verticaux et directionnels (-77) que pour les forages horizontaux (-32), indiquant une tendance à se focaliser vers les modes de production les plus productifs. Ce sont principalement les bassins du Permian (-38) et de Granite Wash, Oklahoma (-11) qui sont affectés par la baisse des forages pétroliers. La formation d'Eagle Ford et le bassin de Williston (Bakken) résistent encore. Mais l'activité de forage a commencé à baisser dans le Dakota du Nord, où le prix du pétrole est encore plus bas que celui du WTI (proche de 40 $ début janvier 2015).

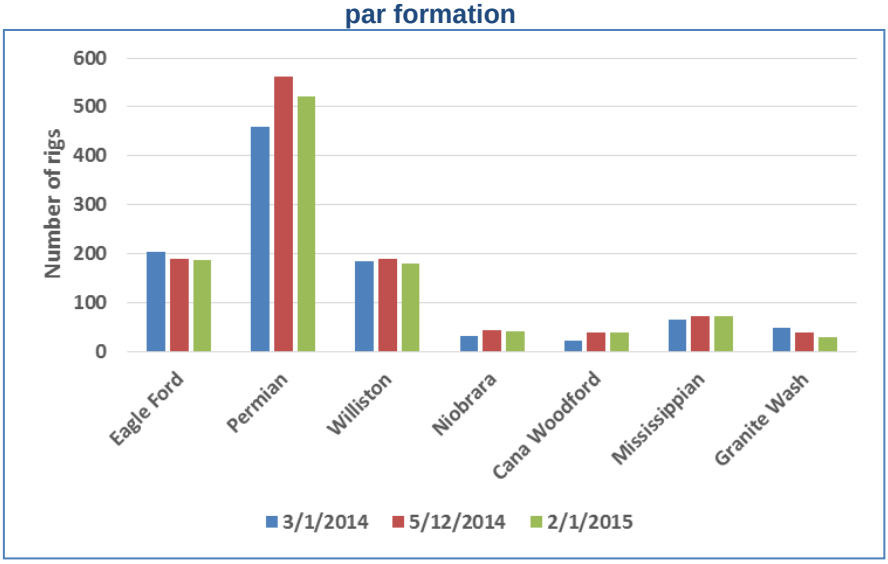
Figure 34 : Nombre de plateformes actives aux États-Unis (janvier 2008-décembre 2014)



Source : Baker Hughes

© Ifri

Figure 35 : Nombre de plateformes de forage orientées pétrole par formation



Source : Baker Hughes

La baisse devrait se poursuivre au 1er trimestre 2015 puisque de nombreux opérateurs ont annoncé qu'ils retiraient des plateformes de leurs programmes de forage. Selon les analystes, la baisse pourrait atteindre 25 %, soit 550 plateformes par rapport à la situation début décembre et le nombre total de plateformes actives pourraient baisser à 1 400 au cours du 1er semestre 2015[42]. Le Permian devrait connaître une baisse prononcée : les opérateurs vont arrêter le forage vertical au profit du forage horizontal, et c'est dans ce bassin que l'activité de forage vertical était encore importante. Les experts ne prévoient toutefois pas une baisse aussi importante que celle observée en 2009 lorsque le prix du brut avait chuté de 147 $/b à moins de 40 $, et l'activité de forage avait baissé de 180 plateformes par mois entre décembre 2008 et la mi-avril 2009.

De la même manière, le nombre de nouveaux permis de forage, qui donne une indication de l'utilisation des plateformes de forage dans les deux à trois mois à venir, a chuté de 40 % en novembre 2014 par rapport à octobre, avec des baisses particulièrement marquées dans le Permian (-38 %), le bassin de Williston (-29 %) et la formation d'Eagle Ford (-28 %).

L'indicateur du nombre de plateformes actives est important pour prévoir la production future. Il a toutefois perdu de l'importance au cours des dernières années suite aux gains d'efficacité réalisés. Ainsi, la production de gaz a atteint des records malgré la baisse du nombre de forage orienté vers le gaz, en partie due à la production de gaz associé des bassins pétroliers, mais aussi grâce à l'efficacité

[42] Argus, « Drop in US rigs may be start of longer trend », 12 décembre 2014, <www.argusmedia.com/News/Article?id=963135&page=5>.

© Ifri

des forages. De même, le nombre de nouveaux permis est un bon indicateur, mais les opérateurs ont déjà un portefeuille important de puits à forer.

La baisse de l'activité de forage ne devrait pas se faire ressentir sur la production avant le second semestre 2015 étant donné l'arriéré de nouveaux puits en cours de développement. Les sociétés de services sont les premières touchées. Halliburton a annoncé en décembre une réduction de ses effectifs de 1 000 personnes.

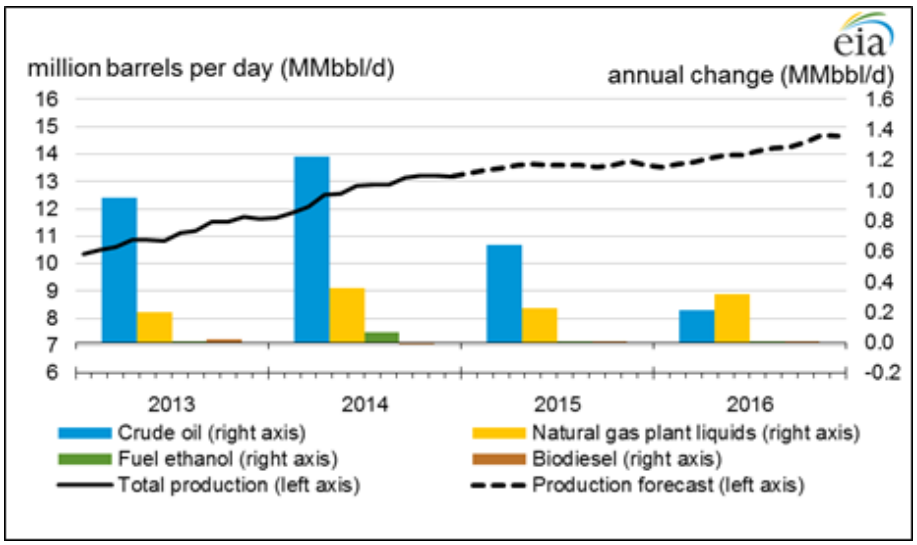
La résistance de la production américaine

Comme on l'a vu dans le premier chapitre, la production de LTO continue sa progression et atteint 5,2 Mb/j en décembre 2014. Malgré une prévision de baisse des prix du WTI à 55 $/b en moyenne sur 2015[43], avant une remontée à 71 $ en 2016, l'EIA prévoit **une continuation de la croissance de la production américaine de pétrole à 9,31 Mb/j en 2015, contre 8,67 Mb/j en 2014**, soit un accroissement de 0,64 Mb/j, la moitié de l'accroissement enregistré en 2014. La production de pétrole brut dans les 48 états (hors Alaska et Golfe du Mexique), constituée principalement de LTO, devrait s'accroître de 0,58 Mb/j de 6,74 Mb/j en 2014 à 7,32 Mb/j en 2015. C'est un ralentissement par rapport à la croissance observée entre 2014 et 2013 (1,06 Mb/j). Le ralentissement devrait se faire sentir à partir du second semestre 2015 avec un léger déclin de la production. L'EIA prévoit une baisse de l'activité de forage au 1er semestre 2015 en lien avec la baisse du prix (49 $/b en moyenne au 1er semestre 2015) et la perte de rentabilité des forages dans certaines formations, aussi bien émergentes que matures et prévoit que les opérateurs vont rediriger leurs investissements vers les *sweet spots* des principales formations pétrolières. L'EIA estime également que les prix restent suffisamment élevés pour permettre des forages ciblés dans les formations de Bakken, Eagle Ford, Niobrara et du Permian. Au second semestre, l'EIA prévoit une reprise des forages grâce à la baisse des coûts des baux et des services et la légère reprise des prix du brut (60,5 $ en moyenne au second semestre). Bien qu'atteignant un record à 9,53 Mb/j, la production poursuit son ralentissement en 2016 (0,2 Mb/j).

[43] Avec une poursuite de la baisse du prix au premier trimestre et une légère reprise à partir d'avril 2015.

© Ifri

Figure 36 : Prévisions 2015 de production américaine de pétrole et liquides



Source : EIA, STEO, 13 janvier 2015

La prévision de la production de pétrole en 2015 établie en janvier 2015 est inférieure de 0,32 Mb/j à celle effectuée en octobre 2014 lorsque l'EIA prévoyait des prix du brut de 94,6 $ en 2015 et un accroissement de la production pétrolière de près de 1Mb/j.

Par ailleurs, dans son Annual Energy Outlook 2014 (AEO 2014), publié en mai 2014, l'EIA a testé des scénarios de production des LTO à long terme selon différentes hypothèses de prix du brut : prix de référence, prix bas et prix élevés (Tableau 5).

Tableau 5 : Hypothèses de prix selon les trois scénarios de l'EIA/AEO 2014

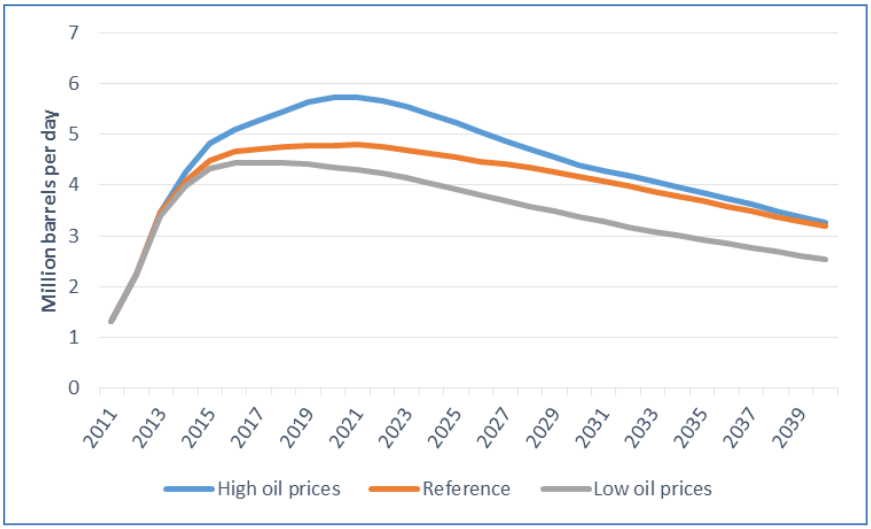
($2012/b)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030	2040
Reference	97.5	98.5	93.2	89.8	88.2	88.9	90.8	92.9	114.7	137.6
Low prices	97.5	83.1	70.2	66.8	65.9	65.6	65.6	65.6	69.1	72.2
High prices	97.5	118.0	127.4	135.1	140.2	142.6	144.3	146.1	167.7	198.8

Source : EIA Annual Energy Outlook, 2014 (1990-2013 : historique, 2014-2040 prévisions)

La figure 37 ci-dessous montre l'évolution de la production de LTO (hors condensats) selon les trois hypothèses de prix. Il est assez remarquable qu'à court terme, la production est assez insensible à la baisse du prix du brut et poursuit sa croissance bien qu'à un taux plus modéré. Sur le long terme, l'impact est plus marqué. Dans le cas du scénario prix bas, la production de LTO plafonne entre 2016 et 2018 et commence à décliner en 2019, deux ans plus tôt que dans le scénario de référence.

© Ifri

Figure 37 : Prévisions de production de LTO à l'horizon 2040 selon les scénarios de prix de l'AEO 2014



Source : EIA Annual Energy Outlook, 2014
(2011-2012 : historique, 2013-2040 : prévisions)

© Ifri

Conclusion

La production de LTO est récente et constitue à la fois un enjeu économique, géopolitique et technologique. La période de prix extrêmement bas que nous connaissons depuis novembre/décembre 2014 est dans ce sens un test pour cette exploitation nouvelle et atypique.

Dans un contexte de prix bas, on pourrait s'attendre à une chute rapide des forages et donc de la production de LTO, étant donné le déclin très rapide de la production par puits la 1re année, le coût estimé de la production, qui, jusqu'aux analyses plus récentes, était généralement estimé entre 60 et 80 $/b, parmi les coûts marginaux les plus élevés de la production de brut mondiale et la flexibilité du mode opératoire : le cycle d'un projet étant très court et très sensible au prix du brut de l'année du forage, on pourrait s'attendre à ce que les opérateurs soient très réactifs à la baisse des prix.

Jusqu'à présent, rien de tel n'a été observé : la production a poursuivi sa croissance spectaculaire. Entre juillet et décembre 2014, elle s'est accrue de 0,5 Mb/j bien que le WTI ait perdu près de 50 $. L'activité de forage, qui avait bien résisté jusqu'à présent, s'inscrit en baisse depuis décembre 2014, ce qui laisserait supposer que nous sommes à un tournant. L'EIA dans son dernier Short Term Energy Outlook (13 janvier 2015) prévoit un ralentissement de la croissance de la production de pétrole du pays à 0,6 Mb/j en 2015, contre 1,2Mb/jen 2014 (avec une hypothèse de prix du WTI de 55 $ en 2015).

C'est à la fois le niveau des prix et sa durée qui va déterminer l'ampleur de la réaction des producteurs de pétrole de schiste américain, mais également la réponse des autres producteurs de pétrole conventionnel et non conventionnel. Le niveau actuel des prix (le WTI est passé en dessous des 50 $ lors de la séance du 6 janvier 2015) est largement en dessous des prévisions établies pour le prix du brut en 2015 par la plupart des institutions financières et analystes du monde énergétique, qui ne croient pas en sa durabilité à un tel niveau. Ils n'excluent pas, toutefois, qu'à court terme (1er semestre 2015) le WTI et le Brent puissent continuer leur chute étant donné l'excédent persistant des surcapacités de production et des prévisions de demande toujours faibles.

© Ifri

Un impact différencié selon les formations et les opérateurs

Les prix *breakeven* nous renseignent sur les prix minimums requis par les opérateurs pour continuer leur forage selon les bassins/formations. Bien que les estimations varient entre experts (et à juste titre vue l'hétérogénéité des situations y compris à l'intérieur d'une même formation), les prix *breakeven*, hors coûts échoués, des *sweet spots* des formations les plus développées (Eagle Ford, principalement, Bakken et Permian dans une certaine mesure) devraient permettre aux opérateurs les plus solides de continuer des programmes de forage ciblés des *sweet spot* de ces zones. La **réduction de l'espacement entre puits** (nouvelle technologie testée avec succès depuis 2014) et la **baisse attendue du coût des forages et « complétions »** devraient leur permettre d'atteindre les seuils de rentabilité, hors coûts échoués, à condition d'une remontée du prix au second semestre 2015. **On peut donc s'attendre à un déplacement de la production vers les bassins les plus développés, et à l'intérieur de ces bassins vers les *sweet spots*, et à l'arrêt des travaux exploratoires des nouvelles formations.** Si la « règle des 80/20 » communément admise dans le secteur fonctionne effectivement, la production des nouveaux puits, malgré la baisse des CAPEX et des forages, devrait être suffisante pour compenser le déclin de la production historique. Cette situation a déjà été illustrée par la résistance de la production de gaz de schiste à la baisse des prix du gaz en 2012 et son déplacement vers les bassins les plus productifs (Marcellus) et de gaz associé (Eagle Ford). Les facteurs d'inertie (contrats long terme avec les sociétés de services, obligation de forer liée à la détention des baux miniers, production des nouveaux puits forés au cours des derniers mois et en cours) expliquent également une poursuite de la croissance de la production à court terme, bien que l'on ne puisse pas exclure des périodes de déclin en 2015.

La situation financière des indépendants aux États-Unis détermine également leur capacité à réinvestir dans un contexte de prix bas. Les indicateurs financiers montrent l'hétérogénéité des situations, avec toutefois un point commun : la plupart des opérateurs continuent de dépenser plus de cash qu'ils n'en génèrent et ont donc recours à la dette pour financer leurs investissements. Les indépendants sont loin d'être un groupe homogène, selon le niveau et la structure de leur dette, mais aussi leur exposition plus ou moins grande à la production pétrolière, leur politique de *hedging* et bien sûr leurs résultats économiques selon les formations forées. Le 2e semestre 2014 est caractéristique de la réaction des opérateurs américains à la baisse des prix et aux options qu'ils ont en main pour réduire leurs dettes et augmenter leurs *cash flows* disponibles afin de financer les prochains forages et assurer la croissance future de leurs activités, et donc la croissance de la production de pétrole de schiste américain. La vente des actifs non essentiels a été la première

© Ifri

réaction des opérateurs pour accroître leur cash (des ventes de près de 5 milliards $ au cours du 3e trimestre 2014), la vente des actifs pétroliers est plus marquée au cours du dernier trimestre de 2014, les opérateurs se recentrant sur des formations spécifiques, différentes selon leur historique de forage. Pour les opérateurs les plus endettés, en particulier ceux qui ont massivement recours au marché des *junk bonds*, les risques de défaut s'accentuent suite à la chute du prix des *junk bonds* du secteur énergétique et la hausse des rendements demandés par les investisseurs sur ce marché. Si le prix bas du brut persiste et que certains opérateurs ne peuvent faire face à leurs obligations, on s'attend à une vague de consolidation dans le secteur des pétroles de schiste sans précédent.

Dans l'analyse de l'impact de la baisse des prix du brut sur la production et les opérateurs, les politiques de *hedging* sont cruciales puisque les ventes à terme de leur production permettent aux opérateurs d'assurer leurs revenus et poursuivre leurs programmes de forage indépendamment des niveaux bas du brut. Bien qu'utilisant des stratégies de *hedging* fort différenciés, la plupart des opérateurs ont vendu une large part de leur production attendue en 2015 aux *hedge funds*, ce qui va renforcer leur résistance aux prix bas.

Ainsi, malgré la chute des prix du brut, on peut s'attendre à une résistance de la production de LTO américain : la hausse devrait se réduire mais pas s'arrêter complètement, bien que des périodes de baisse de la production ne puissent être exclues en 2015 et 2016, selon l'évolution des prix.

Des conséquences au-delà des LTO et des États-Unis

Au prix d'aujourd'hui (moins de 50 $/b), c'est le *business model* des *shales* qui est testé, non pas tant sa capacité à poursuivre la croissance de la production à de tels niveaux, mais sa **capacité à s'adapter aux cycles pétroliers**. Les répercussions seront importantes pour les États-Unis, mais aussi pour le reste du monde, en particulier les pays qui cherchent à développer leur *shales*. C'est peut-être à ce niveau que le risque est le plus élevé. Il sera difficile de poursuivre un investissement exploratoire des *shales* hors Amérique du Nord, si l'industrie américaine qui réunit les meilleures conditions d'exploitation, a des difficultés.

La réaction des producteurs américains est aussi conditionnelle à celle des **autres producteurs**, aussi bien producteurs de pétrole conventionnel que de schistes bitumineux. Bien que le coût estimé de la production des pétroles de schiste américains soit parmi les plus élevés, d'autres producteurs pourraient être plus affectés par la baisse des prix que ne le sont les opérateurs US : on voit déjà que l'activité forage est en train de chuter au Canada où le coût de production des schistes bitumineux en Alberta

© Ifri

est supérieur à celui des LTO. Les producteurs en mer du Nord rencontrent des difficultés et ont commencé à réduire leurs effectifs. Ceux de l'Arctique repoussent leurs investissements. Enfin, bien qu'ils n'aient pas annoncé de changement de leur niveau de production en 2015, on peut se demander combien de temps la Russie et les pays de l'OPEP, en particulier le Nigeria et le Venezuela, pourront tenir à des prix aussi bas, que ce soit pour des raisons économiques ou sociales. Une période prolongée de prix bas pourrait finalement entraîner une réponse collective de la part des pays de l'OPEP. À supposer que l'OPEP résiste tout le temps qu'il faut et jusqu'aux prix qu'il faut pour qu'un volume suffisant de LTO soit écarté du marché, la remontée des prix entraînera une nouvelle vague d'investissements de la part des opérateurs américains les plus solides qui auront réussi à passer la vague et seront mieux préparés aux cycles pétroliers. Enfin, bien que les prix ne reflètent plus le risque géopolitique associé à la production de pétrole, les tensions au Moyen-Orient montrent que ce risque n'a pas disparu et rend encore plus important la continuation de la croissance de la production de LTO américain.

Sur ce dernier point, on peut s'attendre à ce que le gouvernement américain adopte toutes les politiques nécessaires à la continuation de la révolution des hydrocarbures de schiste, à l'instar de la décision prise le 30 décembre d'autoriser l'exportation de condensats légèrement traités. Enfin soulignons que **les prix bas du brut n'affectent pas seulement la production de LTO, mais aussi celle des gaz de schiste.** Le prix bas du brut rend les exportations de GNL américain moins attractives sur les marchés asiatiques, leur principal débouché potentiel. Sur ces marchés, le prix des contrats GNL est encore largement indexé au prix du pétrole et pourrait chuter à 10 $/MBtu si les niveaux de prix du brut persistent, un niveau qui réduirait considérablement l'attrait du GNL américain. Si la production de LTO aux États-Unis a bouleversé la scène pétrolière mondiale, la baisse des prix du pétrole rebat les cartes à court terme. À moyen/long terme, la baisse des investissements dans l'amont pétrolier mondial pourrait avoir de sérieuses conséquences sur la production future.

© Ifri

Annexe 1 : Trois formations assurent la plus grosse partie de la production de LTO

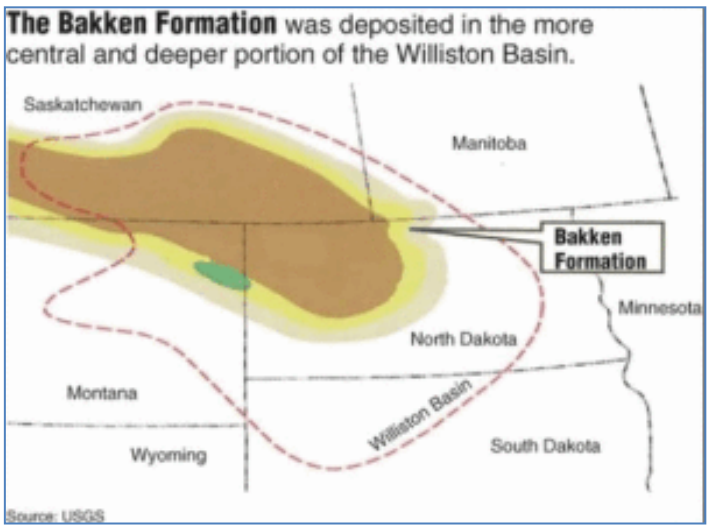
Trois formations/bassins assurent 90 % de la production de LTO : les formations de **Bakken** (Dakota du Nord/Montana), la première développée, celle d'Eagle Ford (Texas) et le bassin du **Permian** (**Texas/Nouveau Mexique**), qui comprend six principales formations : Spraberry, Bone Spring, Wolfcamp, Delaware, Yeso et Glorietta.

Bakken

Le premier développé, le bassin de Bakken/Three Forks couvre 200,000 miles carrés et s'étend le long du Saskatchewan et du Manitoba au Canada, et du Dakota du Nord et du Montana aux États-Unis. Le pétrole a été découvert initialement en 1951, mais il n'a été commercialisable à grande échelle que récemment grâce à la fracturation hydraulique et au forage horizontal.

Le US Geological Survey a estimé les réserves prouvées de la formation de Bakken à 4,3 Gb de pétrole, ce qui semble assez conservateur (1 % des ressources en place).

Carte 3 : La formation de Bakken



© Ifri

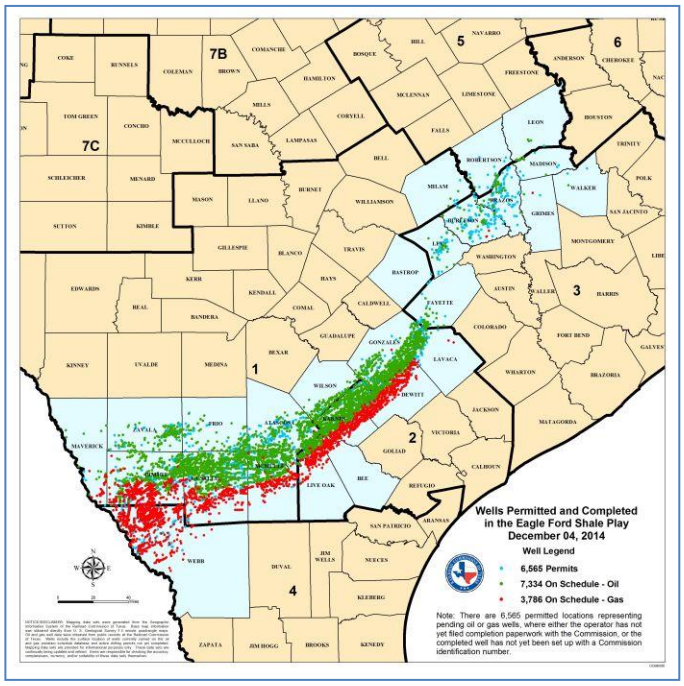
Source : http://bakkenshale.com/

La production de pétrole du Bakken a dépassé le million de barils fin 2013. En 2014, la production a atteint 1,1 Mb/j et représente 13 % de la production de pétrole des USA. Les gains de productivité ont permis d'accroître la production malgré la baisse de l'activité de forage. Il y a 179 plateformes actives début janvier 2015.

Eagle Ford

La formation d'Eagle Ford s'étend sur environ 400 miles du sud-ouest au sud-est du Texas. Elle présente un taux élevé de matières organiques et comprend des fenêtres pétrole, liquides et gaz naturel. La teneur élevée en carbonate de la roche-mère (60 à 70 %) la rend cassante et facile à stimuler par fracturation hydraulique.

Carte 4 : La formation d'Eagle Ford



Source : Railroad Commission of Texas (RRC), <www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-gas-formations/eagle-ford-shale/>

Selon une infographie de Wood Mackenzie[44], Eagle Ford a produit son milliardième baril en novembre 2014. De plus, plus de 70 % de la production cumulée depuis le début de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère a été réalisée au cours des deux

44 <http://public.woodmac.com/content/portal/energy/highlights/wk1_Dec_14/Infographic-Eagle-Ford%202014.pdf>.

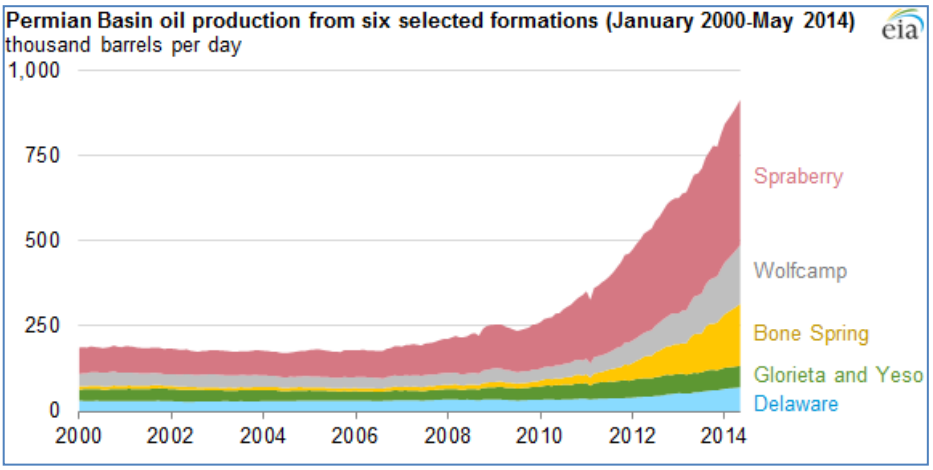
© Ifri

dernières années seulement. En 2014, la production d'Eagle Ford a atteint 1,46 Mb/j et représente 17 % de la production de pétrole des USA. La production s'accroît très rapidement dans la formation : elle est passée de 1,2 Mb/j en janvier 2014 à 1,7 Mb/j en décembre 2014. Par ailleurs, et cette donnée est très intéressante dans un contexte de prix bas, la moitié de la production provient d'une zone couvrant moins de 10 % de la superficie de la formation, en particulier la formation Karnes trough Condensate devrait assurer 26 % de la production en 2015, selon Wood Mackenzie. Wood Mackenzie prévoit par ailleurs que les dépenses d'E&P dans la formation atteindront 30,8 milliards en 2015. Les principaux producteurs sont : Chesapeake, EOG, Conoco Philips, Marathon, Pioneer, Anadarko, Statoil et BHP.

Le bassin Permian

La région du bassin Permian couvre une superficie d'environ 250 miles de large et 300 miles de long, au Texas et au Nouveau Mexique. C'est la zone de production de pétrole la plus prolifique de la nation. La production de pétrole brut du bassin a augmenté de 850000 b/j en 2007 à 1,63 Mb/j en 2014 et représente 19 % de la production de pétrole brut des USA. Six formations dans le bassin (Spraberry, Wolfcamp, Bone Spring, Glorietta, Yeso et Delaware) ont fourni l'essentiel de l'augmentation de la production de pétrole depuis 2007. Grâce à cet essor fulgurant, la production de pétrole brut du bassin a dépassé la production au large des côtes du Golfe du Mexique depuis mars 2013, faisant du Permian la plus grande région productrice de pétrole brut aux États-Unis. Près des trois quarts de l'augmentation de la production du bassin proviennent des formations de Spraberry, Wolfcamp et Bone Spring.

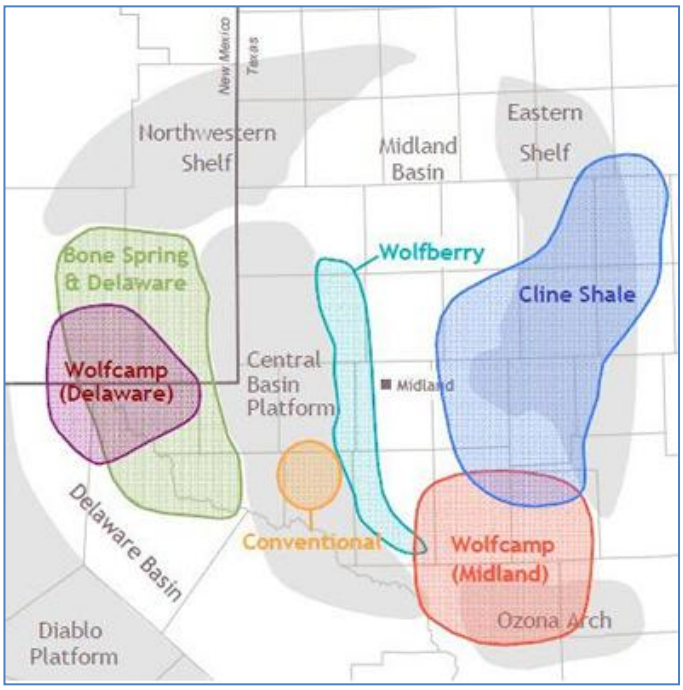
Figure 38 : Production de pétrole des six grandes formations du bassin Permian



Source : EIA

© Ifri

Carte 5 : Le bassin Permian



Source : Devon

Le bassin Permian, connu pour ses vastes ressources de pétrole conventionnel – la roche-mère serait à l'origine des gisements pétroliers qui ont permis le développement de la production pétrolière au Texas - a connu une renaissance ces dernières années grâce à l'E&P d'hydrocarbures non conventionnels et l'augmentation des forages horizontaux au détriment du forage vertical. Le bassin est très prometteur et sa production surpasse celle des bassins de schistes plus matures tels qu'Eagle Ford et Bakken[45].

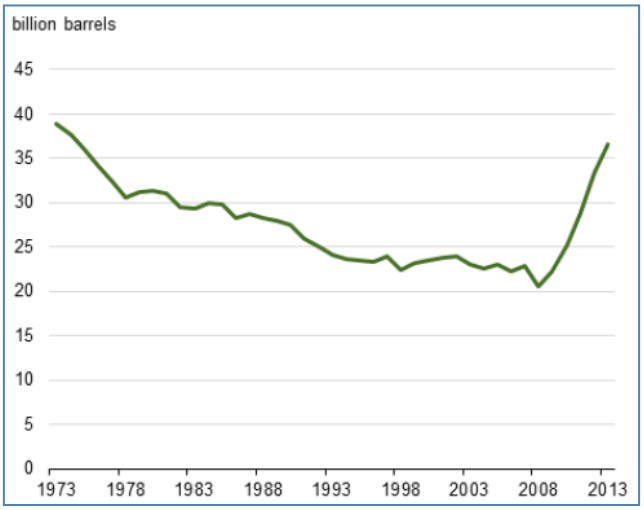
[45] Rystad, *Permian is becoming the largest tight oil play in the us, North American Shale*, vol. 1, no. 2 avril 2014.

© Ifri

Annexe 2 : Des réserves de pétrole en forte hausse

La révolution des pétroles de schiste s'illustre également à travers la hausse des réserves prouvées et des ressources techniquement récupérables et, corrélativement, par l'allongement des perspectives de production sur le sol américain. **Les réserves prouvées[46] de pétrole brut et de condensats ont augmenté pour la cinquième année consécutive en 2013, et atteignent 36,5 giga barils (Gb) fin 2013, en augmentation de 9,3 % par rapport à 2012 (33,4 Gb**). Le prix du pétrole brut servant de base à cette estimation est celui de la moyenne des prix observés au cours des douze derniers mois de l'estimation (97,28 $/b). La baisse du prix du brut au cours des six derniers mois de 2014, mais surtout en novembre et décembre se répercutera sur les réserves prouvées estimées à fin 2014 et encore plus à fin 2015 si le niveau bas du prix du pétrole se prolonge.

Figure 39 : Évolution des réserves prouvées de pétrole et de condensats (1973-2013)



[46] Les réserves prouvées sont les volumes de ressources en hydrocarbures dont l'analyse des données géologiques et d'ingénierie démontre avec une certitude raisonnable qu'elles sont récupérables dans les conditions économiques et technologiques actuelles. Les estimations des réserves changent d'année en année, en fonction des nouvelles découvertes, d'une meilleure connaissance des champs existants, de la production et de l'évolution des prix et des technologies.

© Ifri

Source : EIA

L'augmentation des réserves prouvées (3,1 Gb) s'explique principalement par les extensions des réserves des champs/bassins existants (5 Gb). Le Dakota du Nord est l'état qui a le plus accru ses réserves (additions de 1,9 Gb, hors production), grâce au développement des pétroles de schiste des formations de Bakken/Three Forks dans le bassin de Williston. Le Texas est en deuxième position avec un accroissement des réserves de 900 Mb, réalisé principalement dans la formation d'Eagle Ford (805 Mb) et dans le bassin Permian (99 Mb). **Au 31 décembre 2013, les formations de pétrole de schiste représentent 28 % des réserves prouvées de pétrole et de condensats (10 Gb).** Six formations concentrent 95 % des réserves. La formation de Bakken/Three Forks détient les réserves prouvées de pétrole de schiste les plus importantes des États-Unis (4,8 Gb). Elle a regagné le premier rang après avoir été dépassée par Eagle Ford en 2012 (4,18 Gb fin décembre 2013).

En 2013, la production d'huiles de schiste et de réservoirs compacts s'est élevée à 701 Mb selon l'EIA. Sur les bases actuelles, les réserves prouvées au 31 décembre 2013 pourraient assurer ce niveau de production pendant 14 ans.

Tableau 6 : Réserves prouvées des formations de pétrole de schiste en 2012 et 2013

Table 2. U.S. tight oil plays: production and proved reserves, 2012-13

million barrels

Basin	Play	State(s)	2012 Production	2012 Reserves	2013 Production	2013 Reserves	Change 2012-13 Reserves
Williston	Bakken/Three Forks	ND, MT, SD	214	3,166	270	4,844	1,678
Western Gulf	Eagle Ford	TX	209	3,372	351	4,177	805
Permian	Bone Spring, Wolfcamp	NM, TX	12	236	21	335	99
Appalachian	Marcellus	PA, WV	4	72	11	129	57
Fort Worth	Barnett	TX	10	64	9	58	-6
Denver-Julesberg	Niobrara	CO, KS, NE, WY	3	14	2	17	3
Sub-total			**452**	**6,924**	**664**	**9,560**	**2,636**
Other tight oil			28	414	37	483	69
U.S. tight oil			**480**	**7,338**	**701**	**10,043**	**2,705**

Note: Includes lease condensate. Bakken/Three Forks tight oil includes fields reported as shale or low permeability on Form EIA-23L; "Other tight oil" includes fields reported as shale on Form EIA-23L not assigned by EIA to the Bakken/Three Forks, Barnett, Bone Spring, Eagle Ford, Marcellus, Niobrara, or Wolfcamp tight oil plays.
Source: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-23L, Annual Survey of Domestic Oil and Gas Reserves, 2012 and 2013.

Source : EIA

D'après l'EIA/ARI (étude de 2013), les ressources techniquement récupérables[47] d'huile de schiste et de réservoir compact étaient estimées à 58 Gb en juin 2013 (345 Gb au niveau

[47] Les ressources techniquement récupérables sont celles qui peuvent être produites aux conditions techniques actuelles en faisant abstraction des conditions économiques.Elles évoluent en fonction de la technologie et de la connaissance des roches.

© Ifri

mondial), plaçant les États-Unis au deuxième rang derrière la Russie. Ces données évoluent avec les techniques d'exploration et d'exploitation. En mai 2014, l'EIA a revu drastiquement les ressources techniquement récupérables de pétrole de schiste de la zone de Monterey en Californie, les abaissant de 96 % à 600 Mb, alors qu'INTEK Inc. les avait estimées à 15 Gb en 2011, une estimation que l'EIA avait déjà légèrement abaissées à 13,7 Gb en 2012. Bien que les ressources en place soient bien présentes dans la roche, les technologies actuelles ne permettent pas de les produire. Malgré cette révision, les ressources techniquement récupérables sont maintenant estimées à 59 Gb, grâce à la meilleure connaissance des roches des autres formations[48].

[48] EIA, *Oil and gas module*, 2014, <www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/oilgas.pdf>.

© Ifri

Annexe 3 : Nombre de plateformes actives aux États Unis

	2-Jan 2015	5-Dec 2014	+/-	Year ago	+/-
Land (inc. Inland waters)	1756	1862	-106	1690	66
Offshore	55	58	-3	61	-6
United States Total	**1811**	**1920**	**-109**	**1751**	**60**
US Breakout					
Oil	1482	1575	-93	1378	104
Gas	328	344	-16	372	-44
Miscellaneous	1	1	0	1	0
Directional	175	198	-23	226	-51
Horizontal	1336	1368	-32	1148	188
Vertical	300	354	-54	377	-77
Major State Variances					
Alaska	9	11	-2	11	-2
Arkansas	11	12	-1	11	0
California	22	43	-21	34	-12
Colorado	66	70	-4	65	1
Kansas	29	26	3	29	0
Louisiana	109	114	-5	112	-3
New Mexico	101	100	1	79	22
North Dakota	169	180	-11	174	-5
Ohio	46	45	1	35	11
Oklahoma	209	211	-2	169	40
Pennsylvania	53	55	-2	56	-3
Texas	840	896	-56	832	8
Utah	23	23	0	23	0
West Virginia	28	31	-3	32	-4
Wyoming	56	59	-3	53	3
Major Basin Variances					
Ardmore Woodford	6	7	-1	10	-4
Arkoma Woodford	5	5	0	5	0
Barnett	24	24	0	34	-10
Cana Woodford	45	43	2	36	9
DJ-Niobrara	58	61	-3	50	8
Eagle Ford	200	206	-6	228	-28
Fayetteville	8	9	-1	9	-1
Granite Wash	52	63	-11	52	0
Haynesville	40	40	0	43	-3
Marcellus	77	82	-5	85	-8
Mississippian	72	74	-2	75	-3
Permian	530	568	-38	468	62
Utica	48	48	1	38	11
Williston	179	189	-10	185	-6

Source : Baker Hughes

© Ifri

Liste des tableaux, figures et cartes

Tableau 1 : Déclin annuel de la productiondans la formation d'Eagle Ford 27
Tableau 2 : Ventes d'actifs pétroliers au 4e trimestre 2014 53
Tableau 3 : Dépréciations récentes d'actifs dans les *shale oil* américains 57
Tableau 4 : Évolution des CAPEX 2015/2014 des principaux indépendants américains 62
Tableau 5 : Hypothèses de prix selon les trois scénarios de l'EIA/AEO 2014 66
Tableau 6 : Réserves prouvées des formations de pétrole de schiste en 2012 et 2013 77

Figure 1 : Prix comparés du gaz naturel, des LGN et du WTI aux États-Unis (janvier 2007-décembre 2014) 8
Figure 2: Répartition des activités de forage entre pétrole et gaz aux États-Unis (janvier 2005-décembre 2014) 8
Figure 3 : Production brute de gaz de schiste (2000-2014) 9
Figure 4 : Production de LTO par formation 10
Figure 5: Production de LGN des unités de traitement du gaz (janvier 2008-octobre 2014) 11
Figure 6 : Évolution de la production américaine de pétrole brut (janvier 1970-décembre 2014) 12
Figure 7: Production de pétrole et de liquides, États-Unis, OPEP, Reste du monde (janvier 2005-décembre 2014) 13
Figure 8 : Production de pétrole par densité 14
Figure 9 : Importations nettes de pétrole aux États-Unis (2000-2014) 15
Figure 10 : Importations de pétrole aux États-Unis par pays d'origine 16
Figure 11 : Exportations de produits pétroliers (2008-2014) 16
Figure 12 : Exportations nettes de produits pétroliers (janvier 1995-décembre 2014) 18
Figure 13 : Part des importations nettes de pétrole et produits pétroliers dans la consommation US 18
Figure 14 : Part du pétrole et des produits pétroliers dans le déficit commercial extérieur 19

© Ifri

Figure 15 : Exportations américaines de pétrole brut (janvier 2008-novembre 2014) 20
Figure 16 : Courbe typique de production d'un puits de pétrole de schiste 27
Figure 17 : Production des nouveaux et anciens puits dans le bassin de Bakken 28
Figure 18 : Prix *breakeven* des pétroles de schistepar principale formation (estimation de Rystad) 34
Figure 19 : Prix *breakeven* des pétroles de schiste par principale formation (estimation de WoodMackenzie/Business Insider) 35
Figure 20 : Variation du prix *breakeven* en fonction de la production initiale et du coût du puits 36
Figure 21 : Forages multi-puits 40
Figure 22 : Le forage multi-puits (pad drilling) par bassin 41
Figure 23 : Production moyenne de pétrole par puits au cours des 48 premiers mois d'exploitation, Eagle Ford 43
Figure 24 : Des retours sur investissement améliorés grâce au forage longue portée et multi-étapes 44
Figure 25 : Sensibilité des forages au prix du pétrole 45
Figure 26 : Prévision de production de pétrole à l'horizon 2040, scénario de référence de l'EIA 47
Figure 27 : Prévisions de production de LTO, selon différents scenarios d'EURs 47
Figure 28 : Résultats financiers des opérateurs de pétrole de schiste nord-américains, 3èmes trimestres 2012, 2013 et 2014 50
Figure 29 : Valeur des contrats de couverture 54
Figure 30 : Chute de la capitalisation boursière des sociétés opérant dans les *shales* américains au cours du second semestre 2014 (variation entre début juillet et fin décembre) 55
Figure 31 : Prix du Brent et du WTI (janvier 2008-décembre 2014) 58
Figure 32 : Coûts *breakeven* de la production mondiale de pétrole 59
Figure 33 : Investissements dans l'amont pétrolier et gazier américain et prix du WTI 60
Figure 34 : Nombre de plateformes actives aux États-Unis (janvier 2008-décembre 2014) 63
Figure 35 : Nombre de plateformes de forage orientées pétrole par formation 64
Figure 36 : Prévisions 2015 de production américaine de pétrole et liquides 66
Figure 37 : Prévisions de production de LTO à l'horizon 2040 selon les scénarios de prix de l'AEO 2014 67

© Ifri

Figure 38 : Production de pétrole des six grandes formations du bassin Permian 74
Figure 39 : Évolution des réserves prouvées de pétrole et de condensats (1973-2013) 76

Carte 1 : Principales formations de pétrole et gaz de schiste aux États-Unis..... 10
Carte 2 : Flux d'exportation de produits pétroliers depuis les États-Unis..... 17
Carte 3 : La formation de Bakken..... 72
Carte 4 : La formation d'Eagle Ford 73
Carte 5 : Le bassin Permian..... 75

© Ifri

Références

Baker Hughes, Rig count

<www.bakerhughes.com/rig-count>

Bakken Shale, <http://bakkenshale.com/>

Barclays Equity Research, *Global 2014 E&P Spending Outlook*, 9 décembre 2013

CITI Research Commodity, *The Abyss Stares Back*, 16 octobre 2014

CITI Research Commodity, *Peering Over the Oil Cliff*, 14 octobre 2014

CITI Global Perspectives & Solutions, *Energy 2020: Out of America, The Rapid Rise of the United States as a Global Energy Superpower*, Citi GPS, novembre 2014

Energy Information Administration (EIA), Washington, DC

EIA, *Annual Energy Outlook 2014*, mai 2014

<www.eia.gov/forecasts/aeo/>

EIA, *U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves*, 2013,

décembre 2014,

www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf

EIA, *Oil and gas Module*, 2014,

http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/oilgas.pdf

EIA, *Drilling Productivity Report* (DPR),

<www.eia.gov/petroleum/drilling/>

EIA, *Short-Term Energy Outlook* (STEO),

<www.eia.gov/forecasts/steo/>

EIA, *Petroleum and Other Liquids (Database and Analysis)*,

<www.eia.gov/petroleum/>

EIA, *This Week in Petroleum*,

<www.eia.gov/petroleum/weekly/>

EIA, *Weekly Petroleum Status Report*,

<www.eia.gov/petroleum/supply/weekly/>

© Ifri

EIA, *Petroleum Supply Monthly*,

<www.eia.gov/petroleum/supply/monthly/>

EIA, *Today in Energy*, <www.eia.gov/todayinenergy/>

EY, *US Oil and Gas Reserves Study*, 2014,

<www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-US-Oil-and-Gas-reserves-study-2014/$FILE/EY-US-Oil-and-Gas-reserves-study-2014.pdf>

IEA, *Oil Market Report*,

<www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>

IEA, *Medium-Term Oil Market Report 2014*,

<www.iea.org/Textbase/npsum/MTOMR2014sum.pdf>

IEA, *World Energy Outlook 2014*, novembre 2014, OCDE/IEA, Paris

IFP Énergies nouvelles, *Les investissements en exploration-production et raffinage 2014*, G. Hureau, S. Serbutoviez, C. Silva avec la participation de G. Maisonnier, Direction Économie et Veille, novembre 2014

IFP Énergies Nouvelles, *Hydrocarbures de roche-mère, État des lieux*, R. Vially, G. Maisonnier et T. Rouaud, Rapport IFPEN 62 729, 22 janvier 2013

Livingston D., *Tight oil in the United States : recent development and future financial sustainability*, Carnegie Endowment for International Peace, 2014/3 ISG&OJ, 1 novembre 2014,

<http://carnegieendowment.org/2014/11/01/tight-oil-in-united-states-recent-developments-and-future-financial-sustainability>

National Petroleum Council (NPC), *Working Document of the NPC North American Resource Development Study*, U.S. oil & gas industry business models, Macroeconomic Subgroup, NPC, 15 septembre 2011

OEIS, <www.oxfordenergy.org/>

OIES, *The US Tight Oil Revolution in a Global Context*, Bassam Fattouh and Amrita Sen, septembre 2013

OEIS, *US Shale Gas and Tight Oil Industry Performance*, Ivan Sandrea, 21 mars 2014

OEIS, *The Impact of the US Tight Oil Revolution on GCC Producers*, Bassam Fattouh, 13 Octobre 2014,

Patel Suken, *Manufacturing model vs. Exploration-Development Model*, CFA, mars 2014

<www.diamond-hill.com/exploration-production-an-evolving-business-model/>

© Ifri

Railroad Commission of Texas (RRC),

<www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-gas-formations/eagle-ford-shale/>

Rystad Energy, <www.rystadenergy.com/>

Scotia Bank, *Commodity Prices Decline In October*, 28 novembre 2014, Global Economics, Commodity Price Index,

<www.gbm.scotiabank.com/English/bns_econ/bnscomod.pdf>

The Economist, « US : Failing in shale », 20 novembre 2013,

<www.eiu.com/industry/article/921249876/us-failing-in-shale/2013-11-20>

Vially R., *Les hydrocarbures de roche-mère. État des lieux*, 23 avril 2013, <http://alumni.ifp-school.com/alumniweb/index.php/fre/content/download/32011/582176/file/Conf%C3%A9rence_Roland_VIALLY_23_avril_2013.pdf>

Wood Mackenzie, <www.woodmac.com>

Présentations aux investisseurs et communiqués de presse des indépendants US

Reuters, Pétrostratégies, Argus Media, Platts, Midland Reporter Telegram, Financial Times, Drilling Contractor, Business Insider, Les Échos

© Ifri