

# Le monde n'est pas en train de s'effondrer – Point de vue sur les prix et la production

Déjeuner-conférence à l'occasion du GEOSCIENCE DAY, Oil & Gas Week, Terre-Neuve

Wade Locke, département  
d'économie, Université Memorial

Le 26 février 2015  
Johnston Geocentre

# Aperçu de la présentation

- Merci de m'avoir invité
- La zone extracôtière de Terre-Neuve – Faits intéressants
- Les prix
- L'offre et la demande
- Répercussions de l'exploitation du pétrole de schiste
- Prix au seuil de rentabilité
- Efficacité de l'exploitation du pétrole de schiste
- Dette liée à l'exploitation du pétrole de schiste
- Conclusion

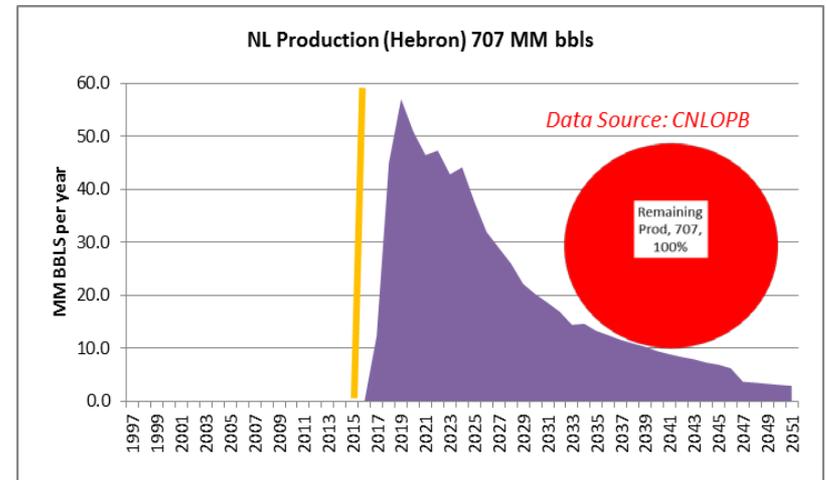
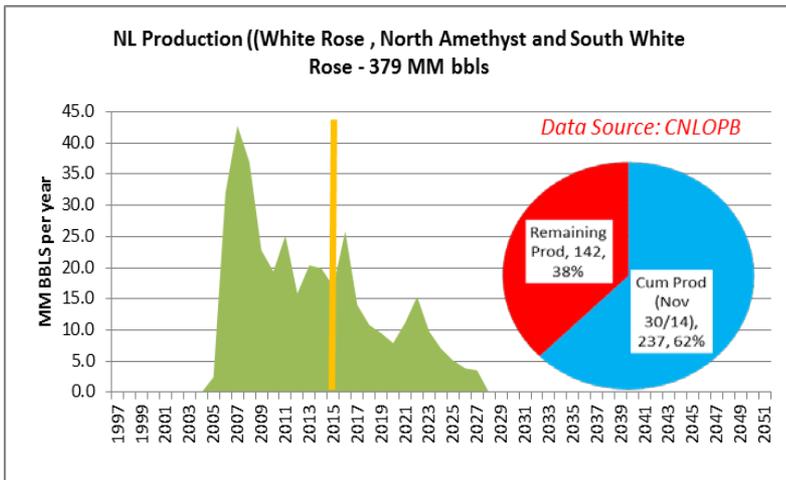
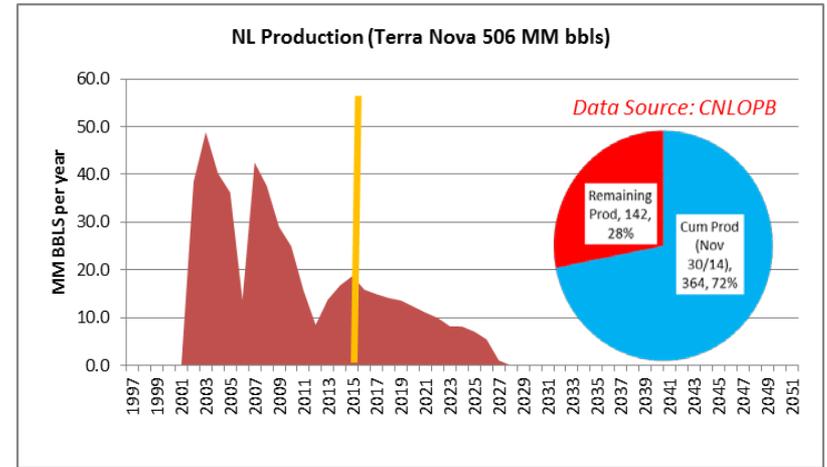
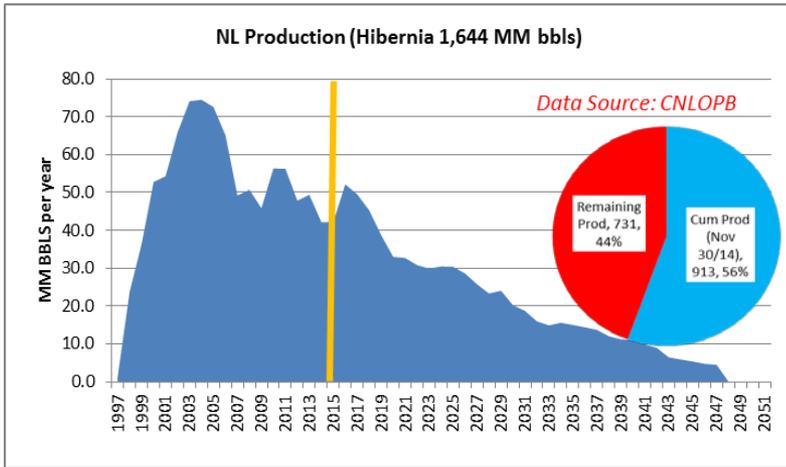
# La zone extracôtière de Terre-Neuve – Faits intéressants

# Statistiques intéressantes – zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador

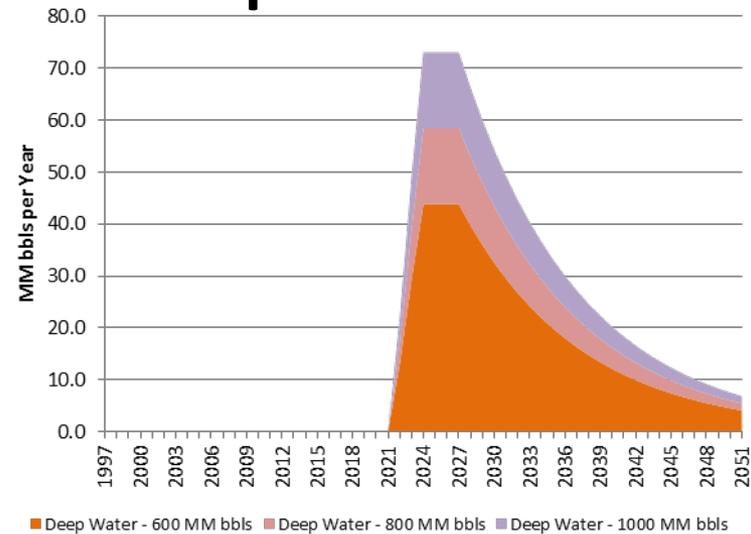
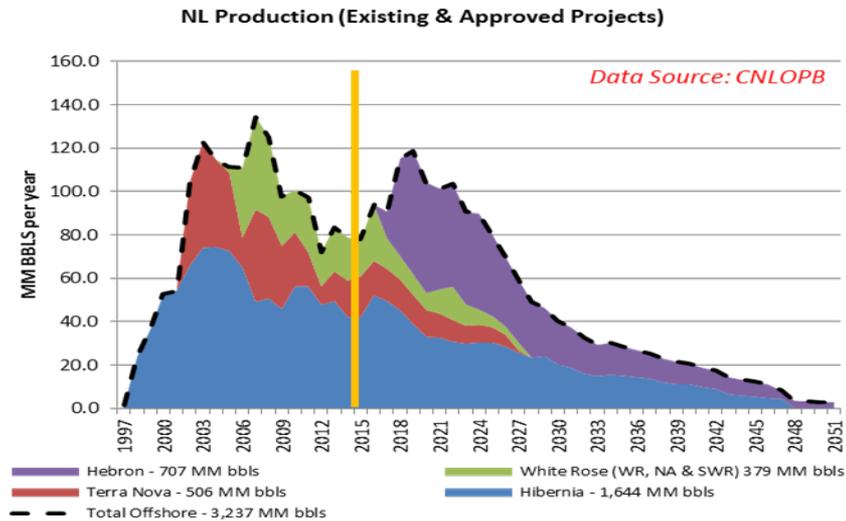
	Jusqu'en novembre 2014		Jusqu'en décembre 2012	
	Total pour la période	Moyenne par mois	Total pour la période	Moyenne par mois
Production (millions de bpj)	1 516	7,4	1 360	7,50
Prix du Brent (\$ US/bpj)		60,53 \$		54,82
\$ CA/US		1,2045		1,2633
\$ US/CA		0,8061		0,7915
Valeur de la production (M\$ CA)	110 139 \$	534,7 \$	92 670 \$	552,6 \$
Valeur de la production (M\$ US)	98 676 \$	479,0 \$	82 211 \$	445,5 \$
Redevances cumulatives jusqu'en 2014-2015 ou jusqu'en 2012-2013	18 395 \$		14 663 \$	
Investissement (M\$ CA)			33 923 \$	
Exploration			6 369 \$	
Étapes préalables au développement			1 197 \$	
Exploitation			12 390 \$	
Production			13 967 \$	

- 1,5 milliard de barils de pétrole produits (source : OCTLME)
- 18,4 milliards de dollars de redevances provinciales jusqu'en 2014-2015 (comptes publics et budgets provinciaux)
- 33,9 milliards de dollars investis dans la zone extracôtière (source : OCTLME)
- 110 milliards de dollars de production (calcul de l'auteur)

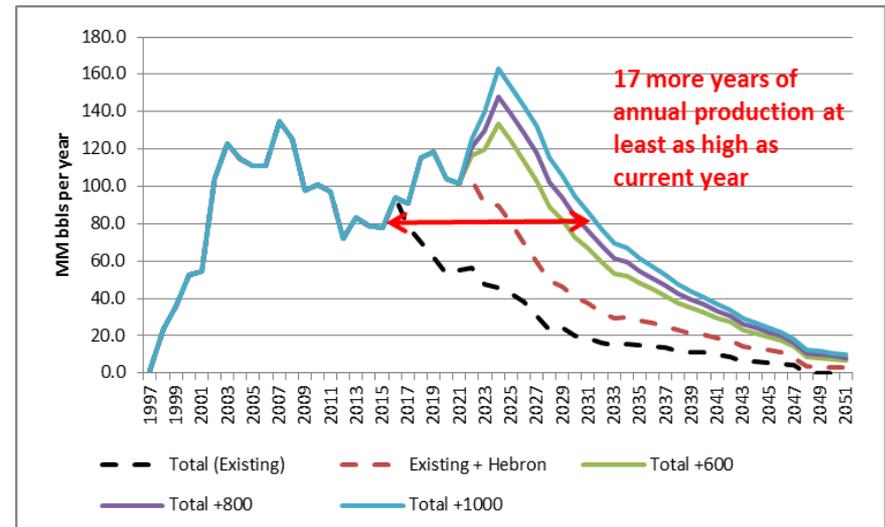
# Projets existants et approuvés



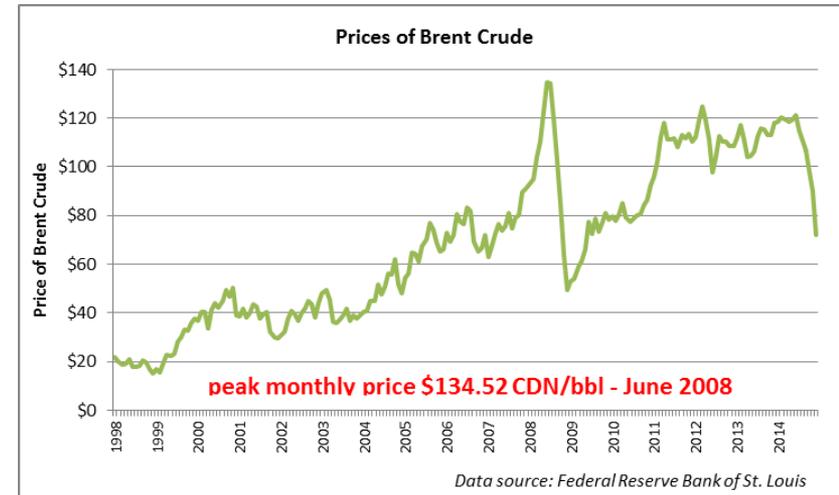
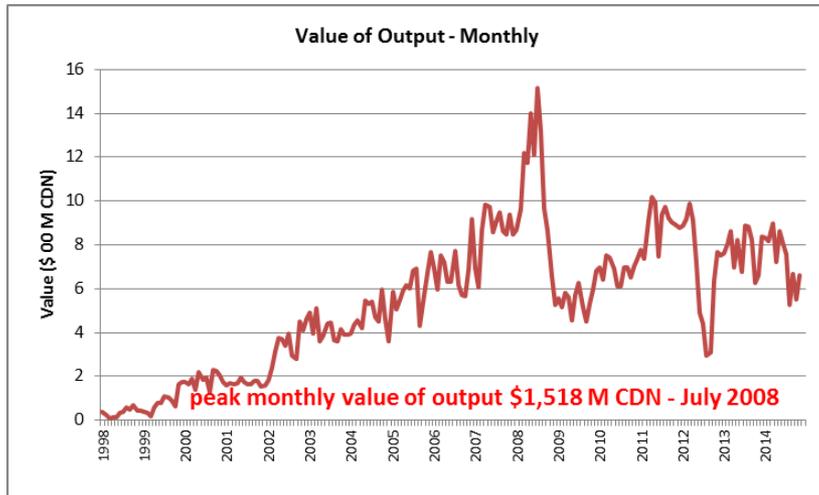
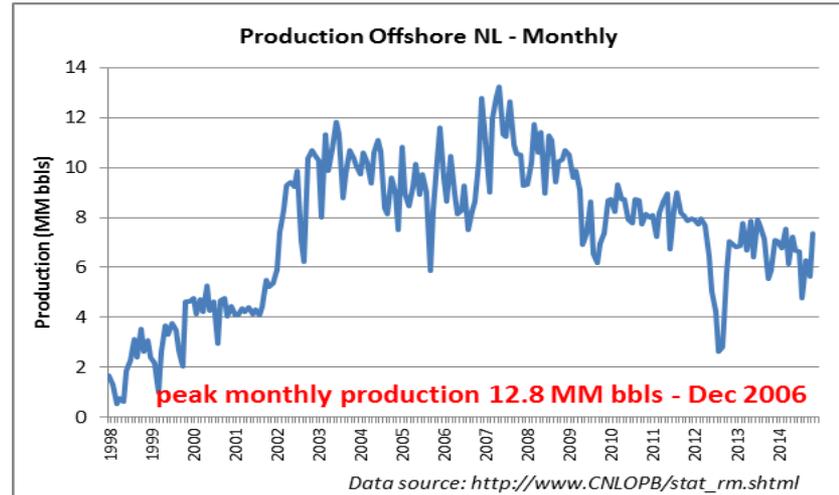
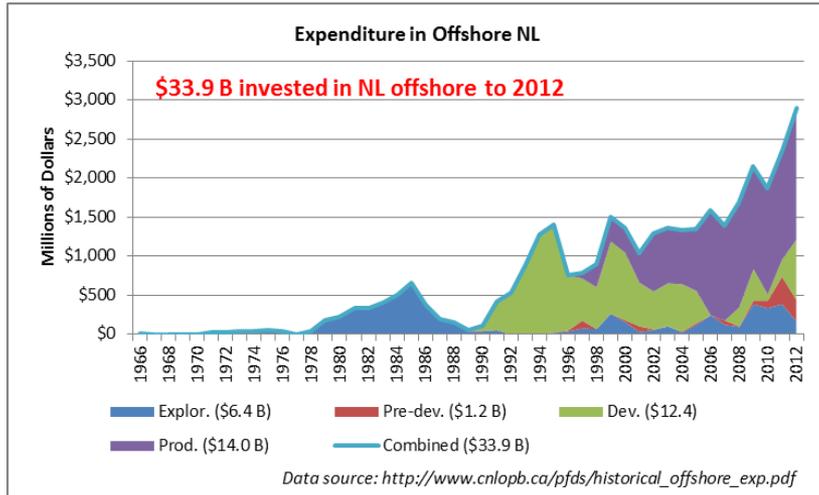
# Illustration de l'effet d'une production hypothétique en eau profonde



- Compte tenu d'une augmentation de la production sur deux ans, commençant en 2021, se terminant en 2051 (production sur 30 ans)
- Plateau de quatre ans (7,3 % des réserves récupérables → 120 000 par jour pour 600 millions de barils, 160 000 par jour pour 800 millions de barils et 200 000 par jour pour 1 000 millions de barils)
- Vitesse de déclin de 9,4 % par année après le plateau



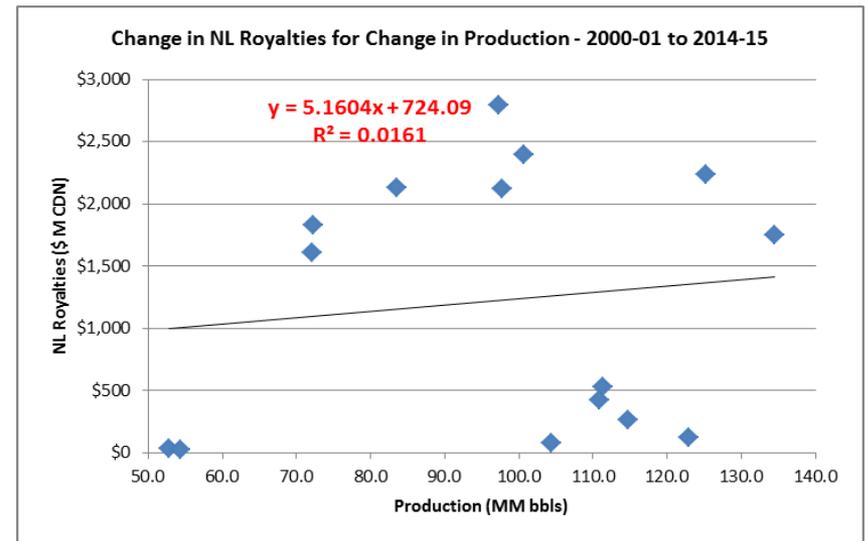
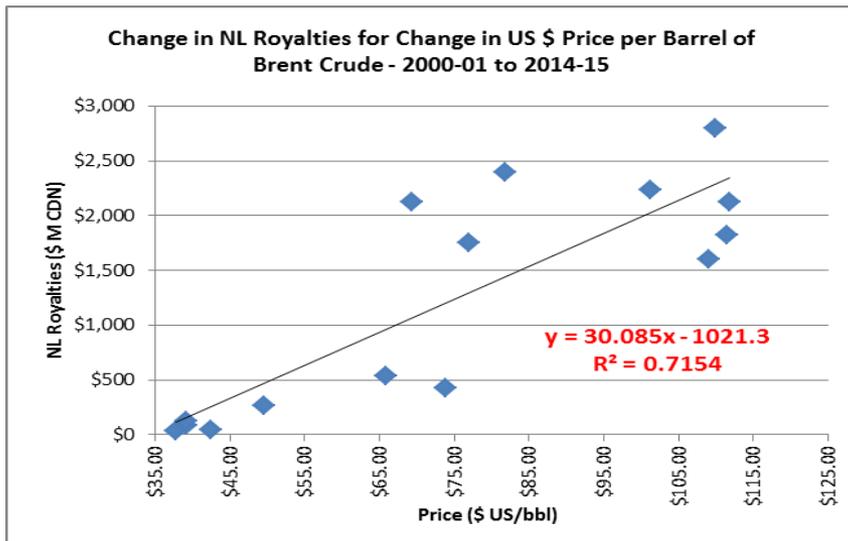
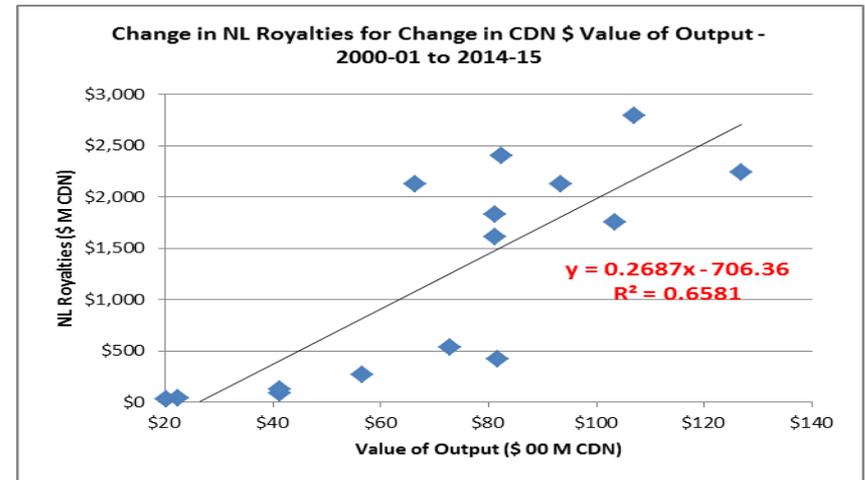
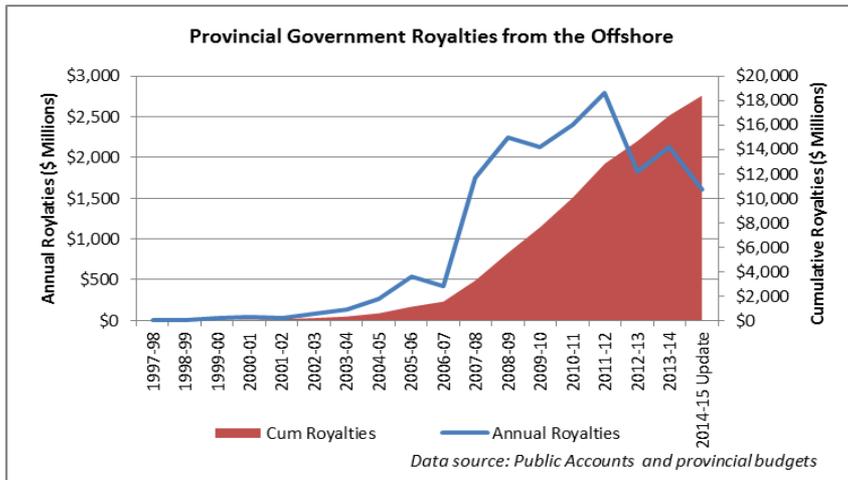
# Zone extracôtière – Illustration



Valeur de la production = Production mensuelle \* Prix mensuel du Brent (\$ US/baril) \* Taux de change (\$ CA/US)

1,5 milliard de barils produits ayant une valeur de 110 milliards de \$ CA

# Redevances de Terre-Neuve



Le prix et la valeur de production sont de meilleurs facteurs de prédiction des redevances annuelles que le changement dans la production pendant cette période.

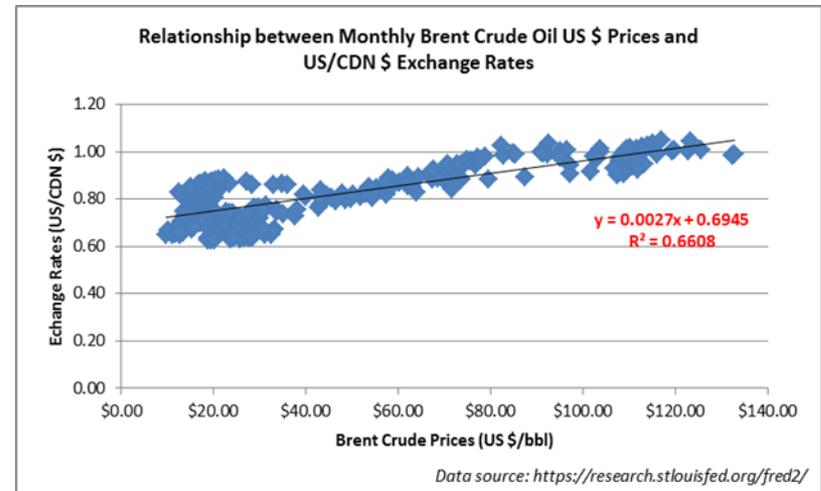
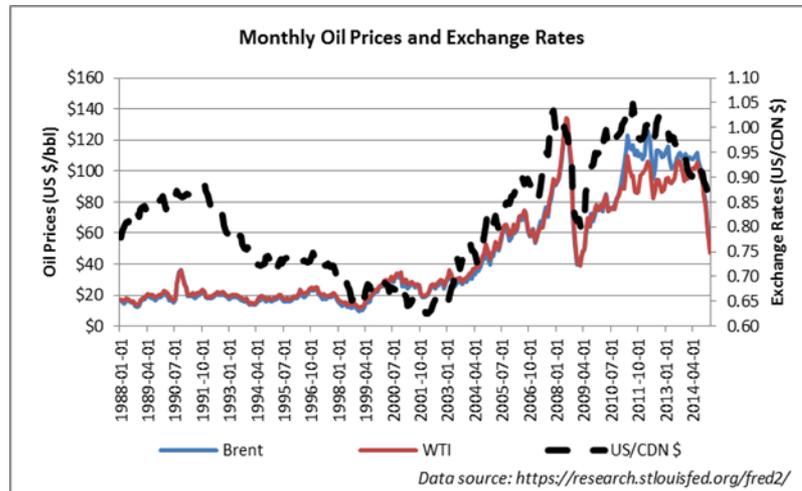
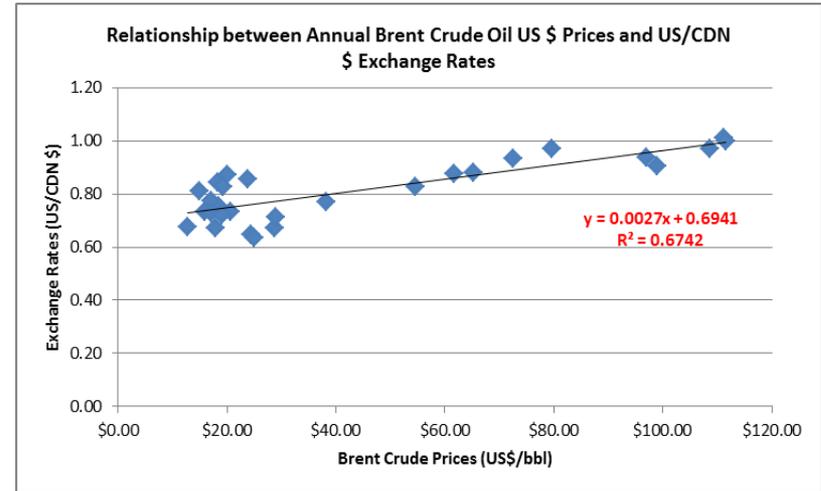
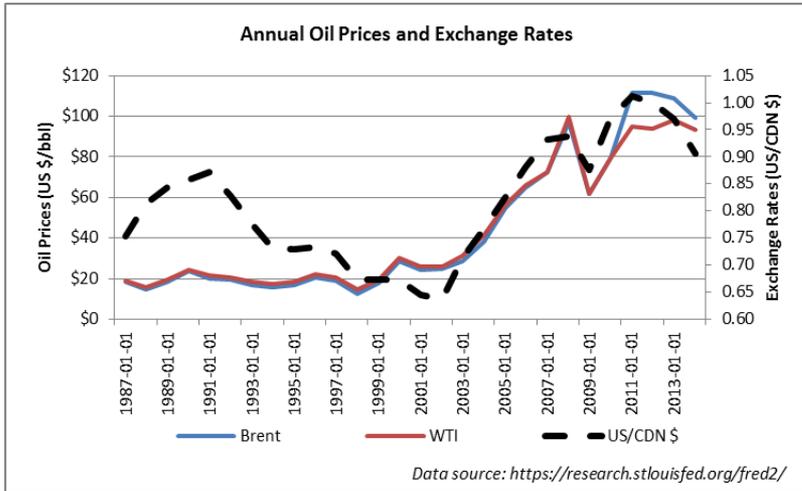
↑ prix en \$ → 30 M\$ de redevances pendant cette période, ↑ valeur en \$ → 27 M\$ de redevances pendant cette période et ↑ millions de barils → 5 M\$ de redevances pendant cette période.

# Les prix

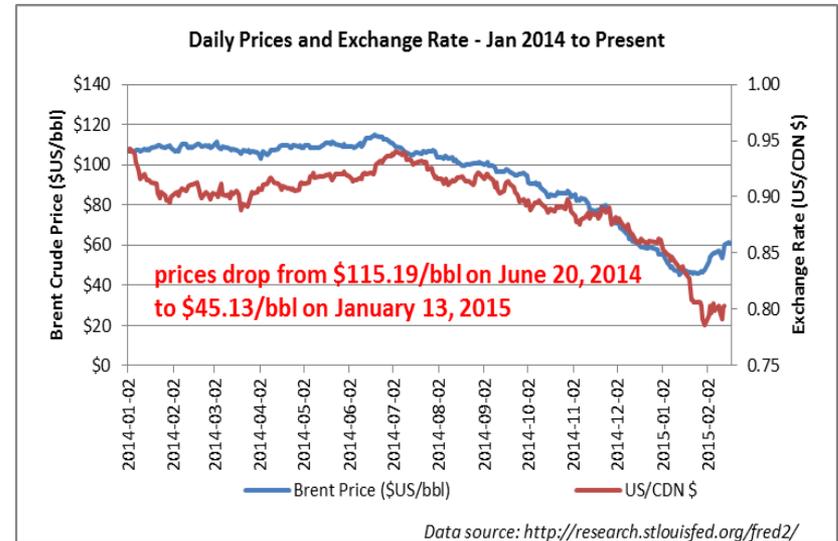
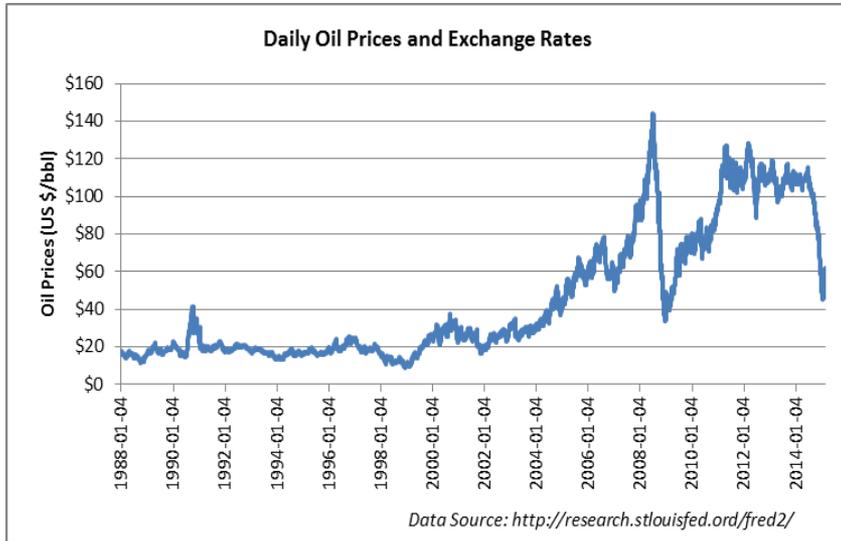
# Prévision des prix

- Selon les prévisions de l'année dernière, les prix seront de l'ordre de 90 à 110 \$.
- Selon notre analyse des deux derniers mois, les prix varieront de 10 \$/baril à 200 \$/baril.
- Notre analyse sera juste – les prix seront de cet ordre, mais cela n'aide personne!
- Nous devons prendre les prévisions au sérieux, pas seulement avec un grain de sel.

# Prix annuels et mensuels



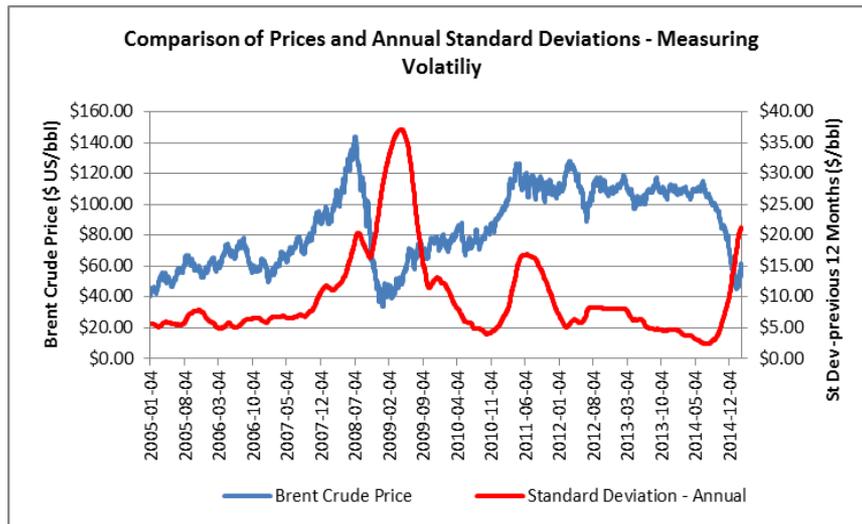
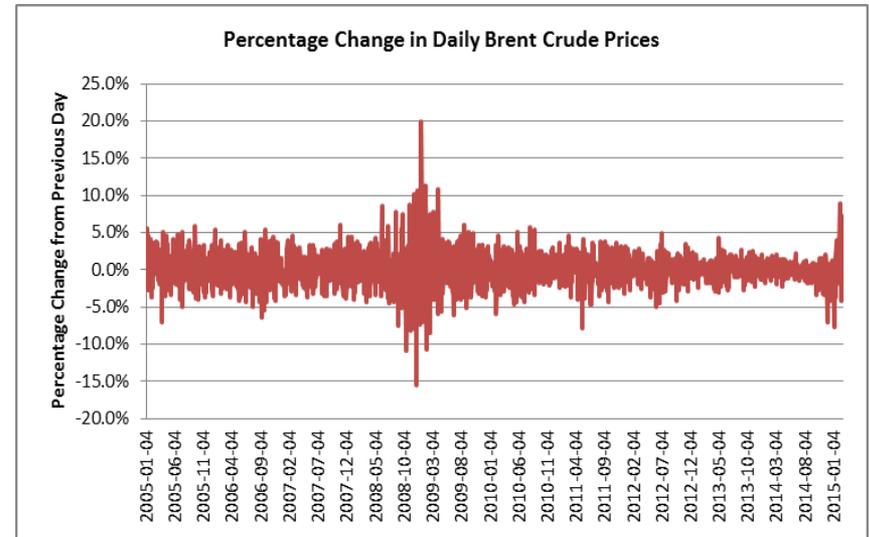
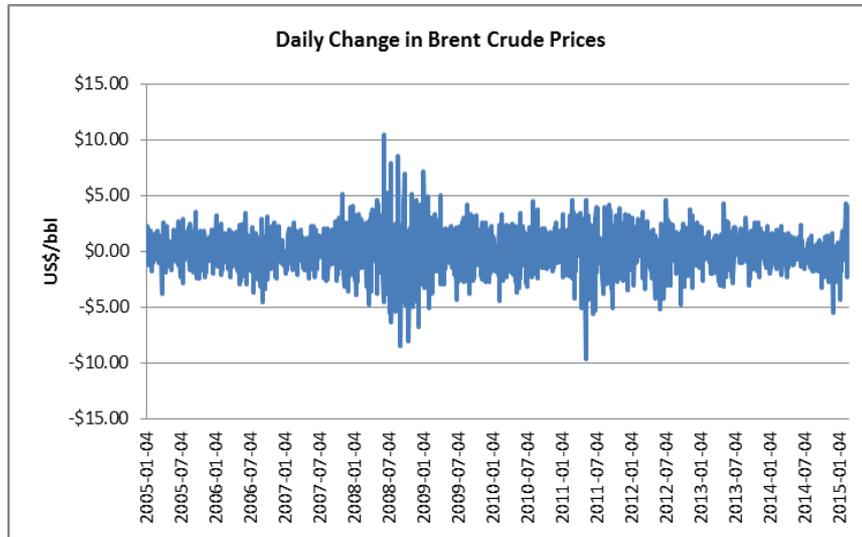
# Prix quotidiens – Niveaux



En février, les prix variaient légèrement.

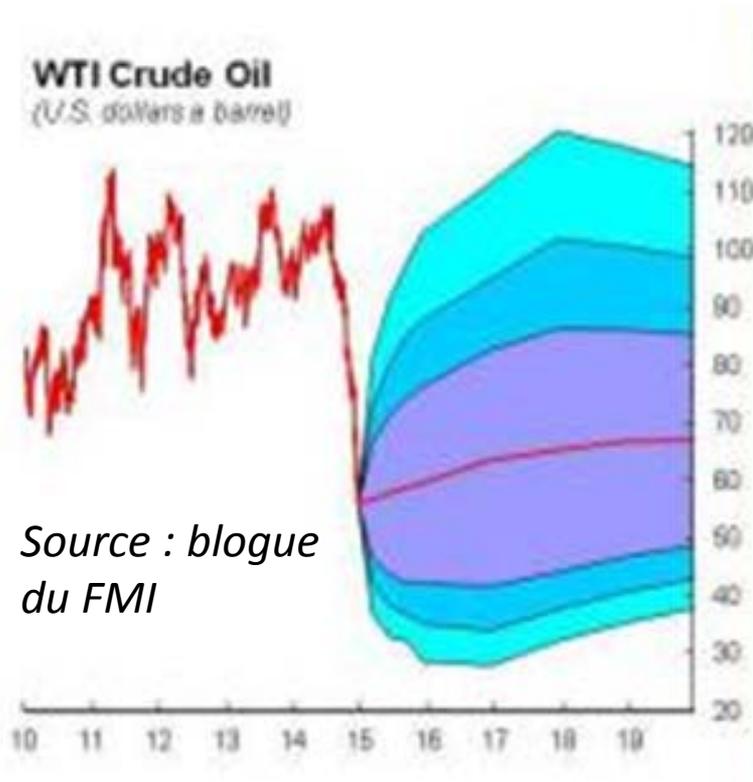
Le 20 février 2015, le prix du pétrole brut Brent était d'environ 60,22 \$ US/baril.

# Prix quotidiens – Niveaux et volatilité



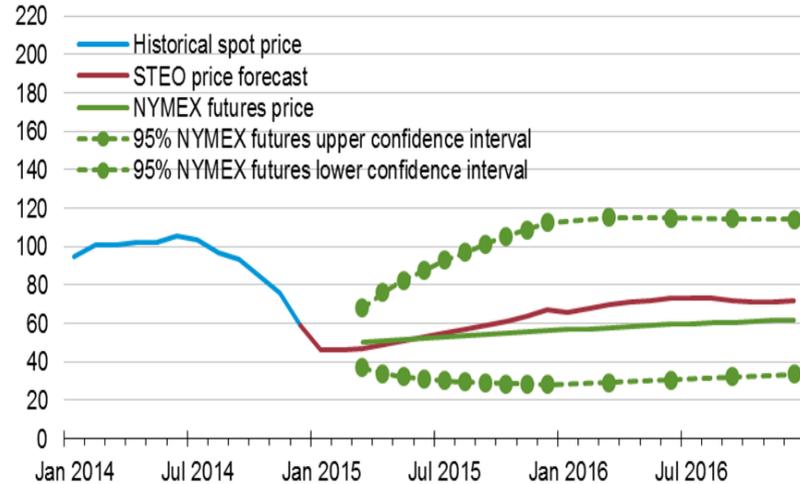
**Indépendamment de la façon dont elle se mesure, au cours de la période récente, la volatilité a augmenté, et, par conséquent, les risques associés au prix pétrolier en ont fait autant parce que le prix est moins prévisible.**

# Les prix attendus varient considérablement



La répartition implicite des prix (d'après le prix des options) avec bande de confiance de 95 % en 2019 varie de 38 à 115 \$ (FMI – janvier 2015).

**West Texas Intermediate (WTI) Crude Oil Price**  
dollars per barrel

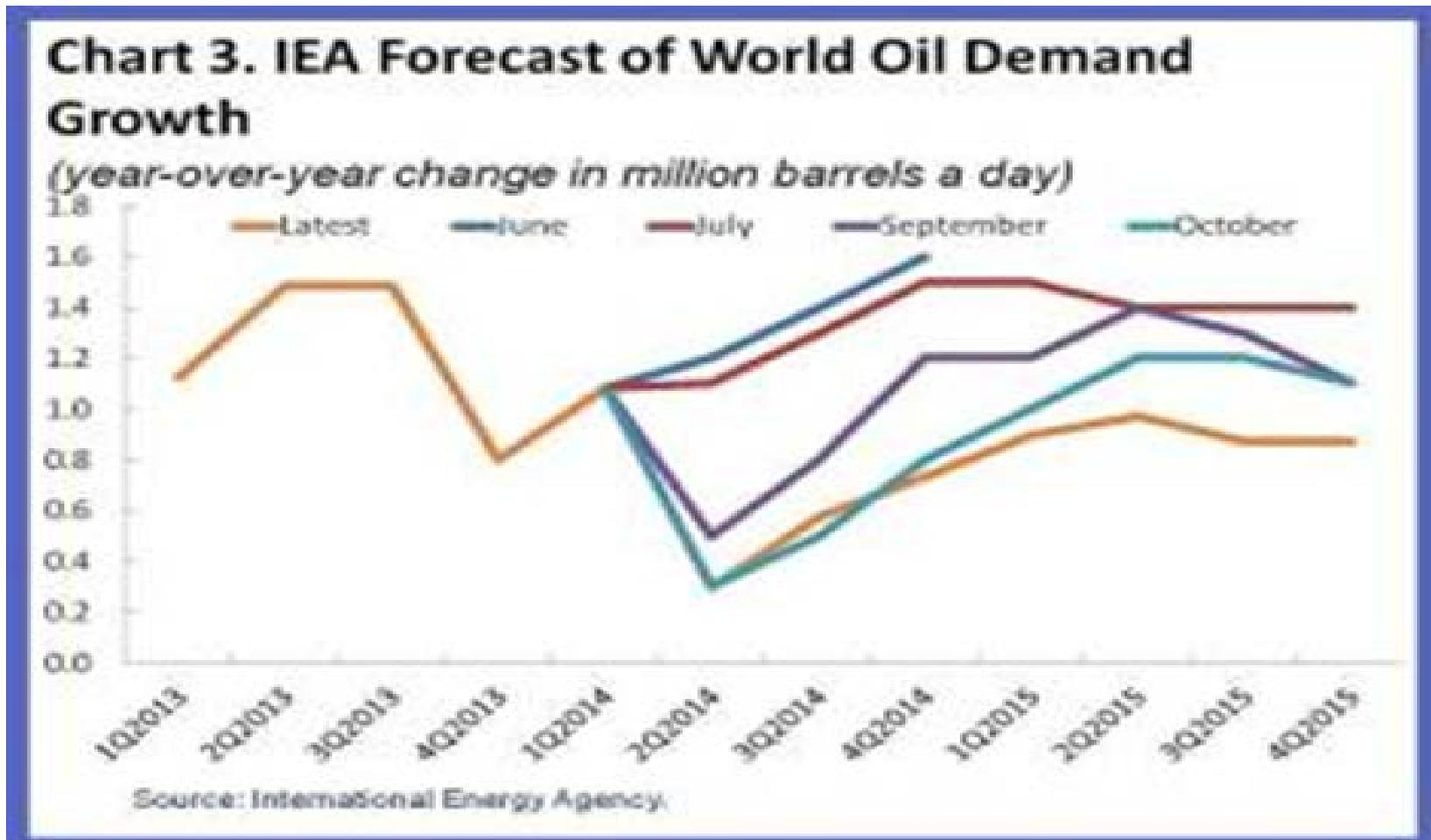


Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Jan. 8, 2015. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

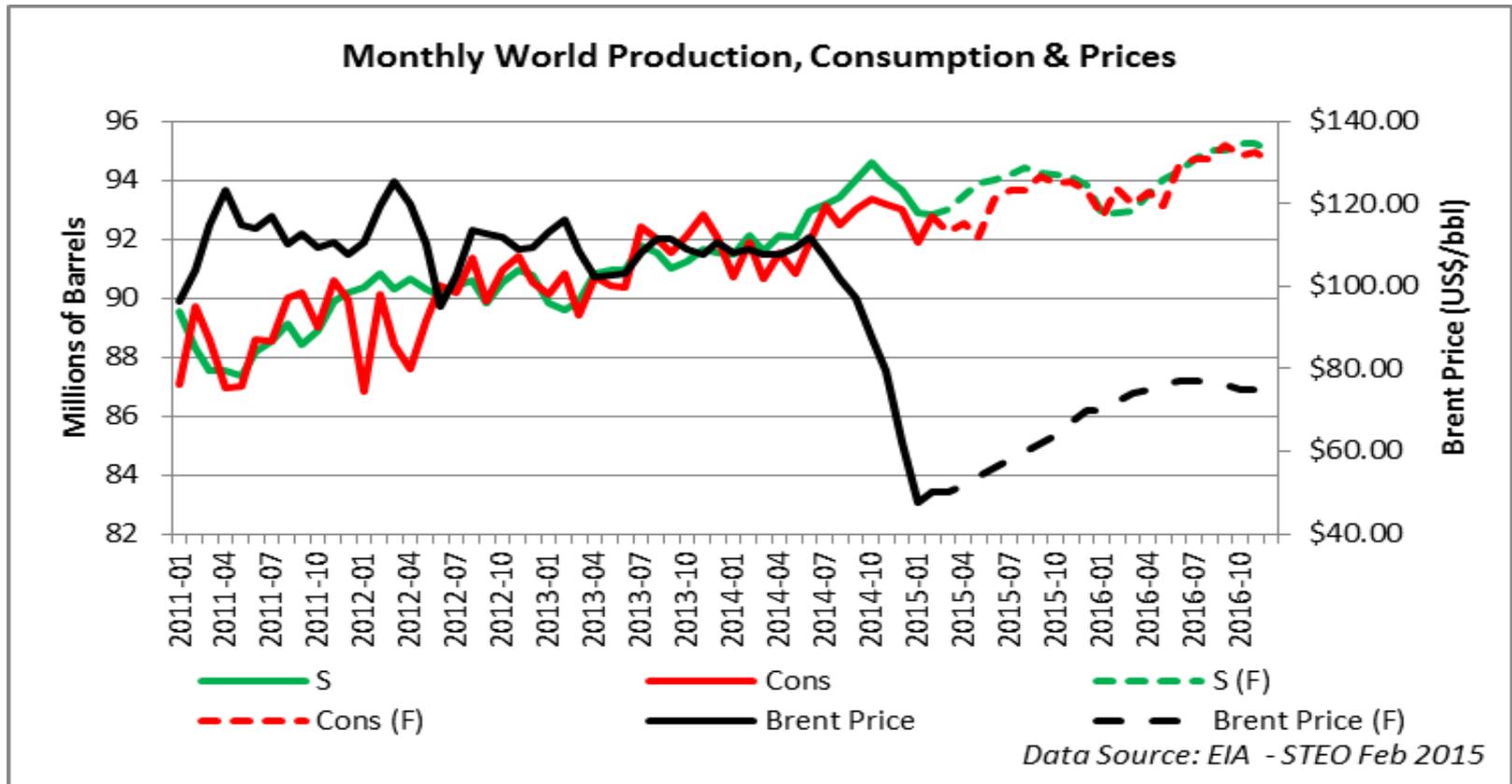
Source: Short-Term Energy Outlook, January 2015.

La répartition implicite des prix (d'après le prix des options) avec bande de confiance de 95 % en déc. 2016 varie de 40 à 102 \$ (EIA – février 2015).

Les prévisions de la demande changent presque tous les mois – immenses incertitude et volatilité

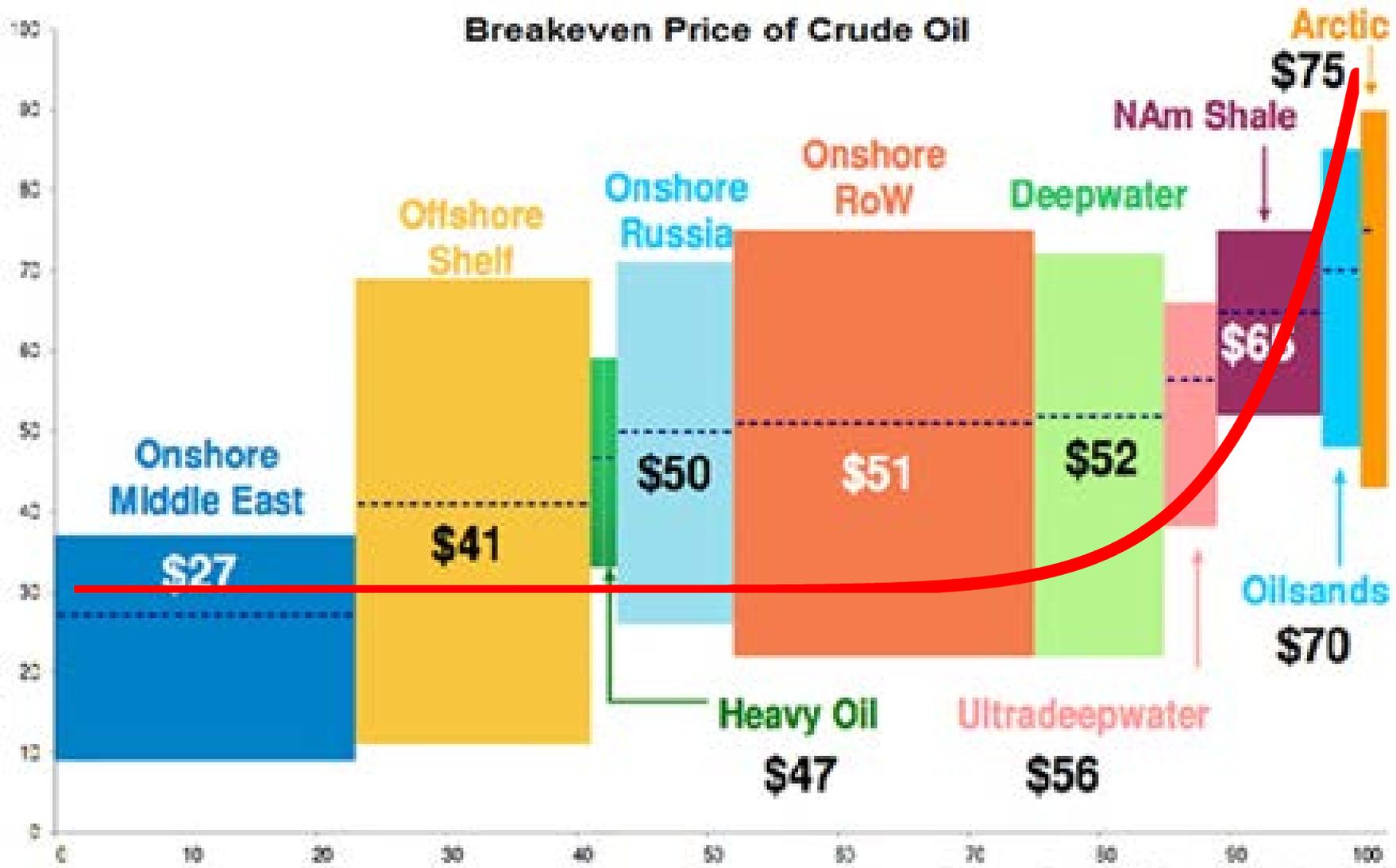


# Prédiction des prix de l'EIA



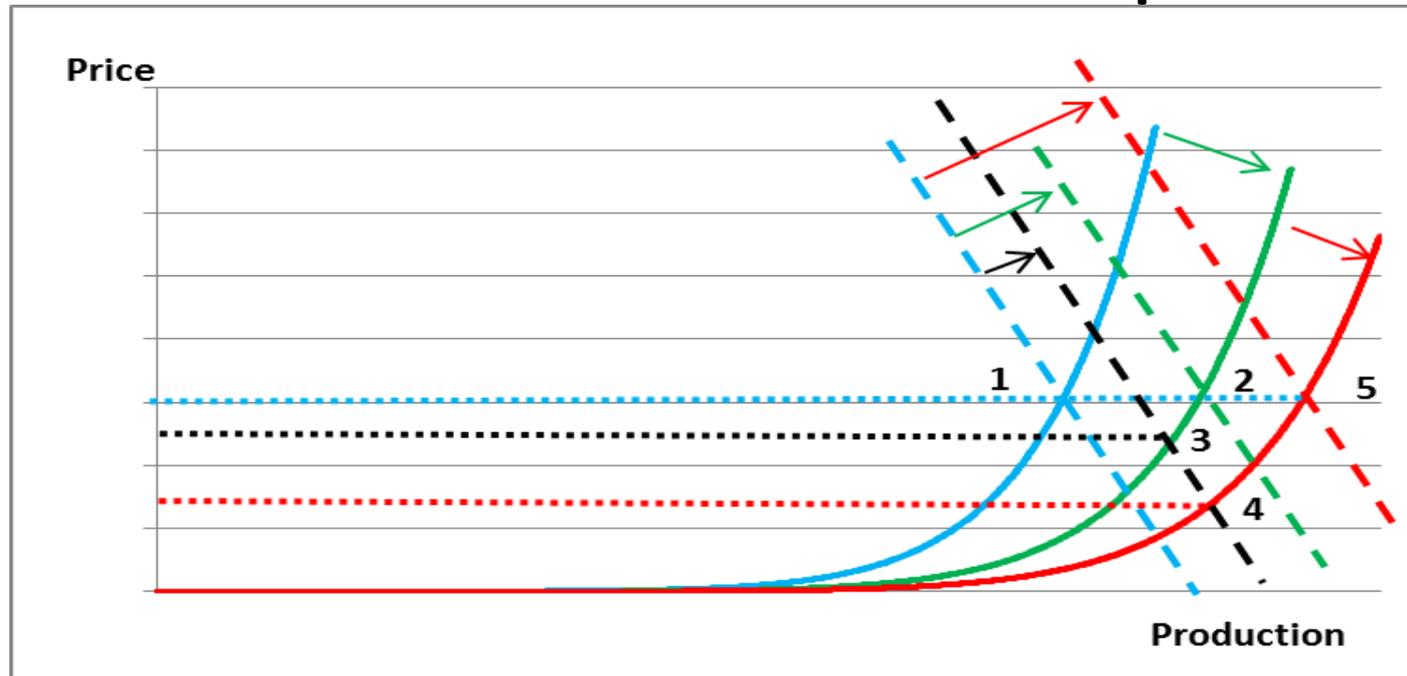
**D'après les estimations, les prix devraient atteindre 76 \$/baril d'ici la fin de 2016 selon le Short-Term Energy Outlook de l'EIA (février 2015).**

# L'offre et la demande



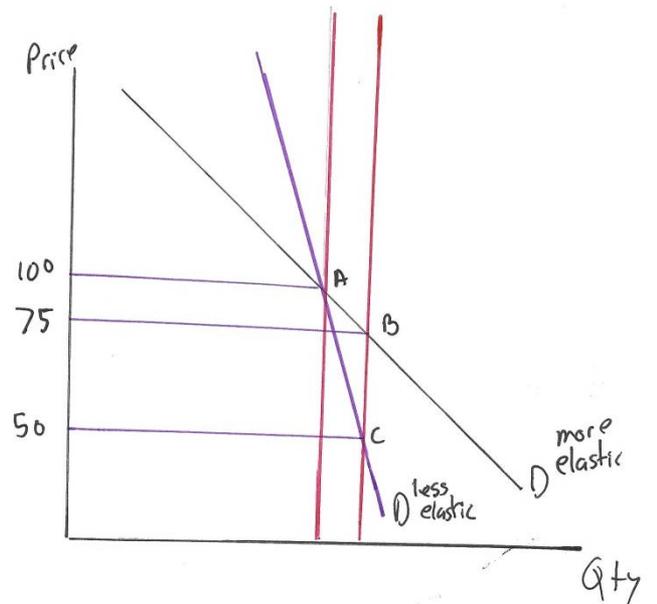
*La source de la courbe de rentabilité est Market Realist*

# L'offre et la demande de pétrole



1. Situation avant 2014 (100-110 \$)
2. L'offre et la demande devraient augmenter – faibles répercussions sur les prix.
3. La demande n'augmente pas autant que prévu (Europe, Japon, Chine), les inventaires commencent à s'accumuler, et les prix tombent.
4. L'exploitation du pétrole de schiste des États-Unis est plus productive que prévu (alimentée par des prix élevés et la dette), la croissance de l'inventaire atteint des niveaux historiques, l'OPEP protège sa part du marché, et les cours s'effondrent.
5. La reprise de la demande finira par éliminer complètement les répercussions de l'exploitation du pétrole de schiste.

# Rajustement des prix



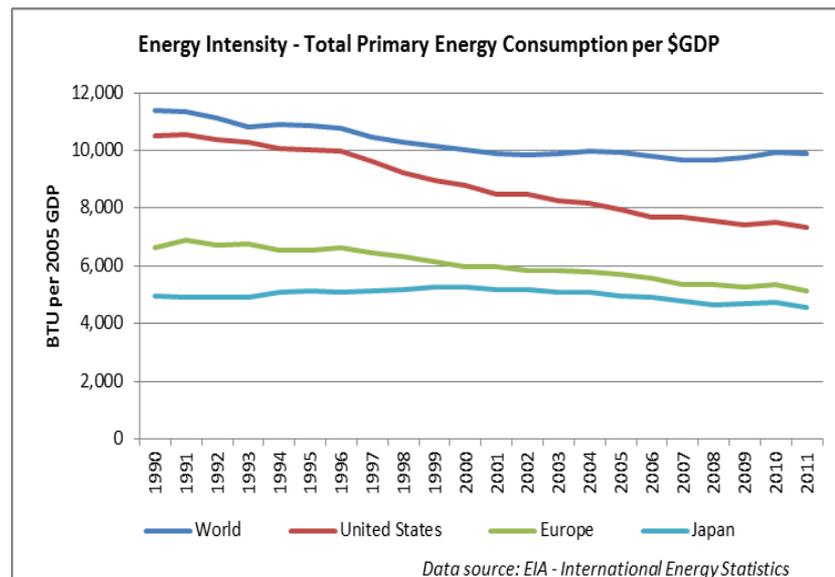
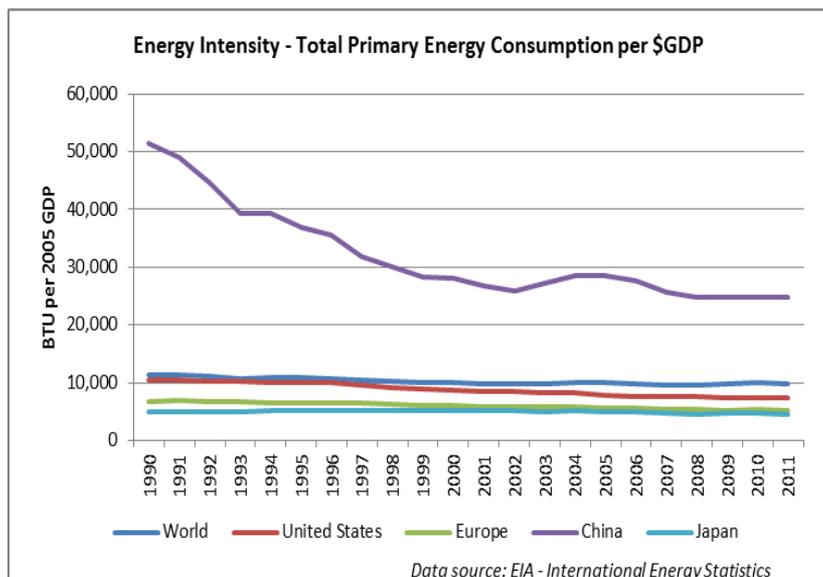
$$\eta = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} \cong 0.1$$

Cela suppose

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{\Delta Q}{Q} * \frac{1}{\eta} = 2\% * \frac{1}{0.1} \cong 20\%$$

Comme l'excès de l'offre était d'environ 2 % du marché, soit 1,5 à 2 millions de barils par jour sur une réserve de 93 à 94 millions de barils par jour, si la demande, et la seule demande, avait augmenté de 2 %, alors le prix aurait tout simplement dû baisser de 20 à 25 %, et non de 60 %.

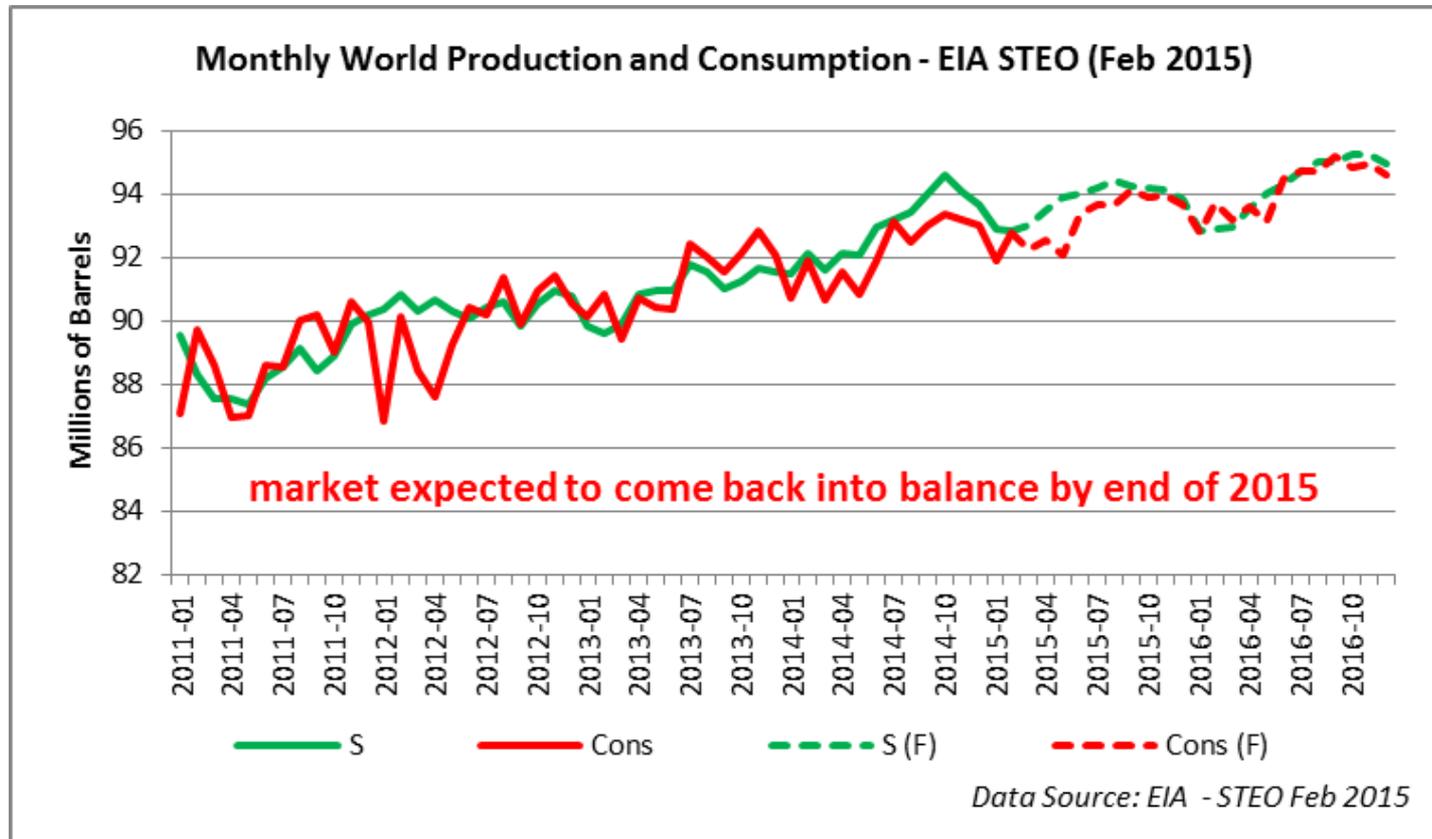
# Intensité énergétique changeante



	Intensité changeante de 2001 à 2011
Monde	0,24 %
États-Unis	-13,60 %
Europe	-13,62 %
Chine	-7,97 %
Japon	-11,91 %

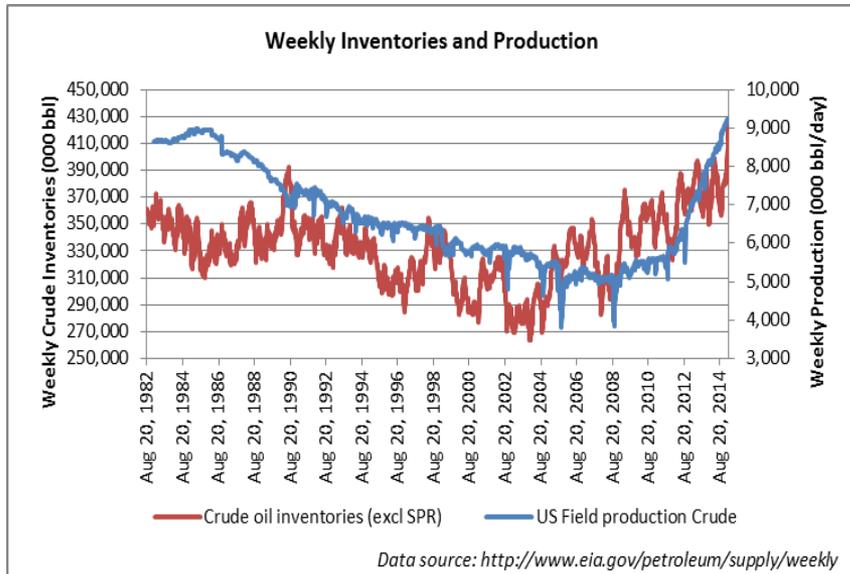
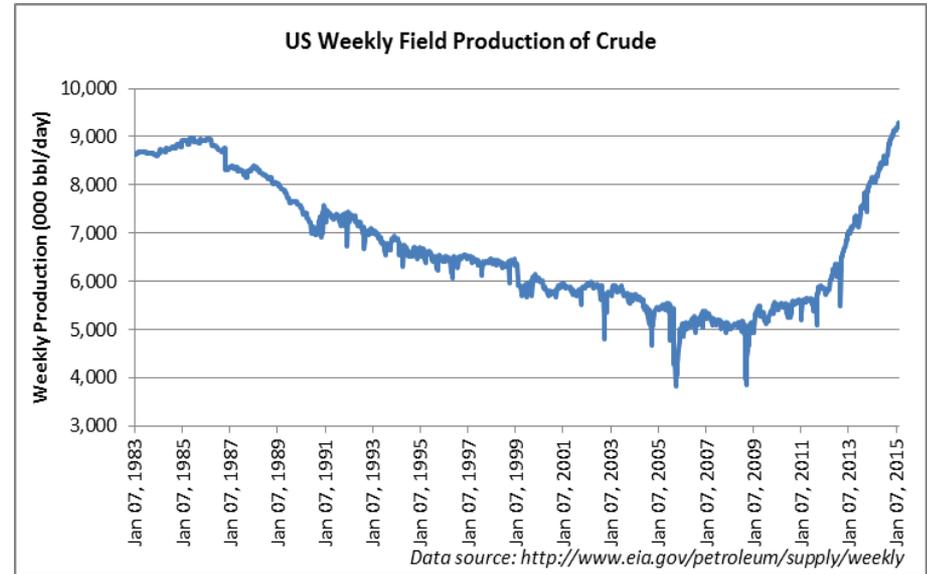
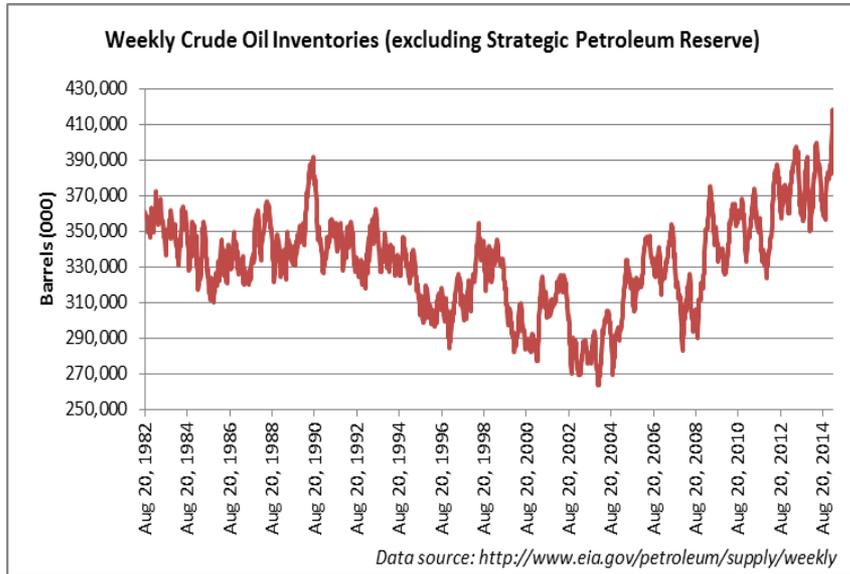
L'intensité énergétique a baissé dans les grands pays consommateurs, et la demande serait moins élastique, car une chute des prix pourrait ne pas stimuler la même augmentation qu'à des époques antérieures.

# L'offre et la demande



Nota : Le Japon et l'Europe étaient responsables de presque tout le déclin de 2014.

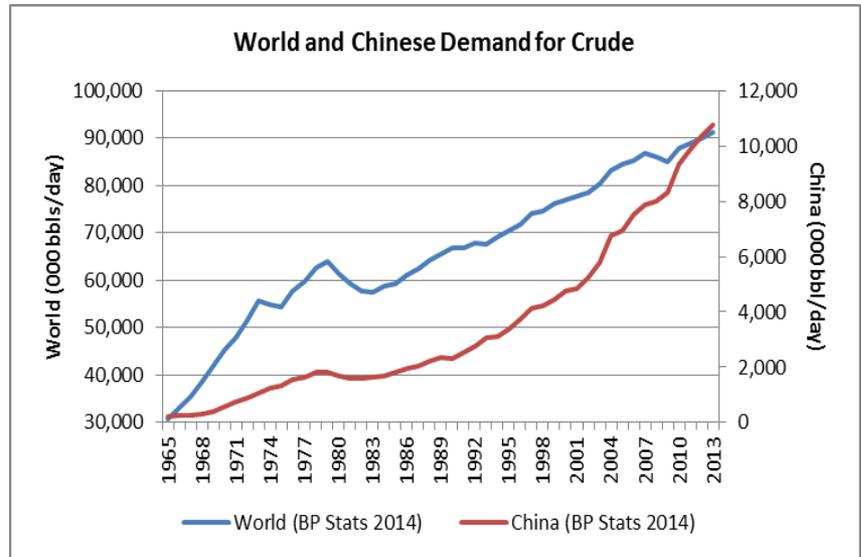
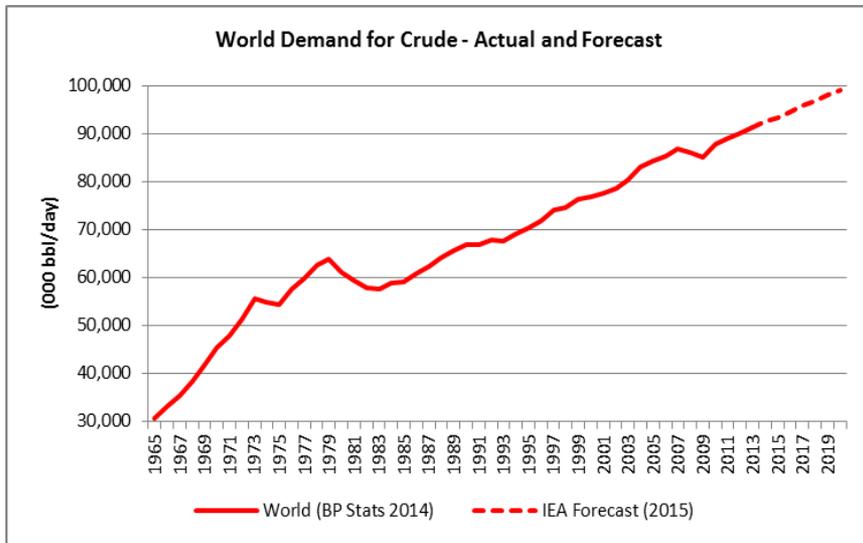
# Stocks et production hebdomadaires de pétrole brut aux États-Unis



**Les stocks et la production hebdomadaires ont atteint un niveau historique, ce qui fait baisser les prix.**

**On craint qu'il faille peut-être abaisser les prix pour liquider les stocks.**

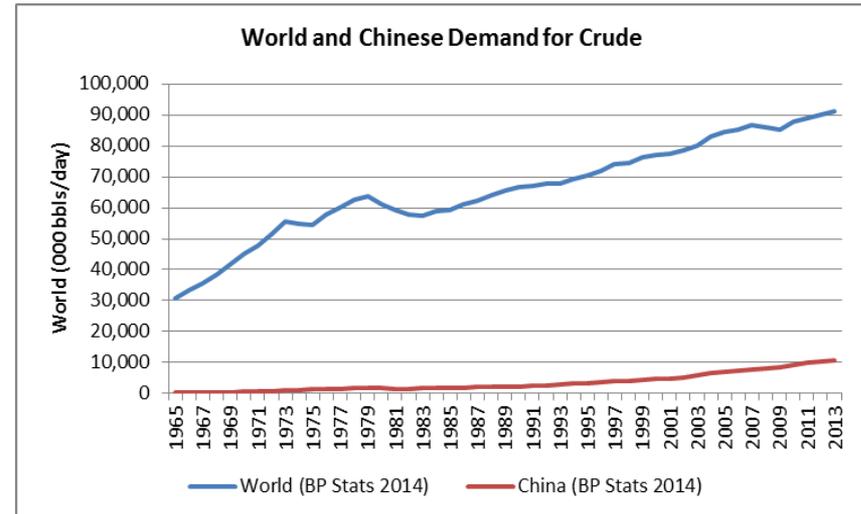
# Demande mondiale de brut



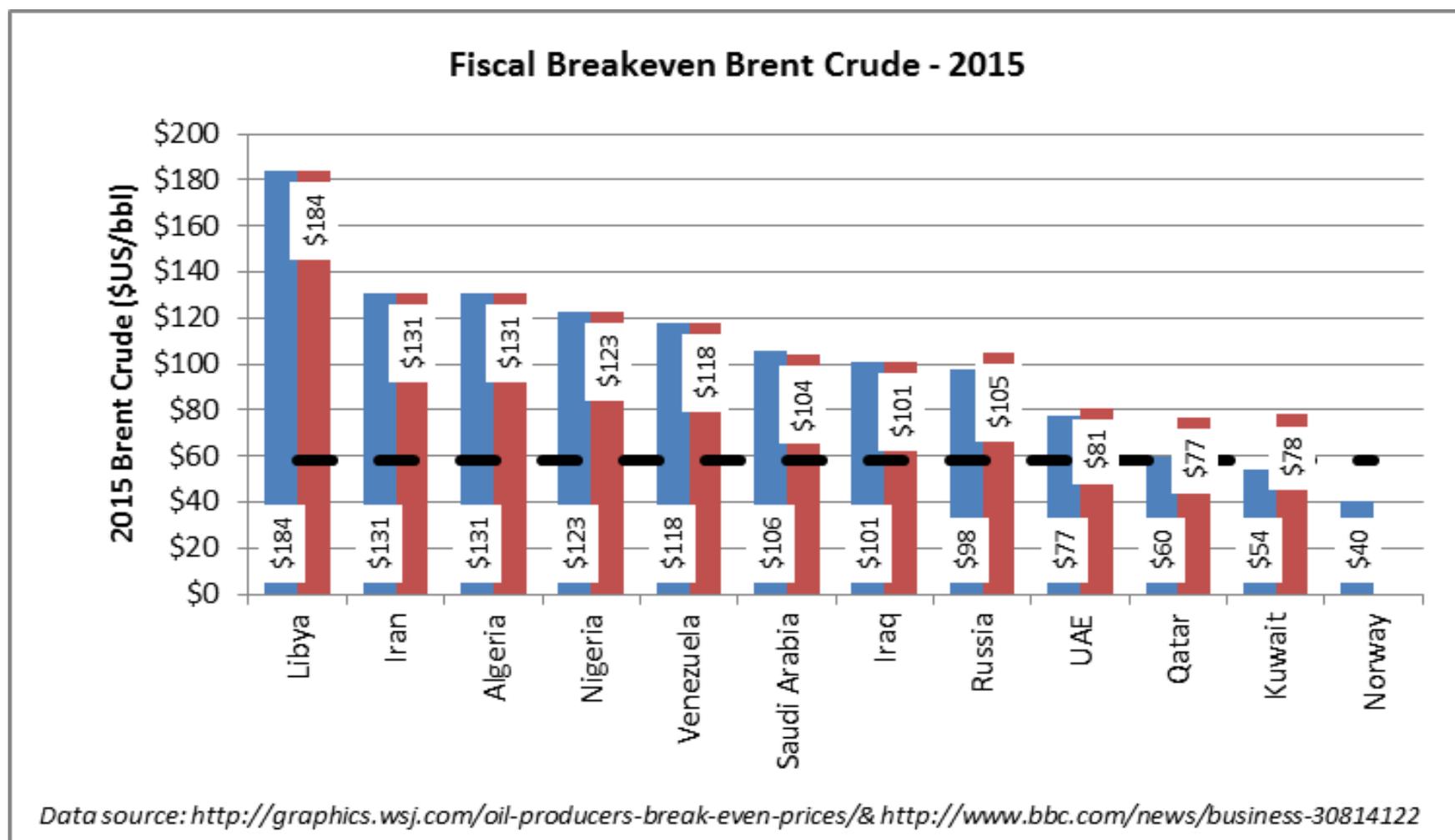
**La demande mondiale devrait atteindre 100 millions de barils par jour en 2020.**

**La croissance de la demande de la Chine a eu une grande influence sur la demande et les prix des dernières années et commence maintenant à ralentir.**

**La croissance de la Chine devrait être bientôt inférieure à 7 %. C'est la croissance la plus faible en plus de deux décennies.**



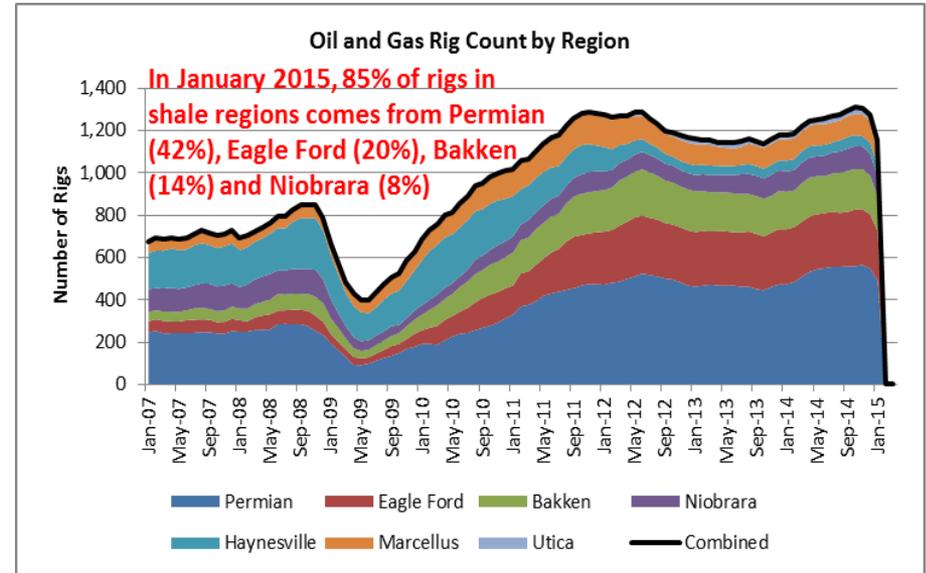
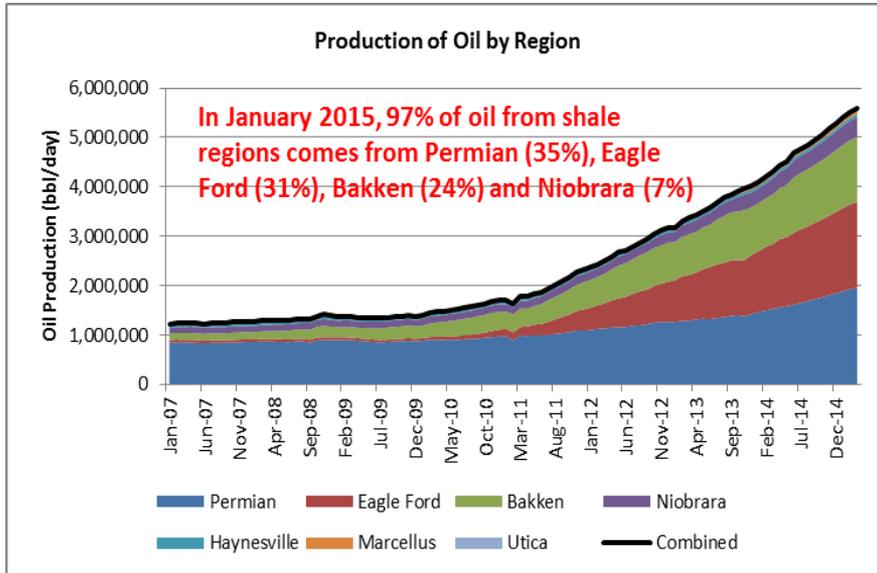
# Prix au seuil de rentabilité financière



La plupart des producteurs doivent pouvoir compter sur des prix plus élevés que 60 \$ pour équilibrer leur budget.

# Répercussions de l'exploitation du pétrole de schiste

# Pétrole de schiste



**La plus grande partie de la production et des activités associées au pétrole de schiste viennent de quatre régions :**

**le bassin Permian**

**le bassin Eagle Ford**

**le bassin Williston (Bakken)**

**le bassin Niobrara**

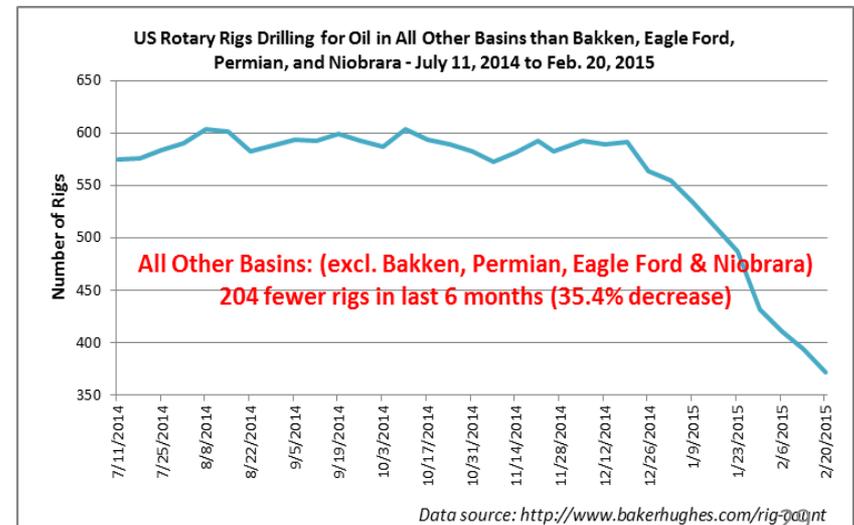
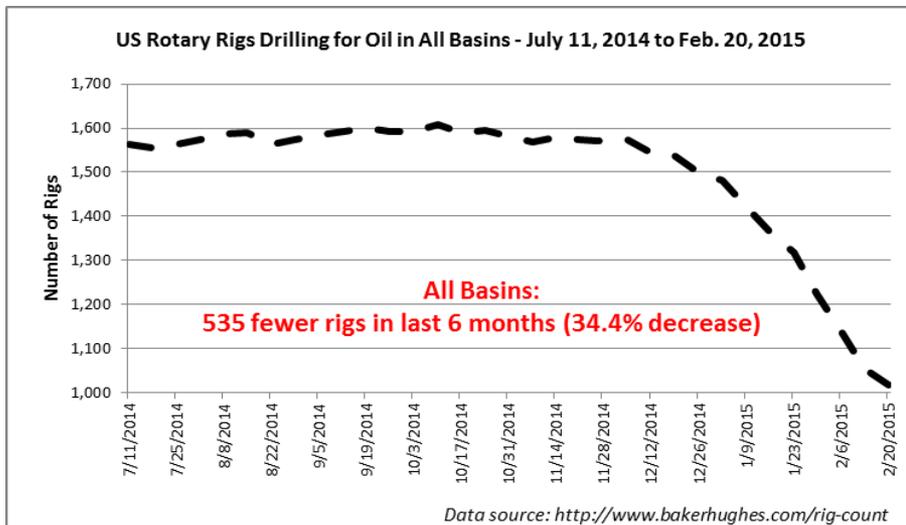
# Nombre de tours de forage en service aux É.-U. (forage pétrolier et gazier)

- 1 310 appareils de forage rotatifs étaient en service aux É.-U. au cours de la semaine se terminant le 20 février 2015.
  - 77,79 % (1 019) étaient à la recherche de **pétrole**, et 22,06 % (289) cherchaient du gaz
  - 95,88 % (1 256) se trouvaient sur **terre**, et 4,12 % (54) au large des côtes
  - 74,73 % (797) **étaient horizontales**, 15,50 % (203) verticales, et 9,77 % (128), directionnelles
- La majorité des 1 056 plates-formes pétrolières se trouvaient dans des bassins de pétrole de schiste.
  - 11,97 % (122) à **Bakken**, 13,84 % (141) à **Eagle Ford**, 2,45 % (25) à **Niobrara**, 35,23 % (359) à **Permian** et 36,51 % (371) **dans d'autres bassins** (y compris ceux de Haynesville, d'Utica et de Marcellus).
- Notez que la récupération finale estimée (RFE) des sites idéaux peut être 10 fois supérieure à celle des secteurs de production inférieure à l'intérieur d'un même gisement.

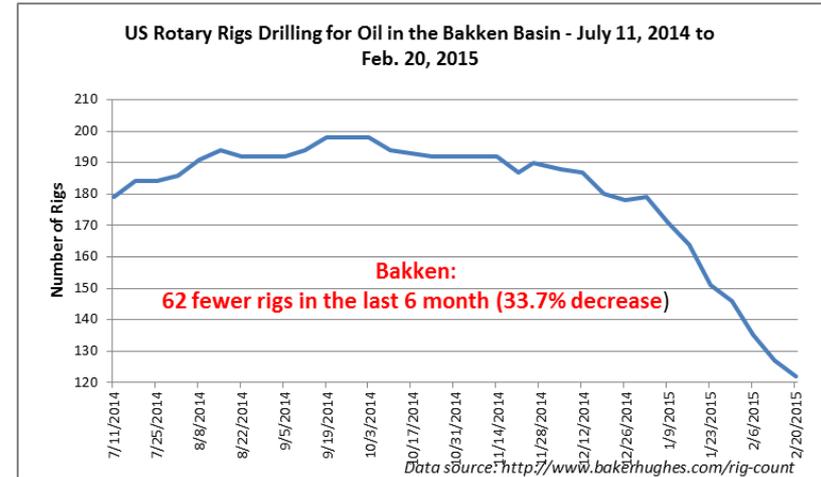
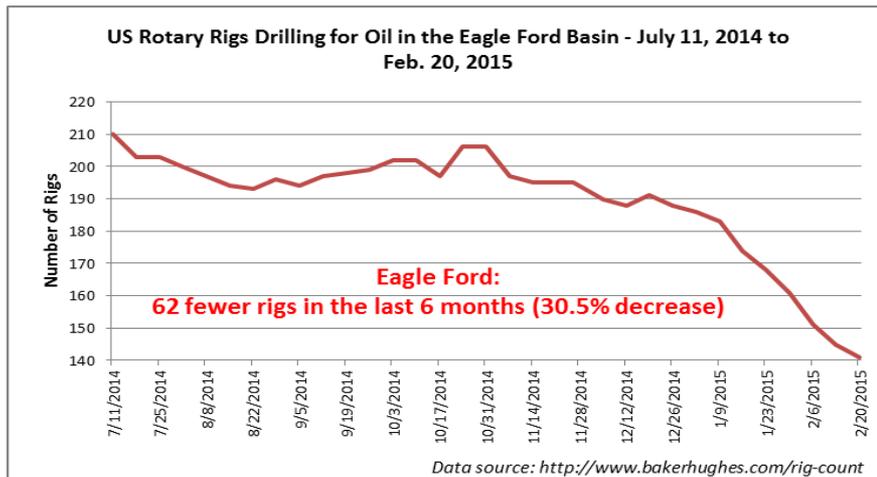
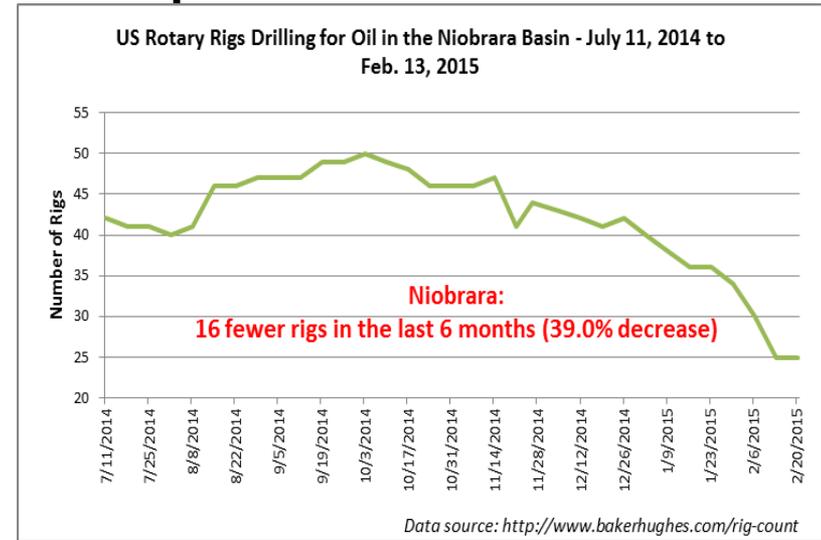
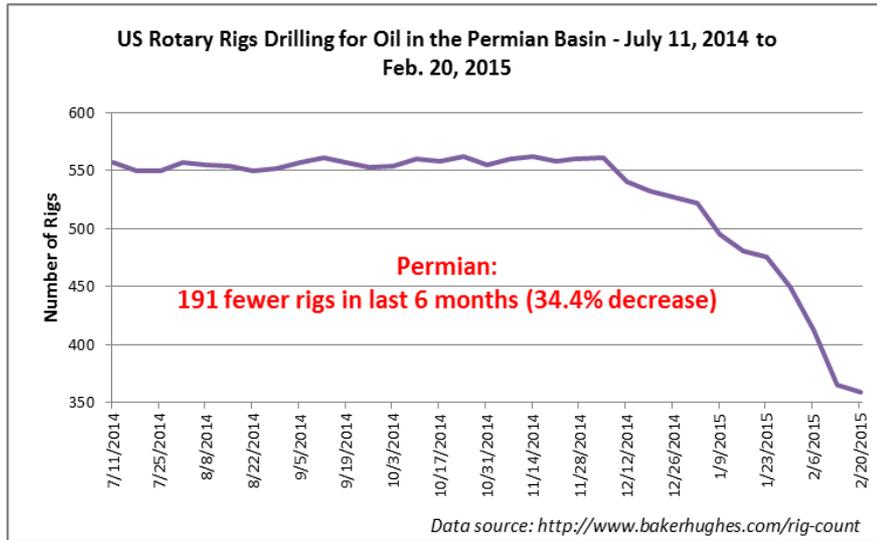
# Nombre de tours de forage en service aux É.-U. – tous les bassins, et tous les bassins autres que les bassins d'Eagle Ford, de Permian, de Bakken et de Niobrara

Changement	Bakken (Williston)	Eagle Ford	Niobrara	Permian	Autres bassins	Total
par rapport à il y a un mois	-29	-27	-11	-116	-115	-298
par rapport à il y a trois mois	-65	-54	-16	-199	-221	-555
par rapport à il y a six mois	-62	-62	-16	-191	-204	-535
par rapport à il y a un an	-52	-50	-12	-123	-169	-406
par rapport à il y a deux ans	-65	-34	2	-96	-117	-310
par rapport à il y a trois ans	-82	-10	4	-97	-68	-253
par rapport à il y a quatre ans	-36	95	15	12	135	221

Changement	Bakken (Williston)	Eagle Ford	Niobrara	Permian	Autres bassins	Total
par rapport à il y a un mois	-19,2 %	-16,1 %	-30,6 %	-24,4 %	-23,6 %	-22,6 %
par rapport à il y a trois mois	-35,1 %	-25,8 %	-41,9 %	-36,0 %	-37,3 %	-35,3 %
par rapport à il y a six mois	-33,7 %	-30,5 %	-39,0 %	-34,7 %	-35,4 %	-34,4 %
par rapport à il y a un an	-29,9 %	-26,2 %	-32,4 %	-25,5 %	-31,2 %	-28,5 %
par rapport à il y a deux ans	-34,8 %	-19,4 %	8,7 %	-21,1 %	-23,9 %	-23,3 %
par rapport à il y a trois ans	-40,2 %	-6,6 %	19,0 %	-21,3 %	-15,5 %	-19,9 %
par rapport à il y a quatre ans	-22,8 %	206,5 %	150,0 %	3,5 %	57,0 %	27,7 %

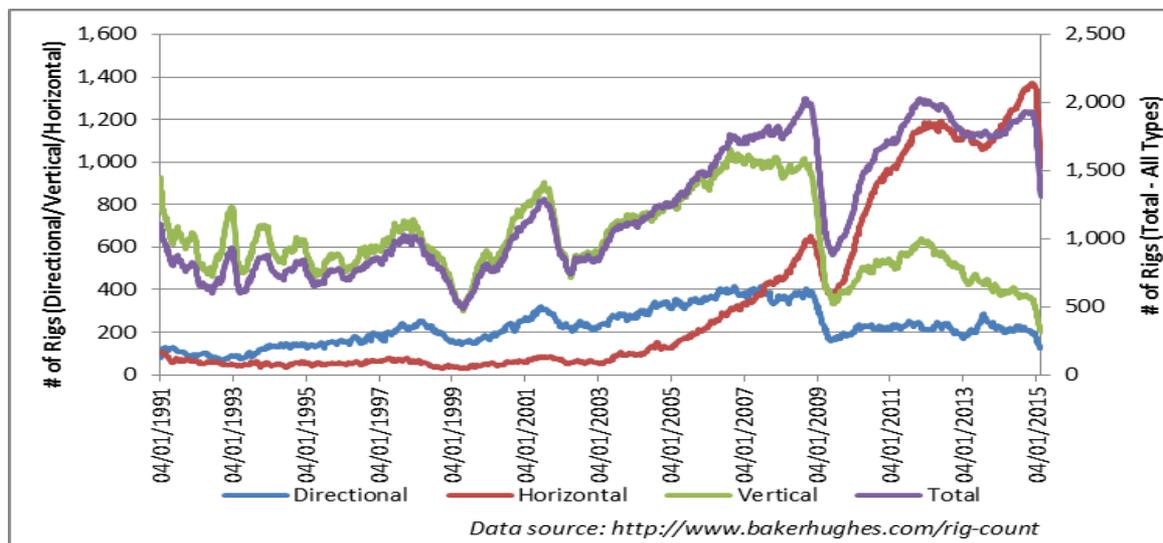


# Nombre de tours de forage en service aux É.-U. – à la recherche de pétrole par bassin



**Le nombre de tours de forage dans les bassins de pétrole de schiste a diminué de plus du tiers en six mois, mais, le mois dernier, ce déclin a ralenti (23 % le mois dernier à comparer à 34 % pour la période de six mois).**

# Plates-formes pétrolières et gazières aux É.-U. par trajectoire



- Le nombre de plates-formes de tous types a diminué récemment, y compris de celles qui exploitent le pétrole de schiste (c.-à-d. verticales dans le bassin de Permian et horizontales ailleurs).
- Les plates-formes horizontales (pétrole de schiste primaire) ont commencé à représenter la majorité des plates-formes aux É.-U. après mars 2010.

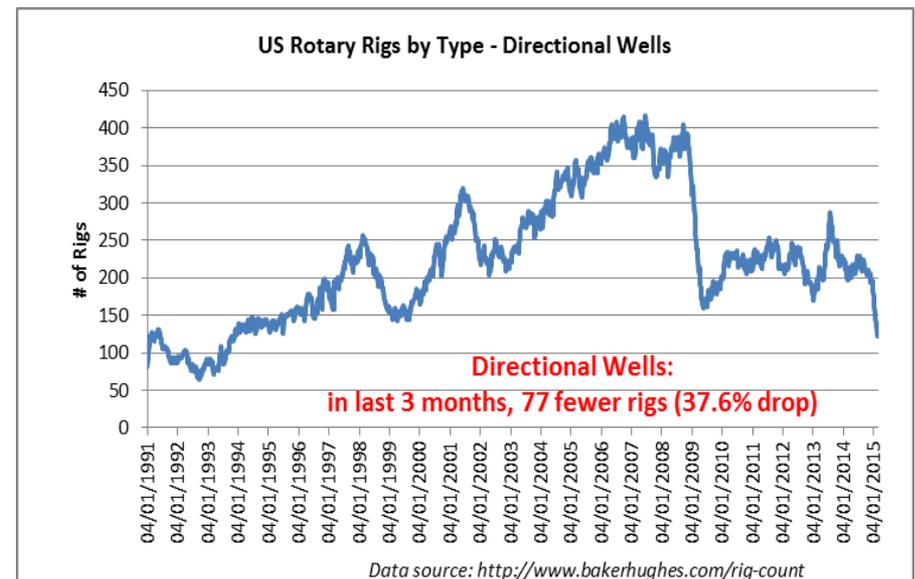
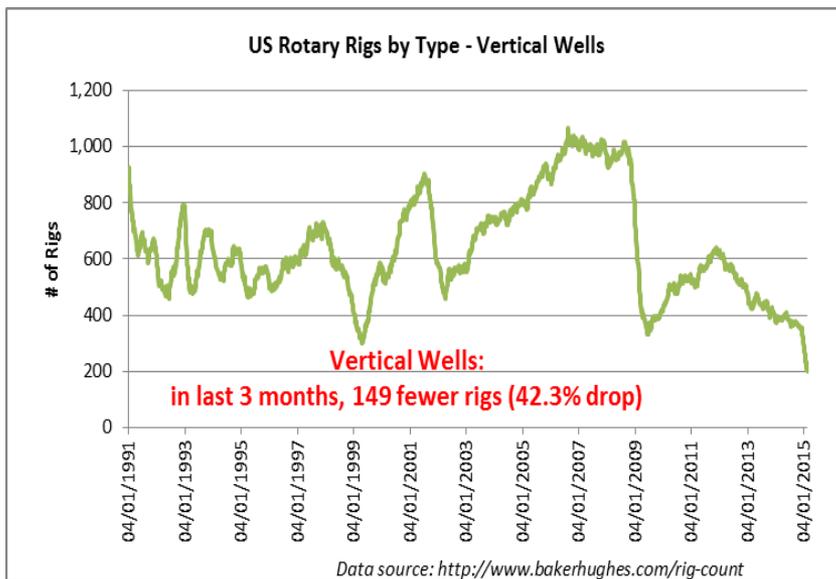
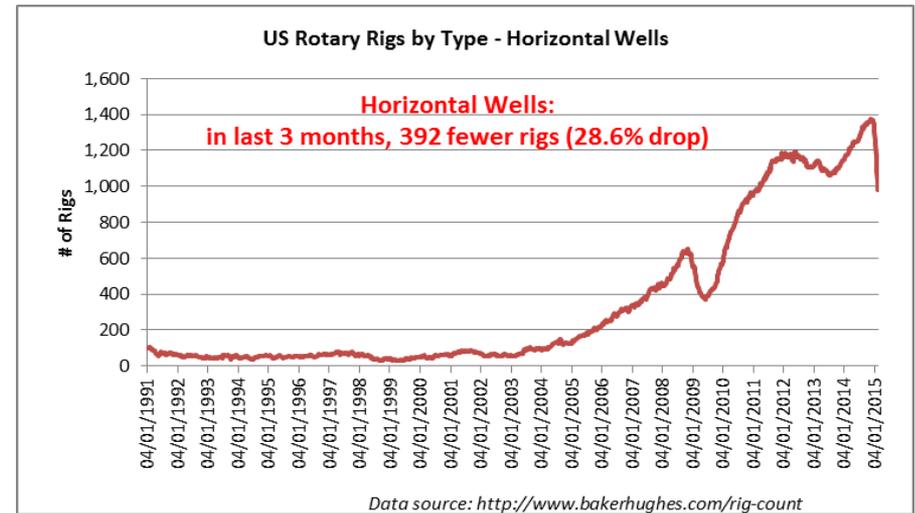
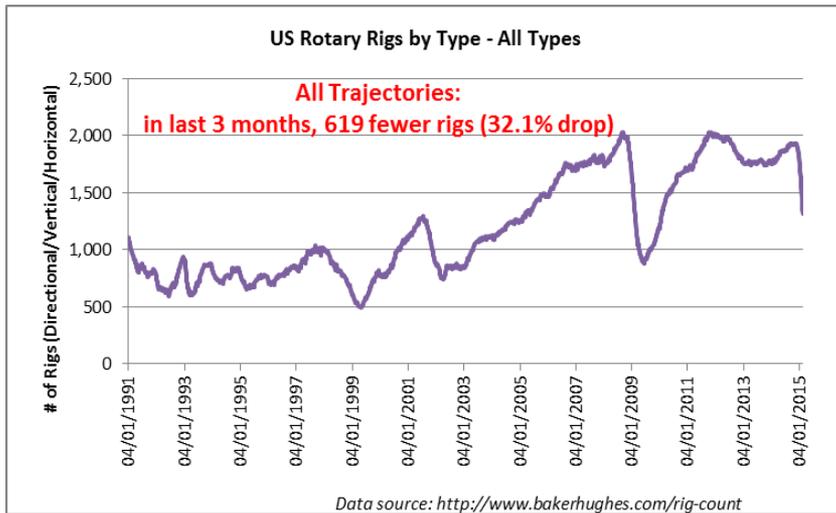
## Changement du nombre de plates-formes

	Directionnelle	Horizontale	Verticale	Total
1 mois	5	-46	-7	-48
3 mois	-77	-392	-149	-619
6 mois	-81	-342	-163	-586
12 mois	-69	-203	-189	-461

## Pourcentage de variation quant au nombre de plates-formes

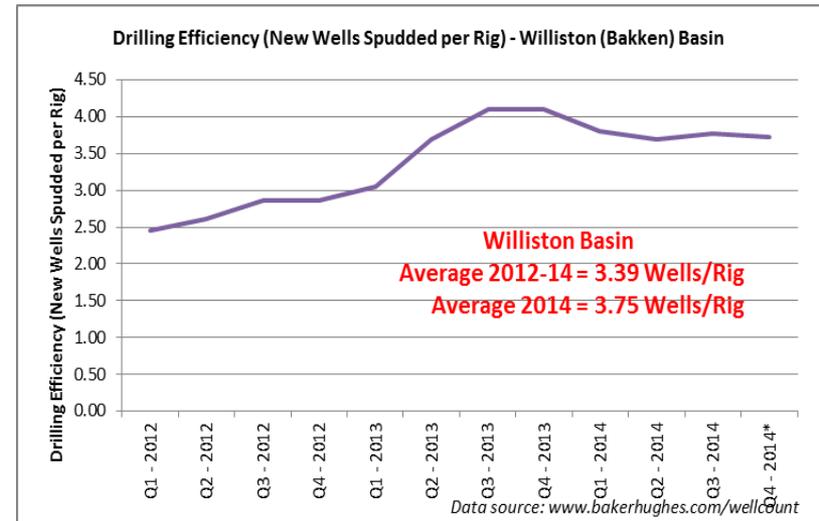
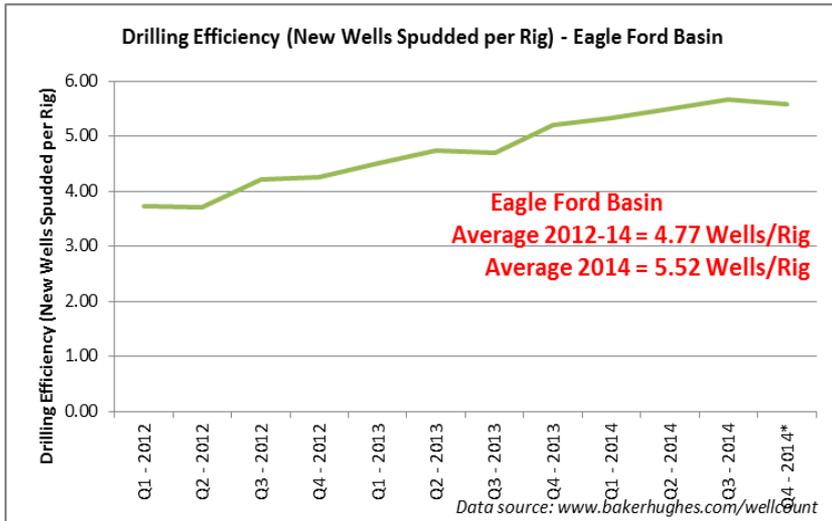
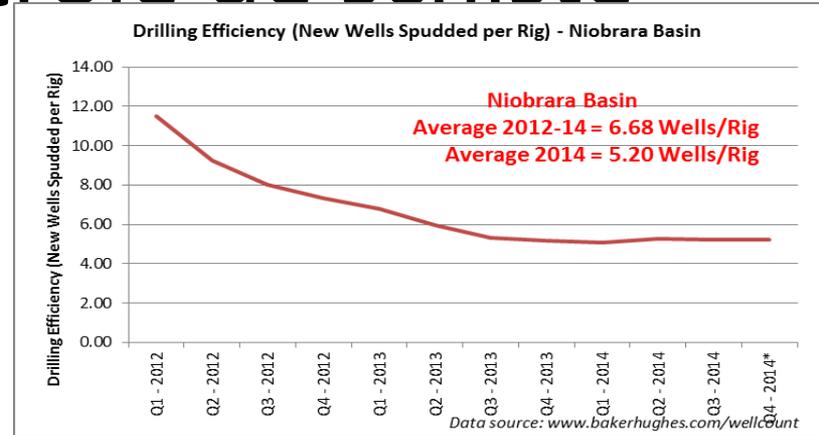
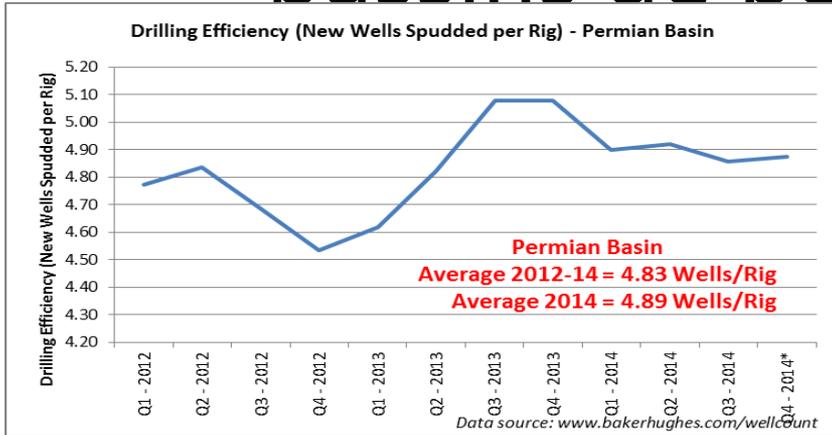
	Directionnelle	Horizontale	Verticale	Total
1 mois	4,07 %	-4,49 %	-3,33 %	-3,53 %
3 mois	-32,6 %	-28,6 %	-42,3 %	-32,1 %
6 mois	-38,8 %	-25,9 %	-44,5 %	-30,9 %
12 mois	-35,0 %	-17,2 %	-48,2 %	-26,0 %

# Plates-formes aux É.-U. par trajectoire

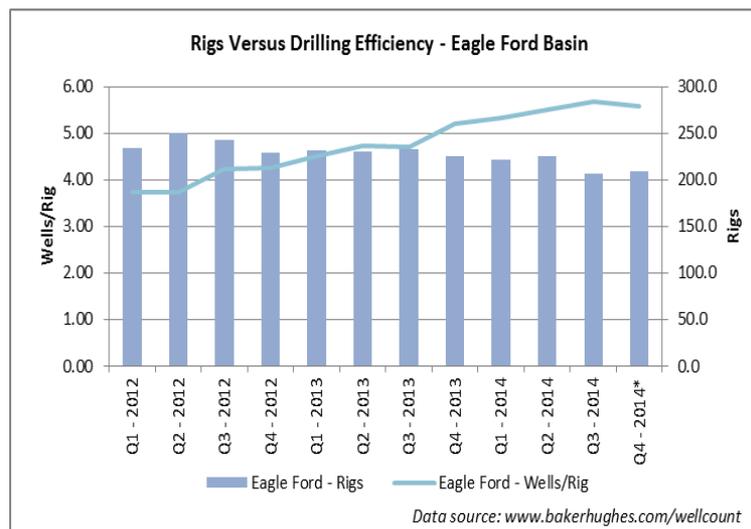
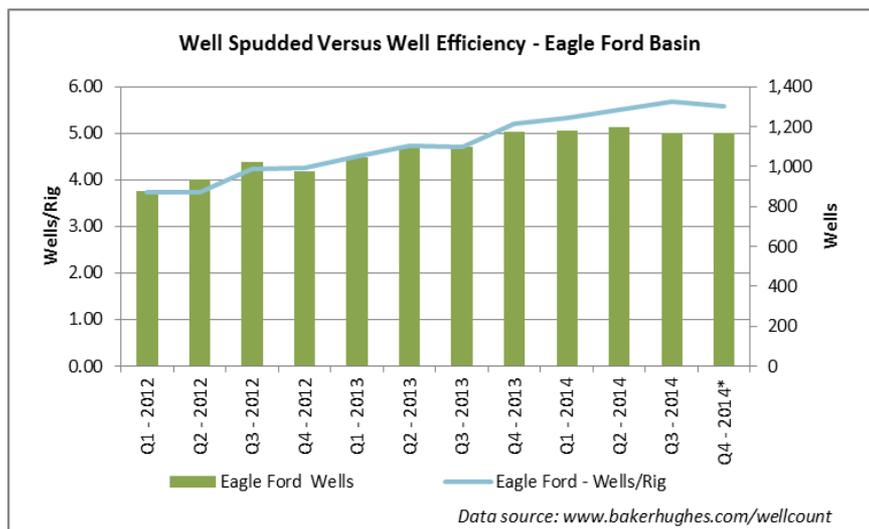
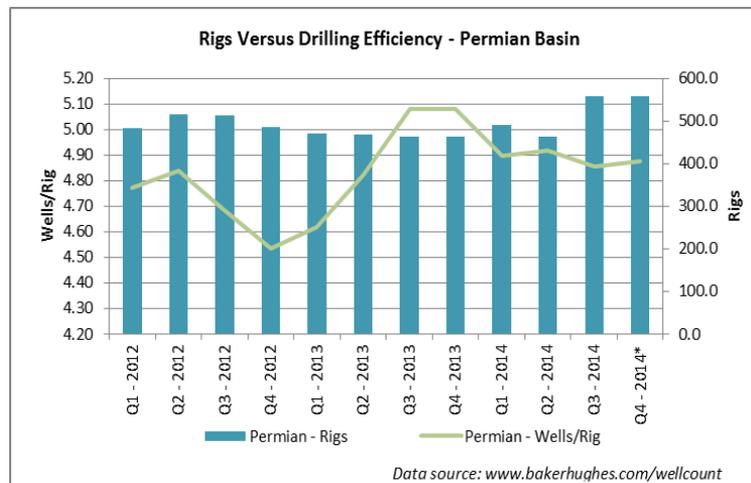
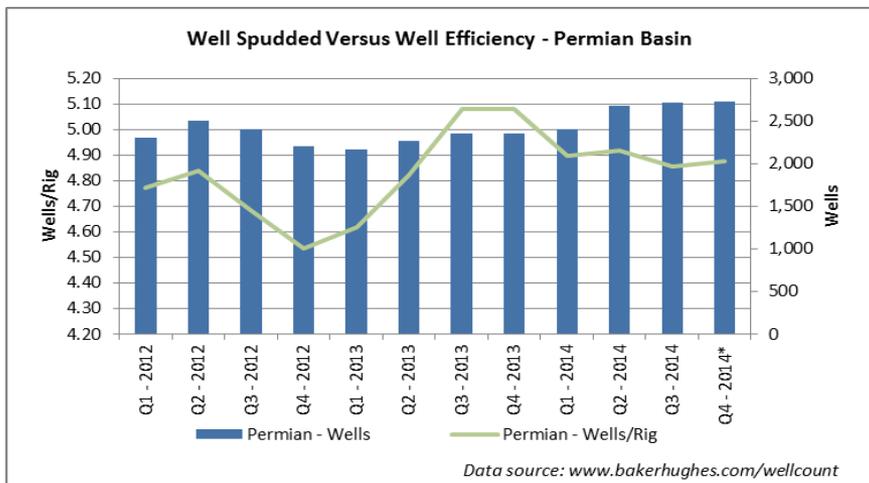


Il est clair que le nombre de plates-formes horizontales diminue, de même que celui d'exploitation de pétrole de schiste primaire.

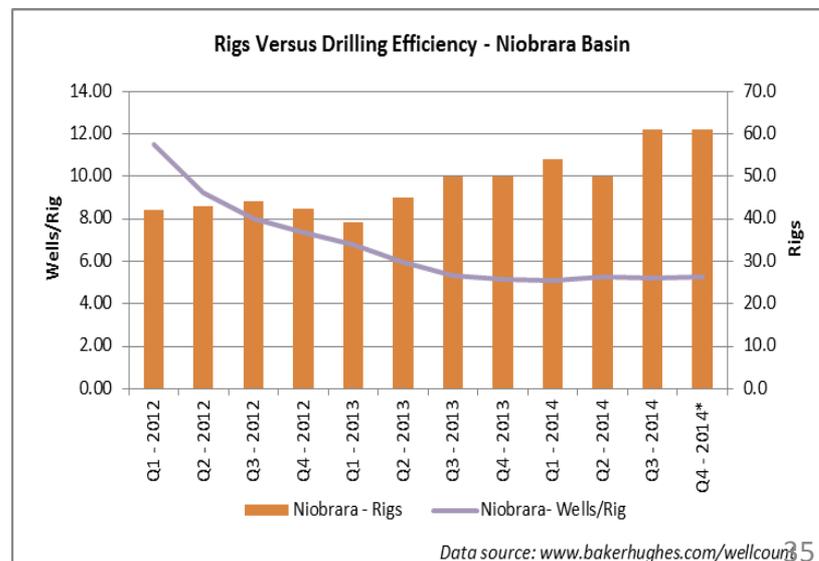
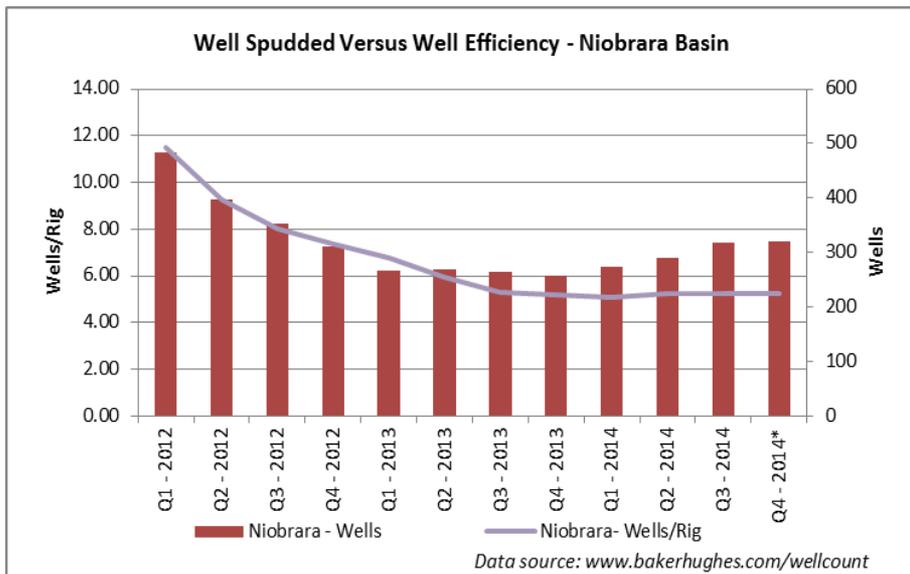
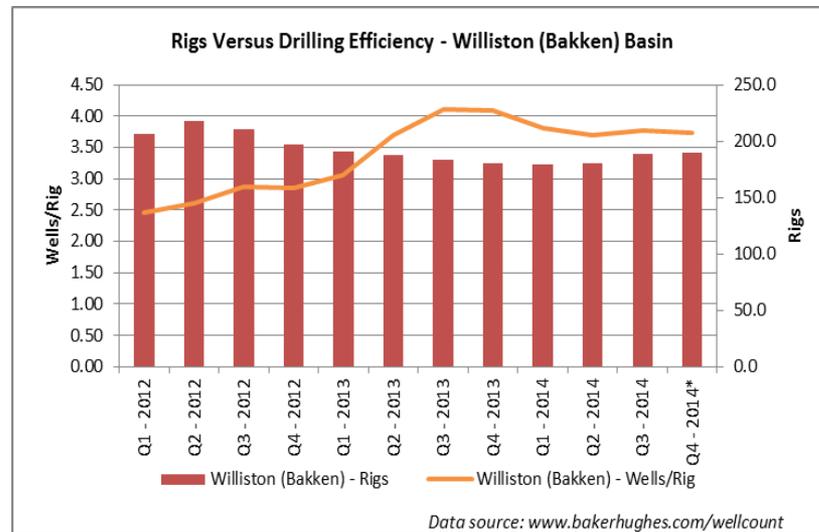
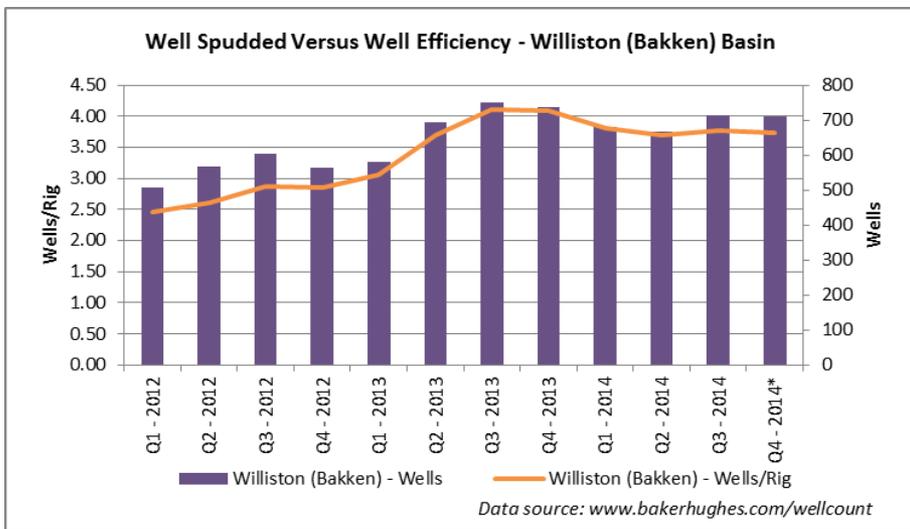
# Effacité du forage dans certains bassins de pétrole de schiste



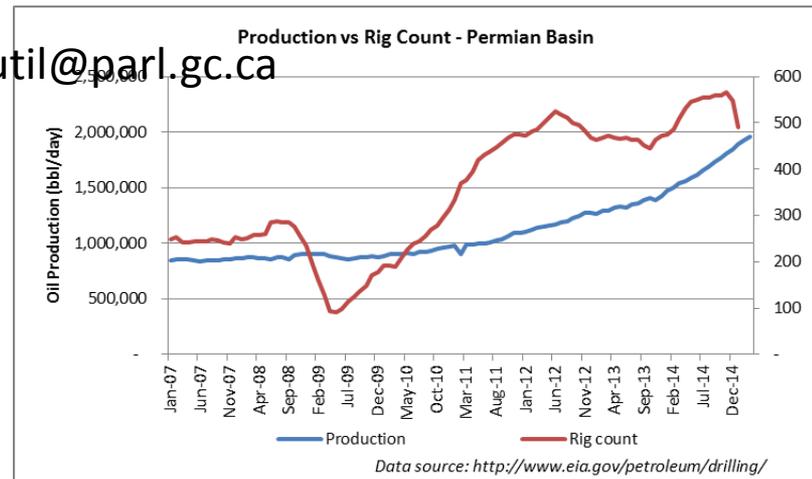
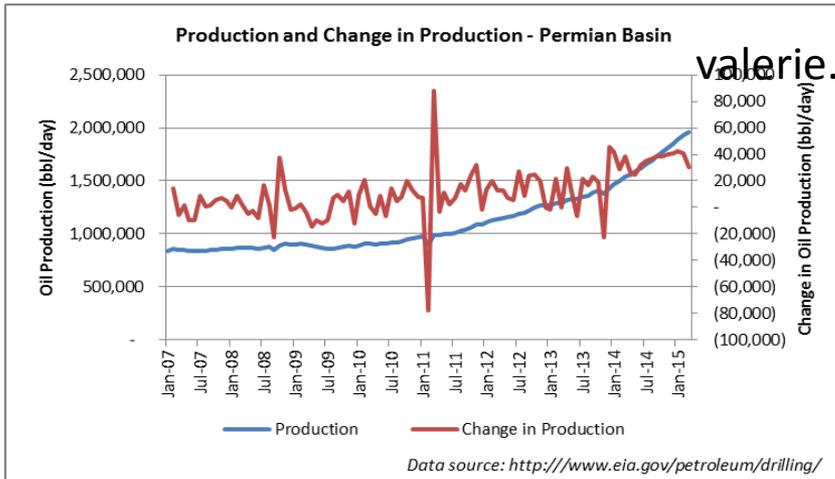
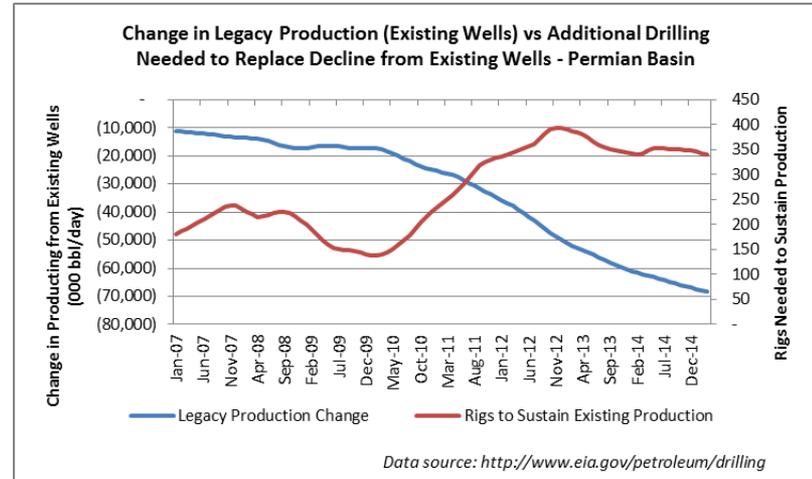
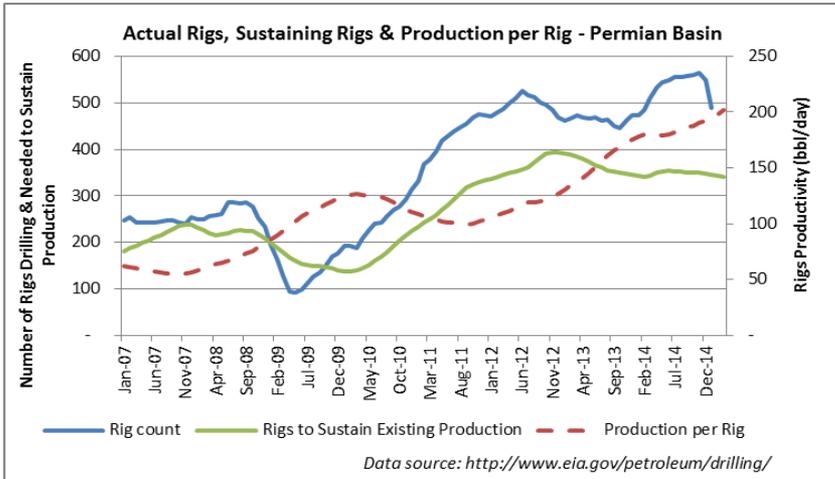
# Efficacité du forage du pétrole de schiste – Permian et Eagle Ford



# Efficacité du forage du pétrole de schiste – Bakken et Niobrara



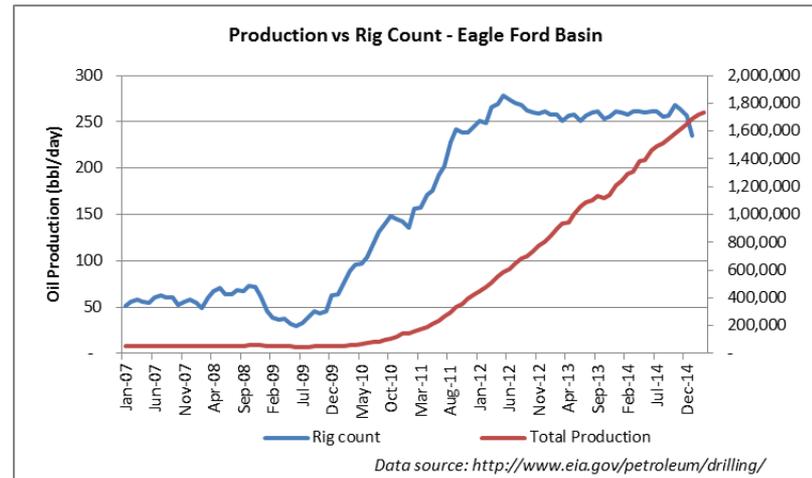
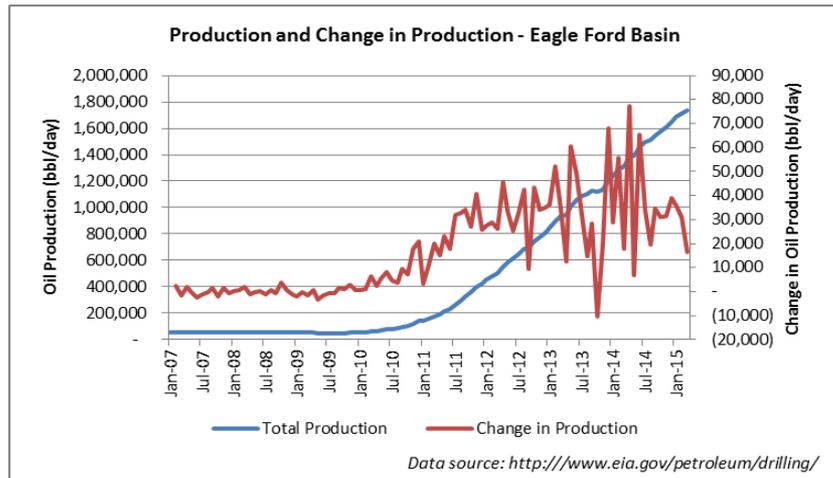
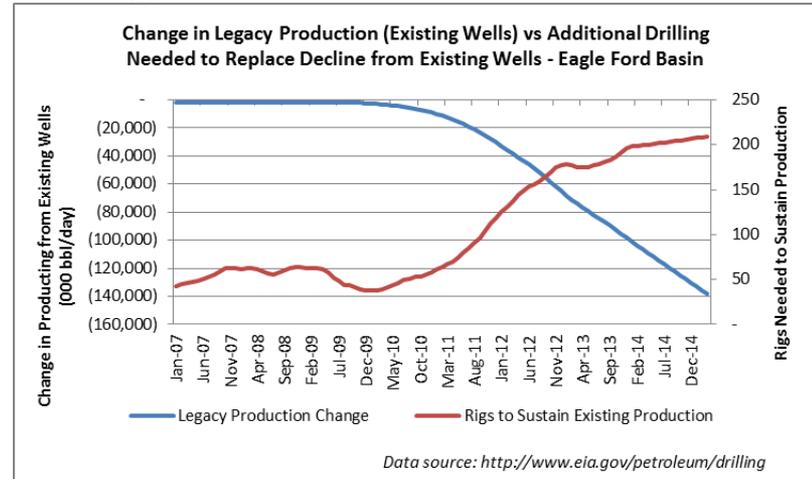
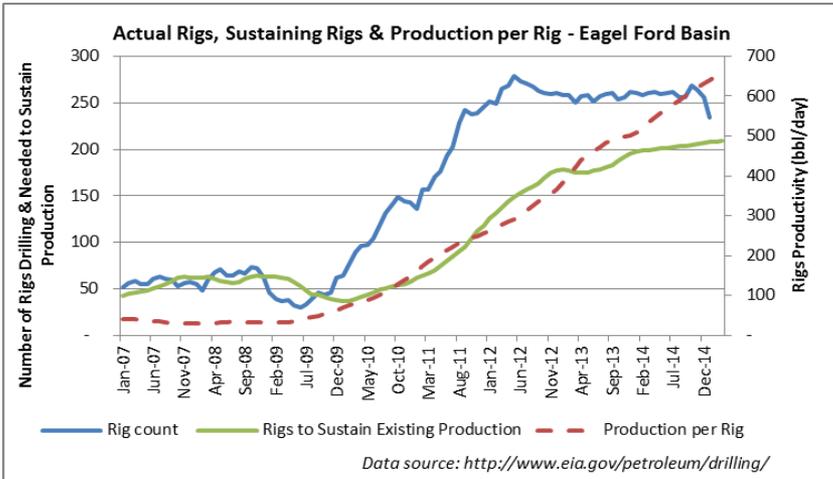
# Bassin de Permian



valerie.dutil@parl.gc.ca

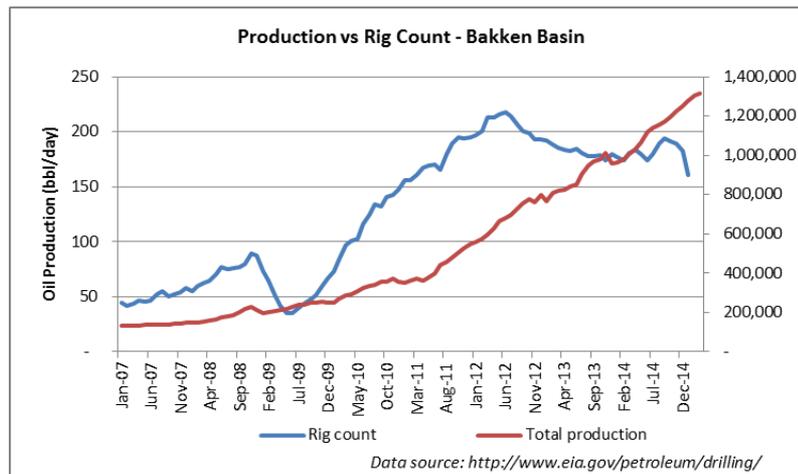
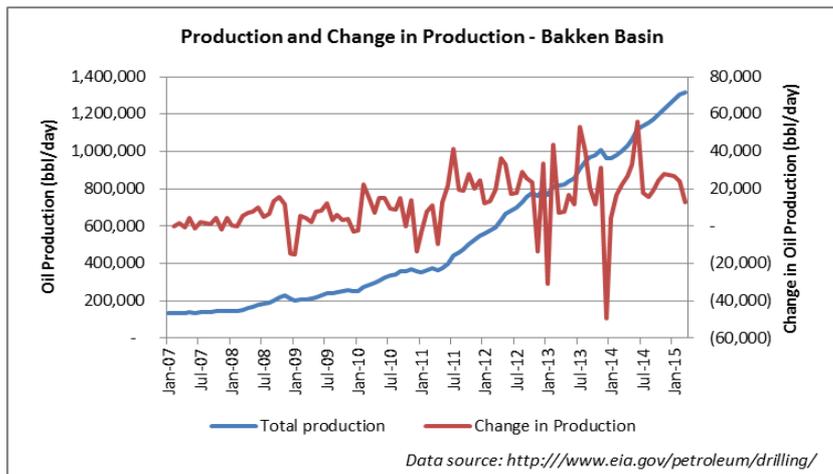
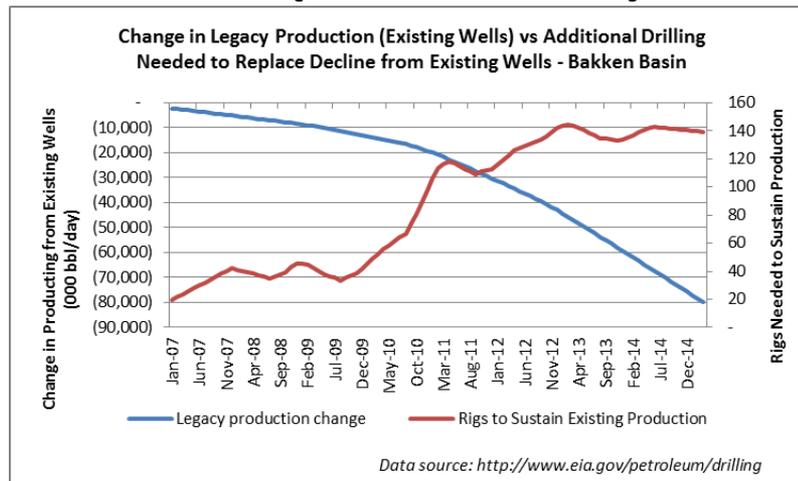
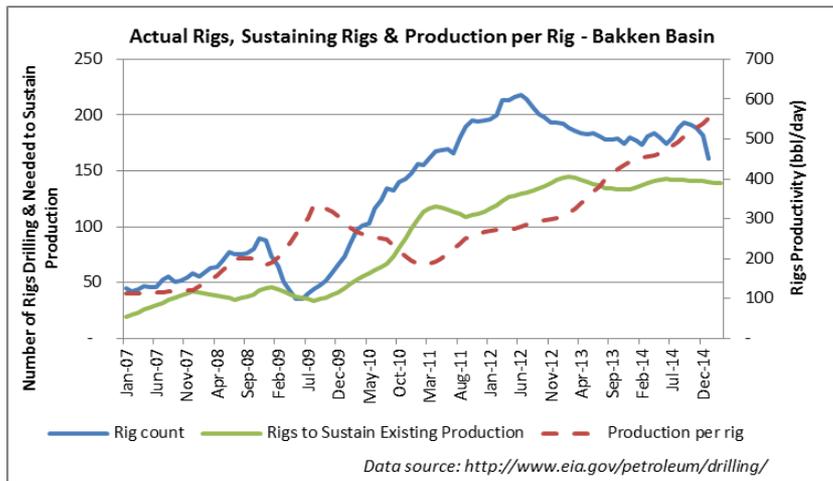
- Augmentation de la productivité, diminution du nombre de derricks en service, augmentation de la production, mais moins rapidement, la réduction du nombre de derricks ne fait pas encore baisser la production
- Des efforts de forage considérables sont nécessaires pour maintenir la production existante, ce qui exige des avoirs liquides ou un financement (lesquels sont tous deux réduits par des prix bas).

# Bassin d'Eagle Ford



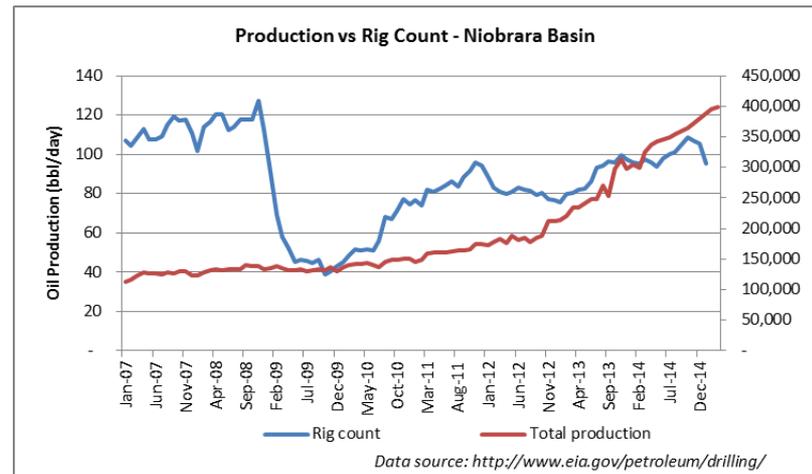
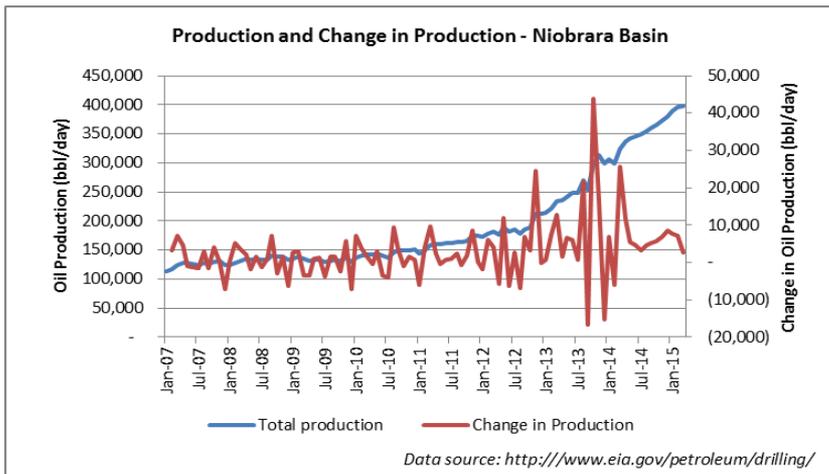
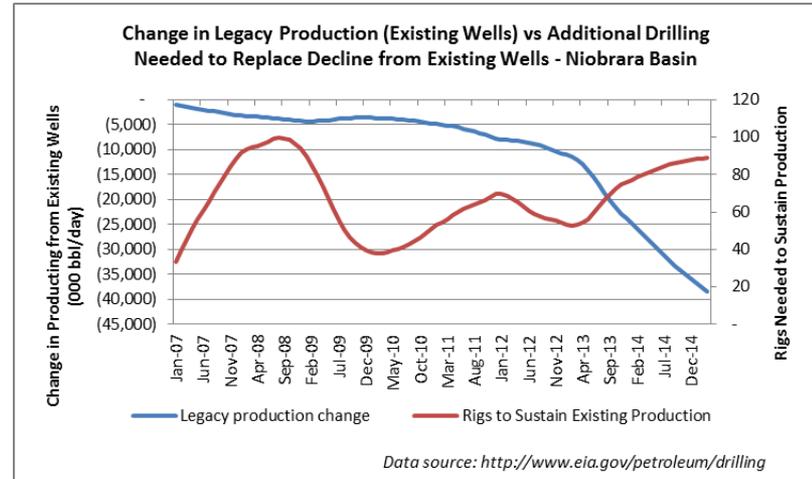
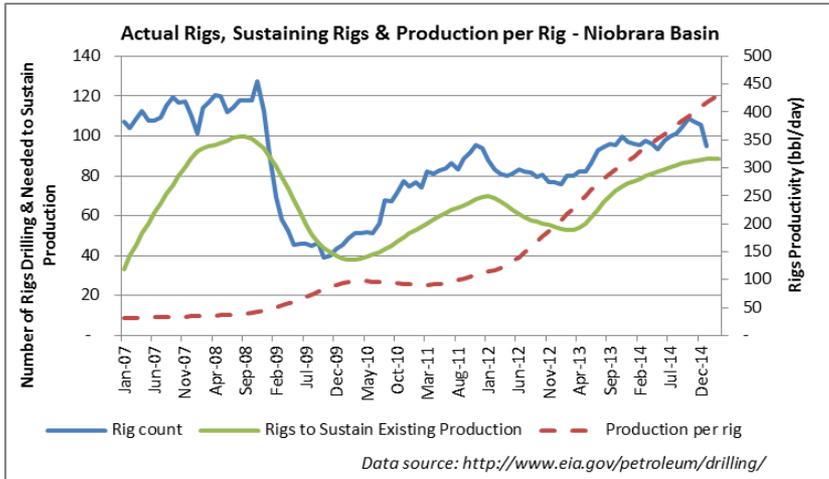
- Augmentation de la productivité, diminution du nombre de derricks en service, augmentation de la production, mais moins rapidement, la réduction du nombre de derricks ne fait pas encore baisser la production
- Des efforts de forage considérables sont nécessaires pour maintenir la production existante, ce qui exige des avoirs liquides ou un financement (lesquels sont tous deux réduits par des prix bas) – en trois ans, près de 50 % de l'EUR sont déjà produits

# Bassin de Williston (Bakken)



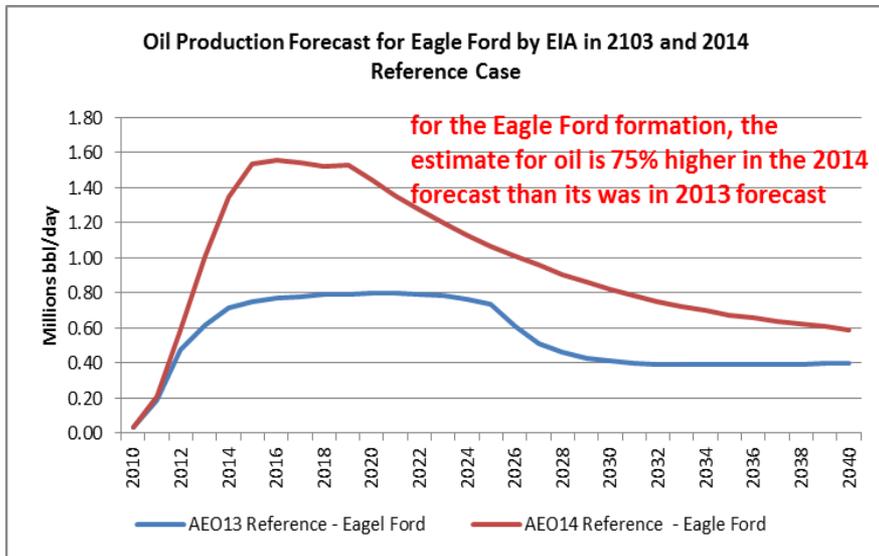
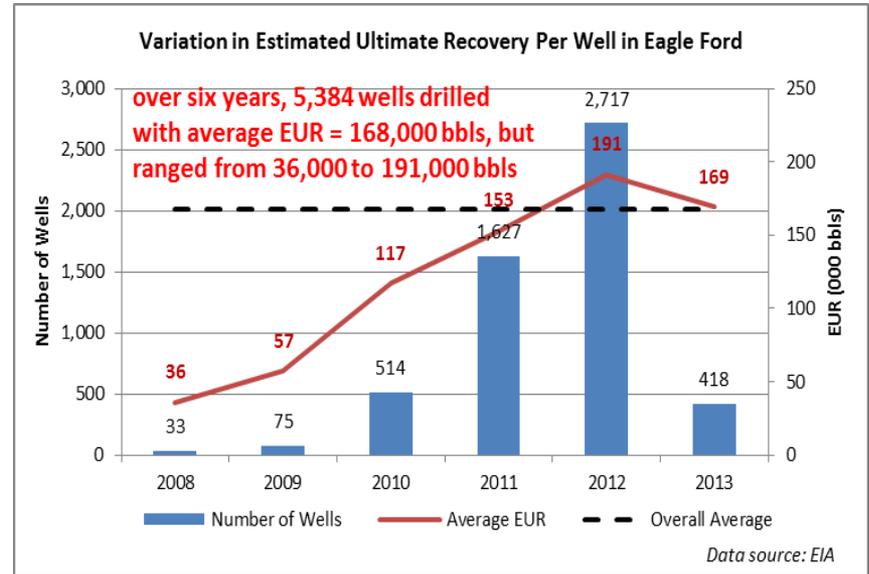
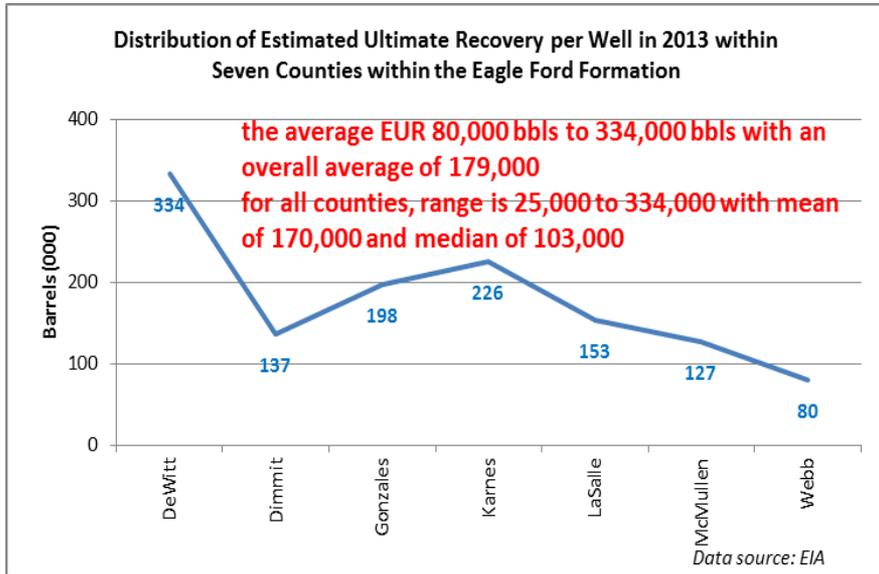
- Augmentation de la productivité, diminution du nombre de derricks en service, augmentation de la production, mais moins rapidement, la réduction du nombre de derricks ne fait pas encore baisser la production
- Des efforts de forage considérables sont nécessaires pour maintenir la production existante, ce qui exige des avoirs liquides ou un financement (lesquels sont tous deux réduits par des prix bas).

# Bassin de Niobrara



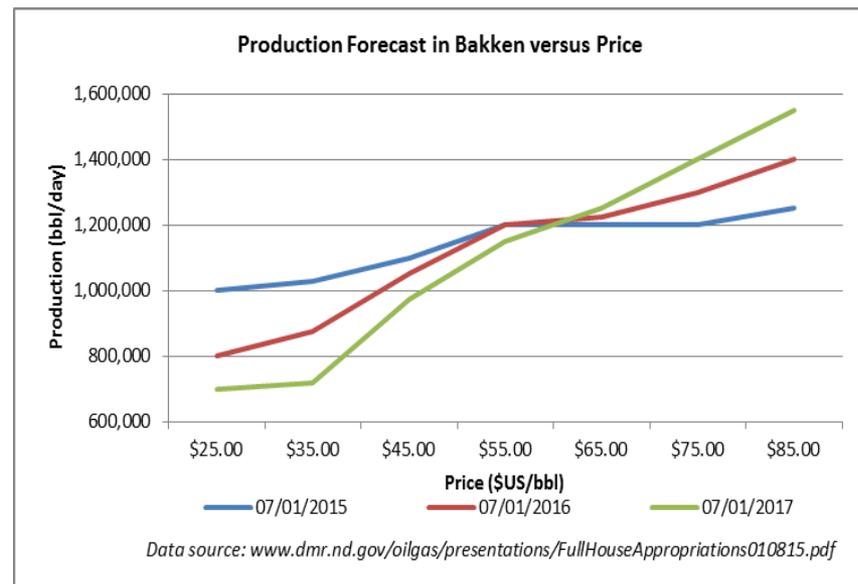
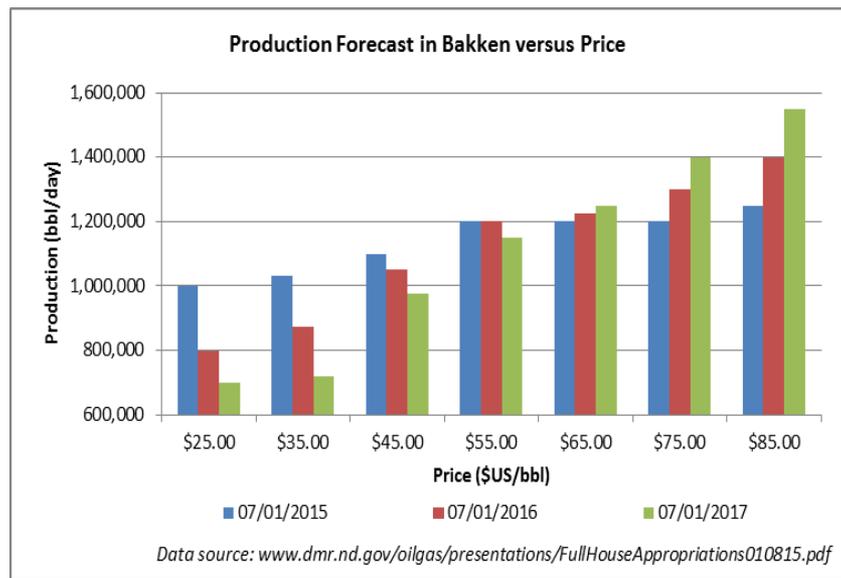
- Augmentation de la productivité, diminution du nombre de derricks en service, augmentation de la production, mais moins rapidement, la réduction du nombre de derricks ne fait pas encore baisser la production
- Des efforts de forage considérables sont nécessaires pour maintenir la production existante, ce qui exige des avoirs liquides ou un financement (lesquels sont tous deux réduits par des prix bas).

# Écart substantiel selon les estimations



- L'EIA a constaté que, pour un puits à Eagle Ford, on estimait le montant des sommes qui seront récupérées (MSR) à 574 000 barils avec une année de données et, quand quatre ans de données étaient disponibles pour le même puits, cette estimation tombait à 189 000 barils.
- Un autre puits est tombé de 105 000 à 224 000 barils en passant d'un an à quatre ans de données.
- Parce que la plupart des puits produisent moins de trois ans, l'EIA avertit que le MSR risque de changer.

# Production prévue à Bakken influencée par le prix



- La fluctuation des prix a des conséquences plus dramatiques, car il faut plus de temps pour réagir.
- Selon un exposé donné par le directeur du ministère des Ressources minérales du Dakota du Nord devant la Commission des crédits de la Chambre des représentants de l'État, il faut 55 \$/baril pour maintenir la production à 1,2 million de barils par jour.

# Prix au seuil de rentabilité

# Les prix au seuil de rentabilité — de façon conceptuelle

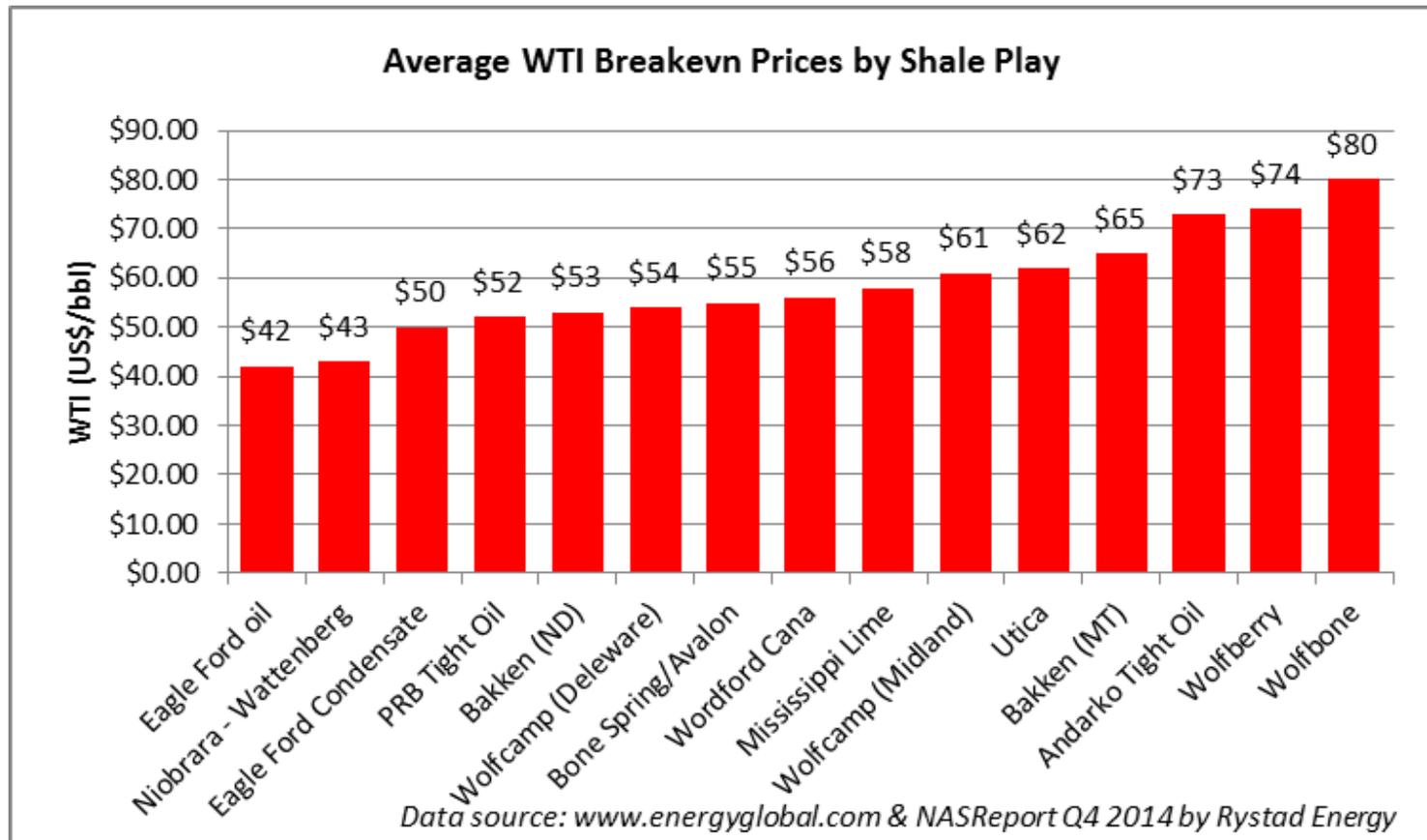
$$\frac{\sum_{t=0}^T P_B * (1 + \varepsilon) * Q_t - CAPEX_t - OPEX_t - Lease_t - Taxes_t}{(1 + r)^t}$$

$$P_B = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{CAPEX_t + OPEX_t + Lease_t + Taxes_t}{(1 + r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{(1 + \varepsilon) * Q_t}{(1 + r)^t}}$$

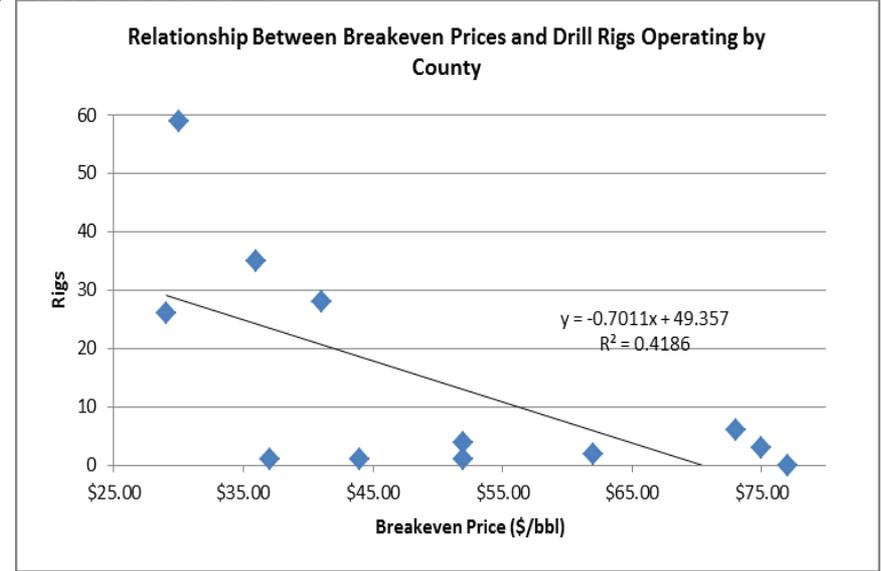
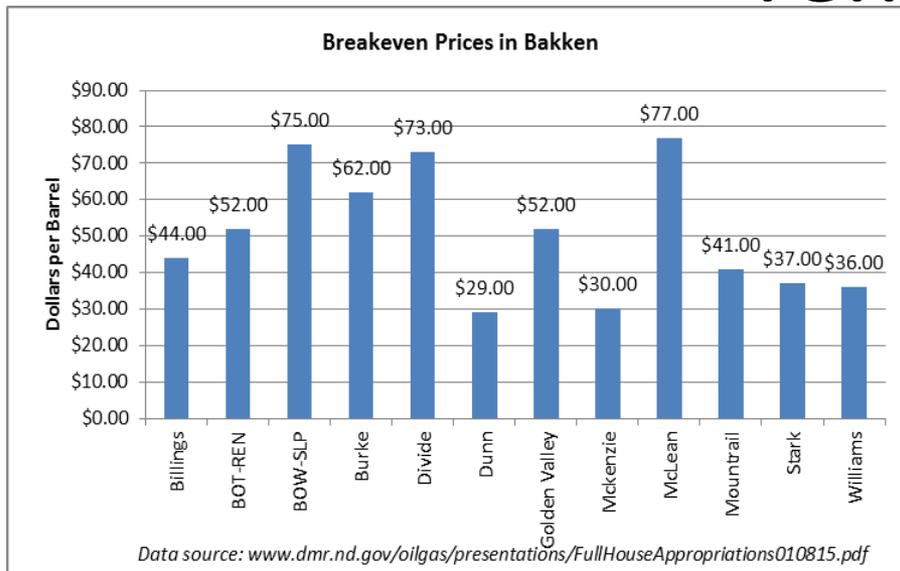
Compte tenu de tous les paramètres qui entrent dans le calcul de la valeur actualisée nette (VAN), quel prix devrait-on maintenir si l'on veut s'assurer que la VAN est égale à zéro?

Tout prix ci-dessus qui correspond à des bénéfices; si les prix sont inférieurs à ce chiffre, avec une période d'adaptation suffisante, les opérations cesseront.

# Les prix au seuil de rentabilité pour le pétrole de schiste varient considérablement



# Écart à Bakken pour les prix au seuil de rentabilité



Selon un exposé du directeur du ministère des Ressources minérales du Dakota du Nord à la Commission des crédits de la Chambre des représentants de l'État, il s'agit d'un grand écart des prix au seuil de rentabilité dans les réserves de pétrole de Bakken, allant de 29 \$/baril à 77 \$/baril.

On estime que le seuil de fermeture pour les puits actuels est de 15 \$/baril.

Un rapport inverse existe entre les prix au seuil de rentabilité et les travaux de forage : la plupart des travaux se font dans les comtés à faible prix de revient.

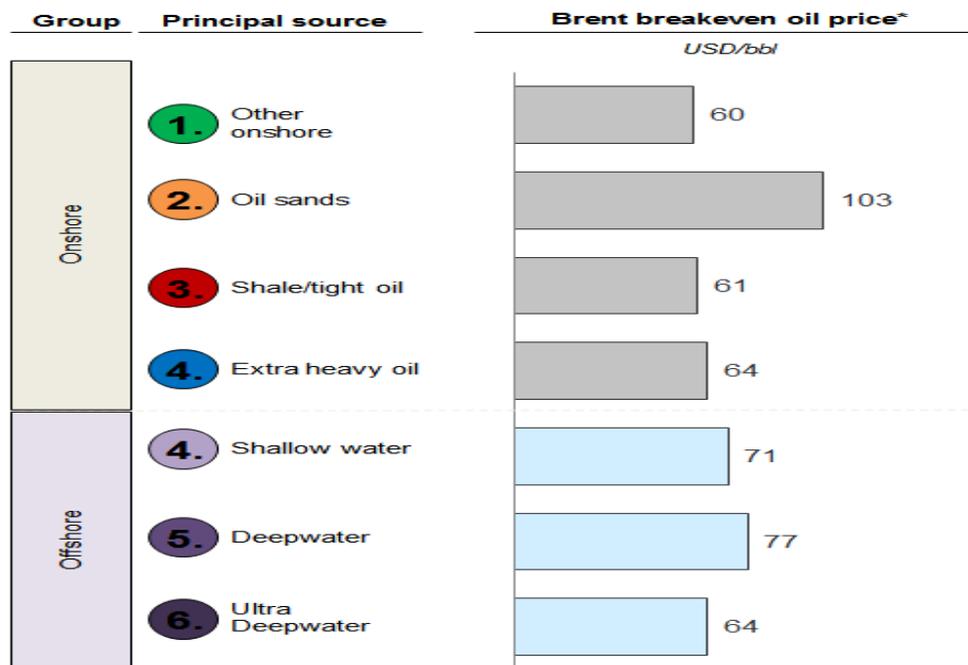


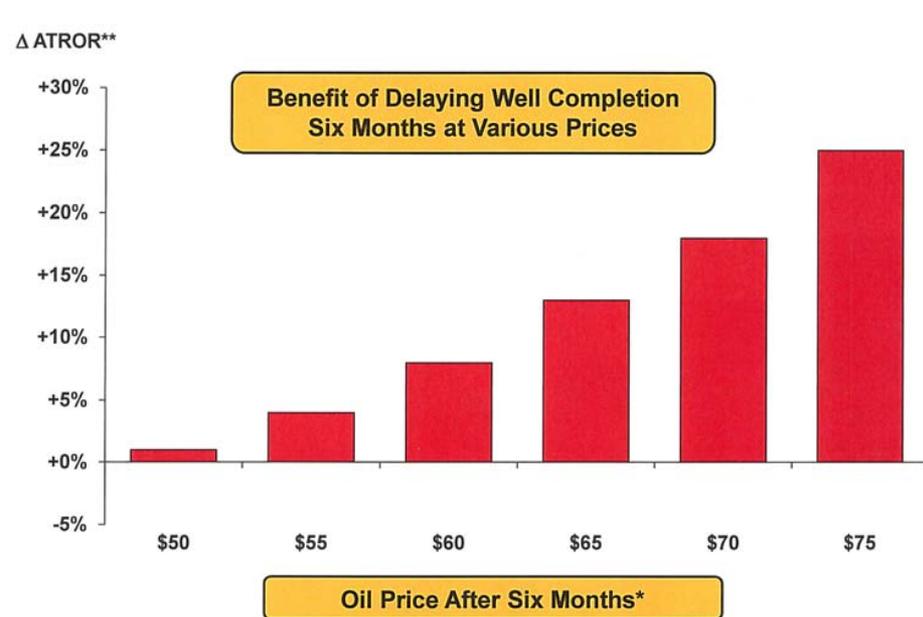
Figure 3: Breakeven prices for different sources of new production \*Estimated are based on the 30 largest projects within each group expected to start up in the period 2014-2020 (Source: Rystad Energy UCube)

Rystad Energy estime que les prix du pétrole à long terme doivent demeurer au-dessus de 100 \$ US/baril si l'on veut que l'offre et la demande s'équilibrent en 2020 (le 18 février 2015).

Le pétrole exploité en mer sera la plus importante nouvelle source de production d'ici 2020-2025.

# Efficacité de l'exploitation du pétrole de schiste

# EOG Resources : complétions retardées



*Oil price until completion, then \$65 thereafter. Note: Based on Eagle Ford West Type Well.*

**Compte tenu des vitesses de déclin élevées (50 % du pétrole est épuisé dans les trois ans), environ 33 % de quote-part des dépenses de forage et 67 % des frais de complétion, il est logique de forer, mais de retarder les complétions dans un environnement où les prix du pétrole devraient connaître une hausse.**

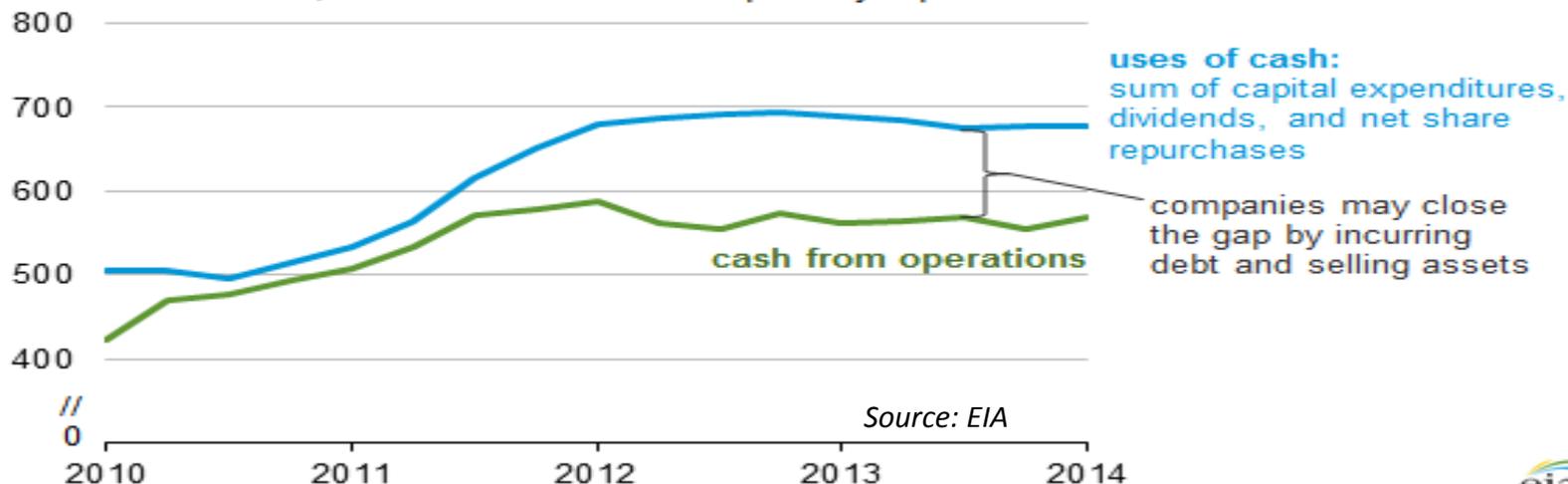
# Comment atteint-on l'efficacité?

- Forage horizontal – accroître la longueur des puits latéraux horizontaux (à Bakken, environ 10 000 pi avec 30 stades de fracturation)
- Forage sur socle multipuits
- Tours de forage pédestres
- Utilisation des sites adjacents
- Forage dans des « sites idéaux », ce qui, selon l'EIA, peut être 10 fois plus productif que le forage dans d'autres parties des gisements.
- **L'EIA a noté que « l'on est apparemment parvenu à des améliorations faciles du forage de puits de pétrole à faible perméabilité et à un achèvement efficace (p. ex. puits latéraux plus longs, forage sur socle); par conséquent, la technologie qui existe est susceptible d'être améliorée à un rythme plus mesuré ».**
- **L'EIA a noté que, « à mesure que les portions à productivité élevée des formations de pétrole à faible perméabilité (c.-à-d. les sites idéaux) seront épuisées, les activités de forage devront se concentrer sur les portions moins productives des formations à faible perméabilité, et il faudra donc achever davantage de puits pour maintenir la production de pétrole.**

# Dettes liées à l'exploitation du pétrole de schiste

# La dette énergétique augmente

Major energy companies' cash from operations and uses of cash  
billion 2014 dollars, annualized values from quarterly reports



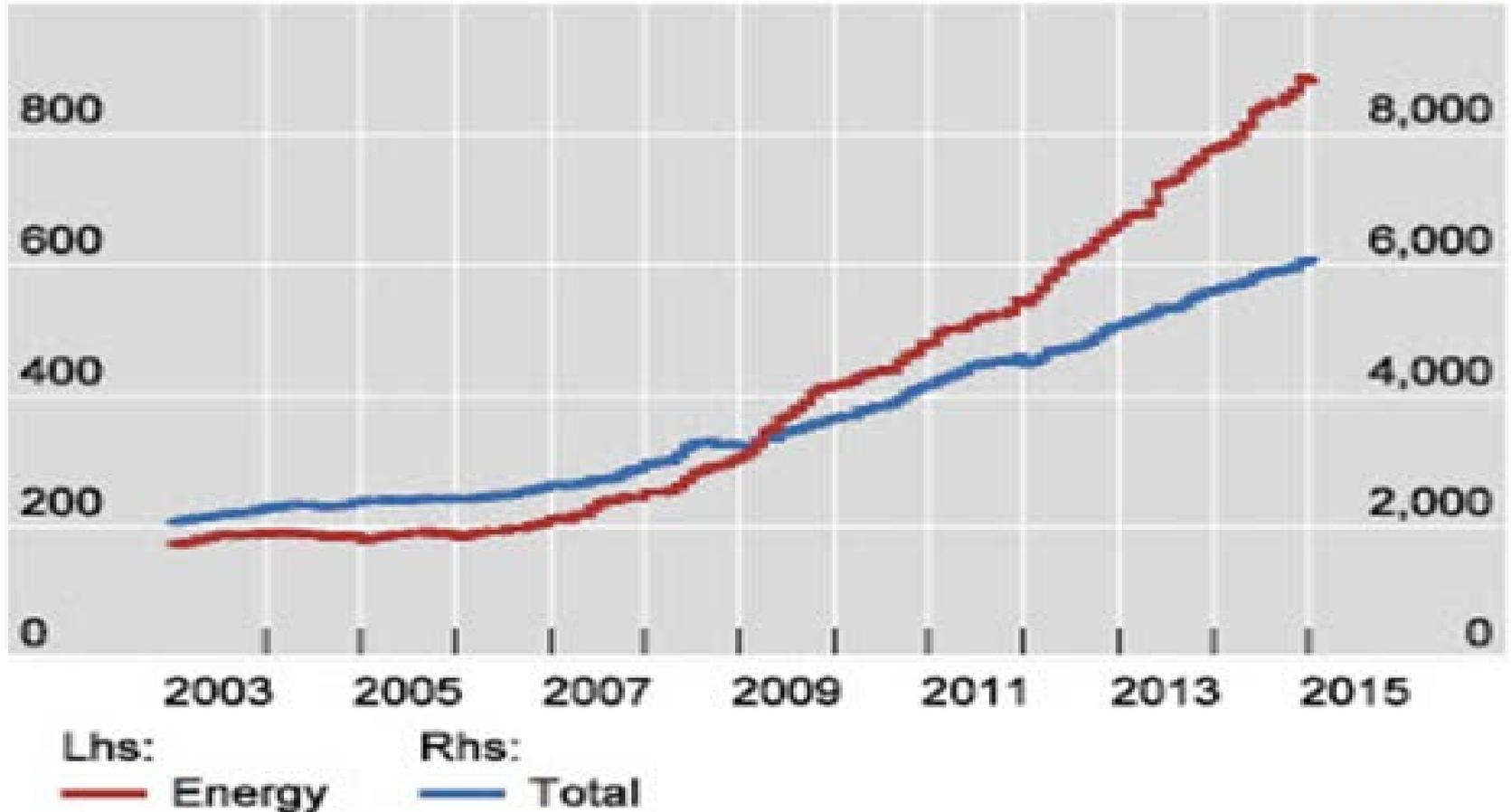
Pour l'exercice se terminant le 31 mars 2014, l'EIA a signalé, le 29 juillet 2014, que les recettes provenant de l'exploitation de 127 grandes pétrolières et entreprises de gaz naturel totalisaient 568 milliards de dollars, mais que leur encaisse s'élevait à 677 milliards, soit une différence de près de 110 milliards. Ce manque à gagner a été comblé au moyen d'une augmentation nette de leur dette de 106 milliards, et de 73 milliards provenant de la cession de biens, ce qui a augmenté le solde de caisse global.

L'écart entre les recettes provenant de l'exploitation et l'encaisse s'est agrandi depuis quelques années : ce nombre est en effet passé de 18 milliards en 2010 à 120 milliards au cours des trois dernières années.

# La dette des entreprises du secteur de l'énergie augmente

US dollar-denominated debt securities outstanding

USD bn



Source : Banque des règlements internationaux

# Dettes liées au pétrole de schiste (1)

- La Deutsche Bank, le 5 décembre 2014, dans *US Credit Strategy – Year ahead Outlook 2015*, a noté que, grâce à la
- **présence de contreparties** (production future écoulee à découvert), certains devraient réussir à maintenir le solde actuel de leurs liquidités pendant quelque temps, même compte tenu des prix.
- Une **baisse de prix soutenue au-delà de 60 \$/baril** pourrait créer des pressions importantes sur la viabilité de nombreux producteurs américains de pétrole de schiste, mais il **faudra du temps pour que cela se concrétise**, car, à court terme, de nombreux producteurs pourraient conserver leurs niveaux de production, si l'on ne tient compte que des coûts marginaux.
- production couverte à court terme et survie à un coût marginal –
  - Il faudra que le pétrole se vende bon marché pendant plus longtemps avant que le système en ressente pleinement les effets négatifs.

# Dettes liées au pétrole de schiste (2)

- Tel que rapporté sur *Bloomberg* (le 10 décembre 2014)
- Les sociétés qui exploitent des ressources énergétiques ont obtenu du financement à « très **faible coût** » au cours des **cinq dernières années**, a déclaré Brian Gibbons, analyste principal du secteur pétrolier et gazier à CreditSights, à New York. **Maintenant**, les sociétés qui ont une cote de B ou inférieure sont « **à peu près complètement exclues du marché** » et devront « utiliser une combinaison de vente de leurs actifs » et de marges de crédit, a-t-il dit.
- Des analystes de la Deutsche Bank ont prédit dans un rapport le 8 déc. qu'environ le tiers des entreprises ayant une cote de B ou de CCC pourraient ne pas être en mesure de respecter leurs obligations si le prix du pétrole chutait à 55 \$ le baril.

# Dettes liées au pétrole de schiste (3)

- Le *Wall Street Journal* du 6 janvier 2015 rapporte que
- les sociétés pétrolières et gazières américaines se sont **endettées lourdement** durant la forte expansion du secteur énergétique, augmentant de 55 % depuis 2010 le montant de leurs emprunts, qui est passé à près de 200 milliards de dollars. La **nécessité qu'elles assurent le service de cette dette** explique pourquoi les producteurs américains entendent **continuer à pomper du pétrole** alors même que le pétrole brut se vend moins de 50 \$ le baril, soit une diminution de 55 % depuis juin dernier.
- Cependant, **les signes d'épuisement** s'accumulent dans le secteur pétrolier, où **la croissance des recettes n'est pas aussi élevée que celle des emprunts**.

# Communiqué de HIS (le 3 février 2005)

- HIS (3 février 2005) a prévu que, d'ici la deuxième moitié de 2015, la production de pétrole s'uniformisera.
- Les programmes de couverture, le travail de finition des puits inachevés, les obligations contractuelles et les nouveaux forages des gisements de pétrole de réservoirs étanches les plus économiques signifient que de nombreux nouveaux puits seront encore forés en 2015. Néanmoins, en raison de la situation économique défavorable et de la baisse des dépenses, on verra diminuer le nombre de puits forés par rapport à 2014.
- En 2014, le prix au seuil de rentabilité de WTI d'environ 25 % des puits forés était de 40 \$ ou moins, celui d'un peu moins de 50 % des nouveaux puits était de 60 \$ ou moins, et celui de près de **30 % des nouveaux puits, de 81 \$ ou plus.**

# Conclusion (1)

- La chute des prix est attribuable à la production de pétrole de schiste.
- L'ajustement est retardé par la délivrance de permis, les sites idéaux, la couverture et les gains d'efficacité.
- Les prix vont remonter à mesure que la demande reprendra, et cela s'est déjà amorcé (Chine, Europe et Japon).
- À mesure que la demande reprendra, on devra avoir recours à des coûts marginaux plus élevés des sources de production.
  - Le coût du cycle complet d'exploitation des sables bitumineux sera de l'ordre de 100 \$ US/baril, et il en sera de même des autres sources marginales.
- Le ralentissement en Alberta aura un impact considérable, voire dramatique, sur Terre-Neuve à la suite de la baisse de la demande de main-d'œuvre.

# Conclusion (2)

- Il se peut qu'on attende deux ans avant que les prix remontent, mais nous devrions commencer à noter des changements vers le milieu de 2015.
- Les choses vont mieux, et nous ne devrions pas laisser les problèmes à court terme dicter les mesures que nous prenons à long terme.
- Je m'attendrais à ce que les prix soient de nouveau de l'ordre de 100 \$/baril au cours des trois prochaines années.
- **Nous devrions nous inquiéter, mais nous ne devrions pas souffrir de paranoïa. Le monde n'est pas en train de s'effondrer, et l'avenir s'annonce prometteur pour Terre-Neuve.**

Merci