

Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney

Patrick González, Département d'économique de l'Université Laval

Jean-Thomas Bernard, Département d'économique de l'Université d'Ottawa

Sarah Trabelsi, Département d'économique de l'Université Laval

George Beaudoin, Département de géologie et de génie géologique de l'Université Laval

Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le ministère du Développement durable de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

Les auteurs remercient Pierre Therrien, Mario Khater et Yannick Tourigny qui ont contribué à la production de ce document.

Glossaire

La plupart des documents décrivant le marché du gaz naturel en Amérique du Nord en général et l'industrie des shales gazifères en particulier sont en anglais. Afin de faciliter les références à ces documents, nous avons employé le plus souvent les unités de mesure en cours aux États-Unis en conservant tel quel les acronymes qui les représentent. En voici la liste :

Unité	Nom anglais	Traduction
cf	<i>Cubic feet</i>	Pied cube
Mcf	<i>Thousand cubic feets</i>	Millier de pieds cube
MMcf	<i>Million cubic feets</i>	Million de pieds cube
bcf	<i>Billion cubic feets</i>	Billion (milliard) de pieds cube
tcf	<i>Trillion cubic feets</i>	Trillion (billion) de pieds cube
BTU	<i>British Thermal Unit</i>	–
MMBTU	<i>Million of BTU</i>	Million de BTU

Les unités de volume sont parfois suivies d'un « e », comme dans bcfe, qui signifie *equivalent*. Cette variation, sans incidence quant à la mesure des quantités, permet de comparer la quantité d'énergie procurée par différentes sources (pétrole, gaz, électricité, etc). L'ajout d'un « d », signale un débit quotidien : Mcf/d signifie *thousand cubic feets per day* (milliers de pieds cubes par jour). Un mètre cube de gaz correspond à environ 35 pieds cubes ; un bcf correspond donc à un peu plus de $10^9/35 \approx 28$ millions de mètres cube de gaz. Le BTU est une mesure d'énergie qui correspond à un peu moins d'un tiers (0,29) de kwh. Le gaz est vendu au détail en milliers de

pieds cubes ou en millions de BTU : comme un million de BTU correspond à 974 pieds cubes¹
(*i.e.* presque mille pieds cubes), les prix associés à ces deux mesures sont comparables.

¹ C'est-à-dire que la combustion de 974 pieds cubes de gaz dans des conditions contrôlées standards dégage un million de BTU.

Introduction

La présente étude répond au mandat suivant :

À partir de la littérature publique disponible, documenter le rythme du développement de l'industrie du gaz de shale dans les quatre bassins suivants : Barnett, Marcellus, Montney et Haynesville.

Documenter le nombre de puits forés par bassin, par année et le total des puits forés. Pour les quatre bassins spécifiés, l'étude doit :

- *compiler les courbes de productivité des puits,*
- *documenter le taux de récupération du gaz,*

Documenter, si l'information disponible le permet :

- *la répartition spatiale des puits;*
- *le délai entre les phases d'exploration et d'exploitation*
- *les paramètres économiques ou autres qui ont eu une incidence sur le rythme de développement de la ressource.*

Il s'agit de rendre compte du rythme de développement de l'industrie, tel qu'on l'a observé ailleurs, afin de fonder des scénarios plausibles du développement de l'industrie gazière au Québec.

Une myriade de facteurs influe sur le développement d'une industrie. Il peut s'agir ici de facteurs géologiques (l'importance du réservoir), technologiques (la capacité des gazières à extraire la ressource), économiques (les coûts de production et le prix du gaz) ou institutionnels (l'encadrement réglementaire et la propriété de la ressource). On admet ici que l'industrie se développe de la même façon dans deux endroits où ces facteurs sont semblables. Mais ils ne sont jamais semblables : le shale du Haynesville est différent du shale de Marcellus ; les entreprises qui forent aujourd'hui dans le shale de Montney bénéficient de l'évolution des techniques élaborées lors du développement du shale de Barnett à la fin des années 1990 ; le développement

du shale de Marcellus a commencé en 2006 alors que le prix du gaz grimpait en flèche : le développement du shale de l'Utica au Québec se produirait alors que le prix du gaz atteint un plancher historique ; les ressources sont de propriété privée aux États-Unis, alors qu'elles appartiennent aux provinces au Canada. Ces facteurs plombent toute prospective.

Toutefois, il s'agit toujours de la même industrie. Documenter le développement de cette industrie en différentes circonstances apporte une information valable pour améliorer la prise de décision publique même si ces circonstances particulières ne doivent pas précisément se reproduire. C'est là la base méthodologique sur laquelle cette étude est fondée.

Au terme de cette étude, nous constatons que

1. Les estimations de la ressource en place de chacun des bassins sont dispersées sur de larges plages de valeur. Les taux rapportés de récupération de la ressource sont à l'avenant.
2. L'*Estimated Ultimate Recovery* (EUR) pour les puits varie par bassin (elle ne dépasse pas 3 bcf (milliards de pieds cubes) dans le Barnett et atteint le double dans le Haynesville) et tend à croître à mesure que les opérateurs acquièrent de l'expérience dans une formation donnée.
3. L'industrie module son niveau d'activité selon le prix du gaz. En période de boom, cette activité est intense : elle dépasse plus de 4 000 puits par année dans le Barnett et le Marcellus. Dans leurs plus fortes années, le Haynesville a compté 967 puits (2010) et le Montney 500 (2011). Toutefois, l'activité peut cesser aussi rapidement qu'elle a commencé.

4. L'activité n'est pas uniforme sur le territoire couvert par le shale. L'industrie a tendance à concentrer son activité autour de « sweet spots », où les ressources en gaz sont plus importantes et où le rendement des puits est plus élevé, qu'elle parvient à identifier après quelques années d'opération.

Cette étude est structurée comme suit : nous présentons d'abord les bassins du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney en rapportant les estimés du volume de gaz qu'ils recèlent ainsi que de la quantité de gaz qu'on présume pouvoir extraire et commercialiser. Nous rapportons ensuite les estimés de productivité des puits que nous avons pu retracer en portant une attention particulière aux courbes de déclin établies par les entreprises dans le cadre de leurs opérations.

Nous brosons ensuite un portrait du développement de l'industrie dans chacun des bassins établis à partir des permis de forage émis et diffusés par les autorités règlementaires.

Dans la dernière section, nous concluons en considérant les perspectives de développement de l'industrie en Amérique du Nord. Les éléments que nous identifions doivent fonder les scénarios de développement éventuel du shale de l'Utica au Québec².

² L'élaboration de ces scénarios est l'objet d'une étude complémentaire en cours.

Le potentiel gazier des quatre bassins

L'information concernant le potentiel gazier d'une région est rapportée de plusieurs manières ; à l'égard du potentiel des shales gaziers, on en distingue trois : i) la quantité de gaz que recèle un bassin particulier, soit le *Gas In Place* (GIP) ; ii) la quantité de gaz qu'on peut extraire compte tenu des contraintes technologiques actuelles, soit la *ressource techniquement récupérable* (TRR) ; iii) la quantité de gaz qu'on peut espérer obtenir en moyenne d'un puits, soit la *Estimated Ultimate Recovery* (EUR).

Le GIP est établi à partir d'études géologiques. La EUR est initialement établie à partir des courbes de déclin (*type curves*) établies par l'industrie dans le cadre de leurs opérations. Une courbe de déclin illustre la production d'un puits en fonction du temps ou de la déplétion du réservoir : une extrapolation permet d'obtenir un estimé de la quantité de gaz que produira le puits avant qu'il soit considéré comme épuisé³. La TRR est établie en multipliant la EUR avec le nombre de puits qu'on pense pouvoir forer dans la région.

Le Tableau 1 résume les estimations⁴ les plus récentes que nous avons retracées quant aux GIP et au TRR des quatre bassins à l'étude⁵.

³ Cf. l'annexe sur les mathématiques des courbes de déclin.

⁴ Les estimés sont rapportés en billions (10^{12}) de pieds cubes (tcf) ; le lecteur non-initié gardera en tête qu'un seul tcf correspond à *cinq années de consommation totale* (résidentielle, commerciale et industrielle) de gaz naturel au Québec.

⁵ Nous n'avons pu obtenir copie des estimés du Potential Gas Committee. Cf. <http://potentialgas.org/>.

Source	TRR (tcf)					GIP (tcf)	
	INTEK (2010)	Navigant (2008)	NPC (2011)	IEA (2011)	Autres	Navigant (2008)	Autres
Barnett	43	44	26-168			327	
Haynesville	75	251	34-251	100-244	61 [*]	717	
Marcellus	410	262	177-546	147-480	84 ^{**} , 50 [‡]	1 500	500 [‡]
Montney					49 [†]		141 [†] , 80-700 [§]

Tableau 1 État de la ressource techniquement récupérable (*Technically Recoverable Resources* : TRR) et du potentiel gazier (*Gas In Place* : GIP) des quatre bassins selon diverses sources. Un tcf (trillion cubif feet) correspond à 1 000 bcf.

Les intervalles rapportés par NPC (2011) combinent les estimés de Navigant (2008), du Potential Gas Committee 2008, de l'Energy Information Administration AEO2011 et de l'America Natural Gas Alliance (2010).

* USGS (2011a).

** USGS (2011b).

‡ Engelder et Lash (2008). Le TRR de 50 tcf est établi mécaniquement en appliquant un taux de récupération du gaz de 10 % au GIP de 500 tcf estimé. En entrevue en janvier 2008, M. Engelder a estimé que le Marcellus pourrait contenir de 168 à 516 tcf de OGIP. Cf. Penn State (2008).

† EIA (2011a).

§ Cet intervalle, qui apparaît dans ONE (2009), provient de Walsh et *als* (2006). Ces auteurs rapportent des approximations grossières obtenues à partir de deux méthodes d'estimation différentes et ce, pour les formations du Haut et du Bas Montney. Les intervalles estimés pour le Haut Montney (30-200 tcf) et le Bas Montney (50-500 tcf) ont simplement été combinés dans ONE (2009).

Notre recherche documentaire concernant la productivité des puits s'est avérée peu fructueuse et difficile à rapporter. Elle est peu fructueuse parce que les seules courbes de déclin disponibles sont celles que l'industrie veut bien rendre publiques. Ces courbes améliorent les décisions d'investissements des entreprises mais ne sont diffusées le plus souvent que *pro forma* aux investisseurs (sous la forme de fonctions mathématiques typiques). Elle est difficile à rapporter parce que ces courbes ne sont employées que de manière tangentielle dans la littérature grise sans être systématiquement exploitée dans la littérature scientifique.

En ce qui concerne les shales gazifères, les courbes les plus rapportées sont celles qu'a produites la compagnie Chesapeake Energy (cf. la Figure 1).

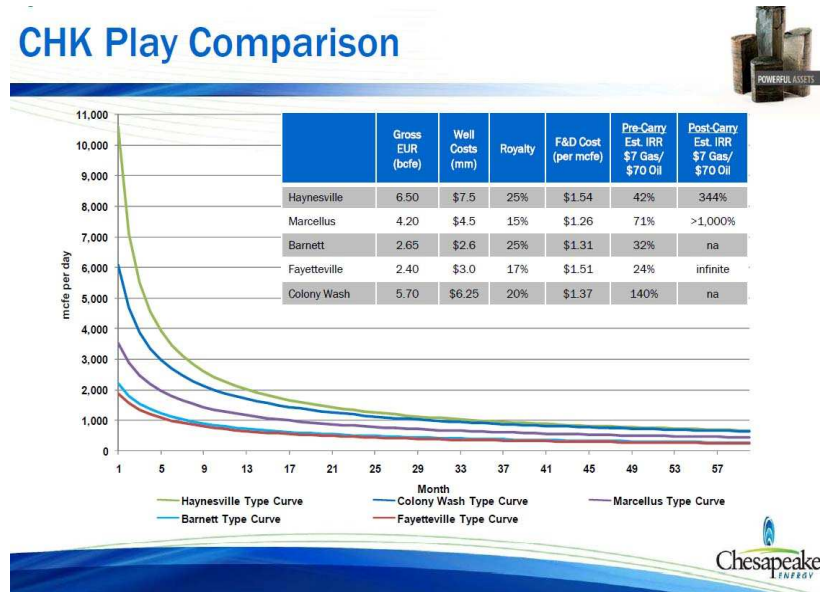


Figure 1 Courbes de déclin *pro forma* des puits du Haynesville, du Barnett et du Marcellus. Source : Chesapeake Energy.

Barnett

Le bassin du Barnett est situé au Texas, entre Dallas et Fort Worth ; il s'étend sur près de 17 000 km² et dix-sept comtés texans. Il s'agit du shale le plus développé jusqu'ici au monde. La productivité des puits forés dans le Barnett varie considérablement selon l'époque et le lieu où ils ont été forés (cf. la Figure 2) mais ils affichent généralement un potentiel initial de production élevé suivi, en moyenne, d'un déclin de 39 % entre la première année et la seconde année de production, et de 50 % entre la première et la troisième année (Rogers, 2011). Chesapeake Energy est présente dans le Barnett et a rapporté une courbe *pro forma* (cf. la Figure 1) de déclin impliquant une EUR de 2,65 bcf.

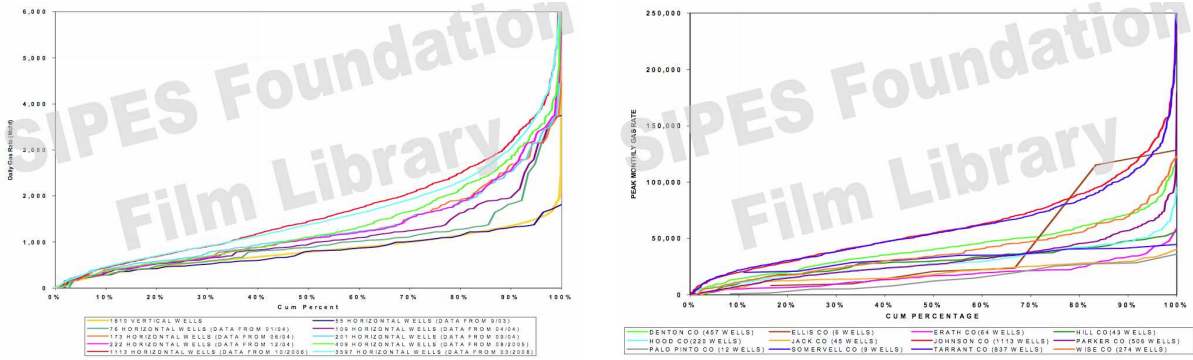


Figure 2 Distribution de la productivité des puits du Barnett selon l'époque ou le comté.
Source : Hall (2008).

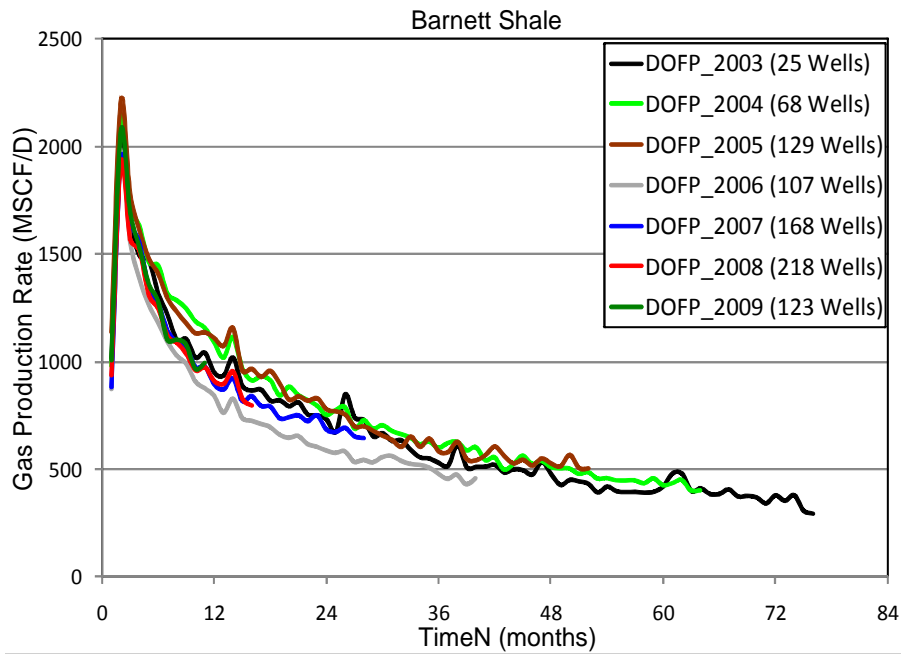


Figure 3 Production moyenne de gaz par puits dans le Barnett. Chaque courbe représente un sous-échantillon de puits selon leur date initiale de mise en opération. DOFP : Date of first production. Source : Baihly (2010a).

On peut inférer l'évolution moyenne de la productivité des puits à partir des données publiques de production. Cette méthode est sensible à l'apprentissage des opérateurs aussi est-il usuel de regrouper les puits en sous-échantillons selon l'année de forage.

Baihly et als. (2010, 2010a) ont recouru à cette méthode avec un échantillon de 838 puits du Barnett forés entre 2003 et 2009 (cf. la Figure 3). Le potentiel initial correspond à celui des courbes de Chesapeake ; les auteurs calculent une EUR de 2,99 bcf pour le Barnett après 30 ans.

À l'aide de la même méthode, Birmingham (2010) a obtenu des courbes de productivité de puits pour trois opérateurs dans le Barnett (cf. Figure 4).

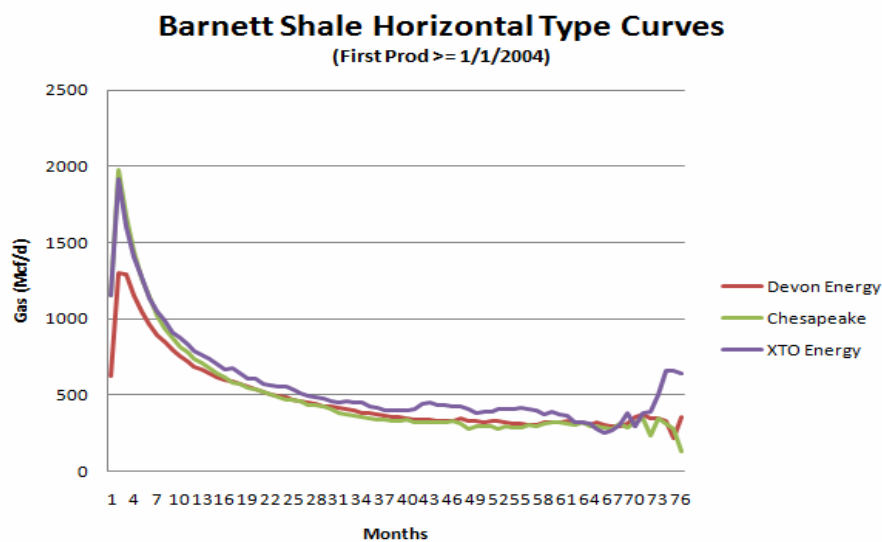


Figure 4 Courbes types pour les puits horizontaux du Barnett pour les puits en production après janvier 2004. Source : Birmingham (2010).

Kuuskräa (2010) rapporte une courbe type similaire pour les forages horizontaux dans le Barnett entre 2001 et 2006 avec une EUR de 2,8 bcf (cf. la Figure 5).

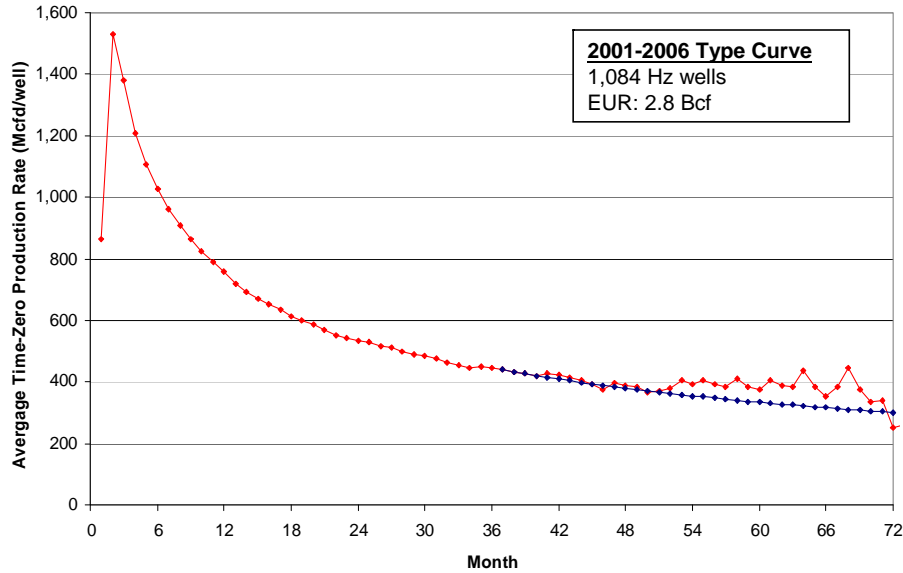


Figure 5 Courbe type pour le Barnett. Source : Kuuskraa (2010).

Marcellus

Le Marcellus est situé dans le bassin des Appalaches et s'étend sur une vaste superficie de 246 050 km² entre les États de la Pennsylvanie (qui recouvre 35 % du bassin), la Virginie Occidentale (21 %), l'État de New York (20 %), l'Ohio (18 %), la Virginie (4 %) et le Maryland (1 %). Nous avons restreint notre étude du Marcellus à la Pennsylvanie.

Selon les courbes de déclin rapportées par Chesapeake (cf. Figure 1), les puits du Marcellus sont plus productifs que ceux du Barnett avec un pic initial de production avoisinant 3 500 mcf (milliers de pieds cubes) par jour et une EUR de 4,2 bcf.

D'après cette même source, la production du Marcellus affiche un taux déclin de 70 % au terme de la première année. Toutefois, le volume de gaz produit à cette échéance est d'environ 0,73 bcf, ce qui ne représente que 17 % de l'EUR associé au shale. Nous pouvons voir

les taux de déclin ainsi que la production cumulée attendus pendant les dix premières années sur la Figure 6.

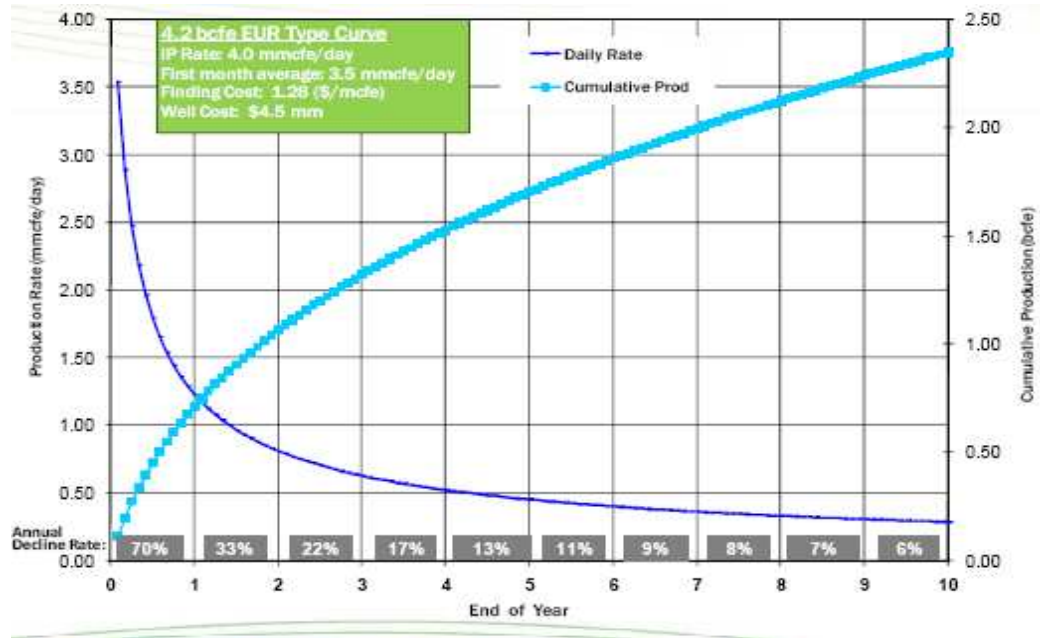


Figure 6 Courbe de déclin du Marcellus selon Chesapeake. Source : Wince (2010).

Ultra Petroleum, un autre opérateur du Marcellus, a diffusé une courbe type basée sur des données historiques de production de 19 puits pendant 145 jours (Cf. la Figure 7) et conclut pouvoir obtenir une EUR de 3,75 bcf. La figure distingue les six premiers puits des treize suivants. Comme pour le Barnett (cf. la Figure 2), l'effet d'apprentissage ressort pour le deuxième groupe de puits avec une production nettement supérieure.

En novembre dernier, Ultra rapportait avoir obtenu des résultats suivant une courbe de sept bcf dans la région de Clinton-Lycoming (cf. la Figure 8).

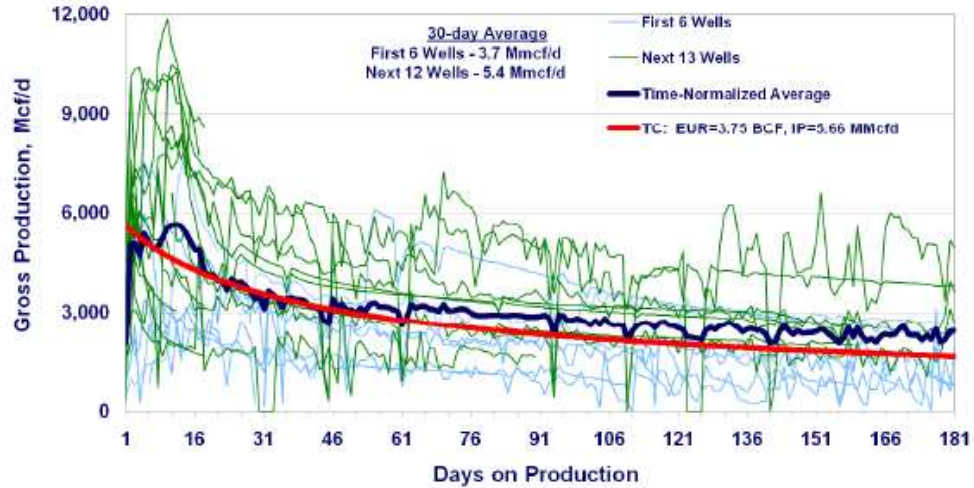


Figure 7 Production de 13 puits du Marcellus de Ultra Petroleum. Source : Cohen (2010).

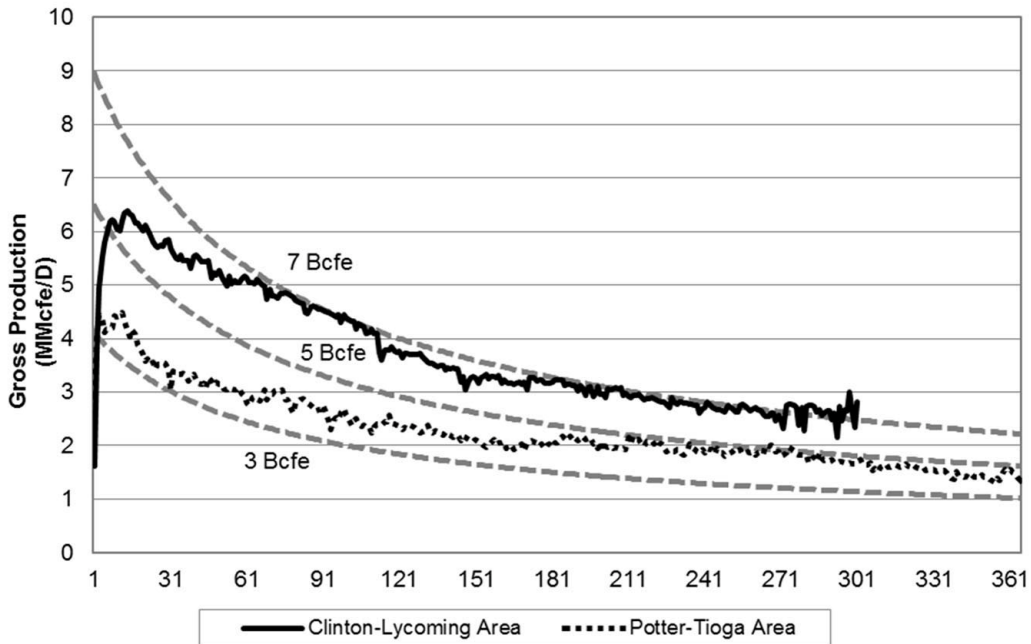


Figure 8 Production quotidienne moyenne (à partir de des données de 110 puits) normalisée des puits horizontaux d'Ultra dans les régions de Clinton-Lycoming et de Potter-Tioga du Marcellus. Source : http://photos.newswire.ca/images/download/20111104_C2639_PHOTO_EN_6161.jpg . Cf. <http://photos.prnewswire.com/pb-large/EN/2012/05/03/12/20120503120054ENPRNPRN-ULTRA-PETROLEUM-CORP-MARCELLUS-PRODUCTION-90-1336046454MR.jpg> pour une mise à jour. Figure obtenue le 6 mai 2012.

Southwestern Energy rapporte des volumes de gaz dépassant les 5 mcf/jour pour des puits soumis à plus d'une dizaine d'étapes de fracturation. Cf. la Figure 9.

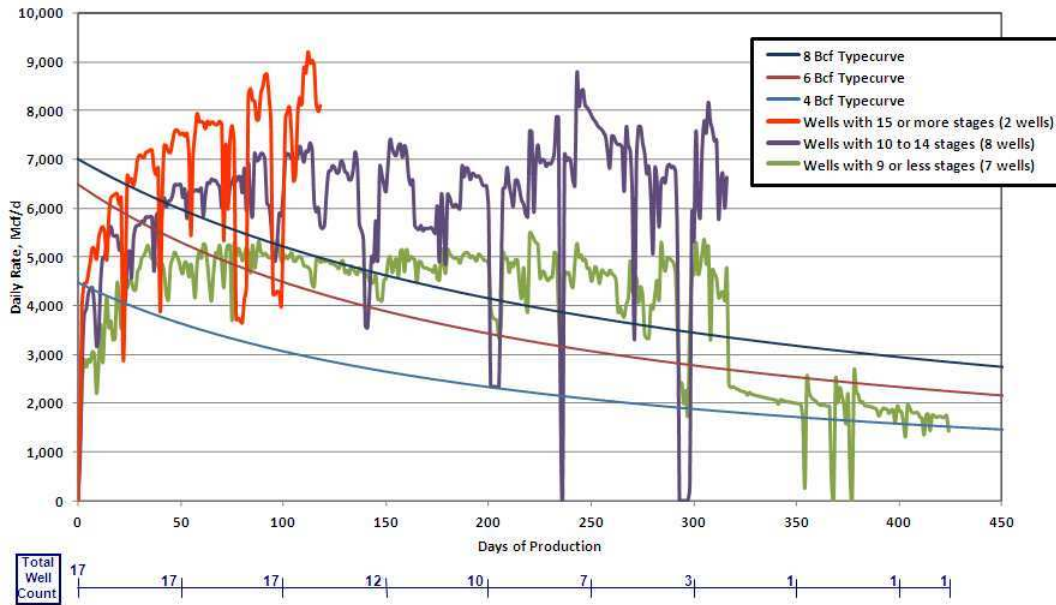


Figure 9 Production quotidienne moyenne normalisée des puits de Southwestern Energy dans le Marcellus en date du 30 septembre 2011. Source : Southwestern Energy (2011).

Dans son rapport au BAPE, l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) a rapporté une courbe type d'un puits horizontal du Marcellus pendant 1 800 jours⁶ (Cf. la Figure 10). Le taux de déclin initial est estimé entre 65% et 70%, ce qui rejoint celui présenté par Chesapeake. Le taux de déclin est plus lent après dix ans et avoisine de 3% à 5%.

⁶ La durée estimée de la production d'un puits est de 50 ans mais cette durée dépend de la viabilité économique du puits et donc du prix du gaz naturel.

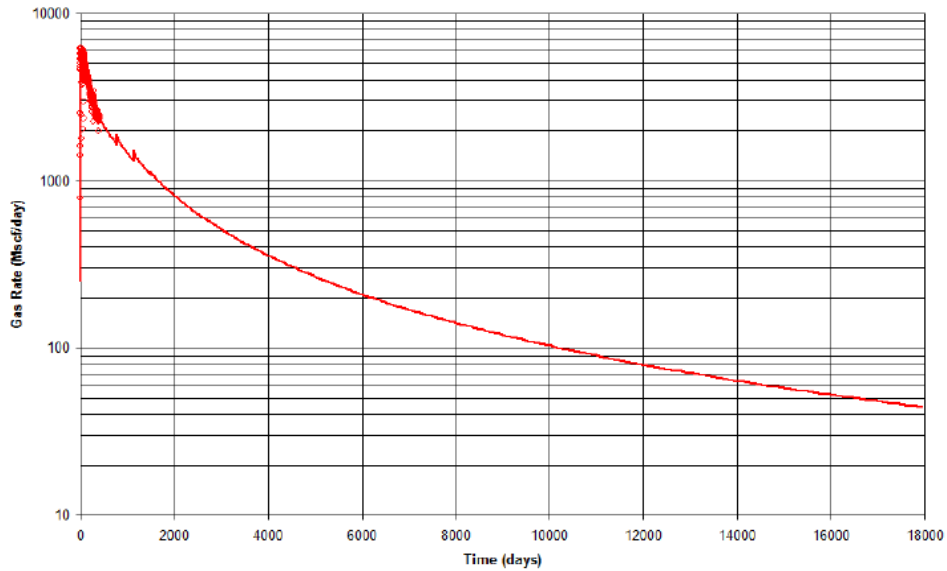


Figure 10 Courbe de déclin (échelle logarithmique) d'un puits horizontal des shales du Marcellus (APGQ, 2010).

Haynesville

Le Haynesville est le plus récent gisement formé aux États-Unis⁷. Il se situe entre l'Est du Texas et la Louisiane occidentale et s'étend sur 23 310 km². La présence d'une industrie de services bien développée en fait un gisement économiquement intéressant. Toutefois, les avis divergent sur son potentiel : si certains le croient élevé, d'autres pensent que les réserves sont surévaluées.

Selon les courbes de déclin de Chesapeake rapportée dans la Figure 1, les puits du Haynesville sont nettement plus productifs que ceux du Marcellus et du Barnett avec un pic initial de production de près de 10 500 mcf par jour et une EUR de 6,5 bcf.

⁷ Il date de 150 millions d'années, contre 350 millions pour les gisements dévoniens tels que le Barnett et le Marcellus.

Baihly et als. (2010, 2010a) rapportent les taux de production du gaz sur un échantillon de 275 puits entre 2008 et 2009 (Cf. la Figure 11) et obtiennent une EUR de 5,915 bcf. La production initiale des puits mis en service en 2009 dépasse de 18 % celle des puits de 2008.

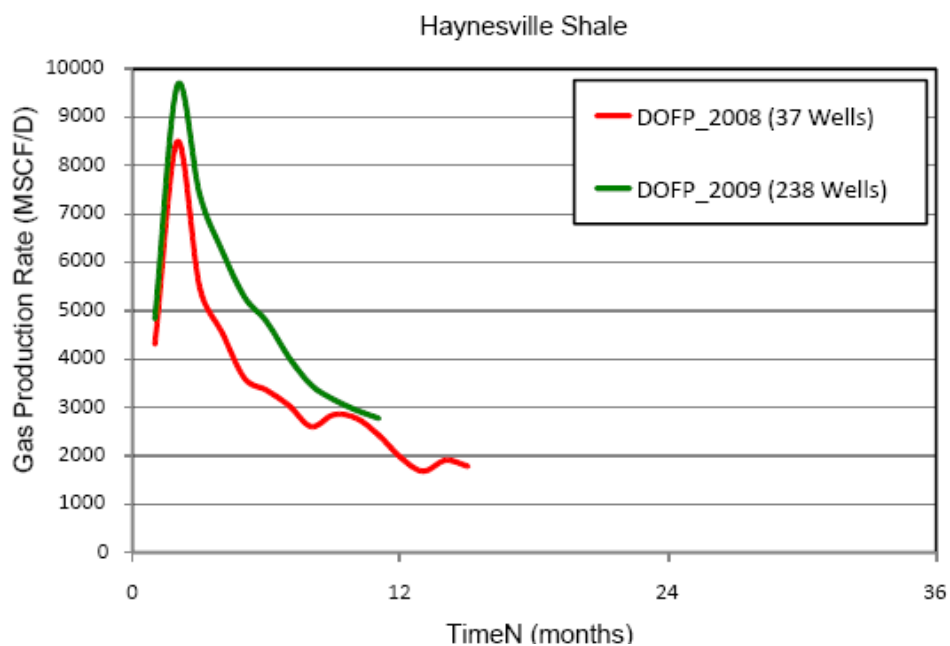


Figure 11 Production moyenne de gaz par puits dans le Haynesville (Baihly, 2010a). Chacune des deux courbes représente un sous-échantillon de puits selon leur date initiale de mise en opération.

Grant et als. (2009) présentent les courbes types de huit puits du Haynesville établies en début d'exploitation : à défaut d'un long historique de production, ils recourent à une extrapolation exponentielle (cf. la Figure 12). Les courbes affichent un important déclin pendant les douze premiers mois de production.

EXCO (2010) rapporte une courbe de déclin correspondant à une production initiale de 20 mmcf (millions de pieds cube) par jour et une EUR de 6,7 bcf. Cf. la Figure 13.

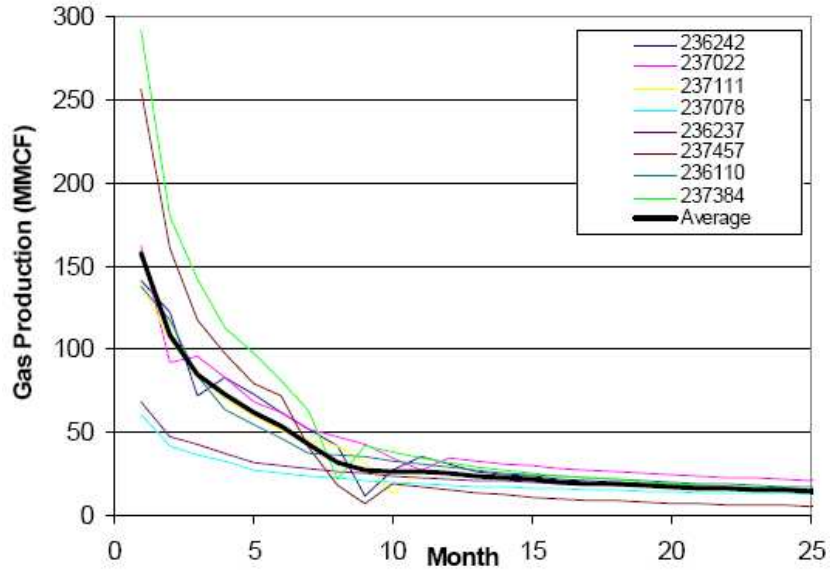


Figure 12 Courbe de déclin par extrapolation de huit puits du Haynesville en Louisiane. Source : Grant et als (2009).

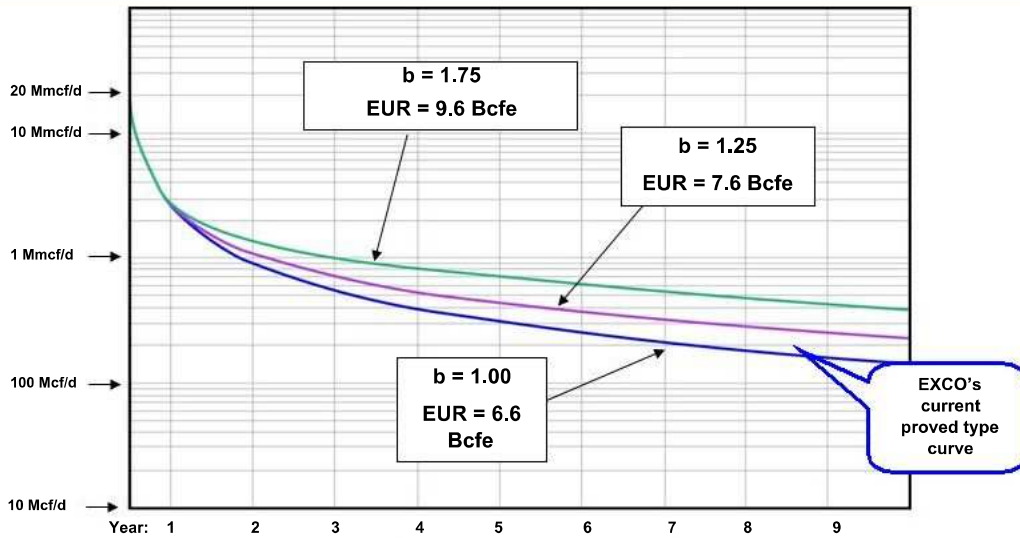


Figure 13 Courbe type de déclin pour les puits d'EXCO Resources dans le Haynesville. Source : EXCO (2010).

Les échos de l'industrie concernant le Haynesville font état de la grande variabilité de la productivité des sites en référant à l'existence de « sweet spots ». Smith (2010) rapporte à ce propos plusieurs courbes de déclin associées à des champs (*fields*) voisins. Cf. la Figure 14.

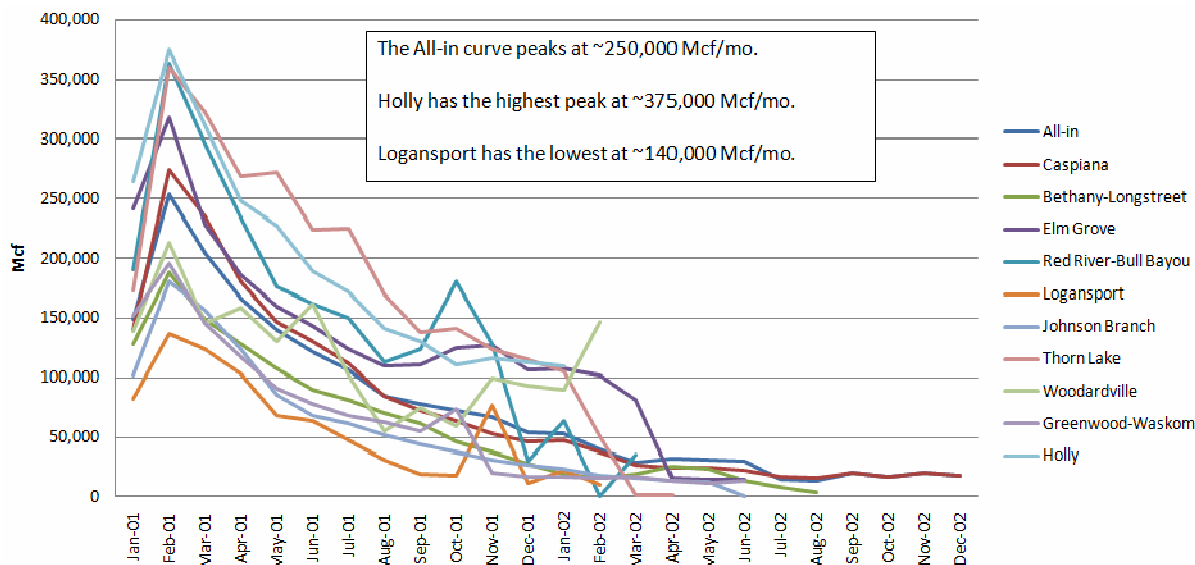


Figure 14 Courbes type pour les dix champs les plus productifs du Haynesville.
Source : Smith (2010).

Enfin, Kaiser et Yu (2011) montrent que les courbes de déclin⁸ des puits les plus récents du Haynesville dominent celles des puits des générations précédentes. Pour le Haynesville, 80 % de la EUR serait récupérée dans les deux premières années de production.

Montney

Les principales réserves de gaz de shale au Canada se situent dans le nord-est de la Colombie-Britannique dans les bassins de Horn River et de Montney, en Alberta, en Saskatchewan, au Québec dans le bassin de l'Utica, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. En 2010, 86 % du gaz de shale canadien provenait du Montney (Gény, 2010).

La zone de prospection du Montney est d'environ 4 921 km² et contient 141 tcf de gaz (EIA, 2011) dont 49 tcf pourraient techniquement être récupérés. Heffernan (2008) et

⁸ Non rapportées ici.

l'APGQ (2010) rapportent un taux initial de déclin d'environ 70 % à 80 % (Cf. les Figures 15 et 16) qui s'amenuise par la suite.

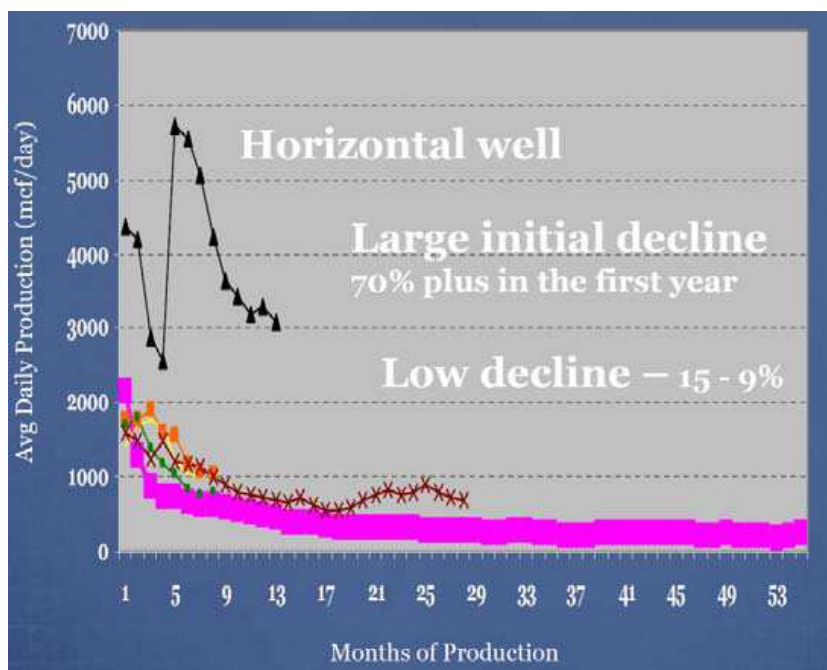


Figure 15 Courbe de déclin du Montney selon la Société canadienne du gaz non conventionnel. Source : Heffernan (2008).

L'Office national de l'énergie (ONE, 2009) estime des taux de production initialement élevés, compris entre 85 000 m³ et 450 000 m³ par jour (de 3 à 16 mmcf / jour). La production baisse rapidement pendant la première année avant de se stabiliser à un taux faible à long terme. (un taux calculé à partir d'une régression logarithmique). Cf. la Figure 17.

Conrad (2010) rapporte des gains de productivité pour Encana qui auraient fait passer la production initiale des puits du Montney de cette compagnie de 2,1 mmcf / jour en 2006 à 5,3 mmcf / jour en 2010. Encana, qui domine dans le shale de Montney, a rapportée la courbe de déclin illustrée à la Figure 18. Pour le Dawson Creek Montney, la production initiale serait entre cinq et dix mmcf par jour et la EUR entre quatre et huit bcf.

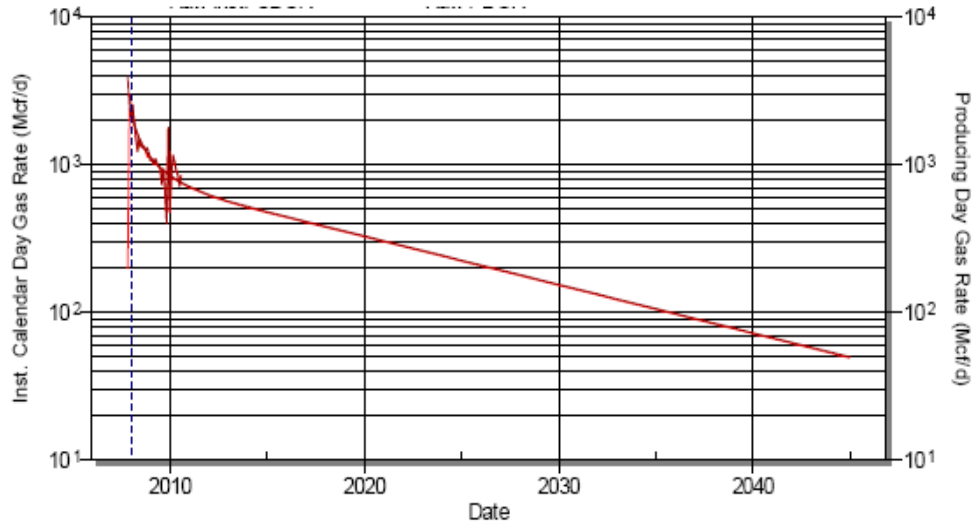


Figure 16 Courbe de déclin typique des shales du Montney. Source : ASGQ (2010).

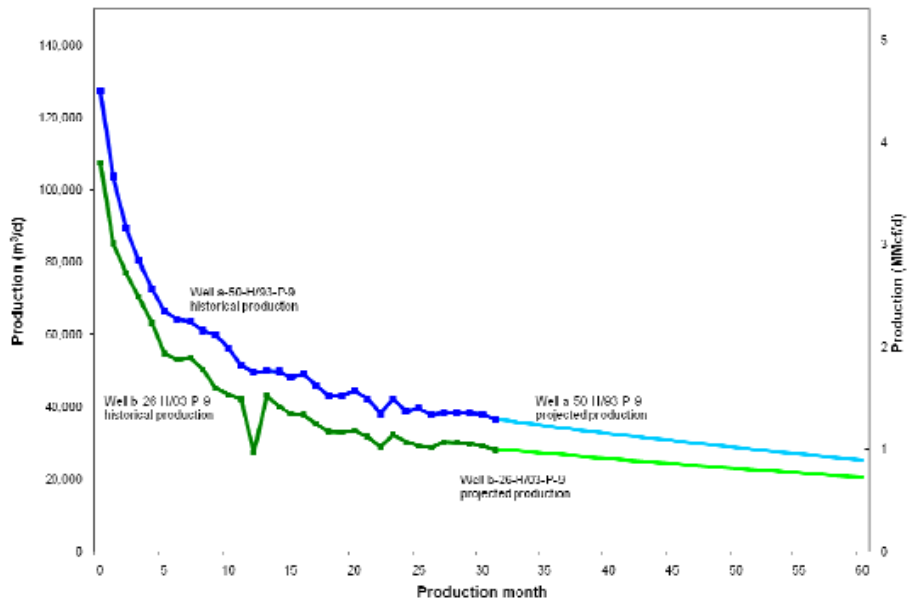


Figure 17 Profils de production historique et prévu pour le Montney. Source : ONE (2009).

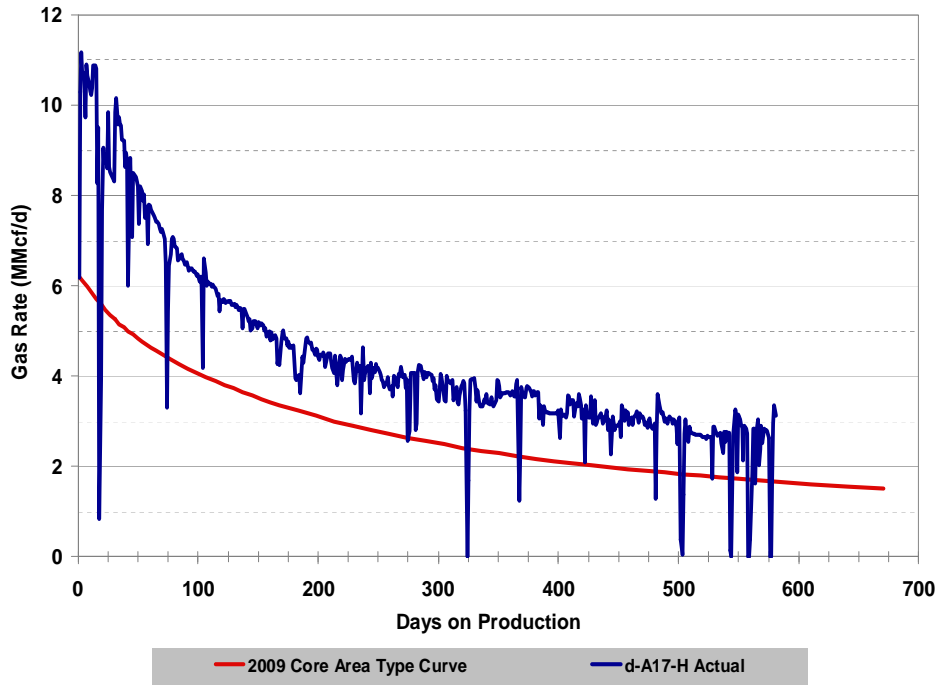


Figure 18 Courbe type de la productivité d'un puits non conventionnel dans le Montney.
 Source : Conrad (2010).

Développement de l'industrie

Dans cette section, nous rendons compte de l'activité historique récente de l'industrie dans chacun des quatre bassins du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney. Dans chaque cas, nous avons fait le décompte des permis de forage octroyés en tâchant au mieux d'identifier les puits effectivement forés. Nous avons ensuite mené une analyse de la densité des puits sur le territoire concerné. Tout au long de l'analyse, nous tâchons de rendre compte du rythme de développement de l'industrie en présentant les données en fonction du temps.

La qualité et la disponibilité des données règlementaires varient pour chaque bassin. Nous avons exploité cette variété afin de rendre compte de certains phénomènes particuliers liés au développement de l'industrie. Par exemple, les données du Barnett nous permettent de bien rendre compte du déplacement local des activités de l'industrie à mesure que le développement progresse ; celles du Haynesville nous informent sur le temps de complétion des puits ; etc.

Barnett

Les données concernant le shale de Barnett proviennent de la *Rail Road Commission of Texas* (RRC) qui règlemente les activités de l'industrie gazière.

Décompte des puits

En date du 15 mars 2012, la RRC rapporte que le shale de Barnett compte 15 731 puits en 3 112 endroits différents, lesquels ont produit 1 936 bcf en 2011, soit 31 % de la production totale de l'État. La RRC produit aussi un décompte annuel des permis émis et des nouveaux puits que nous illustrons ici dans la Figure 19. La courbe des permis émis précède d'une année environ celle des nouveaux puits. On note que le shale de Barnett commence à être développé au tournant

du siècle et que l'activité y culmine entre 2008 et 2009 avec 4145 permis émis en 2008 et 3594 nouveaux puits en 2009.

La zone exploitée du shale de Barnett recouvre vingt-cinq comtés du Texas. Parmi ceux-ci, la RRC distingue les comtés de Denton, Johnson, Tarrant et Wise qui forme un noyau d'exploitation (*core counties*). Ces quatre comtés contigus⁹ forment une zone de neuf mille km² où vivent un peu plus de deux millions et demi de personnes. Le comté de Tarrant est relativement peuplé (1,8 millions de personnes) car il inclut la ville de Fort Worth (741 206 personnes). En comparaison, la population du comté de Wise ne dépasse pas soixante mille personnes et la densité de population y est de huit habitants par km². Ces quatre comtés affichent des taux de croissance de la population supérieurs à la moyenne texane dans les recensements de 1990 et 2000 (similaires en 2010).

Nous avons pu obtenir le détail des permis octroyés dans ces quatre comtés afin de dénombrer combien de permis étaient associés au noyau d'exploitation. Dans la Figure 19, la somme de ces permis est illustrée par une courbe verte qui suit de près la courbe bleue du total des permis avant 2010.

⁹ Les données géographiques et démographiques qui suivent proviennent de *Wikipedia*.

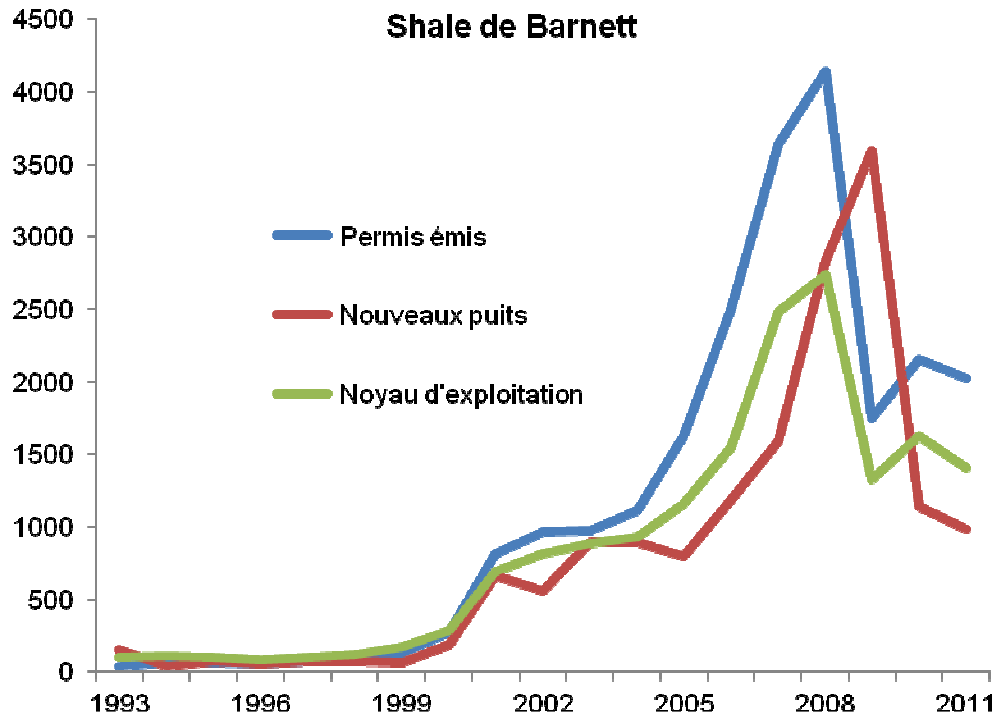


Figure 19 Décompte des permis émis et des puits complétés dans le Barnett entre 1993 et 2011. Source : RRC et calculs des auteurs.

La Figure 19 suggère que l'exploitation a accru régulièrement son activité dans la région durant la dernière décennie avant de ralentir en 2008 à la suite de la chute brutale du prix du gaz (cf. la Figure 42 plus bas). Toutefois, l'examen des données pour chaque comté révèle que ceux-ci ont chacun connu des phases et des types d'exploitation bien distincts pendant cette période : dans la Figure 20, nous rapportons le nombre de permis octroyés pour de nouveaux forages dans chaque comté du noyau d'exploitation, selon le type de forage. Nous distinguons ainsi les puits de pétrole, les puits de gaz et les forages horizontaux¹⁰ (essentiellement associés à l'exploitation du gaz). Les comtés de Denton et Wise affichent une activité soutenue de forage de

¹⁰ La somme des catégories 86 *Horizontal Drainhole* et 87 *Sidetrack Well Surface Location* dans les données de la RRC.

puits de gaz culminant en 2001-2002. Cette activité décroît ensuite rapidement pour pratiquement disparaître vers 2005. En revanche, le forage de puits horizontaux prends le relais pour culminer en 2008 ; avec un net ralentissement de l'activité depuis. Il n'y a pratiquement aucun forage avant 2002 dans les comtés de Johnson et Tarrant. Le nombre de forages horizontaux y explose ensuite pour culminer à plus de mille puits par année en 2007 (Johnson) et en 2008 (Tarrant), comme dans les comtés précédents.

Répartition spatiale

L'évolution cumulative singulière qu'a connue chaque comté apparaît à l'examen de la dispersion spatiale des autorisations de forage. Les Figures 22 et 23 illustrent cette évolution entre 2000 et 2011. L'industrie est d'abord active dans le comté de Wise (en haut à gauche) – où on note une exploitation historique de puits de pétrole – et se déplace ensuite vers le sud en pénétrant successivement les comtés de Denton (à l'est), Tarrant et Johnson (au sud). Cette expansion consiste dans le développement de puits de gaz horizontaux (cercles rouges). Le comté de Tarrant au centre a environ 48 km de côté, soit un peu plus de 2 300 km² ; cette superficie correspond à peu près à celle du rectangle au Québec borné au nord par le fleuve, à l'ouest et au sud par les autoroutes 55 et 20, et à l'est par la route 271.

La Figure 21 illustre l'incidence cumulative de cette activité sur dix ans. Seul les forages horizontaux sont pris en compte mais les comtés de Tarrant et de Johnson étaient libres de puits avant 2001 et n'ont connu depuis que des forages horizontaux. En l'espace d'une décennie, la densité de puits a atteint près de 8 puits par km² dans les endroits les plus visités (les données concernent les permis : tous ces puits ne sont pas encore complétés).

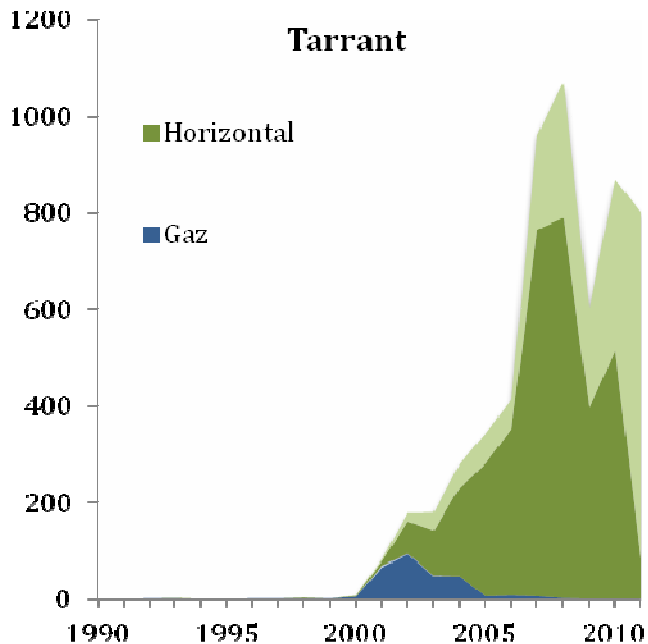
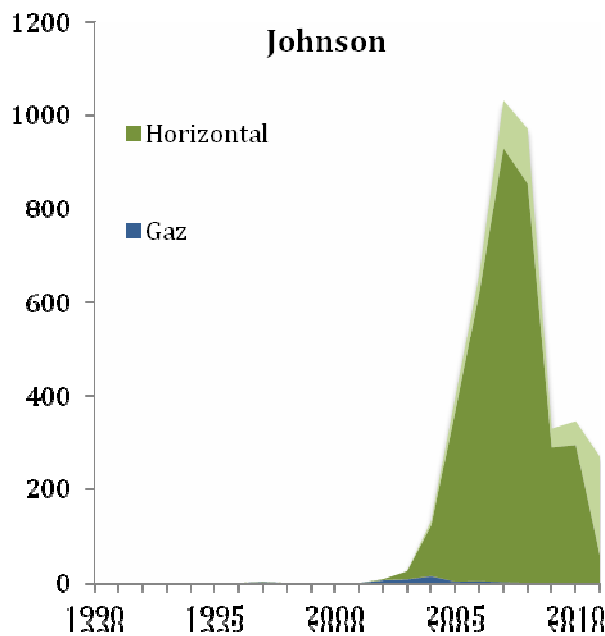
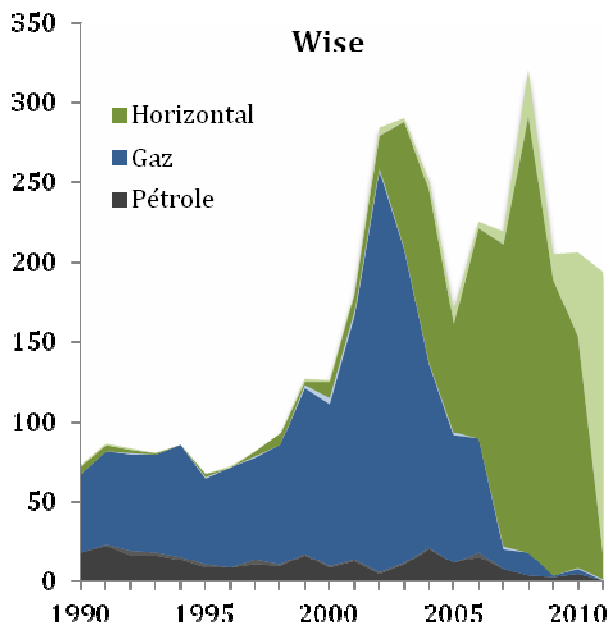
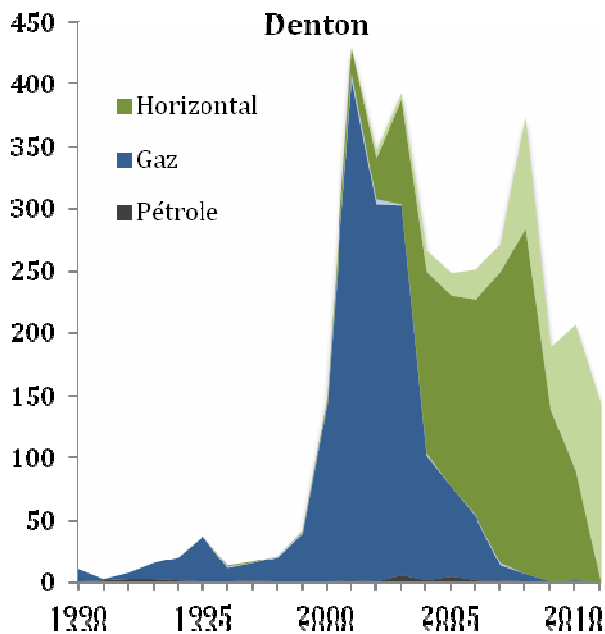


Figure 20 Nombre de permis de forage octroyés par catégorie et par comté. Les zones pâles distinguent le nombre de puits non complétés des puits complétés en date de mars 2012. Le total des puits des quatre graphiques correspond à la courbe « Noyau d'exploitation » de la Figure 19. Source : RRC et calculs des auteurs.

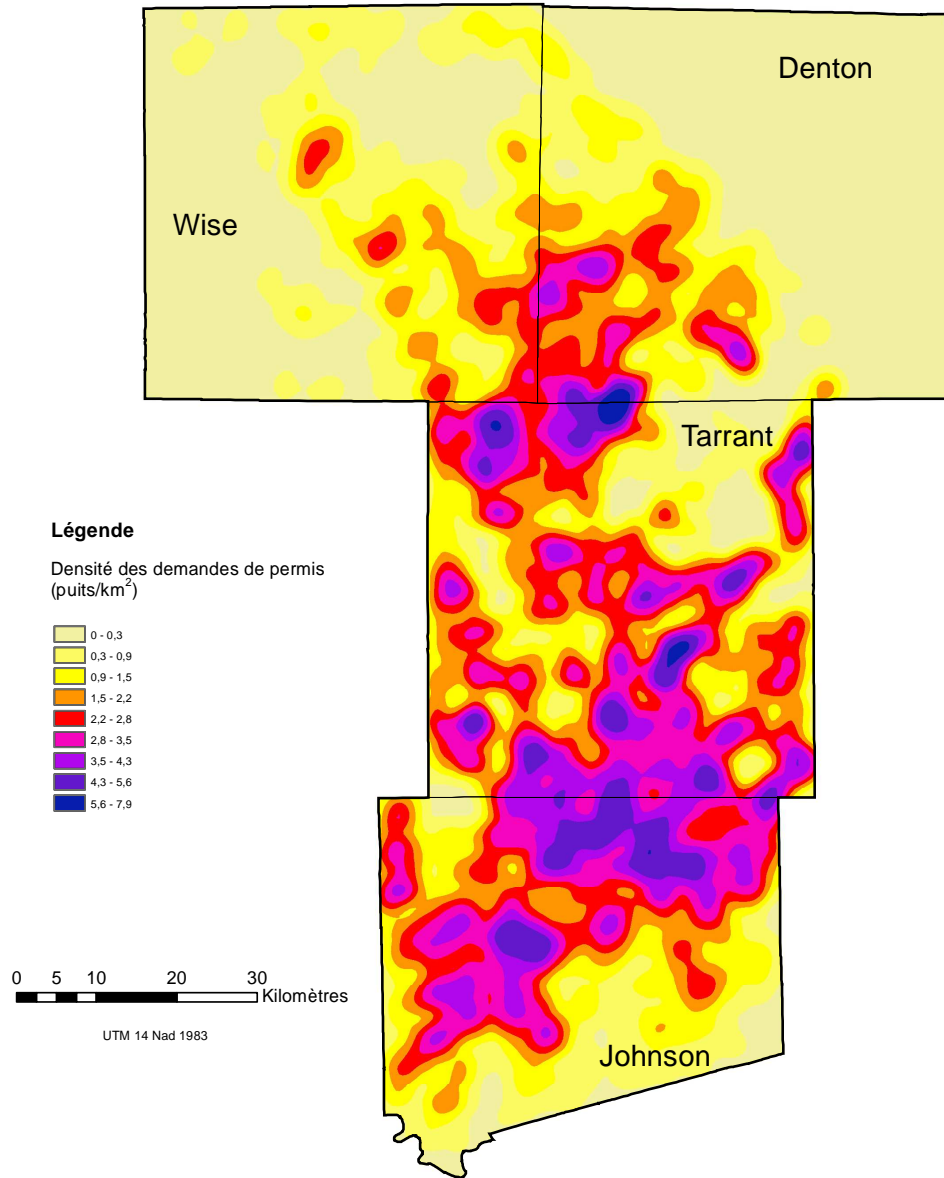


Figure 21 Densité des demandes de permis pour des drains horizontaux dans le Barnett ; demandes cumulées pour les années 1950 à 2011 (position en surface). Source : RRC et calculs des auteurs.

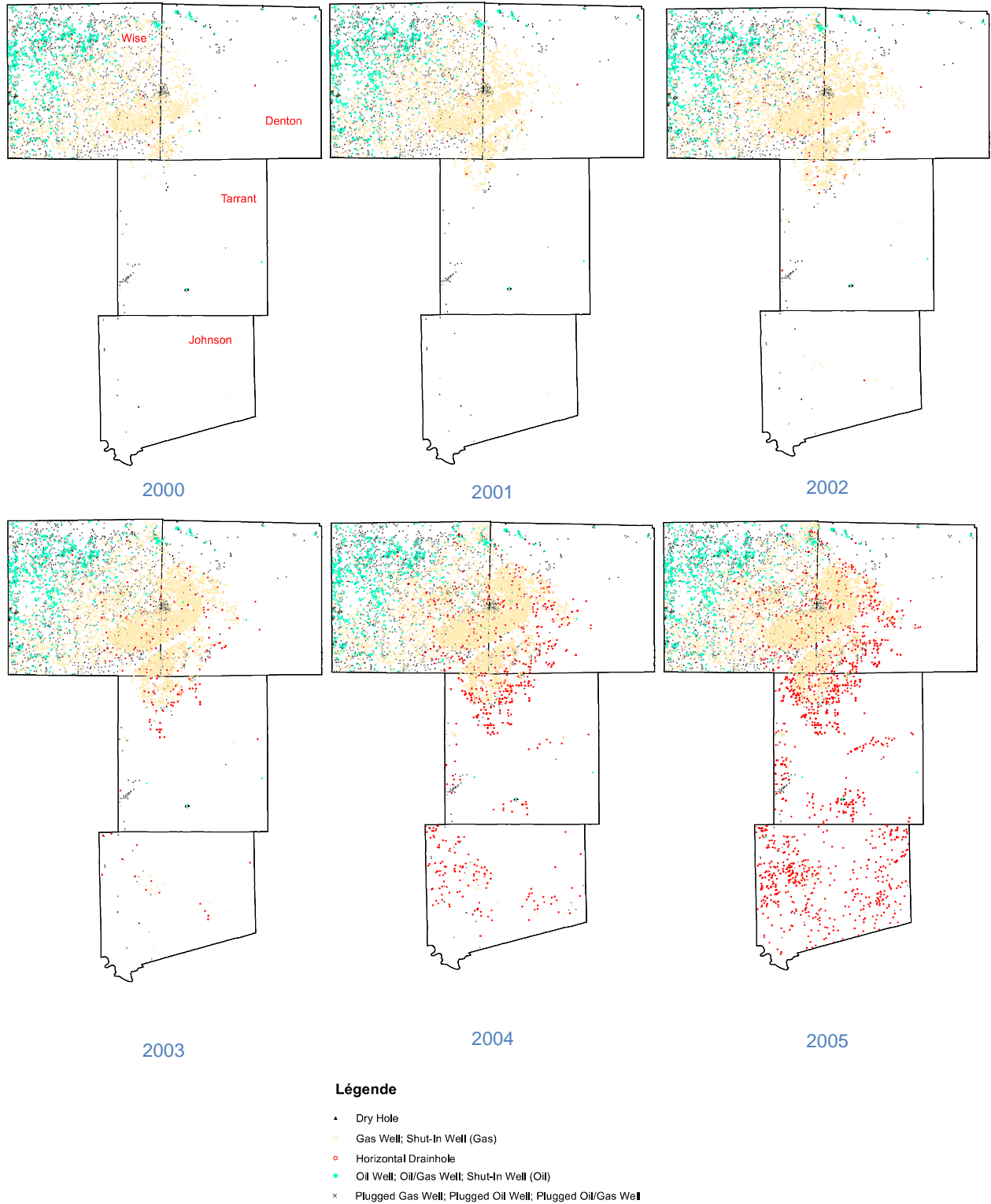
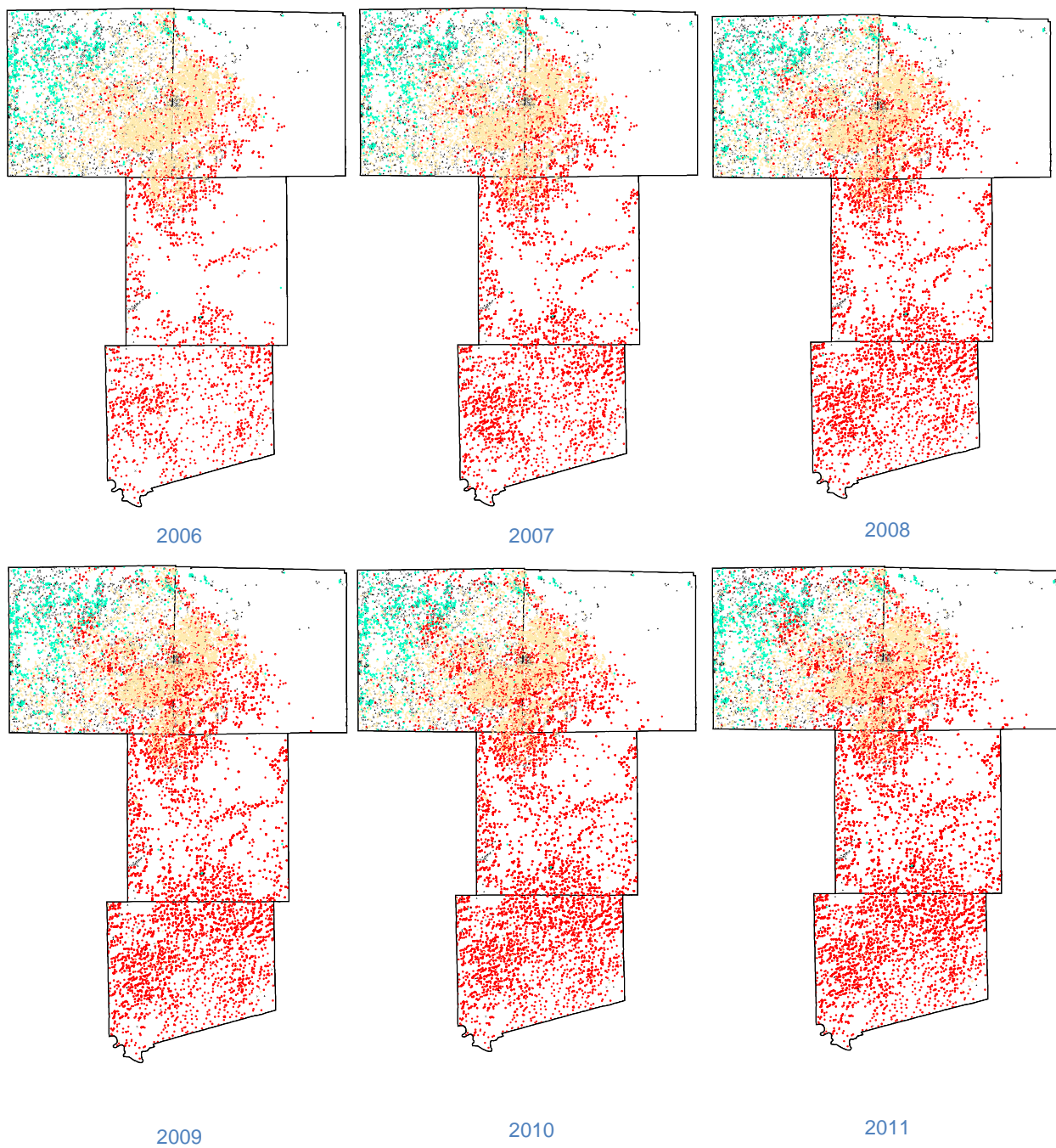


Figure 22 Activité cumulative de l'industrie dans le Barnett entre 2000 et 2011 (les données initiales datent de 1950). Source : RRC et calculs des auteurs.



Légende

- Dry Hole
- Gas Well; Shut-In Well (Gas)
- Horizontal Drainhole
- Oil Well; Oil/Gas Well; Shut-In Well (Oil)
- × Plugged Gas Well; Plugged Oil Well; Plugged Oil/Gas Well

Figure 23 Activité cumulative de l'industrie dans le Barnett entre 2000 et 2011 (les données initiales datent de 1950). Source : RRC et calculs des auteurs.

La Figure 23, produite par Google Map, donne une idée de l'incidence d'un tel développement. Cette zone est traversée horizontalement par la frontière entre les comtés de Tarrant et de Johnson où la densité des puits est la plus forte (l'aéroport de Forthworth Sprinks est au Nord, légèrement à droite du centre). Elle apparaît ici constellée de taches blanches séparées par un ou deux km, chacune étant un « pad » d'une superficie de 10 000 m² environ où sont forés des puits.

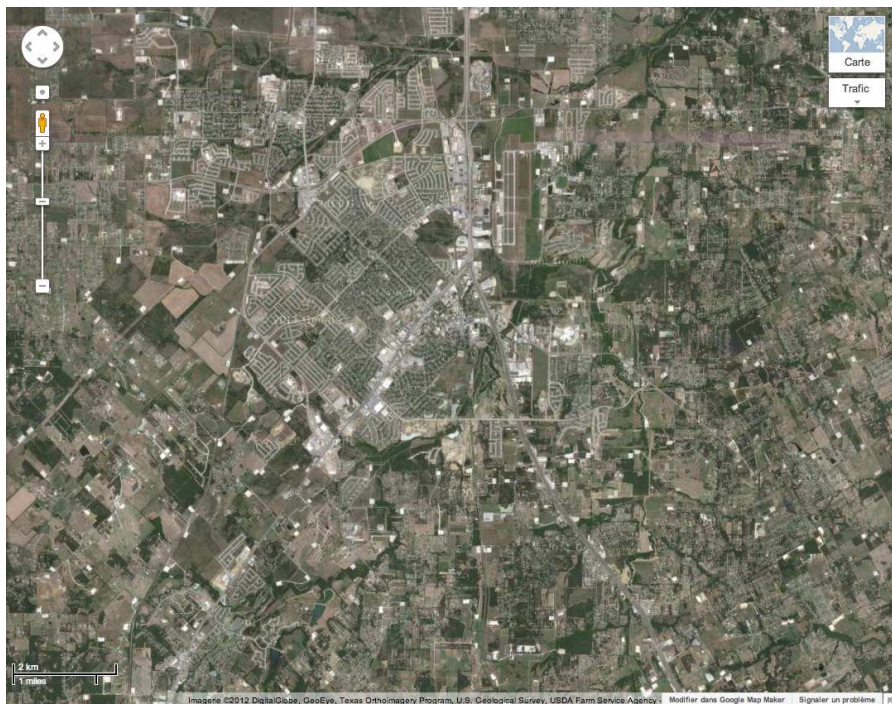


Figure 23 Aperçu satellite de la frontière entre les comtés de Tarrant et Johnson au Texas. Les taches blanches sont des « pads » d'environ 10 000 m².
Cf. <http://maps.google.ca/?ll=32.536249,-97.322388&spn=0.123156,0.185394&t=k&z=13> . Lien consulté le 3 mai 2012.

Marcellus

Les données concernant le Marcellus proviennent du *Office of Oil and Gas Management* du *Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP)*¹¹.

Nous avons distingué quatre régions de la Pennsylvanie, soit l'Ouest, le Centre, l'Est et le Sud. L'Ouest de la Pennsylvanie est une entité géographique distincte¹² qui regroupe les comtés suivants : Allegheny, Armstrong, Beaver, Bedford, Blair, Butler, Cambria, Cameron, Clarion, Clearfield, Crawford, Elk, Erie, Fayette, Forest, Greene, Indiana, Jefferson, Lawrence,

¹¹ Cf. http://www.depweb.state.pa.us/portal/server.pt/community/office_of_oil_and_gas_management/. Site consulté le 13 avril 2012.

¹² Cf. http://en.wikipedia.org/wiki/Western_Pennsylvania. Site consulté le 13 avril 2012.

McKean, Mercer, Somerset, Venango, Warren, Washington et Westmoreland. Aux fins de cette étude, nous avons ajouté à cette liste le comté d'Huntingdon qui est adjacent à cette région.

Nous avons regroupé dans la région Centre les comtés limitrophes de Centre, Clinton, Lycoming, Potter et Tioga. Par la région Est, nous entendons les comtés de Bradford, Columbia, Lackawanna, Luzerne, Sullivan, Susquehanna, Wayne et Wyoming. Tous les autres comtés, situés au sud-est de l'État et où l'industrie gazière est absente, forment la région Sud.

Décompte des puits

Entre 2006 et 2011, le DEP a octroyé 10 459 permis de forage de puits de gaz dans le shale de Marcellus¹³. De ce nombre, 41 % (4 257) concernaient l'Ouest de la Pennsylvanie, 32 % (3 341) la région Est et 27 % (2 861) la région Centre. Cette répartition ne rend toutefois pas compte de l'incidence du développement du shale de Marcellus sur les régions Centre et Est.

La Figure 24 détaille les demandes de permis en Pennsylvanie selon la région et le type (Marcellus ou non). On y a superposé en filigrane l'évolution du prix du gaz naturel à la tête de puits. Bien avant le boum des gaz de shale, la Pennsylvanie connaissait depuis 2001 une expansion importante de son industrie gazière en réponse à la hausse du prix du gaz en Amérique du Nord. Toutefois, cette expansion ne concernait que l'Ouest de la Pennsylvanie où les activités de l'industrie ont traditionnellement été concentrées. En particulier, il n'y avait pas de présence de l'industrie dans la région Est. Ce n'est qu'en 2008 que les entreprises ont commencé à forer dans le Marcellus sous les régions Centre et Est.

¹³ Nous rapportons le décompte de toutes les nouvelles autorisations pour des puits de gaz pendant cette période. Certaines autorisations concernent des puits situés au même emplacement (par exemple, les puits API 125-22793-00-00 et API 125-22830-00-00). Pour les années 2007 à 2011, notre décompte dépasse de 12 % environ celui calculé par le *Marcellus Center for Outreach & Research* de l'Université PennState (cf. <http://www.marcellus.psu.edu/>).

Pour la région Ouest, l'arrivée des gaz de shale se traduit par une simple réorientation des activités des producteurs vers une formation plus prometteuse. Pour les régions du Centre et de l'Est, il s'agit d'une véritable irruption industrielle là où auparavant l'activité était minimale. De ce point de vue, la Pennsylvanie est un véritable laboratoire sociologique naturel pour contraster l'incidence de l'industrie sur deux sous-populations, la première familière avec ses activités et l'autre non.

Répartition spatiale

La Figure 25 illustre l'incidence de l'industrie gazière et pétrolière entre 1990 et 2005 en rapportant les positions de tous les permis octroyés pendant cette période. On note que l'industrie est surtout active dans l'Ouest avec une frange d'exploitation gazière au sud de la région Centre. Les permis de puits de pétrole se concentrent au nord de la région Ouest.

La Figure 26 illustre le développement cumulatif du shale de Marcellus entre 2006 et 2011. La plupart des permis octroyés en 2006 concernent encore des puits de gaz et de pétrole dans l'Ouest de la Pennsylvanie avec très peu d'exploitation dans les régions Centre et Est sinon quelques puits de gaz dans le shale de Marcellus. Cette carte n'illustre pas tous les puits creusés dans les années précédentes.

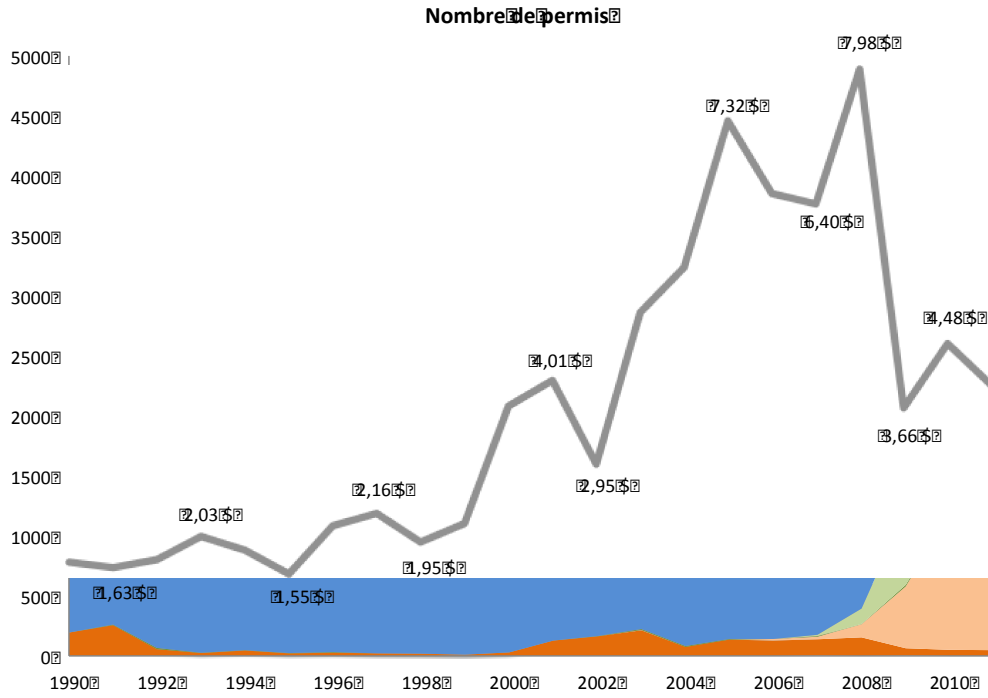


Figure 24 Nombre de permis de forage de puits de gaz octroyés annuellement par le DEP selon la région. Prix du gaz à la tête de puits. Source : DEP, EIA et calculs des auteurs.

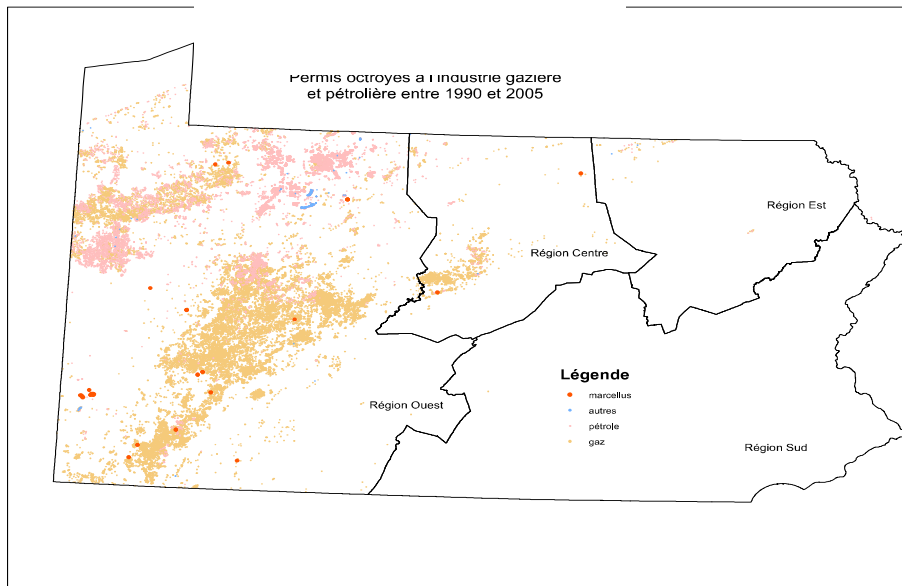


Figure 25 Permis (gaz et/ou pétrole) octroyés en Pennsylvanie entre 1990 et 2005. Source : DEP.

Dans les autres cartes, nous avons ajouté cumulativement les nouveaux permis émis par la suite¹⁴. Comme nous l'avons noté plus haut dans le décompte des puits, la révolution des shales gazifères s'est traduite en Pennsylvanie par un déplacement des activités vers le shale de Marcellus dans l'Ouest et par une explosion d'activité dans les régions Sud et Est.

Sur la Figure 27, nous avons superposé les emplacements de puits dans le Marcellus sur des cartes illustrant la densité des routes (nombre de km de route par km²). Les zones blanches au sud-ouest et au sud-est correspondent aux villes de Pittsburgh et de Philadelphie. On note que les activités de l'industrie se déroulent dans des zones rurales peu peuplées (en prenant la faible densité de routes comme mesure de peuplement), bien qu'elle soit présente dans les faubourgs de Pittsburgh.

La densité des puits (permis) par km² est plus faible que celle observée dans le Barnett. Elle n'atteint que deux puits par km² que dans les endroits les plus exploités. Cf. la Figure 28.

¹⁴ Le *Marcellus Center for Outreach & Research* met régulièrement à jour une animation de telles cartes. Cf. http://www.marcellus.psu.edu/images/permit_animation.gif. Site consulté le 18 avril 2012.

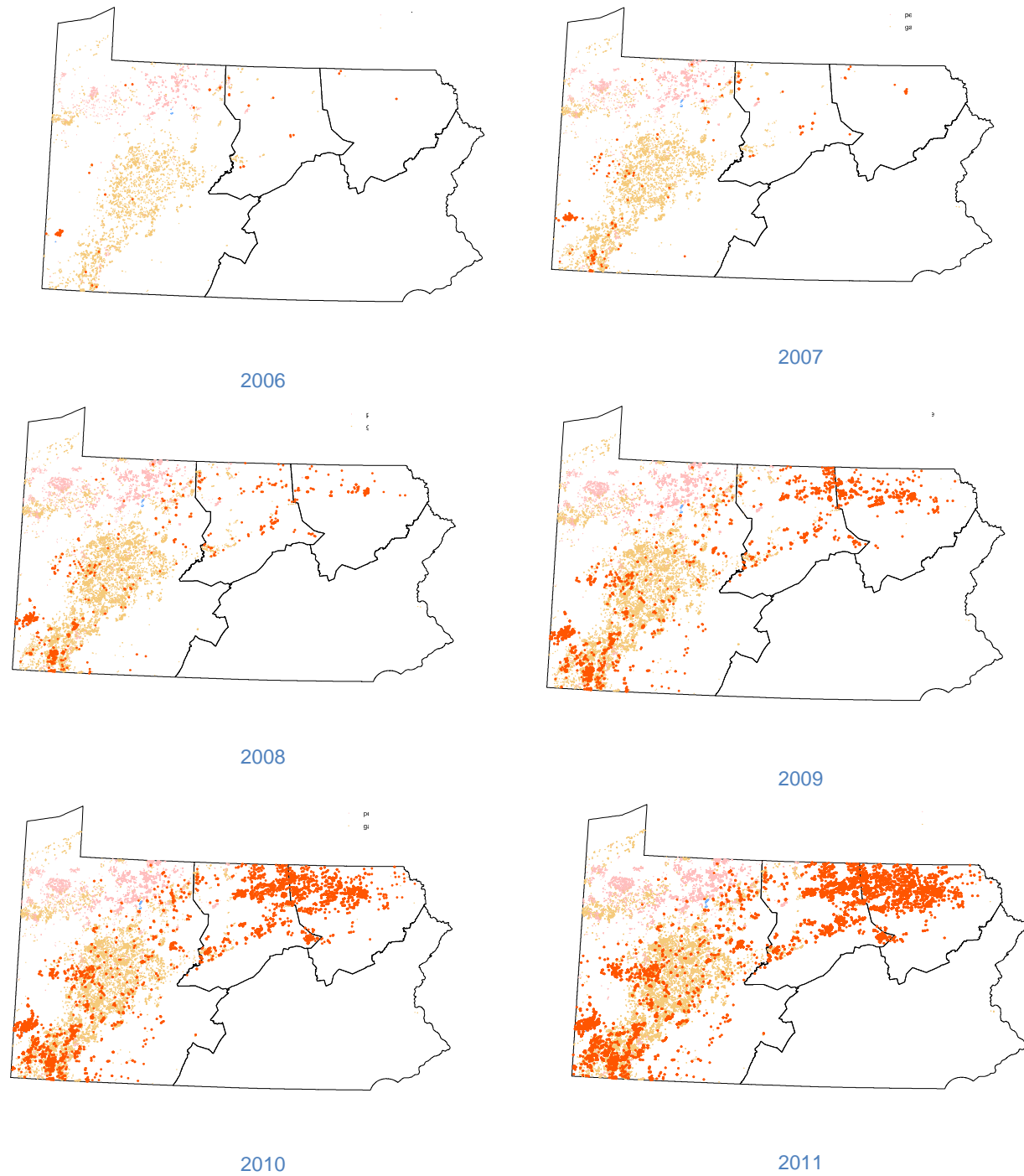


Figure 26 Déploiement de l'industrie dans le Marcellus entre 2006 et 2011. Source DEP.

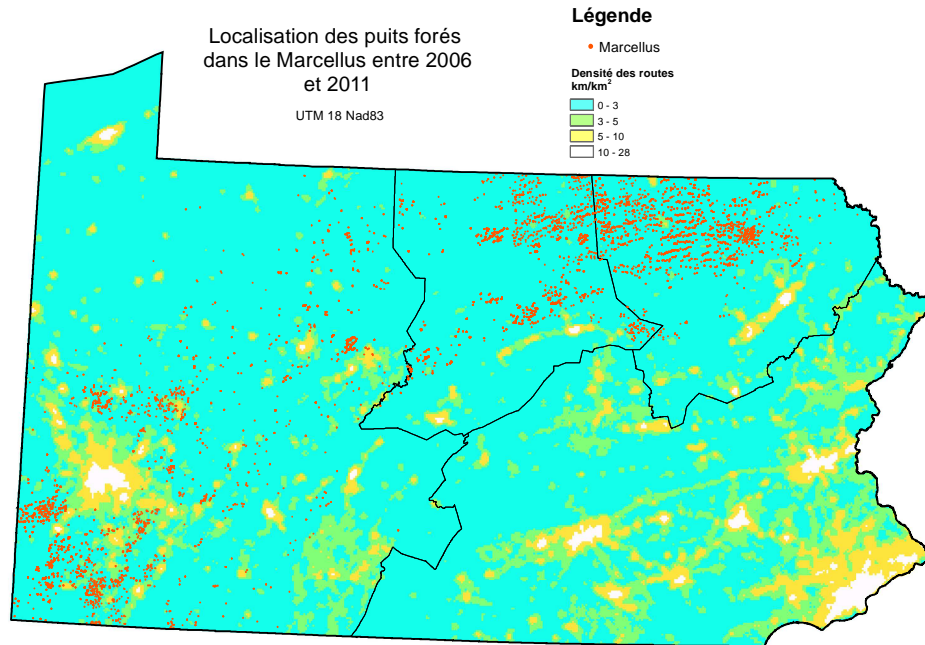


Figure 27 Densité des routes et localisation des puits dans le Marcellus. Source : DEP.

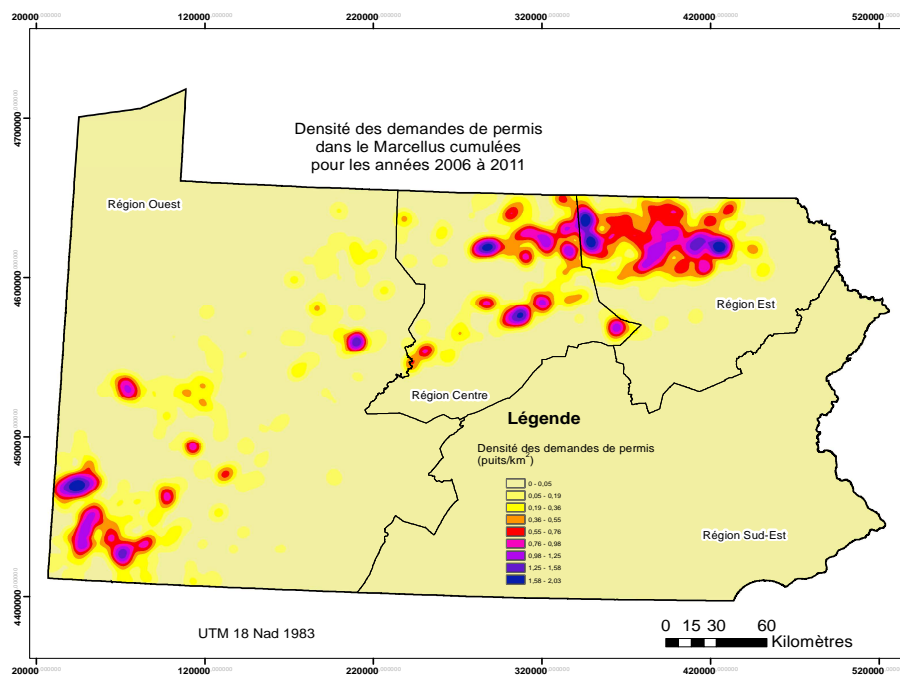


Figure 28 Densité des demandes de permis dans le Marcellus (Pennsylvanie) cumulées pour les années 2006 à 2011. Source :

Haynesville

Les données concernant le Haynesville proviennent du *Louisiana Department of Natural Resources*¹⁵ (DNR). Le DNR compile à part des données concernant précisément l'exploitation du gaz dans le shale de Haynesville et ce sont les seules que nous avons consultées :

BGWW(2009) rapporte que 6 500 puits avaient été forés dans la région dans d'autres formation avant la découverte du potentiel du Haynesville en 2008. Aujourd'hui, le Haynesville compte à lui seul pour près de 60 % de la production de gaz de la Louisiane (Kaiser et Yu, 2011).

Décompte des puits

Entre 2006 et 2011, 2447 permis ont été octroyés, pour l'essentiel durant les trois dernières années de la période. L'intérêt des gazières pour le Haynesville a culminé au troisième trimestre de 2010 avec 266 permis, soit 967 pour cette année (cf. la Figure 29).

La Figure 30 illustre l'effet cumulatif de ces permis : au terme de 2011, près de 2 500 permis avait été octroyés en l'espace de trois ans. La figure illustre également l'évolution du nombre de puits que les gazières ont entrepris de forer (*Spud*), du nombre de puits effectivement complétés et du nombre de permis échus.

¹⁵ Cf. <http://sonris.com/>. Site consulté le 13 avril 2012.

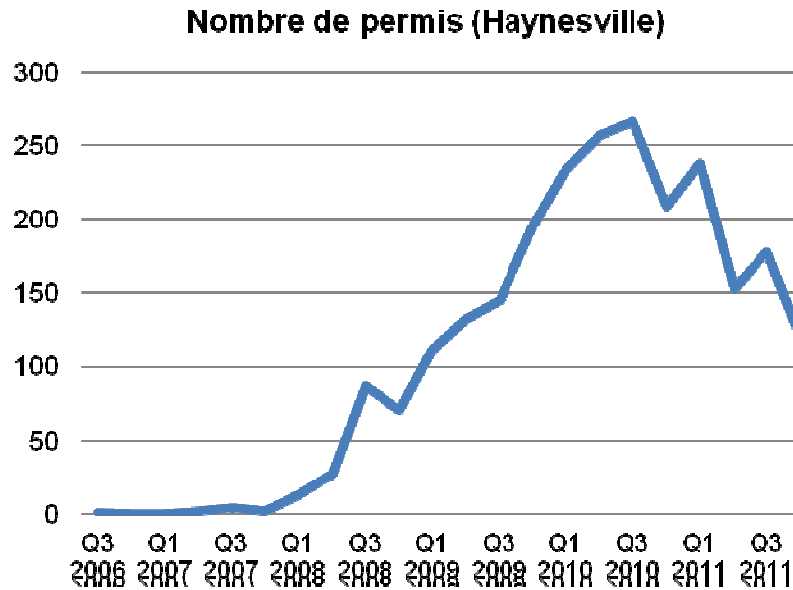


Figure 29 Nombre de permis de forages pour le shale de Haynesville octroyés à chaque trimestre par le DNR. Source : DNR et calculs des auteurs.

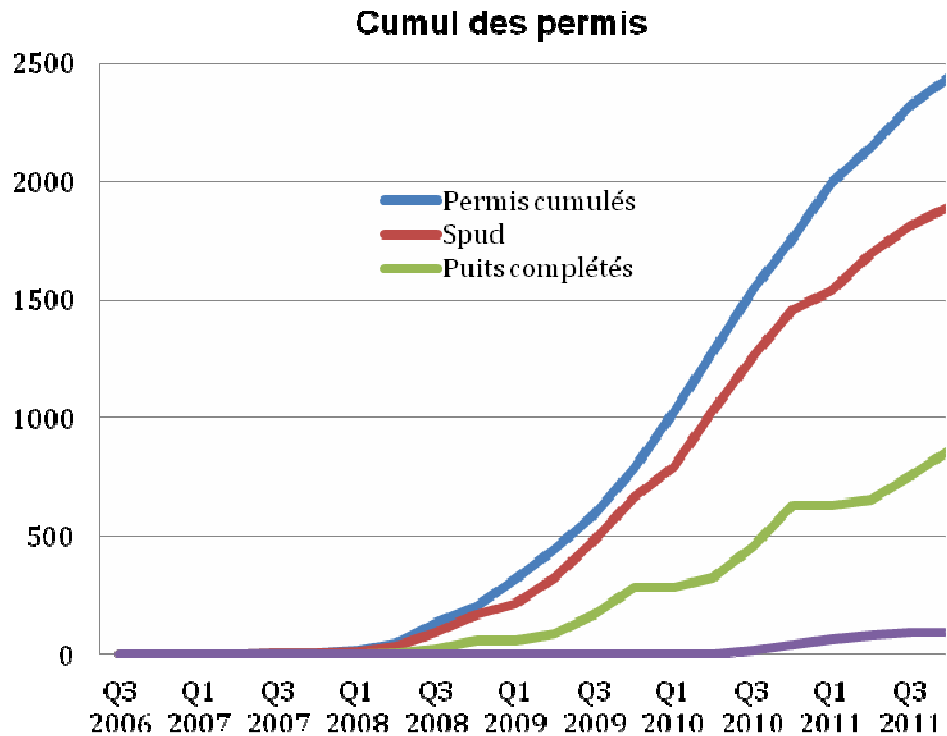


Figure 30 Nombre cumulatif de permis octroyés, de mise en chantier (*spud*) et de puits complétés dans le Haynesville. Source : DNR et calculs des auteurs.

La différence croissante entre le nombre cumulé de puits entrepris et le nombre de puits complétés indique que l'exploitation du bassin n'a pas atteint un état stationnaire ; elle serait sinon constante et elle reflèterait alors le temps moyen de complétion. Il en est de même pour le nombre de permis échus. Il n'est donc pas possible pour le moment de documenter sur toute la période le taux de complétion des puits pour lequel un permis a été octroyé. Toutefois, pour les puits complétés entrepris entre 2006 et 2009 (764 puits), nous avons établi la distribution du délai entre le début du forage et la complétion (cf. la Figure 31).

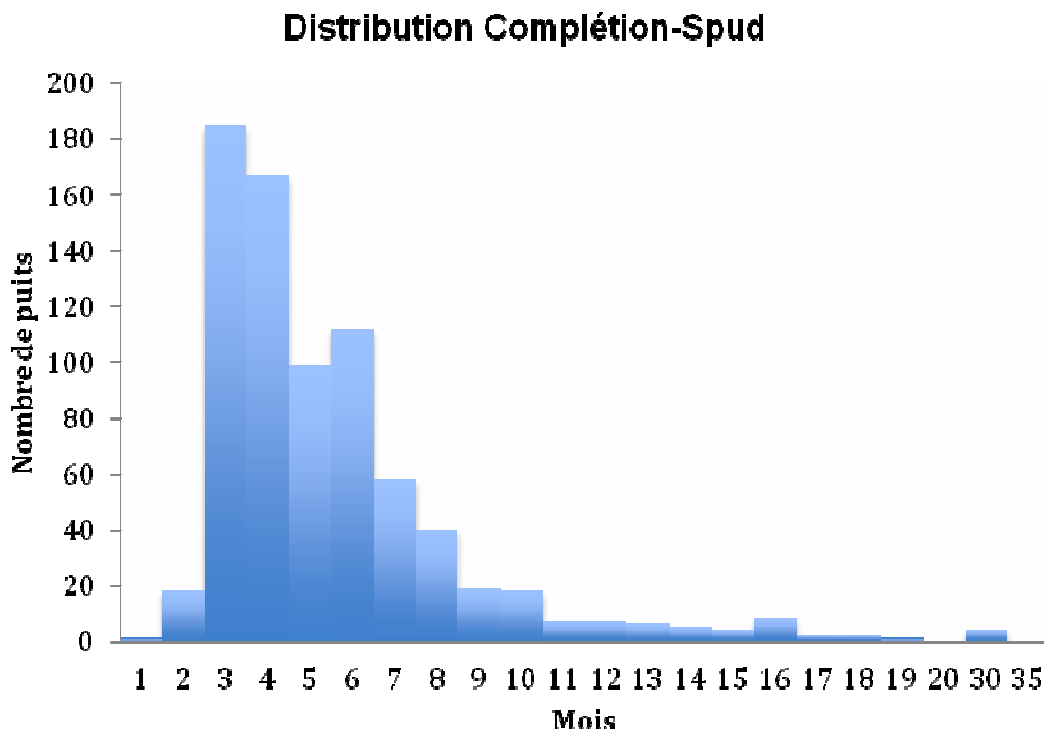


Figure 31 Distribution de la durée entre la mise en chantier d'un puits et sa complétion.
Source : DNR et calculs des auteurs.

En moyenne, il faut cinq mois à l'industrie pour compléter un puits après le début du forage mais presque la moitié des puits sont complétés dans un délai de quatre mois. La distribution affiche de fait une longue queue si bien que 4 % des puits prennent plus d'une année à être complétés et certains puits ne sont complétés qu'après 30 mois.

Pour le même échantillon de puits, nous avons aussi établi la distribution du délai entre l'octroi du permis et le début du forage. Dans la moitié des cas, les travaux de forage sont entrepris dans un délai de 35 jours. Le délai moyen est de 47 jours et, sauf de rares exceptions, ne dépasse pas six mois.

Répartition spatiale

L'évolution de la répartition spatiale des puits est illustrée par les Figures 39 à 41. La paroisse DeSoto est au cœur de la zone d'exploitation. La population de cette paroisse a bondi¹⁶ de 25 % entre 2000 et 2010, passant de 25 494 à 32 000 personnes après 20 ans de stagnation. Il s'agit d'une zone peu peuplée avec une densité de 11 personnes par km².

La densité des puits varie considérablement dans la zone d'exploitation (cf. la Figure 35). Elle atteint plus de trois puits par km² dans les régions du nord de la paroisse De Soto. Cette concentration illustre le phénomène des « sweet spots », *i.e.* que l'exploitation des gaz de shale s'avère économiquement rentable que dans certains secteurs très particuliers.

¹⁶ Cf. http://en.wikipedia.org/wiki/DeSoto_Parish,_Louisiana, site consulté le 18 avril 2012.

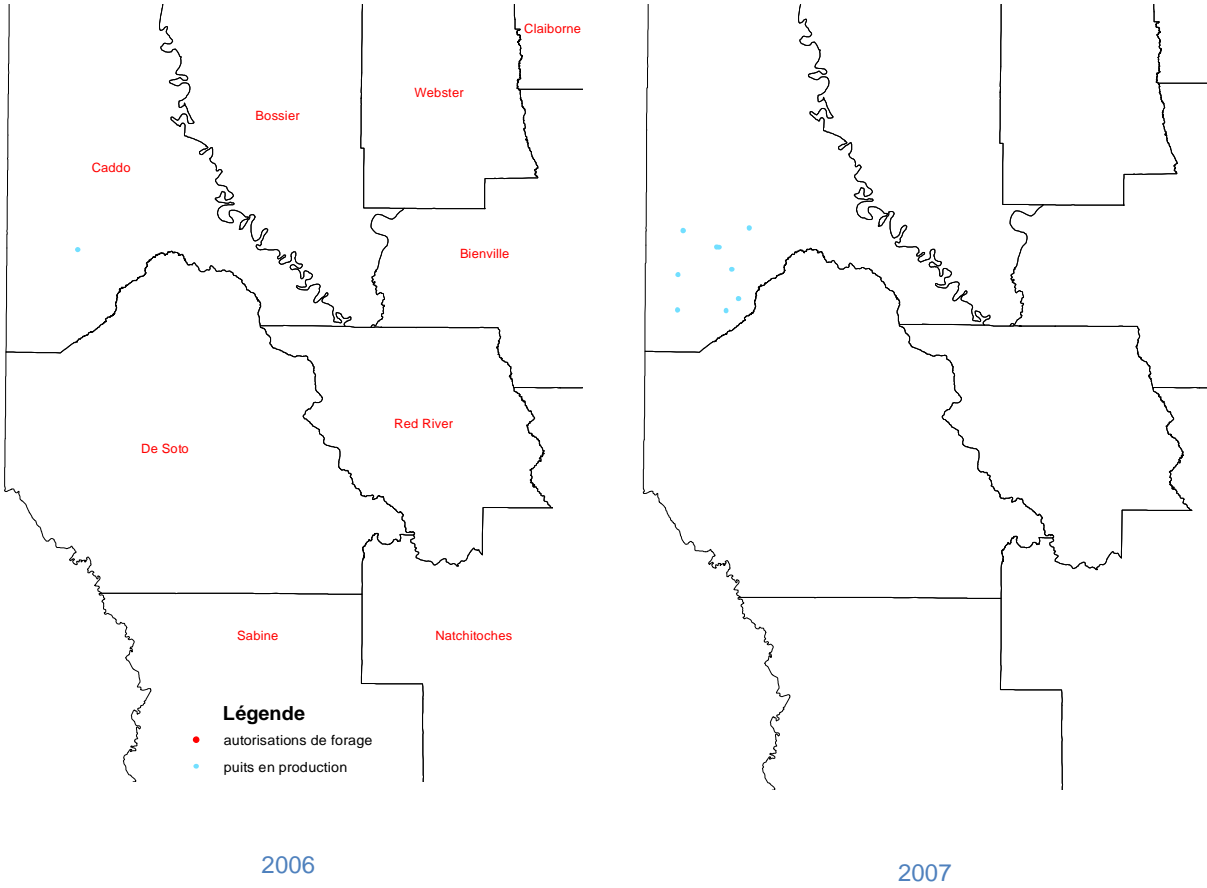


Figure 32 Répartition spatiale des puits dans le Haynesville (Louisiane) ; cumulée entre 2006 et 2011. Source : DNR.

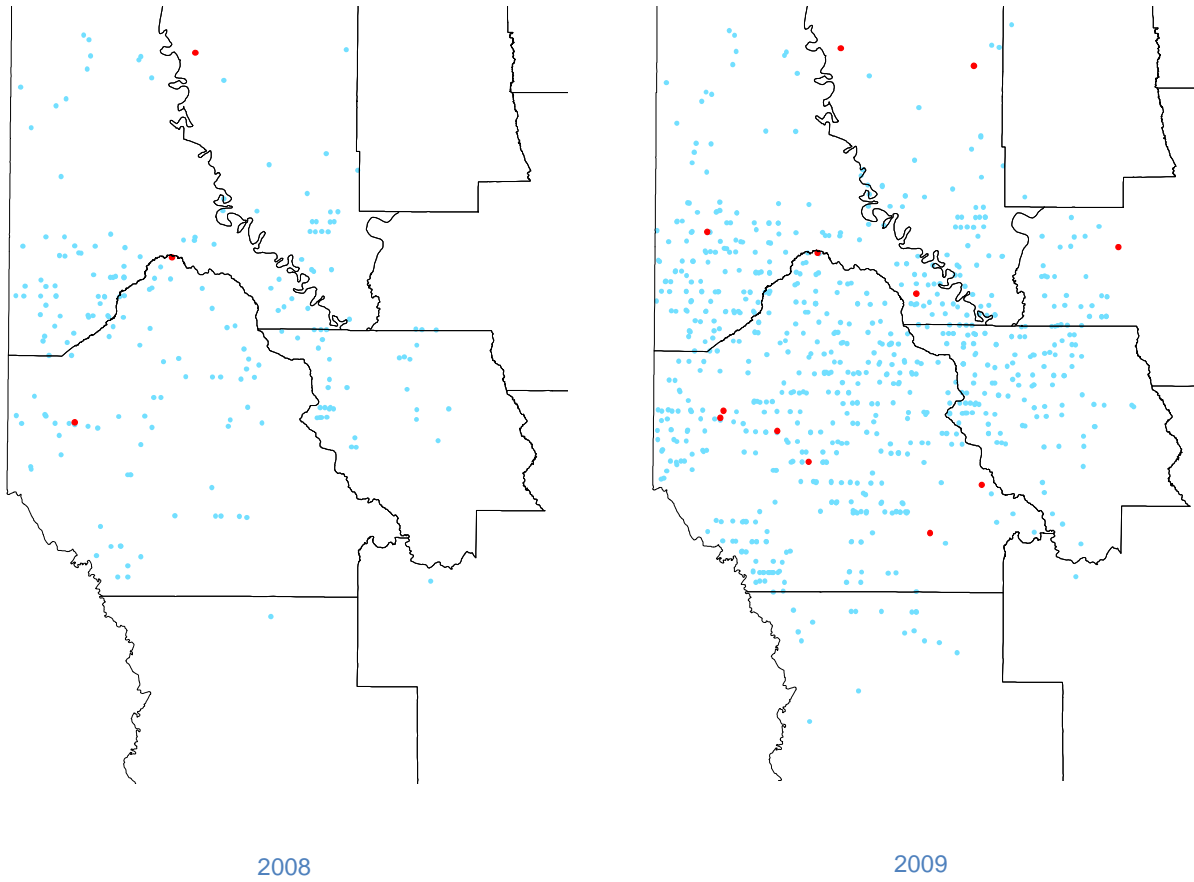


Figure 33 Répartition spatiale des puits dans le Haynesville (Louisiane) ; cumulée entre 2006 et 2011. Les points bleus correspondent à des puits en production et les points rouges correspondent à des autorisations de forage. Source : DNR.

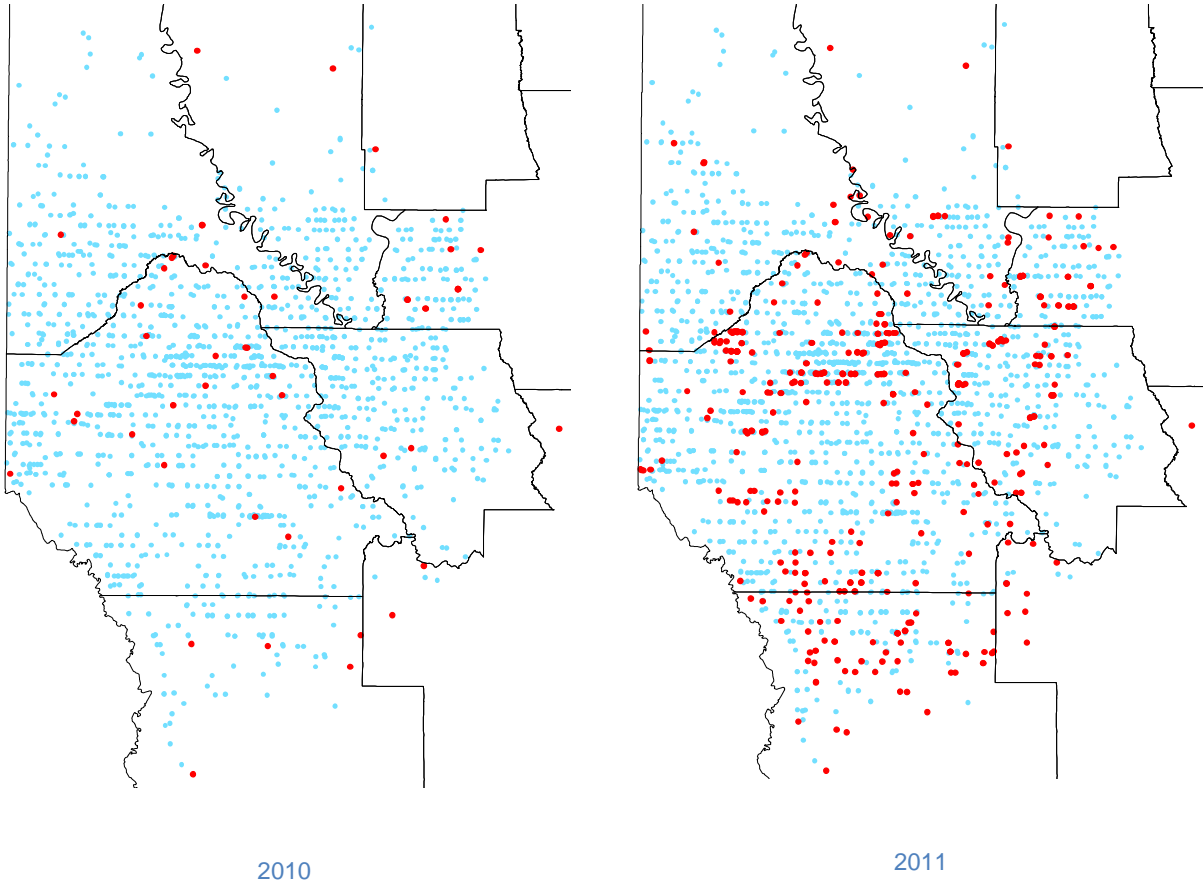


Figure 34 Répartition spatiale des puits dans le Haynesville (Louisiane) ; cumulée entre 2006 et 2011. Les points bleus correspondent à des puits en production et les points rouges correspondent à des autorisations de forage. Source : DNR.

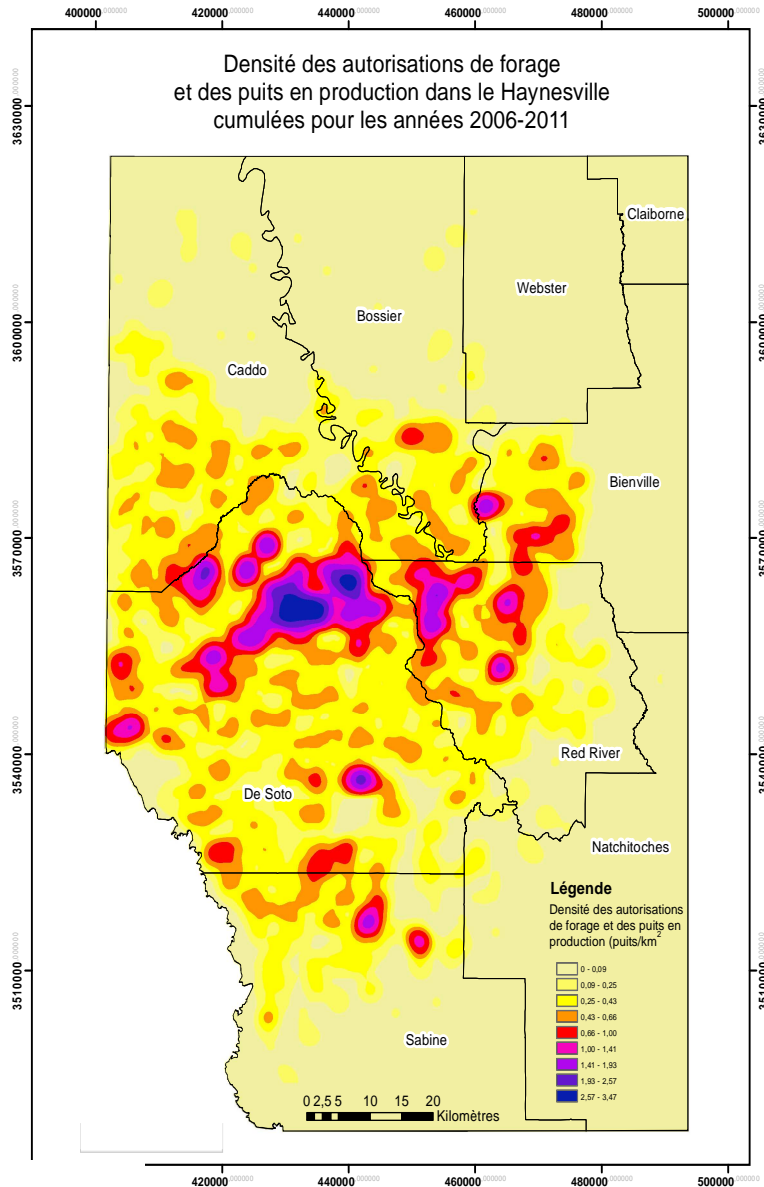


Figure 35 Densité des autorisations de forage et des puits en production dans le Haynesville cumulées pour les années 2006-2011. Source : DNR et calculs des auteurs.

Montney

Les données concernant le Montney proviennent de la *British Columbia Oil and Gas Commission*¹⁷ (BCOG).

Décompte des puits

La Figure 36 donne une idée du niveau d'activité de l'industrie gazière et pétrolière en Colombie-Britannique. Le graphique illustre l'évolution du nombre de puits de gaz et de pétrole effectivement forés chaque année¹⁸ entre 1990 et 2011. L'activité atteint un maximum en 2006 avec 1435 puits forés.

L'industrie a exploré et exploité de nombreuses formations géologiques en Colombie-Britannique ; le shale de Montney est la dernière en date. La Figure 37 illustre cette évolution. On y rapporte le nombre de permis émis entre 2000 et 2011 pour le forage de puits de gaz en distinguant la formation géologique concernée. Cette figure illustre l'intérêt marqué pour le Montney à partir de 2009.

¹⁷ Cf. <http://www.bcogc.ca/>. Site consulté le 13 avril 2012.

¹⁸ La série mensuelle est disponible : nous ne la rapportons pas parce qu'elle affiche une forte saisonnalité. L'activité est très forte en hiver (de janvier à mars) et au ralenti au printemps (mai et juin).

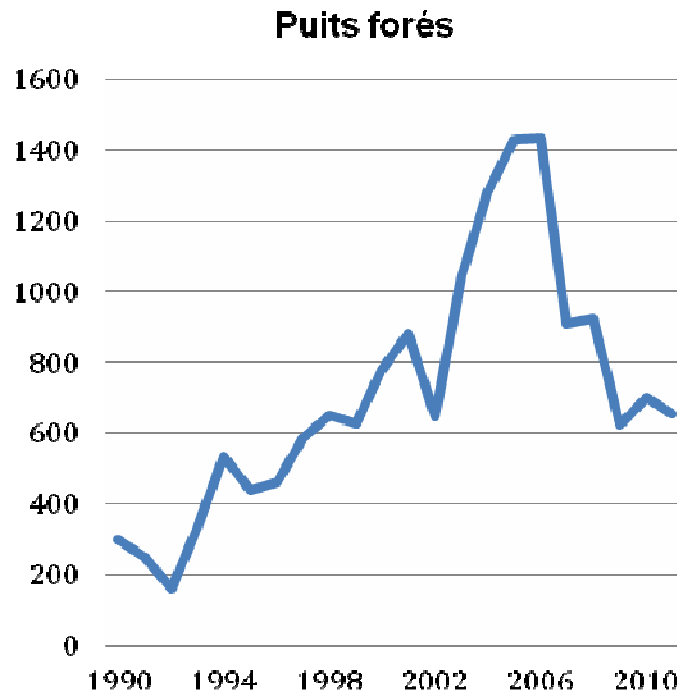


Figure 36 Décompte des puits forés en Colombie-Britannique. Source : BCOG.

L'exploitation des shales gaziers n'est possible que grâce aux techniques sophistiquées de fracturation et de forage horizontal. Le recours à ces techniques demande du matériel et une expertise particuliers que ne possèdent pas toutes les entreprises dans l'industrie. Ce phénomène est illustré dans la Figure 38 qui reprend le décompte des permis dans le Montney en le déclinant selon les compagnies détentrices des permis. Encana, Shell Canada et Talisman sont ainsi parmi les plus gros joueurs présents dans le Montney. On note ainsi que le nombre de permis octroyés à la catégorie « Autres » (en bleu) qui regroupe les plus petits joueurs (en termes de nombre de puits) a doublé entre 2009 et 2011 (une augmentation de 103 %), alors que le nombre de celui octroyés aux plus gros joueurs a augmenté de 151 %.

Nombre de permis par formation géologique

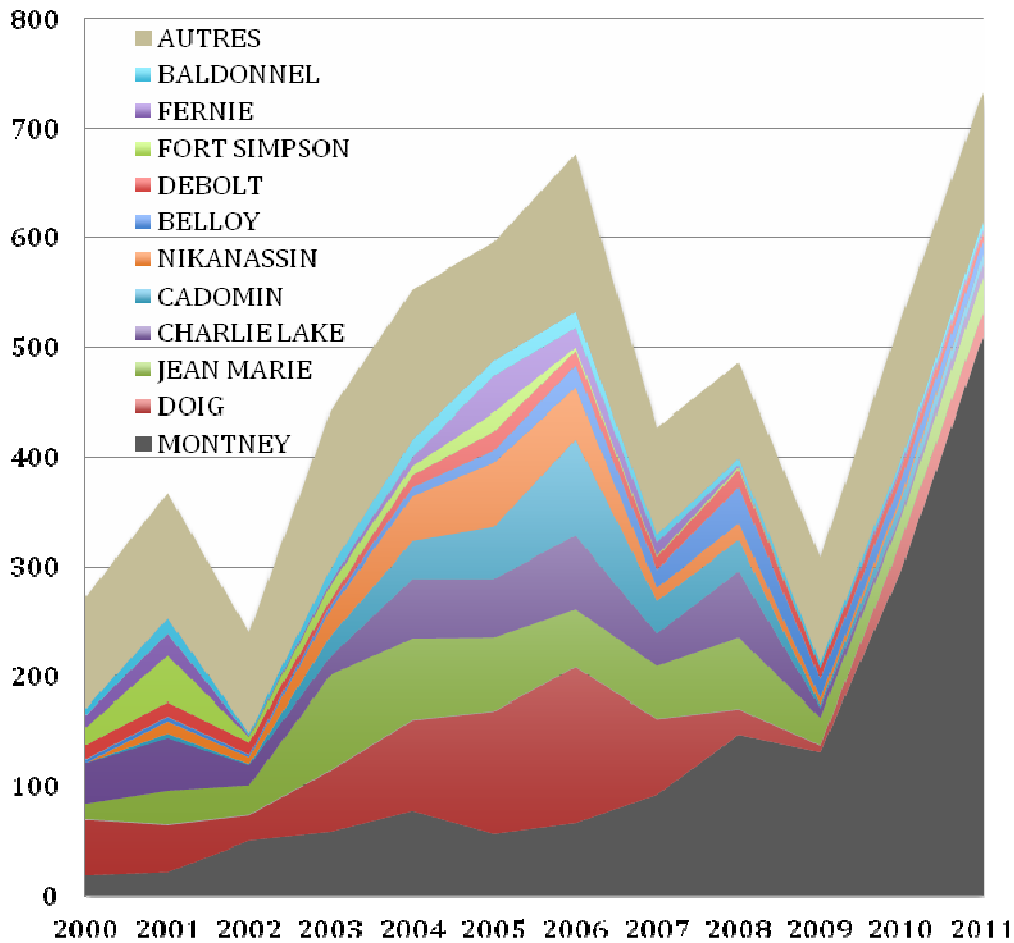


Figure 37 Nombre de permis octroyés par formation géologique prospectée.
Source : BCOG et calculs des auteurs.

Répartition spatiale

La Figure 39 illustre le développement du Montney depuis 2006. L'effet cumulatif de ces puits est illustré dans la Figure 40. Il demeure relativement faible et atteint à peine 1,5 puits par km² dans les zones les plus intensément développées. La Figure 41 donne une idée de la dispersion des pads dans la région du Montney.

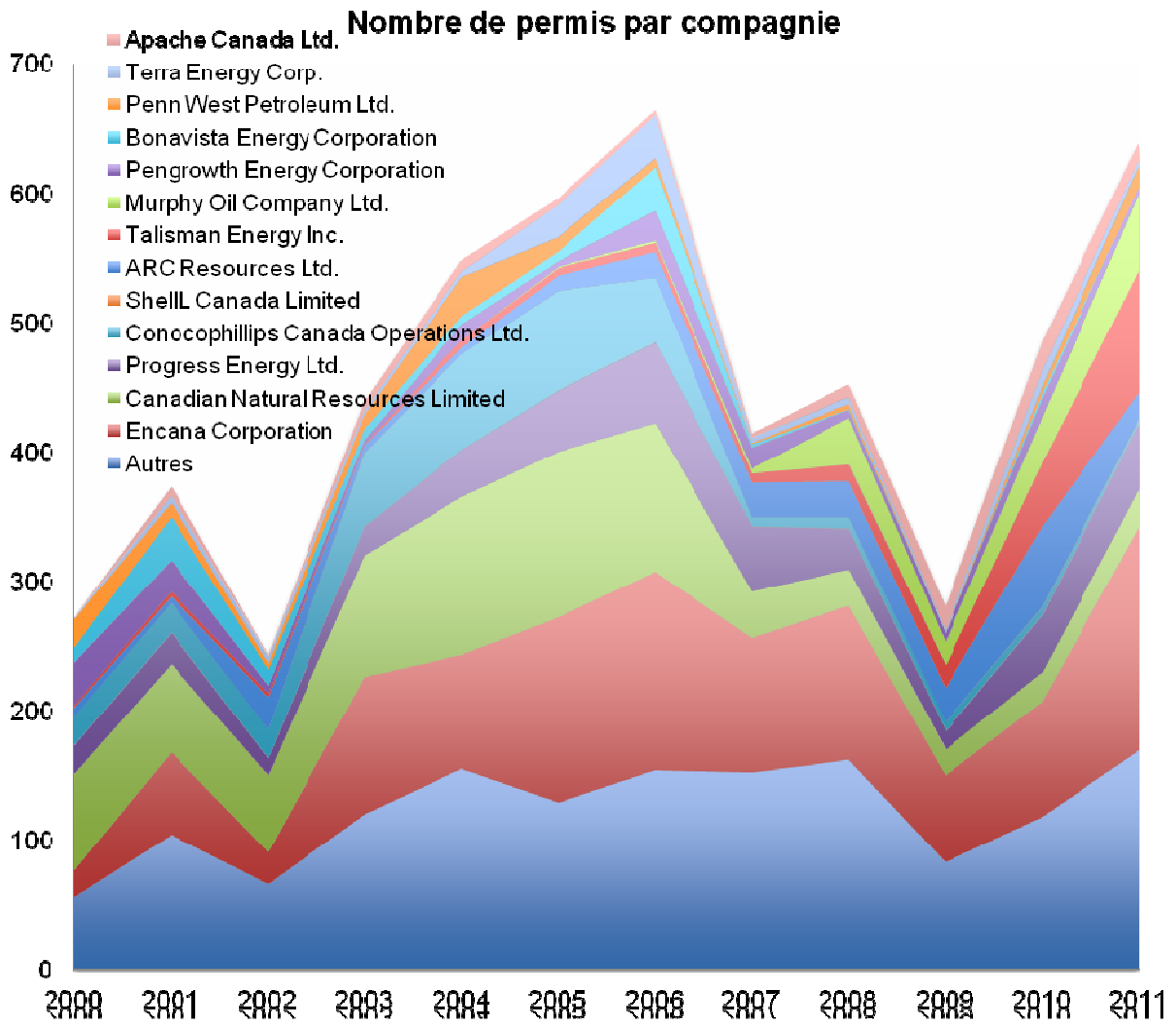


Figure 38 Nombre de permis octroyés par compagnie. Source : BCOG et calculs des auteurs.

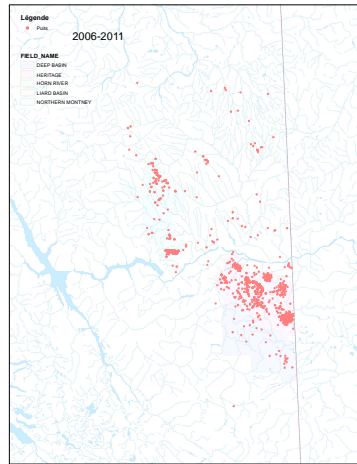
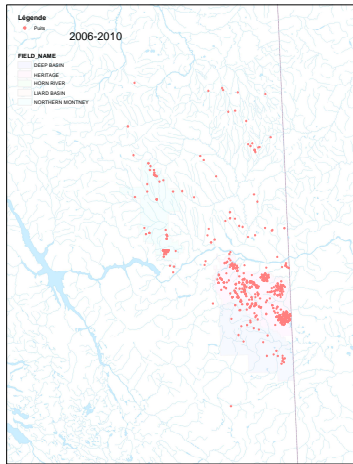
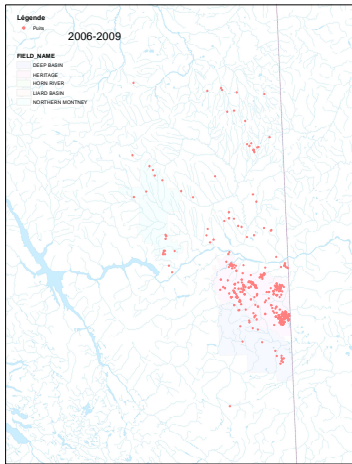
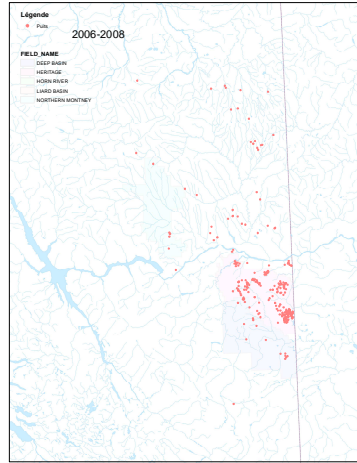
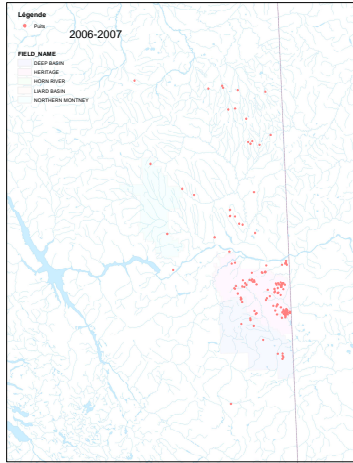
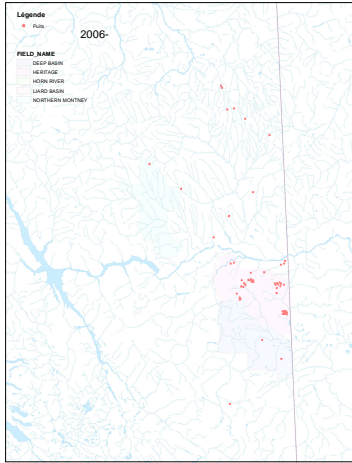


Figure 39 Déploiement de l'industrie dans le Montney entre 2006 et 2011.

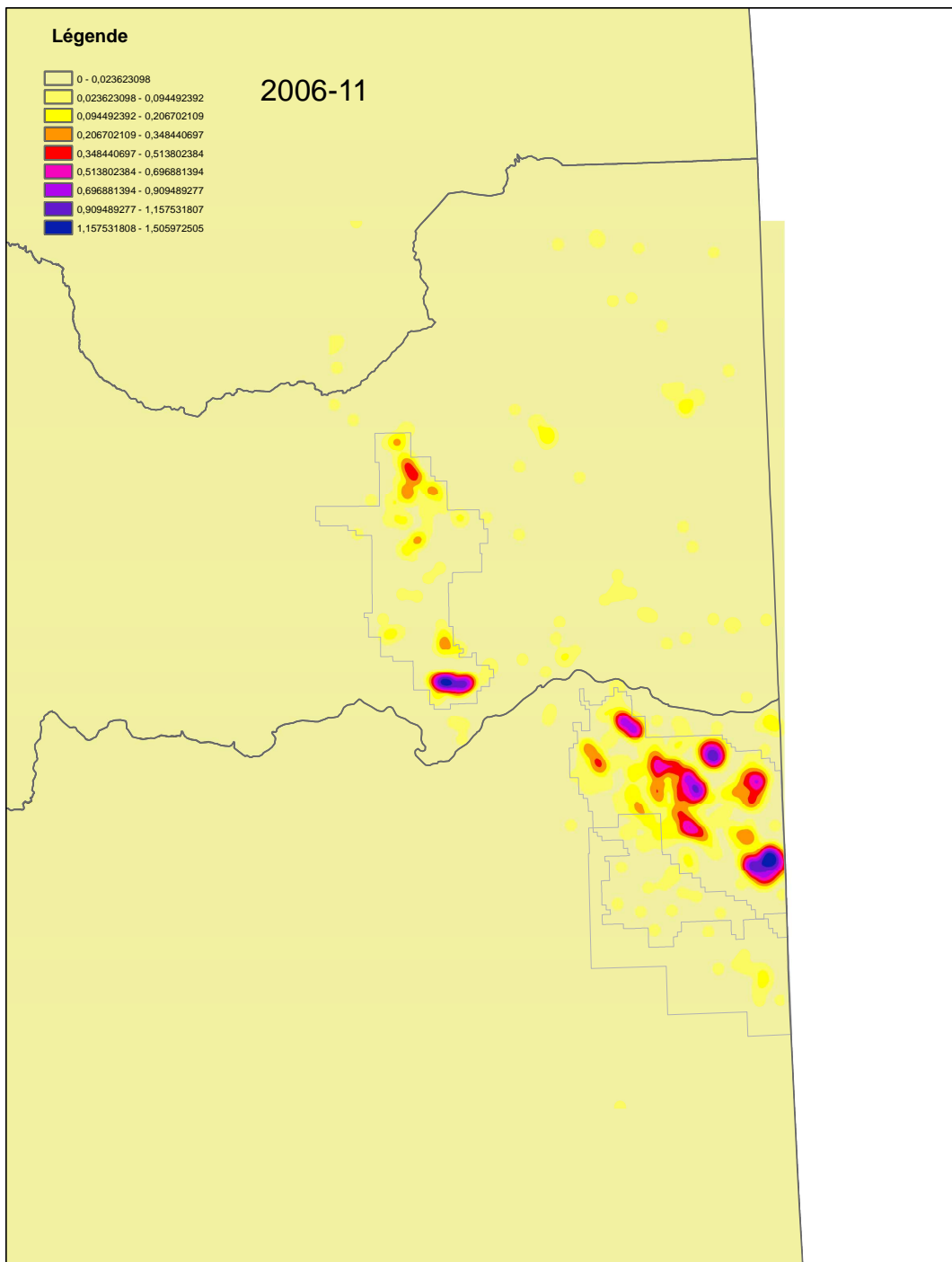


Figure 40 Densité des puits dans le Montney.



Figure 41 Quatre pads du Montney. Le pad en bas correspond au permis no 22914 obtenu par la société Encana (lat. 55,5622 ; long. -120,098).

Le développement potentiel de l'industrie du gaz de shale au Québec

Sous l'angle économique, tout scénario de développement de l'industrie du gaz de shale au Québec dépend de la rentabilité attendue dans les années à venir, soit l'écart entre le prix du gaz et son coût de production. Dans cette section nous présentons les principaux facteurs qui peuvent influencer ce prix et ces coûts. Nous discutons tour à tour de l'industrie nord-américaine du gaz naturel, de l'évolution du prix et du coût de production au Québec.

L'industrie nord-américaine du gaz naturel

Depuis l'Accord de libre-échange (ALE) signé par le Canada et les États-Unis en 1987, il existe un marché intégré du gaz naturel entre ces deux pays.¹⁹ Cette intégration signifie que les producteurs peuvent vendre à tous les clients qui sont accessibles par les réseaux de transport et que les clients peuvent s'approvisionner auprès des producteurs de leur choix. Si nous prenons en considération la panoplie de contrats qui existent et qui permettent de gérer les risques à la fois pour les consommateurs et les producteurs, il s'en suit que les consommateurs paient le même prix à un nœud donné des réseaux de transport et que les producteurs y reçoivent également le même prix. Les prix établis à certains nœuds sont utilisés comme prix de référence pour le marché du gaz naturel. Ainsi le prix à Henry Hub en Louisiane sert de référence pour le marché des États-Unis et il est utilisé pour les ententes négociées au NYMEX et le prix à AECO en Alberta sert de référence pour le marché canadien.

¹⁹ L'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) qui inclut également le Mexique et qui a pris effet en 1994 n'a pas modifié cette situation puisque le secteur mexicain de l'énergie n'en fait pas partie.

Avant l'arrivée du gaz de shale, il existait trois grandes zones de production : i) le golfe du Mexique et le Texas ; ii) le Colorado et l'est des Montagnes Rocheuses américaines et iii) l'Alberta. Il y avait très peu de production dans la région est de l'Amérique du Nord. Les prix les plus faibles se retrouvaient en Alberta et augmentaient à mesure que le gaz se déplaçait vers l'est et vers le sud. En général, les consommateurs paient le même prix pour la matière gaz naturel une fois que les coûts de transport sont pris en compte. La majeure partie du gaz naturel consommé au Canada provient de l'Alberta et les consommateurs paient le même prix pour la matière gaz naturel. Les différences de prix entre les régions sont associées aux coûts de transport. Les consommateurs du Québec paient des prix plus élevés qu'en Ontario à cause du transport additionnel tout comme c'est le cas pour les consommateurs ontariens par rapport aux consommateurs manitobains.

Si le Québec devient un jour un producteur de gaz naturel à partir des shales gazifères, cette nouvelle production s'ajoutera à l'offre à l'échelle nord-américaine. Il n'y aura pas un produit gaz naturel identifié au Québec. Une fois injecté dans le réseau de transport, le gaz naturel est un produit homogène : du gaz, c'est du gaz, quelle que soit son origine. Donc le prix du gaz naturel québécois serait déterminé par les conditions de marché à l'échelle nord-américaine. C'est à ce niveau que la rentabilité du développement potentiel de l'industrie québécoise du gaz naturel des shales doit être analysée.

Actuellement, le prix du gaz naturel au Québec est un des plus élevés en Amérique du Nord : le Québec est situé à l'extrémité est du réseau pan canadien qui a son origine en Alberta. Bien que les Québécois paient le même prix du gaz naturel que les Ontariens pour la matière, ils supportent le coût additionnel de l'acheminer jusqu'à la frontière québécoise. Même si le Québec devenait producteur, le prix au Québec continuerait d'être déterminé de cette façon tant et aussi

longtemps que le Québec serait un importateur net (Bernard, 2010). Il n'y a qu'un seul prix au Québec à cause de l'homogénéité du produit. Si le Québec devenait un exportateur net, alors seulement y aurait-il une baisse spécifique du prix au Québec : le prix au Québec deviendrait le prix payé en Ontario, lieu présumé des exportations québécoises, moins le coût de transport pour acheminer le gaz naturel du Québec vers sa voisine.²⁰

S'il y a intégration du marché du gaz naturel à l'échelle nord-américaine, ce n'est pas le cas à l'échelle mondiale. Les capacités de transport du gaz naturel liquéfié (GNL) entre les continents ne sont pas suffisantes pour supporter un arbitrage des prix à ce niveau, comme c'est par contre le cas pour le pétrole. Ainsi, selon BP (2011), le prix du gaz naturel en dollars américains par millions de BTU fut en 2010 de 10,91 \$ au Japon, de 8,01 \$ en Allemagne, de 6,56 \$ au Royaume-Uni, de 4,39 \$ aux États-Unis (Henry Hub) et de 3,69 \$ en Alberta. L'Asie du Pacifique et l'Europe sont des importateurs nets de GNL alors que le Moyen-Orient, particulièrement le Qatar et l'Afrique sont des exportateurs nets.

L'évolution du prix

La Figure 42 présente l'évolution du prix mensuel moyen payé à la tête des puits aux États-Unis de janvier 2008 à janvier 2012. Il peut être aperçu que le prix a atteint des sommets excédant 10 \$ US par mcf durant les mois qui ont précédé la crise économique à l'été 2008. Le prix s'est alors effondré à 4,70 \$ US en janvier 2009, soit une chute de plus de 50 %. Par après, il

²⁰ Le même mode de détermination du prix s'appliquerait si le Québec exportait vers la Nouvelle Angleterre ou New York plutôt que l'Ontario.

ne s'est pas redressé comme le prix du pétrole²¹ et il a oscillé autour de 4 \$ US, soit un niveau inférieur aux valeurs réalisées en dollars constants au cours des douze dernières années.

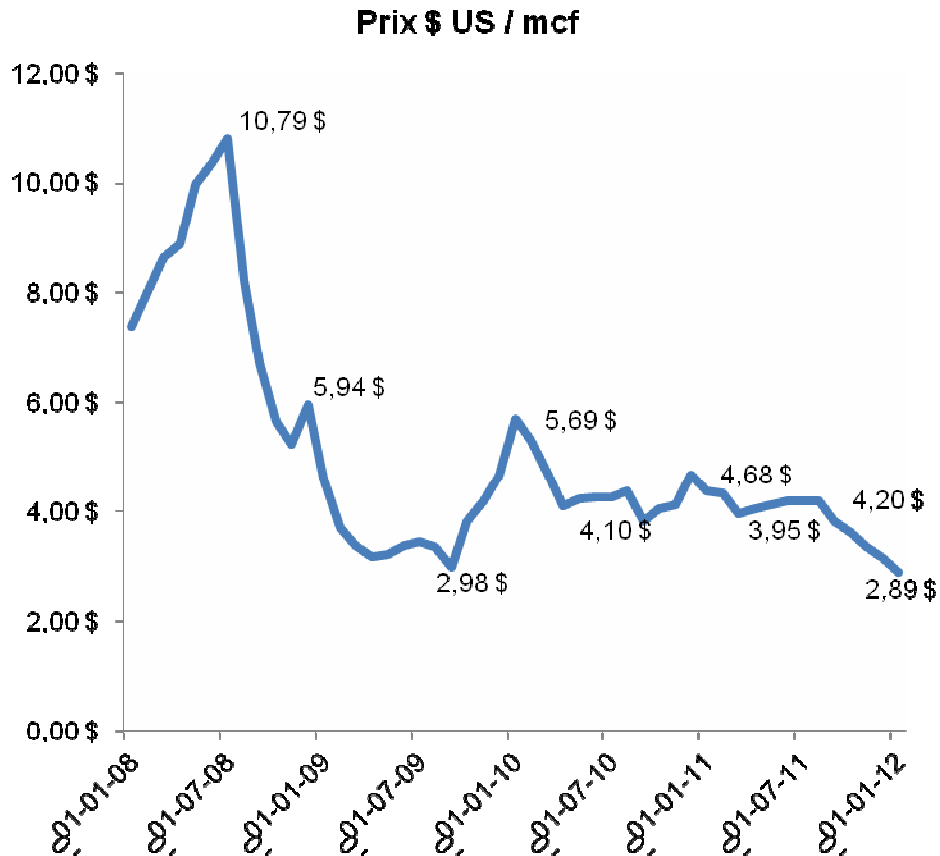


Figure 42 Prix mensuel moyen du gaz naturel à la tête de puits, en \$US par mcf. Source : EIA, U.S. Department of Energy.

Cette baisse soutenue des prix est le résultat de l'arrivée massive du gaz de shale sur le marché nord-américain. Alors que cette source était marginale en 2006, elle représente aujourd'hui 25 % de la production des États-Unis, premier producteur mondial de gaz naturel.²²

²¹ Le prix du pétrole a atteint un sommet de 147 \$ US / baril en juillet 2008 pour chuter à 35 \$ US en janvier 2009. Depuis, il s'est redressé et depuis quelques mois, il se maintient à plus de 100 \$ US.

²² L'hiver clément de 2011-2012 a aussi joué un rôle à l'égard de la baisse récente.

Qu'est-ce qui pourrait entraîner le prix du gaz naturel à se raffermir? Le prix est le résultat de l'interaction entre l'offre et la demande. De part et d'autre, il y a des facteurs qui opèrent à court terme et d'autres à plus long terme. Du côté de l'offre, il est évident que les bas prix actuels réduisent la rentabilité des opérations gazières et des projets qui sont considérés. Cependant la présence de liquides de gaz dont les prix suivent ceux du pétrole tend à supporter la production de gaz naturel même à des prix très bas. Il demeure que les faibles prix rendent des opérations et des projets non rentables. D'ailleurs, il existe une corrélation positive entre les prix et le niveau d'activité dans le forage pour fins d'exploration et de production de gaz naturel. Ce recul de l'offre devrait contribuer à raffermir les prix.

Du côté de la demande, ce sont les effets de substitution qui opèrent. Présentement, le prix du gaz naturel est très bas par rapport aux prix des autres énergies fossiles comme le charbon et le pétrole. Une demande accrue de gaz naturel provient de la production d'électricité. En 2010, les États-Unis disposaient d'une capacité totale de génération de 1138,6 GW dont 467,2 GW (41 %) générés par du gaz naturel et 342,3 GW (30 %) par du charbon. Dans les années précédentes, les coûts d'opération des centrales au charbon étaient inférieurs à celles brûlant du gaz naturel. Les centrales au charbon occupaient donc le rôle de centrales de base par rapport aux centrales au gaz naturel – qui opéraient surtout durant les périodes de pointe – et elles avaient des facteurs d'utilisation plus élevés. En 2005, les centrales au charbon produisaient la moitié de l'électricité générée aux États-Unis contre 19 % pour les centrales au gaz naturel. En 2010, la contribution des centrales au charbon n'était plus que de 45 % alors que celles brûlant du gaz naturel avait grimpé à 23 %. Le gaz naturel a ainsi réalisé des gains par rapport au charbon dans la génération d'électricité. En 2011, la Energy Information Administration (EIA) du Department of Energy des États-Unis a estimé le coût annualisé d'une centrale conventionnelle au charbon

installée en 2016 à 9,5 ¢ / kWh et celui d'une centrale au gaz naturel à 6,6 ¢ / kWh. Cette différence de coûts constitue un avantage significatif pour les nouvelles centrales en faveur du gaz naturel.

En 2010, le coût du gaz naturel en \$ US / million BTU était de 4,39 \$ aux États-Unis (Henry Hub) et de 3,69 \$ en Alberta; par contre, il était de 13,47 \$ pour le pétrole (BP, 2011). Un tel écart est apparu après 2008 alors que le prix du gaz naturel s'est effondré et celui du pétrole s'est relevé pour atteindre 100 \$ US / baril et plus. Durant les quinze années précédant la crise économique de 2008, les deux prix se sont suivis de très près. Le grand écart actuel favorise la substitution du pétrole par le gaz naturel dans plusieurs usages : le chauffage, les produits chimiques et même le transport par camion et autobus.

Nous avons déjà noté plus haut les grandes différences de prix en faveur de l'Amérique du Nord par rapport aux autres continents. De tels écarts constituent une incitation à développer des nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel sous forme de GNL. Un projet d'usine d'exportation (Sabine Pass Liquefaction au Texas) a déjà été approuvé par Federal Energy Regulatory Commission (FERC) aux États-Unis et quatre autres projets d'exportation lui ont été présentés. Sur la côte ouest canadienne, un projet d'usine de liquéfaction pour fin d'exportation localisé à Kitimat est proposé ; cette usine serait alimentée par le gaz de shale provenant du nord-est de la Colombie-Britannique et permettrait d'exporter du GNL vers l'Asie du Pacifique. C'est un changement majeur : le même développeur avait proposé de construire une usine de GNL pour fin d'*importation* seulement cinq ans auparavant.

La construction d'installations permettant l'exportation de GNL requiert plusieurs années; il demeure qu'à long terme, ces usines augmenteront la demande de gaz naturel en Amérique du Nord et contribueront à hausser le prix.

EIA (2012) prévoit que le prix du gaz naturel va demeurer faible au niveau de 5 \$ US / mcf en dollars de 2010 jusqu'en 2023 et ensuite monter graduellement pour atteindre 6,52 \$ US en 2035. Il s'agit de niveaux inférieurs à ceux observés avant la crise économique de 2008. Le facteur dominant derrière ces faibles prix est l'expansion fulgurante de la production de gaz naturel à partir des shales gazifères.

Le coût de production

L'autre élément de la rentabilité de l'industrie est le coût. Alors que le prix reflète les conditions de marché pour l'ensemble de l'Amérique du Nord et que les composantes locales y jouent un rôle marginal, la situation est inversée en ce qui a trait au coût pour lequel les conditions locales sont dominantes. Même si les avancées technologiques qui ont permis l'extraction du gaz naturel à partir des shales gazifères sont les mêmes dans toutes les zones qui ont été mises en exploitation jusqu'à ce jour, les applications de cette technologie sont fortement influencées par les conditions locales. Nous allons passer en revue les principaux facteurs qui influencent les coûts à ce niveau.

Chaque dépôt de gaz de shale est unique et ceci reflète les conditions qui ont amené sa formation dans la couche terrestre. Les principales conditions géologiques qui influencent les coûts sont la localisation, l'ampleur des réserves, la profondeur dans le sol, la possibilité de fracturer le roc, la pureté du gaz et la présence de liquides de gaz naturel. Toutes ces conditions ont été déterminées par l'histoire géologique et elles diffèrent d'un dépôt à un autre.

En général, l'industrie tend à développer les dépôts par ordre croissant des coûts et c'est normal puisque les dépôts à faibles coûts ont une rentabilité plus élevée pour un prix donné. Jusqu'à présent, environ 30 puits ont été forés au Québec et il n'y a aucune production commerciale. Nous n'avons donc pas d'estimés relativement précis des coûts pour déterminer où se situent les dépôts au Québec par rapport à ceux des autres régions en Amérique du Nord. Il est donc impossible d'évaluer le prix du gaz naturel qui permettrait le développement d'une industrie rentable au Québec. C'est pourquoi nous nous limiterons à la présentation du rôle joué par certains facteurs importants.

Le Québec dispose d'un avantage de localisation par sa position à l'extrême est du réseau de transport pan canadien dont l'origine se situe en Alberta. C'est au Québec où le prix est le plus élevé à cause des coûts de transport ; cet avantage de prix va perdurer aussi longtemps que le Québec sera un importateur net.²³ De plus, les zones potentielles de production au Québec sont situées relativement près du réseau de transport déjà en place. Ceci permet des économies sur les coûts de branchement sur le réseau.

Le niveau des coûts n'est pas indépendant de la taille de l'industrie. Dans les autres régions où l'industrie des shales gazifères s'est développée en Amérique du Nord, elle a pu bénéficier de la présence d'une industrie des services qui épaulait déjà l'exploitation du gaz naturel selon les méthodes conventionnelles d'extraction. Ce n'est pas le cas au Québec et si l'industrie se développait, elle devrait initialement importer les équipements et le personnel requis. C'est un handicap majeur car l'industrie ne se développera que si une industrie de services émerge au Québec.

²³ Cet avantage pourrait disparaître si une production importante apparaissait dans les provinces situées à l'est du Québec.

Ceci soulève la question du nombre minimal de puits à forer annuellement pour permettre le développement de l'industrie des services. Le nombre de puits à forer joue également un autre rôle relié à la baisse rapide de la production durant la phase initiale qui est ensuite suivie d'un long déclin s'échelonnant sur plusieurs années. Pour être à même de bénéficier de ce niveau élevé de production tout en maintenant un niveau assez stable pour rentabiliser les infrastructures de raccordement, les producteurs doivent développer constamment des nouveaux puits situés près des puits existants.

Pour terminer, il faut rappeler que l'industrie du gaz de shale est une industrie naissante et qu'elle est encore en phase d'apprentissage. Il y aura encore des développements technologiques accompagnés de l'accumulation de connaissance qui influenceront les niveaux de coûts réalisés dans le futur.

Conclusion

A partir de l'analyse présentée ci-dessus, voici quelques conclusions qui peuvent en être tirées :

1. S'il n'y a pas de développement de l'industrie du gaz de shale au Québec, le prix du gaz naturel continuera d'être déterminé par le mécanisme qui s'applique présentement en Amérique du Nord : le prix au Québec sera le prix en Ontario auquel s'ajoute le coût additionnel de transport. Il est probable que le gaz naturel ne proviendra plus de l'Ouest canadien, mais du Marcellus ou de l'Utica de New York. Si une production devait surgir à l'est du Québec et que des infrastructures de transport étaient mises en place pour l'acheminer au Québec,

alors le prix au Québec serait le prix au point de départ plus le coût additionnel de transport jusqu'au Québec.

2. Si le Québec imposait une réglementation à cette industrie qui serait plus sévère que dans les autres régions productrices, ceci déplacerait vers le haut la position du Québec dans l'ordre de coûts. Dans l'éventualité où les réserves de gaz sont confirmées, il s'en suivrait que le développement au Québec surviendrait plus tard et sur une plus petite échelle ; il est possible que ce développement ne se réalise jamais. Le raisonnement inverse s'applique si le Québec a une réglementation moins sévère que les autres.

Annexe : Les courbes de déclin

Une courbe de déclin représente le flux de gaz $q(t)$ d'un puits en fonction du temps t . L'aire sous cette courbe représente la quantité totale de gaz que le puits doit éventuellement donner, soit la *EUR*. Dans la mesure où le débit d'un puits est régulier, on présume que cette courbe appartient à la famille des courbes à déclin dit « hyperbolique » d'équation générale $q(t) = q_i (1 + b D_i t)^{-1/b}$ avec q_i , D_i et b comme paramètres. Le taux de déclin $D(t)$ d'un puits au temps t est défini par $D(t) = - \partial q(t) / q(t)$ où ∂q dénote la dérivée de q . En calculant cette

expression pour la famille hyperbolique, on obtient $D(t) = D_i / (1 + b D_i t)$, soit une valeur qui tend asymptotiquement vers zéro à mesure que le temps s'écoule si $b > 0$, et d'autant plus rapidement que ce paramètre est grand. Les paramètres q_i et D_i correspondent donc à la production initiale $q(0) = q_i$ et au taux de déclin initial $D(0) = D_i$ évalués en $t = 0$. À partir des données initiales de production, on détermine q_i et D_i et on estime la valeur de b qui donne la courbe la plus conforme aux données recueillies.

La quantité de gaz $Q(t)$ recueillie après un temps t correspond à l'intégrale définie de q entre 0 et t . Avec cette famille, on obtient analytiquement

$$\begin{aligned}
Q(t) &= \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{1-b} - q_t^{1-b}) \\
&= \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left(1 - \frac{1}{(1 + bD_it)^{\frac{1-b}{b}}} \right)
\end{aligned}$$

Lorsque $b < 1$, le numérateur $(1 + bD_it)^{\frac{1-b}{b}}$ explose avec t et cette intégrale converge vers $Q(\infty) = q_i / D_i(1-b)$; cette somme correspond alors à la *EUR*²⁴. Autrement, l'intégrale diverge²⁵ et il faut déterminer un temps d'arrêt pour évaluer la quantité de gaz éventuellement récupérée ; ce temps d'arrêt est établi à partir du moment où le flux de gaz descend sous une borne inférieure économiquement viable.

²⁴ Le cas où $b = 0$ se résout facilement par un passage à la limite. On obtient alors une courbe de déclin exponentielle dont le taux de déclin est constant et l'*EUR* équivaut q_i/D_i .

²⁵ En rapport avec ce nous avons dit plus haut, lorsque b est grand, le taux de déclin baisse trop rapidement, de sorte que la production ne décline pas assez rapidement pour assurer une quantité de gaz récupéré finie. Il s'agit d'une curiosité mathématique.

Références

APGQ (2010), Association pétrolière et gazière du Québec, *Courbe de déclin d'un puits horizontal produisant des shale des Marcellus*, 6 octobre 2010, pièce DB 19 du Rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, no 273, 2011.

Baihly J., Altman R., Malpani R., et Luo F. (2010), « Shale Gas Production Decline Trend Comparison Over Time and Basins », SPE 135555, Society of Petroleum Engineers.

Baihly J., Altman R., Malpani R., et Luo F. (2010a), « Shale Gas Production Decline Trend Comparison Over Time and Basins », SPE 135555, Schlumberger (présentation).

Bernard J.-T. (2010), « Valeur et impact économique du gaz de shale au Québec », *Actualité économique*, 86(4) :531-537.

Birmingham J. (2010), « What “type” of operators are top operators in the Barnett Shale? », cf. <http://info.drillinginfo.com/urb/barnett/operators/2010/07/what-type-of-operators-are-top-operators-in-the-barnett-shale/> . Site consulté le 29 avril 2012.

BGGW (2009), Berstein Global Wealth Management, *Black Book – Natural Gas: Method in Madness?* livre électronique.

BP (2011), *BP Statistical Review of World Energy*, Juin 2011.

Cohen D. (2010), « A Miracle In the Marcellus Shale? », blogue, 19 avril 2010.

<http://www.declineoftheempire.com/2010/04/a-miracle-in-the-marcellus-shale.html> . Site consulté le 6 mai 2012.

Conrad L. (2010), *British Columbia's Key Natural Gas Plays: Horn River and Montney*, présentation, 4 juin 2010, Encana.

EIA (2011a), U.S. Energy Information Administration, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*.

EIA (2011b), U.S. Energy Information Administration, *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*.

EIA (2012), U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2012*, U.S. Department of Energy.

Engelder T. et Lash G. G. (2008), « Marcellus Shale Play's Vast Resource Potential Creating Stir In Appalachia », *The American Oil and Gas Reporter*, 51 (6), pp. 76-87.

EXCO (2010), Form 8-K, présentation, EXCO Resources, 14 septembre 2010.

Grant J., Parker L., Bar-Ilan A., Kembell-Cook S. et Yarwood G. (2009), *Development of Emissions Inventories for Natural Gas Exploration and Production in the Haynesville Shale*, ENVIRON International Corporation.

Hall R. K. (2008), *Evaluating Resource Plays with Evaluating Resource Plays with Statistical Models*, présentation, Russell K. Hall and Associates, Inc.

- IEA (2011), International Energy Agency, *Are We Entering a Golden Age of Gas? Special Report*.
- INTEK (2010), *Review of Emerging Resources – U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*, U.S. Energy Information Administration.
- Kaiser M. J. et Yu Y. (2011), « Louisiana Haynesville Shale 1 – Characteristics, production potential of Haynesville shale wells described », *Oil and Gas Journal* 109 (49).
- Kuuskraa V. A. (2010), *Case Study #1. Barnett Shale: The Start of the Gas Shale Revolution*, présentation, Advanced Resources International Inc., 6 avril 2010.
- NPC (2011), National Petroleum Council, *Prudent Development, Realizing the Potential of North America's Abundant Natural Gas and Oil Resources*.
- Navigant (2008), Navigant Consulting, *North American Natural Gas Supply Assessment*, American Clean Skies Foundation.
- ONE (2009), Office national de l'énergie, *A Primer for Understanding Canadian Shale Gas*.
- Penn State (2008), « Unconventional Natural Gas Reservoir In Pennsylvania Poised To Dramatically Increase US Production », *ScienceDaily*, 17 janvier 2008. Site consulté le 27 avril 2012.
- Rogers H. (2011), « Shale gas – the unfolding story », *Oxford Review of Economic Policy*, 27 (1), pp. 117-143.

USGS (2011a), U.S. Geological Survey, *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources in Jurassic and Cretaceous Strata of the Gulf Coast, 2010.*

USGS (2011b), U.S. Geological Survey, *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province.*

Smith C. (2010), *How Type Curves Vary As You Traverse The Haynesville Shale*, blogue, <http://info.drillinginfo.com/urb/haynesville/engineering/2010/04/how-type-curves-vary-as-you-traverse-the-haynesville-shale/> . Site consulté le 6 mai 2012.

Southwestern Energy (2011), Form 8-K, United States Securities and Exchange Commission, 27 octobre 2011, EDGAR Online.

Walsh W., Adams C., Kerr B. et Korol J. (2006), « Regional “Shale Gas” Potential of the Triassic Doig and Montney Formations, Northeastern British Columbia », *Petroleum Geology Open File 2006-02*, British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources.

Wince B. (2010), *Marcellus Shale*, présentation, Cheasapeake Energy, 2010.