

273 P NP DM147

Développement durable de l'industrie des gaz
de schiste au Québec

6212-09-001



Développement durable de l'industrie des shales gazéifères au Québec

Mémoire de la Société d'énergie Talisman présenté
au Bureau des audiences publiques sur
l'environnement

Le 11 novembre 2010

TABLE DES MATIÈRES

I.	INTRODUCTION.....	7
II.	L'EXPLOITATION DES SHALES GAZÉIFÈRES	9
A.	Historique de l'exploitation des shales gazéifères en Amérique du Nord.....	9
B.	Les étapes du développement de l'industrie	10
C.	Activités d'exploitation des shales gazéifères.....	13
1.	Activités d'acquisition sismiques.....	14
(a)	Le levé de type sismique-réflexion.....	14
(b)	Techniques de réalisation d'un levé de type sismique-réflexion.....	14
2.	Activités de forage.....	17
(a)	Choix et préparation des sites de forage.....	17
(b)	Le forage	20
3.	Activités reliées à la complétion.....	26
(a)	Perforation.....	26
(b)	Fracturation hydraulique et surveillance.....	27
(c)	Tests.....	30
4.	Production.....	31
(a)	Composition du gaz des shales de l'Utica.....	31
(b)	Intensité de l'exploitation.....	32
(c)	Équipement d'exploitation.....	33
(d)	Exploitation de la ressource	35
5.	Fermeture de puits	36
III.	PRÉSENTATION DES PRINCIPAUX ENJEUX LIÉS AUX PILIERS DU DÉVELOPPEMENT DURABLE.....	38
A.	Contraintes environnementales.....	38
1.	Gestion de l'eau	39
(a)	Quantités utilisées	39
(b)	Approvisionnement en eau	40
(c)	Protection des eaux souterraines.....	40
2.	Gestion des déchets et des produits chimiques résiduels.....	41
(a)	Fluides de fracturation	41

TABLE DES MATIÈRES

	(b)	Manipulation de l'eau de reflux	42
	(c)	Résidus de forage.....	42
	(d)	Fuites et déversements.....	43
3.		Qualité de l'air	44
	(a)	Émissions de gaz à effet de serre.....	44
	(b)	Autres émissions	44
B.		Aspects sociaux.....	45
	1.	Introduction	45
		(a) Circulation prompte, avertie et continue de l'information entre les parties	46
		(b) L'équilibre entre les possibilités de consultations et la nécessité d'obtenir des décisions administratives en temps opportun	46
		(c) Dédommagement	46
		(d) Droits des communautés autochtones.....	46
		(e) Atténuation des impacts sociaux.....	47
	2.	La communication proactive et l'atténuation des impacts sociaux	47
		(a) Les routes.....	47
		(b) La poussière	48
		(c) Le bruit.....	48
		(d) Les baux.....	48
	3.	Sécurité.....	50
		(a) Plans d'intervention d'urgence	51
		(b) Gestion du risque.....	52
	4.	Contexte économique.....	53
		(a) Introduction.....	53
		(b) Bénéfices économiques pour le Québec.....	55
		(c) Retombées du gisement de Marcellus	57

TABLE DES MATIÈRES

	(d) Redevances.....	62
	(e) Compétitivité : le cas de l'Alberta	66
	(f) Privilégier les fournisseurs locaux.....	67
	(g) Une occasion unique pour le Québec	68
IV.	RÉGLEMENTATION	70
A.	Les activités d'exploration devraient continuer de concert avec la réforme législative.....	70
B.	L'approche scientifique doit être maintenue	71
C.	Expertise en matière de réglementation.....	76
	1. Souplesse	76
	2. Un guichet unique	79
	3. Une approche intégrée.....	80
V.	CONCLUSION	81

Avis

Information prospective

Le présent rapport contient de l'information qui constitue de l'« information prospective » ou des « énoncés prospectifs » aux termes de la législation applicable aux valeurs mobilières. Cette information prospective contient notamment des énoncés concernant la réduction de l'utilisation de l'eau douce et expose d'autres attentes, croyances, plans, buts, objectifs, hypothèses, informations et énoncés concernant des événements, conditions, résultats d'opérations ou performances à venir.

L'information prospective présentée dans ce rapport s'inspire du programme de capitalisation de Talisman pour l'année 2010. Talisman a élaboré son plan d'investissement 2010 en se basant sur certaines hypothèses : (1) sa production pour 2010 sera légèrement supérieure à 400 000 barils équivalents en pétrole par jour (bep/j), tenant pour acquis que la plupart des ventes d'actifs nord-américains seront clôturées avant le milieu de l'année; (2) le prix du baril de pétrole WTI reste à 60 \$ en 2010; (3) le prix du gaz naturel NYMEX se maintient à 3,50 \$/Mbtu (en dollars américains) en 2010.

L'information prospective doit être considérée avec prudence, car elle est basée sur des attentes, estimations et projections actuelles qui comportent nombre de risques qui pourront faire en sorte que les résultats réels varient et même, dans certains cas, diffèrent de façon appréciable de ceux anticipés par Talisman et décrits dans l'information prospective contenue dans ce rapport. Les facteurs de risques matériels incluent, sans y être limités : les risques et incertitudes inhérents à la géologie des gisements de pétrole et de gaz; l'incertitude quant aux estimations et projections concernant la production, les coûts et dépenses; la santé, la sécurité et les risques environnementaux; la possibilité que des changements soient apportés aux politiques gouvernementales ou aux lois ou que les autorisations gouvernementales puissent être retardées ou retenues. Cette liste de facteurs de risque n'est pas exhaustive. La plus récente notice annuelle de Talisman contient de l'information supplémentaire sur ces risques et sur d'autres risques susceptibles d'affecter les opérations de l'entreprise ou ses stratégies et résultats financiers. De plus, de l'information est disponible dans les autres rapports de l'entreprise qui ont été déposés auprès des organismes canadiens de réglementation du commerce des valeurs mobilières et de la *Securities and Exchange Commission* des États-Unis. L'information prospective est fondée sur des estimations et des opinions de la direction de Talisman en date de la présentation de celle-ci. L'entreprise n'assume aucune obligation de mettre à jour l'information prospective suivant des changements dans le contexte ou dans les estimations de sa direction, ou des changements d'opinions, sauf si la Loi l'y oblige.

SOMMAIRE

La Société d'énergie Talisman croit fermement qu'une industrie des shales gazifères viable et bien réglementée serait profitable aussi bien aux citoyens du Québec que pour l'industrie du gaz naturel.

Talisman est un exploitant expérimenté et socialement responsable

La Société d'énergie Talisman est une entreprise pétrolière et gazière diversifiée et d'envergure mondiale, dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Talisman et les entreprises qui l'ont précédée ont cumulé plus de 50 ans d'expérience dans l'industrie pétrolière et gazière. Talisman s'engage à mener ses affaires de manière sécuritaire et de manière responsable quant aux enjeux environnementaux et sociaux. L'entreprise est d'ailleurs inscrite au *Dow Jones Sustainability Index* (Amérique du Nord).

Talisman est membre d'organisations internationales chefs de file qui font la promotion du développement responsable et durable. Celles-ci comprennent : le Pacte mondial des Nations Unies, l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives et les Principes volontaires sur la sécurité et les droits de la personne.

Talisman est un exploitant majeur et expérimenté dans le domaine des shales gazifères. L'entreprise extrait actuellement environ 300 millions de pieds cubes par jour (mpc/j) de ses concessions nord-américaines de shales gazifères. L'entreprise participe au développement et/ou à l'exploitation de gisements de shales gazifères en Colombie-Britannique, au Texas, en Pennsylvanie, au Québec et en Pologne. Talisman a adopté les meilleures pratiques pour le développement des shales gazifères, notamment : le recyclage de l'eau, la divulgation de la composition des fluides utilisés pour la fracturation de réservoirs et le contrôle de la qualité des eaux souterraines dans les aquifères locaux.

Talisman est présentement le plus grand joueur dans les shales québécois et a ouvert un bureau à Québec en 2009. Talisman détient un intérêt dans 756 000 acres nets sur la rive-sud, commençant juste au sud de la ville de Québec jusqu'à l'est de Drummondville. Le développement des shales de l'Utica par Talisman est au stade embryonnaire d'essai et d'évaluation.

Talisman croit que l'exploitation des shale gazifères du Québec peut se faire en toute sécurité et de façon respectueuse envers l'environnement

L'entreprise comprend les enjeux et les responsabilités liés à l'exploitation de la ressource. Les risques inhérents à l'exploitation des shales gazifères sont bien connus et peuvent être mitigés en mettant l'accent sur la sécurité dans les opérations, en mettant en œuvre les meilleures pratiques éprouvées de l'industrie et en appliquant une réglementation efficace.

Talisman s'engage à veiller à la protection et à la préservation des sources d'eau douce. L'entreprise continue de chercher et de découvrir des façons de réduire la quantité d'eau douce utilisée, ce qui comprend le recyclage des eaux usées. Dans ses opérations dans le shale de Marcellus, en Pennsylvanie, Talisman réutilise 100 % de l'eau de fracturation usée. Nous anticipons que ce scénario sera viable au Québec également. Des technologies éprouvées existent et sont déjà utilisées pour le traitement sécuritaire des eaux usées à grande échelle.

Les eaux souterraines sont protégées grâce aux technologies existantes et aux pratiques sécuritaires de l'industrie. Talisman est parfaitement consciente que le succès de son entreprise n'est pas possible sans une gestion responsable des questions liées à l'eau.

Les gestes posés pour protéger les aquifères comprennent notamment :

- l'utilisation de boues de forage non toxiques à base d'eau jusqu'à ce que le tubage de surface soit installé et cimenté;
- l'installation de tubages de surface en acier cimentés jusqu'à une profondeur qui excède celle des aquifères d'eau douce;
- la vérification de l'intégrité du ciment une fois ce-dernier séché et avant la poursuite des opérations de forage; et
- l'analyse et la surveillance des puits d'eau douce dans un rayon d'un kilomètre autour des sites de forage.

La fracturation hydraulique est une technique éprouvée qui s'est depuis longtemps révélée sécuritaire. Développée dans les années '40, plus d'un million de puits ont été fracturés avec très peu d'accidents rapportés. Au Québec, une couche de shale imperméable d'une épaisseur de 1 500 mètres recouvre les zones ciblées pour la fracturation hydraulique, ce qui implique qu'il est pratiquement impossible que les fluides de fracturation migrent à travers la roche vers les aquifères peu profonds. Cela est appuyé par les données recueillies lors des relevés de suivi microsismiques, qui démontrent que les fractures créées se limitent verticalement à une épaisseur d'environ 90 mètres au sein de la formation de l'Utica.

Le gaz naturel, les fluides de fracturation et l'eau qui remontent vers la surface sont isolés des aquifères au moyen de deux couches successives de tubage en acier et de ciment. La réglementation doit être axée sur les matériaux, les méthodes d'installation et le contrôle de la qualité que l'industrie met en œuvre pour protéger les aquifères.

Les produits chimiques et les déchets reliés aux opérations sont traités avec soin afin de prévenir toute contamination des sols, des eaux souterraines et des eaux de surface. Cela implique une manutention et un entreposage sécuritaires, le recyclage et le réemploi dans toute la mesure du possible. L'élimination des déchets est bien réglementée au Québec. Les déchets (y compris les eaux usées) sont entreposés temporairement sur les sites mêmes et analysés; ils sont transportés seulement une fois l'approbation du site d'enfouissement obtenue.

Talisman a comme objectif de limiter son empreinte écologique en ayant recours à des sites à puits multiples, à des chemins d'accès courts ainsi qu'à l'utilisation de couloirs communs et préexistants pour les gazoducs, les services et les routes. La technique de forage horizontal permet le forage de plusieurs puits sur un même site et permet aussi de réduire de manière importante l'espace entre les puits. Cela réduit substantiellement le territoire occupé tout en forant le même nombre de puits. Les accès en surface et la localisation des sites de forage font l'objet de négociations avec les propriétaires fonciers, et des compensations justes et équitables leur sont offertes. Talisman a aussi l'obligation de restaurer les lieux une fois les activités de forage ou de production complétées et de s'assurer que les puits soient fermés de façon conforme et sécuritaire à la fin de la production, plusieurs années plus tard.

L'exploitation des shales gazéifères sera bénéfique pour le Québec

Le Québec jouit d'une ressource potentielle de gaz naturel de grande envergure. Si elle s'avère rentable commercialement et que son développement est accepté, l'exploitation des shales gazéifères au Québec entraînera une importante création d'emplois en région et donnera au Québec une occasion de renforcer davantage sa position dominante dans le domaine de la production de sources d'énergies vertes en Amérique du Nord. Les consommateurs pourront aussi profiter de prix plus bas pour le gaz naturel. De plus, le développement d'une industrie québécoise du gaz naturel aiderait la province à atteindre l'indépendance énergétique et lui permettrait de réaffecter de un à deux milliards de dollars dépensés annuellement pour l'importation de gaz naturel.

Le gaz naturel doit être perçu comme une ressource énergétique complémentaire, et son exploitation, comme une étape importante dans le développement de solutions énergétiques renouvelables et viables à long terme. Les gaz de shale de l'Utica contiennent très peu de gaz carbonique (CO₂), ce qui contribuera à diminuer de manière significative les émissions de gaz à effet de serre (GES), particulièrement par le remplacement du pétrole pour le chauffage et les transports. Par leur composition, les gaz de shale de l'Utica sont qualifiés de « gaz doux et secs » et ne contiennent aucun benzène ni sulfure d'hydrogène.

Le développement des shales gazéifères représente une occasion importante pour les Québécois, grâce à la création de nouveaux emplois et de revenus additionnels pour l'État sous forme de redevances et d'impôts. Le Québec possède des compétences et des ressources de calibre mondial en matière d'ingénierie, et son secteur manufacturier pourrait bénéficier rapidement d'une industrie locale des shales gazéifères. Des études économiques préliminaires démontrent qu'on peut s'attendre à la création de 15 000 à 20 000 nouveaux emplois, au bas mot, selon un scénario impliquant un investissement local modeste.

Permettre à l'industrie de continuer d'investir et de démontrer le potentiel du gaz naturel du Québec enverrait un signal positif à l'industrie et aux autres investisseurs potentiels au Québec. Les citoyens du Québec pourraient aussi profiter d'une occasion de développer tôt leur expertise dans un domaine qui se transforme rapidement en industrie d'envergure mondiale.

Talisman approuve entièrement l'adoption d'une réglementation appropriée basée sur les pratiques exemplaires

Talisman partage l'opinion du gouvernement québécois à l'effet que des progrès législatifs seront nécessaires au fur et à mesure que l'industrie des shales gazéifères évalue la valeur commerciale des shales de l'Utica et qu'elle passe au stade de l'exploitation.

Talisman approuve l'établissement d'une réglementation stricte et efficace de l'industrie, afin d'obtenir la confiance du public à l'égard des pratiques de l'industrie et d'assurer une prévisibilité quant à celles-ci. Au fur et à mesure que l'industrie se développe au-delà du présent stade de l'exploration, le cadre réglementaire devra être développé aussi, de façon à ce que les activités et les investissements soient régis par des processus réglementaires efficaces et transparents.

Une réglementation de l'exploration et de l'exploitation des shales gazéifères a été implantée avec succès dans d'autres juridictions, dont la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Pennsylvanie. Dans le même esprit, Talisman approuve l'implantation d'une réglementation stricte au Québec qui, comme ailleurs, obligerait les intervenants de l'industrie à mettre en œuvre les pratiques exemplaires.

Les pratiques exemplaires de Talisman sont établies de façon à respecter chacune des normes établies dans les juridictions où elle opère, et l'entreprise encourage l'adoption de normes et de façons de faire équivalentes pour le Québec. Talisman désire collaborer avec l'État québécois en vue de l'élaboration de cette réglementation.

La réglementation en place est adéquate pour le niveau d'activité actuel

Talisman croit que la réglementation actuelle régit adéquatement les risques liés aux activités en cours dans les shales de l'Utica. Le cadre réglementaire en vigueur selon la *Loi sur les Mines* et la *Loi sur la qualité de l'environnement* a permis au Québec de protéger son environnement et de récolter de l'information précieuse sur ses gisements d'hydrocarbures. En 2010, moins de huit puits horizontaux de gaz de shale ont été forés au Québec.

Dans l'année à venir, le Québec devrait profiter des projets pilotes pour étudier les impacts environnementaux réels ou appréhendés et pour bien comprendre les cadres réglementaires et économiques nécessaires pour tirer le plein bénéfice d'une industrie en croissance rapide au niveau mondial. À mesure que l'industrie se rapproche de la phase d'exploitation, de nouvelles réglementations bonifiées seront requises.

Les phases d'exploration et de projets pilotes permettront aussi aux entreprises locales de connaître les exigences de l'industrie et d'embaucher du personnel et de le former. De la même façon, l'industrie continuera à travailler avec les communautés locales afin de cerner leurs besoins et préoccupations avant le début de l'exploitation.

Les futures réglementations devraient être gérées par un seul organisme réglementaire ou du moins devront être coordonnées de façon rigoureuse

Talisman croit qu'à long terme, le Québec devrait mettre sur pied une commission québécoise de régie des hydrocarbures comparable à celle de la Colombie-Britannique. La plupart des juridictions régissent l'exploitation des hydrocarbures, y compris les gaz de shale, en centralisant l'expertise et la connaissance de l'industrie, appliquant simultanément les réglementations en matière d'ingénierie, de protection de l'environnement et d'économie (par exemple).

Le résultat sera l'adoption de normes basées sur les pratiques exemplaires publiées par l'organisme réglementaire et dont l'application sera contrôlée par des mécanismes de vérification. Se plier à des normes de conduite générales et bien comprises est plus efficace et plus transparent que de développer des normes de conduite approuvées une à la fois, surtout lorsqu'on traite de demandes de nature routinière. De plus, cette approche permet plus de souplesse à l'organisme réglementaire que le fait de s'en remettre uniquement aux dispositions dans les réglementations ou aux conditions de permis.

L'organisme réglementaire centralisé a la capacité d'adapter les normes de conduite aux changements technologiques ou aux préoccupations nouvelles sans attendre les conclusions des processus législatifs.

Talisman s'engage à agir en bon citoyen au Québec et à développer les shales gazéifères de manière sécuritaire et soucieuse de l'environnement

Talisman s'engage à travailler avec toutes les parties prenantes afin de maximiser les bénéfices de l'exploitation des shales gazéifères, en collaboration avec les communautés locales et les

organismes réglementaires. À mesure que ses activités se développent au Québec, Talisman s'engage à :

- rencontrer les communautés locales avant la mise en œuvre de ses opérations;
- s'approvisionner localement et embaucher des personnes de la localité ou de la région (dans la mesure du possible);
- analyser tous les puits d'eau se trouvant dans un rayon de 1,0 kilomètre de ses sites de forage avant le début des opérations de forage/fracturation et transmettre les résultats aux propriétaires fonciers ainsi qu'aux organismes réglementaires;
- viser le recyclage de 100 % des eaux de fracturation usées;
- divulguer la composition des fluides de fracturation;
- déclarer publiquement toute fuite ou déversement;
- mettre en service une ligne téléphonique visant à répondre aux questions et traiter des préoccupations;
- favoriser les études gouvernementales ou indépendantes sur les impacts environnementaux des forages et des activités de complétion; et
- collaborer avec les propriétaires fonciers afin de réduire autant que possible les nuisances et participer à l'élaboration de plans de restauration des sites.

L'acceptabilité sociale des activités de Talisman dépend du soutien des différentes parties prenantes (y compris des communautés locales) et de communications franches et transparentes. Talisman a tenu de nombreuses séances publiques d'information dans chacune des municipalités québécoises touchées par ses activités. **L'entreprise travaille en étroite collaboration avec les parties prenantes pour analyser, surveiller et gérer les impacts sociaux de ses activités. Ces impacts sont mieux gérés par le recours à des consultations efficaces et à des avis, à des mesures d'atténuation sur les sites, à un programme de bon voisinage proactif et à un partenariat à long terme avec les communautés.**

I. INTRODUCTION

La Société d'énergie Talisman¹ (« **Talisman** ») est une société d'exploration et de production gazière et pétrolière d'envergure internationale, aux activités diversifiées, dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Talisman est à l'œuvre principalement en Amérique du Nord, dans la mer du Nord et en Asie du Sud-Est. Talisman s'est engagée à mener ses activités dans un souci constant de sécurité et de manière socialement et écologiquement responsable. Elle est cotée au *Dow Jones Sustainability Index* (Amérique du Nord).

Talisman compte parmi les organisations mondiales de premier plan qui prônent le développement durable et le développement responsable, dont le Pacte Mondial des Nations Unies, l'Initiative pour la transparence dans les industries d'extraction et les Principes volontaires sur la sécurité et les droits de l'homme.

Fondée en 1982, l'entreprise présente une gamme d'expériences en matière d'exploration sur le plan régional ainsi qu'international. Le portfolio de la Division des opérations nord-américaines (« **ONA** ») de Talisman comprend les shales gazifères de Marcellus, de Montney, de l'Utica et de l'Eagle Ford. Les deux piliers de l'approche de la ONA qui touchent directement les opérations de Talisman au Québec sont une exploitation en toute sécurité et une croissance rentable.

Talisman œuvre dans la prospection et l'exploitation gazières et pétrolières depuis 18 ans. Cette expérience et celle de l'ensemble de l'industrie soutiennent Talisman dans sa conviction que l'exploitation des shales gazifères au Québec peut se faire en toute sécurité et qu'elle peut être faite en conciliant les besoins de l'industrie et ceux du public tout en protégeant l'environnement.

Talisman comprend que les Québécois et les Québécoises sont inquiets(ètes) par rapport aux risques reliés aux activités d'exploitation des shales gazifères notamment parce que ce genre d'activité n'est pas très fréquent au Québec. Comme dans toute activité industrielle, l'exploitation des ressources gazières et pétrolières n'est pas dépourvue de risques. Cependant, l'industrie se livre à une telle exploitation depuis plusieurs décennies, ce qui signifie que les risques sont bien connus et qu'ils peuvent être réduits au moyen de pratiques sécuritaires, de pratiques exemplaires et d'une réglementation efficace.

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« **BAPE** ») a reçu le mandat d'examiner l'exploration et l'exploitation des shales gazifères au Québec sous l'angle du développement durable et de formuler des recommandations en vue de l'adoption d'un cadre législatif et réglementaire qui puisse assurer un équilibre entre les besoins de l'industrie et ceux des populations touchées, l'environnement et les autres usages du territoire. Pour aider le BAPE à s'acquitter de son mandat, ce mémoire fournit des renseignements techniques sur l'historique de l'exploitation des shales gazifères et sur les activités de Talisman, allant de l'exploration à la fermeture de puits. Nous allons traiter des questions soulevées durant les audiences du BAPE et clarifier certains points concernant les activités reliées aux gaz de shale.

¹ Pour les besoins de ce document, « Talisman » inclut les filiales directes ou indirectes de la Société d'énergie Talisman Inc. ainsi que les sociétés contractuelles dans lesquelles Talisman Energy Inc. et ses filiales détiennent un intérêt. Cet usage du nom « Talisman » ne constitue en rien une dérogation de la Société d'énergie Talisman Inc. au statut juridique distinct de ces entités à quelque fin que ce soit.

Ensuite, nous aborderons les trois piliers du développement durable – les aspects environnementaux, sociaux et économiques – dans le contexte des activités de Talisman. Talisman croit que son mémoire démontrera que l'exploitation des shales gazéifères peut s'effectuer dans une perspective de développement durable et que les initiatives dans ce domaine sont déjà menées d'une manière respectueuse de l'environnement.

L'analyse des préoccupations exprimées que Talisman a faite et sa connaissance des pratiques de l'industrie nous mènent à croire que le Québec pourrait tirer profit du niveau réduit des activités d'exploration actuelles pour examiner les impacts environnementaux et mettre en place une réglementation qui s'appuie sur les pratiques exemplaires. Talisman croit que les règlements en vigueur abordent suffisamment les risques associés aux activités d'exploration actuelles. L'industrie des shales gazéifères peut continuer à se développer au Québec pendant que le gouvernement examine et met à jour le cadre réglementaire régissant le pétrole et le gaz.

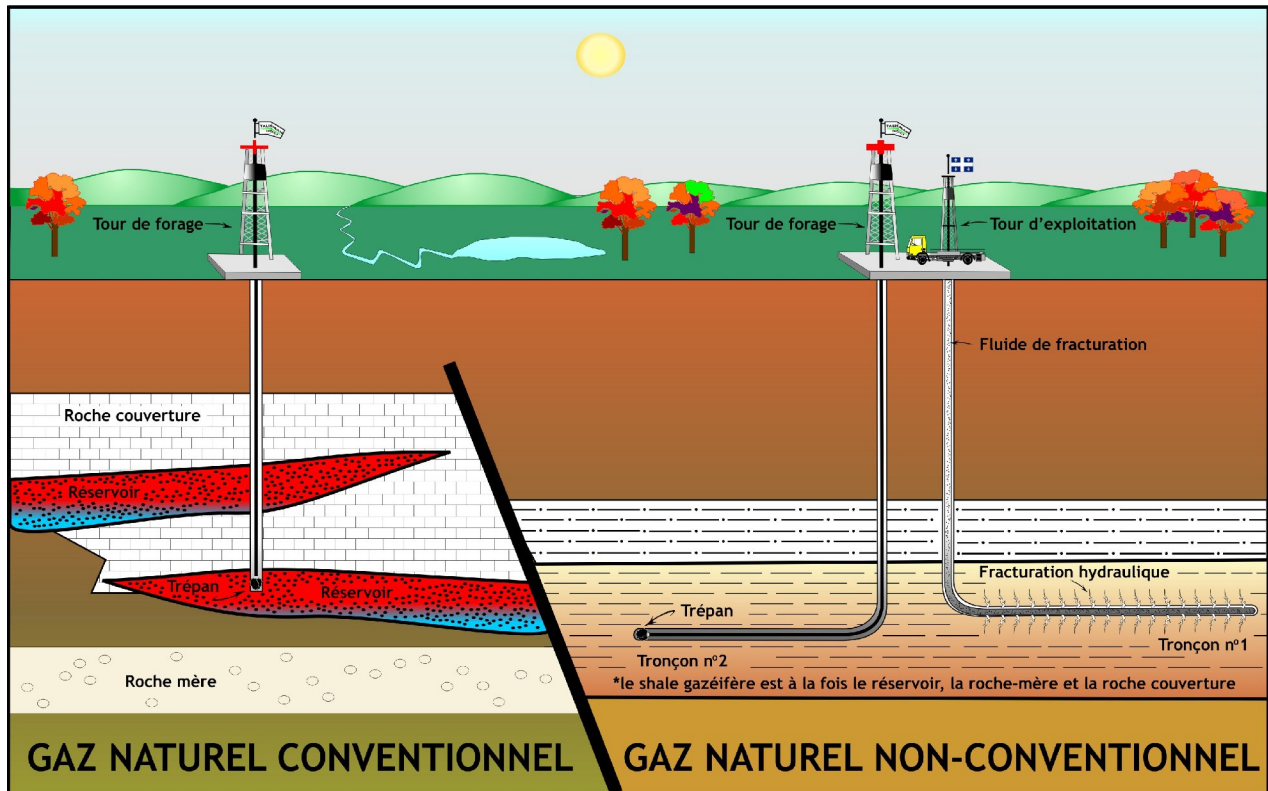
Tandis que le développement se poursuit, Talisman soutient les approches de collaboration entre le gouvernement, les communautés locales et l'industrie pour mettre au point et évaluer les pratiques et les normes nécessaires pour atteindre des objectifs communs, soit d'assurer que l'exploitation des gaz de shale au Québec se déroule de manière sécuritaire, dans le respect de l'environnement et qu'elle soit profitable sur le plan économique.

II. L'EXPLOITATION DES SHALES GAZÉIFÈRES

A. Historique de l'exploitation des shales gazéifères en Amérique du Nord

On sait que les shales renferment du gaz depuis les années 1800, mais ce n'est qu'au début des années 1990 que l'industrie a su comment l'extraire, après une période d'expérimentation approfondie dans les shales de Barnett, au nord du Texas. Traditionnellement, les sociétés d'exploration se sont concentrées sur les réservoirs formés de roches les plus perméables et les plus poreuses. C'est ce qu'on appelle l'exploration gazière et pétrolière conventionnelle. En raison de la bonne perméabilité de la roche dans un réservoir conventionnel, le gaz s'échappe librement vers le puits de forage. De son côté, le gaz de shale est emprisonné et stocké dans une roche à grain très fin et riche en carbone organique, qui se distingue par sa faible perméabilité. Cette roche sert de roche mère et de zone de colmatage à plusieurs réservoirs de type conventionnel et assure leur étanchéité. Cependant, comme réservoir, sa faible perméabilité empêche le gaz de circuler librement à travers la roche jusqu'au puits de forage. Les techniques de complétion mises au point dans les shales de Barnett ont permis de résoudre en grande partie les difficultés techniques et les problèmes de coût que l'exploration de ces réservoirs de type non conventionnel suscitait.

La méthode d'exploration révolutionnaire mise au point dans les shales de Barnett fait appel à deux technologies : la fracturation hydraulique et le forage horizontal. Ces deux techniques sont utilisées depuis des décennies dans l'exploration et l'exploitation des gisements de gaz et de pétrole conventionnels, et elles sont essentielles pour produire du gaz de shale efficacement et de façon économique. Bien qu'il puisse y avoir des fissures naturelles dans le shale qui permettent au gaz de circuler, plusieurs shales gazéifères prometteuses ne contiennent pas suffisamment de fissures permettant cette circulation. Pour extraire le gaz, il faut accroître la perméabilité des formations de shale. Les sociétés gazières et pétrolières ont recours à la fracturation hydraulique pour créer dans la roche une série de très petites fissures en réseau qui permettent au gaz de circuler. De longs puits de forage horizontaux permettent d'élargir la superficie du réservoir stimulé, ce qui a pour effet de libérer et de capturer davantage de gaz.



L'éclatant succès commercial du gisement de Barnett a déclenché une quête de nouveaux gisements de gaz de shale dans toute l'Amérique du Nord. Aux États-Unis, des travaux d'exploration et d'exploitation sont en cours dans les gisements de Woodford (2004), de Fayetteville (2006), de Haynesville (2008), de Marcellus (2008) et de l'Eagle Ford (2009). Au Canada, les deux gisements qui suscitent présentement les plus importants investissements sont celui de Montney dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et celui de Muskwa, dans le bassin de Horn River au nord-est de la Colombie-Britannique; on note aussi les activités d'exploration des shales de l'Utica au Québec. De ces shales gazéifères, Talisman a une importante présence dans les gisements de Marcellus, de Montney, de l'Utica et de l'Eagle Ford.

On ne retrouve pas deux shales gazéifères identiques. Chaque shale possède ses caractéristiques propres qui présentent des défis différents au plan de la complétion. Percer le secret de la production commerciale requiert plusieurs années au moins de recherche et de développement pour en arriver à comprendre la nature de la roche et mettre au point les techniques de forage et de complétion nécessaires à une production commerciale. Au Québec, on en est présentement à cette étape exploratoire où l'industrie cherche à savoir si le gaz que contiennent les gisements peut être produit de façon économique.

B. Les étapes du développement de l'industrie

Du point de vue de la taille de l'entreprise, de la superficie visée par ses permis de recherche et de l'investissement en capital, Talisman est aujourd'hui le plus grand acteur en matière de shales gazéifères au Québec. À l'origine, Talisman recherchait des cibles conventionnelles dans le groupe de Trenton-Black River, mais elle s'est rapidement tournée vers le potentiel des shales gazéifères. En 2009, l'entreprise a ouvert un bureau dans la ville de Québec où elle emploie deux personnes à temps plein. Talisman détient des intérêts sur un territoire de

forage sont analysées. Les puits verticaux servent aussi à dresser un portrait de l'étendue de la formation de shale. Selon les résultats des données recueillies, l'entreprise peut décider de procéder au forage horizontal et effectuer une complétion à plusieurs étapes par fracturation hydraulique du puits. Au cours de l'étape expérimentale, on peut répéter cette procédure pour plusieurs puits dans le bassin géologique. À cette étape, l'entreprise effectue des essais et évalue les techniques d'extraction, planifie les mesures nécessaires pour réduire les impacts sur l'environnement et détermine s'il faut passer à l'étape suivante. L'exigence fondamentale est que les shales contiennent suffisamment de gaz naturel et que la roche puisse être fracturée avec succès pour permettre au gaz naturel de circuler en quantité suffisante pour être exploité commercialement. Si l'on conclut que la production n'est pas possible ou n'est pas viable, tous les puits seront fermés et les sites seront restaurés conformément aux règlements et aux normes de l'industrie.

Les deux premières étapes peuvent prendre d'une à quatre années. En ce qui concerne les shales de l'Utica, Talisman se trouve actuellement à l'étape du projet pilote.

3^e étape – Planification du développement

Il s'agit de l'étape où l'on détermine la quantité de tours de forage, le nombre de puits à forer par année, les installations de production et de collecte requises, les marchés du gaz et les aspects économiques du gisement. À cause du grand nombre de gisements de shales gazéifères en Amérique du Nord, la concurrence est forte. En plus des qualités techniques du gisement, les coûts de forage et des services de complétion, les impôts locaux et provinciaux, les paiements de redevances de même que l'accès aux marchés et à une main-d'œuvre qualifiée sont tous à considérer.

La consultation des communautés locales est généralement engagée à l'étape du projet pilote et elle se poursuit jusqu'à la phase de planification du développement. Pour réussir, tous les programmes d'exploitation des shales gazéifères exigent l'appui des communautés locales et leur participation. L'accès aux terrains pour le forage est un aspect important et les compagnies travaillent donc avec les propriétaires fonciers afin de minimiser les dérangements, de déterminer les indemnités qui s'imposent et de concevoir des plans de remise en état.

4^e étape – L'aménagement des installations

À cette étape, le projet passe au stade du développement commercial avec le forage des puits et l'installation de gazoducs de collecte et d'infrastructures de transport des gaz vers les marchés. Cette étape nécessite des investissements substantiels de capitaux susceptibles de mener à la création d'une industrie de services pétroliers et gaziers viable et à la création d'emplois à long terme qui sont plus variés.

5^e étape – Exploitation

Cette étape consiste en l'exploitation des puits et de l'entretien des installations, des conduites de collecte et de l'infrastructure dans le but d'optimiser le rendement du gisement.

6^e étape – Désaffectation

La désaffectation se fait à la fin de la capacité productive du gisement. Conformément aux exigences réglementaires, aux normes de l'industrie et aux besoins du propriétaire foncier, la désaffectation consiste en l'obturation et la fermeture des puits, le nettoyage et le

démantèlement des infrastructures de surface et souterraines, et la restauration et la remise en état des sites.

La réalisation des étapes 4, 5 et 6 peut s'étendre sur une période de cinq à cinquante ans.

C. Activités d'exploitation des shales gazéifères

Cette partie du mémoire décrit les activités d'exploitation des shales gazéifères en donnant des exemples des pratiques de Talisman et, le cas échéant, des règlements qui s'appliquent à ces activités.

La propriété foncière au Québec, comme partout ailleurs, se divise en droits sur le sous-sol (ou minéraux) et sur la surface. La propriété des minéraux comprend des droits sur les roches, les minéraux, le pétrole et le gaz découverts sous la surface. Le gouvernement du Québec est propriétaire des droits miniers et a octroyé des permis à Talisman pour que l'entreprise effectue de l'exploration pétrolière et gazière dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Conformément à la section XI du chapitre III de la *Loi sur les mines* du Québec (la « **Loi** »), et au chapitre IV du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* du Québec (le « **Règlement** »), celui qui recherche du pétrole, du gaz naturel ou un réservoir souterrain doit être titulaire d'un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain délivré par le ministre et présenter une demande de permis en ce sens auprès du Ministère des ressources naturelles et de la faune (« **MRNF** »)². Le territoire qui fait l'objet d'un permis doit être compris à l'intérieur d'un seul périmètre, et sa superficie ne doit pas excéder 25 000 hectares³. Les requérants devront fournir au MRNF un programme des travaux attesté par un géologue ou un ingénieur géologue précisant la nature et l'étendue des travaux envisagés avec les renseignements d'ordre géologique et géophysique que le requérant⁴ détient. Les requérants doivent également justifier au MRNF leurs capacités aux plans technique et financier⁵.

Depuis 2005, Talisman, en tant qu'opérateur, en son nom et en celui de ses coentrepreneurs, et conformément à l'article 177 de la *Loi* et à l'article 67 du *Règlement*, a rempli ses obligations annuelles de dépenses liées aux études géologiques, aux études géophysiques, au forage et à l'évaluation économique du gisement. L'entreprise a foré six puits verticaux et cinq puits horizontaux et a récolté environ 4 300 km de levé sismique afin d'évaluer le potentiel des territoires pour lesquels elle détient des permis dans les basses-terres du Québec.

L'exploration pour le gaz naturel exige généralement de réviser des renseignements géologiques; de réviser et de mener des levés sismiques afin de localiser les cibles de forage; d'effectuer des forages d'exploration pour évaluer la productivité du réservoir; et d'acquérir des données électroniques de diagraphie sur l'intérieur des puits pour déterminer les propriétés de la roche.

² Art. 165 de la *Loi*.

³ Art. 168 de la *Loi*.

⁴ Art. 63(2) du *Règlement*.

⁵ Art. 63(3) du *Règlement*.

Pour des activités telles que l'acquisition de données sismiques, Talisman doit pouvoir accéder aux terrains sur lesquels le levé sismique aura lieu. Dès qu'une ligne sismique a été approuvée, Talisman se charge d'obtenir l'approbation de chacun des propriétaires fonciers qui se trouvent le long de cette ligne.

1. Activités d'acquisition sismiques

Selon les objectifs visés, Talisman utilise deux types de techniques sismiques : le levé de type sismique-réflexion et la surveillance microsismique. Le levé de type sismique-réflexion est utilisé au stade de l'exploration afin de permettre de mieux comprendre la géologie du sous-sol et d'identifier les sites de forage potentiels. La surveillance microsismique pour sa part permet de comprendre l'efficacité des techniques de complétion de Talisman selon le site et le type de shale.

(a) Le levé de type sismique-réflexion

Cette technique permet de visualiser la structure géologique souterraine afin d'identifier les cibles de forage. On projette dans le sol des ondes acoustiques créées par la détonation d'une petite charge explosive ou par un camion vibrosismique. Ces ondes sont réfléchies vers la surface par les diverses formations et structures géologiques du sous-sol. Selon les types de roches, les ondes mettent plus ou moins de temps à revenir vers les stations d'enregistrement. C'est la mesure et l'analyse des divers temps de réflexion qui permet de générer une carte des structures géologiques en sous-surface.

L'onde réfléchi est enregistrée par des géophones très sensibles installés en surface. La vibration reçue étant très faible et diffuse, ce n'est qu'après un traitement mathématique complexe des données recueillies qu'on arrive à générer une image du sous-sol. L'information ainsi obtenue permet à Talisman d'identifier les cibles souterraines pour ses puits et d'éviter le forage au sein de zones présentant des risques.

(b) Techniques de réalisation d'un levé de type sismique-réflexion

On peut effectuer un levé sismique en deux ou trois dimensions (2D ou 3D). Pour un levé en 2D, on suit un tracé linéaire arpenté et dégagé au préalable. De son côté, un levé en 3D utilise une grille formée de plusieurs de ces lignes orientées de façon perpendiculaires les unes aux autres. À ce jour, on a effectué uniquement des levés en 2D dans les basses-terres du Saint-Laurent. Les levés sismiques doivent respecter une réglementation précise ayant pour but d'en assurer le déroulement sécuritaire. Avant de procéder à un levé sismique, Talisman doit d'abord obtenir du MRNF un permis de levé géophysique⁶. La demande de permis doit porter la signature d'un ingénieur pouvant justifier d'une formation ou d'une expérience en géophysique et Talisman doit, entre autres, fournir un échéancier des travaux projetés⁷. Après l'émission du permis, le MRNF doit être avisé par écrit de la date du début des travaux au moins trois jours avant celle-ci en plus de produire chaque semaine un rapport écrit indiquant entre autres :

- le nombre de kilomètres des lignes parcourus et le nombre restant;

⁶ Art. 157 de la Loi.

⁷ Art. 2(1) et 3 du Règlement.

- la durée des interruptions de travaux dues aux conditions météorologiques, aux pannes et à d'autres difficultés techniques⁸.

La réglementation prévoit aussi les dégagements à respecter par rapport aux sources d'énergie⁹, régit l'utilisation des explosifs¹⁰ et stipule les procédures à suivre en cas d'écoulement d'eau ou de gaz¹¹. À la fin du levé géophysique, un rapport signé par un ingénieur pouvant justifier d'une formation ou d'une expérience en géophysique doit être remis au MRNF. Le contenu de ce rapport est régi par l'article 14 du Règlement et comprend de l'information au sujet de toutes les charges non explosées ainsi que l'écoulement d'eau ou de gaz causé par le forage de trous de tir ou par la détonation d'une charge d'explosive. Le rapport doit aussi être assorti de cartes d'interprétation¹².

Deux techniques sont utilisées pour effectuer un levé sismique en 2D : le trou de tir ou le camion vibrosismique. Un levé sismique par trou de tir implique l'utilisation de petites charges explosives. L'équipe et le matériel habituellement nécessaires à cette opération comprennent un arpenteur et un porte-jalon, chargés de repérer chaque point de tir et d'en déterminer la localisation et l'élévation précises, un foreur et un assistant pour forer les trous de tir et les charger d'explosif et, enfin, un observateur, un boutefeu et des assistants avec des camions d'enregistrement, des camions boutefeux et un camion de câblage. Les responsabilités de l'observateur, du boutefeu et des assistants sont d'étendre le câblage et les géophones, de détoner les explosifs, d'enregistrer les données sismiques et de boucher les trous de tir.

Un levé en 2D utilisant un camion vibrosismique requiert une équipe semblable, à l'exception de l'équipement et du personnel nécessaires à la manipulation des explosifs. Le camion vibrosismique s'élève du sol à l'aide d'un court poteau, et un plateau s'étend en dessous du camion. On laisse alors le camion retomber de tout son poids sur le plateau, qui vibre pendant plusieurs secondes à cette localisation, émettant ainsi une salve d'ondes qui se répandent dans le sous-sol.

Lors d'un levé en 2D, une série de géophones est déposée à une certaine distance de la source d'énergie, soit de la dynamite dans un levé par trou de tir ou du camion vibrosismique. Pour obtenir une bonne image, on répète l'opération en déplaçant peu à peu les installations le long de la ligne de levé et ce, jusqu'à ce qu'on ait parcouru l'intégralité de celle-ci avec des stations émettrices et réceptrices.

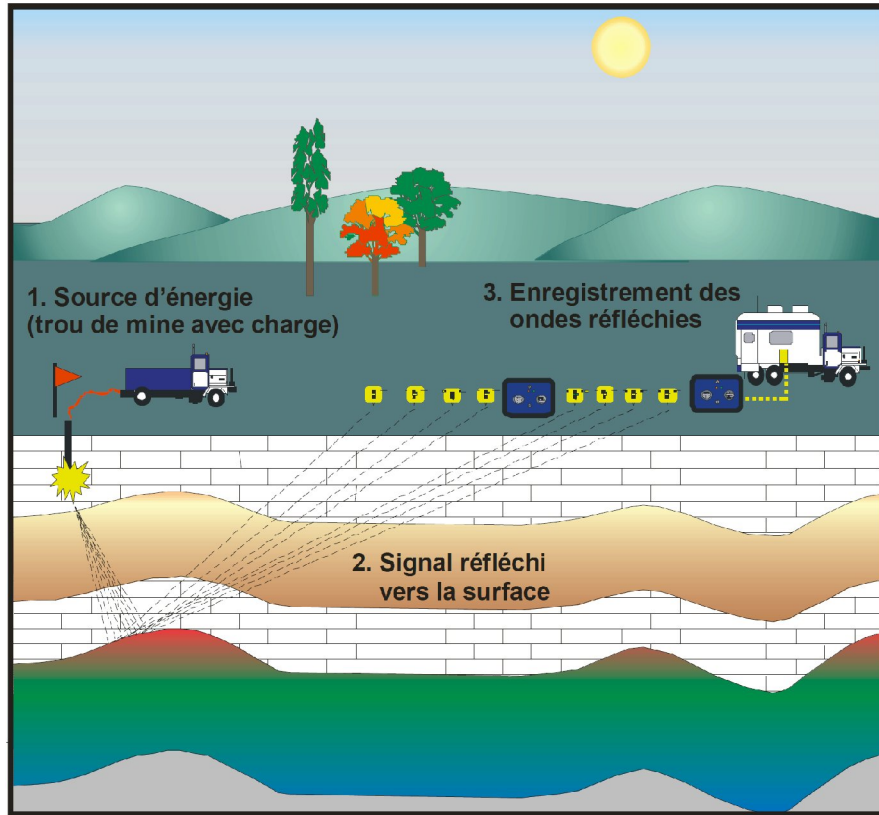
⁸ Art. 4 et 5 du Règlement.

⁹ Art. 6 du Règlement.

¹⁰ Art. 7 à 12 du Règlement.

¹¹ Art. 13 du Règlement.

¹² Art. 159 de la Loi.



Source : Présentation de Talisman

Durant la planification d'un levé sismique, Talisman cherche des façons de réduire les perturbations en surface. Les lignes de levé géophysique peuvent ainsi suivre les routes et traverser les terres agricoles ou les boisés en provoquant peu de perturbations. Sur les routes, Talisman utilise habituellement des camions vibrosismiques, alors qu'en forêt, on favorise les explosifs souterrains afin de réduire les coupes d'arbres. Les charges explosives sont alors placées à environ 10 mètres de profondeur dans des trous forés avec des petits appareils de forage portatifs, assez petits pour être installés dans la caisse d'une camionnette. Ces trous sont remplis avec la pierre et la terre recueillie pendant le forage du trou de tir en plus d'un agent de scellement comme la bentonite, une boue minérale inerte, sécuritaire et non toxique qui gonfle au contact de l'eau un peu comme la vermiculite utilisée en jardinage. On transporte le matériel nécessaire par camion ou par hélicoptère.

Pour des raisons techniques et environnementales, Talisman effectue habituellement ses levés sismiques en hiver. Les ondes acoustiques voyagent mieux dans le sous-sol lorsque la nappe phréatique est basse et la terre gelée. De plus, la terre étant plus dure et recouverte de neige, Talisman peut éviter d'endommager les cultures, de perturber les récoltes, d'avoir à ériger des ponts pour traverser les fossés (il suffit de les remplir de neige) ou de creuser des ornières dans les terrains boueux. Par ailleurs, Talisman évite les rives, les flancs de collines sujets aux glissements de terrain et les zones habitées. Cela permet de minimiser l'impact des opérations et d'en assurer la sécurité. Les perturbations provoquées à la surface par les explosions restent minimales puisque seulement une petite partie du bouchon couvrant le trou de tir est projetée en l'air à quelques pieds tout près du trou. On rebouche complètement le trou après la détonation et on restaure le sol à son état original. Bien que l'acquisition de données sismiques requière l'utilisation de petites sources d'énergie en surface, les vibrations transmises dans le sous-sol

sont si légères que, de manière réaliste, il est à peu près impossible qu'elles puissent provoquer un tremblement de terre, contrairement aux inquiétudes exprimées par certains membres du public lors des audiences du BAPE.

Lorsqu'on autorise une ligne de levé géophysique, l'approbation de chacun des propriétaires fonciers le long de la ligne doit être obtenu¹³. L'entreprise doit aussi organiser, à l'intention des populations locales, des séances d'information sur le calendrier des travaux et les enjeux reliés à un programme de levé géophysique en 2D. Durant les opérations, on doit aussi avertir tous les résidents des activités en préparation en installant une signalisation appropriée. La durée de l'acquisition d'une ligne de levé géophysique en 2D est de quelques semaines. Par ailleurs, lorsque des camions vibrosismiques sont actifs, on installe des capteurs pour s'assurer que les mouvements du sol respectent des limites sécuritaires à proximité de toute structure importante. Lorsqu'on déclenche des explosifs souterrains, on avertit les propriétaires fonciers avoisinants avant toute détonation. Quelle que soit la source d'énergie, l'article 6 du Règlement prévoit une distance minimale de la source d'énergie de :

- 200 mètres d'un puits d'eau, d'un aqueduc, d'un bâtiment, d'une ligne à haute tension ou d'un ouvrage souterrain;
- 120 mètres d'un puits de pétrole ou de gaz naturel appartenant à un tiers;
- 100 mètres d'un cimetière ou d'un pipeline de surface appartenant à un tiers;
- 75 mètres d'un pipeline enfoui appartenant à un tiers;
- 30 mètres d'un chemin de fer;
- 10 mètres d'une borne d'arpentage.

Durant l'acquisition des données sismiques, Talisman met toujours en priorité la sécurité de ses opérations. L'entreprise s'efforce aussi de recueillir des données de qualité, tout en évitant le plus possible de perturber les habitats de surface.

2. Activités de forage

(a) Choix et préparation des sites de forage

Pour l'exploitation des shales gazéifères au Québec, Talisman utilisera des sites à partir desquels il sera possible de forer un grand nombre de puits. Cette méthode permettra de réduire l'empreinte environnementale des sites de forage, des routes d'accès et des systèmes de collecte. Les techniques de forage horizontal permettent de forer plusieurs puits sur un même site, réduisant ainsi la surface – ou l'empreinte – requise pour les travaux.

Les sites de forage sont choisis en fonction de trois critères : la géologie du sous-sol à l'emplacement; les cartes des structures géologiques souterraines générées par le traitement des données recueillies lors des levés sismiques et les restrictions en surface. Avant d'obtenir l'approbation des organismes de réglementation, Talisman doit consulter les municipalités et les populations locales ainsi que les propriétaires fonciers. L'entreprise vérifie aussi les bases de

¹³ Art. 235 de la Loi.

données gouvernementales pour connaître la présence d'espèces animales ou végétales menacées ou vulnérables.

Pour avoir le droit d'utiliser des sites en zones agricoles, Talisman doit obtenir au préalable une autorisation de la part de la Commission de protection du territoire agricole (« **CPTAQ** »), en vertu des articles 26 et 55 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*. Pour ce faire, Talisman doit soumettre sa demande à la municipalité où se trouve le site¹⁴, laquelle peut exiger toute l'information et la documentation qu'elle juge pertinente¹⁵. La municipalité fait ensuite parvenir cette demande d'autorisation à la CPTAQ accompagnée de ses recommandations¹⁶.

Un forage ne peut être effectué à moins de 100 mètres de toute résidence ou de tout édifice public¹⁷. Des efforts de consultation pourraient par ailleurs garantir qu'aucun site d'exploitation ne soit installé en plein village ou à proximité d'une école.

Talisman négocie ensuite les droits d'accès et d'exploitation de surface avec le propriétaire du terrain visé, conformément à l'article 235 de la Loi. Les deux parties conviendront ainsi d'un bail qui permettra à l'entreprise d'effectuer ses travaux de forage, de mener à bien ses travaux de complétion et d'installer de façon permanente le puits de même que l'équipement d'exploitation. Ce bail est un acte légal normalisé décrivant les droits et obligations des deux parties en rapport avec l'utilisation par Talisman d'une parcelle de terre pour ses activités. Il est enregistré au cadastre afin de protéger les droits des deux parties¹⁸.

Le bail prévoit le versement d'une compensation juste et raisonnable fondée sur la valeur marchande de la parcelle occupée. Comme dans tous les états ou provinces où Talisman mène des projets, cette compensation se calcule à partir de quatre facteurs : la valeur du terrain, les perturbations entraînées par les activités de construction ou de forage, la perte de l'usage de la terre et les inconvénients d'une exploitation continue. Le loyer payable pour l'installation des équipements de surface vise à compenser la perte de jouissance de la terre et tout autre effet néfaste. L'obtention d'un bail ne constitue pas une acquisition. Même si le propriétaire foncier obtient une indemnité correspondant à la juste valeur marchande de sa parcelle, plus un loyer annuel sur les installations de surface, son droit de propriété reste intact avec un droit réversif suite à sa restauration.

Talisman adhère pleinement aux règles et aux pratiques courantes de l'industrie en matière de gestion de l'empreinte environnementale de ses travaux de forage, de complétion et d'exploitation. Après avoir choisi un site, Talisman engage un fournisseur québécois pour analyser la zone prévue afin d'évaluer les impacts possibles sur le sol, la végétation, les espèces animales (y compris les poissons) et la nappe phréatique. Cette analyse tient compte, par exemple, des impacts potentiels sur l'eau potable¹⁹. Si le forage horizontal offre plus de

¹⁴ Art. 58 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

¹⁵ Art. 58.1 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

¹⁶ Art. 58.1 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

¹⁷ Art. 22(1) du Règlement.

¹⁸ Art. 2999 du *Code civil du Québec*.

¹⁹ Les puits d'eau potable situés dans un rayon de 1 kilomètre du site sont testés selon les normes du Ministère du développement durable, de l'environnement et des parcs (« **MDDEP** »).

souplesse dans le choix des sites de forage, plusieurs facteurs doivent toutefois être pris en compte, tels que l'orientation de la formation géologique ciblée, les restrictions de surface comme les distances de retrait à respecter par rapport à certains éléments sensibles de l'environnement, l'inclinaison et la couverture du sol. En règle générale, on évite les déclinaisons de plus de 20° pour les sites de forage, puisque qu'on ne peut déplacer les appareils de forage sur une pente si abrupte.

On évite aussi les habitats d'espèces végétales et animales menacées ou vulnérables. Même si la plupart des sites se trouvent sur des terres agricoles où il y a peu de chances de rencontrer de telles espèces, Talisman consulte le *Centre des données sur le patrimoine naturel du Québec* (« **CDPNQ** ») pour obtenir l'information pertinente sur leur présence dans les environs. Les sites des puits de Saint-Édouard et de Leclerville se trouvaient par exemple à proximité d'une réserve écologique. À partir des données du CDPNQ, Talisman a pu choisir un site de forage permettant d'éviter de nuire aux espèces locales.

Avant la construction de sites de forage sur des terrains boisés, Talisman engage une entreprise indépendante pour identifier la présence d'érablières protégées au sens de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* afin de protéger les parcelles vulnérables.

À l'heure actuelle au Québec, Talisman doit obtenir les autorisations et permis suivants avant d'entreprendre la préparation d'un site et d'amorcer les travaux de forage :

1. Autorisation de la CPTAQ – sur recommandation de la municipalité en vertu des articles 26,55, 58 à 58.5 et 70 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*;
2. Un permis de gestion forestière aux fins d'exercer des droits en vertu de la Loi en vertu du Titre 1, Chapitre II, En-tête II, Sous-section 4 de la *Loi sur les forêts*;
3. Un permis de coupe (Municipalité régionale de comté (« **MRC** »));
4. Un permis de forage de puits (MRNF), en vertu des articles 160 à 162 de la Loi et de la section I du chapitre III du Règlement;
5. Un permis spécial de la Société de l'assurance automobile du Québec ou du Ministère des transports pour l'opération de véhicules hors normes ou pour le transport de chargements excédant la longueur et la largeur d'un véhicule, en vertu des articles 621(19), 621(20) et 633 du *Code de la sécurité routière* et du *Règlement sur les permis spéciaux de circulation*;
6. Un certificat d'autorisation pour le forage dans les cours d'eau, les lacs, les étangs, les marais, les marécages, les tourbières, les rives et les plaines inondables, en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, de l'article 2(6) du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* et de la *Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables*.

Avant que la construction ne commence, la route d'accès ainsi que le terrain visé par le bail de surface sont arpentés. On dégage ensuite la voie d'accès et le site de toute végétation, incluant les boisés. Le bois d'œuvre commercialisable est entreposé sur une rampe de stockage. Le bois d'œuvre non commercialisable ainsi que la végétation sont broyés et intégrés à la terre arable décapée. Le forage de puits de gaz de shale se fait à partir d'un site central et nécessite un terrain plat. Les sites de forage doivent être à niveau pour que la tour de forage puisse être stable sur le sol et sans inclinaison. Le sol est donc aplani pour éliminer toute aspérité. La

couche de terre arable est enlevée et conservée en bordure de l'aire de concession. Parfois, lorsque l'érosion ou la croissance de mauvaises herbes pose problème (sur des terres agricoles), les talus formés de terre arable raclée seront semés et stabilisés. Cette terre arable sera ensuite utilisée lors de la remise en état du site. Dans les zones agricoles, on obtient l'autorisation de la CPTAQ²⁰.

Dans certains cas, on utilise une toile géotextile perméable pour stabiliser la surface du sol. Le site est couvert avec du sable, du gravier ou du ciment recyclé pour en permettre l'accès en toutes saisons. On utilise ensuite une plate-forme modulaire pendant et après le forage afin de protéger et stabiliser le sol et de réduire la compaction là où la terre arable a été enlevée. Les précautions prises par Talisman lors de la préparation de ses sites de forage contribuent à assurer qu'aucune instabilité ou stérilité du sol ne résulte de ses activités de forages. Une fois que le site de forage est prêt, la tour de forage est mise en place et le forage débute.

Lorsque le puits a été foré et complété et a été relié à un gazoduc ou qu'on en a fait un puits d'observation, on peut réduire la surface occupée par le site en respectant les conditions indiquées par le CPTAQ lors de la délivrance du permis d'exploitation du lot²¹. La remise en état provisoire a lieu à tous les endroits du site qui ne seront plus utilisés. On retire la plate-forme modulaire, on répand la terre arable et on reconstitue la végétation sur la surface inutilisée.

(b) Le forage

(i) Forage vertical

Le diamètre d'un puits de forage est rarement constant de la surface jusqu'au fond. Normalement, au moins deux différents diamètres sont forés car le diamètre doit être réduit à chaque fois qu'une colonne de tuyau appelée « tubage » est posée. On appelle la partie supérieure du trou le « trou de surface » et la colonne de coffrage d'acier continue est appelée le « tubage de surface ». Le tubage de surface remplit deux fonctions essentielles : premièrement, il ferme hermétiquement les strates géologiques de surface qui sont souvent peu résistantes et friables et qui peuvent parfois contenir de l'eau potable; ensuite, il sert de fondation solide et sécuritaire pour l'installation de l'équipement de contrôle du puits.

Le diamètre du trou de surface doit être supérieur au diamètre externe du tubage de surface, alors que le diamètre du trou subséquent sera inférieur au diamètre interne du tubage de surface. On choisit les diamètres des trous et des tubages en fonction des contraintes du forage subséquent. On conçoit habituellement le diamètre des trous en fonction du diamètre idéal du forage au fond du puits et l'on remonte vers la surface.

La profondeur du forage de surface constitue un autre paramètre de conception important. Il doit être assez profond pour fournir un support stable pour l'équipement de contrôle du puits. Comme le prévoient les articles 23 et 28 du Règlement, l'équipement de contrôle du puits doit prévoir un système anti-éruption (« **BOP** ») essentiel à la sécurité du personnel, des équipements de forage et de l'environnement ainsi qu'au suivi et au maintien de l'intégrité du puits. Les systèmes anti-éruption sont des appareils à sureté intégrée et doivent avoir une pression nominale de marche égale ou supérieure à la pression de formation maximale indiquée dans le programme de forage soumis au MRNF. Là où on ne peut prévoir la pression

²⁰ Art. 70 de la *Loi sur la Protection du territoire et des activités agricoles*.

²¹ Art. 11 et 62 de la *Loi sur la Protection du territoire et des activités agricoles*.

de formation maximale, elle est présumée être égale ou supérieure à 11 kPa par mètre de profondeur du puits²². Comme le prévoient les articles 29 et 30 du Règlement, Talisman exécute des tests de pression sur le BOP au début de chaque opération, et son fonctionnement doit être vérifié tous les jours pendant la durée du forage. Le personnel de Talisman doit être formé en son opération.

Le trou de surface doit être assez profond pour que le tubage de surface se rende sous toutes les nappes aquifères. L'article 25 du Règlement prévoit que le coffrage de surface doit être fixé jusqu'à une profondeur équivalente ou supérieure à 10 % de la profondeur maximale prévue au programme de forage soumis au MRNF. Au Québec, Talisman installe généralement le tubage de surface à une profondeur minimale de 300 m ou plus, conformément aux connaissances actuelles de la profondeur des nappes aquifères. Les puits artésiens, quant à eux, dépassent rarement les cent mètres de profondeur.

Une fois qu'on a creusé le trou de surface à une profondeur suffisante, on retire la tige de forage et le trépan pour s'assurer que le trou est dans un état acceptable. On pose ensuite le tubage de surface et le trou est prêt à être cimenté. On pompe le ciment dans le tubage de surface jusqu'au fond, où il remonte dans l'espace séparant le tubage et la paroi du puits. Talisman utilise du ciment Portland mélangé avec une variété d'additifs qui en modifient les propriétés, telles que les caractéristiques d'écoulement, et qui en garantissent la durée de vie. Pour s'assurer de l'intégrité du ciment utilisé par Talisman, on teste le mélange en laboratoire avant de le couler. Le but principal de la cimentation est d'isoler la zone géologique de manière complète et durable. L'article 24 du Règlement exige que le tubage et la cimentation isolent tous les horizons géologiques rencontrés contenant eau, pétrole ou gaz et préviennent la migration de pétrole, de gaz ou d'eau d'un horizon géologique à un autre. Aussi, le tubage et la cimentation doivent supporter les contraintes d'éclatement, d'écrasement, de tension et toutes autres contraintes physiques auxquelles ils peuvent être soumis.

L'intégrité du ciment est assurée par de bonnes pratiques de cimentation, ce qui comprend la centralisation du tubage, le déblaiement de la boue et le bon choix, eu égard aux conditions du puits, de mélanges et d'additifs pour le ciment, pour assurer la meilleure adhésion possible entre l'extérieur du tubage et la paroi du puits. Comme prévu à l'article 27 du Règlement, il faut attendre au moins 12 heures pour s'assurer que le ciment soit bien durci avant de poursuivre les opérations de forage, ce qui comprend le fait de soumettre le tubage à un test de pression, de forer le sabot du tubage ou de perforer celui-ci. L'*American Petroleum Institute* (« **API** ») a établi des normes pour la cimentation qui incluent une résistance à la compression minimale qui doit être obtenue lorsque le ciment a durci. Le Règlement prévoit aussi des normes pour la cimentation du tubage et, de plus, requiert que l'on exécute ces travaux conformément à la demande de permis de forage du puits²³.

Depuis plus de 75 ans, l'API a travaillé à l'élaboration de normes qui encadrent les équipements dans les domaines pétroliers et pétrochimiques ainsi que leur fonctionnement. Ces normes représentent le savoir-faire collectif de l'industrie et elles touchent tous les aspects, des trépan à la protection de l'environnement, et adoptent des pratiques d'ingénierie et d'opérations éprouvées ainsi que des équipements et matériaux interchangeable et sécuritaires. L'API a formulé plus de 500 normes et pratiques recommandées. Plusieurs d'entre elles ont été incorporées dans les réglementations des états et du gouvernement fédéral, et elles sont en

²² Art. 23 et 31 du Règlement.

²³ Art. 26 et 27 du Règlement.

voie d'être adoptées par l'Organisation internationale de normalisation (« ISO »), une fédération internationale englobant plus d'une centaine d'associations de normalisation.

Après le pompage du ciment, sa résistance est vérifiée en observant des échantillons en surface. Avant le forage du sabot, l'ensemble du tubage est soumis à une vérification sous pression de son étanchéité, comme le prévoit l'article 29 du Règlement.

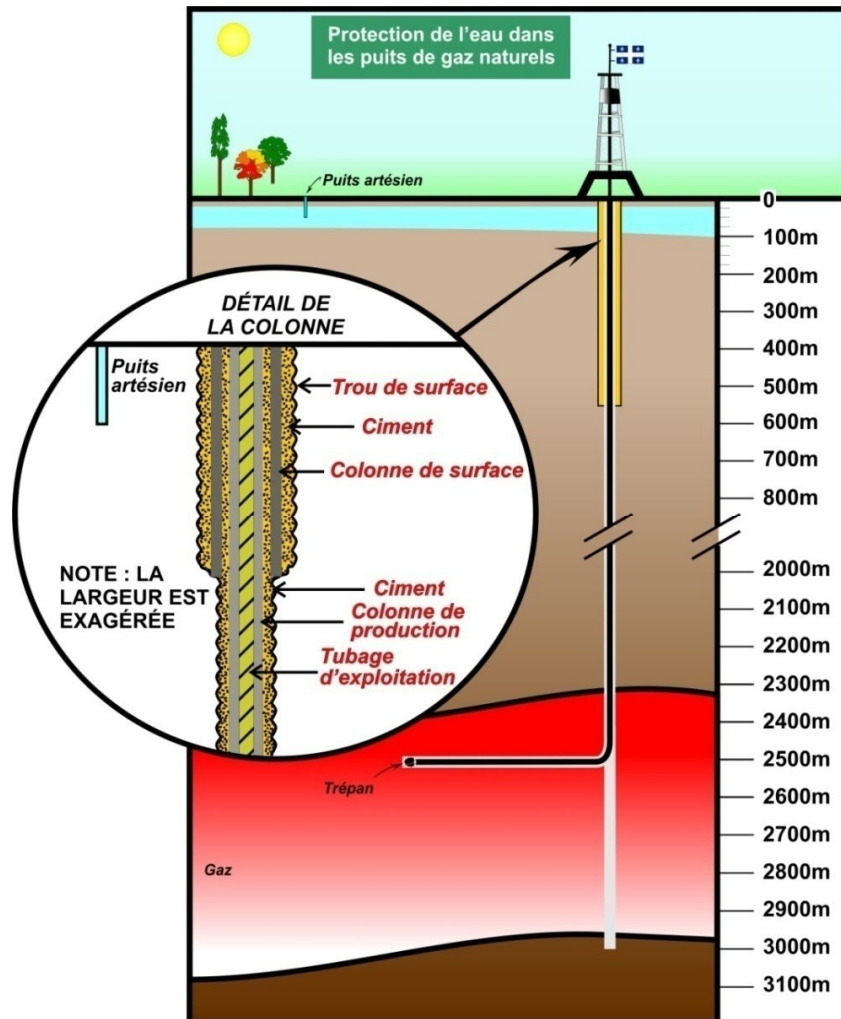
On fait descendre à nouveau la tige de forage et le trépan au fond du trou, le bouchon au fond du tubage de surface est ensuite foré et on continue le forage de la section verticale jusqu'à une profondeur d'environ 1 500 mètres. L'article 35 du Règlement prévoit que des relevés de déviation du puits soient faits à des intervalles n'excédant pas 150 mètres, et l'article 32 du Règlement exige que l'essai de pression sur la formation soit effectué avant que l'on fore à plus de 60 mètres au-dessous de tout tubage autre que le tubage initial. De plus, on doit prélever des échantillons de déblais de forage à tous les cinq mètres et bien les identifier²⁴. On analyse la porosité et la perméabilité de ces échantillons et on transmet les résultats au MRNF²⁵. En terminant, on doit effectuer des diagraphies permettant l'évaluation du puits au-dessous du tubage de surface²⁶.

Un deuxième ensemble de tubes appelé tubage intermédiaire, sera inséré de la surface jusqu'à une profondeur de 1 500 mètres et cimenté en place et jusqu'à la surface. Ceci est à environ 500 mètres au-dessus de la section horizontale prévue. Ce niveau de profondeur est appelé le point de déviation, d'où la courbe débutera afin que la section horizontale du puits puisse être forée au sein de la formation ciblée. La distance requise pour compléter la courbe et pour commencer à forer la section horizontale, appelée embranchement, est d'environ 400 mètres. Pour forer la courbe, la tige de forage et le trépan sont à nouveau retirés du trou et on descend un moteur de fond munis d'instruments avec mesure en cours de forage. Lorsque la distance visée pour l'embranchement horizontal est atteinte, la tige et le trépan sont retirés et le tubage de production est inséré dans toute la longueur du puits. On pompe du ciment dans le tubage de manière à le pousser hors du fond du tubage de production, dans l'espace situé entre le tubage et la paroi du puits. On pompe une quantité de ciment suffisante pour remplir le trou jusqu'au tubage intermédiaire. Le tubage sécurise le puits de manière permanente et empêche les hydrocarbures et les autres fluides de s'infiltrer dans les autres formations lorsqu'ils circulent dans le puits vers la surface.

²⁴ Art. 37 du Règlement.

²⁵ Art. 37 et 39 du Règlement.

²⁶ Art. 40 du Règlement.



Source : Présentation de Talisman

(ii) Écoulements à partir du tubage de surface et migration du gaz

Il est important de souligner que la possibilité que du gaz ou du liquide remonte à la surface d'un puits en raison d'une étanchéité incomplète entre soit le tubage de surface et le ciment ou entre le ciment et la formation adjacente est faible. Les écoulements à partir du tubage de surface (en anglais, « surface casing vent flows » ou « SCVF ») sont définis comme l'écoulement de gaz et/ou de liquide à la surface entre les colonnes de tubage intermédiaires et de surface. La « migration du gaz » est définie comme l'écoulement de gaz et/ou de liquide détectable à la surface à l'extérieur du tubage de surface²⁷. L'identification et la gestion des écoulements à partir du tubage et la migration de gaz est une pratique bien établie au sein de l'industrie pétrolière et gazière. À la tête de puits, le tubage de surface comporte un évent surveillé par l'exploitant qui permet au gaz naturel de s'échapper dans l'atmosphère de façon sécuritaire.

²⁷ Définitions tirées du document suivant : <http://www.ogc.gov.bc.ca/documents/SurfaceCasingVentFlows.doc>.

La présence de gaz naturel à la surface n'est pas nécessairement indicatif d'un écoulement à partir du tubage de surface ou de migration de gaz. Au Québec et dans d'autres juridictions, il n'est pas inhabituel que du gaz naturel soit présent dans les sols minces et les aquifères²⁸. Un exemple bien connu de suintement naturel de gaz à la surface est la « Fontaine du Diable » au sein du Site historique national des Forges-du-Saint-Maurice, au nord de Trois-Rivières, de laquelle s'écoule du gaz depuis des centaines d'années²⁹. Le gaz naturel est souvent présent dans les puits d'eau, même en l'absence d'activités pétrolières et gazières³⁰.

Ce type d'écoulement présente principalement un risque pour la sécurité. Il existe un faible risque d'incendie et/ou d'explosion si le gaz s'accumule dans un espace fermé et qu'il y a une source d'inflammation. Ce risque est cependant éliminé en gérant et en assurant le suivi de ces accumulations. Les travailleurs sur le site sont équipés de détecteurs de gaz portatifs qui les avertissent si la quantité de gaz dans l'atmosphère approche le seuil d'inflammabilité. Les procédures prévoient l'évaluation et la quantification du risque dans toutes les situations. Les autres mesures préventives incluent le verrouillage en position ouverte des vannes du tubage de surface afin d'éviter la surpression près de la roche de surface.

La réglementation des écoulements à partir du tubage de surface et de la migration du gaz relève actuellement du MRNF aux termes de l'article 24 du Règlement, qui stipule que les tubages et la cimentation doivent prévenir la migration de pétrole, de gaz ou d'eau d'un horizon géologique à un autre. Des tests visant à détecter la présence d'écoulements à partir du tubage de surface sont effectués avant la complétion initiale du puits et un suivi est assuré dans le cadre de l'entretien de routine pendant toute la durée de vie du puits. Les tests initiaux consistent à déterminer le débit de l'évent et la pression statique stable de l'évent en position fermée. Pour mesurer le volume de gaz rejeté, on peut effectuer un essai à la bulle ou utiliser un compteur volumétrique, un débitmètre à turbine ou un appareil d'essai de puits. Les exploitants effectuent des tests visant à établir la présence de migration de gaz s'il existe des signes visibles qu'une telle migration a lieu. Les tests effectués pour détecter la migration du gaz incluent le prélèvement d'échantillons des vapeurs du sol.

Lorsqu'un écoulement à partir du tubage de surface ou une migration du gaz est repéré, l'organisme de réglementation compétent en est informé et des vérifications plus approfondies sont effectuées. L'écoulement est catégorisé et les mesures correctives appropriées sont déterminées en consultation avec l'organisme de réglementation et en conformité avec les pratiques habituelles de l'industrie. Dans la plupart des cas, le niveau de risque est si faible que seul un suivi est requis, aucune réparation immédiate n'est nécessaire et les mesures correctives ne sont requises qu'à la fermeture du puits. Les mesures correctives incluent la préparation d'un plan d'action devant être approuvé par l'organisme de réglementation. Ces

²⁸ Entre 1955 et 1965, quelques centaines de permis de forage furent émis pour l'exploration de gaz à une faible profondeur dans les basses-terres du Saint-Laurent. Certains de ces puits présentaient des signes probants de traces de gaz à partir de profondeurs aussi faibles que 17 mètres en sous-surface (exemple du puits BOO3). Sur la base de données du MRNF, les numéros de ces puits débutent avec la lettre « B » : http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpq/classes/rechercheGPG?url_retour.

²⁹ http://www.geocaching.com/seek/cache_details.aspx?guid=22500e62-e91c-488f-abba-1746f6ef358c.

³⁰ Un rapport de la *Oil and Gas Conservation Commission* de l'État du Colorado traite de ses enquêtes au sujet de la contamination alléguée des puits d'eau attribuable aux activités pétrolières et gazières dans le film « Gasland ». Ce rapport réfère à plusieurs études démontrant des sources biogéniques ou peu profondes de méthane dans le bassin de Denver. Le rapport peut être consulté à l'adresse internet <http://cogcc.state.co.us/library/GASLAND%20DOC.pdf>.

mesures comprennent la diagraphie du puits afin de repérer la source de l'écoulement et la réalisation de travaux de colmatage. Habituellement, pour endiguer l'écoulement, le tubage est perforé et du ciment est injecté dans la formation adjacente.

Une préoccupation secondaire résultant de ce type d'écoulement est la possibilité que le gaz pénètre dans l'eau souterraine. La présence de gaz à la surface ne signifie pas que l'aquifère contiendra du gaz naturel. Le gaz naturel emprunte le trajet de moindre résistance et a tendance à remonter vers la surface plutôt qu'à pénétrer dans l'aquifère. Les aquifères sont des formations de roche poreuse remplies d'eau et pressurisées. Il est peu probable que le gaz s'éloigne du puits alors que le puits lui offre une voie d'échappement, étant donné que la pression à l'évent est inférieure à la pression de l'aquifère. La faible perméabilité de l'aquifère réduit également la probabilité que le gaz s'éloigne du puits. En outre, il est important de se rappeler que, dans le cas des écoulements à partir du tubage de surface, l'eau souterraine est protégée par au moins une colonne de tubage d'acier et de ciment située entre l'aquifère et le puits, de sorte que le risque de contamination de l'eau souterraine est très faible.

Conformément aux pratiques exemplaires du secteur, Talisman surveille et teste tous les puits d'eau souterraine utilisés pour la consommation humaine dans un rayon de 1 kilomètre de chaque puits. L'information ainsi recueillie fournit des données de référence sur la qualité de l'eau souterraine à proximité des emplacements où elle exerce ses activités pétrolières et gazières.

(iii) Forage horizontal

Dans le but de procéder au développement commercial des ressources de gaz de shale, il est obligatoire, étant donné la faible perméabilité des shales, de forer horizontalement afin d'étendre le puits le long de la formation. La portion du puits en contact avec la formation est considérablement augmentée, et cet accroissement de surface de contact entre le puits et la zone productive peut augmenter de plusieurs fois les taux de production comparativement à un puits vertical. Un puits moyen au Québec est d'une longueur totale approximative de 3 000 mètres, dont 1 000 mètres sont à l'horizontale. La partie horizontale est à approximativement 2 000 mètres sous la surface. Bien que ces puits puissent se prolonger horizontalement sur de longues distances, Talisman ne peut forer en sous-surface que dans les limites décrites dans ses permis de recherche.

La boue constitue un élément important du processus de forage. La boue de forage est un mélange d'eau, d'argiles et d'une petite quantité de produits chimiques qui sert à transporter les déblais de forage vers la surface, à stabiliser la paroi du trou empêchant ainsi la solifluxion, à refroidir et à lubrifier le trépan et à colmater les parois du puits pour empêcher toute infiltration de fluides de formation. Au Québec, Talisman se sert exclusivement de boues à base d'eau, bien que des boues synthétiques ou des boues à base de pétrole soient parfois utilisées ailleurs. Dans toutes les juridictions, les boues à base d'eau doivent être utilisées jusqu'à ce que le tubage de surface soit installé et cimenté en place pour éviter toute contamination des aquifères. Les boues de forage dont se sert Talisman sont non toxiques. En vertu des réglementations de l'Ouest canadien, disperser la boue résiduelle et les déblais de forage sur les terres agricoles (après avoir effectué les tests qui s'imposent), au besoin, constitue une pratique permise qui a été reconnue comme étant bénéfique à la qualité du sol. Pendant le forage, les boues sont mélangées sur le site dans une série de réservoirs fermés et circulent dans un réseau à circuit fermé. Cette mesure est conforme à l'article 48.1 du Règlement, lequel exige que pendant le forage la boue soit déposée dans une structure étanche conçue selon les règles de l'art. Des pratiques de forage sécuritaires et une réglementation adéquate réduisent les risques d'accident à un niveau très bas. Les structures contenant de la boue de forage

doivent être retirées ou démantelées à la fin du forage. La boue de forage doit être soit valorisée ou éliminée conformément à la *Loi sur la qualité de l'environnement* et ses règlements³¹.

Lorsque le puits a atteint sa profondeur finale et que le tubage de production est cimenté en place, l'appareil de forage est enlevé et l'étape de complétion du puits peut débuter.

3. Activités reliées à la complétion

Un permis de complétion de puits émis par le MRNF est nécessaire pour compléter un puits³². La demande de permis de complétion doit être accompagnée d'un programme de complétion certifié par un ingénieur pouvant justifier d'une formation ou d'une expérience dans le domaine du forage et démontrant que les travaux seront réalisés conformément aux règles de l'art de manière à assurer la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement ainsi que la pérennité de la ressource³³. Toute modification au programme de complétion doit être transmise au MRNF sous la forme d'un avenant certifié par l'ingénieur de forage responsable de l'exécution des travaux³⁴.

La première étape des travaux de complétion de Talisman consiste en un essai de pression des colonnes de tubage intermédiaires et de production. Les travaux de complétion impliquent des traitements de stimulation par fracturation hydraulique qui sont essentiels pour obtenir une production commerciale de gaz.

(a) Perforation

La perforation consiste à réaliser une série de trous de petit diamètre (chaque trou étant de moins de 12,7 millimètres de diamètre) à des intervalles choisis dans les tubages de production afin de permettre une circulation entre l'intérieur du tubage et le shale. Le traitement de stimulation hydraulique est alors pompé dans ces trous à l'intérieur de la formation. L'eau à haute pression provoque de petites fractures dans la roche, et le sable fait en sorte que ces fissures s'ouvrent. Après le traitement de stimulation des fractures, le gaz circule de la formation à travers ces trous vers le tubage jusqu'au gazoduc et au marché.

Afin d'appliquer uniformément le traitement de stimulation des fractures sur toute la portion horizontale du puits de forage, les ingénieurs et scientifiques spécialisés analyseront l'information portant sur le puits et ils subdiviseront le puits de forage en sections qui seront stimulées individuellement. Ces sections sont généralement appelées « étapes » et le nombre total d'étapes correspondra au nombre total de stimulations de fractures à effectuer sur le puits. Les perforations (trous) sont regroupées en grappes. Il y aura en général entre une et cinq grappes de perforations disposées uniformément le long de l'étape, afin d'améliorer la distribution de la stimulation de la fracture. Le modèle actuel utilise cinq grappes constituées de sept perforations par étape. Talisman compte d'abord pouvoir perforer et fracturer une étape

³¹ Art. 48.1 du Règlement.

³² Art. 160 de la Loi.

³³ Art. 49 du Règlement.

³⁴ Art. 50 du Règlement.

par jour pendant la phase de pilote. Pendant la phase d'exploitation, au moins deux étapes devraient être fracturées chaque jour.

Chaque perforation est créée par la détonation électrique d'une petite charge d'explosifs à l'intérieur d'un dispositif de transport placé dans le tubage à la profondeur du trou désiré. La charge formée est fabriquée conformément aux normes de l'API. Elle est conçue de manière à ce que la haute pression et la température générées par l'explosion de la charge soient concentrées à l'intérieur du tubage à l'endroit où l'on désire perforer le tubage. La haute pression et la haute température créent un jet aciculaire ultra-rapide de fines particules qui brûlent et érodent le tubage et le ciment et perforent la matière jusque dans la formation. Les voies d'acheminement ainsi créées sont d'environ 8,5 millimètres de diamètre et de 61 à 76 centimètres de longueur. La perforation permet de pomper de l'eau et du sable dans la formation et servira ultérieurement à extraire le gaz de celle-ci.

Chaque charge formée utilisée à l'heure actuelle contient 23 grammes d'explosifs qui sont complètement utilisés lors de la perforation. La présente technologie a été confondue avec les dynamitages massifs pratiqués dans les industries minière et de la construction. Cette confusion a créé l'idée fautive selon laquelle le tubage est détruit par la détonation de la charge formée. La conception de la charge formée permet de concentrer l'énergie de l'explosion et de l'appliquer en entier à la perforation du tubage sans altérer l'intégrité de celui-ci ni celle du ciment de la gaine. Présentement, 1 000 mètres de forage horizontal comprennent huit sections (ou étapes), dont chacune comprend cinq groupes de perforations, lesquels reçoivent sept tirs chacun. Les puits comprennent donc un total de 280 perforations sur 1 000 mètres de puits de forage horizontal. Pour ce faire, une détonation de 161 grammes d'explosifs est nécessaire à cinq profondeurs différentes dans le tubage. Cela résulte en la création de 35 canaux de perforations pour faire passer la stimulation des fractures. Au total, 805 grammes d'explosifs sont utilisés pour chaque section, et 6 440 grammes sont nécessaires pour perforer le puits en entier. Il s'agit d'une petite quantité d'explosifs qui est utilisée pour créer une série de trous très localisés et qui ne provoque aucun dommage au tubage ni au ciment adjacent.

(b) Fracturation hydraulique et surveillance

(i) Méthode de fracturation

La fracturation hydraulique est utilisée pour ouvrir la voie au gaz contenu dans le réservoir afin qu'il remonte dans le puits. Le pompage d'un mélange d'eau et de sable à haute pression dans une zone isolée est nécessaire afin que le gaz puisse sortir de la formation par les fractures, lesquelles ne sont généralement pas plus grosses qu'un cheveu humain en l'absence d'étayage par du sable. Les fractures sont maintenues ouvertes par les grains de sable qui créent un milieu perméable permettant au gaz de circuler. Les puits de gaz de shale nécessitent la stimulation des fractures pour que le gaz emprisonné dans la roche puisse circuler, car la perméabilité de la formation est semblable à celle du marbre. Le nombre optimal d'étapes variera d'un shale à l'autre en fonction de sa géologie. Ce nombre est déterminé pendant la phase pilote, en même temps que la longueur horizontale du puits. En plus du permis de complétion de puits mentionné plus haut, Talisman doit obtenir un certificat d'autorisation du MDDEP³⁵ pour réaliser des prélèvements d'eau et pour la fracturation hydraulique, et cela, avant de mener des opérations de fracturation hydraulique.

³⁵ Art. 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

La fracturation hydraulique est effectuée en une seule opération continue. La section du puits ciblée par la première étape est perforée, et le fluide de fracturation est pompé dans le puits vers les perforations afin de fracturer le shale. Lorsque la première étape est terminée, un bouchon temporaire est placé à l'avant de celle-ci pour l'isoler. Ensuite, la deuxième étape est perforée, et le fluide de fracturation est pompé dans le puits à travers ces perforations afin de fracturer les shales adjacents à cette section. Le processus est répété jusqu'à ce que toutes les étapes du puits aient été perforées et fracturées.

Le fluide de fracturation est composé principalement d'eau et de sable (99,5 %) et comprend une faible concentration de produits chimiques (0,5 %). Talisman utilise environ 2 000 m³ de fluide par étape. C'est pourquoi, pour une fracturation en huit étapes sur une longueur horizontale de 1 000 mètres, Talisman utilise environ 16 000 m³ de fluide. Les enjeux associés à l'approvisionnement en eau et à la divulgation d'information sur les fluides de fracturation seront traités dans la section portant sur l'environnement sous la rubrique « Les trois piliers du développement durable ».

Les pressions de fracturation sont limitées à 75 % de la pression d'éclatement du tubage, ce qui permet de maintenir une marge de sécurité adéquate. Compte tenu des préoccupations au sujet de la possibilité de tremblements de terre exprimées lors des audiences du BAPE, nous soulignons pour le présent contexte que la fracturation hydraulique a recourt à des énergies 100 000 fois plus petites que le plus petit tremblement de terre pouvant être ressenti par les humains.

Les autorisations du MRNF et du MDDEP sont nécessaires avant que Talisman fracture hydrauliquement un puits. Talisman approuve la divulgation de la composition et des concentrations des fluides de fracturation hydraulique utilisées dans le cadre de ces activités. Talisman croit que la fracturation hydraulique est sécuritaire et accepte de publier la composition des fluides de fracturation hydrauliques utilisés dans ses puits³⁶.

(ii) Surveillance microsismique

La surveillance microsismique est utilisée pour surveiller la stimulation par fracturation hydraulique de puits sélectionnés, en général pendant la phase d'exploration. Les données sont prélevées continuellement pendant les opérations de fracturation et elles sont traitées en temps réel. La technique permet à Talisman de constater la propagation des fractures dans les shales en profondeur. Les données permettent à Talisman d'optimiser efficacement les frais d'exploitation liés à la fracturation en contrôlant la qualité du travail en temps réel et indiquent aussi avec quelle efficacité le réservoir a été stimulé. Les données enregistrées par les géophones sont interprétées mathématiquement pour que l'entreprise soit en mesure d'indiquer jusqu'où les fractures hydrauliques se sont propagées. La surveillance microsismique permet également de mesurer l'ampleur de chaque fracturation.

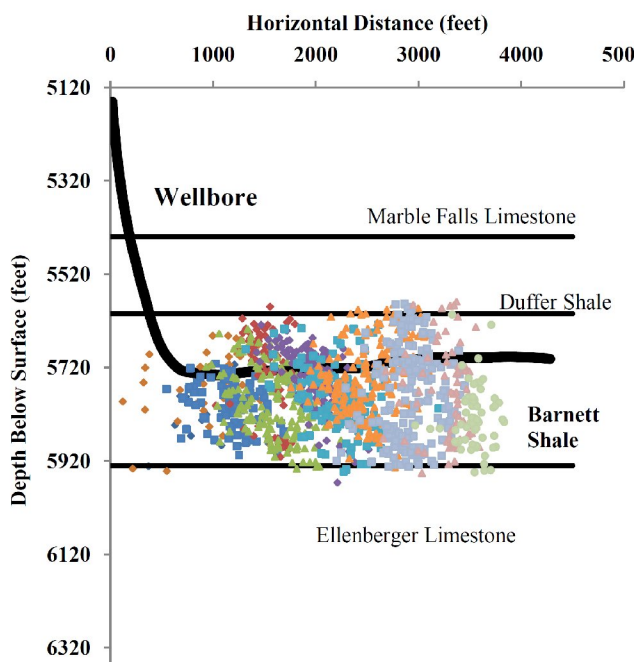
Les données microsismiques aident également Talisman à planifier l'exploitation d'un réservoir. Elles aident à déterminer l'espacement relatif des puits et elles peuvent fournir de l'information liées au drainage du réservoir. Elles possèdent l'avantage supplémentaire de démontrer que la stimulation par fracturation hydraulique est confinée à l'Utica et n'a aucun impact sur les aquifères d'eau douce à faible profondeur même si au Québec, en général, la microsismique

³⁶ Consultez le site www.talismanusa.com/how_we_operate/frac-fluid-composition (en anglais seulement).

n'est pas utilisée à cette fin étant donné que le shale de l'Utica se situe de 1 500 à 2 000 mètres environ sous les aquifères d'eau douce.

La surveillance microsismique est la surveillance passive des ondes sonores générées par le craquement du shale au moment de la fracturation hydraulique. Les appareils d'écoute sensibles (géophones) sont placés sur la surface de la terre (microsismique de surface) ou dans des puits verticaux adjacents au puits horizontal faisant l'objet de la fracturation (la technique microsismique en fond de puits). L'ampleur des phénomènes acoustiques générés par la fracturation est vraiment minime; Talisman essaie donc d'utiliser, lorsque possible, la technique microsismique en fond de puits. Jusqu'à maintenant, aucun nouveau puits servant spécifiquement à la surveillance microsismique n'a été foré au Québec. Les puits utilisés à date avaient été forés pour évaluer les formations sous-jacentes de l'Utica et le type de tubage utilisé est conforme aux normes applicables aux autres puits forés par Talisman au Québec afin que les formations aquifères soient protégées.

Bien que la figure ci-après (Zoback, et coll., juillet 2010) constitue un exemple provenant des shales de Barnett, elle s'avère très similaire aux résultats constatés par Talisman au Québec. La croissance des fractures hydrauliques est confinée verticalement à une zone de 90 mètres. La figure démontre que la fracturation ne porte pas atteinte aux formations aquifères peu profondes, situées des milliers de mètres au-dessus.

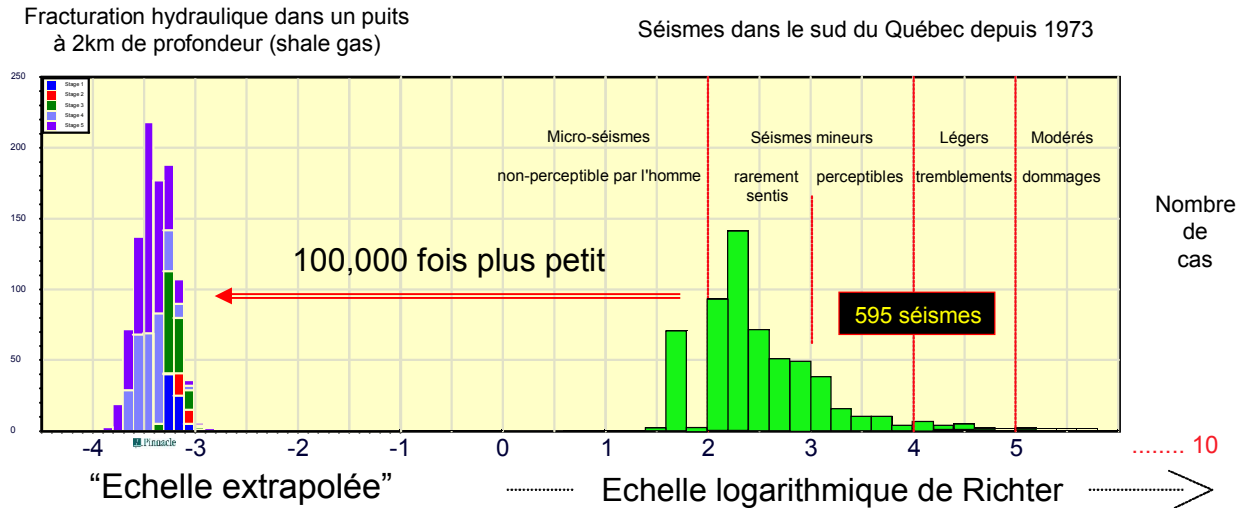


Source : « Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development », Mark Zoback, Saya Kitasei, Brad Copithorne, Juillet 2010, Worldwatch Institute

Tel que démontré dans le diagramme ci-dessous, l'ampleur des phénomènes microsismiques consignés est d'environ 100 000 fois plus petite que les plus petits tremblements de terre naturels pouvant être ressentis par l'être humain.

Fracturation Hydraulique ne crée pas de séisme

Les fracs hydrauliques sont environ 100,000 fois plus petits
que le plus faible séisme perceptible par l'homme



Source : Présentation de Talisman

(c) Tests

L'étape suivante du processus de complétion, après que les fluides de fracturation aient été pompés dans le puits, consiste à forer les bouchons installés entre les zones de fracturation. Pendant ce processus, le reflux du puits est dirigé vers l'unité d'évaluation. Le reflux est composé de fluides de fracturation, de débris de forage, d'un peu de sable de fracturation résiduel et de gaz. L'unité d'évaluation permet de séparer le gaz des liquides et des solides et de mesurer le volume de gaz. Au moment des premières étapes du reflux, le gaz est brûlé soit par une torchère, soit par un incinérateur. Le brûlage à la torche est en général une mesure temporaire, car le gaz est brûlé jusqu'à ce que le puits soit nettoyé et suffisamment testé pour évaluer son potentiel commercial. Une fois que le projet aura atteint sa phase d'exploitation, les conduites de collectes seront construites, et le gaz pourra être dirigé dans le gazoduc. Le brûlage du gaz à la torche sera alors limité à la période de forage et à la courte période jusqu'à ce que le débit se stabilise. Dans une ou l'autre de ces situations, un permis pour le brûlage à la torche doit être obtenu préalablement³⁷. Les volumes réels de gaz brûlé doivent être déclarés aux mêmes ministères après la complétion des opérations.

³⁷ Art. 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

4. Production

(a) Composition du gaz des shales de l'Utica

Les puits de l'Utica de Talisman démontrent une composition de gaz sec moyenne constante de plus ou moins 98 % de méthane, 1,5 % d'éthane et de 0,15 % de propane. Cette composition du gaz est liée à la profondeur maximale d'enfouissement des shales de l'Utica. Le dioxyde de carbone est présent en très faible concentration (0,07 mol %). On ne retrouve pas de H₂S dans les échantillons de gaz prélevés et analysés par Talisman (formations du shale de l'Utica, de Lorraine, de Trenton et de Black River) et les données historiques (base de données du MRNF) n'en font pas état. La présence de H₂S dans le shale de l'Utica est extrêmement improbable étant donné les deux mécanismes connus liés à sa production : BSR et TSR.

BSR – Bactérie sulfatoréductrice (Bacterial Sulfate Reduction)

La production du H₂S par la BSR est provoquée par des bactéries qui vivent dans des milieux anaérobiques, comme les marécages ou les marais salés, et qui tirent leur énergie de l'oxydation des composés organiques tout en réduisant les sulfates en sulfures, principalement le sulfure d'hydrogène. Le shale de l'Utica a été enfoui profondément et a subi une longue exposition à des températures élevées. Étant donné que ces bactéries agissent uniquement à des degrés de température sous les 80°C, la production de H₂S générée par la bactérie sulfatoréductrice dans le shale de l'Utica n'est pas possible.

TSR – Sulfatoréduction thermochimique (Thermochemical Sulfate Reduction)

Les réactions normales de la sulfatoréduction thermochimique se produisent à des températures supérieures à 120°C et nécessitent la présence de sulfates (anhydrite) et d'hydrocarbures. La diffractométrie de rayons X démontre que l'anhydrite est absente du shale de l'Utica.

(i) Radon et éléments radioactifs (matières radioactives naturelles)

Le radon est produit par la dégradation de l'uranium, un élément radioactif naturel. Des niveaux élevés de radon apparaissent dans des régions où le sol ou la roche est riche en uranium. Certaines quantités de radon et les produits de désintégration du radon, sont présents partout dans le sol, l'eau et l'air.

La possibilité d'émission de matières radioactives naturelles à partir du shale de l'Utica est extrêmement faible pour deux raisons principales : d'une part, la radioactivité est souvent directement liée au carbone organique total, qui est de l'ordre de 1 % dans le shale de l'Utica et, d'autre part, la nature carbonatée ainsi que la faible proportion d'argile du shale de l'Utica contribuent à diminuer les émissions radioactives. La réglementation au Québec³⁸ prévoit que l'opérateur doit faire fonctionner un appareil de diagraphie dans le puits afin de déterminer les propriétés des couches sédimentaires infiltrées. Un de ces outils est le rayon gamma, qui mesure la radiation émise par les éléments radioactifs se produisant naturellement comme l'uranium. Les relevés de rayons gamma indiquent que le shale de l'Utica dispose d'une très faible radioactivité.

³⁸ Art. 40 du Règlement.

(ii) Production d'eau de formation au Québec

Le shale de l'Utica dispose d'une quantité infime d'eau de formation libre susceptible d'être produite. L'étude de base détaillée réalisée par Talisman a révélé que le shale de l'Utica présente une saturation en eau de 15 % en moyenne. Dans les faits, cela veut dire que très peu d'eau sera mobilisée pendant la production de gaz.

(b) Intensité de l'exploitation

Il importe de comprendre que l'utilisation par Talisman des terres agricoles aux fins de forage et de complétion est temporaire. En moyenne, la durée nécessaire au forage et à la complétion d'un puits est de trois à quatre mois environ. Talisman effectue des opérations simultanées (forage, complétion et construction d'installations), alors il doit y avoir de l'espace pour plusieurs puits sur chaque site de forage. Les opérations fonctionnent en règle générale 24 heures par jour et sept jours par semaine pendant le forage et la complétion. Lorsque les puits sur le site ont été forés et complétés et que les installations sont en fonction, il y a peu d'activité régulière sur le site de puits.

À l'heure actuelle, au Québec, la taille moyenne d'un site de puits horizontaux est de quatre à six acres. Au cours de la phase d'exploitation, un site contenant huit puits devrait couvrir dix acres. L'empreinte de Talisman est limitée par l'utilisation de sites multi-puits, de courtes routes d'accès et de corridors communs (et existants) pour les gazoducs, les services et les routes. La possibilité d'utiliser le forage horizontal permet de forer un grand nombre de puits sur un seul site; les puits peuvent ainsi être beaucoup moins espacés. Cela réduit grandement la surface utilisée, ou l'empreinte nécessaire pour forer un même nombre de puits. La pratique de Talisman est de n'utiliser que la surface strictement nécessaire d'un site afin d'assurer un accès sécuritaire à toutes les parties de l'installation. Certaines distances minimales entre les équipements doivent être maintenues afin de réduire le risque d'incendie, ainsi des parties du bail non occupées par l'équipement ne peuvent être entièrement remises en état jusqu'à ce que les opérations aient été menées à terme selon le processus normal. Talisman conserve également de l'espace en raison d'ajouts possibles d'équipements à l'un ou l'autre des emplacements de puits ou à n'importe lesquelles de ses installations centrales.



Source : Présentation de Talisman

(c) Équipement d'exploitation

Les gaz de shale de l'Utica contiennent un pourcentage très élevé de méthane, mais aucun hydrocarbure liquide ni aucun sulfure d'hydrogène (H_2S). C'est pourquoi on les appelle « gaz secs exempts de soufre » (« *sweet dry gas* »). En conséquence, le gaz produit ne nécessite qu'une séparation pour en retirer l'eau, une compression pour l'amener à la pression du gazoduc qui le reçoit et un comptage pour une volumétrie précise.

Pendant l'exploitation, les sites de forage seront reliés aux installations de séparation, de déshydratation et de compression via deux à trois gazoducs collecteurs parallèles courant sur le même tracé. Selon les volumes transportés, chaque site de forage peut être desservi par deux ou trois gazoducs collecteurs, tous situés sur le même site de forage et reliés aux installations de compression ou à l'installation centrale.

Les installations de compression sont quant à elles reliées par un gazoduc collecteur à plus haute pression à une installation centrale où le gaz est de nouveau comprimé afin de rencontrer la pression du système de distribution pour la vente. Au cours du processus de planification des tracés des collecteurs de gaz exempt de soufre, l'opérateur travaillera avec les autorités municipales et locales ainsi qu'avec les communautés autochtones, les propriétaires fonciers et les organismes de réglementation pour élaborer un tracé acceptable qui tient compte des emplacements des édifices existants ou à venir.

Afin de pouvoir être acheminé via le réseau de distribution (en l'occurrence Gaz Métro), le gaz doit répondre à certaines exigences du gazoduc de ventes. Chaque site comprendra au moins un des équipements suivants :

- un séparateur servant à séparer et à recueillir l'eau contenue dans le gaz brut;

- un moteur à essence entraînant un compresseur pour accroître la pression du gaz afin de rencontrer la pression du réseau de distribution;
- un déshydrateur pour retirer l'eau résiduelle afin que le gaz corresponde aux critères de qualité du gazoduc de ventes;
- des réservoirs pour entreposer l'eau collectée à partir du séparateur;
- un système de torches permettant à l'installation d'être dépressurisée de façon sécuritaire pour l'entretien ou lors d'un arrêt d'urgence;
- des soupapes d'arrêt d'urgence;
- un système de contrôle des fonctions automatisées de l'installation;
- un compteur de volume de ventes pour mesurer précisément les quantités de gaz acheminées au système de distribution.

La taille et l'importance des équipements varient selon les prévisions de débit de chaque installation.

Le processus de conception de chaque installation nécessite une étude de stabilité du sol afin d'évaluer la profondeur, le nombre et l'emplacement des piliers d'acier. Dans les zones sujettes aux tremblements de terre, là où le code du bâtiment l'exige, la fondation doit pouvoir résister à un tremblement de terre. Bien que le Québec subisse des tremblements de terre mineurs peu ressentis, la région des basses-terres du Saint-Laurent n'est pas prédisposée aux tremblements de terre majeurs³⁹.

Lorsqu'on construit des gazoducs collecteurs, chaque traverse de cours d'eau est arpentée, et la méthode de passage du gazoduc proposée est soumise à l'organisme de réglementation pour approbation. De plus, les directives du ministère fédéral des Pêches et des Océans doivent être suivies là où elles s'appliquent. Pour un cours d'eau dont le débit est intermittent, une tranchée à ciel ouvert durant les périodes sèches peut être approuvée. Dans le cas de cours d'eau à débit permanent (par exemple, les ruisseaux et les rivières), le gazoduc sera inséré dans une galerie ou un trou foré sous le lit du cours d'eau, ce qui ne provoque aucune perturbation ni interruption dudit cours d'eau. L'eau de ruissellement ou de drainage n'est perturbée par les gazoducs que pendant la construction lorsque la tranchée est ouverte dans l'attente de l'installation du gazoduc. Toutes les eaux de ruissellement captées dans le fossé doivent être pompées hors de celui-ci et rejetées vers une trajectoire de ruissellement naturelle. Lorsque le gazoduc est installé et que la tranchée a été remplie, le terrain doit être remis dans son état d'origine afin de restaurer les précédentes caractéristiques de ruissellement naturel.

L'industrie pétrolière et gazière canadienne possède une longue feuille de route en matière de sécurité dans la conception, la construction et l'exploitation des oléoducs, gazoducs et installations spécialisées : les normes de l'Association canadienne de normalisation (« **CSA** ») ont été élaborées et adoptées par voie législative. L'accréditation d'un organisme d'élaboration de normes constitue la reconnaissance formelle de la compétence de la CSA en matière

³⁹ Voir le géopanorama de Québec publié par Ressources naturelles Canada à l'adresse internet geoscope.nrcan.gc.ca/quebec/eq_f.php.

d'élaboration de normes et de sa capacité à se conformer à des critères d'accréditation précis, tel que déterminé par l'organisme d'accréditation. Le Conseil canadien des normes a la responsabilité de la coordination du Système national de normes au Canada et a accordé à la CSA ainsi qu'à trois autres organismes d'élaboration de normes une accréditation nationale.

Plusieurs critères doivent être respectés pour obtenir et conserver l'accréditation :

- élaboration de normes consensuelles qui respectent les principes adoptés au Canada pour régir le processus consensuel;
- conformité aux critères établis pour l'approbation des normes nationales du Canada.

La conformité aux normes CSA dans les opérations de Talisman assure que :

- les risques d'explosion soient gérés grâce à des conceptions construites suivant le code qui sont conformes aux réglementations et sécuritaires;
- les procédures et les pratiques opérationnelles des installations atténuent le risque;
- les gazoducs disposent de clapets d'isolement afin de diminuer les pertes lorsque survient un événement exceptionnel;
- le tracé fait l'objet d'un arpentage, les conduites sont enfouies à la profondeur réglementaire et leur présence est signalée par des panneaux installés au croisement avec des routes ou d'autres droits de passage;
- les gazoducs sont inspectés sur une base régulière et toute anomalie est traitée dans les plus brefs délais;
- les installations sont munies de systèmes d'arrêt d'urgence automatisés et de torches ou de cheminée de ventilation qui permettent au besoin d'isoler et de dépressuriser l'installation en toute sécurité;
- les plans d'intervention d'urgence comprennent une ligne téléphonique ouverte 24 heures sur 24 afin que le public puisse appeler pour signaler un déversement ou un problème;
- les opérateurs surveillent les débits de gaz et les pressions du gazoduc. Si les opérations dépassent les marges préétablies, des alarmes automatiques seront activées dans la salle de contrôle de l'installation principale pour aviser les opérateurs; le gazoduc est alors fermé et isolé pour minimiser tout dommage possible.

Les sites demeurent propres, et le numéro d'une ligne téléphonique d'urgence ouverte 24 heures par jour, sept jours sur sept est affiché à l'entrée de chaque site. En l'absence d'activité, Talisman protège ses têtes de puits au moyen d'une clôture, de blocs de ciment, conformément à l'article 103 du Règlement et sécurise toutes les valves. Des inspections du site sont effectuées mensuellement.

(d) Exploitation de la ressource

Les puits et les installations nécessaires sont très onéreux. Il n'est pas dans le meilleur intérêt économique de Talisman de forer plus de puits qu'il n'est nécessaire. Le meilleur rendement

économique d'un projet survient lorsque le nombre minimum de puits est foré pour produire la quantité de gaz maximale.

Au cours de l'étude pilote initiale et de la première phase d'exploitation, Talisman doit déterminer combien de gaz un puits « moyen » peut produire ainsi que l'espace entre les puits; ces mesures font partie des principaux paramètres permettant d'évaluer le potentiel exploitable. Le rythme auquel les puits sont forés dépend de facteurs tels que le prix de marché du gaz, les exigences contractuelles, la demande de gaz, le régime fiscal, le coût des produits et services et le processus de répartition du budget de Talisman. Contrairement au rendement d'un puits de gaz conventionnel, dont le déclin est généralement rapide et constant, celui d'un puits de gaz de shale chute rapidement au cours des premières années. Sa courbe de production s'aplatit ensuite, et la production peut durer pendant plusieurs années. La durée de la période de production dépend du rythme d'extraction, de la vitesse du déclin de la ressource, du prix du gaz naturel et des coûts d'exploitation annuels. Tant que les revenus de la production de gaz dépassent les coûts, le puits continuera d'être exploité. On s'attend actuellement à ce qu'un puits de gaz de shale produise pendant 20 à 50 années, mais cela est sujet à l'évolution du prix du gaz naturel.

5. Fermeture de puits

Lorsqu'un puits est fermé, le site doit être restauré. Dans les zones agricoles, la CPTAQ exige que le propriétaire du puits applique les mesures de restauration prévues dans l'autorisation d'origine émise par la CPTAQ⁴⁰. De plus, lorsque la couche de terre arable doit être retirée, le permis d'exploitation délivré par la CPTAQ exige un plan de restauration⁴¹. L'extraction pétrolière et gazière a également été désignée comme une activité qui exige une étude de caractérisation d'une tierce partie dans les six mois de la cessation de l'activité⁴². Si l'étude de caractérisation de l'étude révèle des concentrations de contaminants dépassant les limites réglementaires, un plan de remise en état accompagné d'un échancier doit être présenté au MDDEP pour approbation, et une déclaration de contamination doit être inscrite au registre foncier, accompagnée d'un exemplaire du plan transmis au MDDEP. Le MDDEP transmet ensuite la déclaration à la municipalité et au propriétaire foncier⁴³. Lorsque le travail de réfection est terminé, une deuxième étude de caractérisation doit être effectuée, et une certification doit être obtenue avant qu'un avis de décontamination soit inscrit au cadastre⁴⁴.

Une demande doit être faite au MRNF pour cesser les opérations d'un puits et elle doit démontrer que les exigences liées à la fermeture d'un puits ont été respectées⁴⁵. Selon ces exigences, un bouchon de ciment d'au moins 30 mètres d'épaisseur doit être coulé dans la partie inférieure du puits, chaque zone perméable du puits doit être isolée par un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 10 à 30 mètres selon que le bouchon est placé dans une

⁴⁰ Art. 1(A)(6), 11 et 62 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

⁴¹ Art. 70 et 74 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

⁴² Art. 31.51 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et Art. 2 du *Règlement sur la protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés*.

⁴³ Art. 31.51 et 31.58 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

⁴⁴ Art. 31.59 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

⁴⁵ Art. 164 de la *Loi*.

partie du puits protégée par tubage ou non. Un bouchon de ciment d'une épaisseur de 30 mètres doit également être placé au niveau du sabot de tubage de la section de tubage la plus profonde. Lorsqu'un bouchon de ciment est situé au niveau du sabot de tubage le plus profond, au-dessus d'une zone de pression anormale ou au-dessus d'une zone contenant des hydrocarbures, la position exacte du dessus du bouchon doit être vérifiée au moyen d'un train de sonde au moins 12 heures après l'installation du bouchon. Pour ce qui est des puits côtiers, le tubage de chaque puits doit être sectionné à un mètre sous la surface du sol, et un bouchon de ciment doit remplir les derniers dix mètres de la colonne de tubage intermédiaire. Une plaque d'acier d'au moins un centimètre d'épaisseur doit aussi être soudée à l'ouverture du tubage de puits extérieur. De tels puits doivent également être identifiés par une plaque d'acier de 15 cm de largeur sur 30 cm de hauteur, fixée par une tige d'acier à 1,5 mètre au-dessus du sol, indiquant en relief le nom du puits et ses coordonnées géographiques. Si ce panneau indicateur n'est pas soudé sur l'extérieur du tubage de puits, il doit également indiquer la direction et la distance du puits. Finalement, le puits doit être laissé dans une condition qui empêche tout fluide ou gaz de s'en échapper⁴⁶.

Si ces exigences sont respectées, le MRNF autorise que les opérations soient cessé, après consultation avec le MDDEP. De plus, une déclaration de l'existence et de l'emplacement du puits fermé doit être remise au Bureau d'enregistrement, au Registre des droits réels d'exploitation de ressources de l'État et, s'il y a lieu, dans le dossier lié à l'immeuble qu'affectait le puits⁴⁷.

Lorsque le puits est fermé, il subsiste un risque extrêmement faible que des fuites se produisent. Au moment de l'abandon d'un puits de forage, l'intérieur du tuyau est protégé de la corrosion grâce à un bouchon pressurisé, composé d'un support d'acier et de caoutchouc. Un test de résistance à la pression est effectué, puis le bouchon est recouvert de ciment qui scelle les perforations. On fait ensuite circuler le fluide à l'intérieur du tubage vers un réservoir d'eau qui contient un inhibiteur d'oxygène pour protéger le tubage de la corrosion. Des problèmes d'affaiblissement dans les puits ont été résolus par l'API par l'emploi d'un ciment à puits de pétrole de classe « G », résistant aux sulfates, qui est conçu pour être utilisé à des profondeurs verticales de 2 440 mètres et des températures pouvant atteindre 108 °C. Au besoin, des additifs supplémentaires peuvent améliorer le rendement du ciment. Le shale de l'Utica s'est développé à une profondeur verticale véritable d'environ 1 800 à 2 200 mètres et à une température de réservoir de 48 °C. Les valeurs de profondeur et de température sont clairement indiquées dans les limites des spécifications du ciment de classe « G », faisant en sorte que la dégradation du ciment sur l'extérieur du tubage du puits soit improbable.

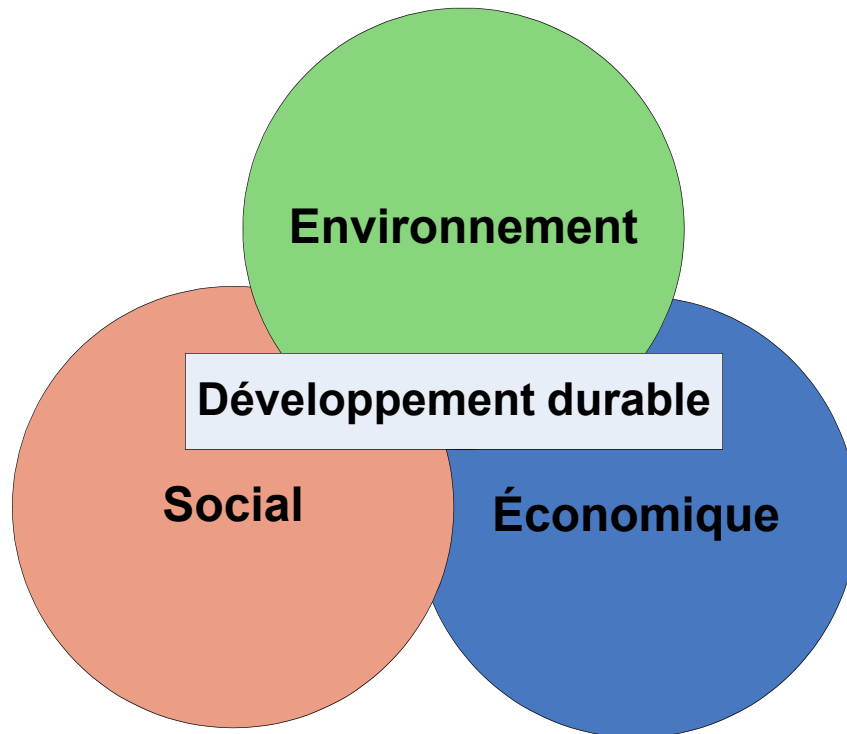
Dans d'autres provinces (par exemple, en Alberta), il y a également les *Orphan Well Funds* entièrement financés par l'industrie et administré par un organisme de réglementation. Un « orphelin » est un puits, un gazoduc, une installation ou un site associé dont personne n'est légalement responsable ou dont personne ne peut financièrement assumer la fermeture ou la restauration. Aucun coût n'est imputable au gouvernement ni aux contribuables pour l'administration de ce genre de programme.

⁴⁶ Art. 61(8) du Règlement.

⁴⁷ Art. 164 de la Loi.

III. PRÉSENTATION DES PRINCIPAUX ENJEUX LIÉS AUX PILIERS DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

La présente section décrit comment l'approche de Talisman liée à l'exploitation des shales gazéifères prend en considération les contraintes environnementales, sociales et économiques (les « trois piliers » du développement durable), y compris les préoccupations qui sont ressorties pendant les audiences du BAPE au sujet de l'incidence de l'exploitation des shales gazéifères sur ces trois piliers. Ces pratiques sont conçues pour respecter, voire dépasser les normes environnementales de plusieurs états ou provinces de façon à permettre aux générations futures de profiter des activités liées au shales gazéifères.



A. Contraintes environnementales

Talisman se livre à une planification environnementale rigoureuse pour soutenir ses projets d'exploration sismique, de construction et de forage dans le monde entier⁴⁸. Elle prend les moyens pour protéger l'environnement en commençant par bien définir les risques environnementaux et les stratégies de mise en œuvre qui réduiront les impacts. Talisman peut ainsi minimiser son empreinte écologique. Cette présentation porte essentiellement sur l'eau, les déchets résiduels, la gestion des produits chimiques et les pratiques de gestion de la qualité de l'air.

⁴⁸ Les engagements à utiliser de bonnes politiques environnementales sont compris dans le plan environnemental de santé et sécurité générale de Talisman. Un exemplaire peut être consulté à l'adresse www.talisman-energy.com/hse/HSE_Policy.html?disclaimer=1.

1. Gestion de l'eau

Au Québec, les pratiques de gestion de l'eau de Talisman sont compatibles avec sa stratégie environnementale. Talisman s'engage à gérer l'eau d'une façon à réduire son empreinte écologique. Talisman travaille également à préserver l'eau en la recyclant. Lorsqu'un puits a subi une fracturation hydraulique, une certaine quantité d'eau retourne dans le puits de forage. L'industrie fait référence à cette eau en utilisant le terme « eau de reflux ». En Pennsylvanie, où Talisman exploite le shale de Marcellus, la société peut réutiliser ou recycler entièrement l'eau de reflux. Talisman espère atteindre le même niveau de recyclage d'eau au Québec.

(a) Quantités utilisées

La quantité d'eau nécessaire pour compléter un puits horizontal dépendra de la longueur horizontale du puits et du nombre d'étapes de fracturation. La fracturation hydraulique d'un puits de gaz horizontal moyen au Québec consomme en ce moment entre 12 000 m³ et 16 000 m³ d'eau. Talisman se sert d'environ 1 500 à 2 000 m³ d'eau par étape. Ainsi un puits horizontal d'une longueur de 1 000 mètres, à huit étapes, nécessitera environ 12 000 à 16 000 m³ d'eau. Une petite quantité (environ 1 000 à 2 000 m³) est également utilisée pendant la phase de forage. Ainsi, la quantité totale d'eau utilisée se situe entre 12 000 et 18 000 m³ par puits. À titre de comparaison, le volume moyen d'eau qui circule dans le fleuve Saint-Laurent à la hauteur de la Ville de Québec est de 12 309 m³ par seconde⁴⁹. Un programme de 400 puits occasionne une consommation d'eau équivalente à un pour cent de celle des autres utilisateurs industriels comme les producteurs de pâte et papier ou les producteurs de ciment⁵⁰.

Les vérifications faites par le MDDEP sur les sites de prélèvements d'eau de Talisman montrent que l'entreprise se conforme à la réglementation. Le MDDEP ne permet aucun prélèvement d'eau qui dépasserait les 20 % du débit d'eau saisonnier le plus bas dans la source⁵¹. Si les niveaux d'eau baissent substantiellement, Talisman respectera et observera toute directive du gouvernement sur le prélèvement des eaux.

Talisman doit disposer des autorisations et des permis suivants :

- Certificat d'autorisation du prélèvement des eaux (MDDEP) Article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*;
- Autorisation du MRNF pour des activités touchant l'habitat faunique Section II du chapitre IV.1 de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune*;
- Autorisation du MDDEP pour l'installation de prise d'approvisionnement en eau Article 32 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

En outre, Talisman doit remplir les obligations suivantes :

- Détermination des volumes de prélèvement d'eau;

⁴⁹ Environnement Canada, *Les débits du Saint-Laurent et de ses principaux affluents* <http://www.ec.gc.ca/stl/default.asp?lang=Fr&n=B82B3625-1>.

⁵⁰ Bilan annuel de conformité environnementale – Secteur des pâtes et papiers – 2006 (MDDEP).

⁵¹ Fiche technique n° 14: Prise d'eau - Direction des Politiques de l'eau (MDDEP).

- Déclaration annuelle des activités de prélèvement et des volumes prélevés au MDDEP;
- Conservation d'un registre pour chaque site de prélèvement;
- Installation d'équipement de mesure sur de nouveaux sites de prélèvement.

Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau

(b) Approvisionnement en eau

L'eau nécessaire pour compléter un puits de gaz de shale provient des sources d'eau douce de surface, comme les rivières et les ruisseaux. En vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, Talisman doit obtenir du MDDEP une autorisation de prélèvement d'eau souterraine et d'eau de surface pour chaque site. L'autorisation du MRNF est également exigée pour l'utilisation de l'eau de surface⁵². Ces autorisations comprennent des limites sur les volumes pompés et indiquent les limites des perturbations acceptables le long des lignes de rivage, ainsi que les exigences, comme les claies à poisson, visant à atténuer les effets de l'utilisation de l'eau sur la faune et la flore.

En général, l'eau est transportée sur les sites d'exploitation par camion ou par conduite de surface temporaire. Les sources d'eau sont choisies de façon à réduire les distances à parcourir, ce qui réduit également la circulation, le bruit, les émissions de GES et les frais de transport. L'eau est ensuite entreposée temporairement sur les lieux. Les conteneurs d'entreposage sont de différents types, mais il s'agit en général de réservoirs en acier ou de bassins de retenue à ciel ouvert. Dans d'autres provinces, des bassins de surface et des fosses sont fréquemment aménagés.

(c) Protection des eaux souterraines

À la lumière de nombreuses années d'expérience en forage pétrolier et gazier, l'industrie a élaboré des normes de forage expressément conçues pour protéger l'eau souterraine. Talisman comprend que le public soit préoccupé par la protection de l'eau et elle tient compte de ces préoccupations de façon très sérieuse. Les formations aquifères sont protégées par un tubage de puits en acier inoxydable cimenté sur place. Les organismes de réglementation, dont fait partie le MRNF, approuvent cette technique éprouvée⁵³ qui permet de protéger les formations aquifères et d'éviter la contamination des eaux souterraines. Le tubage de puits protège les formations aquifères pendant la production, lorsque le gaz circule vers le puits de forage, ainsi que pendant la complétion des opérations, comme au moment de la fracturation hydraulique. Au Québec, la nature imperméable du shale de Lorraine sus-jacent au shale de l'Utica ainsi que la distance importante entre le shale de Lorraine et les aquifères font en sorte que le seul chemin possible entre les fluides de la fracturation hydraulique et les formations aquifères est à travers le puits de forage. Le tubage cimenté isole complètement les formations aquifères des puits de forage.

⁵² Art. II du chapitre IV.1 de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune*.

⁵³ Art. 24 du Règlement.

Avant d'entreprendre les opérations de forage, Talisman prélève des échantillons des puits d'eau potable dans un rayon d'un kilomètre autour de ses sites de forage. Les résultats de ces tests sont comparés aux normes du MDDEP. S'il s'avère que des problèmes surgissent après la fin des activités de Talisman, la société enquêtera, et un forage d'échantillonnage sera mené, si nécessaire.

Au cours des opérations de forage, le trou de surface est foré, et de la boue non toxique à base d'eau est utilisée pour refroidir l'outil de forage, transporter les déblais de forage à la surface et stabiliser le puits. La boue de forage est conçue pour colmater les parois du trou de sonde, ce qui isole le puits de forage des aquifères.

Dès que le trou de surface est foré, le tubage de surface est inséré et cimenté sur place. Au Québec, Talisman installe habituellement le tubage de surface à une profondeur minimale de 300 mètres. Les puits d'eau sont rarement plus profonds que 100 mètres. Dès que le ciment est sec et que son intégrité est vérifiée, le forage du puits se poursuit jusqu'à environ 1 500 mètres. La colonne de tubage intermédiaire est insérée de la surface jusqu'à cette profondeur et elle est cimentée en place. Finalement, la partie déviée et la partie horizontale du puits sont forées jusqu'à une profondeur totale de 3 000 mètres. Le tubage de production est inséré sur la pleine longueur du puits et cimenté en place. De cette façon, il y a deux épaisseurs de tubage d'acier et de ciment (le tubage de surface et le tubage intermédiaire) entre la formation aquifère et les fluides et gaz circulant à l'intérieur du tubage.

Une fois que le tubage a été installé, le puits sera complété ou fracturé hydrauliquement. La complétion du puits se situe entre 1 700 à 2 100 mètres sous le niveau du sol, alors que la profondeur de nombreux puits d'approvisionnement en eau est de moins de 100 mètres. La possibilité que des fluides de fracturation migrent à travers le Lorraine, non-fracturé, jusqu'aux aquifères est pratiquement nulle. La hauteur de la fracturation à l'intérieur du réservoir stimulé dans la zone naturelle ne dépasse que rarement 90 mètres (voir la description de la surveillance microsismique à la page 28) et, de façon générale, on retrouve une couche de roche imperméable d'une épaisseur de 1 500 mètres entre les formations aquifères et l'Utica, ce qui fournit un obstacle naturel à toute migration de fluides dans les formations aquifères.

2. Gestion des déchets et des produits chimiques résiduels

Les procédures de gestion des déchets de Talisman sont fondées sur les meilleures pratiques de l'industrie. Ces procédures sont conçues pour prévenir la contamination du sol, des eaux souterraines et des eaux de surface par des déchets résiduels ou des produits chimiques. Ces procédures exigent une manipulation adéquate, un entreposage temporaire, la tenue d'un registre, le recyclage et la réutilisation (dans la mesure du possible) et l'élimination finale appropriée à la nature des déchets.

(a) Fluides de fracturation

Les fluides de fracturation sont composés d'environ 99,5 % d'eau et de sable et d'une faible concentration de produits chimiques de moins de 0,5 %. Les produits chimiques sont ajoutés pour améliorer le rendement du fluide de fracturation. Bien que les additifs spécifiques et leur quantité varient d'un puits à l'autre, les propriétés de chacun d'eux demeurent les mêmes. Les trois principaux additifs utilisés pour les opérations de complétion au Québec sont : un réducteur de friction ou un lubrifiant utilisé pour réduire la pression à laquelle le fluide de fracturation est pompé et pour améliorer la dispersion du sable; un désinfectant pour tuer les bactéries; et un agent de surface qui facilite la récupération efficace des fluides de fracturation.

Aux États-Unis, où Talisman est un important exploitant de shales gazéifères, l'entreprise divulgue la nature des produits chimiques utilisés dans ses fluides de fracturation et elle prévoit faire la même chose au Québec. Pour plus d'information, consultez le site Web américain de Talisman⁵⁴.

(b) Manipulation de l'eau de reflux

La fracturation hydraulique d'un puits horizontal moyen dans le shale de l'Utica nécessite en ce moment de 12 000 m³ à 16 000 m³ d'eau. Au Québec, une moyenne de 40 à 50 % de cette eau retourne vers le puits de forage au cours des premières semaines qui suivent la production. Talisman s'attend à ce que l'eau de reflux y retourne pendant la production, mais à un rythme beaucoup plus lent. L'imperméabilité des formations rocheuses sus-jacentes permet d'assurer le confinement des fluides de fracturation à proximité du puits horizontal. L'eau qui remonte vers la surface est contenue à l'intérieur de deux couches successives de tubage en acier et de ciment. Le document DB62 présenté au BAPE offre un exemple d'analyse chimique de l'eau de reflux.

L'eau de reflux est captée dans le puits et contenue dans des réservoirs de stockage de surface et dans de grandes structures de confinement appelées *C-rings*. Les *C-rings* sont des réservoirs de stockage en acier armé qui peuvent contenir jusqu'à 4 500 m³ d'eau de reflux. Il est également possible d'entreposer l'eau de reflux dans des fosses aménagées ou des bassins recouverts d'une membrane. L'eau de reflux est généralement entreposée sur le site en attendant qu'elle soit analysée et que son transport vers un site de traitement des eaux usées soit approuvé. L'industrie envisage recycler autant que possible les fluides, soit jusqu'à 100 % pour les projets subséquents de fracturation pendant la phase d'exploitation.

Puisque les réservoirs de stockage ne sont pas couverts, on y laisse de l'espace afin de tenir compte du fait que les niveaux d'eau peuvent monter à la suite de précipitations. Les niveaux sont surveillés afin d'éviter tout débordement. Il est possible que des oiseaux aquatiques se posent dans les *C-rings*, mais Talisman réduit cette possibilité en les recouvrant de filets.

Des camions transportent l'eau de reflux vers un nouveau puits pour qu'elle soit réutilisée ou, si elle ne peut être réutilisée, vers un centre indépendant de traitement des eaux usées pour qu'elle soit recyclée. Avant qu'elle ne soit recyclée, l'eau de reflux doit être analysée pour veiller à ce qu'elle réponde aux critères du centre de traitement. Souvent, les municipalités s'occupent de la gestion des usines de traitement des eaux usées, mais ceux-ci sont parfois gérés par des sociétés privées de traitement des déchets. Des échantillons sont prélevés sur place et sont envoyés à un laboratoire accrédité indépendant pour analyse. Tous les centres de traitement des déchets et des eaux usées ont des critères d'évaluation adoptés par le MDDEP et les municipalités; ces critères servent à déterminer si un centre peut accepter le volume et le type d'eau acheminé à celui-ci par Talisman. L'industrie dispose de plusieurs options pour l'évacuation des eaux à long terme, dont des puits d'injection en profondeur, l'osmose inversée et l'évaporation.

(c) Résidus de forage

Les déchets de forage se composent principalement de déblais de forage et de boues de forage. Les résidus de forage sont constitués de morceaux de roche brisés par le trépan. Ces

⁵⁴ http://www.talismanusa.com/how_we_operate/frac-fluid-composition

résidus remontent du puits de forage avec les boues de forage puis sont séparés de celles-ci par brassage ou centrifugation sur l'appareil de forage.

Préalablement à toute opération d'évacuation des déchets, ces résidus sont entreposés temporairement sur le site dans un bassin ou un réservoir comportant une membrane étanche. Ils sont ensuite échantillonnés et analysés pour confirmer qu'ils sont acceptés par le site d'enfouissement. Les analyses sont réalisées par un laboratoire indépendant approuvé par le gouvernement du Québec. Les résidus sont souvent mélangés à de la sciure de bois avant d'être expédiés afin d'éviter la présence de liquide dans les résidus. Une fois que les analyses sont terminées et que le site d'enfouissement accepte de recevoir les matériaux, les résidus peuvent être transportés vers un site d'enfouissement autorisé à recevoir des déchets contenant des contaminants de catégories A-B et B-C ou de catégories D et D+. Les déblais sont transportés dans des tombereaux basculateurs aux extrémités obturées. Environ 1 600 tonnes de déchets seront générées par puits horizontal. Étant donné que les déblais de forage proviennent naturellement de la roche, d'autres juridictions ont permis que les déblais soient manipulés comme du matériel de remblai inerte ou utilisés comme amendement des sols dans les zones où le contenu en argile superficiel est élevé. Cela réduit la nécessité d'enfouir les résidus. Talisman estime qu'il s'agit d'une possibilité qui mérite d'être envisagée.

Les boues de forage utilisées au Québec sont à base d'eau douce. Ces boues de forage sont un mélange d'eau douce et de différents additifs qui comprennent, entre autres, de l'argile de bentonite (un type d'argile). Sur l'appareil de forage, les boues sont entreposées dans des réservoirs de stockage aménagés en surface. Les boues de forage sont autant que possible recyclées d'un puits à l'autre afin de réduire l'utilisation de l'eau ou, si elles ne sont pas utilisées dans un puits subséquent, elles sont éliminées aux sites d'enfouissement appropriés.

Il existe trois méthodes d'élimination des boues de forage :

- la méthode privilégiée est de mélanger les boues de forage résiduelles avec de la sciure de bois afin qu'elles puissent se transformer en déchets solides exempt de liquides. Les déchets solides sont ensuite transportés au site d'enfouissement désigné;
- la deuxième méthode consiste à assécher les boues de forage et de retirer les matières solides de la matrice jusqu'à ce qu'il ne reste que de l'eau claire et des solides. Le traitement des boues de forage avec une centrifugeuse sur l'appareil de forage et la réutilisation ou l'évacuation de l'eau permettent d'atteindre ce résultat;
- la troisième méthode consiste à transporter la boue de forage vers une installation d'élimination indépendante, comme les installations de Newalta à Châteauguay, ou le centre Environnement Rive-Nord. Avant l'élimination, les matières doivent être testées conformément aux exigences du certificat d'autorisation du centre de traitement de déchets.

(d) Fuites et déversements

Certaines autorités exigent pour chaque site un plan d'urgence en cas de déversement. C'est le cas notamment de la Pennsylvanie, où ces plans sont obligatoires. Ceux-ci comprennent plusieurs éléments, dont les coordonnées des personnes à joindre en cas d'urgence, un plan du site et une description de la topographie des lieux ou des installations (y compris la disposition des matériaux stockés). Ces plans indiquent la marche à suivre pour leur mise en œuvre et présentent les mesures de prévention et d'intervention en place, expliquent les correctifs à apporter en cas de déversement et montrent comment contrôler et récupérer chaque type de

rejet. Talisman appuie les démarches de consultations entreprises entre le gouvernement et l'industrie en vue de définir une norme applicable à tous les sites pour la prévention des déversements et la préparation des plans d'intervention en cas d'urgence.

3. Qualité de l'air

Talisman appuie toute mesure économiquement raisonnable qui améliorerait son efficacité énergétique et réduirait les émissions. Talisman reconnaît le défi collectif que posent les changements climatiques et, conséquemment, respecte toutes les limites réglementaires sur les émissions en plus de mettre en œuvre de manière volontaire des mesures visant à réduire les émissions.

(a) Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre (« **GES** ») de l'industrie du gaz naturel se composent principalement de dioxyde de carbone (CO₂), de méthane (CH₄) et d'oxyde d'azote (N₂O). La plus grande part des émissions de GES résulte des procédés de combustion des carburants nécessaires aux divers travaux d'exploration et de production du gaz naturel. Ceux-ci exigent l'opération d'équipement pour le forage et la complétion ainsi que l'équipement de production tel que des déshydrateurs et des compresseurs. Talisman réduit ses émissions de GES en utilisant ses équipements de manière efficace et en mettant en œuvre les *Canadian Association of Petroleum Products Fuel Gas Best Management Practices*.⁵⁵

Le gaz de shale de l'Utica renferme une faible quantité de CO₂, approximativement 0,07 mole % et ne requiert donc pas de traitement afin d'extraire le CO₂ pour répondre à la norme de 2 mole % CO₂ requise pour le vendre aux exploitants de gazoducs. Cela signifie que le gaz de shale de l'Utica contribue beaucoup moins aux émissions de GES que le gaz naturel provenant d'autres régions, incluant d'autres régions gazifères, qui peuvent contenir des concentrations de CO₂ supérieures à 2 mole % et nécessitent un traitement supplémentaire pour répondre aux normes de vente des gazoducs.

Les émissions fugitives de GES proviennent de petites quantités d'hydrocarbures pouvant s'échapper des pompes, raccords, brides et autres connecteurs. Talisman s'efforce de minimiser ce type d'émissions en détectant et en réparant les fuites et en adoptant des mesures de gestion exemplaires des émissions fugitives, lorsque réalisables⁵⁶. Talisman a tout intérêt à réduire les fuites provenant de ses installations. Un programme de détection et réparation des fuites permet non seulement de réduire les émissions de GES, mais permet aussi l'augmentation de la production de gaz et, de manière plus importante, permet d'améliorer la sécurité des travailleurs.

(b) Autres émissions

Le transport de l'équipement de forage et de fracturation hydraulique sur des routes secondaires peut engendrer des émissions de poussière. Talisman s'efforce de réduire ces contaminants en épandant de l'eau ou d'autres produits abat-poussière autorisés sur les routes lorsqu'il y a des périodes sèches. L'équipement utilisé pendant les travaux de forage, de

⁵⁵ *Canadian Association of Petroleum Producers Fuel, 2008, Gas Best Management Practices.*

⁵⁶ *Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), 2007, Best Management Practice: Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities.*

complétion et d'exploitation émet également d'autres contaminants atmosphériques comme des oxydes d'azote (NO_x), des composés organiques volatils (COV), du monoxyde de carbone (CO) et d'autres particules (PM).

Le forage et la fracturation hydraulique sont habituellement effectués avec l'utilisation de moteurs diesel. Les émissions de ces moteurs diesel sont des produits de combustion, incluant du NO_x, des COV, du CO et des PM. Ces émissions de polluants atmosphériques doivent répondre aux normes établies par Environnement Canada⁵⁷. Les fabricants de moteurs diesel doivent rencontrer les standards qui sont de manière progressive plus exigeants pour les nouveaux moteurs que pour ceux fabriqués il y a plusieurs années. Les moteurs diesel émettent aussi du dioxyde de soufre (SO₂) dont la quantité est directement reliée à la quantité de soufre contenue dans le carburant diesel. La quantité de soufre dans le carburant diesel est également régie par Environnement Canada⁵⁸. Les producteurs et importateurs sont requis de fournir un carburant diesel à très faible teneur en soufre pour l'utilisation de moteurs tels que ceux utilisés pour le forage et les activités de fracturation hydraulique.

Après la fracturation hydraulique, les fluides de fracturation remontent à la surface et sont récupérés. Le gaz naturel qui remonte en même temps que ces fluides est brûlé à la torche ou incinéré. Le gaz de shale de l'Utica analysé à ce jour est composé d'environ 98 % de CH₄ et ne contient aucun composé sulfuré comme le H₂S. Par conséquent, le brûlage à la torche ou l'incinération ne provoque pas d'émissions de SO₂ dans l'atmosphère. De plus, comme le gaz naturel est composé de CH₄, les émissions de brûlage à la torche ou incinération sont composées principalement de CO₂, de vapeur d'eau et des autres sous-produits de la combustion.

En phase de production, le puits et la station de compression typiques peuvent être dotés de séparateurs biphasés, de déshydrateurs au glycol, de compresseurs alimentés au gaz naturel et d'une torchère. Le séparateur biphasé est utilisé pour séparer l'eau et le gaz extrait. Cette eau est emmagasinée dans des réservoirs émettant très peu, voire pas du tout, de COV. Des torches de brûlage ou des récupérateurs de vapeurs peuvent être utilisés pour contrôler les émissions de VOC. Le déshydrateur au glycol sert à continuer la séparation de l'eau et du gaz, afin que celui-ci réponde aux normes des exploitants de gazoducs. Enfin, le compresseur alimenté au gaz naturel est utilisé pour amener le gaz provenant du puits à la pression requise par les conduits collecteurs. Les émissions rejetées par ces compresseurs se composent des sous-produits de la combustion (NO_x, COV, PM). Des compresseurs fonctionnant avec un mélange pauvre en carburant sont habituellement utilisés et il en résulte des émissions plus faibles en comparaison avec des compresseurs utilisant un mélange riche. Lorsque disponible et possible, la compression électrique est utilisée pour réduire les émissions.

B. Aspects sociaux

1. Introduction

Être un membre responsable et respecté de sa communauté fait partie intégrante du modèle d'affaires de Talisman. Des relations solides et transparentes, fondées sur un dialogue libre et honnête avec les communautés et reposant sur la confiance et le respect, permettent à

⁵⁷ Environnement Canada, 2005b, *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage de compression*.

⁵⁸ Environnement Canada, 2005 b, *Amendements au règlement sur le soufre dans le carburant diesel*.

l'industrie de fonctionner de façon efficace et sécuritaire. L'industrie, le gouvernement et les communautés du Québec devraient tous profiter de l'exploitation des shales gazéifiés. Talisman vise à mettre en place un processus transparent de mobilisation communautaire pour la guider dans ses opérations, qui respecte les droits des parties prenantes et qui communique sa volonté de promouvoir l'exploitation sécuritaire, responsable et efficace des ressources énergétiques du Québec. L'acceptabilité sociale découle du partenariat avec les membres de la communauté locale et constitue un élément essentiel de l'exploitation durable des ressources.

La vaste expérience de Talisman dans d'autres territoires nord-américains et ailleurs dans le monde a permis d'établir un ensemble de principes communs qui favorisent cette acceptabilité sociale :

(a) Circulation prompte, avertie et continue de l'information entre les parties

De façon plus précise, il s'agit de consulter et d'aviser les parties prenantes avant de faire une demande ou d'entreprendre toute activité et d'entretenir le dialogue durant toute la durée du projet. La clé est d'offrir au moment opportun les informations adéquates afin que les parties prenantes puissent comprendre ce qui est proposé, les répercussions que cela pourrait avoir pour eux et leur permettre d'apporter leur point de vue dès le début du processus.

(b) L'équilibre entre les possibilités de consultations et la nécessité d'obtenir des décisions administratives en temps opportun

Dans le cadre du processus d'examen administratif, un processus de consultation publique cohérent et transparent permet à toutes les parties de savoir avec certitude qui participe, de quelle nature sera leur participation et comment seront reçus leurs commentaires. Un tel processus permet aussi d'informer les participants de l'échéancier et de la date butoir de la prise de décision. Dans de nombreux territoires, on y arrive en établissant des exigences de consultations et de notifications minimales qui identifient les parties prenantes qui pourraient être directement ou négativement touchés, en utilisant comme facteur déterminant leur proximité géographique avec le projet.

(c) Dédommagement

Talisman négocie des ententes d'utilisation de la surface avec les propriétaires fonciers pour les indemniser équitablement. Ces ententes sont fondées sur la valeur de terrains comparables dans la région où les ententes sont négociées. On tient compte dans ces négociations de la valeur des terres, du dérangement général causé par la construction ou le forage, de la perte des revenus d'exploitation de ces terres et des désagréments qui en découlent.

(d) Droits des communautés autochtones

Talisman reconnaît et respecte le caractère unique de la culture et de l'histoire des communautés autochtones et des liens très étroits qu'ils entretiennent avec la terre et conséquemment respecte les exigences réglementaires de consultation avec les communautés autochtones. Talisman travaille avec les communautés autochtones dans les régions où elle œuvre quand il faut préparer et mettre en place des plans de mobilisation des parties prenantes.

(e) Atténuation des impacts sociaux

Talisman prévoit et gère activement les impacts sociaux de ses opérations et travaille avec les parties prenantes à la gestion de ces impacts. L'expérience qu'a acquise Talisman dans d'autres territoires lui permet de faire une bonne lecture des impacts potentiels et des mesures d'atténuation nécessaires, et également des mesures proactives à utiliser. Le *Programme de bon voisinage* de Talisman, ses projets d'implication dans l'économie locale et les forums multipartites qui gèrent en bout de ligne les impacts sociaux constituent de bons exemples de ces mesures.

Talisman s'est joint à d'autres groupes comme le *North East Energy and Mines Advisory Committee* de Colombie-Britannique, le *Edison Energy Group*, le *Southern Alberta Sustainable Community Initiative*, le *Rimbey Multi-Stakeholder Group* et le *Tay River Advisory Committee*, de l'Alberta. Ces comités de synergie créent une plateforme où les gouvernements locaux, les propriétaires fonciers, les groupes environnementaux et les organismes de réglementation collaborent à mettre au point des mesures d'atténuation et de partage de l'information. Ces groupes de synergie participent à l'élaboration proactive de mesures d'atténuation des impacts sociaux, par exemple, la réduction du bruit et la gestion de la circulation et de la poussière⁵⁹.

2. La communication proactive et l'atténuation des impacts sociaux

La grande expérience de Talisman dans d'autres ressorts indique que la meilleure façon de gérer les impacts sociaux passe par une consultation et une transmission d'information efficace, par des mesures d'atténuation sur le site même, par un programme de bon voisinage proactif et par divers partenariats avec les communautés. Comme nous venons de l'indiquer, Talisman collabore étroitement avec les intervenants pour analyser, surveiller et gérer les conséquences sociales recherchées et imprévues. Talisman appuie une réglementation exigeant des consultations préalables et permanentes. Aux yeux de Talisman, cette méthode est supérieure aux évaluations officielles d'impacts sociaux spécifiques aux sites.

Voici quelques exemples de mesures d'atténuation directes mises de l'avant par Talisman :

(a) Les routes

Au Québec, Talisman consulte les autorités locales pour choisir un chemin de transport approuvé. Une tierce partie évalue la condition initiale de la route. Une entente avec la municipalité permet d'établir une compensation pour les dommages causés à la route par les activités de Talisman. Pour assurer la sécurité des résidents habitant le long des routes utilisées, Talisman fournit des cartes routières et installe des panneaux routiers pour que ses sous-traitants utilisent les routes de transport autorisées. Lorsque c'est nécessaire, Talisman fournit du personnel pour diriger la circulation sur les routes et assurer des déplacements sécuritaires pour tous. On évite le transport d'équipement lourd comme les convois de camions transportant les équipements de forage et de fracturation aux heures de circulation des autobus scolaires et lors d'activités communautaires locales. Talisman collabore avec les municipalités pour trouver une solution pratique qui réponde à la fois aux besoins de la collectivité et aux impératifs de l'exploitation.

⁵⁹ Voir aussi le document DB53 présenté au BAPE qui offre des exemples de groupes de synergie en Alberta.

(b) La poussière

Des mesures pour supprimer la poussière sont mises en place là où la sécurité l'exige, et près des résidences et basées sur la réglementation locale⁶⁰. Des limites de vitesse particulières à chaque site sont aussi appliquées à l'interne comme mesure additionnelle pour supprimer la poussière.

(c) Le bruit

Talisman respecte les normes de pollution sonore provinciales dans toutes ses installations et travaille de façon proactive pour répondre aux préoccupations soulevées par les intervenants. Voici comment nous atténuons le bruit provenant de nos sites d'exploitation :

- utilisation d'incinérateurs plutôt que de torchères;
- réalisation de levées de terre avec la couche arable, pour en faire des barrières antibruit;
- recours aux techniques de forage horizontal, de façon que les sites soient situés le plus loin possible des habitations, fermes et autres bâtiments;
- orientation des concessions et des diverses pièces d'équipement sur le site de façon à couper le bruit et à le rediriger à l'opposé des habitations;
- diminution de l'intensité des avertisseurs sonores de recul; limiter l'utilisation de chargeuses et de camions en soirée;
- installation de silencieux sur les équipements à moteur;
- installation des génératrices dans des bâtiments isolés;
- surveillance de la vitesse des véhicules de Talisman pour réduire le bruit du camionnage;
- Talisman remet à tous les résidents du voisinage les coordonnées des responsables à contacter pour tout problème relatif au bruit.

(d) Les baux

Les procédures suivies par Talisman exigent de garder les sites propres et d'afficher à l'entrée de chaque site le numéro de téléphone d'une ligne d'urgence ouverte 24 heures sur 24, sept jours sur sept. Lorsqu'il n'y a pas d'activité, Talisman sécurise les têtes de puits tel qu'exigé par l'article 103 du Règlement, en les entourant d'une clôture et de blocs de béton, et sécurise aussi toutes les soupapes et valves. De plus, Talisman inspecte ses sites chaque mois.

⁶⁰ En plus des règlements municipaux éventuellement applicables, la Directive 056 de l'Alberta, et l'article 13 de la *Consultation and Notification Regulation* de la Colombie-Britannique exigent que des documents de consultation décrivent la circulation prévue et les mesures d'atténuation de la poussière.

Étude de cas – Comment Talisman mène ses consultations auprès des résidants et des communautés du Québec avant d’entreprendre un projet

L'exemple qui suit illustre comment Talisman avertit et informe les intervenants avant d'entreprendre des travaux de forage ou de complétion. Cet exemple vient du site de forage du secteur de Sainte-Gertrude, dans la ville de Bécancour.

1. Un représentant de Talisman au Québec a d'abord contacté le propriétaire foncier au cours de la troisième semaine de mars 2009. Au cours de cette rencontre, le représentant lui a expliqué le projet. Il y a eu trois autres réunions pour répondre à des questions et signer l'entente d'option de bail de surface. Cette entente d'option de deux ans a été signée le 15 avril 2009. Il est à noter que le site d'exploitation a été choisi conjointement avec le propriétaire.
2. Le premier contact avec la ville de Bécancour a eu lieu au début de mai 2009. Le directeur général de la ville a été contacté pendant la préparation de notre demande à la CPTAQ. Talisman doit obtenir l'autorisation de la CPTAQ pour utiliser un terrain situé en zone agricole⁶¹.
3. La résolution du conseil de la ville de Bécancour appuyant notre demande à la CPTAQ a été adoptée le 20 mai 2009.
4. La MRC de Bécancour ainsi que la Fédération de l'Union des producteurs agricoles (« **UPA** ») du Centre du Québec ont été informées de notre demande à la CPTAQ en juin 2009.
5. L'analyse préliminaire de la CPTAQ a été remise au demandeur (Talisman), au propriétaire foncier, à la ville de Bécancour, à la MRC de Bécancour et à l'UPA. Aucune demande d'assemblée publique n'a été faite et il n'y a pas eu d'autres observations versées au dossier.
6. La CPTAQ a rendu sa décision le 14 septembre 2009.
7. Le bail de surface a été signé avec le propriétaire le 29 avril 2010.
8. À la mi-mai 2010, les résidants du boulevard du Parc Industriel ont reçu une lettre qui précisait la date de début des travaux de construction du site et qui contenait aussi les coordonnées des représentants de Talisman au Québec. Talisman n'a reçu aucun appel de ces résidants.
9. Durant la semaine du 6 juin 2010, tous les résidants du secteur Sainte-Gertrude de la ville de Bécancour ont reçu une invitation à une soirée d'information publique. L'invitation indiquait l'heure et le lieu de la rencontre, de même que les coordonnées des représentants de Talisman au Québec.
10. Le 16 juin 2010, Talisman a tenu une soirée d'information à la salle de Villiers de l'École Despins (secteur Sainte-Gertrude de la ville de Bécancour). Environ 90 résidants ont assisté à une présentation de Talisman et ces personnes ont eu l'occasion de discuter du projet et de leurs préoccupations avec les représentants de Talisman.

⁶¹ Art. 26 et 55 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

11. Après cette soirée d'information, une lettre de remerciement a été envoyée à tous les résidents du secteur Sainte-Gertrude de la ville de Bécancour.
12. Le forage du puits d'exploration a commencé le 28 juin 2010.
13. Le 22 juillet 2010, une visite du site du puits a été organisée avec le directeur des services d'urgence et le directeur général de la ville de Bécancour.
14. Talisman a posté le premier numéro du bulletin « Ressources » dans la semaine du 23 août 2010 à tous les résidents des municipalités où Talisman exploite des sites (incluant le secteur Saint-Gertrude de la ville de Bécancour). Ce premier numéro présentait de façon détaillée les diverses étapes d'exploration du gaz naturel au Québec, les mesures prises pour atténuer les impacts des activités de Talisman sur les communautés avoisinantes et pour accroître les retombées économiques régionales. Ce premier numéro de « Ressources » contenait aussi les coordonnées du bureau de Talisman à Québec.

3. Sécurité

La sécurité est au cœur même de la conduite des activités de Talisman puisqu'il s'agit là d'un élément essentiel à la pérennité de l'entreprise et à l'harmonie de ses relations avec les communautés au sein desquelles elle opère. Talisman s'est engagée à assurer la sécurité de ses employés, des communautés où elle est présente et de l'environnement.

Les risques pour la sécurité sont inhérents à toute activité industrielle, que ce soit la production de pétrole et de gaz, les mines, le nucléaire, ou même l'hydroélectricité. Talisman gère les risques en se fiant à sa propre expérience et aux meilleures façons de faire de l'industrie, en recourant à des techniques éprouvées et sécuritaires de forage et de complétion des puits tout en respectant les règlements établis par les gouvernements des divers territoires où elle opère.

La politique générale de Talisman sur la santé, la sécurité, la sûreté et l'environnement précise que, si des impératifs de résultats opérationnels viennent en conflit avec la sécurité, tous les employés doivent opter pour la sécurité plutôt que pour les résultats, et Talisman appuiera cette position⁶².

Talisman s'est engagée à mettre en place des systèmes efficaces de gestion de la sécurité pour tous les territoires où elle est présente et applique les principes suivants :

- Toujours respecter la loi ou les normes de Talisman, selon l'exigence la plus élevée des deux;
- Exploiter de façon à assurer la diminution des risques et l'amélioration continue;
- Établir des objectifs et des cibles, et les utiliser pour mesurer nos performances;
- S'assurer que Talisman et ses fournisseurs respectent les normes de l'entreprise;

⁶² www.talisman-energy.com/HSE_Policy.html?disclaimer=1

- Communiquer ouvertement avec ceux sur qui nos activités pourraient avoir une incidence.

Établir une « culture de sécurité » où les risques sont réduits de façon proactive et où les employés prennent la responsabilité personnelle de leur propre sécurité et de celle des autres est essentiel afin d'assurer la sécurité de tous.

(a) Plans d'intervention d'urgence

C'est surtout par ses plans d'intervention d'urgence (« **PIU** ») que Talisman atténue les risques résiduels. La première fonction d'un PIU est de décrire la manière de répondre à une situation d'urgence de sorte à obtenir le meilleur impact sur les employés, le public et l'environnement. Le plan d'urgence permet au personnel de première ligne chez Talisman de se préparer et de réagir rapidement et de façon sécuritaire à des situations d'urgence. Le but est de s'assurer, dans l'éventualité peu probable d'une situation d'urgence, de réagir de façon efficace et complète et de prévenir les blessures au personnel du site et au public, de même que les dommages aux installations de Talisman et à l'environnement.

Talisman a adopté le *Incident Command System* comme système intégré de gestion des urgences. Ce système assure une réponse coordonnée et bien organisée à toutes les urgences. Si un incident se produit, les ressources des participants de l'industrie seront coordonnées pour corriger la situation d'urgence. Talisman a signé des contrats avec des tierces parties qui sont formées en contrôle de puits pour éteindre les incendies d'hydrocarbures et gérer d'autres incidents industriels.

L'objectif d'un PIU est de s'assurer que des mesures sont mises en place pour :

- avertir et protéger les travailleurs et le public;
- minimiser les impacts sur l'environnement et les pertes matérielles;
- reprendre un rythme régulier d'activité;
- diminuer le temps de réponse à une urgence et en augmenter l'efficacité;
- assurer la coordination avec les organismes de réglementation et l'industrie;
- minimiser les répercussions sur les activités de l'entreprise et sur sa réputation.

D'abord, un PIU pour le forage et la complétion de puits est mis en place pour répondre à toute urgence relative aux activités actuelles de forage et de complétion de puits de Talisman au Québec. Lorsque les opérations de forage et de complétion sont terminées, ce PIU prend fin puisqu'un PIU de production ou un PIU général devra être développé et mis en place pour couvrir l'ensemble des opérations liées à la production, incluant les actifs en attente. Le PIU général de Talisman traite du programme de gestion des urgences pour ses sites d'exploitation en Amérique du Nord. Cela inclut ses activités de production, ses opérations en usine, ses activités de forage et de complétion, l'entretien des puits ainsi que ses opérations de construction et d'entretien. Ce plan d'urgence est complété par d'autres directives générales sur

la sécurité et le manuel d'utilisation de gazoducs ainsi que par des PIU spécifiques aux sites, le cas échéant⁶³.

Le service des PIU de Talisman élabore un plan d'urgence général pour le Québec et dresse la liste des divers services d'urgence nécessaires à la gestion de toute situation qui pourrait se produire durant la phase d'exploration actuelle et dans la phase d'exploitation proprement dite. Comme il n'existe actuellement aucune réglementation provinciale sur les mesures d'urgence concernant l'industrie gazière au Québec, Talisman préparera son PIU en se basant sur la réglementation élaborée par la CAS ainsi que sur certains règlements institués par le *Alberta Energy and Resource Conservation Board*. Les principaux points du PIU de Talisman sont :

- la protection de la vie, notamment celle des intervenants, des employés, des sous-traitants et du public;
- la protection de l'environnement, notamment des ressources écologiques fragiles, tant terrestres que marines;
- la protection de biens, notamment les propriétés privées et publiques servant à des fins résidentielles, commerciales et récréatives, y compris l'eau potable et d'autres équipements.

Il faut un PIU unifié pour arriver à une réduction synergétique de l'ensemble des risques et augmenter la capacité de réponse. Pour assurer la sécurité de tous les intervenants, Talisman travaillera avec les organismes provinciaux et municipaux et d'autres partenaires industriels afin de créer un programme de formation sur la façon de répondre de façon sécuritaire à une urgence sur un site de forage.

(b) Gestion du risque

Talisman se sert d'une matrice des risques comme balise pour évaluer les risques associés à ses divers projets et déterminer les mesures d'atténuation appropriées avant d'entreprendre ses activités. La matrice des risques de Talisman donne à ses usagers des directives à suivre pour déterminer le niveau de risque d'un projet, les mesures appropriées à mettre en place et les approbations nécessaires avant d'entreprendre le projet.

Les ingénieurs, les gestionnaires de projet et le personnel des opérations de Talisman sont responsables de l'évaluation des risques associés à leurs projets avant de les mettre en oeuvre. Ils doivent pour ce faire utiliser le guide et la matrice des risques pour évaluer ces risques et pour assurer une uniformité au plan du vocabulaire ainsi que dans l'évaluation et le processus d'approbation, en plus de s'assurer que des mesures de sécurité et de contrôle adéquates sont en place.

Le recours à la matrice des risques permet généralement une analyse qualitative qui indique où le projet se situe par rapport au niveau de risque que Talisman est prête à accepter et qui permet de formuler une recommandation quant à l'étendue des mesures de sécurité et des approbations additionnelles nécessaires.

⁶³ Le PIU de St-Edouard n° 1, daté de septembre 2010, a déjà été soumis au BAPE (document référence DB63) et constitue un exemple de PIU de Talisman sur le forage et la complétion.

4. Contexte économique

(a) Introduction

Nous nous pencherons ici sur l'impact économique potentiel que pourrait avoir une industrie gazière active au Québec et sur l'établissement de modèles économiques préparés par l'Association pétrolière et gazière du Québec (« **APGQ** ») au nom de ses membres. Cette analyse porte sur l'impact économique potentiel de l'industrie plutôt que sur les activités d'un seul exploitant. Ainsi, les commentaires de Talisman viendront corroborer en grande partie les conclusions du rapport de l'APGQ.

Pourquoi encourager aujourd'hui l'exploitation des shales gazéifères au Québec ? Voici les raisons selon Talisman :

- Pour stimuler le faible taux d'activité exploratoire au Québec :
 - moins de huit puits horizontaux ont été forés en 2010;
 - un cadre opérationnel viable pour les niveaux d'activité actuels est déjà en vigueur en vertu de la Loi.
- Pour déterminer si les ressources du Québec peuvent être exploitées commercialement et attirer d'autres investisseurs et activités économiques :
 - établir la confiance du secteur énergétique nord-américain envers le Québec;
 - l'exploitation commerciale demande une longue période préparatoire.
- Pour donner la possibilité aux fournisseurs de services du Québec de participer plus activement à une industrie mondiale en pleine croissance :
 - implanter des services et des technologies modernes;
 - accroître les possibilités d'emploi.
- Pour créer des emplois à l'échelle locale et régionale à partir des projets d'exploitation de l'industrie :
 - même avec de faibles investissements (selon un scénario conservateur), de 5 000 à 15 000 nouveaux emplois seraient créés.
- Pour réduire les importations gazières de l'Ouest du Canada :
 - possibilité de réduire le prix du gaz au Québec;
 - créer un potentiel d'exportation énergétique en plus de l'hydro-électricité.
- Pour réduire les sources d'émission des GES.
- Pour créer des occasions d'investissement dans des solutions énergétiques alternatives à long terme.

L'exploitation des shales gazéifères dans un contexte commercial viable entraînerait des retombées économiques et des recettes fiscales importantes pour la communauté.

L'exploration, le forage, la production, l'entretien des puits, la construction des gazoducs et des usines, l'exploitation, les mensualités provenant des concessions, les redevances et autres dépenses directes insuffleraient de nouveaux revenus et de nouveaux emplois à long terme dans la région. L'exploitation et la production de gaz de shale profiteraient aux entreprises locales, aux budgets de recherche et de développement, à l'éducation et à la formation. Elle créerait aussi des revenus pour le Québec qui, à son tour, réinvestit dans les infrastructures routières, scolaires et de santé, ainsi que dans les programmes sociaux.

Le potentiel économique qu'offre une industrie pétrolière et gazière robuste se résume ainsi :

- Le potentiel commercial :
 - des ressources renouvelables évaluées à plusieurs milliards de dollars;
 - une source d'énergie exportable dans le monde entier.
- Les avantages économiques pour le Québec :
 - des économies de plus de deux milliards de dollars en frais d'importations de gaz et la possibilité d'exporter du gaz et d'offrir d'autres biens et services à valeur ajoutée;
 - l'établissement d'une véritable industrie des services au soutien de l'exploitation gazière;
 - des impacts économiques directs et indirects et une nouvelle compétitivité du secteur manufacturier;
 - de nouveaux emplois locaux et régionaux dans un éventail de postes professionnels et de soutien;
 - une consommation accrue de biens et services locaux;
 - de nouvelles sources de taxation pour le Québec et les municipalités directement concernées;
 - des redevances payables au Québec.

L'exploitation des shales gazéifères peut aussi apporter d'importants avantages indirects, particulièrement pendant les phases préparatoires et de production. À leur tour ces coûts entraînent des retombées économiques comprenant :

- des dépenses par des entreprises de services gaziers;
- une demande accrue pour différents services professionnels qui viennent diversifier la base économique du Québec et augmenter les impôts sur le revenu payables au gouvernement;
- des revenus plus élevés pour les restaurants, les hôtels, les détaillants de carburant et les commerces de détail, qui sont tous soumis à la taxe de vente;
- un accroissement du développement résidentiel et une hausse des activités immobilières connexes engendrées par les nouveaux emplois et les nouveaux revenus injectés dans la communauté;
- un effet multiplicateur sur la consommation se faisant sentir dans toute l'économie.

Plusieurs études ont été publiées depuis quatre ans par diverses institutions et bureaux de consultants indépendants qui se sont penchés sur les avantages que représentent l'investissement et la production de gaz de shale dans les principaux gisements de shales en Amérique du Nord (les gisements de Marcellus, de Barnett et de Haynesville)⁶⁴. La principale conclusion de ces études est que la production de gaz naturel crée une augmentation substantielle des revenus et des recettes fiscales locales ainsi que de l'emploi dans les communautés qui ont encouragé l'exploitation des shales gazéifères. Une récente étude par Perryman Group conclut que, même en période de récession, le forage et la production dans le gisement de Barnett contribuent de manière significative en retombées économiques locales et en recettes fiscales tout en réduisant les pertes d'emploi dans d'autres secteurs géographiques et économiques de la région.

D'autres régions productrices de shales gazéifères qui ont atteint le stade de pleine exploitation vivent une période économique faste. Le gisement de Marcellus en Pennsylvanie, qui ressemble au gisement de l'Utica au Québec, a fait l'objet d'études démontrant la création de milliers de nouveaux emplois et l'atteinte ou le dépassement des bénéfices prévus au cours des deux premières années d'exploitation.

Les bénéfices économiques découlent des investissements et leur sont directement proportionnels. Toutefois un investissement dans un projet sur des terres incultes n'est pas sans risque économique pour le producteur. Investir dans un projet de gaz de shale requiert un capital initial important pour confirmer la présence d'une ressource exploitable commercialement. Depuis 2008, les sociétés qui explorent le Québec ont investi plus de 130 millions de dollars pour évaluer cette ressource, mais n'en sont présentement qu'aux premières étapes de l'exploration. Jusqu'à maintenant, cet investissement ne représente que les travaux de forage et de complétion d'un petit nombre de puits (environ 26 puits ont été creusés depuis trois ans), et de nombreux restent à être évalués.

Il est important de noter que, même à ce stade peu avancé, des centaines de Québécois travaillent directement ou indirectement à l'exploration des gaz de shale et que de nombreuses entreprises qui vivaient des moments difficiles en raison du ralentissement économique ont pu survivre et croître grâce au travail qu'elles accomplissent en soutien à l'exploration des ressources gazières au Québec.

(b) Bénéfices économiques pour le Québec

L'APGQ a choisi le Groupe Secor, de Montréal, pour mener une étude sur l'impact économique que générerait au Québec l'exploitation du gaz de shale de l'Utica si tout se déroulait comme prévu. La portée de cette étude est très conservatrice. De nombreux bénéfices importants, directs et indirects, ont été mis de côté. Étant donné que la viabilité économique de cette zone de shale n'a pas encore été déterminée, les membres de l'APGQ ont préféré s'en tenir à une approche conservatrice pour cette première étude. Les retombées économiques prévues seront donc beaucoup plus importantes que ce qui est présenté si le projet devait être poursuivi.

L'étude de Secor ne comprend pas les retombées associées au transport, à l'entreposage ni à la distribution du gaz de shale de l'Utica, ni les revenus supplémentaires provenant de l'exportation du gaz naturel ou de l'hydro-électricité. De même, l'étude ne tient pas compte des retombées induites puisque l'industrie n'est pas encore proprement établie, ni le secteur de

services qui y serait associé. D'autres retombées liées à la création ou à la croissance d'entreprises qui fournissent divers biens et services à l'industrie gazière n'ont pas été évaluées dans cette étude. Même si ces types de retombées n'ont pas été compilés dans cette étude, leur potentiel ne devrait pas être négligé dans un scénario d'exploitation.

La diversification des ressources énergétiques ouvre beaucoup de perspectives et fait partie de la stratégie énergétique du gouvernement du Québec. Tout le gaz naturel consommé au Québec provient de l'Ouest canadien. Suivant l'avancement des travaux, l'exploitation du shale de l'Utica pourrait subvenir aux besoins du Québec dès 2016, éliminant ainsi la dépendance envers les sources coûteuses de l'Ouest et la sortie de capitaux du Québec. Au cours des dernières années, le coût d'importation du gaz au Québec a varié d'un à deux milliards de dollars par année. C'est donc une somme importante qui resterait au Québec.

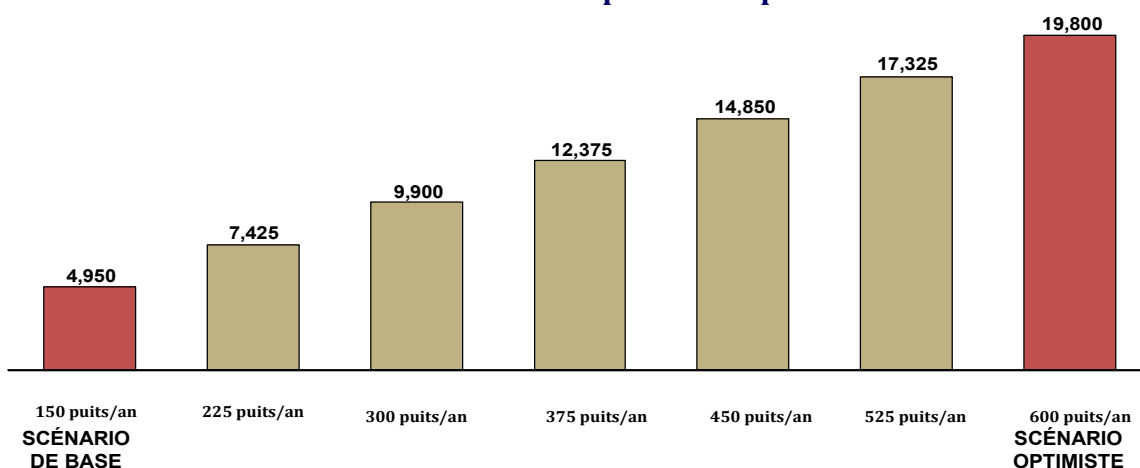
L'émergence d'une source locale de gaz naturel pourrait aussi réduire de façon importante les prix à la consommation. De plus, lorsque les besoins de la province en énergie seraient comblés, la production québécoise de gaz naturel pourrait être exportée et générer des revenus supplémentaires. Par exemple, au tarif actuel de la demande gazière, une diminution d'un dollar dans le prix du gaz naturel au Québec permettrait aux Québécois d'économiser plus de 200 millions de dollars par année.

Secor a quantifié d'autres retombées économiques, telles que définies par une étude qui scrute les dépenses directes au Québec ainsi que les activités qui en découlent. Les tableaux suivants décrivent l'éventail de retombées économiques qui découlent de deux scénarios : un scénario de base de 150 puits par année et un scénario optimiste de 600 puits par année.

Bénéfices économiques – Shales de l'Utica

Exploitation - Les retombées économiques selon scénarios

Nombre d'emplois-année pour l'exploitation en fonction du nombre de puits forés par année



Source : Analyse SECOR

Bénéfices économiques – Shales de l’Utica

Les retombées économiques totales

Impacts économiques pour l’exploration et l’exploitation

Scénario 150 puits/an à terme	2010-2015	2016-2025
<i>Emplois-année / Moyenne par année</i>	2 184	5 132
<i>Valeur ajoutée / Moyenne par année</i>	131,6 M\$	286,6 M\$
<i>Recettes Québec / Moyenne par année</i>	38,8 M\$	120,2 M\$

Scénario 600 puits/an à terme	2010-2015	2016-2025
<i>Emplois-année / Moyenne par année</i>	4 948	19 271
<i>Valeur ajoutée / Moyenne par année</i>	297,9 M\$	1 151,7 M\$
<i>Recettes Québec / Moyenne par année</i>	84,7 M\$	302,7 M\$

D’autres retombées économiques n’ont pas été compilées dans cette étude, comme les revenus gouvernementaux additionnels sous forme d’impôts des entreprises, évalués à environ un milliard de dollars sur les 15 prochaines années et les taxes versées aux municipalités pour l’équipement et les immeubles, qui peuvent constituer d’importantes sources de revenus. À titre d’exemple de retombées économiques municipales, huit municipalités du nord-est de la Colombie-Britannique (les sites de la Horn River et de Montney) reçoivent collectivement en taxes directes associées à la machinerie et aux équipements en place environ 65 millions de dollars annuellement, et ce projet n’en est qu’à ses débuts.

L’aperçu des retombées et des revenus gouvernementaux décrits ci-dessus indique des augmentations importantes entre 2010-2015 et 2016-2025. Ces augmentations reflètent le passage de la phase d’exploration à la phase d’exploitation. Bien que ces tableaux présentent un portrait conservateur, les bénéfices sont considérables dans ce cas. Comparez ces chiffres avec ceux de la section suivante qui présente les prédictions et les véritables résultats autour d’un site d’exploitation de shale en Pennsylvanie.

(c) Retombées du gisement de Marcellus

L’exploitation de gisements de shale non conventionnels représente un changement de paradigme dans le développement de ressources pétrolières et gazières. La courbe descendante abrupte de production de gaz de shale exige une activité de forage sans cesse accrue afin d’augmenter la production. Ainsi les impacts économiques de la production de gaz de shale ressemblent à ceux d’autres activités de production continue, comme les secteurs manufacturiers et des services.

La continuité de l'effort de forage et les activités économiques qui y sont associées placent l'exploitation du gaz de shale dans une catégorie à part des autres activités de développement de ressources énergétiques. L'exploitation des mines de charbon, des sites éoliens, des ressources hydro-électriques et de l'énergie solaire impliquent une forte création d'emplois lors de la construction, mais, lorsque les installations sont en place, il faut beaucoup moins de personnel pour diriger les opérations. En revanche, l'exploitation des gaz de shale s'amplifie avec le temps au fur et à mesure que le nombre de puits augmente, et cela peut durer des décennies, selon l'importance des réserves.

Le développement du gaz naturel non conventionnel stimule l'économie par ses dépenses interentreprises et par les paiements versés aux propriétaires fonciers. L'exploitation du gaz naturel comprend l'exploration, le forage et la construction d'usines de traitement de gaz et de gazoducs. Étant donné les coûts de transport élevés des équipements essentiels au développement des gaz de shale, les industries secondaires se développent de manière organique au fur et à mesure que ce dernier progresse, stimulant fortement l'économie locale de par la création d'un réseau de fournisseurs spécialisés dans le soutien aux puits, l'acier, le sable et le gravier, le ciment, le camionnage et les services scientifiques et de génie. La plupart de ces activités de soutien sont difficilement délocalisables vers des fournisseurs situés hors du Québec.

Des études d'impacts économiques comme celle de Secor (des études de type prédictions) ont aussi été menées pour les gisements de Barnett, de Fayetteville, de Haynesville et de Marcellus. Ces études utilisent des modèles entrées-sorties pour évaluer et comparer l'activité économique avec et sans l'exploitation des shales gazéifères, et toutes indiquent que l'exploitation des shales gazéifères stimule beaucoup l'économie locale, augmente l'assiette fiscale et crée des milliers d'emplois. Des preuves empiriques viennent confirmer ces découvertes. Comme nous le décrivons ci-dessous, les taux de chômage des cinq principaux états producteurs de gaz de shale aux États-Unis se situent tous en deçà de la moyenne nationale, et dans certains cas, très en deçà. De plus, une étude des données par comté en Pennsylvanie indique une forte corrélation voulant qu'une augmentation des forages de gaz provoque une baisse des taux de chômage. De façon générale, l'exploitation des shales gazéifères attire les investissements, diminue la dépendance à l'importation d'énergie, réduit les prix du gaz naturel, crée des emplois et augmente les revenus ainsi que l'assiette fiscale.

Il existe cinq grands gisements en exploitation aux États-Unis. Le gisement de Barnett, dans la région de Dallas Forth Worth, au Texas, est le plus ancien. Il est en exploitation depuis le début des années 1990. Ce gisement est le plus important producteur de gaz naturel d'Amérique du Nord. Découvert récemment dans le sud du Texas, le gisement de l'Eagle Ford est un gisement de gaz de shale riche en pétroles liquides. Le gisement de Haynesville en Louisiane et dans l'est du Texas constitue un autre gisement de gaz de shale dont les puits très profonds donnent de forts rendements. Un peu plus au nord, en Arkansas, le gisement de Fayetteville représente un autre site d'exploitation industrielle important. Le gisement de Bakken, dans l'ouest du Dakota du Nord, est encore plus important et il s'étend vers l'ouest jusqu'au Montana et vers le nord jusqu'au Canada. Ce gisement produit actuellement plus de 100 000 barils de pétrole par jour, et sa production continue d'augmenter fortement. Enfin, le plus grand gisement de shales gazéifères est le Marcellus, qui s'étend de la Virginie de l'Ouest au sud, traversant presque toute la Pennsylvanie jusque dans le nord de l'état de New York. Ce gisement est devenu un incontournable dans l'approvisionnement des États-Unis en gaz naturel.

De nombreuses études d'impact économique ont été réalisées en lien avec ces gisements. Ces études emploient des modèles entrées-sorties pour évaluer les impacts directs, indirects et induits sur la valeur ajoutée (c.-à-d. le produit intérieur brut), l'emploi et les revenus de taxation

dans les régions concernées. On appelle impact direct les dépenses des sociétés gazières par rapport aux autres secteurs de l'économie. Les impacts indirects sont liés à la chaîne d'approvisionnement. Par exemple, une société gazière signe avec une entreprise de forage qui engage des travailleurs et d'autres entreprises qui lui fourniront matériaux, équipement et services. Les impacts induits concernent les transactions faites par les travailleurs dans toutes les sphères de l'économie (lorsqu'ils dépensent leur salaire en biens et services), qu'ils aient été embauchés directement ou indirectement. Les impacts induits comprennent également les dépenses effectuées par les propriétaires fonciers à même le revenu qu'ils tirent des loyers payés pour les baux de surface.

Le tableau 1 ci-dessous illustre l'augmentation des emplois directs, indirects et induits selon ces études. Le Perryman Group (2009) a déterminé que les activités de forage au gisement de Barnett ont généré 132 497 emplois. L'étude de Loren and Associates conclut que le gisement de Haynesville a généré plus de 57 000 emplois, une conclusion quasi-équivalente à celle de Considine pour le gisement de Marcellus (2010). Enfin, l'étude de Collins and Deck estime que l'exploitation du gisement de Fayetteville en Arkansas pourrait générer plus de 9 600 emplois. Chacune de ces études a utilisé des modèles entrées-sorties pour évaluer ces impacts.

Tableau 1 : Évaluation du nombre d'emplois créés par l'exploitation des gaz de shale, par gisement

<i>État</i>	<i>Gisement</i>	<i>Année</i>	<i>Emplois créés</i>
Arkansas	Fayetteville	2008	9 683
Louisiane	Haynesville	2009	57 637
Texas	Barnett	2008	132 497
Pennsylvanie	Marcellus	2009	57 357

Les données provenant du marché du travail semblent corroborer ces données. Premièrement, sur le plan national, les cinq états ayant les plus importantes exploitations de shales gazéifères connaissent des taux de chômage en deçà de la moyenne nationale (voir le tableau 2). En septembre 2010, le taux de chômage désaisonnalisé aux États-Unis était de 9,6 %. L'état ayant le plus faible taux de chômage est le Dakota du Nord qui constitue l'épicentre de l'exploitation du gaz de shale sur le gisement de Bakken. L'Arkansas et la Louisiane ont des taux de chômage de 7,7 % et 7,8 % respectivement. Le Texas et la Pennsylvanie ont des taux de chômage plus élevés, mais à 8,1 % et 9,0 % respectivement, ils restent sous la moyenne nationale. Bien qu'il existe évidemment de nombreux facteurs qui expliquent ces différences régionales, le fait que tous les cinq états exploitant de manière significative les gaz de shale connaissent des taux de chômage moindres que la moyenne nationale, semble être plus qu'une simple coïncidence.

Tableau 2 : Taux de chômage désaisonnalisé aux É.-U. et dans les états producteurs de gaz de shale – septembre 2010

<i>État</i>	<i>Gisements</i>	<i>Taux de chômage désaisonnalisé (%)</i>
Arkansas	Fayetteville	7,7
Louisiane	Haynesville	7,8
Dakota du Nord	Bakken	3,7

Texas	Barnett et Eagle Ford	8,1
Pennsylvanie	Marcellus	9,0
Moyenne aux É.-U. 9,6		

On trouvera à la figure 3 ci-dessous une meilleure illustration du lien entre les faibles taux de chômage et les activités de forage. On y montre l'emplacement des forages de gaz de shale entre les mois d'août 2009 et septembre 2010 et la différence entre le taux de chômage désaisonnalisé au niveau des comtés versus la moyenne en Pennsylvanie en août 2010. Les comtés en teintes de vert présentaient des taux de chômage bien inférieurs au taux moyen de l'état, qui était de 8,9 pour cent. Même si trois des comtés de l'est de la Pennsylvanie sans puits de forage de gaz de shale présentaient un bas taux de chômage, il apparaît clairement que les comtés où se sont concentrées les activités de forage dans le gisement de Marcellus ont présenté des taux de chômage nettement inférieurs à la moyenne de l'état.

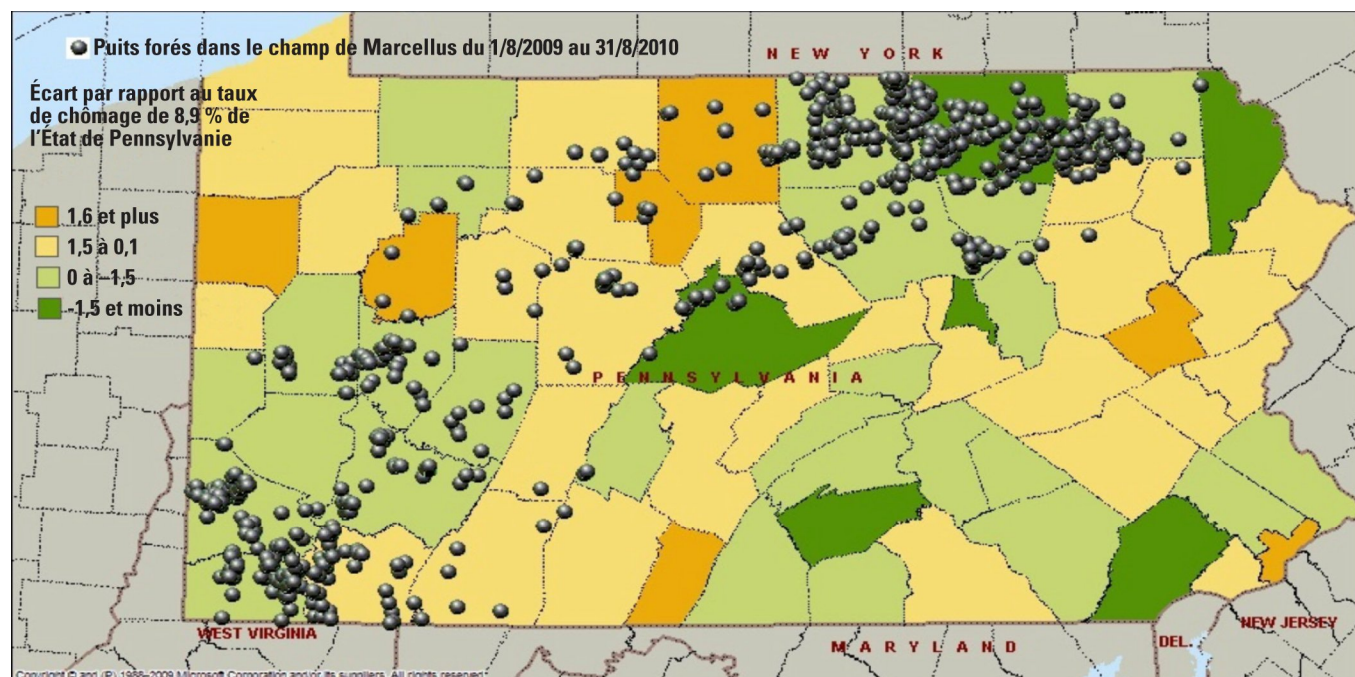


Figure 3 : Forage dans le gisement de Marcellus et taux de chômage désaisonnalisé par comtés en Pennsylvanie

Un examen plus approfondi de ces données laisse supposer l'existence d'un lien causal entre une forte concentration de puits de forage de gaz de shale et des taux de chômage moins élevés. La figure 4 ci-dessous présente un schéma du nombre de puits forés dans les comtés de la Pennsylvanie les plus actifs en matière d'exploitation du gaz de shale ainsi que la différence mentionnée précédemment dans les taux de chômage. Ce tableau montre une relation évidente entre le nombre élevé de forages et les faibles taux de chômage. Dans le comté de Susquehanna par exemple, où 84 puits ont été forés dans le gisement de Marcellus

entre août 2009 et 2010, le taux de chômage en date d'août 2010 était de 0,8 % inférieur la moyenne de la Pennsylvanie qui se situait à 8,9 %. Dans le comté de Washington, 178 puits ont été forés pendant la même période, et le taux de chômage se situait à 7,8 %, soit 1,1 % inférieur à la moyenne de l'état. Dans le comté de Bradford, le comté où le nombre de puits forés dans le gisement de Marcellus a été le plus important, le taux de chômage pendant cette période était de 7,2 %, soit 1,7 % inférieur à la moyenne de l'état.

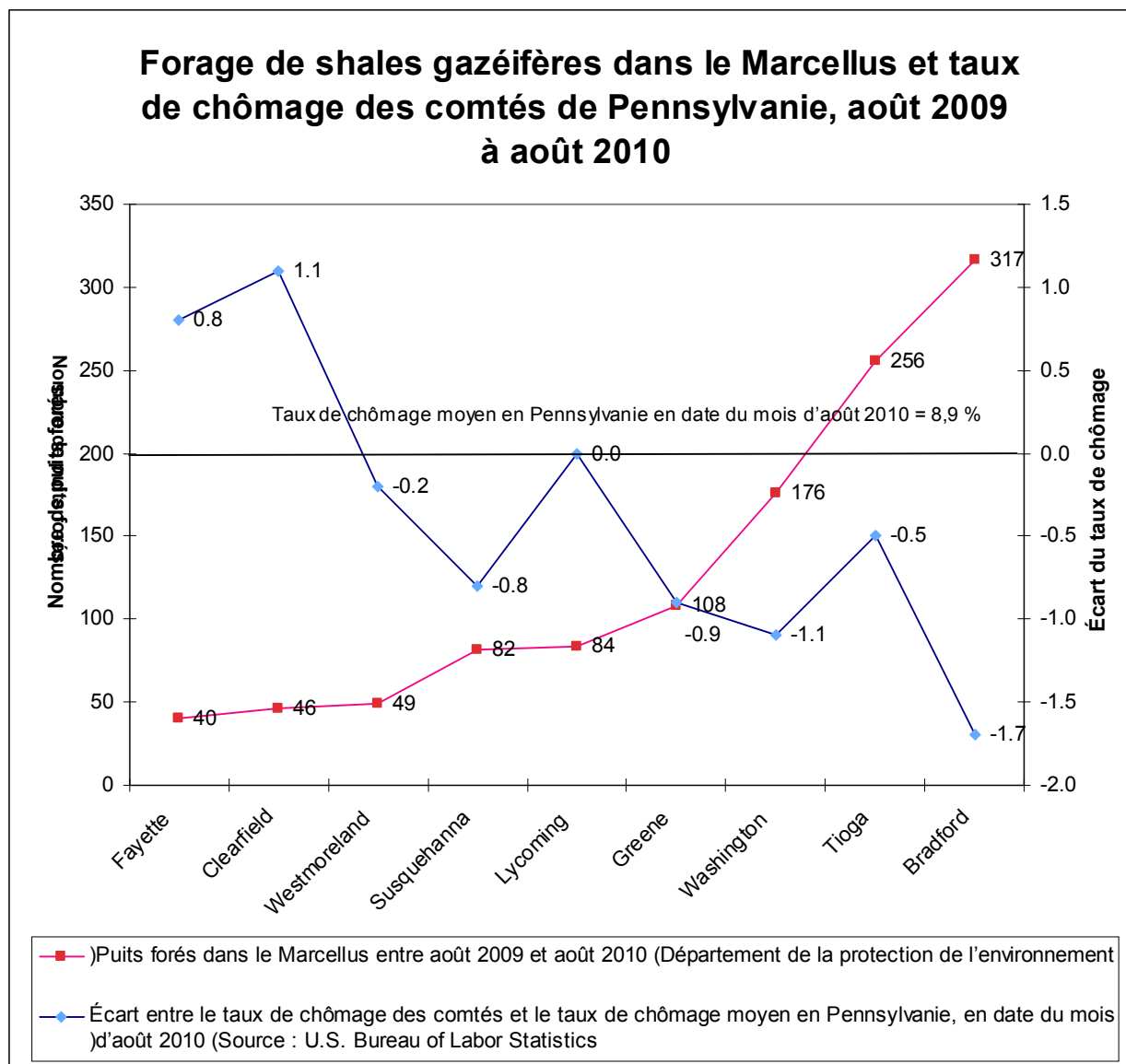


Figure 4 : Forages dans le gisement de Marcellus et taux de chômage par comté

Pour ces neuf comtés les plus productifs du bassin de Marcellus, la corrélation entre les différences dans les taux de chômage et le forage se situe à -0,73, ce qui n'est pas très éloigné de la corrélation parfaite de 1. En d'autres mots, 73 % de la différence rencontrée dans ces comtés quant à leur taux de chômage est liée aux activités de forage dans le gisement de Marcellus. Même s'il ne fait aucun doute que plusieurs autres facteurs peuvent avoir influencé

les différents taux de chômage régionaux, ces données viennent appuyer les autres résultats des recherches entreprises dans le cadre de ce modèle et aux abondantes preuves empiriques qui démontrent que le forage de puits de gaz de shale a un impact positif sur les économies locales.

(d) Redevances

Le gaz contenu dans le shale de l'Utica des basses-terres du Québec appartient ultimement à l'ensemble des Québécois. Les entreprises d'exploitation se font concéder le droit d'effectuer de l'exploration et de produire du gaz à leur frais. Une fois que le gaz a été extrait, les Québécois reçoivent leur part de gaz sous forme de redevances. Certains affirment que le taux de redevances actuellement établi au Québec n'est pas assez élevé et que le gouvernement du Québec devrait l'augmenter afin de l'ajuster aux taux de redevances exigés dans d'autres provinces telles que l'Alberta et la Colombie-Britannique.

La variation entre les taux de redevance en vigueur d'une province à l'autre est en grande partie liée à la maturité de l'industrie et au climat économique, l'objectif principal étant de créer une industrie compétitive, dynamique et accueillante. Comparativement aux autres provinces, la prospection et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures constituent des industries émergentes au Québec qui sont encore aux premières phases d'identification des ressources. L'industrie a besoin d'un coup de pouce afin que son potentiel en ressources soit validé et développé. En conséquence, le système de redevances utilisé au Québec doit être conçu de manière à attirer des capitaux qui pourront engendrer le niveau d'activités nécessaire pour valider et éventuellement développer la ressource, bâtir les infrastructures nécessaires et mettre sur pied un secteur de services local. Autrement, ce serait risquer de voir les capitaux passer dans des secteurs de l'industrie plus matures, aux coûts et aux structures fiscales plus avantageuses et où les infrastructures déjà existantes permettent d'assurer rapidement la rentabilité des projets.

Le taux de redevances en vigueur actuellement au Québec dans le secteur du gaz naturel est fixe et ne varie pas en fonction du prix de la ressource. Ce taux est établi sur la valeur marchande à la tête de puits et oscille entre 10 %, lorsque la production moyenne quotidienne par puits est égale ou inférieure à 84 000 m³, et 12,5 %, si cette production moyenne quotidienne dépasse ce volume de production⁶⁵. En se basant sur les prévisions de production faites par Talisman pour le shale de la formation d'Utica, cela signifierait que le taux de redevance exigé pour Talisman serait essentiellement de 10 % pour toute la durée de vie de ses puits.

Le taux de redevances de base en vigueur en Colombie-Britannique pour le gaz naturel varie selon le prix de la ressource, alors qu'en Alberta, ce taux varie à la fois en fonction du prix et du niveau de production. Au fil des ans, les taux de redevances dans ces deux provinces ont évolué et de nombreux programmes de crédits et de réductions de redevances ont été appliqués afin de stimuler les investissements.

Le système de redevances albertain a été mis en place en 1930, au moment où la province devenait propriétaire de ses ressources. À l'époque, le taux de redevances était fixé à 5 %. C'était 47 ans après que les premiers gisements de gaz naturel aient été découverts à Medicine Hat, et 18 ans après que le premier gazoduc d'envergure ait été construit entre Bow Island et

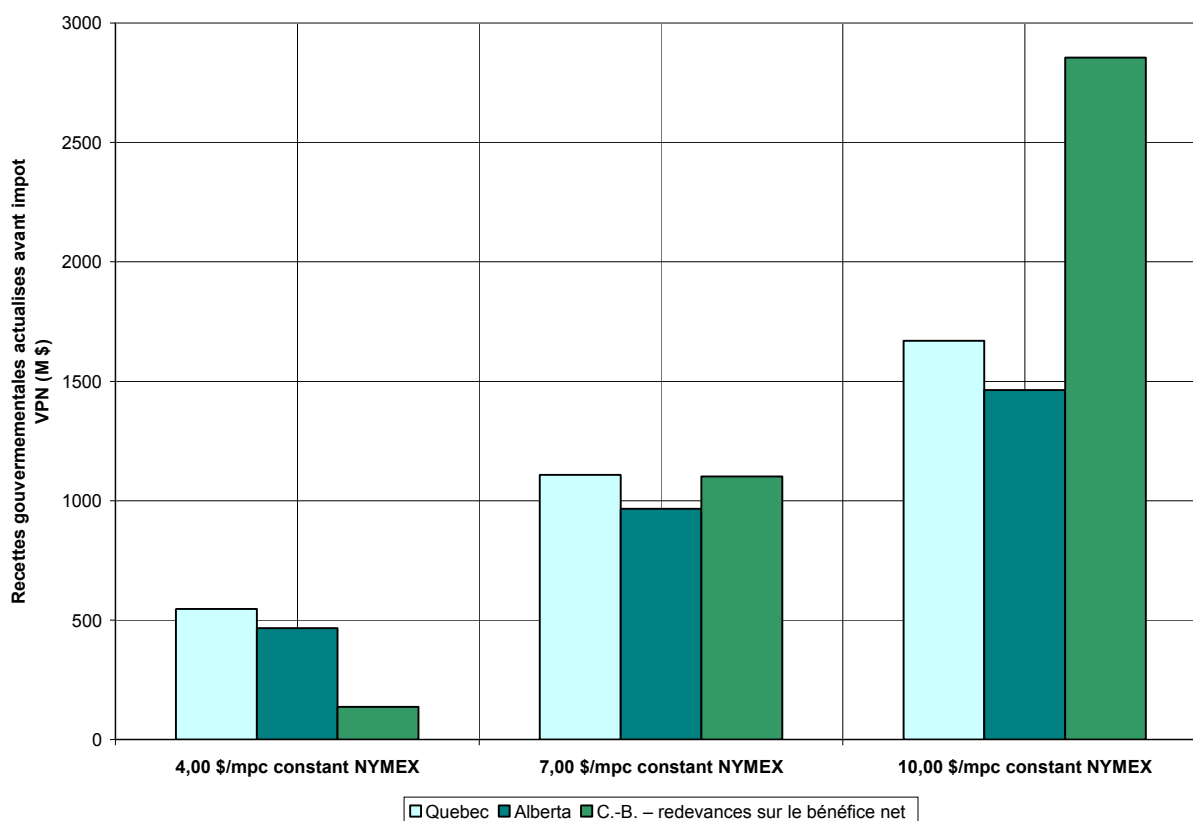
⁶⁵ Art. 104(2) du Règlement.

Calgary. Cinq ans plus tard, les taux de redevances augmentaient à 10 % et huit ans plus tard, en 1943, ils atteignaient les 15 %. Aujourd’hui, après de multiples changements, le taux de redevances de base maximal du gaz naturel a été établi à 36 %.

À titre comparatif, en Colombie-Britannique, où l’industrie du gaz naturel a démarré il y a environ 60 ans, le taux de redevances de base maximal pour le gaz naturel a été fixé à 27 %.

À première vue, lorsque l’on compare le taux de redevances en vigueur au Québec à ceux établis en Alberta et en Colombie-Britannique, le taux du Québec peut sembler trop faible. Ce qu’il faut ajouter toutefois, c’est que les systèmes de redevances utilisés en Alberta et en Colombie-Britannique comportent un grand nombre de programmes de crédits et d’incitatifs à l’investissement qui ramènent les taux de redevances pour le gaz de shale à des niveaux inférieurs à ceux appliqués actuellement au Québec. Même si elles peuvent déjà compter sur un secteur des services et des infrastructures bien établis, il était nécessaire pour ces deux provinces de concevoir des systèmes de redevances susceptibles de stimuler les activités de leur industrie du shales gazéifères et d’attirer des investissements qui pourraient autrement se retrouver ailleurs en Amérique de Nord.

Pour illustrer la comparaison entre le système de redevances en vigueur au Québec aux programmes de redevances appliqués en Alberta et en Colombie-Britannique pour l’industrie du gaz de shale, l’APGQ a modélisé un scénario de développement comportant le forage de 2 000 puits de gaz de shale. Le graphique suivant montre la valeur actualisée (VAN à 10 %) des redevances payées au gouvernement en tenant compte de trois prévisions de prix différentes.

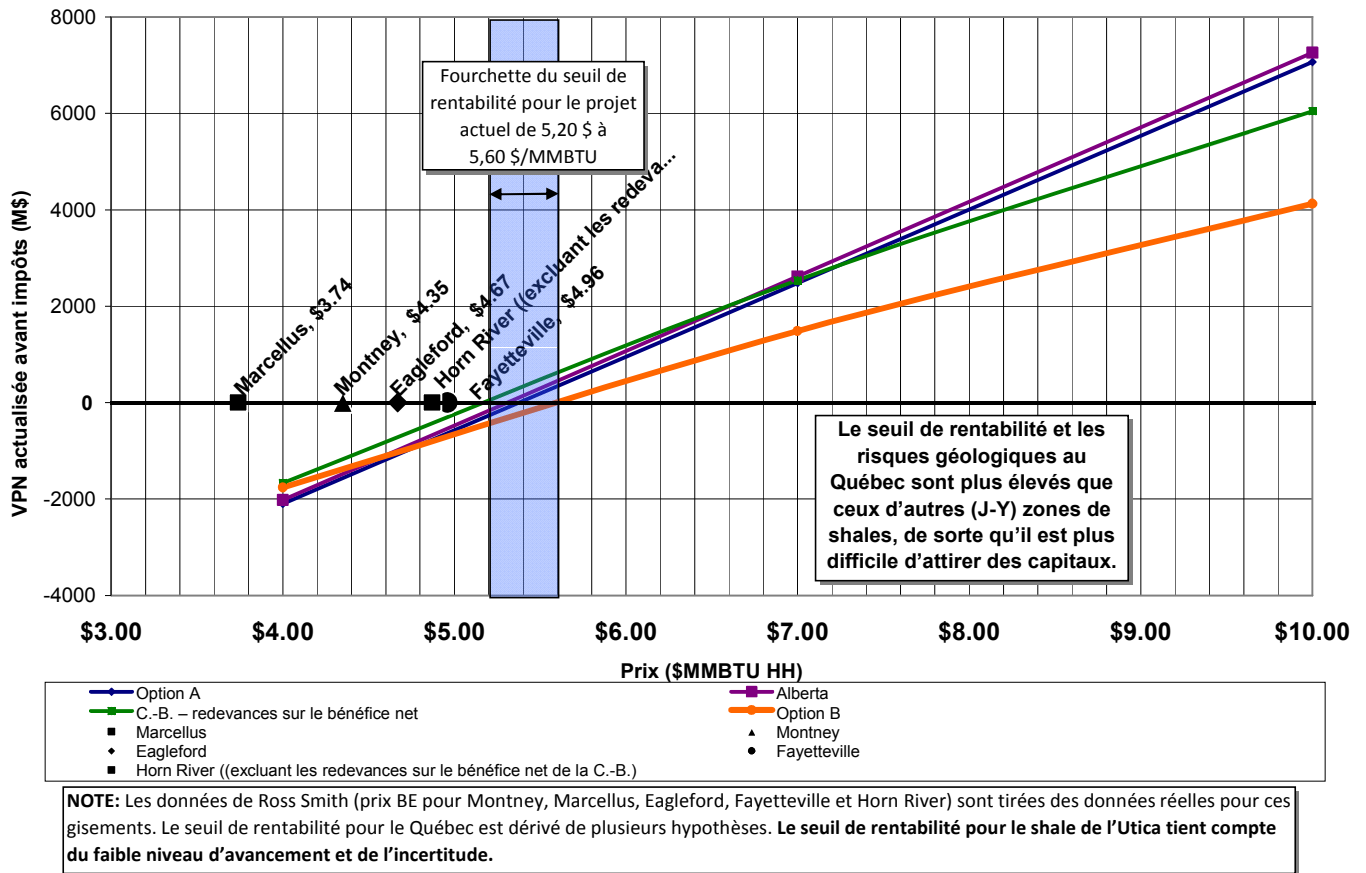


Ce tableau nous indique qu'au prix actuel du gaz de shale (4 \$/1 000 pi³), le système de redevances du Québec exigerait un montant supérieur à celui exigé par les systèmes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. À 7 \$/1 000 pi³, les redevances payées dans le cadre des trois systèmes sont relativement équivalentes, et à 10 \$/1 000 pi³, le système de redevances sur la marge d'exploitation de la Colombie-Britannique exigerait le plus gros montant de redevances.

L'une des plus grandes inconnues de l'exploitation shales gazéifères de l'Utica réside dans l'impossibilité de connaître jusqu'à présent la véritable quantité de gaz que Talisman pourrait espérer extraire de ses puits. À ce jour, seulement 11 puits horizontaux ont été forés dans la formation de l'Utica et seulement six de ces puits sont terminés et ont été évalués.

Il est maintenant bien démontré que la quantité de gaz susceptible d'être extraite des divers puits répartis dans une zone d'exploitation suit une courbe logarithmique normale. En sachant que certains puits produiront beaucoup alors que d'autres produiront peu, les évaluations de rentabilité sont faites sur la moyenne de production atteinte par l'ensemble des puits. Dans le modèle de scénario de développement, la moyenne cumulative de gaz produit par chaque puits a été établie à 2,6 milliards de pieds cubes. Ce chiffre provient des résultats obtenus lors des quelques essais de forages horizontaux préliminaires effectués jusqu'à maintenant de même que des données obtenues lors de forages verticaux. Ce modèle de développement suppose le forage de 2 000 puits horizontaux dans la formation d'Utica sur une période de 10 ans et tient compte d'une diminution de 30 % des coûts liés aux puits dans les quatre premières années. Elle comprend également les capitaux qui devraient être investis dans les installations et les études sismiques.

Sur la base de ces hypothèses, l'APGQ a calculé le seuil de rentabilité du gaz et l'a comparé aux données actuelles provenant de shales déjà bien établies d'Amérique du Nord. Le seuil de rentabilité du gaz correspond au prix que le gaz doit atteindre pour assurer un retour sur l'investissement égal au montant investi. Un seuil de rentabilité bas augmente la compétitivité du shale et augmente l'intérêt de l'industrie à investir dans le développement de la ressource. Le graphique suivant montre l'échelle du seuil de rentabilité que le gaz devrait atteindre pour rentabiliser l'exploitation des shales gazéifières de l'Utica, selon les systèmes de redevances du Québec, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.



Sur la base de ces hypothèses, un programme prudent de forage de 2 000 puits devrait comporter un seuil de rentabilité situé entre 5,20 \$/1 000 pi³ et 5,40 \$/1 000 pi³ et ne serait par conséquent pas rentable au prix actuel du gaz. Les décisions quant à un éventuel développement sont prises en fonction des rendements attendus sur le capital investi pour l'ensemble des projets d'exploitation entrepris par Talisman et sur les rendements attendus pour les investissements qui pourraient être consacrés aux shales gazéifières de l'Utica situés au Québec. Pour établir la véritable valeur des investissements susceptibles d'être réalisés dans le shale de l'Utica, d'autres explorations et essais devront être effectués.

Il est important de noter que les données utilisées par Talisman pour évaluer l'exploitation shales gazéifières de l'Utica proviennent des données réelles tirées des autres gisements. Si l'on tenait compte des risques liés à cette exploitation, le seuil de rentabilité des prix du gaz serait encore plus élevé. Sur la base de cette analyse et des hypothèses relatives aux coûts de développement et aux réserves de gaz utilisées dans cette modélisation, un programme prudent de forage de 2 000 puits ne serait pas rentable au prix du gaz actuel. Il existe quatre facteurs (donnés ici en ordre d'importance) susceptibles de réduire le seuil de rentabilité du gaz :

- des réserves de gaz plus importantes;

- des coûts d'investissement inférieurs;
- des coûts d'exploitation inférieurs; et
- des taux de redevances plus compétitifs.

Pour atteindre ces objectifs, il est essentiel que les efforts soient concentrés à améliorer les technologies de complétion des puits afin d'augmenter le taux de récupération et de générer suffisamment de confiance dans le gisement pour mettre en place au niveau local le système de services nécessaires pour diminuer les coûts d'exploitation. Si les redevances et le système de réglementation n'encouragent pas suffisamment cette activité, l'industrie restera fragile et les capitaux risqueraient d'être investis dans d'autres territoires où les activités de l'industrie sont mieux établies et plus rentables. Ce cas de figure est susceptible de se présenter particulièrement dans les périodes où les prix du gaz sont bas.

(e) **Compétitivité : le cas de l'Alberta**

Un exemple clé de ce qui peut arriver lorsque les redevances changent sans réflexion suffisante est survenu en Alberta lorsqu'un nouveau système de redevances (*New Royalty Framework*) a été mis en place à la fin de 2008. Selon les statistiques de forage de la *Energy Resources Conservation Board* de l'Alberta (« **ERCB** ») (série statistique 59), 16 702 puits ont été forés en 2007 et 15 015 en 2008, l'année où les changements au système de redevances avaient été annoncés. En 2009, le nombre de forages est descendu à 6 980. Au cours de la même période, la Colombie-Britannique a connu une augmentation du nombre de forages de la même ampleur. En mai 2010, le gouvernement de l'Alberta a toutefois annoncé qu'il modifierait de nouveau son système de redevances et qu'il allait cette fois réduire leur taux et inclure d'importantes mesures d'encouragement aux investissements, dont les deux principales furent :

- l'augmentation des crédits offerts dans le cadre du programme de forage de puits de gaz naturel en grande profondeur;
- l'établissement d'un taux maximal de redevances de 5 % pour tous les produits provenant des shales gazéifères pendant une période de 36 mois, sans limites sur le volume.

Dans une étude datée du 8 juin 2010, B. Russell examine les investissements réalisés en Alberta avant et après la mise en place du nouveau système de redevances et les compare aux mêmes types d'investissements réalisés au Texas, en Pennsylvanie, en Louisiane et en Colombie-Britannique (ratio de la marge d'exploitation et analyse marginale) pour quatre prix du gaz différents. Il constate une importante augmentation de la compétitivité de l'Alberta, comme le montrent les graphiques des pages 11 à 15 de ce rapport⁶⁶.

Pour que l'industrie québécoise du gaz de shale puisse être compétitive, il faudrait instaurer un nouveau système de redevances :

- qui soit stable et prévisible;

⁶⁶<http://www.energynavigator.com/index.php?mact=News.cntnt01.detail.0&cntnt01articleid=55&cntnt01origid=15&cntnt01detailtemplate=news&cntnt01returnid=24>

- qui soit compétitif avec les systèmes de redevances mis en place dans les autres bassins de l'Amérique du Nord;
- qui permette une planification à long terme;
- qui encourage les investissements susceptibles de stimuler les activités du secteur des gaz de shale et d'accélérer la phase d'exploration.

(f) Privilégier les fournisseurs locaux

L'approche que privilégie Talisman en matière d'approvisionnement consiste à faire appel le plus possible aux entreprises de services et à la main-d'œuvre locales tout au long de ses activités d'exploration et de projets pilotes. Pour Talisman, il est essentiel que les régions dans lesquelles elle s'établit puissent se développer au fur et à mesure que les zones de gisements prennent de l'ampleur et atteignent leur niveau de production maximal.

L'exploitation des shales gazéifières au Québec pourrait être l'occasion de mettre en place une nouvelle industrie et un nouveau secteur tertiaire, de créer des emplois et d'élaborer des programmes destinés à former les travailleurs qualifiés qui devront occuper ces emplois. Pour une question de rentabilité, Talisman a également tout intérêt à encourager les secteurs des services locaux de forage et de complétion des puits et à faire appel à une main-d'œuvre spécialisée dans l'exploitation pétrolière formée directement dans les territoires où elle opère.

Des Québécois ont été engagés directement ou de façon indirecte par Talisman lors des phases préliminaires d'exploration du shale de l'Utica. Depuis 2005, Talisman, en tant qu'opérateur, a dépensé plus de 200 M\$ pour évaluer le potentiel des terres du territoire québécois qui lui ont été octroyées. L'entreprise a également élaboré des objectifs spécifiques en matière de dépenses en immobilisations à réaliser dans ces régions. Un rapport interne de Talisman pour le troisième trimestre de 2010 établit à 17 % le pourcentage des dépenses de l'entreprise qui sont allées à des fournisseurs locaux. À mesure que ce projet prendra de l'ampleur, Talisman s'engage à augmenter ses dépenses dans les communautés locales où elle exerce ses activités.

Pour permettre aux communautés de profiter le plus possible des activités de l'industrie du gaz de shale, Talisman a adopté une stratégie de participation aux économies locales par laquelle elle privilégie l'embauche d'entrepreneurs locaux. Ce recours à des entrepreneurs locaux constitue l'un des éléments clés de ses évaluations de soumissions. Il s'agit d'une pratique courante dans l'industrie. Les avantages que peuvent en tirer les populations locales comprennent notamment la création d'emplois, le recours aux fournisseurs locaux pour les approvisionnements en biens et services et un soutien aux commerces locaux.

Talisman a élaboré et mis en œuvre diverses mesures pour maximiser les avantages économiques que sa présence peut avoir sur les communautés qui accueillent ses projets. Ces mesures consistent entre autres :

- à créer une banque de données des fournisseurs locaux en collaboration avec les Centres locaux de développement, les municipalités locales, les MRC, les chambres de commerce, etc.;
- à fixer des objectifs de dépenses qui doivent être faites localement;

- à mettre en place un système de suivi des dépenses mensuelles afin de s'assurer que les objectifs de dépenses ont été respectés;
- à participer au financement des projets de la communauté en matière de santé, d'arts de culture, d'environnement, d'éducation et/ou d'activités de nature humanitaire.

Jusqu'à présent, Talisman a distribué plus de 20 M\$ dans les communautés du Québec où elle exerce ses activités.

Bien que l'étude de Secor ait démontré l'impact positif que l'exploitation du gaz de shale a pu avoir sur plusieurs états américains et bien qu'on continue à penser qu'en matière de système de redevances, le Québec n'aurait à se comparer qu'à l'Alberta et à la Colombie-Britannique, il faut garder en tête que la compétition dans l'industrie du gaz de shale est dorénavant mondiale.

À titre d'exemple, le portfolio de Talisman renferme un grand nombre de projets d'exploration internationaux et régionaux. Le portfolio de l'ONA de Talisman comprend les zones de shales gazéifères de Marcellus, de Montney, du Québec et de l'Eagle Ford, toutes les zones où il pourrait être intéressant d'investir. L'objectif principal de la l'ONA de Talisman consiste à se positionner comme chef de file de l'industrie des shales. Cet objectif cadre bien avec la stratégie mondiale de Talisman qui vise à obtenir une croissance de ses profits à long terme tout en s'assurant de la sécurité de ses activités.

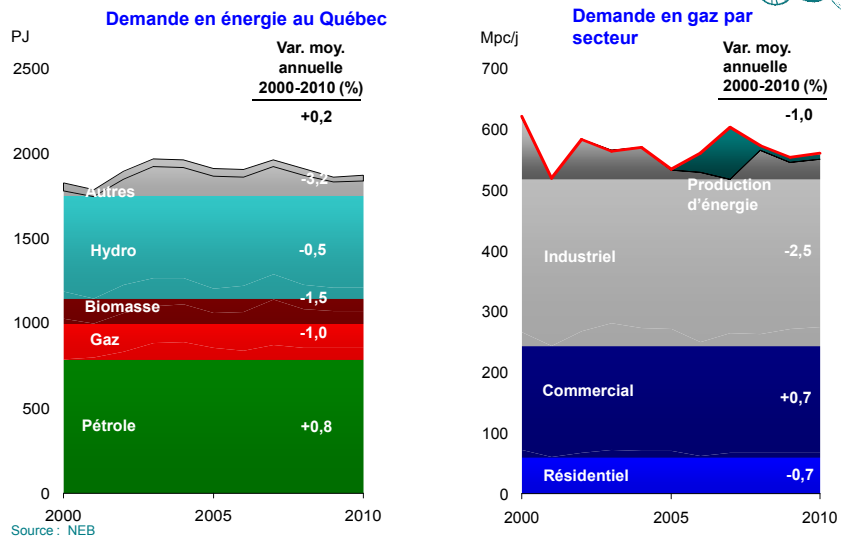
Le nouvel effet du processus interne de dotation de fonds de Talisman fait en sorte que la diminution des investissements susceptible de survenir au cours d'une année ne sera pas automatiquement compensée par des investissements subséquents puisqu'il faut tenir compte de la perte de revenus d'une année de production de la zone et du partage des coûts et des investissements en infrastructure sur lesquels l'entreprise aurait autrement pu compter. De plus, les investissements qui ont été réaffectés dans une année précédente sont susceptibles d'avoir été utilisés à l'amélioration d'un autre projet ou à l'élaboration d'un projet dans une autre région qui exige de nouveaux capitaux.

(g) Une occasion unique pour le Québec

Si l'exploitation du gaz de shale s'avère économiquement viable, le Québec pourrait se retrouver devant une occasion exceptionnelle de devenir autosuffisant en matière de gaz naturel.

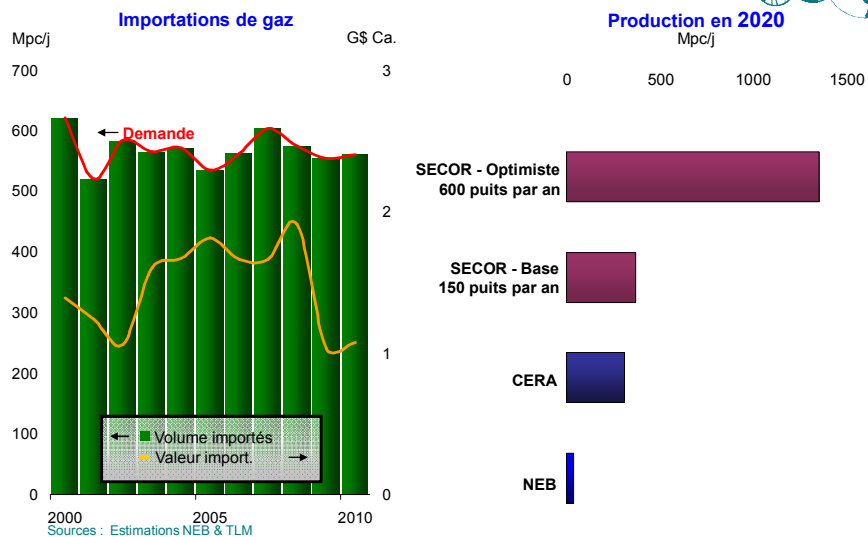
Actuellement, le Québec consomme annuellement 200 milliards de pieds cubes de gaz naturel pour le chauffage, l'usage domestique et industriel. La demande énergétique totale du Québec est relativement stable et ne présente pas de changement majeur quant aux sources d'énergie utilisées. Le secteur industriel constitue le plus grand consommateur de gaz naturel de la province, mais la courbe de croissance de la demande en gaz n'est pas constante, comme on peut le constater sur le graphique ci-dessous.

Demande en énergie et en gaz au Québec



Le gaz naturel consommé au Québec provient exclusivement des provinces de l'Ouest canadien et l'importation de ce gaz coûte en moyenne entre un et deux milliards de dollars annuellement. Si l'on parvenait à exploiter avec succès le bassin de gaz de shale de l'Utica, le Québec pourrait combler ses besoins en gaz, réduire sa dépendance envers le gaz produit ailleurs et pourrait même devenir un exportateur net de gaz (ces prévisions sont tirées de l'étude de la firme Secor, dont un graphique est présenté ci-dessous).

Importations de gaz par le Québec et production locale



Messages importants

- La production de gaz des shales de l'Utica devrait être supérieure aux importations et pourrait générer des exportations
- Au prix du marché récent, de 1 à 2 G\$ Ca. d'achat de gaz resteraient au Québec

L'une des retombées les plus prometteuses du développement des shales gazéifères est liée aux meilleures perspectives économiques qui découleront des investissements faits par l'industrie au Québec. Les avantages directs et indirects qui découleront de ces investissements feront en sorte que de meilleures possibilités d'emplois seront alors offertes à toute une gamme de travailleurs.

Un meilleur climat économique permettrait également au Québec de percevoir des redevances et des impôts qui profiteront à l'ensemble des Québécois et Québécoises et aux municipalités directement concernées par les activités de l'industrie du gaz de shale.

Le Québec sera en mesure d'exploiter au maximum ces avantages en maintenant un système de redevances qui tient compte du risque résiduel qui est encore associé à l'exploitation de la ressource, qui reconnaît la nécessité de mettre en place l'infrastructure requise pour l'exploitation de la ressource et qui reconnaît le fait que les projets devront être concurrentiels afin de favoriser les investissements nord-américains de même que les investissements internationaux.

IV. RÉGLEMENTATION

Talisman est d'avis que la réglementation présentement en vigueur dans l'industrie des shales gazéifères répond adéquatement aux risques associés aux activités d'essai du gaz de shale. Talisman est également d'avis que l'industrie doit appliquer des règlements rigoureux, fondés sur des données scientifiques. Cette réglementation doit viser deux objectifs principaux : s'assurer que des pratiques et des procédures sécuritaires sont utilisées tout au long des travaux de développement et que la ressource soit exploitée avec efficacité et de façon à réduire au maximum les pertes et les effets néfastes sur l'environnement. Une telle réglementation aura pour effet de donner une certitude au niveau réglementaire et une confiance au public dans les pratiques de l'industrie.

À mesure que l'industrie du gaz de shale dépasse le stade des projets pilotes pour entrer dans le stade de la planification du développement, l'étendue et la complexité des systèmes de réglementation qui doivent être appliqués à leurs activités s'accroissent. En tenant compte de ses expériences vécues dans d'autres territoires, les systèmes de réglementation qui encouragent la coordination entre les différents paliers de gouvernement, qui privilégient la collaboration avec l'industrie et qui centralisent les fonctions de réglementation sont les plus propices à assurer l'efficacité et le bon fonctionnement de ladite réglementation. Une réglementation centralisée est l'une des clés qui permettra le développement d'une industrie viable.

A. Les activités d'exploration devraient continuer de concert avec la réforme législative

Les systèmes de réglementation actuellement appliqués dans le cadre de la Loi et la *Loi sur la qualité de l'environnement* ont été conçus en prévision d'une production possible limitée, mais néanmoins réelle, d'hydrocarbures. Ces mesures, qui visent à protéger l'environnement, permettent au Québec de récolter des renseignements importants sur ses réserves en hydrocarbures et ont permis à l'industrie de passer au stade des projets pilotes de développement.

L'idée souvent répandue qu'il n'y a au Québec aucune réglementation visant à encadrer l'industrie du gaz de shale est fautive. Depuis 2007, 26 puits ont été forés sous le présent système de réglementation. Les normes réglementaires actuelles et le recours aux pratiques

exemplaires de l'industrie nous assurent que les activités d'exploration préliminaires ont été réalisées de façon sécuritaire et que les activités d'exploration ont été réalisées de manière efficace et responsable au niveau environnemental. Les moratoires visant à interdire la continuation des activités initiales d'exploration sont sans fondement puisqu'ils ne reflètent pas la situation qui prévaut actuellement au Québec.

Talisman partage le point de vue du gouvernement du Québec à l'effet qu'il y aura nécessité de modifier les lois québécoises lorsque l'industrie du gaz de shale en sera rendue à l'étape de l'évaluation du potentiel commercial du gaz de shale de l'Utica et aux phases subséquentes au stade de développement. En procédant dès maintenant à l'étude de ces modifications, on laisse entendre que l'industrie du gaz de shale au Québec en est toujours à la phase du développement des projets pilotes. Talisman soutient la poursuite des activités de gaz de shale pendant l'élaboration du système de réglementation destiné à encadrer le développement et l'exploitation du gaz de shale et elle est prête à partager l'expertise qu'elle a acquise dans d'autres territoires pour aider le gouvernement à optimiser son système de réglementation. La volonté d'élaborer dès maintenant les modifications à la réglementation ne peut justifier l'imposition d'un moratoire sur le développement de l'industrie du gaz de shale.

B. L'approche scientifique doit être maintenue

L'amélioration de la réglementation devrait inclure des modifications à la tenure des terres, aux régimes fiscaux et à la gestion des opérations. Talisman est consciente que la *Loi sur les hydrocarbures* en cours d'élaboration cherchera à améliorer le système de tenure et de redevances actuel. Par conséquent, nous nous contenterons de ne commenter ici que les systèmes de lois et de réglementation qui visent à encadrer les opérations de l'industrie. Talisman estime que notre industrie doit s'appuyer sur des normes scientifiques rigoureuses afin de s'assurer de la confiance de la population envers ses pratiques. Les normes à appliquer doivent avoir pour objectif de réduire les risques que les activités de l'industrie peuvent représenter pour la population et l'environnement. Ces normes doivent tenir compte des substances utilisées et des contaminants rejetés de même que des contextes d'exploitation particuliers tels que la géologie du Québec. Nous rappellerons toutefois à cet égard que des règlements visant à contrôler ces risques existent déjà dans le système de réglementation en vigueur :

- la distance minimale entre les sites d'opérations et les sources d'eau potable doit être vérifiée par des experts, contrôlée et respectée⁶⁷;
- la composition chimique et les concentrations des fluides de fracturation doivent être comprises par et fournies aux spécialistes du MDDEP⁶⁸;
- des données relatives à la profondeur, la durée et la progression du forage doivent être transmises aux spécialistes du MRNF⁶⁹;

⁶⁷ L'article 10 du *Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains* exige qu'un programme de surveillance des eaux souterraines soit élaboré dans le cadre de toutes les activités menées à 1 kilomètre et moins d'une installation de captage d'eau de surface ou d'eaux souterraines destinées à la consommation humaine et devant faire l'objet d'une approbation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

⁶⁸ Art. 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

⁶⁹ Art. 45 à 49 du *Règlement* et Art. 162 de la *Loi*.

- le tubage des puits doit être installé de façon à protéger les eaux souterraines et l'étanchéité de leur cimentation doit être vérifiée⁷⁰.

À mesure que l'industrie du gaz de shale se rapprochera de sa phase d'exploitation, le système de réglementations deviendra de plus en plus complexe et exigera des ressources additionnelles en matière de normes. Talisman est d'avis qu'il faut continuer à privilégier l'approche actuelle qui fait appel à une réglementation fondée sur des données scientifiques, en mettant en place des « codes de pratiques exemplaires » établis à partir des meilleures façons de faire et de recherches en matière de réglementation et en mettant en place des mécanismes rigoureux de vérification destinés à s'assurer que l'industrie se conforme aux normes édictées.

Les pratiques exemplaires élaborées par l'industrie des shales gazifères visent à répondre aux inquiétudes de nature environnementale des différents territoires où elle exerce ses activités. Les provinces et états qui ont réglementé l'industrie du gaz de shale avec succès comme la Colombie-Britannique, l'Alberta, le Texas et la Pennsylvanie, y sont parvenus en adoptant des codes de bonnes pratiques et en centralisant l'expertise en matière de réglementation. Les organismes de réglementation connaissent bien notre industrie et sont en mesure de faire appliquer simultanément des règlements en matière d'ingénierie, de protection de l'environnement et d'économie. Ces organismes sont également en mesure de s'appuyer sur des normes rigoureuses élaborées par des organisations comme l'API ou la CSA⁷¹.

Se conformer à des règles de conduite communes et bien comprises est plus facile et exige moins de temps que d'élaborer des normes sur la base du cas par cas, en particulier lorsqu'il s'agit d'encadrer des activités de nature routinière. Cette approche offre également plus de flexibilité aux organismes de réglementation dans la mesure où leur travail ne dépend pas uniquement d'une loi votée par des élus, ils peuvent adapter les règles de conduite aux changements technologiques ou aux nouvelles exigences sans avoir à attendre les résultats d'un processus législatif long et fastidieux. Vous trouverez ci-dessous quelques exemples de règlements qui ont été conçus à partir des meilleures pratiques de l'industrie.

Tubage et cimentation

Au Québec, les normes relatives au tubage et à la cimentation sont régies par règlement. Le tubage doit être « réalisé selon les pratiques reconnues »⁷² de l'industrie. On exige de plus qu'il soit conçu de façon à isoler les aires d'eau, d'huile ou les gisements de gaz, éviter la migration de substances entre les différentes zones géologiques et qu'il puisse résister à d'éventuelles contraintes physiques⁷³. La demande d'autorisation de forage de puits doit également inclure un programme de forage comportant une étape de cimentation⁷⁴. Talisman en déduit que

⁷⁰ Art. 24, 26 et 27 du Règlement.

⁷¹ Les normes de l'API et de la CSA sont élaborées par des sous-comités et des groupes d'étude composés de spécialistes de l'industrie, de représentants d'organismes gouvernementaux et du milieu universitaire. La procédure d'élaboration des normes de l'API peut être consultée à : <http://www.api.org/Standards/faq/index.cfm#three>. Vous pourrez trouver des renseignements similaires concernant les normes de la CSA à : <http://www.csa.ca/cm/ca/en/standards-development>. Avant d'être acceptées, les normes de la CSA doivent passer par un processus de consultation publique et font automatiquement l'objet d'une révision tous les cinq ans.

⁷² Art. 15 du Règlement.

⁷³ Art. 24 du Règlement.

⁷⁴ Art. 15 et 26 du Règlement.

l'utilisation des « pratiques reconnues » exigée par le MRNF en matière de tubage et de cimentation fait référence aux pratiques similaires qui sont exigées par d'autres territoires, lesquelles s'appuient généralement sur les normes de l'API. Il s'agit de normes claires et simples à suivre, qui exigent de bien comprendre les mesures d'atténuation des impacts, de bien cibler le risque principal pour les eaux souterraines en tenant compte des conditions géologiques du Québec et en permettant une surveillance par un organisme de réglementation.

Une version différente de ce « code des bonnes pratiques » est la directive 10 de l'ERCB intitulée « Minimum Casing Design Requirements » (Exigences minimales relatives au tubage [traduction]) qui est utilisée en Alberta. Ce document de 24 pages renferme des directives concernant le choix des matériaux utilisés pour le tubage et les spécifications de fabrication. Il a été conçu à partir d'une évaluation critique des normes de l'API et de l'ISO concernant le tubage de puits en tenant compte des données géologiques particulières à l'Alberta (on a tenu compte par exemple de la présence potentielle de gaz corrosifs). L'ERCB a le pouvoir de modifier ses directives si elle en sent le besoin ou lorsque l'apparition de nouvelles technologies l'exige⁷⁵. L'obligation légale de se conformer à ces directives et à toutes les autres directives est inscrite dans les *Oil and Gas Conservation Regulations*, qui ont force de loi.

Des modifications ont récemment été apportées à la Directive 10 de l'ERCB à la suite du travail effectué par un sous-comité technique spécialisé composé d'experts du comité sur le forage et la complétion des puits de l'ERCB. L'ERCB écrit : « À l'avenir, lorsque des changements aux normes et aux spécifications de conception des éléments du tubage seront apportés par l'industrie, l'ERCB examinera la possibilité d'approuver ces nouvelles normes et d'autoriser leur utilisation en concomitance avec la directive 010 et de les intégrer par la suite dans les versions subséquentes de la directive. » [traduction] Les titulaires de permis de forage doivent conserver tous les renseignements exigés pour démontrer qu'ils se conforment à la directive et doivent fournir ces renseignements au plus tard 20 jours après que l'ERCB en aurait fait la demande. De plus, la directive 09 de l'ERCB portant sur les exigences minimales à respecter en matière de cimentation des tubages donne des directives générales concernant :

- la méthode permettant de déterminer les profondeurs des zones à cimenter lors des travaux de cimentation des tubages;
- les spécifications à respecter lors de la cimentation des tubages;
- l'utilisation de ciments spéciaux tels que la mousse ou les ciments thermiques.

On peut également lire dans la directive 09 que l'objectif de l'*Oil and Gas Conservation Regulations* (Règlement sur les forages pétroliers et gaziers et de conservation) relative à la cimentation des tubages, est d'« assurer la protection des eaux souterraines utilisables.»

Fluides de fracturation hydraulique

Le MDDEP a récemment exigé que la fracturation hydraulique du shale soit faite en conformité avec l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et cette exigence concerne également les volumes, la composition et les concentrations des fluides de fracturation utilisés. Le MRNF exige qu'une demande de permis de complétion de puits soit remplie, laquelle doit comporter une description du projet et des renseignements précis le concernant⁷⁶. De façon

⁷⁵ *Oil and Gas Conservation Act*, R.S.A. 2000, c. O-6, article 10.

⁷⁶ Art. 49 à 55 du Règlement.

similaire, l'OGC de la Colombie-Britannique exige qu'on lui transmette un rapport détaillé sur les travaux de complétion dans les 30 jours suivants la fin des travaux et exige également qu'un dossier relatif aux substances se retrouvant dans tous les fluides de fracturation qui ont été utilisées⁷⁷ soit conservé.

Talisman est d'avis que les opérations de fracturation hydraulique doivent être encadrées par un seul organisme de réglementation. Talisman estime également que le procédé de fracturation hydraulique est sécuritaire et est favorable à l'idée de fournir des renseignements sur la composition des fluides de fracturation hydrauliques qu'elle a utilisés pour le forage de ses puits.

Poussière

Les provinces de l'Alberta et la Colombie-Britannique ont toutes les deux mis en place des processus de consultation formels et transparents destinés à l'industrie (respectivement, la directive 56 de l'ERCB et la *Consultation and Notification Regulation* (Règlement sur la consultation et les avis)⁷⁸. Dans les deux cas, on exige du demandeur qu'il mette en œuvre des mesures visant à contrôler l'émission de poussière adaptées aux particularités du site des travaux, lesquelles mesures pouvant être déterminées suite à des consultations avec les communautés et résidants potentiellement affectés par la poussière. Talisman appuie l'adoption d'une approche similaire au Québec.

Consultation des communautés

Talisman a participé à de nombreux groupes de synergie impliquant des communautés. Ces groupes permettent de consulter la population et d'établir des règlements efficaces. Comme il est indiqué dans le document DB53 que nous avons fourni à la commission du BAPE, Talisman a participé activement à la *Clean Air Strategic Alliance* (« **CASA** ») de l'Alberta et dans d'autres groupes d'intervenants de nature plus locale tels que le *B.C. North East Energy and Mines Advisory Committee* et le *Rimbey Multi-Stakeholder Group*. Les expériences vécues par Talisman à ce chapitre lui permettent d'affirmer que ces groupes constituent des forums très utiles pour discuter des problèmes du moment, pour comprendre les différents points de vue et explorer des solutions novatrices afin de corriger des problèmes locaux.

La directive 60 de l'ERCB intitulée « *Flaring, Incinerating and Venting* » (Brûlage à la torche, incinération et ventilation) représente un bon exemple de la manière dont les groupes de synergie peuvent avoir une incidence sur les exigences en matière de règlements. À la suite d'une collaboration entre l'organisme qui avait précédé l'ERCB, l'*Energy and Utilities Board* et de deux équipes multilatérales de la CASA, la directive 60 fut mise à jour en 2006 en y intégrant

⁷⁷ Drilling and Production Regulation, B.C. Reg. 282/2010, articles 36 et 37.

⁷⁸ La Directive 56 exige que le demandeur d'une installation de production d'huile et de gaz conçoive et fournisse avec sa demande un programme sur les engagements qu'il entend respecter (« participant involvement program »). Les documents d'information qu'il concevra en vertu de ce programme devront être remis aux résidants et devront comporter entre autres des renseignements concernant les conséquences que son installation aura sur le trafic routier et sur les mesures qu'il entend prendre pour contrôler l'émission de poussière (p. 2 à 4). Une exigence presque identique se retrouve dans l'article 13 de la *Consultation and Notification Regulation* de la Colombie-Britannique. À ce chapitre, le Ministry of Water, Land and Air Protection de la C.-B. a également publié un document intitulé « Best Management Practices to Mitigate Road Dust from Winter Traction Materials ».

un bon nombre de recommandations provenant de la CASA⁷⁹. À notre avis, la possibilité de faire appel à des groupes de synergie élimine le besoin de recourir à des approches de type descendant (« top-down ») moins efficaces. Nous donnons un autre exemple de l'efficacité des groupes de synergie dans le document DB53. Il concerne la *Cumulative Effects Management Association* (« **CEMA** »), une association très impliquée dans les régions où l'on retrouve des sables bitumineux. L'importance de cette association a été reconnue par le fait que les projets de l'industrie ne peuvent désormais être approuvés que si les recommandations de la CEMA y figurent⁸⁰ ou que la participation de l'association dans le projet puisse se poursuivre⁸¹.

Au Québec, Talisman soumet actuellement au MDDEP des formulaires de demandes en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* concernant les autorisations pour le brûlage à la torche, les prélèvements d'eau et la fracturation hydraulique. Talisman considère que ce type de formulaires devrait être standardisé et utilisé sur une base routinière étant donné que les effets du forage des puits de gaz naturel, leur exploitation et les mesures d'atténuation susceptibles d'être appliquées sont bien connus. De façon similaire, le fait que ces activités soient bien connues et qu'il soit possible de recourir à des mesures d'atténuation standardisées nous permet de penser que des évaluations environnementales de chacun des sites ne sont pas nécessaires. L'industrie du gaz de shale devrait être traitée comme toutes les autres industries dont les impacts sont bien connus et qui comportent des méthodes d'atténuation largement acceptées. Plutôt que de réaliser des évaluations environnementales, il serait préférable d'avoir à présenter à un organisme de réglementation compétent des formulaires de demande d'exploitation s'appuyant sur des mesures types et de s'assurer que la conformité à ces normes soit rigoureusement vérifiée et obligatoire.

Cette commission du BAPE est une démarche objective et sérieuse qui offre au public l'occasion de mieux comprendre les activités de l'industrie du gaz de shale et la façon dont les risques qui y sont associés sont gérés. Ce processus a montré qu'au stade actuel de développement de cette industrie, notre niveau de connaissances est excellent et nous ne manquons pas de connaissance par rapport à la protection de l'environnement et aux besoins des communautés. Ce constat devrait nous permettre d'éliminer la nécessité d'effectuer de nouvelles évaluations environnementales de niveau stratégique. L'exploration des shales gazéifères et leur exploitation s'appuient sur des principes et des pratiques scientifiques et techniques bien connues. Ces activités sont menées depuis de nombreuses décennies à l'échelle de la planète sur plus d'un million de puits. Les mesures d'atténuation applicables aux activités de l'industrie du shales gazéifères sont également bien connues et ont été adoptées en tant que meilleures pratiques par l'industrie. Ces meilleures pratiques sont conçues pour nous assurer que les activités de l'industrie sont effectuées, sous toutes les juridictions, de façon sécuritaire, efficace et selon des méthodes qui respectent l'environnement et qui permettent d'exploiter la ressource pendant de nombreuses décennies.

⁷⁹ Directive 60 de l'ERCB , Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting, annexe 2: http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_323_253_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/industry_zone/rules__regulations__requirements/directives/directive060.aspx

⁸⁰ Imperial Oil, Application for an Oil Sands Mine and Bitumen Processing Facility, EUB Decision 2007-013, p. 82.

⁸¹ Shell Canada Limited, Applications for an Oil Sands Mine, Bitumen Extraction Plant, Cogeneration Plant, and Water Pipeline, EUB Decision 2004-009, p. 78.

C. Expertise en matière de réglementation

La réglementation est efficace si l'on fournit aux organismes qui en sont responsables les moyens et les capacités d'assumer leur rôle et leurs responsabilités efficacement. Talisman accepte l'idée qu'à titre d'utilisateur de ce système de réglementation, l'industrie doit défrayer les coûts qu'entraînent les systèmes de réglementation de manière à ce que ceux-ci ne soient pas couverts par les contribuables en général (comme c'est le cas en Alberta par exemple).

Lorsque l'industrie du gaz de shale dépasse le stade de l'exploration et des projets pilotes pour entrer dans les phases d'exploitation et de production, les systèmes de réglementation qui encadrent l'industrie doivent étendre leur portée et se complexifier afin d'assurer que l'accroissement des activités de l'industrie et l'augmentation des investissements soient soutenus par des processus de réglementation transparents et qui interviennent en temps voulu. Ces processus comporteraient des étapes comme les suivantes :

- adopter les codes de bonnes pratiques et les procédures de vérification utilisées dans le secteur pétrolier plutôt que d'intégrer des normes dans la réglementation;
- assurer que la capacité de l'organisme de réglementation, tant par l'ampleur de ses effectifs que par la compétence de ses membres, est en mesure de s'adapter en temps voulu à la forte augmentation des demandes et des activités qui survient lors de la phase d'exploration;
- instaurer un impôt sur l'industrie destiné à mettre en place un système de réglementation efficace, comme on l'a fait en Alberta et en Pennsylvanie.

1. **Souplesse**

Sur la base de son expérience d'opération dans d'autres ressorts, Talisman estime que les systèmes législatifs et réglementaires doivent être suffisamment souples pour permettre d'y apporter des modifications sans procédures indues. La souplesse de ces systèmes est essentielle compte tenu du niveau élevé d'expertise technique que suppose notre industrie et des changements et améliorations technologiques continuels qui l'animent. On trouvera ci-dessous quelques exemples de réglementation souple utilisée en Colombie-Britannique et en Alberta pour encadrer l'exploitation du gaz de shale :

1. L'article 43 de la *Drilling and Production Regulation* de la Colombie-Britannique énonce les exigences de notification et de déclaration concernant le brûlage à la torche si le gisement exploité ne contient pas de gaz corrosifs. Cette disposition permet aux opérateurs de brûler à la torche de petites quantités de gaz (moins de 10 000 m³) sans avoir à aviser la commission, mais elle stipule que l'opérateur doit aviser la commission au minimum 24 heures à l'avance s'il prévoit brûler à la torche une plus grande quantité de gaz. De plus, dans l'éventualité où l'on aurait, dans une opération non planifiée de brûlage à la torche, dépassé le seuil de 10 000 m³ de gaz brûlé, l'opérateur doit aviser la commission dans les 24 heures suivant l'opération. Toute opération de brûlage à la torche, quelle que soit la quantité de gaz brûlé, doit être documentée et faire l'objet d'un rapport que la commission doit recevoir dans les 60 jours suivant l'opération. Il est important de se rappeler à ce titre que la présence de gaz corrosifs ne constitue pas un problème au Québec et que cette clause spéciale ne doit s'appliquer que dans les cas où la présence de ces gaz peut représenter un danger.

2. Le *British Columbia Oil and Gas Handbook* comporte un chapitre portant sur la gestion des déchets de forage intitulé « Drilling Waste Management ». On y souligne que les opérateurs ont la possibilité de se débarrasser des déchets de diverses façons (qui varient selon le type de déchets), mais qu'ils ont également la possibilité d'utiliser une méthode d'élimination des déchets non approuvée si un membre autorisé du personnel de la commission estime, dans un document écrit, que la méthode employée est convenable. Une telle clause offre à l'opérateur le choix de recourir à une méthode d'élimination des déchets standard si elle convient à ses besoins ou à élaborer, avec l'aide de la commission, un système alternatif qui convient mieux à ses besoins et qui satisfait aux exigences du personnel de la commission.
3. Dans le *British Columbia Oil and Gas Commission's (OGC) Information Letter* de septembre 2007 (IL 09-07), on annonçait la création d'un cadre réglementaire concernant l'entreposage des retours de fluides de fracturation. IL 09-07 permettait trois types d'entreposage : on permettait d'entreposer ces fluides dans des réservoirs à toit fermé, dans des réservoirs à toit ouvert ou en les plaçant dans une gaine protectrice enfouie dans le sol. Une autorisation n'est requise que si l'on enfouit les retours de fluides, et la durée de cette autorisation correspond à la durée de vie utile de la gaine et tant que la propriété du terrain est conservée. Les réservoirs quant à eux ne peuvent être utilisés que pendant 90 jours à partir de la dernière journée de la complétion du puits ou des opérations d'entretien, sauf avec l'approbation de l'OGC. IL 09-07 définit en détail les exigences de conception pour les trois modes d'entreposage ainsi que les exigences en matière d'inspection. Les exigences relatives à la conception des installations d'entreposage et à leur inspection varient considérablement selon le choix du type d'entreposage.
4. La directive 020 de l'ERCB définit les normes relatives à l'obturation, aux essais, aux inspections et aux travaux de surface à effectuer lors de l'abandon des puits pétrolières et gazifères. En vertu de cette directive, L'ERCB doit être avisé de toute opération d'abandon, mais une autorisation par cet organisme n'est requise que pour les opérations d'abandon non standard, ces opérations étant celles qui dérogent aux exigences de la directive 020. En revanche, les opérations d'abandon standard (c'est-à-dire celles qui se conforment aux exigences de la directive 020) n'exigent l'obtention d'aucune autorisation préalable de l'ERCB.
5. La directive 019 de l'ERCB définit les mesures qui peuvent être prises par cette commission dans l'éventualité où un opérateur ne se conformerait pas à ses exigences. Cette directive catégorise les événements non conformes selon leur niveau de risque, en tenant compte du danger qu'ils représentent pour la santé et la sécurité, l'environnement, la conservation des ressources et la confiance des parties intéressées envers le processus de réglementation. Les événements non conformes à faible risque exigent la publication d'un avis, suivie de l'application des mesures qui ont été définies pour remédier à ce type d'évènements. Si l'opérateur poursuit ses pratiques non conformes, l'ERCB peut imposer des mesures de plus en plus sévères. En revanche, les événements non conformes présentant des risques élevés ne sont pas nécessairement traités de manière progressive; une fois que l'avis de non-conformité a été émis, l'ERCB peut décider d'appliquer n'importe quelle des mesures coercitives énoncées dans la réglementation qui lui apparaît devoir s'appliquer en fonction des circonstances de l'évènement et de l'historique de l'opérateur en matière de conformité.

Les mécanismes de rétroaction constituent l'un des aspects importants à considérer lorsque l'on désire mettre en place des mesures flexibles de surveillance de la réglementation. Ces

mécanismes de rétroaction permettent d'évaluer et d'améliorer de façon continue les systèmes de réglementation. Talisman est d'avis que, pour une industrie qui cherche en tout temps à améliorer le développement de la ressource et pour laquelle les avantages concurrentiels proviennent d'avancées technologiques, la volonté de codifier de manière législative chacun des volets de la réglementation qui la régit est une opération difficile, voire impossible à réaliser. Les modèles de réglementation qui réussissent dans d'autres ressorts sont ceux qui offrent aux organismes de réglementation un niveau de liberté suffisamment important pour leur permettre de décider, en vertu d'un processus de consultation avec l'industrie et la population et sur la base d'études scientifiques, du bien-fondé d'utiliser les améliorations proposées.

Un exemple de ce type de flexibilité mérite notre attention. Dans une récente étude récemment publiée intitulée « Fracture lines », Ben Parfitt dénonce le flottement dans la réglementation albertaine des activités de fracturation. Pour appuyer son affirmation, l'auteur prend l'exemple de la directive 027 de l'*Alberta Energy Utilities Board* (AEUB) et d'un rapport en cours de préparation qui sera soumis à cette commission par Taurus Reservoir Solutions Ltd. (Taurus) dans lequel cette entreprise fait des recommandations visant à modifier la directive 027.

Cette directive a trait aux activités liées à la fracturation en zones peu profondes. Elle a été émise par l'AEUB en janvier 2006. Elle exige des entreprises qu'elles évaluent les effets potentiels de toutes les opérations menées à une profondeur inférieure à 200 m. Elle interdit les opérations de fracturation à faible profondeur dans un rayon de 200 m autour des puits d'eau dont la profondeur se rapproche de plus de 25 m de la profondeur de fracturation, un scénario qu'on ne rencontrera pas au Québec puisque les activités envisagées se dérouleraient à grande profondeur.

Ne pas se conformer à cette directive entraîne des mesures coercitives sévères et rigoureuses. Dans le cadre de cette directive, l'AEUB a également mis sur pied un comité d'examen technique chargé d'étudier cette question. Afin de mieux comprendre les effets que peut avoir la technique de stimulation par l'azote des puits à faible profondeur, les membres de la commission ont suggéré que des spécialistes d'une tierce partie, Taurus, soient engagés pour examiner les données existantes relatives aux dimensions des fracturations effectuées à faible profondeur à l'aide d'azote, pour qu'ils présentent les résultats de leur analyse, leur évaluation des données manquantes et leurs recommandations au comité d'orientation chargé des opérations de fracturation à faible profondeur.

Taurus a pu compter sur une quantité considérable de données provenant de l'industrie. Plusieurs types d'analyses avaient été réalisées afin d'évaluer l'orientation et la dimension des fracturations. Après avoir examiné les résultats de ces analyses, leurs limites, les incertitudes qu'elles comportent relativement aux descriptions géologiques et le besoin de maintenir un système de réglementation relativement simple et facilement applicable, Taurus émet des recommandations spécifiques afin d'améliorer cette réglementation.

Cet exemple donné par Ben Parfitt ne constitue pas à notre avis une illustration d'un flottement dans la réglementation. Il est plutôt l'illustration d'un système qui a fonctionné. Cet exemple permet d'ailleurs de mettre en lumière plusieurs points importants concernant les systèmes de réglementation. En premier lieu, il souligne le fait que ces systèmes doivent être élaborés de façon à encourager la collaboration entre l'industrie et les organismes de réglementation lorsqu'il s'agit d'examiner et de résoudre les problèmes importants. Les modèles de réglementation qui font la promotion de mécanismes d'amélioration et d'évaluation continues ne devraient pas être rejetés, mais plutôt soutenus. Les mesures prises par l'industrie et les organismes de réglementation pour évaluer le bien-fondé et l'applicabilité des normes et des exigences ne veulent pas signifier que ces normes sont de prime abord mauvaises, mais elles

traduisent plutôt le fait que ces systèmes sont utilisés pour s'assurer que les normes demeurent pertinentes et tiennent compte des informations les plus à jour. Enfin, les organismes de réglementation devraient avoir la possibilité d'effectuer leur travail en temps voulu, de manière coordonnée et en s'adaptant aux nouveaux renseignements qui leur parviennent afin de s'assurer que les objectifs liés à la sécurité, à la conservation de la ressource et à la protection de l'environnement puissent être atteints.

2. Un guichet unique

Talisman croit qu'à long terme, le Québec devra créer une commission québécoise pour l'exploration gazière et pétrolière semblable à la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique. Cela permettrait de régir l'industrie gazière et pétrolière (excepté les aspects concernant l'exploration minière et les aspects fiscaux) par une loi sur l'exploration gazière et pétrolière et par une réglementation sur le pétrole et le gaz naturel. Une telle commission se verrait donc déléguer des pouvoirs de quatre types :

- les mandats déjà assumés par le MRNF, concernant les demandes ayant trait à des installations et les garanties de performance;
- les nouveaux pouvoirs nécessaires à une administration efficace d'un régime de droits sur les géologies à faible profondeur, y compris le groupement et l'exploitation concertée, droits collatéraux et droits d'accès en surface;
- une autorité déléguée pour formuler des recommandations concernant les aspects opérationnels de l'industrie gazière et pétrolière, en remplacement des règlements existants (voir le MRNF sur le déboisement); et
- une autorité directe lui permettant d'émettre des directives et des lignes directrices qui imposeront les bonnes façons de faire à l'industrie et qui décriront les bonnes pratiques administratives de la commission.

Règle générale, en ce qui concerne les approbations requises par la CPTAQ et les municipalités régionales pour ce type de soumissions de « routine », Talisman recommande à la commission québécoise pour l'exploration gazière et pétrolière d'adopter un processus décisionnel rapide de moins de 30 jours. Les préoccupations importantes de certaines municipalités ainsi que des circonstances exceptionnelles devraient conduire à une prise de décision encore plus intensive et « hors routine ». Une procédure de routine tient pour acquis que le titulaire des droits miniers possède le droit d'accès à la terre et sollicite l'expertise de la commission pour évaluer la dépréciation de base, temporaire et minimale, des terres agricoles touchées par les puits de pétrole et de gaz. La Oil and Gas Commission de Colombie-Britannique a reçu ce pouvoir de prise de décision de la B.C. Agricultural Land Commission, l'équivalent de la CPTAQ.

S'il n'est pas possible de créer une commission à court terme, il serait souhaitable de créer une sorte de *bureau* au sein du MRNF, avec une délégation de pouvoir de la part des autres agences (peut-être au départ par le biais d'arrangements administratifs). Cette entité aurait une composition préétablie, des objectifs d'efficacité et un devoir de transparence sur les moyens à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs. Le rôle de cette entité serait amené à croître de façon significative au fur et à mesure que le niveau d'activité de l'industrie augmente. Enfin, Talisman suggère que ce bureau évolue pour ressembler à la future commission envisagée.

3. Une approche intégrée

À l'inverse, si les organismes de réglementation ont des mandats qui se chevauchent, ou bien si la surveillance des conditions d'obtention de permis et de pratiques d'exploitation est assumée par un organisme de contrôle autre que celui ayant émis le permis, les risques d'incertitude du cadre réglementaire, de redondance, d'inefficacité et de retards augmentent. Ces risques ont pour effet de nuire aux investissements en capitaux dans un gisement dont la viabilité commerciale n'a pas encore été établie.

Au Québec, cette situation existe déjà et risque de devenir problématique à l'étape du développement en ce que la réglementation du brûlage de gaz à la torche et la fracturation hydraulique relève du MDDEP et du MRNF. Même si Talisman supporte la réglementation claire et étoffée des deux entités, elle estime qu'un seul organisme réglementaire devrait être responsable de telles activités. L'Alberta a abordé cette question en proposant des protocoles d'entente entre l'ERCB (anciennement le Energy and Utilities Board) et Alberta Environment, protocoles que l'on peut consulter sur les sites internet suivants :

- en ce qui concerne la déclaration des déversements et fuites-
http://www.ercb.ca/portal/server.pt?open=18&objID=2492301&gid=75002410&rank=1&parentname=SearchResult&parentid=4&mode=2&in_hi_userid=240&cached=true
- en ce qui concerne les soumissions de projet touchant les sables bitumineux-
http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_240_2587983_0_0_18/
- en ce qui concerne l'harmonisation de la gestion des déchets-
http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_240_2588037_0_0_18/
- en ce qui concerne la protection des eaux souterraines-
http://www.ercb.ca/portal/server.pt?open=18&objID=2472848&gid=74785097&rank=12&parentname=SearchResult&parentid=13&mode=2&in_hi_userid=240&cached=true

Une approche coordonnée, comme en Colombie-Britannique ou en Pennsylvanie, permettrait de centraliser l'expertise en génie pétrolier ainsi que celle reliée aux enjeux environnementaux spécifiques à l'industrie requise pour une réglementation efficace des opérations tout au long du cycle du projet. Une réglementation centralisée est la clef du développement d'une industrie durable : non seulement obtiendrait-on une meilleure protection de l'environnement et une prise en compte des impacts sociaux, mais l'efficacité de la réglementation ferait du Québec un endroit plus attrayant pour les investissements de capitaux.

En résumé, Talisman soumet que le BAPE fasse les recommandations suivantes :

- l'exploitation et l'exploration de gaz naturel, ainsi que les techniques spécifiques à l'exploitation de gaz de shale, sont bien comprises et ne nécessitent pas de moratoire, ni d'évaluation environnementale stratégique globale puisque les règles existantes régissant les opérations traitent suffisamment des risques associés aux activités industrielles actuelles concernant les shales gazéifères.
- à fur et à mesure que l'industrie est en expansion, le MDDEP et le MRNF devraient adopter une approche de réglementation harmonisée, ou intégrée, pour susciter la croissance et établir une réglementation à la fois robuste et efficace. Cette approche est commune aux autres juridictions où l'on exploite les shales gazéifères comme la Pennsylvanie et la Colombie-Britannique.

Ces mesures devraient assurer un développement et une exploitation durables des gaz de shale, qui tiendrait compte à la fois des aspects environnementaux, sociaux et économiques, tout en accordant une grande importance aux besoins des générations futures.

V. CONCLUSION

Talisman se réjouit de pouvoir participer à la consultation publique du BAPE sur le développement durable des ressources de gaz de shale du Québec. Comme le présent mémoire l'illustre, l'approche de Talisman à l'égard du gaz de shale concilie les impératifs environnementaux, sociaux et économiques. Talisman est d'avis qu'une industrie shales gazifères bien réglementée et viable sera bénéfique à la fois pour les Québécois et pour l'industrie du gaz naturel.

Les renseignements techniques qui figurent dans le présent document et qui ont été fournis par ailleurs dans le cadre des audiences du BAPE démontrent que :

- les activités menées dans le cadre de l'extraction du gaz naturel et les techniques propres à l'exploitation des shales gazifères (la fracturation hydraulique et le forage horizontal) sont bien comprises;
- les risques associés au développement des shales gazifères sont bien connus et peuvent être atténués adéquatement grâce à des méthodes sécuritaires, à des pratiques exemplaires et à une réglementation efficace;
- le régime réglementaire en vigueur au Québec convient au niveau d'activité actuel, assure la protection de l'environnement et a permis au Québec d'obtenir des renseignements utiles sur son potentiel en hydrocarbures jusqu'à présent. Il est possible d'exploiter les shales gazifères de façon durable aux termes de la réglementation actuelle tout au long du processus d'amélioration du cadre réglementaire, ce qui rend injustifiée la suspension des activités;
- le gaz de shale offre des perspectives économiques importantes pour le Québec et les Québécois.

Alors que l'industrie du gaz de shale est en voie de dépasser la phase pilote, la nécessité d'étendre la portée de la réglementation s'impose de plus en plus. Talisman appuie l'idée d'améliorer le cadre réglementaire québécois afin de mettre en place un processus de réglementation solide, opportun et transparent. C'est pourquoi Talisman propose au BAPE de faire les recommandations suivantes.

Les taux de redevance devraient être établis de manière à attirer les investissements et à garantir la stabilité afin de permettre l'établissement d'un secteur de services et l'essor d'autres activités économiques liées à l'industrie du gaz naturel.

la consultation significative dès la première heure des parties prenantes et des municipalités devrait constituer une étape préalable au développement; la mise en place de programmes de surveillance et de suivi intégrant des groupes de synergie est une approche pragmatique qui devrait remplacer les évaluations du degré d'acceptabilité sociale.

L'approche actuelle consistant à établir une réglementation fondée sur la science devrait être maintenue tout en adoptant un « code de pratiques » qui réunirait les pratiques exemplaires et

l'expertise de l'organisme de réglementation et serait appliqué au moyen de mécanismes de vérification vigoureux.

Le futur régime réglementaire doit être doté d'un cadre souple fondé sur la science. Cette approche s'inspire des pratiques existantes dans d'autres territoires où sont exploités des shales gazéifères et d'autres domaines de réglementation au Québec, et elle :

- (i) tiendrait compte du fait que l'industrie fait appel à une technologie en constant perfectionnement;
- (ii) favoriserait la collaboration entre l'industrie et l'organisme de réglementation afin d'assurer une amélioration continue;
- (iii) permettrait à l'organisme de réglementation de réagir rapidement et de manière coordonnée aux faits nouveaux et de s'assurer que les objectifs de sécurité, de conservation de la ressource et de protection de l'environnement sont respectés;
- (iv) s'accompagnerait de directives tenant compte des pratiques d'excellence de l'industrie et reflétant les objectifs communs de sécurité, de protection de l'environnement et de développement économique.

5. Enfin, le développement des shales gazéifères devrait faire l'objet d'une approche de réglementation intégrée. Il faudrait créer un organisme de réglementation de l'industrie centralisé doté d'un effectif suffisant et de solides compétences techniques, qui serait financé par les contributions de l'industrie, et éliminer le plus possible les chevauchements entre les compétences du MRNF et du MDDEP.

Un cadre réglementaire coordonné, comme ceux de la Colombie-Britannique et de la Pennsylvanie, permettrait de centraliser les connaissances en ingénierie du pétrole et en sciences de l'environnement propres à l'industrie nécessaires pour garantir une surveillance réglementaire ordonnée des activités de l'industrie tout au long du cycle de vie d'un projet. S'appuyant sur son expérience dans d'autres territoires, Talisman est d'avis que la centralisation de la réglementation est indispensable pour assurer l'efficacité et l'efficacités de la réglementation et constitue un outil essentiel au développement d'une industrie durable.

À long terme, une commission québécoise du pétrole et du gaz, sur le modèle de la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique, devrait être mise sur pied.