

CANADIAN FOREST OIL LTD
PRÉSENTATION POUR LE BAPE QUÉBEC
11 Novembre 2010



INTRODUCTION.....	4
CYCLE D’EXPLORATION TYPIQUE D’UN DÉVELOPPEMENT D’UN SHALE GAZÉIFÈRE.....	5
PROGRAMME DE SANTÉ, DE SÉCURITÉ ET DE L’ENVIRONNEMENT (HSE) DE CANADIAN FOREST OIL.....	6
GÉOLOGIE.....	6
Minéralogie.....	8
Gaz-en-place.....	8
Composition et variabilité du gaz de l’Utica.....	8
H ₂ S.....	9
Radon.....	10
OPÉRATIONS SISMIQUES.....	10
Relevés sismiques.....	12
Utilisation de dynamite.....	12
Les opérations de sismique et les tremblements de terre.....	13
Les opérations de sismique et les glissements de terrain.....	13
PROCESSUS AVANT LE FORAGE.....	14
SÉLECTION ET CONSTRUCTION D’UN SITE DE FORAGE.....	14
FORAGE.....	16
Conception du puits.....	16
Contamination de surface.....	16
Boue de forage.....	17
Protection des eaux souterraines.....	18
ACTIVITÉS DE COMPLÉTION.....	21
Ouverture de « frac port ».....	21
Perforation.....	21
FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	23
Fluides utilisés pour une fracturation hydraulique.....	23
Microsismique.....	25
Protection des eaux souterraines.....	25
ESSAI DE FORAGE.....	26

DÉVELOPPEMENT DE SHALES GAZÉIFÈRES UNE FOIS QUE LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION SONT COMPLÉTÉES.....	27
RÉFÉRENCES.....	28

INTRODUCTION

Canadian Forest Oil (CFOL) travaille au Québec depuis 2007. La compagnie se réjouit à l'avance de travailler avec toutes les personnes concernées dans le cadre du Bureau des audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et, pour les années qui viennent à mesure que l'exploration et le développement progressent. CFOL a été activement impliqué dans le processus des audiences publiques sur le développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec. Le présent document tente de répondre à un grand nombre de préoccupations exprimées par le public aux réunions tenues par l'Association Pétrolière et Gazière du Québec (APGQ) ainsi qu'aux séances du BAPE.

CFOL est également membre l'APGQ qui est une association regroupant les compagnies d'exploration et de production (E&P) pétrolière et gazière qui cherchent à développer les ressources d'hydrocarbures au Québec. Le document suivant est le mémoire déposée par CFOL pour le processus du BAPE. La compagnie a aussi contribué au mémoire qui est déposé par l'APGQ.

Le bureau-mère de CFOL, Forest Oil Corporation, opère dans le secteur du pétrole et du gaz depuis 1916 et possède une vaste expérience, ayant exploité dans de nombreuses régions du monde entier. Depuis 2007, CFOL a foré et complété 3 puits horizontaux dans le shale d'Utica et a aussi participé à des opérations sur 8 autres puits. CFOL a une entente d'opérer sur des permis d'exploration d'une superficie de 344,000 acres dans le corridor d'exploration identifié pour les shales d'Utica qui se situe entre Montréal et Québec. À ce jour, CFOL a investi des dizaines de millions de dollars pour l'évaluation de la ressource de shale gazéifère au Québec. D'autres dépenses supplémentaires sont nécessaires afin de compléter cette évaluation. Il est important que les efforts d'exploration soient autorisés à être poursuivis afin que le Québec puisse bénéficier pleinement de cette ressource naturelle prometteuse. Mettre un terme à l'exploration en ce moment créera un retard significatif et une incertitude qui auront un effet négatif à long terme sur l'économie, le secteur de l'emploi et le secteur des finances publiques du Québec.

CFOL comprend que cette région du Canada, comme de nombreuses autres régions où la compagnie est active, se situe sur des terres agricoles et industrielles peuplées. Dans la planification de nos opérations, CFOL tente de minimiser les impacts possibles sur les résidents et sur l'environnement. Les résidents sont consultés durant le processus de planification. De plus, les sites de forage sont déterminés en tenant compte d'infrastructure en place, afin de minimiser l'impact de surface sur les terres agricoles. Leurs emplacements sont également déterminés et construits de façon à minimiser l'impact sur les résidents vivant à proximité. Étant donné que le forage des puits est orienté, les spécialistes possèdent une certaine liberté de pouvoir déplacer l'emplacement du forage à la surface, tout en étant en mesure de rencontrer les objectifs souhaités.

Au cours de la durée de vie d'un puits, toutes les opérations de conception sont menées en s'assurant que la possibilité de contaminer l'eau souterraine soit réduite au minimum. Lorsque le forage traverse les aquifères d'eau potable, un fluide à base d'eau douce est utilisé. Plusieurs couches de caissons en

acier sont installées et cimentées en place (jusqu'à la surface) pour isoler les aquifères de surface des horizons plus profonds qui sont destinés à la production de gaz après une fracturation hydraulique.

Le document suivant décrit le cycle de vie de l'exploration et le développement d'un gisement de shale gazéifère. En outre, le document donne un aperçu de certaines caractéristiques des techniques utilisées par l'industrie afin d'assurer un rôle proactif sur les questions de santé, de sécurité et d'environnement (SSE).

CYCLE D'EXPLORATION TYPIQUE D'UN DÉVELOPPEMENT D'UN SHALE GAZÉIFÈRE

Le diagramme illustrant le cycle de vie d'un développement de shale gazéifère est inclus ci-dessous. Chaque activité est traitée individuellement en détail dans les sections suivantes du présent rapport



Cycle de développement typique pour un shale gazéifère ⁱ

PROGRAMME DE SANTÉ, DE SÉCURITÉ ET DE L'ENVIRONNEMENT (HSE) DE CANADIAN FOREST OIL

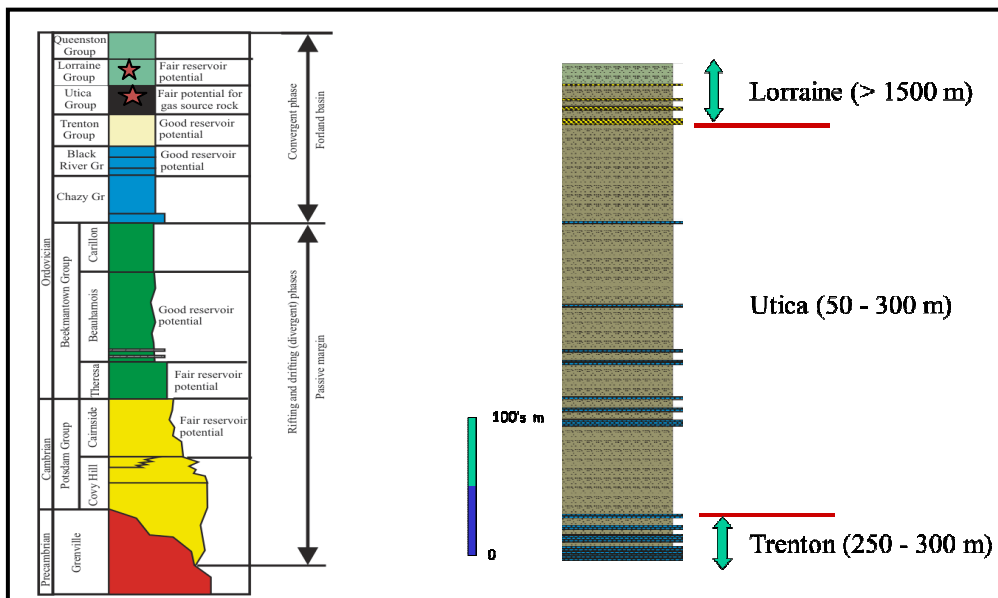
Dans toutes les régions du Canada où CFOL opère, la priorité de la compagnie est de prendre un rôle proactif lorsqu'il est question de santé, sécurité et d'environnement (HSE). CFOL a un programme HSE actif qui souligne que tous les salariés et les entrepreneurs doivent être compétents et sécuritaires. Le programme suit à la trace et conserve tous les incidents majeurs et mineurs. Chaque incident est examiné individuellement pour déterminer si un changement est nécessaire dans la procédure ou si une formation est requise pour le personnel impliqué.

GÉOLOGIE

La géologie est la science qui étudie l'histoire physique et dynamique de la terre, des roches qui la composent et de leur composition physique et chimique.

La formation de l'Utica (d'âge Ordovicien) est composée de shale calcaireux gris foncé brunâtre, interstratifié avec de minces lits de calcaire; son épaisseur varie de 50 à 300 m. L'Utica a été déposé sur le calcaire de Trenton (d'âge Ordovicien) lorsque le bassin d'avant-pays s'est effondré. La source des sédiments provenait de l'érosion de la plate-forme (Nord). Le shale d'Utica est la cible d'exploration primaire.

La formation de Lorraine (d'âge Ordovicien) se compose d'une succession épaisse (50 à 2000 m d'épaisseur) d'alternance de bancs de grès, de siltstone et de shale. Le pourcentage de shale augmente lorsqu'on descend dans la section. Le Lorraine a été déposé sur les shales Utica lors de la fermeture de l'océan. La source des sédiments provenait de l'érosion des montagnes appalachiennes (sud-est). Actuellement, la Lorraine constitue une cible secondaire et pourrait être traitée avec la même approche d'exploration que le pour le shale d'Utica.



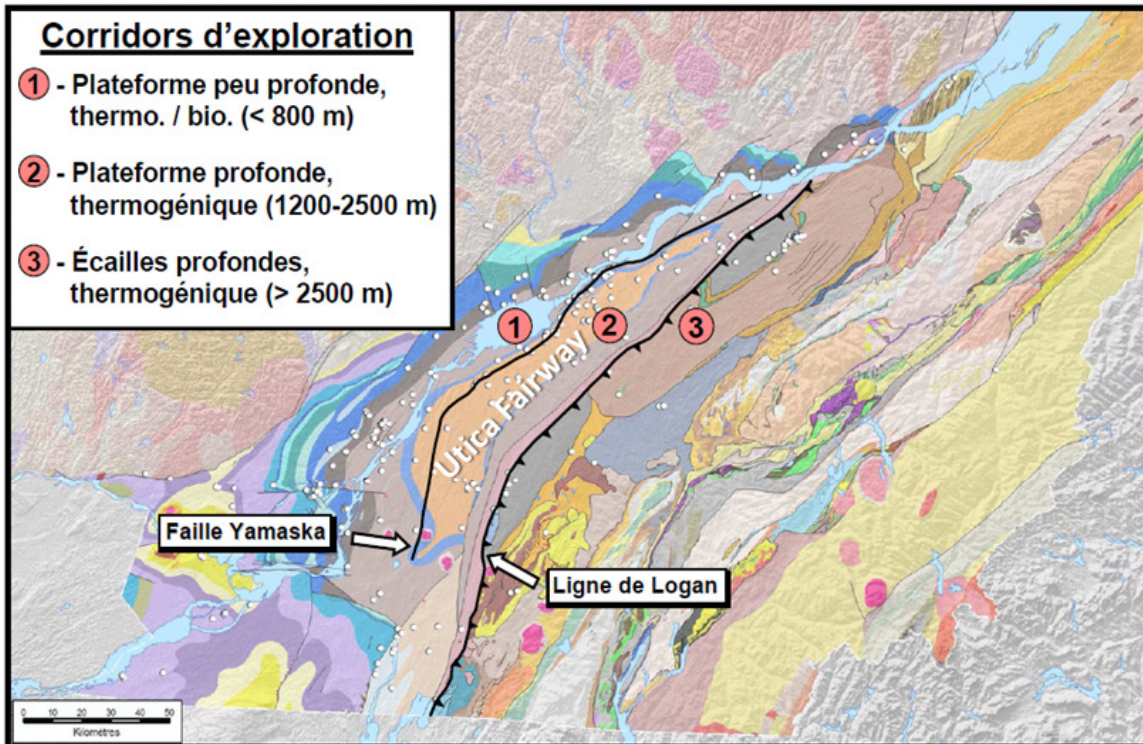
Stratigraphie des Basses-Terres du St-Laurent à Québecⁱⁱ

Les roches d'Utica et du Lorraine ont des caractéristiques comparables aux autres gisements de shale gazéifère et sont considérés comme un réservoir non conventionnel ayant une faible perméabilité. Cette perméabilité est environ 1000 fois plus petite que les réservoirs classiques, ce qui les rend imperméable. Pour être capable de produire économiquement le gaz des shales d'Utica, une perméabilité doit être créée artificiellement par une fracturation hydraulique de la roche.

Parameter	Lorraine	Utica	Barnett	Woodford	Marcellus	Muskwa	Montney
Depth (ft)	4200 - 8500	4,200 - 8,500	6,500 - 8,500	8,000 - 13,000	5,000	12,500	5,000 - 6,500
Gross Thickness (ft)	600 - 1800	600 - 1,800	200 - 300	100 - 200	100	70	984
Bottom Hole Temperature (°F)	104 - 140	104 - 140	200	88 - 143	105	158	160
TOC %	0.3% - 2.0%	0.3% - 2.0%	4.5%	7.00%	5.00%	0.5% - 3.0%	1.0% - 2.5%
% Quartz	13%	12%	31%	36%	30%	35%	80%
% Carbonate	20%	68%	12%	3%	9%	2%	10%
% Clay	67%	16%	48%	28%	48%	53%	10%
Total Porosity %	5%	0.7% - 6.6%	4% - 5%	7.00%	8%	0.7% - 4.7%	2.0 - 8.0%
Permeability	4.0 e-4 mD	3.0 e-4 mD	6.0 e-6 mD	2.0 e-3 to 2.0 e-6 mD	3.0 e-6 mD	4.0 e-3 mD	0.01 - 0.04 mD
SW%	45%	30%	25%	30%	25%	25%	25%
Reservoir Pressure (psi)	2600 - 7600	3,347 - 4,895	3,000-4,000	2,800 - 5,700	2,700	4,100*	4,800 - 5,600
Pressure Gradient (psi/ft)	0.43	0.6 - 0.7	0.54	0.35 - 0.44	0.55	0.53*	0.6 - 0.75

Comparaison du Lorraine et de l'Utica a des gisements de shale gazéifère connusⁱⁱⁱ

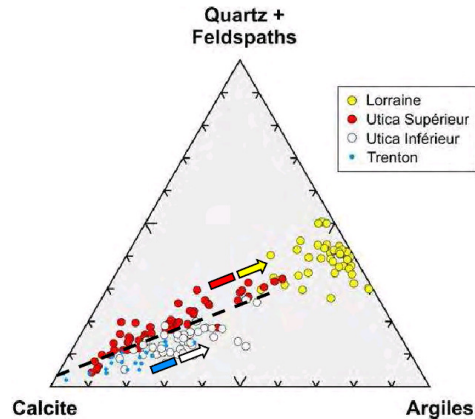
La profondeur de l'Utica varie entre 1 000 et 2 500 m sous la surface dans le corridor d'exploration ou l'effort est présentement concentré par l'industrie (Utica Fairway ; voir figure ci-dessous)



L'Utica Fairway est le corridor d'exploration où l'effort est présentement concentré (2)^{iv}

Minéralogie

Comme l'illustre la figure ci-dessous, la minéralogie du Lorraine et de l'Utica sont assez différentes. Généralement, l'Utica a une teneur en calcite plus élevée et une teneur en argile plus faible que la Lorraine. La minéralogie a un impact sur rhéologie des roches de la formation (mécanique des roches). Comme le Lorraine est composé de roches à teneur plus élevée en argile, il tend à être plus « mou ». En général, il sera plus difficile à le fracturer que l'Utica à l'aide de la technologie d'aujourd'hui.



Minéralogie d'échantillons du Trenton, d'Utica et du Lorraine (diffraction des rayons X)^v

Gaz-en-place

Le tableau ci-dessous résume les différentes valeurs de gaz-en-place estimées par les compagnies pétrolières et gazières (E & P) impliquées dans l'exploration de shale gazéifié au Québec. Le facteur de récupération est encore inconnu, mais le potentiel est très attrayant.

Source / année	Gaz en place estimé (TCF) ¹
Encana, 2007	35 - 163
Talisman Energy, 2008	48 ²
Forest Oil, 2008	4 ²
Questerre Energy, 2009	83 - 181 ²
Junex, 2010	7 - 11 ²

¹ Un TCF équivaut à un billion de pieds cubes ou mille milliards de pieds cubes ou 10¹² pieds cubes

² Gaz en place estimé pour les permis détenus par la société d'exploration seulement

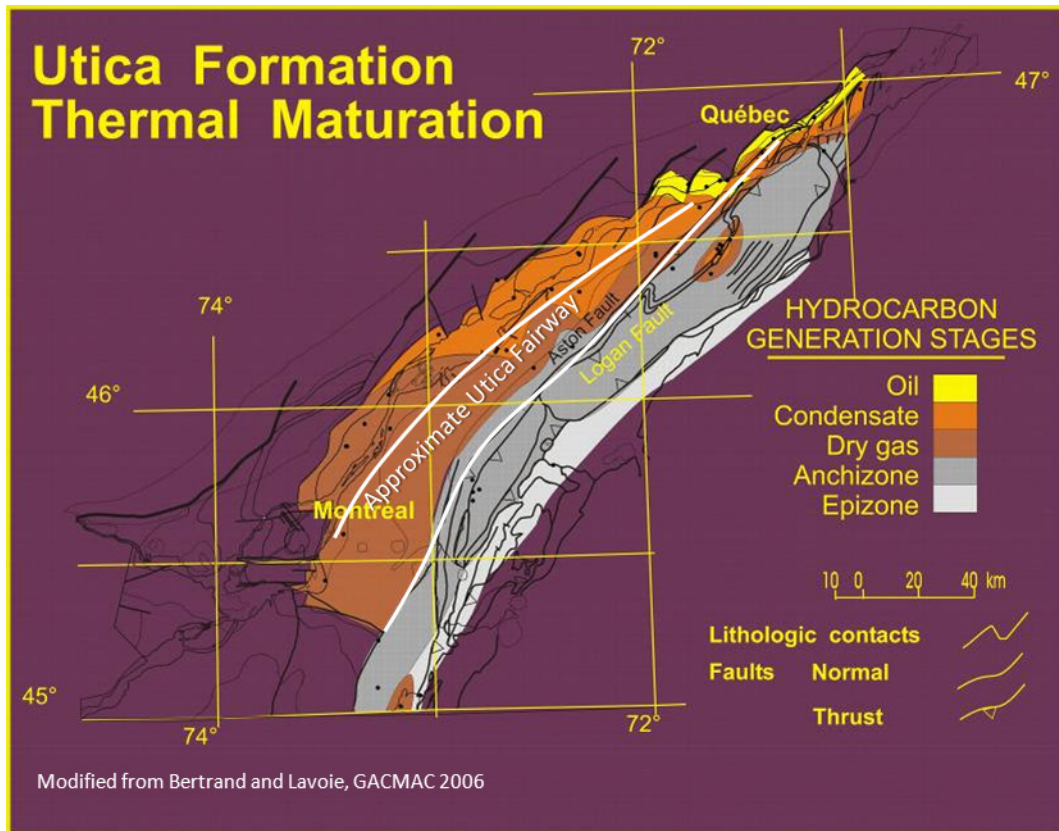
Résumé des valeurs de gaz-en-place au Québec estimées par l'industrie^{vi}

Composition et variabilité du gaz de l'Utica

La composition du gaz de l'Utica varie entre Québec et Montréal. L'Utica est principalement dans la fenêtre à gaz sec dans la principale région d'intérêt au sud du fleuve Saint-Laurent. Le contenu en

méthane est supérieur à 97 % dans les puits testés jusqu'à présent. Il est communément appelé gaz « sec ».

En général, les hydrocarbures liquides, tels que l'huile et les condensats, se retrouvent principalement sur la rive nord du fleuve St-Laurent et non dans la région principale d'exploration, présentement identifié sur la rive sud, pour un développement potentiel des shales de l'Utica (figure ci-dessous). L'industrie continuera d'analyser la composition du gaz et s'il y a présence de liquides, ils seront capturés et traités conformément aux règlements fédéraux et provinciaux.



H₂S

H₂S est un gaz d'origine naturelle que l'on trouve dans les marécages, les lacs, les puits d'eau, le gaz naturel et dans les gaz volcaniques. Il est créé lorsque les bactéries consomment du soufre naturel des eaux souterraines, produisant ainsi du méthane et du H₂S. En profondeur et sous des conditions très spécifiques, il est possible de créer du H₂S dans des gisements de gaz de haute température comme ceux des « Foothills » et du « Deep Basin » de l'Alberta. Le processus de génération de niveaux de H₂S dans les formations nécessite une réaction chimique et la présence d'une forte concentration de sulfates naturellement déposés dans la roche. En conséquence, la formation naturelle de H₂S est très peu probable au sein de l'Utica et du Lorraine en raison de l'absence ou la très faible concentration de soufre dans cette séquence de roches.

Dans les basses terres du Saint-Laurent, il y a environ 150 forages qui ont traversé les formations de Lorraine et d'Utica. À ce jour, aucun H₂S n'a été analysé de ces formations.

Dans le forage de Dundee no 1, du H₂S et de l'eau fraîche ont été rencontrés, à une profondeur de 109 m, dans les dolomies du groupe de Beekmantown. Les dolomies du Beekmantown ont été déposées bien avant les shales d'Utica. A certains endroits, il y a présence de soufre minéralisé dans la roche.

Il y a la mention de H₂S (3,5 ppm) dans des notes de terrain du rapport de forage du puits Junex Bécancour 7 (2004). Le détecteur de gaz portatif était mis à l'essai sur le site. La valeur exprimée par un détecteur de ce type est sujet à une calibration manuelle qui peut être erronée par une mauvaise manipulation de la part de l'utilisateur. Aucune analyse de ce puits ne démontre la présence de H₂S

En conclusion, il n'y a aucune analyse de gaz provenant de l'Utica et du Lorraine qui ont démontré la présence de H₂S.

Radon

Le radon provient, habituellement, de la chaîne de désintégration des séries du radium et de l'uranium (²²² Rn), mais aussi de la série de thorium (²²⁰ Rn). L'élément émane naturellement du sol partout où on peut trouver des traces d'uranium ou de thorium. On le rencontre généralement dans des régions où les sols contiennent du granite, du shale ayant un contenu élevé en uranium ou, plus communément, dans des roches contenant du minerai qui a une concentration plus élevée en uranium. Par contre, ce ne sont pas toutes les régions granitiques qui sont sujettes à des émissions élevées de radon. Étant un gaz inerte, le radon migre, habituellement, par le biais de failles et de sols fragmentés. Il peut s'accumuler dans les grottes ou dans l'eau. En raison de sa demi-vie très courte (quatre jours pour ²²² Rn), sa concentration diminue très rapidement. Sa concentration varie considérablement avec la saison et les conditions atmosphériques. Par exemple, il a été démontré qu'il tend à s'accumuler dans l'air s'il y a une inversion météorologique et peu de vent^{vii}.

Jusqu'à présent, il n'y a aucune indication de radon provenant des puits de shale gazéifère au Québec.

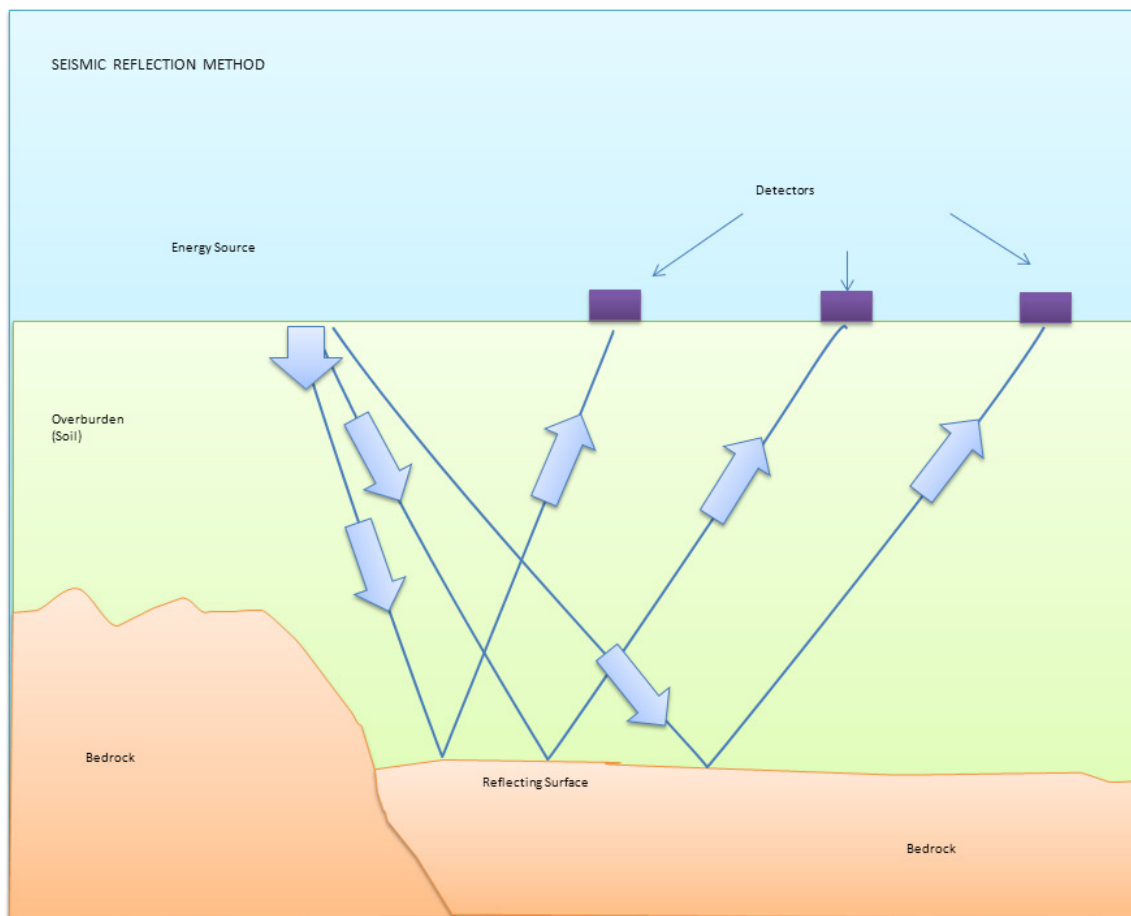
OPÉRATIONS SISMIQUES

Forer pour le pétrole et le gaz est une opération dispendieuse et incertaine du point de vue économique. Dans le monde entier, il est généralement accepté que seulement un forage d'exploration sur dix trouve des hydrocarbures avec succès. Avant de dépenser des millions de dollars pour un forage, les entreprises atténuent habituellement ce risque, en investissant dans des méthodes qui fournissent des cartes plus précises de la géologie de sous-surface. Généralement, les données sismiques (ou les données géophysiques) sont intégrées à la géologie, pour localiser et identifier le potentiel en hydrocarbures avant de commencer le forage d'exploration.

La sismique est une technique qui consiste à produire des ondes sonores à la surface. Comme l'illustre le diagramme ci-dessous, la sismique utilise la réflexion des ondes sur les interfaces entre les couches géologiques, sous la surface terrestre. Des détecteurs (géophones), situés à la surface et à une certaine distance de la source d'énergie initiale, enregistrent la réponse réfléchi. Alors que le diagramme ci-dessous montre un cas simple d'un réflecteur unique, en réalité, il y a de nombreux réflecteurs ou

formations rocheuses entre la surface et le socle. L'interprétation de ces ondes sonores est appelée « interprétation sismique ». L'interprétation est effectuée par des experts techniques à l'aide de logiciels spécialisés, sur un poste de travail informatisé.

Les opérations sismiques typiques utilisent la dynamite ou des camions vibreur comme source d'énergie. Une source de dynamite utilise un ou deux kilogrammes de dynamite. Elle est habituellement enterrée entre 10 et 20 mètres de la surface. Les trous sont ensuite remplis et bourrés, faisant en sorte que la majorité de l'énergie descend et se reflète sur des strates de sous-surface d'intérêt. Dans le cas de vibreurs, l'énergie provenant d'un camion est tellement faible que plusieurs vibreurs doivent vibrer ensemble plusieurs fois, pour construire un signal assez fort. Les personnes qui ont assistés aux levés sismiques (dynamite ou vibreur) trouvent, en général, qu'ils ressentent peu d'énergie lorsqu'ils sont à quelques centaines de mètres de la source. Dans le cas de la dynamite, il est possible d'entendre un bruit « sourd » lorsque le coup est tiré. Pour les opérations de vibreur, il est courant de ne sentir presque rien, même à une courte distance du point de tir. L'industrie utilise des détecteurs très sensibles pour mesurer ce faible mouvement.



Technique de réflexion sismique

Les données reçues d'un relevé sismique permettent à la compagnie d'exploration d'élaborer une carte préliminaire du réservoir potentiel en sous-surface. Cette information est utilisée afin de localiser le meilleur endroit pour un forage. La prochaine étape dans le processus d'exploration est de valider l'interprétation sismique avec un forage.

Relevés sismiques

Pour la plupart des gens, l'acquisition de données sismiques ne perturbera pas leur vie quotidienne. Un programme typique de sismique 2 dimensions (2D) peut prendre quelques semaines à compléter, alors qu'un programme 3 dimensions (3D) peut prendre un à deux mois. Avant le début des tirs/vibrations, les propriétaires des terres sont contactés par un agent de permis. La compagnie sismique, contractée par l'opérateur, informe les propriétaires de leurs intentions. Cela inclut une carte de la région où les travaux prendront place et une zone où passeront les camions. Généralement, si les travaux prennent place en été, les compagnies compensent pour les cultures ne pouvant être récoltées. Les compagnies avertissent aussi les autorités gouvernementales locales qui ont l'opportunité de discuter de leurs préoccupations avec l'agent de permis. Il est rare de voir les effets d'un programme sismique après une année : les cultures seront repoussées et les trous de dynamite seront bouchés.

La largeur des lignes de coupe sismique dépend de la nature de la source d'énergie utilisée – principalement dynamite ou vibrateurs. À certains endroits, les routes existantes ou les sentiers peuvent être utilisés. Une coupe n'est donc pas nécessaire. Dans les forêts, il est souvent possible d'utiliser des méthodes de « prévention », selon lesquelles aucun arbre n'est abattu. Le petit bois pourrait être coupé par les travailleurs à pied avec les scies à chaîne. Ceci permet aux petites foreuses portables (LIS – Low Impact Seismic) qui sont moins de 2 m de large, de pouvoir être transportées sur les chemins dans le bois. Pour ce qui est des terres agricoles, on peut utiliser les mini-vibrateurs à la place de la dynamite. La largeur typique des sentiers est d'un maximum de 4 m.

Utilisation de dynamite

Les explosifs modernes sont extrêmement sécuritaires lorsque géré tel que recommandé par le fabricant. Dans une vidéo de sécurité faite par une compagnie, une charge typique a été placée dans un champ pour faire des tests. La charge n'a pas explosé lorsqu'elle a été écrasée par un objet pesant plusieurs tonnes. Elle n'a pas explosé lorsqu'elle a été tirée de près avec un fusil de chasse. Elle n'a pas explosé lorsqu'elle a été incendiée par torche (la charge a seulement brûlé). La seule chose qui a pu faire détonner une charge est un bouchon de dynamitage (« blasting cap »). Celui-ci s'intègre directement sur un canal spécial au sommet de la charge. Ce bouchon a besoin d'un courant électrique pour faire exploser la charge.

Lors d'un levé sismique, la dynamite est placée dans un trou. Le but de placer la charge plus profonde (10 à 20 mètres sous la surface) est pour que l'énergie puisse descendre au lieu de monter. Après avoir mis la charge dans le trou, il est rempli avec la terre enlevée et ensuite comprimée.

Compte tenu de la fiabilité des bouchons de dynamitage et des systèmes modernes de dynamite, il est extrêmement rare de laisser en-arrière une charge qui n'aurait pas détonnée. Il est maintenant pratique courante de placer deux bouchons de dynamitage pour charge afin de s'assurer qu'elle explose. Ce fut le cas dans un récent programme de sismique à Québec, réalisé par Canadian Forest Oil en juillet/août

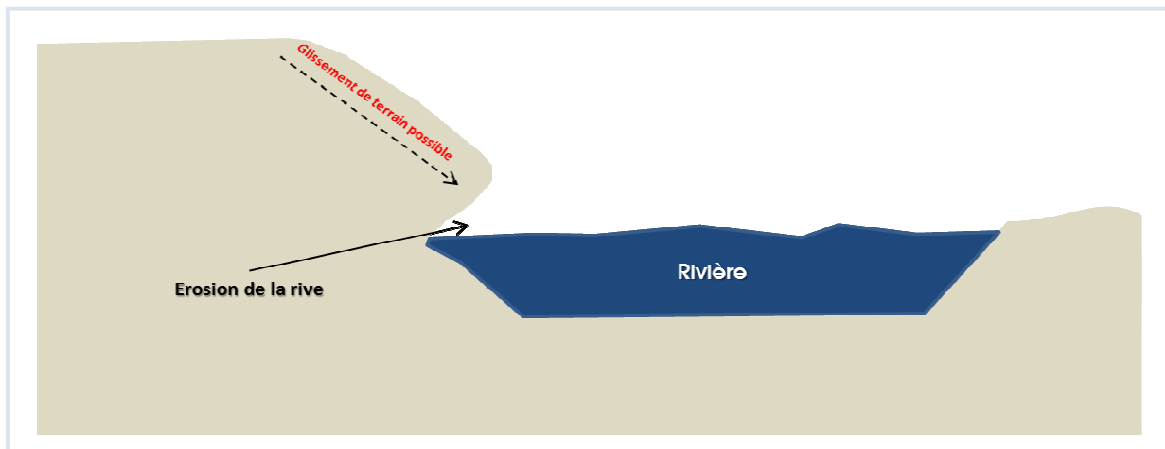
2010, où le taux de détonation a été de 100 %. Historiquement (pour ceux qui n'avaient placé qu'un bouchon de dynamitage), le taux de détonation manqué était inférieur à 0.1%. Selon les meilleures pratiques de l'Association Canadienne des Entrepreneurs en Géophysique (CAGC), il existe des procédures standards pour s'occuper des charges qui n'auraient pas explosé. Cela implique i) couper les fils de détonateur sous le niveau de la terre et de les enterrer, ii) placer un marqueur officiel à côté du trou, iii) conserver un dossier permanent des charges qui n'ont pas explosé et iv) remplir les documents nécessaires pour les organismes de réglementation appropriés.

Les opérations de sismique et les tremblements de terre

Les opérations sismiques ne provoquent pas de tremblements de terre. Les tremblements de terre sont causés par l'accumulation de stress le long de plans de faille profonde dans la terre. Éventuellement, les forces accumulées dépassent la résistance de la roche et l'énergie est libérée causant un tremblement de terre. Au Québec, la grande majorité des tremblements de terre se concentrent entre 15 et 17 km sous la surface et libèrent une énergie équivalente à plusieurs dizaines à centaines de kilogrammes de TNT. En revanche, la sismique réflexion de surface (telle qu'utilisée par l'industrie du pétrole et du gaz) utilise des charges de 1 à 2 kg de dynamite placées dans un trou à des profondeurs généralement compris entre 10 et 20 mètres ou des camions vibrateurs afin de fournir de l'énergie à partir de la surface. Dans les deux cas, la quantité d'énergie est si faible et la source est très éloignée des failles profondes, qu'il est pratiquement impossible provoquer un tremblement de terre.

Les opérations de sismique et les glissements de terrain

Les opérations sismiques ne provoquent pas de glissements de terrain. Dans les Basse-Terre du St-Laurent on trouve des couches d'argiles sensibles tout près de la surface. Sous les bonnes conditions, ces unités peuvent se rompent et, par la suite, elles peuvent s'écouler comme un liquide visqueux créant un glissement de terrain. La fréquence de glissements de terrain est plus élevé là où la rivière creuse (érode) la rive d'une plaine élevée créant un vide sous le sol. Dans les localités près de la rivière Yamaska et de la rivière Richelieu, le drainage de l'eau de surface semble être fortement contrôlé par la structure sous-jacente du socle rocheux (Quinn, Université Queen). La taille des glissements est également liée à la taille de la rivière ou chenal d'érosion.



En ce qui concerne le mécanisme de déclenchement, il n'y a pas de réponse claire unique. Après quelque temps, une quantité suffisante de sol est enlevée par l'érosion et les couches subjacentes s'effondrent sous leur propre poids. Dans le cas du glissement de St. Jude de 2010, cela s'est produit en mai, après que la neige ait fondu et que le sol soit saturé en eau. Aucune cause spécifique n'a encore été attribuée à ce glissement.

Est-ce que l'acquisition d'un programme sismique peut déclencher un tel événement ? Cela pourrait être possible, mais seulement si le glissement est imminent. En d'autres termes, l'énergie déployée par un foudroiement à proximité ou l'énergie provenant d'un gros camion peuvent aussi déclencher un tel événement. Afin de minimiser ce risque, il est recommandé que les opérations sismiques n'aient pas lieu dans les zones à risque (le gouvernement a des cartes du niveau de risque dans ses archives), sur les pentes escarpées et pendant les périodes où le sol est fortement saturé en eau (au printemps).

PROCESSUS AVANT LE FORAGE

Au Canada, les gouvernements fédéraux et provinciaux détiennent la majorité des ressources pétrolières et gazières (droits miniers). Avant un forage pour les hydrocarbures, les compagnies d'E & P doivent acquérir un permis d'exploration du gouvernement pour accéder aux droits miniers. Au Québec, les règles d'octroi de permis d'exploration sont documentées dans la *Loi sur les Minéraux* et le permis est accordé pour un mandat de cinq ans. Au cours de cette période et en échange du permis d'exploration, les compagnies d'E & P doivent déboursier des coûts minimaux, fixés par le gouvernement, en menant des travaux géologiques, géophysiques ou de forage. Ce permis peut être renouvelé pour une seconde période de 5 ans, basé sur un processus de renouvellement annuel^{viii}.

En de la loi au Québec, le droit aux minéraux comprend le droit d'accéder à l'emplacement de surface nécessaire pour mener des opérations. Cependant, avant d'accéder au terrain de surface, la compagnie d'E & P doit négocier une entente d'accès, mutuellement satisfaisante, avec le propriétaire foncier (propriétaire des droits de surface)^{ix}. Le propriétaire est compensé pour l'accès à l'emplacement de surface (autant pour les activités sismiques que pour le forage).

Si le titulaire du permis d'exploration découvre une ressource d'huile ou de gaz économiquement exploitable, le gouvernement accordera un permis d'exploitation pour une période de 20 ans. Une fois qu'il y a une production d'hydrocarbures, la compagnie d'E & P doit payer une redevance au gouvernement provincial.

SÉLECTION ET CONSTRUCTION D'UN SITE DE FORAGE

Le site de forage est sélectionné selon plusieurs critères. La première étape consiste à choisir la région où le réservoir d'hydrocarbures devrait être le plus prospectif. Les données sismiques et géologiques de la région sont analysées et interprétées afin de déterminer la localisation de sous-surface optimale pour un forage. L'étape suivante consiste à choisir l'emplacement du site en surface. Si le site est sur une propriété privée, les compagnies d'exploration doivent obtenir le consentement des propriétaires de surface avant que le forage puisse commencer. Lorsque le bail de surface est signé, la compagnie d'exploration visite le site proposé et procède à une évaluation préliminaire pour évaluer le sol, la végétation, les ressources archéologiques, la stabilité, la faune et la flore. Cette évaluation permet de

déterminer l'emplacement du site et de route d'accès tout en minimisant les impacts et en évitant les zones sensibles. De plus, les compagnies d'exploration ne peuvent pas localiser les sites dans les régions désignées à la production de sirop d'érable.

Pendant la phase de consultation pour localiser le site, toutes préoccupations soulevées par les propriétaires de la surface sont discutées et notées pour que les éventuelles opérations respectent les engagements pris entre le propriétaire terrien et de la compagnie d'exploration.

Conformément à la Loi sur les mines au Québec, la distance entre l'emplacement du forage en surface et l'emplacement des logements (maisons) doit être supérieure à 100 m. C'est une distance sécuritaire et plusieurs autres juridictions au Canada, comme l'Alberta, ont la même.

Une fois que le propriétaire de surface et que la compagnie d'exploration ont convenu un accord légal écrit (bail de surface) pour l'emplacement du site de forage, la compagnie d'exploration doit obtenir tous les permis provinciaux et autres approbations avant le début des opérations. L'eau des puits situés à moins de 500 m du site de forage est analysée afin de recueillir des données de base sur sa qualité. Ces analyses sont partiellement récoltées pour protéger les sociétés d'exploration pétrolière et gazière des problèmes qui peuvent exister préalablement à leur arrivée. Un échantillonnage de sol est également mené pour les mêmes raisons.

L'industrie suit les normes reconnues par la *Canadian Standards Association (CSA)* et par l'*American Petroleum Institute (API)* pour l'ensemble de ses opérations. Avant le début d'un forage, une route d'accès doit être construite. Elle doit est en mesure d'accommoder le trafic relié aux opérations de forage. Les foreuses sont de grandes structures complexes qui sont conçues pour être démontées et déplacées d'un site à l'autre. Il est nécessaire de dégager un emplacement sur le site de surface pour assembler de la plate-forme de forage et pour faciliter la circulation des travailleurs et du matériel.

La pratique courante en ce qui a trait à la construction d'un site et d'une route d'accès est d'enlever la terre arable et la placer dans une berme entourant le site. Elle servira plus tard à la remise en état du site. L'argile sous-jacente est placée dans une autre berme et les deux ne sont pas mélangés. Lorsque le matériel est replacé, il est restauré à la façon dont la surface était à l'origine, avant la construction.

La construction est préparée pour contrôler et gérer l'eau de pluie pouvant s'accumuler et pour limiter les perturbations reliées au drainage et au mouvement des eaux de surface. Le site est compacté afin de prévenir l'affaissement inégal de l'équipement de surface et pour fournir une base solide afin d'effectuer les manœuvres sur la foreuse en toute sécurité. Des mesures de contrôle pour l'érosion sont installées au moment de la construction afin de minimiser les impacts possibles hors du site. Les sites de forage sont souvent recouverts d'un produit artificiel (appelé géotextile) et finalement, de roche. Une doublure, fait de matériel imperméable, est placée sous la foreuse pour recueillir les gouttes d'huile ou de fluides hydrauliques qui pourraient s'échapper de l'équipement sur place. Un tapis en bois est placé par-dessus de la couche imperméable. L'ensemble du site est recouvert de sable, de gravier ou de béton recyclé afin de permettre d'opérer sous toutes les conditions météo.

Actuellement, la taille moyenne d'un site pour des opérations de forage horizontal et complétion au Québec est d'environ 4 à 6 acres. Dans une éventuelle phase de développement, la taille du site pour les opérations et de complétion de 8 puits horizontaux pourrait être d'environ 10 acres. Lorsque les

opérations de forage et de complétion sont terminées, une partie du site est remise dans son état d'utilisation original. Généralement, l'industrie n'utilise que la place nécessaire pour pouvoir accéder aux installations en toute sécurité. Certaines distances minimales doivent être respectées entre l'équipement pour réduire le risque d'incendie. C'est pourquoi le bail ne peut pas être totalement remis à son état original pendant la production. Afin de réduire l'empreinte de surface, l'industrie fore plusieurs puits par site, en utilisant un chemin d'accès le plus court possible. De plus, l'industrie utilise des couloirs communs (parfois existants) pour les pipelines, les commodités et les routes.

Généralement, les opérations de forage et de complétion sur un site durent environ 2 mois par puits. Cela ne signifie pas que pour un site à 8 puits les opérations seront de 16 mois. Chaque fois que possible, l'industrie effectue les opérations simultanément (forage, complétion et construction des installations), réduisant ainsi la durée des travaux par site. Le forage et la complétion se font habituellement vingt-quatre heures par jour et sept jours par semaine. Pendant les années de production des puits, il y a une activité minimale sur les sites.

FORAGE

Conception du puits

Les puits de shale gazéifère au Québec ont généralement une profondeur variant entre 500 m à 2500 m verticale et une section horizontale mesurant entre 500 m à 1500 m à partir du site de surface. À l'échelle mondiale, les puits peuvent avoir une profondeur de plus de 6000 m verticale et des sections horizontales de plus de 4000 m.

La section horizontale, d'une profondeur de plus de quelques centaines de mètres, peut s'étendre sous une propriété privée. Elle n'aurait aucun impact sur les activités de surface. La position du puits est mesurée avec précision et en permanence tout au long de l'opération de forage. La précision de +/-10 m.

Dans le monde entier, le forage horizontal, tel que mentionné plus haut, est une pratique couramment utilisée afin de forer sous des aires de surface protégées ou sous des plans d'eau. Ces puits n'ont aucun impact sur les activités à la surface et il n'y a pas de communication possible entre le puits et l'eau de surface ou la surface de la terre. L'autorisation de forer sous un plan d'eau ou sous une aire protégée dépend des règlements et pratiques de la province et des consultations publiques.

Lors de la phase de planification du forage dans une zone où d'autres puits existent, tous les risques de collision sont identifiés et la trajectoire est prévue pour prévenir les collisions.

Le site de forage est construit dans un endroit où il n'y a pas de danger à faible profondeur. Avant la construction, il faut vérifier la présence de câbles ou lignes qui seraient enfouis.

Contamination de surface

Sur un site de forage, il n'y a pas de source de contamination différente de celles que l'on trouve sur une ferme. Il peut s'agir :

- Carburant stocké (diesel ou gaz)

- Additifs inertes de boue (secs)
- Fluides hydrauliques
- Système de boue de forage

La foreuse est rigoureusement inspectée à chaque fois qu'elle est assemblée. Toutes les valves, les dispositifs d'étanchéités, les robinets, etc. sont testés pour s'assurer de leur fonctionnement. Le système de circulation de la boue est mis à l'essai de pression. Des récipients et tapis sont placés autour des points de fuite potentiels. Dans le cas peu probable d'une fuite d'un produit chimique ou d'un fluide, le déversement est contenu sur le site par la doublure imperméable (expliquée en détail dans la section de la construction du site). Le déversement peut être contrôlé et il n'y a aucun impact. Si jamais un sol est contaminé, il est transporté et disposé dans un site suivant les critères et les règlements figurant dans les normes et les règlements provinciaux.

Boue de forage

Bien que de nombreuses avancées technologiques aient été faites dans les dernières années, le processus de forage est toujours basé sur le mouvement de rotation d'un tricone à travers la roche. Un fluide appelé « boue » lubrifie le tricone, transporte les retailles de roche à la surface, stabilise le trou et contrôle la pression dans le puits. La boue de forage est préparée sur la foreuse dans le réservoir à boue ou apportée au site dans des réservoirs. À la fin de l'opération de forage, la boue est généralement transférée au prochain site pour être réutilisée.

Il existe de nombreux types de boue de forage qui sont utilisés selon les propriétés des formations géologiques traversées d'une région géographique particulière. Les boues actuellement utilisées au Québec sont des systèmes « à base d'eau ». La principale composante du système de boue à base d'eau est l'eau. Des additifs sont ajoutés à l'eau pour diverses raisons :

- Pour contrôler le poids ou la densité de la boue
- Pour contrôler l'épaisseur ou la rhéologie de la boue
- Pour empêcher les argiles qui sont présents dans les formations rocheuses de gonfler ou de devenir collants

Les additifs généralement utilisés dans la boue de forage sont inertes. Ils sont composés d'argile, de polymères (comme l'amidon), de silicate et de sels.

Tout excès de boue ne pouvant être réutilisé à la fin des opérations est disposé selon les normes provinciales, habituellement dans un site d'enfouissement. Avant de s'en défaire, toutes les boues sont testées pour la toxicité et les chlorures afin s'assurer qu'elles soient traitées de manière appropriée.

Très peu ou aucun fluide de formation, comme l'eau ou le gaz, entrent dans le système de boue. Tout gaz pénétrant dans la boue est supprimé à la surface en toute sécurité à l'aide de matériel spécialisé pour la séparation. Toute l'eau qui entrerait dans la boue deviendrait, tout simplement, une partie du système de boue.

Il n'y a aucun risque d'incendie dans le trou lorsque le forage utilise de la boue. Comme mentionné plus haut, si une petite quantité de gaz entre dans le puits, elle sera supprimée avec un matériel spécialisé

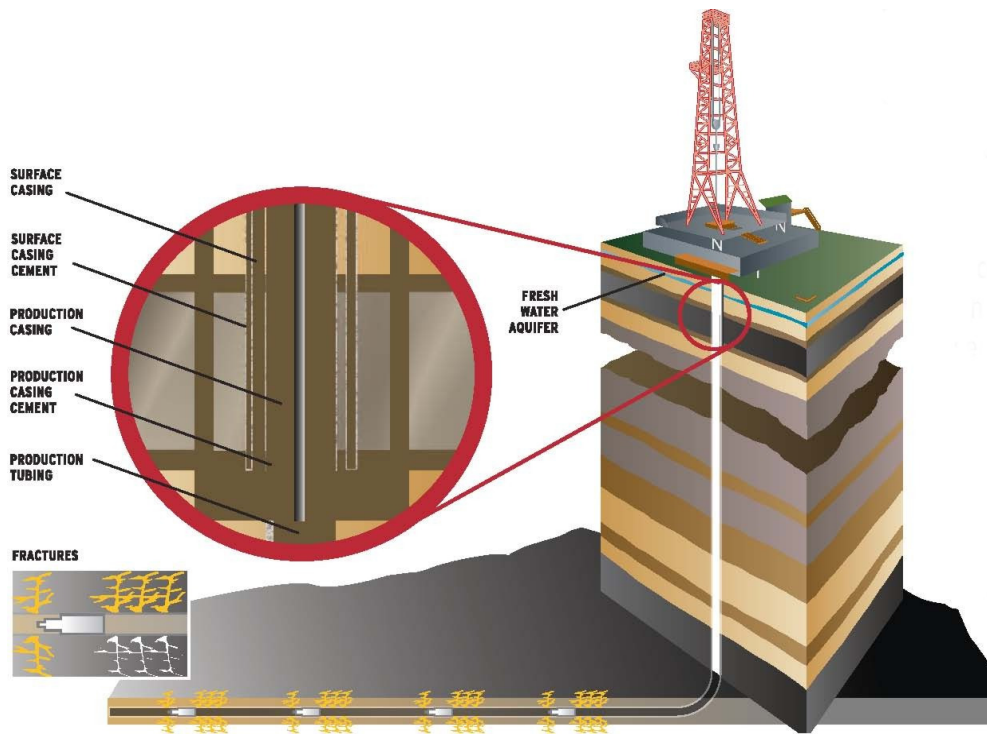
sur la foreuse. Pour permettre à un feu d'exister, il doit y avoir de l'oxygène présent dans le système. L'équipement du système de boue de forage veille à ce que l'oxygène (air) ne soit pas injecté avec la boue dans le puits.

Protection des eaux souterraines

Au départ, un trou de surface est foré à une profondeur prédéterminée. Il s'agit généralement de quelques centaines de mètres sous terre. Ce trou est conçu pour se terminer sous la profondeur de l'eau potable ou des aquifères de surface souterrains. Si la profondeur des aquifères souterrains n'est pas connue d'avance, elle peut être déterminée pendant le forage d'un puits avec l'utilisation de diagraphies qui visent à détecter la présence d'eau.

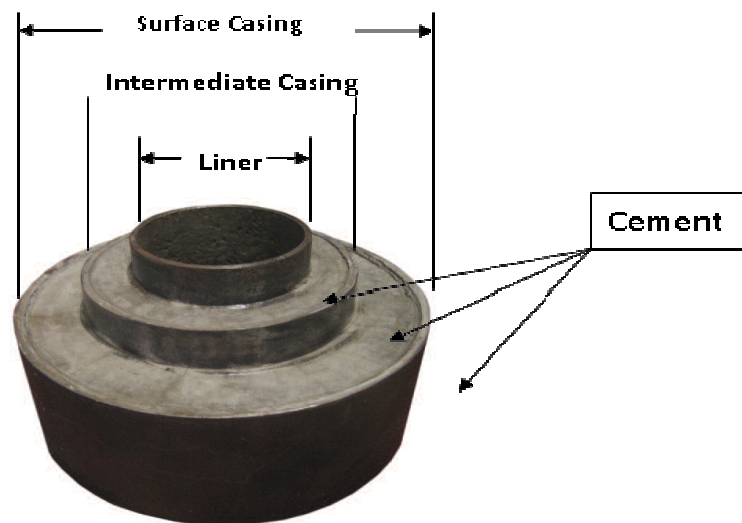
On prévient l'entrée de la boue de forage dans la roche poreuse qui contient l'aquifère en contrôlant son poids. Le poids de la boue détermine la pression exercée au fond du puits. La pression appliquée est conçue pour équivaloir à la pression de l'aquifère. Ceci empêche l'eau de pénétrer dans la boue ou la boue de pénétrer dans l'aquifère.

Des tuyaux en acier, appelés « caissons », sont reliés entre eux et descendus dans le puits. Ils sont conçus pour supporter les pressions calculées et seront testés pendant les opérations de forage et de production. Ils sont installés dans le puits afin d'empêcher le trou de s'effondrer sur lui-même. Les caissons sont cimentés en place jusqu'à la surface. Le ciment remplit l'espace entre l'extérieur des caissons et le trou. Une fois le ciment durci, il est testé pour ses propriétés telles que la dureté, l'alignement et l'intégrité de la pression qu'il retient. Grâce aux caissons de surface installés et cimentés en place, l'aquifère traversé plus haut est protégé en permanence.



Conception typique pour un puits horizontal de shale^x

Le forage reprend après que le ciment injecté à l'extérieur des caissons de surface a durci et qu'il passe le test d'intégrité de pression. La partie suivante consiste à forer le trou principal. Il est foré de la fin des caissons de surface jusqu'au réservoir. Cette section peut être de 1000 m à plus de 2000 m de longueur. Lorsque cette deuxième section est terminée, une autre chaîne de caissons est descendue à l'intérieur du trou et cimentée en place, jusqu'à la surface, de façon similaire aux caissons de surface. Il existe maintenant deux caissons, cimentés en place, jusqu'à la surface qui protège l'aquifère. Si exigé dans la conception du puits, un troisième caisson peut être mis en place dans le puits pour isoler la section horizontale du trou principal.



Multiple layers of casing and cement protect ground

Diagramme illustrant les caissons et cimentations qui protègent l'aquifère d'eau potable^{xi}

L'industrie pétrolière et gazière utilise un ciment conçu selon une recette spécifique ayant des propriétés exactes de résistance et de durabilité. Le ciment est mélangé avec des additifs en quantité précise pour s'assurer qu'il a une « résistance à la compression » en vue de toute pression à laquelle il pourrait être exposé dans le puits (y compris la pression de fracturation). Les propriétés du ciment et les procédures d'essai sont régies par des normes provinciales et par l'industrie.

Le ciment du trou ne se détériore pas de la même manière que les bâtiments de béton peuvent se détériorer au fil du temps lorsqu'ils sont exposés aux éléments.

Une fois que le puits est foré jusqu'au réservoir ciblé, plusieurs outils et techniques peuvent être utilisés afin de recueillir plus d'informations concernant les caractéristiques de la roche réservoir et des hydrocarbures potentiels. Ceux-ci peuvent inclure :

- Diagraphie – descente des capteurs électriques dans le puits pour mesurer les propriétés de la roche et des fluides

- Carottage – prélèvement d'échantillons physiques de la roche réservoir et la réalisation de test en laboratoire afin de déterminer certains paramètres du réservoir.

Malgré que ces données fournissent une plus grande confiance quant à la présence possible d'hydrocarbures dans la roche, il est aussi nécessaire de compléter et de tester le puits (produire des hydrocarbures à la surface). Les tests permettent de confirmer leur présence et de déterminer s'ils sont en quantité économiquement récupérable.

ACTIVITÉS DE COMPLÉTION

Avant de pouvoir tester un puits, il doit être complété. Une pièce d'équipement ayant plusieurs valves, appelé « arbre de Noël » ou tête de puits, est placée à la surface du trou. Ce dernier permet de contrôler la circulation des hydrocarbures du puits.

Dans le cas des réservoirs de shale gazéifère, la roche est trop imperméable pour que le gaz puisse s'écouler naturellement à un taux économique. Par conséquent, le puits doit être fracturé hydrauliquement. Avant de pouvoir le fracturer, la roche réservoir doit être accessible. Lorsque le forage est terminé, le trou devient un système scellé, fait de ciment et de caissons. L'accès au réservoir à la profondeur qui doit être fracturée s'obtient actuellement par deux méthodes principales; soit par l'ouverture d'un « frac port » (orifice de fracturation), ou soit par une perforation du caisson en acier. Cette opération doit être fait préalablement à la fracturation hydraulique et ce, pour chaque intervalle.

Ouverture de « frac port »

Les « frac port » sont des outils qui sont installés dans le caisson en acier vis-à-vis l'intervalle (stade) qui doit être fracturée. Le « frac port » fonctionne en appliquant une pression sur le caisson. Ensuite, on ouvre un orifice afin qu'un trou n'existe que dans le caisson, vis-à-vis l'intervalle choisie.

Perforation

L'autre méthode couramment utilisé pour accéder au réservoir est de perforer le caisson à la profondeur requise. La perforation consiste à descendre un canon à la profondeur requise. Celui-ci est chargé de petites charges explosives qui sont sur un câble en acier capable de transporter un signal électrique. Un canon de perforation est un morceau de tube en acier qui contient les charges faisant face à la direction qui doit être perforé. Les charges sont petites (< 39 g chaque charge) et composées d'explosifs qui sont fortement réglementées et contrôlées par des lois fédérales et des règlements.

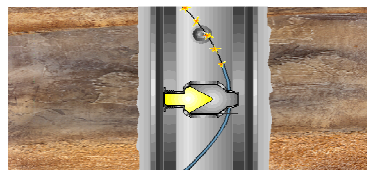


Canon de perforation chargé avant le tir

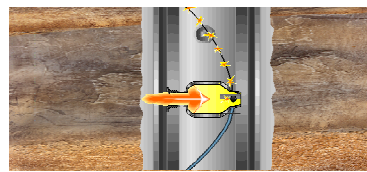
Une fois le canon de perforation descendu à la profondeur voulue, un signal électrique est envoyé dans le câble. Le signal déclenche les charges. Pour l'intervalle qui sera fracturée, il y a jusqu'à 40 trous créés par perforation. Le processus de perforation ne peut pas être senti ou entendu à la surface en raison de du faible volume d'explosifs utilisés et de la profondeur à laquelle les perforations ont lieu. Les trous créés dans le caisson ont environ un centimètre de diamètre. Lorsque l'opération est terminée, le canon vide est récupéré à surface et inspecté afin de s'assurer que les charges aient toutes déclenchées.



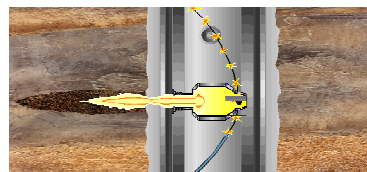
Canon de perforation après le champ de tir



Before Perforating



Penetrating Casing



Complete

Séquence de perforation

FRACTURATION HYDRAULIQUE

La première opération de fracturation hydraulique a été effectuée en 1947 dans le gisement de gaz de Hugoton au Kansas. Dans le monde entier, la fracturation hydraulique est maintenant la technique de stimulation la plus utilisée. Elle obtient beaucoup de succès et s'applique généralement aux puits forés dans des réservoirs de faible perméabilité pour augmenter le taux de production. Les réservoirs de shale gazéifère ne sont naturellement pas capables de produire économiquement sans l'aide de la fracturation hydraulique. Il serait impossible de produire des quantités importantes de gaz de shale sans le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique (abréviation de « frac'ing » par l'industrie pétrolière et gazière) est un processus qui crée artificiellement des fractures se propageant dans la roche réservoir. Ces fractures fournissent un conduit pour les hydrocarbures permettant l'écoulement du gaz de la roche jusque dans le puits.

La taille de la fracture(s) créée est fonction de la quantité de liquide injectée dans la roche réservoir et de la pression appliquée pour propager la fracture. La fracture reste ouverte aussi longtemps que le liquide est injecté dans la roche à une pression plus forte que la force de compression intrinsèque de la roche. Une fois que la pression de l'injection diminue la force de compression de la roche forcera la fracture à se refermer. Afin de prévenir la roche de se refermer complètement sur elle-même, créant un système étanche, des agents de soutènement (autrement appelé « sable ») sont également pompés dans la fracture. Cet agent de soutènement est conçu pour résister à la force appliquée par la roche, tout en permettant aux hydrocarbures de s'écouler facilement de la fracture jusqu'au puits.

Une seule opération de fracturation continue (composée de 6-8 étapes) est généralement effectuée pour un forage horizontal de 1000 m. Aucune autre opération de fracturation n'est généralement requise pour toute la durée du puits. Le travail de fracturation est une opération continue qui dure environ 2 semaines par puits. Le nombre optimal de stades requis sera différent pour différents gisements de shales et varie selon la géologie du réservoir. Cette question est résolue au cours de la phase pilote en connaissant la longueur optimale du puits horizontal.

La fracturation est une technologie éprouvée qui a été utilisée depuis plus de 60 ans pour accéder, en toute sécurité, aux réserves pétrolières et gazières partout dans le monde.

Fluides utilisés pour une fracturation hydraulique

Le liquide de fracturation est l'élément le plus important dans le processus de fracturation hydraulique. Le liquide se compose d'un mélange d'eau (~ 96 %), de sable (~ 3,6 %) et d'additifs (< 1 %). Il est pompé sous haute pression dans la formation rocheuse pour créer de petites fissures afin de permettre l'écoulement du gaz naturel dans la tuyauterie de puits. Généralement, les additifs ajoutés à l'eau et au mélange de sable sont :

Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique généralement utilisés par Questerre				
Concentration Typique	Type d'additif	Composé principal	But	Utilisation générale du composé
96,26 %	Eau	Eau	Utilisée pour accroître la fracturation et introduire un agent de soutènement (sable)	Irrigation, fabrication, alimentation humaine (brevage, baignade, cuisson)
3,62 %	Agent de soutènement	Sable de silice flexible	Maintien les fracturations ouvertes pour permettre au gaz de s'échapper vers le puits de forage	Utilisé en tant remplissage sur du gazon synthétique, litière sur les terrains de gymnastique intérieurs et matériel antidérapant sur les planchers de béton, pour filtrer l'eau et pour fabriquer du verre
0,048 %	Réducteur de friction	Polyacrylamide	Ajouté aux fluides de fracturation pour minimiser la friction	Utilisé dans les jouets, les couches, les verres de contact et la chirurgie esthétique faciale
0,038 %	Surfactant gélifiant	Isopropanol Triméthyloctadécylammonium Xylène sulfonate de sodium	Utilisé pour réduire la tension de surface des fluides de fracturation afin d'améliorer la récupération du liquide du puits après la fracturation	Utilisé dans les nettoyants tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles assouplisseur et conditionneur
0,016 %	Brisant	Hypochlorite de sodium	Brise le gélifiant afin de permettre à l'eau et au sable de s'écouler plus librement dans les fracturations	Utilisé dans les agents de blanchiment pour pour la lessive, la chloration de l'eau, les désinfectants et les vaporisateurs sanitaires quotidiens
0,012 %	Gélifiant d'eau	Gomme de guar Huile de base à faible toxicité	Rend l'eau plus visqueuse et apte à maintenir le sable en suspension	Utilisé dans les produits pharmaceutiques, les cosmétiques, le dentifrice, la crème à raser, la peinture ainsi que pour accroître la durée de conservation de produits (notamment la crème glacée, les boissons gazeuses, la confiture, le pain, le fromage, le jambon, la nourriture pour animaux, etc.)
0,005 %	Contrôle de l'argile	Amine quaternaire	Évite le gonflement et la migration de l'argile	Désinfectants, produits assouplissants et agents antistatiques (p. ex. dans les shampoings)
0,002 %	Contrôle du fer	Monohydrate de nitrilotriacétate de trisodium	Prévient la précipitation des oxydes ferreux	Détergents domestiques et industriels, produits de nettoyage revêtement dur
0,001 %	Démulsionneur	Isopropanol	Utilisé pour enrayer les émulsions (eau dans l'huile ou l'inverse)	Utilisé dans les nettoyants tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles
0,0004 %	Inhibiteur de corrosion	Méthanol	Prévient la précipitation du carbonate et du tartre de soufre dans les systèmes de fracturation et la corrosion des matériaux de forage	Utilisé dans le liquide lave-glace, l'antigel, les plastiques, la peinture et en tant que combustible
0,00002 %	Antimousse	Phosphate de tributyl	Réduit la viscosité et le poids de la boue	Utilisé dans les herbicides et en tant que solvant pour l'encre, les gommes et les adhésifs
Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique déclarés par d'autres entreprises				
Concentration Typique	Type d'additif	Composé principal	But	Utilisation générale du composé
0,05 %	Agent Antibactérien	Hydrochloric Acid	Inhibe la croissance de bactéries dans l'eau qui produisent des sous-produits corrosifs	Désinfectants stérilisant pour les équipements médicaux et dentaires

Additifs généralement utilisés dans les opérations de fracture hydraulique^{xii}

Le volume d'eau typiquement utilisé pour un traitement de fracturation dans les shales d'Utica est ~ 12 000 m³/ puits. On récupère environ 50 % de l'eau utilisée au départ. L'eau recueillie peut être réutilisée pour une autre fracturation dans un autre puits. Peu de traitement est nécessaire. La composition de l'eau retournée est élevée en sel et en suspensions solides. La teneur en sel n'est pas une préoccupation pour la réutilisation parce qu'elle aide à stabiliser les formations de shales qui sont fracturées. Le sel empêche les shales de gonfler en raison de leur sensibilité à l'eau. En réutilisant l'eau, la quantité d'eau requise pour un autre forage est alors réduite.

Le sable qui est pompé dans un traitement de fracturation est un type de sable spécial. Les grains de sable doivent être sphériques offrant ainsi une plus grande résistance. Ils doivent aussi être de très petite taille pour s'infiltrer dans les fractures extrêmement petites où il est pompé. Lorsque le travail de pompage est terminé, les fractures créées par le processus de fracturation se referment sur les grains de

sable. Les grains de sable tiennent les fractures ouvertes créant un chemin d'accès pour que le gaz puisse voyager vers le puits. Le sable est extrait à plusieurs endroits en Amérique du Nord et est transporté par train jusqu'à Québec.

Afin d'obtenir une efficacité maximale des fractures, la section horizontale est forée dans une certaine direction. Celle-ci permet aux fractures de se créer perpendiculairement au trou. L'orientation de la propagation horizontale des fractures est déterminée par la géologie locale. Le diamètre approximatif des fractures créées par le processus est comparable à quelques grains de sable. Ces fractures agissent comme un chemin pour la circulation du gaz de la roche jusqu'au puits foré.

Microsismique

Durant les opérations de fracturation, l'opérateur peut choisir d'installer de l'équipement de surveillance microsismique sur la surface. Il s'agit d'une technique qui mesure l'orientation et la taille approximative d'une fracture hydraulique. L'activité microsismique est mesurée en plaçant des géophones (détecteurs) dans un puits de forage à proximité, ou sur la surface. Ils enregistrent les événements sismiques subtils qui se produisent dans le réservoir lors de la fracturation. L'énergie sentie à la surface est généralement si petite qu'il est nécessaire de cesser toutes les opérations de surface pour que les géophones puissent enregistrer les événements. Même le moindre mouvement d'un animal ou de personne marchant tout près peut affecter la mesure. Il faut se rappeler que ces événements sont généralement produits à des profondeurs de plus de 1 000 mètres sous la surface et l'énergie dégagée s'étale sphériquement à partir de la source.

Ces ondes sonores sont analysées et la géométrie de la fracture peut être déduite. Les compagnies pétrolières et gazières utilisent ces données pour concevoir des fracturations subséquentes et pour déterminer l'emplacement optimal d'un forage. Comme cette technique est coûteuse, elle n'est généralement pas utilisée sur tous les puits.

Protection des eaux souterraines

L'Utica est fracturée au Québec à des profondeurs de plus de 1,000 m sous les aquifères de surface. Il y a plusieurs couches de roche entre l'aquifère de surface et la roche réservoir. Chaque couche agit comme une barrière à la propagation verticale des fractures créées par la stimulation.

L'aquifère de surface est isolé du processus de fracturation par plusieurs couches d'acier et de ciment comme mentionné plus haut dans la section forage. Les tests microsismiques et l'analyse des traitements de fracturation réalisés sur l'Utica au Québec démontrent que les fractures sont localisées dans un intervalle d'environ 75 m au-dessus et au-dessous de la section horizontale du puits. La longueur horizontale des fractures est d'environ 300 m de chaque côté de la section horizontale du puits. La fracturation est, généralement, l'opération la plus coûteuse effectuée sur un puits de shale et l'industrie fait tout son possible pour garder les fractures dans la zone contenant du gaz (présentement Utica).

L'énergie impliquée dans le processus de fracturation hydraulique est environ 100 000 fois plus petite que le plus petit séisme pouvant être ressenti par l'homme. Comme les épicentres de la majorité des tremblements de terre des basses terres du Saint-Laurent sont beaucoup plus profonds que la

profondeur des opérations, il est extrêmement improbable que le processus de fracturation hydraulique puisse causer un tremblement de terre.

ESSAI DE FORAGE

Après avoir complété les opérations de fracturation hydraulique, le puits peut maintenant être testé. Le processus consiste à produire les hydrocarbures à la surface afin de déterminer les types de fluides pouvant être extraits du puits, la pression et le taux d'écoulement. Il est aussi possible d'acquérir d'autres caractéristiques du réservoir souterrain. S'il y a des pipelines à proximité, la société E & P peut produire les hydrocarbures directement dans l'usine de traitement. Ce n'est souvent pas possible pour les puits d'exploration, car ils sont souvent situés loin des pipelines ou d'usine de traitement.

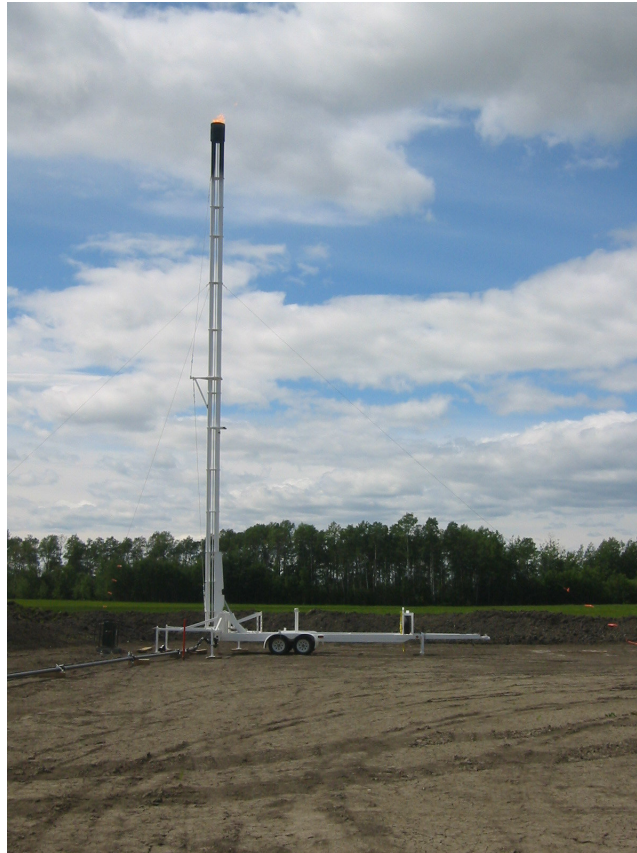
En l'absence de pipelines et d'usines, il est nécessaire d'utiliser le brûlage à la torchère. Le brûlage à la torchère implique la combustion contrôlée de la totalité du gaz produit au cours des essais. Le gaz est circulé à travers des récipients à pression « pressure vessels » spécialisés. Ils séparent le gaz de l'eau qui revient après le traitement de fracturation. Le test devrait être de courte durée (habituellement effectué sur une période de quelques jours ou semaines). Si les résultats sont encourageants et qu'ils indiquent un potentiel pour une production économique soutenue, le puits sera sécurisé afin de le modifier éventuellement en un puits de production.



Appareil de test portable - utilisé pour mesurer et séparer l'eau et le gaz

L'eau récupérée est mesurée et entreposée sur le site pour la réutiliser. S'il n'y a aucun puits supplémentaire de prévu, elle est disposée dans un centre local de traitement de l'eau.

Au lieu d'utiliser des torchères qui sont très visibles, certains opérateurs des shales d'Utica au Québec ont utilisé des incinérateurs afin de réduire l'impact visuel. Les incinérateurs ont un rendement de combustion meilleur que la torchère parce qu'ils fonctionnent à des températures plus élevées et sont mieux protégés du vent. Les opérations de torchère sont réglementées au Québec et un permis est émis par le MDDEP et par le MRNF. Dans une éventuelle phase de développement, il serait possible de réduire la quantité de gaz brûlé en testant les puits directement dans le pipeline de vente, si installé.



Torchère portable pour des essais de production

Lorsque le puits est raccordé aux installations de production, une cheminée de ventilation est installée comme équipement de sécurité et n'est qu'utilisé que par intermittence (pour l'entretien ou en cas de défaillance de l'équipement).

DÉVELOPPEMENT DE SHALES GAZÉIFÈRES UNE FOIS QUE LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION SONT COMPLÉTÉES

Lorsqu'une découverte de pétrole ou de gaz est faite, la compagnie d'E & P continuera de forer des puits afin de délimiter le réservoir. Le processus de délimitation permet à l'entreprise d'évaluer la taille de la ressource en hydrocarbures et de son étendue régionale. Une fois la taille de la ressource estimée, il est alors possible pour l'entreprise de déterminer si le développement économique est possible. Si c'est le cas, la compagnie entrera dans une phase de développement du projet.

Pendant la phase de développement initial, des plans préliminaires seront faits concernant le nombre de puits qui seront forés, où ils seront situés, quel sera l'espacement entre les puits, le type d'installations de traitement, la localisation des pipelines, la quantité d'hydrocarbures pouvant être produite et pour combien d'années. La compagnie procédera à la mise en œuvre de leur plan de développement et de commencera la construction d'infrastructure qui transportera, efficacement et en toute sécurité, les hydrocarbures des puits au marché. Un système de pipeline (mis sous terre) transporte le produit provenant des puits à différents types d'usines de transformation, puis sur le marché. En ayant plus de puits forés et mis en production, le développement sera continuellement modifié pour prendre en compte toute nouvelle information qui devient disponible. Par exemple, les données de production peuvent souvent entraîner plus ou moins de forage que prévu. Développer un gisement peut prendre de nombreuses années et la production des hydrocarbures continuera jusqu'à ce qu'il ne soit plus économique.

À la fin de sa vie économique, le gisement doit être abandonné et les terres remises à leur état d'utilisation originale. À ce moment, la production d'hydrocarbures s'arrête. Les puits de forage sont abandonnés de façon sécuritaire avec des bouchons de ciment. De cette façon, les hydrocarbures ne peuvent plus s'écouler à la surface. Tout le matériel et tous les équipements sont récupérés. Les compagnies d'E & P doivent ensuite retourner la terre à son état d'origine le plus proche possible grâce à un processus de remise en état.

RÉFÉRENCES

ⁱ Modifié du Exhibit 28 : Process Of Shale Gas Development (Duration) from the "Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer", U.S. Department of Energy, April 2009

ⁱⁱ Le shale d'Utica contexte géologique, Denis Lavoie, CGC-Québec (DB3, Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec)

ⁱⁱⁱ Développement durable des gaz de schiste au Québec BAPE 2010, APGQ document, BD25, 6212-09-001)

^{iv} Modifiée de : Robert Thériault, MRNF, Québec Exploration 2009

^v Modifiée de : Robert Thériault, MRNF, Québec Exploration 2009

^{vi} BAPE 2010, Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec, MRNF, DB4, 6212-09-001

^{vii} Modifié de <http://en.wikipedia.org/wiki/Radon> : Steck, Daniel J.; Field, R. William; Lynch, Charles F. (1999). "Exposure to Atmospheric Radon". *Environmental Health Perspectives* 107 (2): 123. doi:10.2307/3434368. <http://www.ehponline.org/members/1999/107p123-127steck/steck-full.html>

^{viii} Oil and Gas Exploration in Québec", Québec Ministère des Ressources naturelles

^{ix} "Overview of Oil & Gas Law in Canada", Blakes Lawyers

^x Qwesterre Energy "Hydraulic Fracturing Backgrounder", September 2010

^{xi} Modifié de Qwesterre Energy "Hydraulic Fracturing Backgrounder", September 2010

^{xii} Modifié de Qwesterre Energy "Hydraulic Fracturing Backgrounder", September 2010