

À la recherche des puits fuyants

*121 puits de gaz et de pétrole abandonnés investigués
38 présentent des indices de fuites ou de problèmes*

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION.....	2
SOMMAIRE.....	2
AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LOCALISATION DES PUIITS – AN 1	3
PHASE #1 : COMPLÉTÉE --- RÉALISÉE À 100%	3
PHASE #2 : COMPLÉTÉE --- RÉALISÉE À 102%	3
PHASE # 3 : RÉALISÉE POUR 93% DES PUIITS VISÉS.....	3
PHASE # 4 : PRISE EN CHARGE DES PUIITS PROBLÉMATIQUES PAR LE MERN	3
CREUSER OU NE PAS CREUSER?.....	4
<i>Des 121 puits sous investigation, seulement 18 étaient visibles sans creuser.....</i>	<i>4</i>
LES 38 PUIITS PROBLÉMATIQUES.....	4
SUR 57 PUIITS EXPOSÉS : 34 PRÉSENTAIENT DES SIGNES DE PROBLÈMES (34/57 = 59%)	5
TYPES DE PROBLÈMES OBSERVÉS	5
38 PUIITS PROBLÉMATIQUES: TABLEAU RÉSUMÉ DES OBSERVATIONS TERRAINS	7
QUELQUES POINTS D’ANALYSE	10
RECOMMANDATIONS	11
ANNEXES	12
ANNEXE 1 – SURVOL RAPIDE DE LA LITTÉRATURE SCIENTIFIQUE LIÉE AUX FUITES	12
<i>Des puits abandonnés, orphelins, perdus, invisibles.....</i>	<i>13</i>
<i>Fuites de méthanes liées aux puits abandonnés de gaz et de pétrole, un survol de la situation</i>	<i>14</i>
<i>Fuites et problèmes d’intégrités des puits dans le monde.....</i>	<i>16</i>
<i>Recension des problèmes d’intégrités signalés par pays</i>	<i>16</i>
<i>Fréquence des fuites au Canada</i>	<i>19</i>
<i>Inventaire des normes et des mesures liées aux fuites de méthane.....</i>	<i>24</i>
<i>Puits inactifs et abandonnés : Normes et mesures réglementaires.....</i>	<i>25</i>
ANNEXE 2 – PRÉCISIONS SUR LA SÉLECTION DES 114 PUIITS RETENUS À L’AN 1	31
ANNEXE 3 – OBSERVATIONS FAITES SUR LES 121 PUIITS INVESTIGUÉS À L’AN 1	33

Recherche et rédaction – Sophie-Anne Legendre
Pour l’Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et CMAVI
484, route 277, Saint-Léon-de-Standon (QC) G0R 4L0
Téléphone : (418) 642-1322 / (418) 642-1323
Télécopieur : Courriel : info@aqlpa.com

Présentation

Ce document est présenté en complément des démarches de recherche réalisées au cours de l'année 2015 sur le terrain et de l'ensemble des documents électroniques déjà remis au MERN¹. Il présente très sommairement les résultats des recherches menées sur le terrain dans le cadre du mandat « À la recherche des puits fuyants » unissant l'AQLPA, le CMAVI et le MERN².

En date du 5 février, l'AQLPA a été avisé que le MERN souhaitait résilier le contrat dans le cadre duquel ces inspections-citoyennes ont été faites, résiliation effective immédiatement. Ce document n'est donc pas le rapport final prévu au contrat et dont la date de dépôt était fixée 31 mars 2016, mais simplement un rapide aperçu de l'état d'avancement des recherches et des trouvailles faites sur le terrain par nos équipes d'inspecteurs-citoyens au moment où le contrat a été résilié.

Malheureusement, les délais accumulés entre juin et octobre 2015, moment où nos équipes terrains ont dû arrêter leurs recherches sur le terrain pour attendre que le MERN produise et achemine des lettres d'autorisations au creusage aux propriétaires de terrain concernés et offre une formation en creusage à nos équipes ont retardé considérablement la collecte de données sur le terrain. Le présent document n'est donc pas l'analyse approfondie des résultats des données collectées à l'an 1 (dont le dépôt était prévu initialement le 31 mars 2016), mais simplement un aperçu de l'état d'avancement de nos travaux au moment où le contrat a pris fin.

Ce rapport est complété par une annexe électronique volumineuse, constituée des documents amassés et produits pour chaque puits à l'étude: coordonnées des propriétaires actuels des lots où les puits se trouvent (phase 1), rapport de reconnaissance (phase 2), rapport d'inspection technique (phase 3) incluant les corrections des coordonnées GPS, photos pertinentes ainsi que captation vidéos pour les puits où du bouillonnement a été observé. À cela s'ajoute dans certains cas des documents d'archive, des cartes, ainsi que de tracés GPS des recherches sur le terrain³.

Sommaire

Dans le cadre de l'année 1 de ce projet pilote, un total de **121 puits ont été investigués** sur une liste de départ officielle de 114 puits⁴.

Des puits qui ont pu être vus, avec ou sans creusage, **38 présentent des signes visuels de problèmes plus ou moins importants**⁵; **51 puits ne se trouvaient pas aux coordonnées GPS** enregistrées au SIGPEG et nécessiteront des corrections en ce sens⁶; et seulement 13 des 121 puits investigués étaient identifiés adéquatement sur le terrain par une pancarte, contre 92 qui ne l'étaient pas.

Pour différentes raisons techniques et administratives, et **comme pour l'an 1 de ce projet pilote nous visions un échantillon de 100 puits, en cours de route 16 puits ont été retirés de la liste**⁷, ramenant la liste de 121 puits investigués, à **105 puits retenus au final** pour l'année 1 du projet. À noter que malgré leur retrait de la liste, **pour la plupart de ces puits retirés, des démarches avaient été entreprises pour la très grande majorité, notamment en ce qui a trait à la phase de documentation (phase 1 pour 100%), ainsi que la première visite de localisation sur le terrain (phase 2 pour 108 puits)**. Ils sont donc retirés aux fins de statistiques finales, mais beaucoup de temps leur a néanmoins été consacré.

¹ Ces documents sont classés par numéro de puits et comprennent tous les formulaires d'inspection, les photos, les vidéos, et tous les autres documents jugés pertinents. S'ajoute à cela une grille excell comprenant les coordonnées des propriétaires concernés, les corrections à apporter aux coordonnées GPS dans les fichiers du SIGPEG, etc.

² Pour en savoir plus le contexte et le mandat : <http://mern.gouv.qc.ca/energie/petrole-gaz/puits-inactifs.jsp>

³ Ces fichiers documentant chaque puits à l'étude était accessible en tout temps disponible aux gens du MERN via dropbox et ont été livrés à la fin du mandat.

⁴ Annexe 1 – Rappel des démarches de sélection des 114 puits choisis pour l'année 1

⁵ La liste des 38 puits sur lesquels des problèmes ont été constatés sont présentés sommairement en page 8 du présent document.

⁶ Les données GPS corrigées pour les puits trouvés sont mises à jour dans la grille *Excell* fournie au MERN.

⁷ Les 16 puits retirés de la liste sont: A029, A030, A033, A034, A074, A223, A224-R1, A236, AZ63, AZ67, B075, B077, B150, B151, B174, B178.

Avancement des travaux de localisation des puits – An 1

Avant de présenter les résultats des observations faites sur le terrain par les inspecteurs-citoyens mandatés, voici une vue d'ensemble de la réalisation des travaux en fonction des différentes phases établies.

Phase 1	Phase 2	Phase 3	Complet
100%	102%	93%	94%
121 puits investigués sur 121	108 puits sur 105 puits retenus au final de cette phase	87 des 94 puits auxquels s'appliquait cette phase	92 puits sur les 98 auxquels s'appliquait cette phase

Phase #1: Complétée --- réalisée à 100%

(121 puits sur 121) --- La phase #1 comprend la portion documentaire (incluant notamment d'obtenir les numéros de lots, les coordonnées des propriétaires, de leur parler pour obtenir des renseignements pertinents à la localisation, etc.). Cette première phase est complétée pour l'ensemble des 121 puits sélectionnés. Plusieurs renseignements d'ordre notamment historiques ont été colligés et ont été utiles pour déterminer la localisation exacte des puits compris dans la liste des 121 premiers puits sélectionnés. Ces informations sont centralisées dans la grille *Excel* remise au MERN.

Phase #2: Complétée --- réalisée à 102%

(108 puits sur 105 puits retenus) --- La phase 2 consiste à la collecte de témoignages in situ, à l'observation visuelle et à la recherche des puits sur le terrain, c'est-à-dire, la localisation visuelle des puits et la validation des données GPS dans le cas où les puits sont trouvés. Si le puits n'est pas visible, comme dans la plupart des cas, l'observation des alentours et les témoignages recueillis peuvent aider à sa localisation éventuelle lors de la phase 3. Parfois la phase 2 suffit pour déceler un problème, avant même la complétion de la phase 3.

État d'avancement : 108 puits ont fait l'objet d'une première visite de recherche de localisation sur le terrain, dont 105 ont été retenus au final, pour un taux de complétion de 102%. Vous remarquerez que la plupart des puits qui ont fait l'objet d'un repérage visuel n'ont pu être localisés car la plupart sont enterrés (**87 sur 105**) et n'ont pas de pancarte d'identification (**92 sur 105**). Il est important de noter que selon l'interprétation faite des termes du contrat⁸, cette phase #2 constituait l'objectif à atteindre. Cependant, le flou concernant la visualisation formelle ou non des puits a amené les équipes du CMAVI à proposer une phase subséquente, celle liée au creusage, afin d'être en mesure de mieux répondre à l'objectif de confirmer la localisation réelle des puits et de prioriser les interventions à suivre en fonction de l'état problématique ou non des puits trouvés.

Phase # 3: Réalisée pour 93% des puits visés

(87 des 94⁹ auxquels s'appliquait¹⁰ cette phase)

Cette phase consiste à visiter tous les puits à partir des données recueillies lors des phases 1 et 2. Muni d'un détecteur de métal et, quand il y en avait un de disponible, d'un détecteur de gaz, cette phase consiste à trouver réellement les puits et à vérifier s'ils présentent des indices visuels de problèmes. La complétion de la phase deux a démontré qu'une démarche de visualisation et d'enquête auprès des propriétaires des terrains concernés ne permettait pas adéquatement de caractériser l'état des puits. Pour savoir, il fallait voir, et pour voir il fallait creuser. D'où la mise en place de cette phase supplémentaire en cours de route.

Phase # 4 : Prise en charge des puits problématiques par le MERN

Nous avons été informés que le MERN avait envoyé des lettres de non-conformité aux opérateurs des puits sur lesquels des problèmes ont été constatés par nos équipes¹¹.

⁸ À cet effet, en page 2 de l'Entente de partenariat (204-11-13) on trouve : L'AQLPA et le CMAVI appuieront le MERN afin de déterminer l'emplacement des puits. À cette fin, une opération terrain sera nécessaire au printemps prochain par l'entremise du CMAVI, et cela par la rencontre de gens afin d'identifier les propriétaires du lieu où sont situés ces puits et déterminant le lieu exact du forage en prenant les coordonnées GPS. Un état de situation sommaire des puits sera aussi effectué et consigné par les équipes du CMAVI et de l'AQLPA; L'AQLPA et le CMAVI seront donc en mesure de transmettre ces informations aux professionnels du MERN afin que ceux-ci soient en mesure de planifier l'inspection du lieu et d'en signifier l'état et les actions à venir;

⁹ À noter que 7 propriétaires nous ont refusé l'accès à leurs terres ou propriétés, pour différentes raisons, nous empêchant de réaliser les phases 2 et/ou 3 d'observation terrain pour les puits se situant chez eux.

¹⁰ Il est à noter que dans certains cas rares, la phase 2 aura suffi pour identifier un problème sur quelques puits visibles, au quel cas l'information sur ces puits devait être transmise au MERN sans que la phase 3 soit nécessaire.

Creuser ou ne pas creuser?

Abordons rapidement cette question car elle permet de mieux comprendre le contexte et la réalité terrain, ainsi que l'état d'avancement des travaux. Cet élément central d'une procédure de localisation des puits est également à considérer pour l'avenir dans une perspective de suivi et d'évaluation des impacts de l'industrie gazière et pétrolière sur le territoire (sol, eau) et l'atmosphère (GES).

Des 121 puits sous investigation, seulement 18 étaient visibles sans creuser

Il faut savoir que des 121 puits sous investigation à l'an un, **seulement 18 n'ont pas eu besoin de creusage**¹² pour pouvoir confirmer leur emplacement hors de tout doute et surtout constater si des indices visuels de problèmes étaient présents. Tous les autres, **donc 103 puits**, nécessitaient que du creusage soit effectué afin de les localiser et pouvoir constater visuellement d'éventuels problèmes, sans quoi, nous n'aurions pas pu documenter leur état¹³ et alerter le MERN quand cela était nécessaire.

Avec le recul et à la lumière des apprentissages faits à l'année 1 du projet pilote, soulignons d'entrée de jeu qu'étonnamment lors de la formation terrain reçue par nos équipes de la part des inspecteurs du MERN en mai 2015, aucune information spécifique ne nous a été transmise sur une quelconque procédure de creusage à utiliser.

Cependant, dès le début juin, suite à la réalisation de la phase 1 (documentation) et après avoir bien entamé la phase 2 (visite sur le terrain), nous avons communiqué au MERN la nécessité de creuser pour confirmer la présence des puits. Les gens du MERN nous ont alors demandé de mettre nos recherches de terrain sur la glace, le temps pour eux de produire un protocole de creusage et d'y former nos équipes.

En parallèle, il fallait également attendre que le MERN produise et achemine des lettres d'autorisation au creusage à l'intention des propriétaires concernés. **Entre les mois de juin et novembre 2015, nos équipes n'ont donc pas pu procéder aux recherches nécessitant creusage.** Bien sûr, nous pouvions avancer les visites terrains, mais **dès que la creuse était nécessaire, c'est-à-dire dans la très vaste majorité des cas, nous devons reporter les recherches.**

En parallèle, le MERN a souhaité procéder à une formation au protocole de creusage, formation qui nous a été donnée en deux temps, soit une première fois le 17 septembre 2015 sur le puits A128, sans succès parce que le puits cherché n'a pas été trouvé, et une seconde fois le 22 octobre 2015, concluante celle-là, pour les puits B045, B046, B047.

Les 38 puits problématiques

Des puits qui ont pu être vus, avec ou sans creusage, **38 présentent des signes visuels de problèmes plus ou moins importants.** Pour 12 des 38¹⁴, il s'agissait de signes visuels très évidents de fuites, où du bouillonnement parfois important a été observé. Pour d'autres, ils ont été jugés problématiques parce qu'ils nécessitent un suivi de la part du MERN soit parce qu'ils ont été endommagés (tuyau arraché par les propriétaires) et/ou parce que leur intégrité semble en jeu. **(38/121 = 31.4%)**

En soustrayant les puits qui ont été retirés de la liste (dont le B077 problématique mais retiré par le MERN), nous arrivons à un total de 98 puits desquels 36 présentent des signes visuels de problèmes plus ou moins importants mais nécessitant suivi (36/98 = **36.7%**). De ces 36, **21 puits ressortent du lot par l'importance présumée** des fuites qu'ils présentent (**21/98 = 21.4%**).

¹¹ Au moment d'écrire ces lignes, nous ne connaissons les détails et l'avancement des autres démarches de caractérisations des impacts et de prises en charge des problèmes par le MERN et ou le MDDELCC.

¹² Les **18 puits n'ayant pas eu besoin de creusage** sont les puits A014, A017, A048, A049, A104, A105, A106, A108, A119, A123, A127, A155, A214, A224-R1, A236, B024, B056, B080.

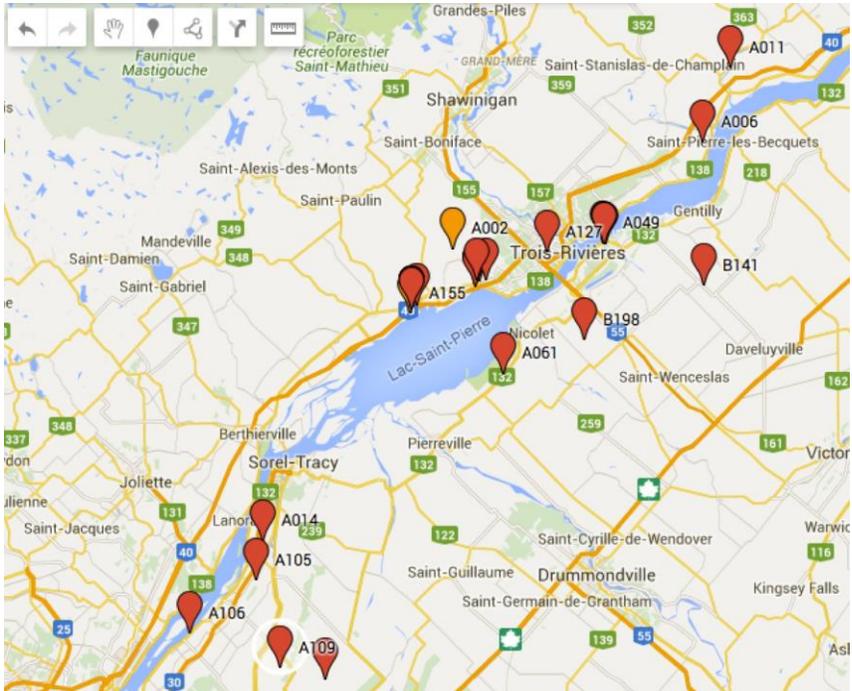
¹³ De ce nombre de 103 nécessitant creusage, 22 se sont révélés être sous du cadre bâti (maison, route, édifice), et 2 (B086 et B241) sous des nappes d'eau.

¹⁴ Recommandation: définir un code pour juger de la gravité des problèmes observés par les équipes terrains. Cela permettrait de mieux classifier le degré de gravité des problèmes observés sur les puits en attendant que le MERN et le MDDELCC puissent caractériser les fuites et contaminations avec les outils et moyens appropriés.

Sur 57 puits exposés: 34 présentaient des signes de problèmes (34/57 = 59%)

Des 87 puits invisibles à l'oeil, 57 ont pu être trouvés et identifiés sans l'ombre d'un doute suite au creusage, et de ce nombre, 34¹⁵ présentaient des signes de problèmes allant de signes de contamination du sol au pourtour, à du bouillonnement évident, ou un test de bulle de savons concluant. (34/57 = 59%). **C'est là un taux alarmant venant confirmer hors de tout doute l'importance de creuser pour documenter l'état réel des puits sur le territoire et la pertinence du travail fait, et à poursuivre, sur le terrain.**

Notre travail dans ce projet pilote consistait à localiser les puits et observer si des signes visuels de fuites ou de problèmes étaient présents. Peu importe le chiffre retenu comme base de départ (98, 105 ou 121 puits), nos observations nous ont permis de constater un pourcentage important de problèmes de différentes ampleurs sur le terrain. Une fois ces observations sommaires faites, il restera au MERN et au MDDELCC à caractériser plus à fond les problèmes observés. **Note:** Ces statistiques ne sont qu'un aperçu des découvertes faites à l'an 1 du projet pilote et sont à considérer prudemment pour différentes raisons :



- 1- L'échantillon retenu à l'an 1 n'est pas représentatif notamment en regard de la profondeur des puits retenus, des années de forages, des types de sols où ils se trouvent, des pourcentages de puits bouchés, etc.
- 2- La caractérisation des problèmes observés reste à faire, c'est-à-dire qu'il faudrait pouvoir mieux les classer en fonction des types et de l'ampleur de la contamination sur l'air, les sols et l'eau. En effet, comme aucun calcul de débit des fuites gazeuses n'a été fait, nous ne pouvons à ce stade qualifier adéquatement les fuites observées.

Types de problèmes observés

Des 105 puits retenus dans la liste des puits à localiser la première année, **38 présentent des signes de fuites de différente ampleur** et nécessitent un suivi plus attentif de la part des autorités responsables.

La variété des problèmes constatés va de la **présence de bouillonnement, faible ou important, à de simples indices visuels de contamination aux hydrocarbures du sol et de l'eau au pourtour ou à proximité**. Comme nos équipes ne disposaient que d'un détecteur de gaz en tout temps, les **odeurs d'hydrocarbures** sont également consignées ici comme un signe de fuite potentielle. Si la majorité des puits trouvés présentent des signes plus ou moins importants, et qu'aucun n'est un geyser de gaz en puissance, certains nécessitent une attention plus importante.

C'est le cas des puits en rouge dans l'énumération des problèmes ci-après, dont par exemple les puits B045 et B198. Ce dernier, le B198, est le puits qui présente le bouillonnement le plus important. Trouvé le 11 juin dernier

¹⁵ Ajoutons à ces 34 puits qui ont dû être creusés, 4 puits qui étaient apparent sans creuse et qui présentaient également des signes de fuites, pour un total de 38 puits problématiques.

(2015), le MERN a été avisé du cas le 12 juin et au cours des jours suivants, des photos et une vidéo du bouillonnement observé ont été acheminés à l'équipe dédiée du MERN.

À cette étape du projet, nos équipes ne disposant pas du matériel adéquat pour quantifier l'ampleur des fuites et les caractériser adéquatement, nous nous contenterons ici d'énumérer les problèmes observés sur les 38 puits jugés problématiques. Sachant que le travail de recherche-localisation terrain n'est qu'une des nombreuses étapes pour documenter adéquatement l'état des puits abandonnés sur le territoire et que le MERN, aidé du MDDELCC, doit prendre le relai pour la suite. Cette liste commentée est donc le point de départ d'analyses futures à être réalisées, sachant que les observations faites par les citoyens sur le terrain ne pouvaient aller aussi loin que nécessaire.

Pour ces 38 puits qui, selon nos observations terrains, méritent qu'on s'y attarde avec plus d'attention et de moyens techniques, il faudra éventuellement, pour chacun d'eux, documenter plus avant les données suivantes:

- **Mesures de débit** --- Afin de savoir quelle quantité de gaz s'échappe. Cette mesure est essentielle afin de quantifier la part de GES émis par chaque puits. Cette information permettra de mieux évaluer les méthodes de fermeture des puits et d'émettre des recommandations en conséquence. L'utilisation de chambres statiques est ici absolument essentielle pour obtenir des mesures valides. Simplement passer un détecteur de gaz au grand air ne permet pas de bien comptabiliser l'ampleur des fuites et ne permet pas de connaître l'apport des fuites des puits abandonnés au bilan de GES du Québec.
- **Localiser les fuites plus précisément** : Les fuites peuvent se produire au pourtour immédiat des puits, mais parfois également à plusieurs mètres de ces derniers, Afin de mieux documenter les lieux précis de fuites et d'obtenir un réel portrait, il est fortement recommandé d'avoir recours à des technologies de repérage visuel des fuites (ex. : caméra thermique), qui permettront de visualiser si des fuites ont lieu ailleurs qu'au pourtour immédiat des puits, ce que la littérature scientifique confirme exister.

D'ici à ce que ce travail soit fait, nous ne pouvons que vous présenter une simple énumération des problèmes observés sur les 38 puits jugés problématiques à l'an 1. Les puits présentés dans cette énumération sont divisés **en deux catégories. D'abord en rouge, les puits présentant des problèmes plus graves** comme du bouillonnement évident et nécessitant une prise en charge plus rapide et importante. **Ensuite, en noir, les puits présentant des indices de fuites sans pour autant que la source du problème soient clairement identifiée et qui nécessiteront de plus amples recherches sur le terrain.**

Dans tous les cas, les outils et ressources dont nos équipes disposaient sur le terrain ne permettent d'avoir qu'une vue restreinte des problèmes observés. En effet, elles ne disposaient pas d'un arsenal complet pour documenter l'état des puits trouvés, mais bien du strict minimum à cette étape du projet. Nos équipes de terrain avaient en main des détecteurs de métal, des pelles et parfois, quand ils étaient disponibles, des détecteurs de gaz. Le travail de recherche terrain a donc été effectué sachant qu'**il ne s'agissait que d'une première étape et que les subséquentes, celles de caractérisation de la teneur des fuites, se feraient ultérieurement par des équipes d'ingénieurs du gouvernement ou des travailleurs spécialisés, équipés** adéquatement et en mesure de documenter plus en détails les problèmes à l'étude. Au premier rang des préoccupations à investiguer: les quantités de gaz fuyant dans l'atmosphère pour chacun des puits problématiques et, également, des analyses plus poussées des problèmes de contamination de l'eau et des sols autour des puits problématiques.

Le tableau ci-après résume les problèmes observés sur les puits jugés problématiques et pour lesquels des actions s'imposent. L'information complète les concernant, incluant les coordonnées GPS mises à jour, les photos et les coordonnées des propriétaires concernés se trouvent dans la grille de compilation des données remise au MERN et dans les dossiers par numéro de puits également remis.

38 Puits problématiques: tableau résumé des observations terrains

Numéro de puits	Commentaires
B198	<p>Trouvé 11 juin 2015, chemin Forest à St-Grégoire. Dans le de champs de maïs, après avoir pris connaissance d'un avis de forage trouvé dans le système SiGPeg et après avoir obtenu des informations du [REDACTÉ] du lot et d'un homme ayant été élevé sur ce lot, ils remarquent des plans de maïs jaunis plus petits que ceux environnants. Le détecteur de métal pointe un endroit; en creusant un trou d'environ 45 centimètres, l'eau s'accumule et des bulles sortent en très grande quantité. (vidéo et photo). Nous considérons ce puits comme retrouvé et il fuit.. Le MERN est avisé le 12 juin 2015.</p> <div style="text-align: right;">  <p style="text-align: center;"><i>B198 – Bécancour, Capture d'écran vidéo</i></p> </div>
A049	Tête de puits apparente, forte odeur de gaz décelée en s'approchant du puits. Malheureusement, notre équipe ne dispose pas d'un détecteur de gaz, mais le MERN est avisé de cette fuite.
A050	Un tuyau est trouvé sous un morceau de bois, il est percé. Une forte odeur d'hydrocarbure est présente et le test de l'eau savonneuse est concluant. (Voir vidéo au dossier)
A014 Profondeur 1338,7m	Situé dans une carrière de sable, le tubage est apparent. Pas d'indice visuel significatif de problème majeur, mais comme nous avons le détecteur de gaz lors de la visite de ce puits, la mesure indique 55 LEL après 15 minutes d'attente.
A105 Profondeur 899,2m	Erreur de lot et de [REDACTÉ]; selon le bon [REDACTÉ], il n'y a jamais eu de puits là; le [REDACTÉ] nous indique un autre endroit plus loin sur le lot. Un gros tuyau environ 12". Année 1909. 2ième visite; un tuyau d'environ 12" est trouvé; il y a de l'eau à 6' dans le tuyau, il y a des bulles qui montent à la surface en continu. Présence de gaz. La pancarte d'identification est détruite... Un autre puits se trouve à proximité.
A108	Les données du MERN actuelles (450 43' 33,1" : W730 02' 27,4") doivent être corrigées par: N 450 43' 52,5" W730 02' 46,3". On trouve 4 tuyaux concentriques d'acier emboîtés les uns dans les autres, le plus grand étant d'environ de 14", un autre d'environ 11", un 3ième d'environ 9", et un 4ième de 6,5". Entre celui de 14" et le 11" il y a de l'eau et des bulles y apparaissent. Entre les autres il y a de la terre. Le [REDACTÉ], [REDACTÉ], aimerait bien qu'on le débarrasse de ce puits.
A119	Le puits est localisé, on constate une absence de végétation à cet endroit. Une creuse importante est faite pour confirmer, une très forte odeur de gaz est présente. La tête du tuyau est exposée, baignée d'eau, le bouillonnement est important et continu, des bulles se forment à la surface de l'eau présente dans le trou, au pourtour immédiat du puits et à distance. (Voir vidéo au dossier)
B272	Facile d'accès. [REDACTÉ] au courant du puits mais n'est plus apparent. Lors de la 2ième visite, le puits est trouvé à 55 mètres des données du Sigpeg, en creusant une odeur d'hydrocarbure est constatée, le casing head est mis au jour, le trou se gorgeant d'eau, des bulles se révèlent rapidement. (Voir photo et vidéo au dossier.) Des déchets de forage sont trouvés.
A127	La Ville est contactée, l'aval est donnée, nous sommes à prendre rendez-vous pour faire une visite avec un employé de la ville. Le puits serait aux abords de la Rivière Milette, en plein milieu d'un boulevard selon coordonnées du Sigpeg. L'inspection technique permet de repérer le puits à 59 mètres des données GPS figurants au Sigpeg, le tubage est apparent aux abords d'un gros ruisseau (ou petite rivière), de l'irridescence est constatée dans l'eau aux abords du puits. On observe un écoulement qui semble être des d'hydrocarbures (Photo 006). Malheureusement, nous ne disposons pas de détecteur de gaz.
A133	C'est l'absence de végétation à un endroit proche des coordonnées GPS du Sigpeg qui nous amène rapidement à localiser le puits, le détecteur de métal confirme la présence de métal. Nous creusons un peu et une odeur de gaz se dégage clairement. À environs 50 centimètres nous trouvons des pneus, le puits se trouve en dessous de ces pneus. Le test de l'eau savonneuse est concluant, des bulles se forment à la surface, malheureusement, nous n'avons pas le détecteur de gaz, ce dernier ayant été réquisitionné par le MERN pour ses travaux à Anticosti. Dommage. (Voir photo au dossier)

<p>B040</p>	<p>Indices de puits trouvés lors du repérage, (signal détecteur de métal fort, béton, piquets peints jaunes) ces indices se trouvent dans une portion marécageuse. Lors de la 2^{ème} visite, pour l'inspection technique, le puits est trouvé. La creuse nous fait découvrir des déchets de forage et une 1^{ère} plaque/galette de ciment à 15cm de profondeur (Photo 002.jpg), nous arrivons à la dégager du sol pour continuer, nous en trouvons une autre à 60cm (photo 004.jpg) puis à 95 cm. Après la 2^{ème} galette de métal, le sol devient noirâtre et une odeur d'hydrocarbure se fait sentir (photo 005.jpg). Nous trouvons ensuite des planches de bois et entendons un sifflement, comme une fuite de gaz. Malheureusement nous n'avons pas les équipements pour retirer la 3^{ème} plaque de ciment et nous n'avons pas non plus de détecteur de gaz pour documenter la fuite. Mais l'odeur d'hydrocarbure, le sifflement et la couleur de la terre font que nous jugeons ce puits comme présentant des indices sérieux de fuites. (Photos au dossier)</p> <p>(2015/05/06) Nous avons rencontré [REDACTÉ] le 23 avril, la rencontre a duré 2h. [REDACTÉ] Il a eu connaissance il y a plusieurs années de travaux sur son terrain aux abords du marécage. "Ils sont venus sans ma permission avec une pépinière et ils ont creusé dans ma plantation. Ce n'était pas Intragaz car eux il les connaît. C'était dans les années 90, c'était peut-être la SOQUIP. Il y a eu plusieurs intervenants là-dedans comme [REDACTÉ] lui a acheté après 1961." [REDACTÉ] se souvient de ses déboires avec le gazoduc TOM qui avait coupé du bois quand ils évaluaient le tracé. À cause des mauvaises expériences passées, il a été très difficile d'avoir accès au terrain de [REDACTÉ] et d'obtenir les autorisations pour creuser.</p>
<p>B045</p>	<p>Terrain boisé acquis en + ou - 2010 par l'actuel [REDACTÉ], donc pas de témoin de l'époque. Le terrain a été "bûché" et "marché" par les nouveaux [REDACTÉ] qui n'ont constaté aucun indice de la présence d'un puits. Néanmoins, il y aurait eu des travaux réalisés il y a 20 ans, peut-être y a-t-il un lien? Selon les données du Sigpeg, (rapport GM22682), le puits pourrait être à 147 mètres de la route 138 et à 33 mètres de la limite Est du lot. Présence de "méthane" ou de bouillonnement observé sur le bord extérieur de l'enveloppe du puits à environ 5 centimètres de l'extrémité. Le puits semble ouvert sur plus de 10 mètres.</p>  <p style="text-align: right;"><i>B045 – Trois-Rivières</i></p>
<p>B267</p>	<p>Champs cultivé. Repéré Évent. Pas d'odeur. Pancarte d'identification. Plusieurs puits près les uns les autres, difficile de déterminer quel puits est le bon. Lors de la 2^{ème} visite, pour l'inspection technique, le puits est localisé en même temps que 6 autres sur ce lot. Lors de la creuse, la terre semble contenir des hydrocarbures (photo B006), une odeur d'hydrocarbure est présente à partir de 50cm de profondeur. Des débris de ciments sont trouvés. Le sol étant gorgé d'eau, de petites bulles éparées mais constantes apparaissent (photo B010 et vidéo B001. AVI).</p>
<p>B267A</p>	<p>On constate non loin des coordonnées GPS de l'herbe jaunie (photo). Une sortie de drain agricole est présente tout près. Lors de la visite d'inspection le puits est trouvé, le sol étant gorgé d'eau à ce moment (11 déc.) du bouillonnement est visible. (voir photo au dossier).</p>
<p>B268A</p>	<p>Aux dires de [REDACTÉ], le forage aurait eu lieu sur le lot 1776679. [REDACTÉ] lui aurait que le puits a été recouvert d'une plaque de béton et enfoui sous terre. Trouvé pancarte indiquant existence du puits à proximité. Le puits B268a fut lui localisé à 7 mètres de la coordonnée de la fiche SIGPEG. Cela n'est pas étonnant car les coordonnées des deux puits selon SIGPEG sont les mêmes, comme s'il s'agissait d'une réentrée, alors que, sur le terrain, les deux puits sont séparés de 6 mètres selon un axe nord-sud. Le puits montre des signes de contamination (sol contaminé près de l'extrémité du coffrage et fuite légère à la périphérie du cuvelage extérieur) mais ne nécessitant probablement pas de réparation urgente.</p>
<p>B273</p>	<p>Puits non apparent mais identifié par une plaque. Plusieurs puits près les uns les autres, difficile de déterminer quel puits est le bon puisque emplacement pancarte différente de coordonnées GPS. Trouvé pancarte indiquant existence du puits. Lors des visites du 11 et du 13 décembre, le puits est trouvé à 21 mètres au sud des données GPS du Sigpeg, en creusant. Une odeur d'hydrocarbures se fait sentir (et fétide aussi), des bulles de gaz sont présentes (voir photo et vidéo).</p>
<p>B274</p>	<p>Plusieurs puits près les uns les autres, difficile de déterminer quel puits est le bon puisque emplacement pancarte différente de coordonnées GPS, Trouvé pancarte indiquant existence du puits. Le puits est finalement trouvé à 97 mètres au nord des coordonnées du Sigpeg, la tête de puits est mise à jour à 22 pouces sous la terre, en creusant. Le sol se gorgeant d'eau, des bulles de gaz remontent. Voir photos et vidéo au dossier.</p>

A106	Sur terrain privé, gazonné à environ 30 mètres de la route 132. Tête de puits apparente avec tuyauterie 2.5" valve fermée, servait à à l'époque à alimenter une cuisinière au gaz (Voir article de journal 1992). À la question "y a-t-il eu des nuisances occasionnées par le présence de ce puits?", seulement des odeurs à une certaine époque mais plus maintenant. (Odeur d'œuf et parfois saumure (Selon [REDACTED]) nous n'avons pas pu constater ces faits puisque la poignée de la valve a été enlevée.) Selon les données GPS, et notre visite des lieux, le puits est sur le terrain de [REDACTED] et ne se retrouve pas sur le terrain (ligne mitoyenne avec le terrain de [REDACTED]). La localisation du puits pétrolier fourni sur le site MERNQ via google n'est pas précise.
A109 Profondeur 1261,9m	L'adresse du [REDACTED] est bonne, le puits se trouve plutôt sur le 3E Rang des Moulins. Selon les données GPS, l'emplacement a été retrouvé, aucune apparence de puits, tout est en culture, aucune apparence visuelle de problème. Le [REDACTED], sans savoir de quoi il s'agissait a arraché le tuyau qui le dérangeait dans son travail, il dit avoir sorti 15 pieds de tuyau environ à l'endroit où les coordonnées GPS indiquent la présence du puits A109. À cette profondeur, le détecteur de métal ne peut détecter la présence de quoique ce soit.
A118	D'autres puits aux alentours dont le A133. Le A118 est trouvé par le détecteur de métal aux coordonnées, pendant la creuse, une odeur de gaz se fait sentir, plusieurs grosses roches plates nous empêchent d'atteindre la tête de puits, après la creuse des bulles se forment mais se résorbent ensuite. L'odeur de gaz nous laisse croire à une faible fuite.
A155	Situé près d'une sortie d'autoroute et près de la Rivière du Loup sur un emplacement de pêche maintenant fermé. L'adresse qui apparaît ici est celle du [REDACTED] pas celle de l'emplacement du puits. Le [REDACTED] était au courant de l'existence du puits et prétend que le puits fuit beaucoup, ou en tout cas qu'il a déjà fuit beaucoup. Le puits est non visible mais repérable assez facilement. Le [REDACTED] souhaite être présent lors de l'inspection technique. Il a fait faire des tests d'eau et elle était salée... Malheureusement, à cause des délais liés à l'obtention des lettre d'autorisation au creusage, nous n'avons pas pu réaliser la creuse sur ce puits avant le gel.
B046	Puits visités dans le cadre de la "formation au creusage", précisions et documents pertinents à venir
B047	Puits visités dans le cadre de la "formation au creusage", précisions et documents pertinents à venir
B075	Facile d'accès. Puits non visible mais indices possibles de sa présence. Dépression au sol. Pancarte d'avertissement interdiction de creuser sans préavis gaz haute pression au dessus du puits (pipeline passe près). Herbes jaunies à proximité de la pancarte.
B078	Au nom de Gestion MGFP (voir REQ). Nous avons trouvé le B082 qui n'est pas dans cette liste mais pas le B078. Le [REDACTED] qui ne connaît pas d'info historique sur la terre. Nous avons passé 4h30 à chercher sans succès. Il y a des traces d'hydrocarbures (irridescence) dans le fossé et le ruisseau à proximité. À valider si on souhaite y consacrer plus de temps.
B080	Dans un pré, un champs non cultivé: Il y a des chevaux. Le puits est visible, non identifié par une pancarte. Trace d'hydrocarbures (irridescence) dans une crique à proximité.
A062	Le puits est trouvé à la 2ième visite, après creusage, le trou se rempli d'eau. Mini bouillonnement très probablement naturel dans un fossé à proximité. Vidéo et photos au dossier. Non urgent, mais à fouiller.
A002	Puits non trouvé hors de tout doute parce que non creusé, mais lors de la visite de localisation (phase 2), nous remarquons une plaque de foin jaunît anormale à 35 pi des coordonnées GPS dans un champs en culture. Le détecteur de métal ne nous indique pas de présence hors de tout doute et nous ne pouvons creuser pour confirmer pour cause de culture. Un piquet est laissé en place pour faciliter la suite des recherches pour un visuel le cas échéant.

Quelques points d'analyse

Le contrat a été résilié avant que toutes les données d'analyses n'aient été recueillies. Comme les inspections sur le terrain ont été arrêtées pendant l'été, les dernières inspections citoyennes sur le terrain ont été faites le 21 décembre 2015 et certaines équipes, n'ayant pas été payées pour leur travail, ne se sont pas pressées de livrer les documents complétés. Il est donc impossible dans ce contexte de fournir l'analyse prévue et attendue.

Cet arrêt des travaux et l'annulation de la portion analyse pour cause de résiliation du contrat est d'autant plus dommage que certains éléments intéressants émergeaient des données recueillies sur le terrain. Rapidement, soulignons que l'âge du puits ne semble pas être un facteur aussi déterminant que précédemment pressenti dans la propension des puits à fuir. En effet, dans la liste des 38 puits présentant des signes de problèmes, 2 dataient de 1909, plusieurs des années cinquante et d'autres dataient de 1989. Par contre, la profondeur des puits semble un facteur de fuites plus important. La plupart des puits les plus profonds investigués présentaient des fuites. Un autre élément qui mériterait certainement d'être fouillé est le fait que parfois la seule caractéristique commune des puits

problématiques est l'opérateur de l'époque. En effet, il semble que certains opérateurs aient un taux de puits problématiques à leur actif beaucoup plus important que d'autres.

Enfin, notons en vitesse un point qui ne ressort pas des chiffres et observations partagées ici. Au cours de ce mandat, nous avons réalisé à quel point les valeurs qui animaient les intervenants au dossier différaient largement. Il y avait clairement un « **choc des cultures** » important entre l'équipe mandatée et le MERN tant dans les méthodes de travail, que dans l'importance relative apportée à certains enjeux, dont plus particulièrement la volonté de documenter l'état réel des puits notamment en terme d'émissions de GES, au-delà du non-respect des règles du ministère par les opérateurs, par exemple.

Recommandations

Comme le contrat a été résilié, il nous est impossible de faire des recommandations approfondies. Cependant, plusieurs apprentissages ont été faits lors de l'année 1 de ce projet pilote. Aussi, **il nous apparaît évident que cette année de rodage était essentielle afin de mieux prévoir la suite des inspections**. Les éléments suivants devraient être ajustés dans le futur :

- ✓✓ Préciser le mandat pour éviter un flou au niveau des phases réalisées et les documents/informations à colliger. Le but est-il seulement de localiser un puits de façon abstraite et de trouver les coordonnées des propriétaires concernés, ou souhaitons-nous un visuel de chaque puits (tubage) afin d'être en mesure de documenter si oui ou non il y a contamination?
- ✓✓ Revoir la composition des équipes et surtout leur nombre. D'un point de vue de gestion des fonds et des ressources, il serait beaucoup plus avantageux d'avoir moins d'équipes sur le terrain, mais des équipes mobilisées à temps plein sur le projet et dotées d'équipements et d'autorisations appropriées.
- ✓✓ Prévoir une liste de puits à localiser en fonction de leur localisation géographique et la fournir le plus tôt possible aux équipes responsables de documenter ces puits afin de ne pas retarder le début de la portion « repérage sur le terrain ».
- ✓✓ Acheminer les lettres d'autorisation de creusage aux propriétaires concernés dès que possible, AVANT le début des recherches terrains.
- ✓✓ Faciliter le transfert des informations. Les questionnaires que doivent remplir les inspecteurs-citoyens devraient être fournis en format électronique et revus de façon importante à la lumière des réalités terrain observées à l'an 1. Dans un monde idéal, ces formulaires électroniques seraient liés à la base de métadonnées qui permettrait aux analystes et responsables d'avoir accès à l'information en continu. Il s'agit de procédures simples à mettre en place et qui faciliterait beaucoup le travail de tous.
- ✓✓ Toujours avec l'idée de faciliter le transfert d'information, il serait utile que nous puissions partager plus facilement les fichiers et documents. Le volume et l'ampleur de la documentation accumulée nécessitent la mise en place d'un outil de partage. Pour l'année 1 du projet, nous avons utilisé *Dropbox*, mais il semble que du côté du MERN, cet outil n'ait pas été utilisé à son plein potentiel et que cela ait entraîné des difficultés. Si un outil comme *Dropbox* ne convient pas, il faudrait alors prévoir une autre façon de partager les dossiers volumineux associés, idéalement en temps réel, à mesure qu'ils sont produits.
- ✓✓ Préciser dès le départ les documents à fournir. Au départ, nous devions compléter 2 formulaires papier, un pour la phase de reconnaissance et l'autre pour la phase d'inspection dite technique. Au fur et à mesure que le temps avançait, on demandait à nos équipes de fournir toujours plus de matériel : des photos d'époque, des tracés GPS, des démarches de quadrillages faites sur le terrain, des photos, etc. S'il ne fait aucun doute que l'ajout de ces éléments au dossier soit des plus pertinents, particulièrement pour ce qui est des photos prises lors des visites de terrain, des vidéos et des tracés GPS, il faudrait néanmoins voir à uniformiser les formulaires et protocoles en conséquence.
- ✓✓ L'objectif de ce projet était de localiser les puits inactifs sur le territoire afin de permettre au gouvernement de documenter de façon systématique les fuites qu'ils engendrent. En cours de mandat, l'équipe dédiée du MERN nous a dit être ni intéressée ni en mesure de calculer les émissions atmosphériques liées aux puits abandonnés. Il nous apparaît donc absolument essentiel que le MDDELCC prenne en charge cet aspect et documente l'apport des fuites des puits au bilan des émissions de GES québécois, en plus de caractériser les autres impacts de contamination sur les sols et l'eau.

Annexes

Annexe 1 – Survol rapide de la littérature scientifique liée aux fuites

Impulsé par l'expansion rapide de l'industrie des gaz et pétrole de schiste utilisant des techniques de fracturation hydraulique, le boom énergétique des États-Unis et d'ailleurs dans le monde a soulevé toute une série de questions quant aux risques potentiels pour l'environnement et la santé des populations liés à ces pratiques, quant aux pratiques d'exploration et d'exploitation elles-mêmes, mais aussi quant à la prolifération du nombre de puits forés ainsi qu'aux enjeux liés à leur abandon.

Si on ne faisait pas grand cas dans le passé des risques de contamination de l'eau souterraine (Jackson et al., 2013)¹⁶ et des enjeux de pollution de l'air par les émissions fugitives d'hydrocarbures dans l'atmosphère (Miller et al., 2013¹⁷; Allen, D., 2013¹⁸; Kang et al., 2014¹⁹), la course aux gaz et aux pétroles non-conventionnels et l'avancement des connaissances dans le domaine ont fini par soulever d'importantes questions. Si bien qu'aujourd'hui, on s'inquiète de plus en plus de la problématique des millions de puits abandonnés sur la planète et de leur impact sur le climat et la qualité de l'environnement en général.

Parallèlement, tant chez les citoyens que chez les autorités gouvernementales, une prise de conscience s'est opérée face au trop peu de suivi effectué sur les nombreux forages effectués au cours du dernier siècle.

Bien que le scellement par coffrage (ou autres techniques utilisées avant les années 50) des puits soit pratique courante, ces derniers demeurent une source potentielle de contamination de l'eau et de l'air (EPA, 1987; King et King, 2013)²⁰. Ces contaminations peuvent se produire pour de nombreuses raisons, entre autres : pratiques d'obstruction inappropriées, corrosion du tubage en acier, détérioration du ciment pendant la production ou après l'abandon des puits (King et King, 2013; Watson et Bachu, 2009; Dusseault et al., 2012). Les forages peuvent alors devenir des conduits potentiels pour les fluides et gaz d'origine naturelle ou non (Watson et Bachu, 2009)²¹. L'importance de l'intégrité des coffrages et autres méthodes de fermeture de puits de forage pour la protection des eaux souterraines et de l'atmosphère a été mise en évidence dans plusieurs documents et rapports de recherche (EPA, 1987; Osborn et al., 2011²²; The Royal Society & The Royal Academy of Engineering Report, 2012²³; Jackson et al., 2013²⁴; King and King, 2013; Kang, 2014²⁵.) Rappelons tout de même qu'à une certaine époque, les obstructions de puits visaient d'abord et avant tout à empêcher l'eau d'entrer dans les puits, et non à retenir gaz et fluides à l'intérieur de la terre. On s'imagine bien alors que ces obstructions sommaires, pratique courante il y a 75 ou 100 ans, n'ont pas été pensées pour offrir une qualité d'étanchéité conforme aux exigences qui s'imposent de nos jours.

Aujourd'hui, nous savons qu'en plus de protéger les sols et les eaux, un coffrage efficace garantissant l'étanchéité devrait également empêcher les fuites de méthane et d'autres gaz dans l'atmosphère. Si en théorie cela est vrai, dans les faits, des problèmes surviennent notamment parce que le ciment et l'acier sont des matériaux à durée de vie limitée, soumis aux mouvements des sols, et autres phénomènes naturels.

Cette attention liée aux fuites gazeuses est d'autant plus importante que le méthane est désormais reconnu comme étant 86 fois plus nocif que le CO₂ pour le climat sur une période de 20 ans, et 34 fois plus nocif sur 100 ans (GIEC, 2013)²⁶. Aussi, bon nombre de pays se sont engagés à réduire de façon drastique leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) et, malgré les cibles de réductions plus ou moins ambitieuses consenties par les gouvernements au fil du temps, les experts du climat s'entendent pour dire qu'il serait souhaitable de viser des réductions d'émissions de GES de l'ordre de 80% d'ici 2050. C'est ce qu'avançaient tout récemment encore 60 chercheurs qui publiaient en mars 2015 un rapport intitulé *Agir sur les changements climatiques : Solutions des chercheurs canadiens*²⁷, qui concluaient que le Canada devrait se donner comme objectif de réduire de 80% ses émissions de GES d'ici 2050, solutions à l'appui.

¹⁶ Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T., Warner, N.R., Down, A., Poreda, R.J., Osborn, S.G., Zhao, K., Karr, J.D., 2013. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. *Proc. Natl. Acad. Sci.* 110, 11250e11255.

¹⁷ Miller, S.M., Wofsy, S.C., Michalak, A.M., Kort, E.A., Andrews, A.E., Biraud, S.C., Dlugokencky, E.J., Eluskiewicz, J., Fisher, M.L., Janssens-Maenhout, G., Miller, B.R., Miller, J.B., Montzka, S.A., Nehrkorn, T., Sweeney, C., 2013. Anthropogenic emissions of methane in the United States. *Proc. Natl. Acad. Sci.* 110, 20018e20022.

¹⁸ Allen, David T. et al., 2013. Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. *Proceeding of the National Academy of Sciences of the United States of America.*

¹⁹ Kang, M. et al., 2014. Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania. *Civil and Environmental Engineering Department, Princeton University, Princeton, NJ 08544*

²⁰ King, G.E., King, D.E., 2013. Environmental Risk Arising from Well-construction Failure e Differences between Barried and Well Failure and Estimates of Fail- ure Frequency across Common Well Types, Locations and Well Age. *SPE* 16142.

²¹ Watson, T., Bachu, S., 2009. Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage Along Wellbores. *SPE* 106817

²² Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R., Jackson, R.B., 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proc. Natl. Acad. Sci.* 108, 8172e8176.

²³ The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, 2012. *Shale Gas Extraction in the UK: a Review of Hydraulic Fracturing.*

²⁴ Idem, Jackson et al., 2013

²⁵ Idem, Kang, M. et al., 2014.

²⁶ IPCC, 2013. *Climate Change 2013; the Physical Science Basis*, 714.

²⁷ Potvin, C., et al., 2015. *Agir sur les changements climatiques : Solutions des chercheurs canadiens.* Institut Trottiier pour la science et les politiques publiques de l'Université McGill. <http://www.ledevoir.com/documents/pdf/Rapport-Agir.pdf>

Des puits abandonnés, orphelins, perdus, invisibles

Avant d'aborder la question des fuites de méthane à proprement parler, quelques mots sur la problématique des puits abandonnés s'imposent. D'abord parce que d'un pays, état, ou province à l'autre, la nomenclature et/ou les termes utilisés pour parler des puits et de leurs statuts diffèrent et/ou ont évolué dans le temps. Ensuite parce que les pratiques de recension des données leur étant relatives ainsi que les méthodes et techniques d'obstruction ont considérablement évolué dans le temps. Cela rend toute analyse de données en provenance de multiples régions plus difficile, périlleuse et fragile parce que parfois difficilement comparables dans les faits.

Ainsi, les termes *abandonné*, *orphelin*, *suspendu*, ou *au repos* [idle] ne signifient pas la même chose d'une législation à une autre. Et l'on n'accorde pas le même souci à documenter l'évolution des puits dans le temps. À ce sujet Davies et Al. (2014), qui proposent une recension fouillée des enjeux d'intégrité des puits abandonnés basée sur l'analyse de 25 banques de données nationales, précisent:

The terms 'abandoned', 'idle' and 'orphaned' are used to describe the state of a well that did not locate economic hydrocarbons or a well at the end of its production lifecycle. The USA has the most established and comprehensive definitions of such terms, although their meaning can vary at state and federal levels. A review of the various state regulatory practices regarding idle wells in the USA was conducted by Thomas (2001) and defined idle wells as those not currently being used for production or injection, but which have not yet been plugged and abandoned. In California, Hesson and Glinzak (2000) and Evans et al. (2003) defined idle wells as those that have been non-producing and non-injecting for six consecutive months.

In the USA, the definition of an orphaned well depends largely on the state regulatory body. Thomas (2001) defined orphaned wells as those in which the operator has gone out of business or is insolvent, such that the company that operated the well is no longer responsible for it. Based on Californian practices, Hesson (2013) defined orphaned wells as those where the operator is defunct, or where the state regulatory body has determined, based on certain criteria, that a well is orphaned. Such criteria include a well having been idle for 25 years or more, without being in compliance with idle well requirements. In Texas, the oil and gas regulatory body the RRC defines orphaned wells as those which have, without permit, been inactive for a year or more. In Pennsylvania, a 1992 amendment to the 1984 Oil and Gas Act defined an orphaned well as one which was abandoned prior to April 1985, which has not been operated by the present owner, and for which the present owner has received no economic benefit. For the UK data in this study, we follow the definition of Thomas (2001) and use 'orphaned' to describe wells where the operator is no longer solvent.

*Thirty-two US states have reported data on orphaned oil and gas wells (IOGCC, 2013). Fifteen of these states account for around 320,000 orphaned wells in total, with ~53,000 of these wells targeted for plugging (Table 4). The states vary greatly in how they treat wells for which they have no data. **Two decades ago, the US EPA estimated that there were at least 1.2 million abandoned oil and gas wells in the United States (EPA, 1987); more than 200,000 of these wells appear to be unplugged (EPA, 1987).** As the first state to produce oil commercially in the USA, Pennsylvania illustrates the difficulty in characterizing abandoned and orphaned wells. **The state has seen around 325,000 to 400,000 oil and gas wells drilled since 1859. As of 2010, the Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP) reported 8823 oil and gas wells targeted for plugging (IOGCC 2013). The PA DEP also reported more than 100 000 orphaned wells, but the precise location and depth of most of these was unidentified.** The number of orphaned wells in Pennsylvania is probably closer to 180,000, being the difference between the conservative estimate of ~325,000 wells drilled in the state and the ~140 000 wells listed in the PA DEP database. **These wells are mostly a legacy of the first 75~100 years of oil and gas drilling, before record keeping was common-place. In fact, the earliest regulations on well plugging were designed to stop water entering hydrocarbon wells, particularly during floods, rather than to isolate oil and gas from the environment.** (Davies et Al., 2014)*

Pour ce qui est des puits perdus, invisibles et/ou oubliés, ils représentent une autre catégorie aux contours mal définis eux aussi. Il y a ceux qui ont été forés avant que des registres ne soient tenus et/ou pour lesquels il n'y a pas d'information de disponible. Et, entrent également dans cette catégorie d'une certaine façon, les puits qui sont -documentés et comptabilisés aux registres ou pas - mais qui sont introuvables sur le terrain pour différentes raisons, ayant été couverts par un cadre bâti en milieu industriel par exemple.

Lost wells represent a different classification to abandoned or orphaned wells. *States in the USA report that somewhere between 828,000 and 1,060,000 oil and gas wells were drilled prior to a formal regulatory system, most of which have no information available in state databases (IOGCC, 2008). A New York state report in 1994 estimated that, of the 61,000 oil and gas wells drilled to that date, no records existed for 30,000 of them; Bishop (2013) referred to these as 'forgotten' rather than abandoned or orphaned wells.* (Davies et Al., 2014)

Fuites de méthanes liées aux puits abandonnés de gaz et de pétrole, un survol de la situation

Malgré ces bémols importants rendant extrêmement difficile toute recension et/ou comparaison des données qui en découleraient quant aux nombres de puits et à leur statut, il est tout de même intéressant et utile de se pencher sur les données disponibles pour contextualiser la problématique des puits abandonnés et des fuites leur étant potentiellement associées.

Ce sont encore les travaux de Davies et Al. (2014), qui sont ici les plus pertinents pour ce faire. Selon leur analyse, les données disponibles en provenance des pays les comptabilisant -Australie, Autriche, Bahreïn, Brésil, Canada, Pays-Bas, la Pologne, le Royaume-Uni et États-Unis- qu'ils ont analysées font état de plus de quatre millions de puits d'hydrocarbures sur la terre ferme, « onshore », qui ont été forés depuis les années 1930, moment où les données commencent à être disponibles de façon plus uniforme. C'est du moins l'estimé auquel arrive Richard J. Davies avec son équipe qui s'est penché sur l'analyse de 25 bases de données nationales, ainsi que sur la littérature au sujet des problèmes d'intégrité des puits, abandonnés ou non, dans le monde (Davies, 2014)²⁸. Sachant que, bien que non comptabilisés dans les registres, les forages ont commencé avant 1900, cette recension est pour le moins conservatrice.

Nombre de puits forés sur la terre ferme « Onshore »

Pays	Nombre de puits	Sources
Canada	550 000	Dusseault et Al., 2014
Alberta	316 439	Watson et Bachu, 2009
Québec	960	SIGPEG, 2015
Saskatchewan	87 000	Provincial Auditor Saskatchewan, 2012
Nouveau Brunswick	322	Gouv. du Nouveau Brunswick, 2015
États-Unis	2 581 782	Energy Information Administration 2014
Brésil	21 301	Brazil Database of Exploration and Production (BDEP)
Australie	9 903	Geoscience Australia
Pologne	7 052	Polish Geological Institute
Pays Bas	3 231	Geological Survey of the Netherlands

Compilation des données disponibles fournies par les gouvernements concernés mais également tirées de Davies et Al., 2014 ; Dusseault et Al., 2014.

Historical data are sparse, so it is difficult to estimate the total number of onshore hydrocarbon wells drilled globally, but in the USA alone, at least 2.6 million wells have been drilled since 1949 (EIA database). Former Soviet countries such as Azerbaijan, where many thousands of wells have been drilled, are not included in this study due to a lack of access to adequate data. Nonetheless, taking into consideration those drilled only in Australia, Austria, Bahrain, Brazil, Canada, the Netherlands, Poland, the UK and the USA, we estimate there are at least 4 million onshore hydrocarbon wells

Dès 1999, le Département de l'Énergie des États-Unis estimait à environ 2,5 millions le nombre de puits de gaz et de pétrole abandonnés sur le territoire américain²⁹. Faute de recension et de suivi sérieux, il est impossible de savoir le nombre exact de puits abandonnés à l'échelle de la planète, mais les experts estiment qu'il est raisonnable d'évaluer ce nombre quelque part entre 20 et 30 millions de puits abandonnés³⁰.

Au Québec, plus de 950 puits pétroliers ou gaziers ont été forés depuis 1860. De ce nombre, environ 700 sont aujourd'hui inactifs, c'est-à-dire qu'ils ont été fermés définitivement et qu'aucune activité de production n'est possible. Ces puits sont communément appelés « puits abandonnés » et sont enregistrés comme tel dans la *Base d'information géoscientifique pétrolier et gazier* (SIGPEG) (Gouvernement du Québec, 2014)³¹. Ici au Québec, on entend généralement par « puits abandonnés » des puits qui ont été fermés définitivement et dont la responsabilité légale incombe maintenant au gouvernement. Dans la littérature par contre, on souligne que la définition de « puits abandonnés » dépend de la législation des pays et même des états et provinces où ces puits sont situés.

Mais comme mentionné précédemment, compte tenu des appellations qui peuvent différer d'un pays à l'autre et/ou d'un état ou province à une autre, il est difficile de comptabiliser adéquatement le nombre de puits abandonnés à l'échelle mondiale, et encore plus les problèmes de fuites et d'intégrité des coffrages en tout genre y étant associés.

²⁸ Davies, R.J., et al., 2014. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation, Marine and Petroleum Geology. --- <https://www.dur.ac.uk/resources/refine/Publishedversion.pdf>

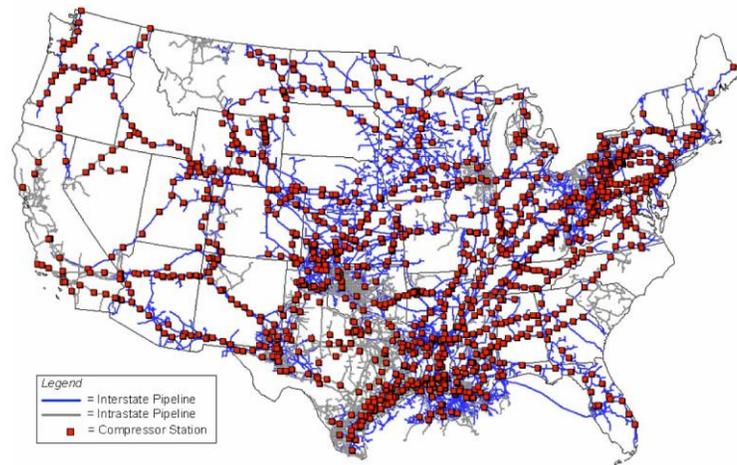
²⁹ United States Department of Energy, Office of Fossil Energy. (1999, October 5). Environmental benefits of advanced oil and gas exploration and production technology. (Rep.). Retrieved June 11, 2014. <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk25/oilandgas.pdf>

³⁰ Kotler, Steven. 2015. Planet Sludge: Millions of Abandoned, Leaking Natural Gas and Oil Wells to Foul Our Future. <http://ecohearth.com/eco-zine/green-issues/1609-abandoned-leaking-oil-wells-natural-gas-well-leaks-disaster.html>

³¹ Gouvernement du Québec, MERN 2014. Plan d'action pour l'inspection des puits inactifs au Québec / Faits saillants. <http://www.mern.gouv.qc.ca/energie/petrole-gaz/document/FaitsSaillants-PuitsInactifs.pdf>

Si l'on s'est intéressé aux problèmes de fuites de fluides sur les puits abandonnés, on a fait moins de cas des fuites de méthane y étant associés. Cependant, tant au Québec qu'aux États-Unis des données ont été colligées et ont suscité des interrogations quant à l'ampleur du phénomène des fuites de méthanes des puits abandonnés (Kang, 2014; Dusseault et al., 2014³²). Il n'est donc pas étonnant qu'à ce jour, aucune étude d'envergure ne se soit penchée de façon uniforme d'un point de vue méthodologique aux enjeux des fuites de méthane, l'attention portée à cette problématique spécifique étant relativement récente.

U.S. Natural Gas Pipeline Compressor Stations Illustration, 2008



EIA, 2014

Cela dit, bien que ce ne soit pas dans la perspective des émissions de GES, ce n'est pas d'hier qu'on s'inquiète des effets indésirables de la prolifération des puits abandonnés. Aux États-Unis notamment, dès la fin des années 1980, l'Agence de protection environnementale des États-Unis (EPA) sonnait l'alarme.

Dans un rapport présenté au Congrès en 1987³³, l'Agence souligne que les quelques 1 200 000 puits abandonnés au pays constituent une menace pour la qualité de l'eau et que des mesures doivent être prises d'urgence afin que ces puits soient sécurisés par la mise en place de coffrages adéquats (*plugging*). Parmi les risques liés à ces puits abandonnés, on ne mentionne pas à l'époque les enjeux climatiques, mais on souligne à grands traits les impacts suivants, dans l'ordre :

- **Risques graves pour santé humaine** : dont entre autres, l'exposition à des agents cancérigènes;
- **Impacts environnementaux** : Détérioration des écosystèmes naturels et des habitats incluant la contamination des sols, la détérioration de la végétation terrestre et aquatique, et la dégradation des eaux de surface;
- **Impacts sur la faune** : Détérioration de la faune aquatique et terrestre, incluant la réduction ou la détérioration d'espèces, l'atteinte à la santé globale et/ou reproductive des espèces...;
- **Impacts sur les animaux d'élevage (*livestock*)** : Morbidité et maladies, détérioration des capacités à rentabiliser économiquement leur production...;
- **Détérioration des autres ressources naturelles** : Contamination des sources d'eau potable, perturbations ou détériorations durables des terres agricoles et des cultures commerciales, perturbations des capacités actuelles et futures d'utiliser le territoire à d'autres fins, notamment industrielles.

Ce rapport de l'EPA remis au Congrès, s'appuyant sur des analyses de cas vécus à travers de nombreux États, souligne également que la principale difficulté quand vient le temps de documenter les problèmes de pollutions engendrés par les puits fuyants est d'abord la non-uniformité des registres à leur sujet. L'autre difficulté, cité au second rang, sont les poursuites en justice, réglées hors court et incluant des clauses de non-divulgence :

Second, very often damage claims against oil and gas operators are settled out of court, and information on known damage cases has often been sealed through agreements between landowners and oil companies. (EPA, 1987)³⁴

Cinq ans plus tard, en 1992, l'EPA estimait que sur les 1 200 000 puits abandonnés sur le territoire américain, 200 000 fuyaient³⁵, un taux d'échec de 16,7%. En Alberta aussi, au tournant des années 1990, on s'inquiète des problèmes engendrés par les puits inactifs et des risques qu'ils posent pour la sécurité publique et l'environnement. Dès 1986, un fond spécial est dédié aux puits abandonnés «orphelins», puis en 1997, un programme pour les puits inactifs à long terme³⁶, «*Long Term Inactive Well Program*» est mis sur pied, dont la dernière mouture a été mise à jour en 2014 sous le nom de «*The Inactive Well Compliance Program*»³⁷. Entre temps et malgré tout, le nombre de puits inactifs en Alberta est passé de 25 000 en 1989, à 80 000 en 2014.

³² DUSSEAULT, M., JACKSON, R., MACDONALD, D., 2014. Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage, University of Waterloo. http://geofirma.com/wp-content/uploads/2015/03/Wellbore_Leakage_Study-compressed.pdf

³³ E.P.A, 1987. Rapport au Congrès: Management of Waste from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy. United States Environmental protection agency. Office of Solid Waste and Emergency Response. Washington, D.c. 20460

³⁴ E.P.A, 1987. Idem.

³⁵ Suro, Roberto. 1992. « *Abandoned Oil and Gas Wells Become Pollution Portals* » The New York Times, En ligne, 3 mai 1992. <http://www.nytimes.com/1992/05/03/us/abandoned-oil-and-gas-wells-become-pollution-portals.html?src=pm&pagewanted=1>

³⁶ Alberta Energy and Utilities Board, History of the Orphan Fund (Calgary: AEUB, 2006) | Dans Well Abandonment and Reclamation in Alberta: the Failure of the Licensee Liability Rating Program", paper prepared for the Well and Pipeline Abandonment, Suspension and Reclamation Conference, Canadian Institute, (Calgary: 17 March 2010)- Updated - <http://www.ecojustice.ca/wp-content/uploads/2014/12/IWCP-Paper-FINAL-20-Nov-2014.pdf>

³⁷ AER Bulletin 2014-19: Release of the Inactive Well Compliance Program, Alberta Energy Regulator (AER), July 4th 2014. - <http://www.aer.ca/rules-and-regulations/bulletins/aer-bulletin-2014-19>

Fuites et problèmes d'intégrités des puits dans le monde

À l'échelle de la planète, l'équipe de Richard J. Davies propose une recension des statistiques des problèmes d'intégrité dans son étude intitulée *Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation*, publiée en 2014 et dont nous reproduisons le tableau ci-bas. Outre le manque d'uniformité quant aux données officielles disponibles en général, tous les pays ne colligent pas les données relatives aux problèmes d'intégrités et de fuites sur les puits, et quand certains le font, il n'existe pas de procédure uniforme qui permettrait de réellement faire des comparaisons quant à l'ampleur de la situation, ou de mettre en lumière la dimension fuite de méthane liée à ces problèmes d'intégrités. Voici néanmoins ce que l'équipe de Richard J. Davies a recensé en 2014 :

Recension des problèmes d'intégrités signalés par pays

Pays	Localisation	Nombre de puits étudiés	% de puits avec problèmes d'intégrités signalés	Information additionnelles	Sources
USA	ONSHORE Operational wells in the Santa Fe Springs Oilfield (discovered ~1921), California, USA	>50	75%	Well Integrity failures. Leakage based on the 'observation of gas bubbles seeping to the surface along well casing'.	Chillingar and Endres (2005)
USA	ONSHORE Ann Mag Field, South Texas, USA (wells drilled 1998-2011)	18	61%	Wells drilled 1998e2011. Well barrier failures mainly in shale zones.	Yuan et al. (2013)
USA	OFFSHORE Gulf of Mexico (wells drilled ~1973-2003)	15,500	43%	Wells drilled ~1973-2003. Barrier failure. 26.2% in surface casing.	Brufato et al. (2003)
USA	ONSHORE Marcellus Shale, Pennsylvania, USA (wells drilled 2010-2012)	4 602	4.8%	Wells drilled 2010e2012. Well barrier and integrity failure.	Ingraffea (2012)
USA	ONSHORE Pennsylvania, USA (wells drilled 2008e2013)	6 466	3.4%	Wells drilled 2005-2012. Well integrity and barrier issues. Leak to surface in 0.24% wells.	Vidic et al. (2013)
Norway	FFSHORE Norway, 8 Companies, Abandoned Wells (wells drilled 1970-2011)	193	38%	Wells drilled 1970e2011. Well integrity and barrier failure. 2 wells with likely leak to surface.	Vignes (2011)
China	ONSHORE Kenxi Reservoir, China (dates unknown)	160	31.3%	Well barrier failure	Peng et al. (2007)
China	ONSHORE Gudao Reservoir, China (wells drilled 1978-1999)	3 461	30.4%	Wells drilled 1978e1999. Barrier failure in oil-bearing layer.	Peng et al. (2007)
China	ONSHORE Gunan Reservoir, China (dates unknown)	132	6.1%	Barrier failure	Peng et al. (2007)
China	ONSHORE Hetan Reservoir, China (dates unknown)	128	5.5%	Barrier failure	Peng et al. (2007)
Norway	OFFSHORE, 8 Fields (dates Norway unknown)	217	25%	Wells monitored 1998-2007. Well integrity and barrier failure. 32% leaks occurred at well head.	Randhol and Carlsen (2007)
Canada	ONSHORE Saskatchewan, Canada (dates unknown)	435	22%	Wells monitored 1987-1993. Well integrity failure: SCVF and GM	Erno and Schmitz (1996)
Norway	OFFSHORE Internal Audit, Location Unknown (dates unknown)	711	20%	Barrier failure	Nilsen (2007)
Norway	OFFSHORE, 12 Offshore Facilities (wells drilled 1977-2006)	406	18%	Wells drilled 1977-2006. Well integrity and barrier failure. 1% had well head failure.	Vignes and Aadnøy (2010)
China	ONSHORE Daqing Field, China (wells drilled ~1980-1999)	6 860	16.3%	Wells drilled ~1980-1999. Barrier failure	Zhongxiao et al. (2000)
Netherlands	ONSHORE Netherlands (dates unknown)	31	13%	Barrier failure	Vignes (2011)
Canada	ONSHORE Alberta, Canada (wells drilled 1910-2004)	316,439	4.6%	Wells drilled 1910-2004. Monitored 1970-2004. Well integrity failure: SCVF and GM	Watson and Bachu (2009)

Tiré de Davies, 2014

Ces données sont utiles à la réflexion mais à considérer avec un sérieux bémol puisqu'elles se penchent sur les enjeux d'intégrité de coffrages détectés sans égard particulier aux fuites de méthane, en plus d'utiliser des méthodologies de collectes et d'analyses qui diffèrent d'un endroit à l'autre.

De plus, et c'est majeur, en deçà d'un certain seuil les fuites sont jugées « normales » ou « non sujettes à déclaration » et ne sont pas considérées comme problématiques mais nous y reviendrons plus amplement dans la section *Normes et mesures liées aux fuites de méthane* du présent document.

Enfin, aux autres entraves de recension à considérer, notons le secret juridiquement imposé qui peut entourer les enjeux de pollution industrielle aux États-Unis³⁸. En clair, personne ne sait vraiment combien de puits abandonnés fuient ni quelle est l'ampleur des rejets, mais des données récentes laissent craindre le pire.

L'étude de Princeton – Le cas de la Pennsylvanie

Les travaux de Mary Kang et son équipe de l'université Princeton sur le terrain en Pennsylvanie, et dont les résultats ont été publiés en 2014 sous le titre « *Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania* » apportent un nouvel éclairage des plus intéressants aux problèmes des émissions fugitives liées aux puits abandonnés.

Si des scientifiques avaient déjà systématiquement constaté que les modèles utilisés par l'industrie pétrolière et gazière ainsi que les régulateurs sous-estiment beaucoup –de l'ordre de 2,3 fois à 7,5 fois les estimations de l'inventaire le plus complet sur les émissions de méthane aux États-Unis (Miller et Al., 2013³⁹)– les fuites de méthane venant des soupapes, des pompes, des pipelines, des stations gazières et des puits en production (Howarth et Al., 2009/2012⁴⁰, Miller et Al., 2013), s'ajoutent maintenant à cette liste les émanations venant des puits abandonnés.

L'étude de Mary Kang est la première en son genre. La doctorante et ingénieur civil, y a mesuré les émissions de méthane, d'éthane, de propane, et de n-butane de 19 puits abandonnés dans le nord de la Pennsylvanie. Selon ses analyses, **les puits abandonnés analysés laissent fuir en moyenne environ 96 mètres cubes par année**, et cela pourrait très probablement être le cas pour entre 280,000 et 970,000 puits situés en Pennsylvanie et les plus de 3 millions de puits abandonnés aux États-Unis.

Ses résultats démontrent aussi qu'environ 16% de tous les puits analysés ne laissent pas fuir de petites quantités mais sont plutôt de "super-émetteurs". Le puits le plus polluant laissait fuir 3,2 mètres cubes de gaz par jour, ou 1 168 mètres cubes de gaz par année. Cela représente une valeur de près de \$300 de gaz naturel par année par puits. Cela peut sembler anodin, mais lorsque multiplié par les millions de puits abandonnés dans le monde, ces chiffres prennent des proportions gigantesques.

Dr Denise Mauzerall, a Princeton professor and a member of the research team, said a critical task is to discover the characteristics of these super-emitting wells. Mauzerall said the relatively low number of high-emitting wells could offer a workable solution: while trying to plug every abandoned well in the country might be too costly to be realistic, dealing with the smaller number of high emitters could be possible. 'The fact that most of the methane is coming out of a small number of wells should make it easier to address if we can identify the high-emitting wells,' said Dr Mauzerall. The researchers have used their results to extrapolate total methane emissions from abandoned wells in Pennsylvania, although they stress that the results are preliminary because of the relatively small sample. But based on that data, they estimate that emissions from abandoned wells represents as much as 10 per cent of methane from human activities in Pennsylvania -- about the same amount as caused by current oil and gas production. Also, unlike working wells, which have productive lifetimes of 10 to 15 years, abandoned wells can continue to leak methane for decades. 'This may be a significant source,' Mauzerall said. 'There is no single silver bullet but if it turns out that we can cap or capture the methane coming off these really big emitters, that would make a substantial difference.' (O'Callaghan, 2014)⁴¹

L'intérêt de l'étude de Mary Kang réside également dans certaines observations faites sur le terrain qu'il sera intéressant de valider sur de plus grands échantillons à différents endroits, et notamment par l'inspection des puits abandonnés au Québec:

- Les fuites de méthane détectées autour des puits qui avaient été correctement scellés avec du ciment au moment de

³⁸ Idem, EPA 1987

³⁹ Miller et Al. 2013. Anthropogenic emissions of methane in the United States. Proceedings of the National Academy of Sciences (PNAS). 20018–20022 | PNAS | December 10, 2013 | vol. 110 | no. 50 -- <http://www.pnas.org/content/110/50/20018.full.pdf>

⁴⁰ Howarth, R. W., R. Santoro, and A. Ingraffea. 2012. Venting and leakage of methane from shale gas development: Reply to Cathles et al. Climatic Change. doi:10.1007/s10584-012-0401-0. /et/ Howarth, R. W., D. Shindell, R. Santoro, A. Ingraffea, N. Phillips, and A. Townsend-Small. 2012. Methane emissions from natural gas systems. Background paper prepared for the National Climate Assessment, Reference # 2011-003, Office of Science & Technology Policy Assessment, Washington, DC.

⁴¹ O'Callaghan, J., 2014. *Are three million abandoned wells pumping methane into the atmosphere? Leakage could be contributing to climate change, study claims.* The Daily Mail.

- leur abandon avaient des taux de fuites aussi élevés que les puits non scellés (!) ;
- Les puits situés dans des formations de grès fuyaient plus souvent que les puits situés dans d'autres formations ;
- L'éthane, le propane, et le n-butane mélangés au méthane sont des indicateurs que le gaz vient de zones visées par l'industrie, et non pas de sources naturelles;
- Le débit du méthane qui s'échappe dans l'atmosphère change selon le temps de l'année. Pendant l'hiver, les fuites sont à la baisse, tandis que durant l'été elles sont en hausse ;
- Les données de l'étude de Mary Kang montrent également que le ciment dans des puits actifs et abandonnés ont des fissures qui se produisent par effet de contraction/expansion entraînant la formation de fractures avec le temps, ce qui permet au méthane de fuir en trouvant les chemins de moindre résistance, comme des failles naturelles ;
- Le gaz perdu peut voyager à des distances pouvant atteindre jusqu'à 14 kilomètres et se retrouver dans des rivières et/ou des résidences.

Bien que l'échantillon de 19 puits soit petit, l'intérêt de l'étude de Mary Kang et son équipe est, d'une part, qu'elle se penche spécifiquement sur la problématique des fuites de méthane des puits abandonnés et, d'autre part, qu'elle repose sur une méthodologie rigoureuse de collecte de données sur le terrain. En effet, les prélèvements ont été faits de façon méthodique, à l'aide de chambres statiques et ne reposent pas seulement sur les données fournies par l'industrie ou les autorités gouvernementales qui généralement ne vont pas aussi loin dans leurs méthodes d'analyses, mais bien dans une approche de type *bottom-up*.

This "bottom-up" approach is often flawed because it leaves out certain sources of greenhouse gases that may leak from unexpected places, Howarth said. "This new study shows one of these left-out sources: the plugged and abandoned wells," he said. Kang's study "supports what I and many others have been saying for many years, and that's this: There is methane leaking from oil and gas wells. Period," said Cornell University environmental engineering professor Anthony Ingraffea, who has collaborated with Howarth on methane emissions research and is currently analyzing Kang's work. (in Magill, 2014)⁴²

D'ailleurs, Robert Howarth, expert renommé des questions liées aux fuites de méthane de l'Université Cornell, juge que l'étude de Mary Kang est importante car elle confirme à quel point les émissions venant des activités pétrolières et gazières sont beaucoup plus élevées que précédemment estimé par les gouvernements et l'industrie.

Le problème des puits abandonnés qui fuient « n'a pas été bien étudié dans le passé et n'est pas du tout pris en ligne de compte par l'EPA aux États-Unis dans leurs estimés de gaz à effet de serre, ni par les études académiques comme la mienne. C'est un bon exemple qui nous prouve que nous en savons encore très peu sur les émissions de méthane de l'industrie pétrolière et gazière, et pourtant une raison de plus pour croire que l'EPA a toujours grandement sous-estimé les émissions totales, » dit-il. Il n'y a rien de terriblement unique en Pennsylvanie, ajoute Howarth, "alors je m'attendrais à voir ce problème affliger la plupart, sinon toutes les régions exploitées pour leur pétrole et leur gaz." On en comprend que le problème de fuites des puits, est répandu et mondial, et implique des millions de puits pétroliers et gaziers. (Dion, 2014)⁴³

Cette étude réalisée par une équipe de l'Université Princeton apporte définitivement un éclairage nouveau, et inquiétant, sur la problématique des puits abandonnés. Il sera essentiel que cette approche de type *bottom-up* soit reproduite à plus grande échelle et, peut-être également, qu'elle soit bonifiée. En effet, dans le cadre de cette étude, les captations gazières ont été fait à proximité des puits, bien que la littérature soit claire sur le fait que les fuites peuvent se produire à des kilomètres des puits. Conséquemment, il serait intéressant de bonifier cette démarche de collecte de données par l'ajout, dans l'attirail des inspecteurs, d'une caméra thermique qui permettraient d'identifier des fuites qui pourraient survenir plus loin, beaucoup plus loin.

L'étude de Waterloo

D'autres se sont penchés sur les enjeux d'émissions fugitives de méthane. C'est aussi le sujet des travaux menés par une équipe de l'Université de Waterloo, sous la direction de Maurice J. Dusseault, intitulée « *Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage* »⁴⁴.

Dans cette étude publiée en mai 2014, les auteurs avancent que le Canada compte 550 000 puits qui constituent une menace l'environnement et la sécurité publique à cause, notamment, de leur potentiel à détériorer la qualité de l'eau souterraine, leur contribution aux émissions de gaz à effet de serre, et aux risques d'explosion qu'ils occasionnent si le méthane gazeux s'accumule dans des sites inadéquatement ventilés (Dusseault et al., 2014).

⁴² Magill, Bobby, 2014. Derelict Oil Wells May Be Major Methane Emitters. Climate Central. <http://www.climatecentral.org/news/abandoned-oil-wells-methane-emissions-17575>

⁴³ Dion, J., 2014. Les puits abandonnés laissent fuir beaucoup de méthane, [Traduction] de Abandoned Oil Wells Spouting Significant Levels of Methane: Study. The Tyee, juin 2015 - <http://www.thetyee.ca/News/2014/06/14/Oil-Wells-Spout-Methane/>

⁴⁴ DUSSEAULT, M., JACKSON, R., MACDONALD, D., 2014. Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage, University of Waterloo. http://geofirma.com/wp-content/uploads/2015/03/Wellbore_Leakage_Study-compressed.pdf

Au sujet des problèmes de fuites en tout genre Maurice Dusseault et son équipe présentent la recension suivante, tout en soulignant à grands traits que l'information contenue dans ce tableau n'est pas une quantification fiable de la fréquence des fuites au Canada, au mieux un estimé, qui vise à illustrer que le problème des fuites est présent partout à travers le Canada :

Fréquence des fuites au Canada

Province	Fréquence des fuites	Sources
Colombie Britannique	10% de tous les puits actifs et suspendus fuient Mais il ne se fait pas actuellement de monitoring sur le taux de fuites venant des 10,000 puits inactifs ou abandonnés de la province.	BC Oil & Gas Commission, 2014
Alberta	27 000 rapports de fuites depuis 1971	Cas listés dans Alberta Public Report (2013)
Saskatchewan	20% des puits ont des problèmes d'évents, de migration de gaz, ou une combinaison des deux. D'importantes fuites de pétrole brut (jusqu'à 45%) ont occasionné des contaminations d'eau souterraine documentées dans la région de Lloydminster, sur la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan*.	Regional Manager Lloydminster, Petroleum Development Branch, Ministry of Economy
Ontario	20% of all oil and gas wells have minor vent flows	Petroleum Operations, Ontario Ministry of Natural Resources
Québec	18 of 28 shale-gas wells have minor leaks	Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
Nouveau Brunswick	2 of 29 producing wells in McCully gas field have measurable vent flows	Corridor Resources, 2013

(Dusseault et al., 2014)

Dans leur étude, Dusseault et ses collègues abordent abondamment les questions de coffrage et d'intégrité des puits, ainsi que les problèmes de fuites observés sur les puits abandonnés ou non.

Watson and Bachu (2009) noted that the occurrences of leakage varied between wells that were drilled and abandoned, versus wells that were drilled, cased and abandoned. The authors found that within the study area, wells that were cased and abandoned accounted for 98% of all leakage cases reported. The authors speculated this may be related to historically more stringent abandonment requirements for drilled and abandoned wellbores. It may simply be that the presence of a steel casing with exterior cement subjected to a long operating life span is likely to develop a behind-the-casing pathway, whereas a well that is immediately abandoned, and plugged with a number of long cement plugs, does not have such a potential for pathway development. (p.32, Dusseault et al., 2014)

Aussi, après quelques précisions sur la question des super-émetteurs, ils soulignent l'importance de considérer également les émetteurs qui ne sont pas de supers-metteurs mais qui collectivement, posent un sérieux problème. S'appuyant sur les observations faites en Alberta et en Colombie-Britannique, ils écrivent :

Reviews of atmospheric emissions during natural gas gathering and processing, such as those by Alvarez et al. (2012), Allen et al. (2013), and Brandt et al. (2014), conclude that a few "superemitters", i.e., individual tanks, valves and other components, are likely responsible for much of the measured natural gas leakage. From discussions held during the preparation of this report, it appears likely that this conclusion applies also to wellbore leakage of natural gas. Shell Appalachia indicated that 90% of their leaks measured by mass-flow meters were < 100 scf/day, i.e., < 700 kg CH₄/yr. Kevin Parsonage of British Columbia Oil & Gas Commission estimated a typical (median) SCVF rate of just 0.5 m³/day, which is equivalent to ~100 kg CH₄/yr, while average SCVF emissions in B.C. are 9.6 m³/day or over 2,000 kg/yr. The difference between these median and average values indicates that a few leaky wells are indeed "superemitters". Leakage rate distributions from wells in Alberta and British Columbia are shown in Figures 2.4 and 2.5, respectively. These figures [ci-bas] illustrate that majority of wells leaking in these regions fall below what is considered a severe leak, a mandated criteria where immediate remedial workovers are required.

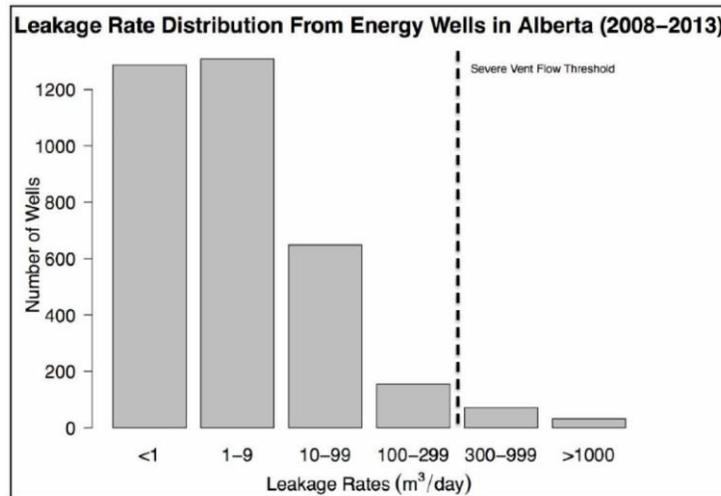


Figure 2.4. Distribution of wellbore leakage frequency in Alberta from 2008 to 2013. Data obtained from Alberta Energy Regulator (2013b)

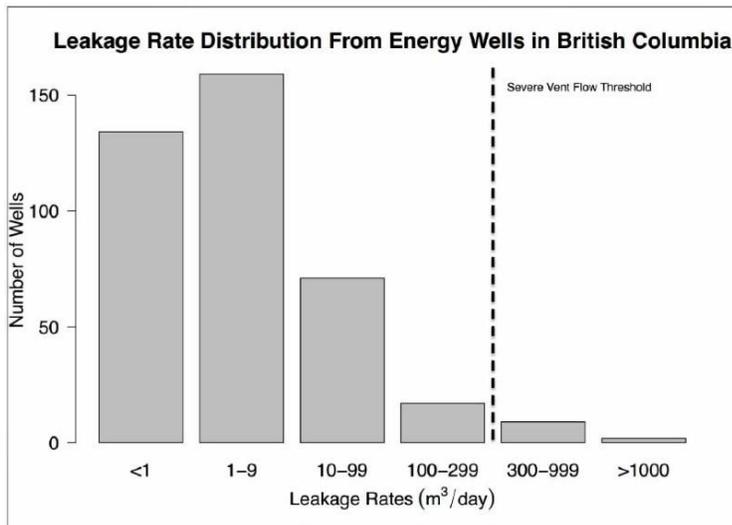


Figure 2.5. Distribution of wellbore leakage frequency in British Columbia. Data obtained from BC Oil and Gas Commission's SCVF Wellbore Database, retrieved in Checkai (2012)

À la lumière de leurs analyses, ils soulignent d'ailleurs qu'**aucun débat de fond n'a eu lieu au Canada sur la norme prescrite de 300 m³/jour et que les données recensées ne font que confirmer l'urgence de revoir cette approche réglementaire pour mieux inclure les effets cumulés des fuites de moindre envergure.**

L'étude de Waterloo --- Recommandations aux législateurs

En ce qui a trait à la prise en charge de ces enjeux, les auteurs de l'étude de Waterloo pressent les régulateurs et l'industrie d'agir immédiatement en effectuant le monitoring des dizaines de milliers de puits abandonnés au Canada pour mesurer adéquatement les émissions fugitives y étant associées. Ils soulignent également que les émissions documentées de gaz venant des trous de puits ne représentent qu'une fraction de ce qui s'échappe réellement du sous-sol dans l'eau souterraine ou d'autres formations. Ils écrivent:

Wellbore leakage will likely only become worse with time as new wells are completed and old wells are abandoned. We recommend that a Canadian working group be established to develop a Road Map for Wellbore Integrity R&D to improve long-term wellbore integrity. Hydraulic fracturing is perceived as a threat by many in the public, however, we believe that this concern is misplaced.

Because of the real issues associated with greenhouse gas emissions and possible groundwater quality deterioration, we believe the more significant issue affecting the social license of the oil and gas industry is long-term wellbore integrity. (Dusseault et al., 2014)

Afin de réduire les fuites de méthane des puits de forage et les dangers qu'ils représentent pour les eaux souterraines, l'atmosphère et les communautés, les auteurs du rapport de l'Université de Waterloo invitent les régulateurs à s'attaquer en priorité à:

- Remédier au fait qu'actuellement les « meilleures pratiques » pour la cimentation des puits de forage et d'étanchéité ne sont pas suivies ou surveillées de façon appropriée et/ou rigoureuse par des ingénieurs qualifiés;
- Imposer un meilleur contrôle de la qualité des ciments qui pour le moment est "souvent moins que parfait";
- Assurer l'efficacité des additifs et ciments qui pour le moment ne sont pas évalués (ou trop peu) pour leur efficacité par un tiers parti, « third party scrutiny »;
- Assurer une supervision directe des opérations de cimentation par des ingénieurs qualifiés (ce qui n'est pas obligatoirement le cas présentement);
- Remédier au fait que le développement lent de fuites n'est pas bien reconnu et adressé par les compagnies de ciment et l'industrie pétrogazière;

Les auteurs soulignent également que, parmi les enjeux à adresser en priorité, il y a :

- Le problème des puits qui fuient est un cas de « persistante sous-déclaration des résultats négatifs »;
- La difficulté de mesurer les fuites réside dans la nécessité d'examen approfondis incluant de nombreux tests et l'avancement des connaissances;
- Le fait qu'une multitude de puits abandonnés ne sont pas correctement branchés et scellés;
- L'ampleur de la contamination de l'eau souterraine existante causée par des puits de forage qui fuient est inconnue, non contrôlée et non étudiée adéquatement;
- Il n'y a eu aucune discussion sérieuse sur ce qui serait un taux *acceptable* de fuite de gaz sur des puits de forage en activité et abandonnés.

Les travaux de Watson et Bachu

Les travaux de Watson et Bachu (2009) valent la peine d'être soulignés dans ces pages, au moins rapidement, même s'ils sont déjà abondamment cités dans les travaux précédemment présentés (notamment dans l'étude de Dusseault et al., 2014) et que les auteurs de *l'Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années*⁴⁵ y ont consacré beaucoup d'attention.

Intitulée «*Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores*»⁴⁶, leur étude visait à documenter le stockage géologique du CO₂ mais leurs observations sont pertinentes dans le contexte des fuites associées aux puits abandonnés. En effet, leur étude visait à établir un lien entre les caractéristiques des puits abandonnés et les fuites mesurées dans les sols à proximité des puits ou à l'évent en surface. En résumé, les auteurs écrivent :

Well failures include: surface casing vent flow, casing failure, tubing failure, packer failure, and zonal isolation failure. The incidence of well failure is greater in the case of converted wells than in the case of wells drilled and completed for injection purposes. Most failures are not caused by injection; they are due to general causes encountered in the general well population. Failures due to injection are mostly tubing and packer failures, which are monitored by regulation and are easily detected and repaired. The incidence of well failure is greater for wells drilled prior to the advent of regulations in 1994 regarding drilling and completion of injection wells. While the incidence of failure in the CO₂ and acid gas injection wells in Alberta is comparable to that in the general well population, the analysis indicates that injection wells drilled for purpose and under a proper regulatory regime have a lesser incidence of failure than the general well population. A proper regulatory framework for CO₂ injection wells is essential for reducing and preventing well failures.

Leurs travaux ont permis d'identifier une série de paramètres déterminants dans le développement de fuites. Parmi ces paramètres, notons :

- La déviation ou non des puits ;
- La présence ou non de coffrages lors de l'abandon du puits ;
- La méthode d'abandon et la cimentation du coffrage ;
- L'utilisation de bouchons mécaniques pour la mise en place des bouchons de ciment ;
- L'absence de ciment dans l'espace annulaire, soit entre le coffrage et la formation rocheuse, est l'élément le plus important qui favorise les fuites.

⁴⁵ Nowamooz, A., Comeau, F.-A. et J.-M. Lemieux (2014) Étude E3-3, Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années. Département de géologie et de génie géologique, Université Laval, 61 pages.

⁴⁶ Watson, T. and Bachu, S. (2009). Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores. *SPE Drilling and Completion*, 24(1):115–126. SPE 106817

Toujours selon Watson et Bachu (2009), d'autres paramètres sont moins importants. Parmi lesquels, notons :

- La profondeur du coffrage de surface et la profondeur des puits;
- L'âge des puits. Mais sur ce point, notons que les données utilisées couvrent une trop courte période pour réellement déterminer l'impact de l'âge du puits comme facteur de fuite.

Bien que très pertinents et porteurs, les conclusions des travaux de Watson et Bachu laissent à penser qu'il est possible de développer de meilleures approches de fermeture des puits dans l'avenir pour réduire les risques de fuites en tout genre, ce qui, dans une perspective de réel développement durable misant sur les énergies renouvelables est difficilement réconciliable. Nous y reviendrons.

Bachu : précisions sur le facteur « âge des puits »

Dans un article publié à l'été 2014, dans la revue *The Bridge* de la *National Academy of Engineering*, Stefan Bachu et son co-auteur Randy L. Valencia, apportent des précisions intéressantes sur les facteurs propices à engendrer des fuites et notamment sur l'importance de l'âge des puits comme facteur de fuites. Dans leur article intitulé « *Well Integrity : Challenges and Risk Mitigation Measures*⁴⁷ », entre autres précisions intéressantes, ils réitèrent que la qualité du ciment utilisé est plus importante pour assurer l'intégrité des puits que la quantité de ciment utilisée.

The quality of the cement is more important than the volume used. Attention to the cement composition is essential because some additives, such as bentonite or gypsum, deteriorate in the presence of CO₂ or under acidic conditions, potentially opening leakage pathways. Cement bonding logs are used to assess isolation and pressure containment, but have frequently been found to be inaccurate. Isolation of zones can be measured effectively only with pressure tests (King 2012). (Bachu & Valencia, 2014)

Ensuite, et c'est la donnée qui nous intéresse le plus ici, les auteurs se penchent sur le facteur « âge des puits » comme facteur de fuite. À partir d'une recension historique des problèmes d'intégrité couplée à une revue de la littérature, ils arrivent à la conclusion que les très vieux puits, ceux forés entre 1830 et 1916, ont plus de risques de fuir à cause des techniques d'obstruction utilisées, et que, plus on avance dans le temps, moins les puits ont des risques de fuir. En résumé, les auteurs utilisent le tableau récapitulatif de King et King (2013), que nous reproduisons ci-après.

Potential for pollution : 1830-2008

Year(s)	Well construction and completion norms	Potential for pollution
1830–1916	Cable tool drilling, no cement isolation, wells vented	High
1916–1970	Cement isolation steadily improving	Moderate
1930s	Rotary drilling replaces cable tool, pressure control systems developed	Moderate
1952	Hydraulic fracturing becomes commercial	Lower from frac aspects
1960	Gas-tight couplings and joint makeup improvements	Moderate
1970	Introduction of horizontal wells, cement improvements	Lower
1988	Multifrac, horizontal wells, pad drilling reduce environmental land footprint up to 90%	Lower
2005	Well integrity assessments, premium couplings, additional barriers, and cementing full strings	Lower after 2008–2010
2008	Real-time well integrity needs being studied to achieve early warning and problem avoidance	Lowest yet

Source: King and King (2013).

Encore une fois, des données à considérer, mais avec réserve compte tenu de la situation des puits fuyants (même récemment forés) au Québec.

⁴⁷ Bachu, Stefan; Valencia R. L. (2014). « Well Integrity : Challenges and Risk Mitigation Measures ». in *The Bridge* (ISSN 0737-6278), National Academy of Engineering. Washington, DC 20418 --- <https://www.nae.edu/File.aspx?id=114458>

Autres données pertinentes de la littérature

Une foule d'autres travaux mériteraient d'être cités ici, parmi lesquels, certains pourraient être reproduits dans leur ensemble tant ils sont pertinents. C'est des travaux de King & King 2013⁴⁸, et tout particulièrement, le cas d'une étude produite au Québec en 2014, par des chercheurs du Département de géologie et de génie géologique de l'Université Laval, et intitulée : *Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années*⁴⁹, dont nous reproduisons ici le résumé puisque nous y reviendrons plus amplement au moment d'analyser les données terrain qui seront collectées à l'été 2015 :

L'objectif de cette étude est d'évaluer l'état des puits pétroliers et gazières qui ne sont plus en opération afin d'établir un diagnostic sur la pérennité des travaux de construction et de fermeture effectués par les entreprises dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent depuis le début de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. L'étude repose sur une analyse documentaire de rapports de fin de forage, de rapports de travaux hebdomadaires, de programmes de forage, de demandes de permis, etc. de 85 puits situés dans le couloir 2 d'exploration du gaz de shale. Bien que les données analysées proviennent uniquement de la zone 2, nous croyons que l'échantillon analysé (85 puits) est suffisamment grand pour être représentatif de l'ensemble des puits des Basses-Terres du Saint-Laurent (280 puits). Pour chacun de ces puits, les informations concernant le statut du puits, le nombre de coffrages, le grade des coffrages, la longueur des coffrages, le statut des coffrages (libres ou cimentés), le ciment utilisé, la position du ciment, le type de bouchons utilisés pour la fermeture, le nombre de bouchons et leur position ont été compilées dans une base de données.

L'analyse des données a permis de définir des périodes pour lesquelles les méthodes de construction et de fermeture des puits conventionnels sont distinctes : (1) < 1950; (2) 1950-1959; (3) 1960-1969; (4) > 1970. Toutefois, les périodes 3 et 4 ont été fusionnées en une seule période (1950-1969) en raison du faible nombre de puits dans chacune d'elles. Une période additionnelle correspondant aux puits de gaz de shale a également été considérée. En général, les puits forés avant 1950 sont peu documentés, les coffrages sont nombreux (jusqu'à 8) et ceux-ci sont éventuellement retirés. La fermeture de ces puits est réalisée sans coffrage en utilisant du bois, du ciment ou d'autres matériaux. Les puits construits entre 1950 et 1969 sont généralement mieux documentés mais l'information disponible demeure sporadique. Les coffrages sont moins nombreux (entre 1 et 4) et sont parfois libres mais le plus souvent cimentés. Le ciment utilisé peut être du ciment de construction, Portland ou classé par l'American Petroleum Institute (API). La fermeture se fait avec ou sans coffrage. Le bois est encore utilisé pour l'obturation, mais le ciment est le matériau le plus couramment utilisé. On note également l'apparition des bouchons mécaniques. Les puits construits à partir de 1970 sont bien documentés. Les coffrages sont généralement cimentés avec du ciment classifié par l'API. Le nombre de coffrages varie entre 1 et 4, mais est généralement de 2 ou 3. Les puits sont fermés avec les coffrages en place en utilisant du ciment et des bouchons mécaniques. Enfin, les puits de gaz de shale, comme pour les puits construits depuis 1970, sont bien documentés et sont construits avec 2 à 3 coffrages cimentés avec des ciments classés par l'API. Puisque ces puits ne sont pas encore abandonnés, il n'y a donc pas eu de travaux de fermeture effectués.

*Les données compilées ont été utilisées afin d'évaluer l'intégrité générale des puits pour chacune des périodes en posant l'hypothèse que la conformité des méthodes de construction et d'abandon avec les recommandations actuelles de l'industrie permettrait d'en préserver l'intégrité à long terme. Les résultats obtenus montrent que **les 44 puits forés depuis 1970, incluant les puits de gaz de shale, sont généralement conformes à moyennement conformes** (intégrité bonne à moyenne). **Les 20 puits forés entre 1950 et 1969 sont généralement non conformes (intégrité faible) tandis que les données sont généralement insuffisantes pour se prononcer sur les 21 puits forés avant 1950 (intégrité inconnue).***

Une seconde méthode d'évaluation de l'intégrité des puits est proposée. Elle repose sur des observations de terrain provenant de la littérature scientifique qui suggèrent que les fuites de gaz seraient reliées à des facteurs technologiques indépendants du temps dont les plus importants sont la déviation des puits, la présence ou non de coffrages lors de l'abandon du puits, la méthode d'abandon et la cimentation du coffrage. Ces informations sont utilisées afin de proposer un arbre décisionnel qui permet d'évaluer le potentiel de fuite de gaz de chacun des puits en se basant sur les informations disponibles au Québec.

Enfin, pour qu'il existe une fuite, trois conditions doivent être réunies, soit la présence d'un chemin d'écoulement, une force et une source. Dans le cas des puits étudiés, les deux premiers éléments peuvent être présents, toutefois, plusieurs puits d'exploration conventionnels n'ont pas trouvé d'indices de gaz ou de pétrole et ne sont pas entrés en production. Ainsi, même si la conception et l'obturation des puits peuvent parfois être non conformes aux meilleures pratiques actuelles de l'industrie, ils pourraient ne pas occasionner de fuites en raison d'une absence de source.

⁴⁸ King, G. and King, D. (2013). Environmental risk arising from well-construction failure - differences between barrier and well failure, and estimates of failure frequency across common well types, locations, and well age. *SPE Production & Operations*, 28(4). SPE 166142.

⁴⁹ Nowamooz, A., Comeau, F.-A. et J.-M. Lemieux (2014). *Étude E3-3, Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années*. Département de géologie et de génie géologique, Université Laval, 61 pages.

Inventaire des normes et des mesures liées aux fuites de méthane

Saluons d'abord la transparence entourant la disponibilité des données concernant les puits de gaz et de pétrole ainsi que la volonté affichée du gouvernement de documenter l'état des puits -abandonnés ou non- sur le territoire. C'est, à notre connaissance actuelle, la démarche de documentation la plus approfondie qui soit. Rares, voire inexistante, sont les juridictions qui ont entamé ce genre de démarche de façon aussi sérieuse.

Bien sûr, d'autres États donne accès à leur base de données de façon ouverte, tout comme il existe des programmes de suivi et des programmes de scellement des puits inactifs dans certains États aux Etats-Unis. Mais, bien qu'intéressants et pertinents, ils ne s'appliquent pas à documenter de façon active et systématique les fuites se produisant après l'abandon des puits. En ce sens, la démarche d'inspections sur les puits inactifs forés au Québec entreprise en 2011 par le gouvernement est unique et porteuse.

Cela-dit, dans cette section, nous nous penchons sur les normes et mesures règlementaires liées spécifiquement aux fuites gazeuses en général, et non spécifiquement aux normes et mesures de suivi sur les puits abandonnés puisque ce genre de norme n'existe pas. En effet, nous n'avons trouvé aucun exemple de juridiction qui effectuerait un suivi méthodique et récurrent des puits abandonnés sur son territoire. En ce sens, considérant l'ampleur de la problématique des puits abandonnés dans le monde et leurs potentiels impacts sur la qualité de l'eau, de l'air, ainsi que pour la santé et la sécurité publiques, on peut affirmer sans détour constater d'une nonchalance pour le moins déconcertante de la part des autorités responsables et de l'industrie. Nonchalance difficilement pardonnable compte tenu que le problème des puits abandonnés aux Etats-Unis, comme en Alberta, est connu et relativement bien documenté depuis la fin des années 1980.

Au Québec

Il n'existe pas de normes spécifiques au Québec pour encadrer les émissions fugitives liées aux puits de gaz et de pétrole. Dans la Belle province, nous suivons la directive dictée dans l'Ouest canadien, *Interim directive ID2003-01*⁵⁰, qui qualifie les débits inférieurs à 300 m³/jour comme « non sérieux ». Bien qu'on y réfère à l'occasion comme à un fait établi, de notre compréhension actuelle cette norme ne s'applique pas spécifiquement aux puits fermés définitivement.

Ce que fait cependant le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*⁵¹ qui précise qu'au moment de la fermeture temporaire ou définitive d'un puits ou au moment des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits, l'isolation des puits devrait empêcher les fuites de liquides ou de gaz. Au sens strict, selon les termes retenus, ce règlement s'inscrirait dans une approche «tolérance zéro». En effet, au point 8 de l'article 61 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, on stipule que **le puits doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides ou des gaz hors du puits.**:

61. *Le titulaire de permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain ou de bail d'exploitation relatif au pétrole et au gaz naturel ou à un réservoir souterrain doit, lors d'une fermeture définitive des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits, respecter les conditions de fermeture suivantes:*

1° *un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 m doit être placé au fond du puits;*

2° *chaque zone perméable du puits doit être isolée au moyen d'un bouchon de ciment, lequel ne doit pas être inférieur à 30 m de longueur lorsqu'il est placé dans une partie du puits non protégée par un coffrage, ou inférieur à 10 m de longueur lorsqu'il est placé dans une partie du puits protégée par un coffrage;*

3° *un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 m doit être placé à travers le sabot du tubage de surface lorsque ce tubage représente la plus profonde colonne de tubage dans le puits;*

4° *dans le cas d'un puits sur terre, chaque tubage doit être sectionné à 1 m au-dessous de la surface du sol, un bouchon de ciment doit remplir les 10 derniers mètres du tubage interne, et une plaque d'acier d'une épaisseur d'au moins 1 cm doit être soudée sur l'orifice du tubage extérieur;*

5° *dans le cas d'un puits en territoire submergé, chaque tubage doit être sectionné à au moins 2 m sous la surface des fonds marins, un bouchon mécanique de retenue doit être placé dans le tubage interne à 150 m au-dessous des fonds marins, et un bouchon de ciment doit remplir ces 150 m;*

6° *la position exacte du sommet de tout bouchon de ciment doit être vérifiée à l'aide du train de tiges au moins 12*

⁵⁰ Alberta Energy and Utilities Board, (2003). Interim directive ID2003-01, section 2 – surface casing vent flow/gas migration testing, reporting, and repair requirements. <https://www.aer.ca/documents/ids/pdf/id2003-01.pdf>

⁵¹ Gouvernement du Québec, chapitre M-13.1, r. 1 – Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Loi sur les mines. (chapitre M-13.1, a. 306, 310 et 313) – Section 4, article 61. http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/M_13_1/M13_1R1.HTM

heures après sa mise en place, s'il est situé:

- a) au niveau de la colonne du sabot du tubage la plus profonde;
- b) au-dessus d'une zone de pression anormale;
- c) au-dessus d'une zone renfermant des hydrocarbures;

7° le puits en milieu terrestre doit être signalé au moyen d'une plaque d'acier de 15 cm de largeur et de 30 cm de hauteur indiquant en relief le nom du puits et ses coordonnées géographiques. Cette plaque doit être fixée à 1,5 m au-dessus de la surface du sol au moyen d'une tige d'acier. Lorsque la tige d'acier n'est pas soudée sur le coffrage extérieur, la plaque doit également indiquer en quelle direction et à quelle distance est situé le puits;

8° le puits doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides ou des gaz hors du puits.

Ce règlement viserait donc un objectif de tolérance zéro ou de «zéro fuite»⁵². Il prévoit également que le promoteur produise une inspection et un rapport annuels à la suite de la fermeture temporaire d'un puits, alors qu'aucune exigence à cet égard n'y est mentionnée en ce qui a trait à la fermeture définitive d'un puits⁵³. En ce qui a trait aux caractéristiques des forages et des puits, notamment à la mise en place des coffrages et des tubulures, à leur cimentation, aux essais et aux inspections, on réfère généralement aux normes de l'American Petroleum Institute (API) et aux normes ISO qui s'appliquent⁵⁴, imbriquées dans le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.

Il faudra certes approfondir la démarche de recherche relative à l'aspect réglementaire. D'ici-là, dans le tableau ci-après, un aperçu des normes et mesures réglementaires en vigueur dans certains États et provinces phares en la matière, entre autres : l'Alberta, la Pennsylvanie, le Texas et l'Australie.

Puits inactifs et abandonnés : Normes et mesures réglementaires

Pays/État	Normes et mesures réglementaires
Canada	Règlement sur le forage et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz au Canada http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/C.R.C.,_ch._1517/TexteComple.html
Alberta	Well Abandonment Process Measures must be taken against disturbing abandoned wells and safety checks and tests are necessary when abandoned wells are disturbed, which usually occurs as a result of a land use change, development, etc. In Alberta, the Energy Resources Conservation Board – Directive 20 sets the rules for well abandonment for industry to follow. These rules have evolved over the years. After a well is abandoned, it must also be reclaimed to regulatory standards. Reclaimed wells are those that have met the reclamation standards (see Reclamation Criteria for Wellsites and Associated Facilities) and received a reclamation certificate from Alberta Environment and Sustainable Resource Development, or were exempted from certification. Interim Directive ID 2003-01 300m ³ /Jour par puits *A casing leak or failure is any loss of casing integrity, including casing damage that results in suspension of operations or in abandonment of the well. Directive 013: Suspension Requirements for Wells http://www.aer.ca/documents/directives/Directive013.pdf Inactive Well Compliance Program (July 4, 2014) <i>The Alberta Energy Regulator (AER) is introducing the inactive well compliance program (IWCP) to address a growing inventory of inactive wells in Alberta and increase the AER's surveillance and compliance efforts under Directive 013: Suspension Requirements for Wells. This program applies to all inactive wells that are noncompliant with Directive 013 as of April 1, 2015. The objective of this program is to bring all inactive noncompliant wells under the program into compliance with Directive 013 requirements within five years. After April 1, 2015, all inactive wells that are not part of the program will be required to meet the requirements and timeframes of Directive 013.</i>

⁵² Compréhension partagée par Frédéric Dubé, du MERN dans : BAPE --- PR3.1, p. 31 ; M. Frédéric Dubé, MERN, DT12, p. 3.

⁵³ <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape307.pdf>

⁵⁴ BAPE --- PR3.1, p. 31 ; M. Frédéric Dubé, MERN, DT12, p. 3.

Highlights

- **Annual compliance review:** As of April 1, 2015, each licensee will be required to bring 20 per cent of its IWCP inventory into compliance every year, either by reactivating or suspending the wells in accordance with Directive 013 or by abandoning them in accordance with Directive 020: Well Abandonment. Wells under the IWCP that are acquired by a licensee after April 1, 2015, will automatically be included in the target inventory for the following year and equally divided among the years that remain in the program. If a licensee does not meet the target quota, the compliance assurance process will be followed. The AER will conduct random audits and field inspections to verify compliance.
- **Annual compliance report:** The IWCP compliance report will be available on April 1 of each year to each licensee. The report will contain the remaining noncompliant inventory and the target quota for the current year.
- **Inactive well licence list:** The AER will be reintroducing an inactive well licence list to help industry track inactive wells and monitor compliance. This list will include all inactive wells in Alberta and their Directive 013 compliance status. The information included in the list reflects industry submitted data. If any of the data on the list does not align with the licensee's records,
- the licensee is required to update the data through the AER's Digital Data Submission (DDS) system.

Under the AER's Compliance Assurance Program, self-disclosures or extensions pertaining to IWCP and Directive 013 requirements will not be accepted.

Any existing wellbore integrity issues, such as surface casing vent flows (SCVF), gas migration (GM), and casing failures must be addressed in accordance with AER Interim Directive 2003-01: 1) Isolation Packer Testing, Reporting, and Repair Requirements; 2) Surface Casing Venting Flow/Gas Migration Testing, Reporting, and Repair Requirements; 3) Casing Failure Reporting and Repair Requirements.

Directive 020: Well Abandonment

<https://www.aer.ca/documents/directives/Directive020.pdf>

The Energy Resources Conservation Board (ERCB) Directive 020: Well Abandonment details the minimum requirements for abandonments, casing removal, zonal abandonments, and plug backs as required under Sections 3.013 of the Oil and Gas Conservation Regulations.

The Inactive Well Compliance Program

Under Directive 020: Well Abandonment, the AER has set strict requirements for environmental protection and public safety in areas around abandoned wells.

Before a well is abandoned, the licensee must inform all affected landowners about the proposed abandonment. Licensees are also required to test the well to ensure that it will not pose any risk to the environment or the public once abandoned. If any issues are found during the testing phase, the licensee must make all necessary modifications according to AER requirements.

Abandoning Oil and Gas Wells

To ensure the safe and effective abandonment of oil and gas wells, all operators must follow the process defined by the AER:

1. **Identification and Creation of a Project Plan** The operator must design an abandonment program that identifies any wellbore integrity issues, all oil or gas formations, and all groundwater zones. They must also evaluate the cement present in the well.
2. **Execution and Implementation** The next step is to clean the inside of the wellbore, removing any oil and gas that may cause the casing to corrode or limit the effectiveness of abandonment cement plugs. Any issues identified within the wellbore must be repaired. In addition, all porous formations must be isolated from one another and any groundwater zones isolated from the wellbore with cement. The well is then filled with nonsaline water or other noncorrosive fluid and is assessed to ensure the long-term integrity of the well.
3. **Finalization – Surface Abandonment** The final step in the abandonment process is known as the "cut and cap" of a well, which involves cutting the well casing a minimum of one metre below the surface and placing a vented cap atop the well casing. All surface equipment associated with the well must also be removed within 12 months of the completion of the cut-and-cap process.

Abandoned Wells and Potential Risks Given the strict requirements imposed on licensees, the AER does not anticipate any issues living or working near an abandoned well.

While abandoned wells do not place the environment or public at significant risk, small leaks are possible. A well leak can be caused by many things, including corrosion, improper abandonment, and damage incurred during excavation.

If an abandoned well begins to leak, the licensee must notify the AER immediately. An application must be submitted to the AER and approval given before the licensee can re-enter the abandoned well to repair the leak.

Gas detection tests are used to identify any leaks and determine if any gases are present. These tests are conducted by the licensee and all subsequent results are reported to the AER. Should a gas detection test find a leak, the licensee must meet with the appropriate landowners to discuss an appropriate course of action.

Locating Abandoned Wells in Alberta

Alberta's Energy Resources Conservation Board has reviewed the locations of abandoned wells throughout the province and determined abandoned wells for priority testing in proximity to dwellings and buildings in urban areas (down to and including communities as small as summer villages). The board's abandoned well viewer :

<http://mapview.ercb.ca/spatialdatabrowser/Default.aspx?l+Agree=I+Agree&r=ilo15s45f4ivejy1x52ll2mi&config=AbandonedWells.xml>

Testing Protocol

Starting in September 2012 the Energy Resources Conservation Board requires oil and gas companies to begin contacting owners of properties where the board indicates abandoned wells are located near buildings. The companies' goals are to assure public safety through board-dictated testing (e.g. testing air and soil for the presence of methane), which will help assess the integrity of the wellbore.

Companies retain ongoing responsibility for wellbore integrity. Any identified issues with wellbore integrity must be addressed to the regulator's satisfaction.

Voir aussi :

Orphan Well Association (OWA)

<http://www.orphanwell.ca/index.html>

A not for profit organization unique to the province of Alberta.

Our mandate is to manage the abandonment of upstream oil and gas orphan wells, pipelines, facilities and the remediation and reclamation of their associated sites.

Pennsylvanie

Code --- The Oil and Gas Act (Chapter 78 Oil and gas wells)

<http://www.pacode.com/secure/data/025/chapter78/chap78toc.html>

78.91. General provisions.

(a) Upon abandoning a well, the owner or operator shall plug the well under § 78.92—78.98 or an approved alternate method under section 211 of the act (58 P. S. § 601.211) **to stop the vertical flow of fluids or gas** within the well bore ...

Abandoned and orphaned well program :

https://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/abandoned___orphan_well_program/20292

Orphan or Abandoned Well Plugging Program Guidelines 3-21-2014

https://www.dced.state.pa.us/public/ArchiveGuidelines/OrphanAbandonWellPlugging_Guidelines-2014.pdf

Well plugging program :

Not until 1985 were oil and gas operators required to register old wells. In the prior years of the oil and gas industry in Pennsylvania, many wells were not properly plugged when abandoned.

Due to the problems that abandoned wells can cause, the Oil and Gas Act of 1984 required oil and gas well operators to plug non-producing wells. The Well Plugging Program has been established to plug abandoned and orphan wells where no responsible party has been identified.

In 1992, the legislature amended the Oil and Gas Act of 1984 to allow certain oil and gas wells abandoned before April 1985 to be classified as orphan wells. This amendment gave the Department the authority to plug orphan wells if landowners, leaseholders and oil and gas operators have received no economic benefit from the well after April 18, 1979.

Surcharges were established by the Oil and Gas Act to fund the orphan and abandoned Well Plugging Program. The 2012 Oil and Gas Act, Section 3271, continued the provision for surcharges. Well plugging contracts are funded with permit surcharges which are in addition to the permit application fee. The orphan surcharge is \$200 for a gas well or \$100 for an oil well. The abandoned well surcharge is \$50.

If a registered well has not been operated in a year and if the well has an inactive status, the well is considered abandoned and the operator must plug the well. Where no responsible party is identified for abandoned or orphan wells, they are plugged utilizing the surcharges from the orphan and abandoned plugging funds through the Well Plugging Program.

Texas

Inactive Well Requirements under HB 2259 and HB 3134

In 2009, The 81st Texas Legislature enacted House Bill 2259 (HB 2259), establishing new requirements for oil and gas operators related to surface equipment removal, as well as additional requirements for the approval of plugging extensions for inactive wells. These changes will affect all operators who have inactive wells in their inventory. / Texas Railroad Commission : <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/compliance-enforcement/hb2259hb3134-inactive-well-requirements/>

Plugging Extension Requirements

General Requirements

Prior to the passage of HB 2259, the Commission required the following for approval of plugging extensions:

- 1) that the operator has a current Organization Report;
- 2) that the operator has, and on request provides evidence of, a good faith claim to a continuing right to operate the well;
- 3) that the well and associated facilities are otherwise in compliance with all Commission rules and orders; and
- 4) for wells more than 25 years old, that the operator perform a successful fluid level or hydraulic pressure test.

HB 2259 and the new rules additionally require compliance with the surface equipment cleanup/removal requirements outlined above. (However, because failure to comply with the surface equipment requirements will also result in your P-5 renewal not being approved, the effect of failure on plugging extensions is somewhat secondary: plugging extensions will be denied for multiple reasons.) Furthermore, HB 2259 and the new rules require that the operator of an inactive well submit to the Commission additional information regarding one of several options in order to gain approval of a plugging extension. Texas Railroad Commission : <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/compliance-enforcement/hb2259hb3134-inactive-well-requirements/plugging-extension-requirements/>

Inactive Well Aging Report

<http://webapps2.rrc.state.tx.us/EWA/ewaMain.do>

The Inactive Well Aging Report (“IWAR”) is a listing of wells carried on the Commission’s proration schedules. The wells included on this list are those which are considered “Inactive” under Oil & Gas Statewide **Rule 14**. For each well (among other information) the listing includes the “Shut-in Date” which indicates the first month of inactivity on Commission records. Each well also includes the length of inactivity. This query provides the ability to search for inactive well data by operator, district, field or county. Updated Monthly.

Texas Railroad Commission -- <http://www.rrc.state.tx.us>

Australie

Code of Practice

for constructing and abandoning coal seam gas wells and associated bores in Queensland --- Edition 2.0 October 2013

https://www.dnrm.qld.gov.au/__data/assets/pdf_file/0011/119666/code-of-practice-csg-wells-and-bores.pdf

Well integrity during construction, operation and abandonment is fundamental to ensuring sustainable gas production, and ensuring safety outcomes and protection of groundwater resources. The Code addresses safety and environmental issues in the construction and abandonment of CSG wells and water bores.

There are generally two phases of CSG operations—exploration and production. Once a well is no longer required for CSG operations, it is abandoned. Abandoning wells involves:

- sealing of wells to prevent the intermixing of fluids and pressures between aquifers
- preventing the escape of fluids to surface
- preventing injury and harm to people and the environment.

6.9.2 Mandatory requirements

1. a) Wells must be abandoned in accordance with this Code and all relevant legislative requirements (i.e. Schedule 3 and s.69 and 70 of the P&G Regulation).
2. b) Any well or drill hole that is to be abandoned shall be sealed and filled in such a manner to

- prevent leak of gas and/or water.
3. c) A horizontal well must be abandoned as per the requirements in Schedule 3 Part 4, section 11 of the P&G Regulation).
 4. d) Cement shall be used as the primary sealing material. Cement testing should be carried out as per requirements set out in Section 6.3 Cementing of this Code.
 5. e) For production wells:
 - the well is to be abandoned by cementing from the total depth to the surface or
 - a cement plug must be set inside the casing as close as practical above the uppermost hydrocarbon production zone. This plug must be pressure tested to 500 psi (3.5 MPa) above the estimated (or previously recorded) leak off pressure. Where this plug is not cemented to surface, the plug must also be tagged with a minimum 2000 lb (1000 kg) set down weight.

Voir aussi :

Independent Review of Coal Seam Gas Activities in NSW

Information paper: Abandoned wells -- September 2014

SW Chief Scientist & Engineer

http://www.chiefscientist.nsw.gov.au/__data/assets/pdf_file/0009/56925/141002-Final-Abandoned-Well-report.pdf

The Council of Australian Governments' (COAG) Standing Council on Energy and Resources (SCER) National Harmonised Framework (2013) requires that *"Decommissioning and well abandonment must ensure the environmentally sound and safe isolation of the well for the long term. It must ensure the protection of groundwater resources, isolation of the productive formations from other formations, and the proper removal of surface equipment"*.

Nouveau Brunswick

Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Règles pour l'industrie.

Gouvernement du Nouveau Brunswick, 2013.

<http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/fr/ReglespourIndustrie.pdf>

p.16 --- **2.28. MESURES AMÉLIORÉES DE PROTECTION CONTRE LES ÉRUPTIONS**

La Province doit améliorer ses mesures actuelles de prévention et de contrôle des éruptions et, à cette fin, elle doit adopter et imposer des procédures de forage et d'entretien des puits semblables à celles énoncées dans les versions les plus récentes des directives 036* (Drilling Blowout Prevention Requirements and Procedures) et 037 (Service Rig Inspection Manual) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta.

Lorsque les forages ont lieu à des endroits où du méthane peut être présent à faible profondeur, il faut exiger que les mesures de sécurité qui s'imposent soient prises, y compris l'utilisation des mesures appropriées de contrôle des puits et la mise en place de torches ou de circuits de torches.

2.29. ENQUÊTE ET INTERVENTION – DÉBITS DE L'ÉVÉNEMENT DE TUBAGE DE SURFACE, MIGRATION DE GAZ ET GAZ ISOLÉS

La Province a mis au point une série d'exigences sur les enquêtes et les interventions liées aux débits de l'événement de tubage de surface, à la migration des gaz et aux gaz isolés. De plus amples détails à cet effet sont fournis à l'annexe 4.

2.30. COLMATAGE ET FERMETURE DES PUIITS

La Province doit améliorer ses exigences en matière de colmatage et de fermeture des puits et, à cette fin, doit adopter et imposer les procédures décrites dans la version la plus récente de la directive 020 (Well Abandonment) du Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta.

p.48 --- **ANNEXE 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'événement de tubage de surface (DETS)/de la migration de gaz (MG)**

La présente annexe devrait être lue parallèlement à l'annexe 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'événement de tubage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés.

Débits provenant de l'événement de tubage de surface

Les débits provenant de l'événement de tubage de surface (DETS) correspondent au débit de gaz, de liquide ou de toute combinaison de gaz ou de liquide hors de l'annulaire entre le tubage de surface et le prochain revêtement intérieur.

On considère que les DETS sont graves dans les cas suivants : a) débits provenant de l'événement accompagnés d'un débit de gaz stabilisé égal ou supérieur à 300 mètres cubes par jour (m³/j) ou égal à une pression statique de fond stabilisée du tubage de surface d'un puits fermé supérieure à : i) la moitié de la pression de fuite du sabot du tubage de surface ou ii) 11 kPa/m* fois la profondeur de l'installation du tubage de surface; b) débits provenant de l'événement avec présence de sulfure d'hydrogène (H₂S); c) débits

d'hydrocarbure liquide (pétrole) provenant de l'événement; d) débits d'eau saline provenant de l'événement; e) débits d'eau non saline provenant de l'événement et dont la pression statique à la surface d'un puits fermé correspond aux points i) ou ii) de l'énoncé a); f) débits provenant de l'événement en raison d'une rupture du joint à la tête d'un puits ou d'une rupture du tubage; g) débits provenant de l'événement et présentant un risque d'incendie ou un danger pour la sécurité publique ou l'environnement. On considère que les DETS sont sans gravité lorsqu'ils n'ont pas été classés comme des débits graves provenant de l'événement.

** Le critère de 11 kPa/m ou de la moitié de la pression de fuite connue a été choisi pour éviter de dépasser le gradient de fracture. La pression statique à la surface d'un puits fermé peut varier selon la pression de fuite, la densité du fluide dans l'annulaire, la profondeur du fluide dans le puits, les zones de perte de circulation ou d'autres circonstances liées aux puits qui viendraient limiter la pression statique admissible d'un puits fermé.*

Migration de gaz -La migration de gaz (MG) est un débit de gaz détectable à la surface, à l'extérieur de la colonne de tubage la plus éloignée. **Une MG est considérée grave s'il y a présence d'un risque d'incendie, d'un danger pour la sécurité publique ou d'un dommage écologique, comme la contamination de l'eau souterraine.** On considère qu'une MG est sans gravité lorsqu'elle n'a pas été classée comme une migration grave.

p.54 --- **ANNEXE 4 : Enquête et intervention entourant la santé publique et les risques environnementaux découlant des débits de l'événement de tubage de surface, de la migration de gaz et de gaz isolés**

La présente annexe devrait être lue parallèlement à l'annexe 2 : Essais, signalement et correction des débits provenant de l'événement de tubage de surface (DETS)/de la migration de gaz (MG), à l'annexe 6 : Prévention des déversements, notification et intervention et à l'annexe 12 : Sécurité et planification des mesures d'urgence pour les activités pétrolières et gazières.

Avis initial : S'il y a présence d'un risque immédiat pour la vie humaine ou les biens matériels, il faut en aviser les services d'urgence (911) sur-le-champ.

Lorsque l'exploitant d'une installation pétrolière ou gazière est avisé, découvre ou prend connaissance qu'il y a : a) une migration de gaz grave provenant d'un puits de pétrole ou de gaz; b) des débits provenant de l'événement de tubage de surface et présentant un risque d'incendie ou un danger pour la sécurité publique ou l'environnement; c) des gaz isolés venant de toute autre source dans une installation pétrolière ou gazière, il doit immédiatement en aviser l'organisme de réglementation* et mener une enquête sur l'incident, dont le but est d'établir la nature de l'incident, d'évaluer la possibilité de danger pour la santé et la sécurité publiques et d'atténuer tout danger représenté par la concentration de gaz.

Enquête et avis additionnels

L'enquête entreprise par l'exploitant doit comprendre les mesures suivantes : a) s'il y a eu réception d'une plainte, une visite sur place et un entretien avec le plaignant afin d'obtenir des renseignements au sujet de la plainte et d'évaluer l'incident de migration de gaz signalé; b) une étude sur le terrain afin d'évaluer la présence et les concentrations de gaz ainsi que l'étendue aréale du gaz; c) si nécessaire, l'aménagement de lieux de surveillance aux endroits suivants : i) sources potentielles, ii) structures qui auraient pu être touchées et iii) sous-sol.

Si un gaz combustible est détecté à l'intérieur d'un bâtiment ou d'une structure à des concentrations égales ou supérieures à 10 p. 100 de la limite inférieure d'explosivité (LIE), l'exploitant doit : a) aviser immédiatement le propriétaire du bâtiment ou de la structure et tous ses occupants, les intervenants locaux en cas d'urgence, les entreprises de services d'électricité et de distribution de gaz, les services de police et d'incendie ainsi que l'organisme de réglementation*, et, conjointement avec l'organisme de réglementation et les intervenants locaux en cas d'urgence, prendre les mesures nécessaires pour assurer la santé et la sécurité publiques;

b) mettre en place les mesures d'atténuation nécessaires pour contrôler et prévenir les migrations futures; c) appliquer les mesures d'atténuation et d'enquête additionnelles mentionnées ci-après.

L'exploitant doit aviser immédiatement le propriétaire foncier touché ainsi que l'organisme de réglementation* et, en consultation avec ce dernier, prendre les mesures nécessaires pour assurer la santé et la sécurité publiques si les concentrations détectables soutenues de gaz sont :

a) supérieures à 1 p. 100 et inférieures à 10 p. 100 de la LIE dans un bâtiment ou une structure; b) égales ou supérieures à 25 p. 100 de la LIE dans l'espace libre situé à la surface d'un puits d'eau; c) détectables dans le sol; d) égales ou supérieures à 7 mg/L de méthane dissous dans l'eau.

Annexe 2 – Précisions sur la sélection des 114 puits retenus à l’an 1

La sélection des puits qui seront inspectés lors de la première phase des inspections citoyennes qui se dérouleront au printemps et à l’été 2015 s’est faite à l’aide de la *Base d’information géoscientifique pétrolier et gazier* (SIGPEG) en ligne via le site du MERN⁵⁵.

Une première sélection a d’abord été effectuée sur la base des puits qui devaient avoir le statut « abandonnés », avec mention « indice de gaz et/ou pétrole » et localisés dans la région géographique des Basses-Terres du Saint-Laurent, ce qui donnait au total, 371 puits. Puis seuls les puits situés dans les 4 régions administratives retenues pour la première phase terrain – Montérégie, Centre du Québec, Mauricie, et Chaudière-Appalaches- ont été retenus et, de ces derniers, seuls ceux pour lesquels les informations de géolocalisation étaient disponibles ont été retenus, pour un total de 220 puits.

Avec pour mandat d’identifier pour la première phase seulement 100 de ces 220 puits, le travail de sélection s’est poursuivi, ont été retirés tous les puits appartenant à la SOQUIP, ceux situés dans l’eau plutôt que sur la terre ferme, et ceux qui avaient été abandonnés sans être forés, pour un total de 149 puits retenus. Cette liste de 149 puits a été soumise au MERN qui ont à leur tour procédé à une sélection pour en arriver à une liste de 114 puits.

Les 114 puits retenus constituent un échantillon diversifié, dont le plus ancien puits a été foré en 1873, et le plus récent en 2007. La répartition des puits par année de forage se décline comme suit :

Nombre de puits visés par période de temps

Années de forages	Nombre de puits
Moins de 1950	20
De 1950 à 1959	35
De 1960 à 1969	37
1970 et plus	21 (dont 4 datant d’après l’année 2000)
Date indéterminée	1

Cette classification temporelle est ainsi divisée par tranche de temps conformément aux analyses effectuées par une équipe de l’Université Laval intitulée *Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années*⁵⁶. Ce choix de quatre périodes distinctes, basées principalement sur l’évolution des méthodes de fermeture telle que documentées par les chercheurs de l’Université Laval, permettra de faire ressortir les tendances temporelles reliées à l’évolution des pratiques de l’industrie et de leur durabilité quant à l’intégrité des puits. Ces quatre périodes sont :

1. **Avant 1950 (< 1950)** : période avec très peu d’information sur les méthodes de fermeture, où le bois et le ciment sont souvent utilisés pour l’obturation des puits.
2. **1950-1959** : période avec peu d’information sur les méthodes de fermeture, où le bois et le ciment sont souvent utilisés pour l’obturation des puits et où les bouchons mécaniques font leur arrivée.
3. **1960-1969** : période où le bois disparaît des méthodes de fermeture et où le ciment devient le matériel le plus couramment utilisé.
4. **Après 1970 (> 1970)** : période très bien documentée sur les méthodes d’obturation des puits où la classification du ciment utilisé est souvent disponible.

Sans avoir été un critère de sélection à proprement parler, une attention particulière a été portée au pourcentage des trous de forages coffrés qui seront inspectés dans le cadre des inspections citoyennes. Il sera intéressant au moment d’analyser les résultats d’inspection de faire ressortir les liens entre le pourcentage coffré d’un puits, les méthodes de coffrage ou d’obstruction utilisées, son année de forage, et les données collectées lors des inspections terrain. La répartition des 114 puits selon leur pourcentage coffré va comme suit :

⁵⁵ *Base d’information géoscientifique pétrolier et gazier* (SIGPEG), en ligne: <http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca/gpg/classes/igpg>.

⁵⁶ Nowamooz, Ali et Al., 2014. *Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années*. Département de géologie et de génie géologique Université Laval, (Étude E3-3, 307 PR3.11, 6212-09-002).

Autres: EIA, 2014. Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Natural Gas Transportation Information System. http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/compressorMap.html
Provincial Auditor Saskatchewan, 2012. *Managing the Risks and Cleanup of Oil and Gas Wells*. Chapter 31, 2012 Report – Volume 2), https://auditor.sk.ca/pub/publications/public_reports/2012/Volume_2/2012v2_31_CleanupWells.pdf

Pourcentage coffré des puits inspectés

Pourcentage coffré	Nombre de puits
Données incomplètes ou inexistantes	12
Moins de 10% coffré	15
De 10.01 à 30% coffré	19
De 30.01 à 50% coffré	13
De 50.01 à 70% coffré	18
De 70.01 à 90% coffré	16
De 90.01 à 100% coffré	21

Dans la liste finale de 114 puits retenus pour l'an 1, le nombre de puits forés à plus de 1000 mètres est de 17 au total, dont 3 seulement forés à plus de 2000 mètres. Il serait pertinent de considérer cette répartition de profondeur lors de la sélection des puits à inspecter lors de l'année 2, au printemps et à l'été 2016, afin de colligée de l'information.

Liste 114 puits – An 1

Profondeur du forage	Nombre
Moins de 100m	37
De 101 à 500m	33
De 501 à 1000m	26
De 1001 à 2000m	14
De 2001 à 3000m	1
De 3001 à 4000m	0
Plus de 4001m	2
Indéterminée	1

Municipalité	Nombre de puits	Municipalité	Nombre de puits
Champlain	2	Saint-Janvier-de-Joly	1
Baie-du-Febvre	3	Saint-Jean-sur-Richelieu	2
Batiscan	4	Saint-Jude	1
Bécancour	12	Saint-Léonard-d'Aston	1
Dundee	4	Saint-Maurice	1
La Présentation	1	Saint-Roch-de-Richelieu	2
Leclercville	1	Saint-Simon	1
Louiseville	5	Saint-Valentin	1
Maskinongé	1	Sainte-Anne-de-la-Pérade	1
Nicolet	2	Sainte-Anne-de-Sorel	6
Noyan	1	Sainte-Françoise	2
Pierreville	1	Sainte-Geneviève-de-Batiscan	1
Saint-Barnabé	2	Sorel-Tracy	4
Saint-Barnabé-Sud	4	Trois-Rivières	17
Saint-Blaise-sur-Richelieu	2	Verchères	2
Saint-Denis-sur-Richelieu	1	Yamachiche	20
Saint-Gérard-Majella	1	Yamaska	2
Saint-Hyacinthe	2		

Finalement les puits retenus pour cette première année devaient être situés dans les 4 régions administratives retenues pour la première phase terrain -Montérégie, Centre du Québec, Mauricie, et Chaudière-Appalaches. Ils sont répartis à travers 34 municipalités

Annexe 3 – Observations faites sur les 121 puits investigués à l’an 1

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A002	Oui	x	x	x	x	Foin jaunît à 35 pi des coordonnées GPS dans un champ en culture. Le détecteur de métal ne nous indique pas de présence hors de tout doute et nous ne pouvons creuser pour confirmer pour cause de culture. Un piquet est laissé en place pour faciliter la suite des recherches pour un visuel le cas échéant.	Non	Oui	46 20' 58.2N	72 46' 55,6W	C	Oui
A004		x	x	x	x	Champs de maïs, il faut retourner en septembre ou octobre pour les puits (A004-005-006) qui sont dans un champ en culture. Bonne collaboration du [REDACTED]. Les puits A004, A005, A006 sont situés à Batiscan. Une première reconnaissance a eut lieu le 24 juin 2015. Malgré le quadrillage méthodique, pas d'indice de métal ou autre signe nous permette de localiser le puits hors de tout doute. De cette grappe de puits, des indices sérieux de localisation ont été trouvés pour le A006 seulement (voir photo). Le [REDACTED] nous a demandé de revenir plus tard en saison si nous souhaitons creuser.	Non	?	?	?	C	Oui
A005		x	x	x	x	Champs de maïs, il faut retourner en octobre pour les puits (A004-005-006). Bonne collaboration du [REDACTED]. Les puits A004, A005, A006 sont situés à Batiscan. Une première reconnaissance a eut lieu le 24 juin 2015. Malgré le quadrillage méthodique, pas d'indice de métal ou autre signe nous permette de localiser le puits hors de tout doute. De cette grappe de puits, des indices sérieux de localisation ont été trouvés pour le A006 seulement (voir photo). Le [REDACTED] nous a demandé de revenir plus tard en saison si nous souhaitons creuser.	Non	?	?	?	C	Oui
A006	Oui	x	x	x	x	Indices forts de présence: le [REDACTED] est ferme sur la position du puits, ciment, métal et gravier. Champs de maïs (A004-005-006). 2 Piquets laissés en place lors de la 1ère visite. Au retour, après creusage, le puits et des débris sont trouvés. Lors du creusage, une odeur d'hydrocarbure se dégage et la présence de terre plus foncée est observée - Contamination probable (voir photos A006B-006) au dossier). Une fois le tuyaux exposé, on constate la formation de bulles en continu. Le débit ne semble pas majeur, mais constant. (voir vidéo au dossier) . Selon les [REDACTED], leurs récoltes n'ont jamais été affectées de façon claire et le ruisseau à proximité semble sain.	Non	Non	46° 47' 55,8	(-72,26 28,9	C	Oui
A007		x	x	x	x	Le détecteur de métal ne permet pas de localiser aux données GPS du Sigpeg. Malgré le quadrillage systématique, pas d'indice de métal ou de signe de problème apparent. Le puits A007 fut cherché le 10 juillet 2015 mais sans succès. Aucun indice ne permet de trouver le puits.	Non	?	?	?	C	Oui
A011	Oui	x	x	x	x	[REDACTED] //Attention, ce puits a exactement les mêmes coordonnées GPS que le B023. Il semble que ces deux puits (A011 et B023) soit un seul et même puits. [REDACTED] se souvient de la plate forme de forage installée à l'époque. Le puits est trouvé lors du creusage, à 33 mètres des coordonnées GPS du Sigpeg, des débris de forage sont trouvés à 16 et 26 pouces (voir photos), une odeur d'hydrocarbure envahie rapidement nos narines. Le tubage est trouvé à 30 pouces de profondeur. Aucune bulle n'est observée, seulement de l'irridescence sur l'Eau.... et l'odeur d'hydrocarbure	Non	Non	46 36' 28.1"N	72 12' 27.8W	C	Oui
A014	Oui	x	x	x	x	Carrière de sable. Tubage apparent. 55 LEL après 15 minutes d'attente.	Non	Non	45 55' 50.7	73 10' 24.8	A	Non
A017		x	x	x	x	Tubage apparent (Photo). Pas de trace d'hydrocarbures ou de fuite de gaz. Mais le puits semble très très profond et une roche tombée au fond ne fait pas de bruit d'atterrissage (ou est le bouchon?) . Le [REDACTED] s'amusait petit à y lancer des roches ... Il est à 900 mètres des coordonnées GPS dans le Sigpeg. Sans le [REDACTED], on ne l'aurait jamais trouvé. À sceller.	Non	Non	46,52454	72,33978	B	Non

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A020		x	x	x	x	Emplacement trouvé, puits non apparent. Tuyau de tête aurait été retiré, aucune apparence visuelle de problème. Lors des recherches sur le terrain à la 2ième visite, pour l'inspection technique, le terrain a été quadrillé minutieusement à l'aide du détecteur de métal pendant 2h30 sur une zone d'environ 1500 m2 sans succès. À la lumière des indices que nous avons à savoir l'âge du puits; aucun indice du xxxxxxxx, aucune photo aérienne d'époque; aucune détection de métal malgré la superficie couverte; et un total de 6h de recherche sur le terrain et d'archive pour ce puits, nous arrivons à la conclusion que ce puits est introuvable dans le contexte qui est le nôtre.	Non	Non	?	?	C	Oui
A021		x	x	x	x	Emplacement trouvé, puits non apparent. Tuyau de tête a probablement été retirée, aucune apparence visuelle de problème: Selon les données (GPS) que nous avons le puits devrait se trouver sous terre à 44m à angle droit du chemin existant. Et à 47m du premier fossé se situant à l'arrière de la résidence Le xxxxxxxx était certain lui que le puits se situait beaucoup plus loin dans le champ, puisque la terre n'était pas de la même couleur (de couleur rouge) et que pendant des années il n'y poussait rien . De plus, il pense que le puits se situait non loin de l'ancienne prise ferroviaire ou il y avait une ancienne gare qui elle s'alimentait de ce gaz (éclairage etc.) Aujourd'hui le tout a disparu pour faire place à l'agriculture. Selon nous, ce serait se puits qui est disparu qui servait à alimenter cette gare, car selon la localisation des puits existants sur le site du MERNQ il n'y a pas qui sont plus loin dans le champ et que selon la fiche le A020 est celui qui révélait à l'époque un indice de gaz important.	Non	Non	45'43'08.1	72'57'11.1	C	Oui
A022		x	x	x	x	Emplacement trouvé, puits non apparent. Tuyau de tête aurait été retiré, aucune apparence visuelle de problème. La 2ième visite où un quadrillage minutieux au détecteur de métal a été effectué pendant 3h n'a pas permis de localiser ce puits vieux de 100 ans, aucun indice ni aucune information n'a permis de le localiser hors de tout doute . Ce puits est considéré introuvable dans les conditions qui sont les nôtres.	Non	Non?	?	?	C	Oui
A023		x	x	x	x	Emplacement GPS trouvé, puits non apparent, aucune apparence visuelle de problème. L' adresse du xxxxxxx se trouve sur le rang xxxxxxxx. Ni le xxxxxxx ni les voisins plus âgés n'ont eu connaissance de ce puits. Les recherches effectuées sur le terrain à l'aide du détecteur de métal n'ont pas porté fruit. Ce puits a plus de 100 ans et nous le classons introuvable avec les moyens dont nous disposons.	Non	Non?	?	?	C	Oui
A024		x	x	x	x	Emplacement trouvé, puits non apparent, aucune apparence visuelle à l'endroit visé par les coordonnées GPS. Le puits ne se trouve pas à l'endroit mentionné par le ministère selon xxxxxxxx et xxxxxxx, donc pris les coordonnées afin de rectifier l'exactitude. Selon les xxxxxxxx, le puits se situerait plutôt au: N 45° 42' 35,9" W 72° 58' 59,9", puisque, lors de l'aplanissement de leur terre, il y avait une grosse butte et lors des travaux ils ont découvert un trou d'environ 16" min. situé sous cette butte. Aujourd'hui il n'y apparaît plus rien.	Non	Non	45' 42' 35,9	(-)72' 58' 59,9	C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A026		x	x	x	x	2ième visite afin de vérifier si les coordonnées de la liste des puits sont bonnes, nous demandons au [REDACTED] de venir nous montrer où pouvait être le puit lorsqu'il était jeune. Celui-ci nous indique le lieu approximatif est à environ 150 pieds de l'emplacement où nous avons cherché le 05 mai. Recherche négative sauf plusieurs objets métalliques que nous avons trouvé avec le détecteur. Champs. 3e visite, nous avons vérifié les nouvelles données du ministère, difficile car les repères sont imprécis. Néanmoins nous recherchons près des données que nous a fournis le [REDACTED]. Nous avons trouvé un écho très fort et creusé 20 pouces de profondeur. L'écho étant toujours fort et en absence de morceau de métal, nous estimons avoir repéré le puits A026. Une roche particulière à été trouvée en creusant voir photo. nous indiquons le point GPS très proche de celui que nous avions en référence.	Non	non	45° 59' 41,1	72° 49' 20" 6	C	Oui
A029		x	x	retiré	NA	En pleine ville. Le [REDACTED] n'est pas coopératif et n'avons pas pu utiliser le détecteur de métal tant il était réticent.// RETIRÉ 2015.	Non	Cadre batit	?	?	TC	Oui
A030		x	x	retiré	NA	Le [REDACTED] de l'organisme propriétaire doit étudier la demande pour donner le feu vert pour la visite. En développement. // Retiré de la liste pour 2015	Non	Cadre batit	?	?	TC	Oui
A033		x		retiré	NA	La compagnie est contactée, l'info leur a été transmise. En attente de la prise de rendez-vous pour visite, le site est clôturé. // retiré de la liste pour 2015	Non	Cadre batit	?	?	TC	Oui
A034		x	x	retiré	NA	Piquet planté aux coordonnées. Le contracteur qui a construit le nouveau bâtiment à cet endroit a creusé à plus de 6 pieds sans rien trouver. Le puits a été cherché pendant 3h avec un détecteur de métal, sans être trouvé.// Retiré de la liste pour 2015	Non	Cadre batit	?	?	TC	Oui
A036		x	x	x	x	Le [REDACTED] nous dit qu'il sait où est le puits, un endroit qu'il nous indique être à 40m au nord des coordonnées GPS, Nous sommes donc retourné avec lui. Le lieu indiqué est maintenant un marécage, nous avons quand même réussi à quadriller méticuleusement toute la zone avec le détecteur de métal. Après 2h30 de recherche intense, nous devons abdiquer. Il serait judicieux de retourner faire plus de recherches en période de sécheresse ce qui facilitera la fouille terrain...	Non	Non?	?	?	M	Oui
A038	Oui	x	x	x	x	Le [REDACTED] n'a pas connaissance de la présence d'un puits, mais plusieurs personnes confirment avoir vue une torchère, pendant plusieurs année dont la [REDACTED] qui elle se souvient du forage et nous indique où. Elle nous donne l'autorisation de creuser chez elle où plusieurs des déchets de forages sont trouvés, voir photos au dossier. Les coordonnées GPS sont à corriger pour : 45 14 41,7 x 73 15 11,7 - Aucun signe de problème grave constaté, sauf une odeur d'hydrocarbure mais peut-être due aux déchets présents à valider avec un détecteur de gaz. Il faudrait vérifier que ce puits est bien enregistré au registre foncier.	Non	Non	45° 14' 41,7	(-73° 15' 11,7	C	Oui
A039	Oui	x	x	x	x	Selon un témoin de l'époque le puits n'est pas aux coordonnées fournies, mais à 75 pi à droite. Non apparent et sans pancarte. Dans un champs cultivé. Grâce à l'aide du [REDACTED] et du détecteur de métal, le puits est trouvé lors de la creuse à l'endroit où le détecteur de métal indique un signal fort. Un couvercle de métal est découvert à 34 pouces de profondeur. Pendant le creusage, une faible odeur d'hydrocarbure est présente, mais le teste des bulles de savons n'est pas concluant.	Non	Non	45° 09' 48,7	(-73° 19' 47,5	C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A048	Oui	x	x	x	x	Tête de puits apparente. Comme le puits laissait s'échapper du gaz, le [xxxxxxx] actuel a fait installer de la tuyauterie pour pouvoir l'utiliser mais dit ne plus s'en servir aujourd'hui. Au moment du branchement, le compteur indiquant 50livres de pression. Le ministère serait au courant de ce branchement...	Non	Oui	46° 21' 31,1"	72° 28' 15,0"	A	Non
A049	Oui	x	x	x	x	Tête de puits apparente, forte odeur de gaz décelée en s'approchant du puits. Malheureusement, notre équipe ne dispose pas d'un détecteur de gaz, mais le MERN est avisé de cette fuite.	Non	Oui	46 21' 23.2"N	72 28' 06.1"W	F	Non
A050	Oui	x	x	x	x	Un tuyau est trouvé sous un morceau de bois, il est percé. Une forte odeur d'hydrocarbure est présente et le test de l'eau savonneuse est concluant. Le ministère est avisé.	Non	Non	46' 21' 22,4"	72' 28' 06,4"		Oui
A051		x	x	x	x	La photo aérienne de 1979 laisse voir une "tache" dans le champ correspondant, à première vue, à l'emplacement probable du puits. L'accès au terrain est facile. Le puits est à près de 20 m de la route, dans un champ de luzerne. Nous avons quadrillé les environs de la tache apparente sur la photo de 1979 sans succès (Réf. : A051 Tracé final). Le [xxxxxxx] s'est rendu compte que la tache sur la photo de 1979 n'était pas l'emplacement du puits, mais que ce dernier était plutôt dans le coin ouest de sa terre, à environ 175 m du lieu quadrillé. Le détecteur a réagit rapidement à ce nouvel endroit , indiquant une pièce métallique couchée à l'horizontale. Le [xxxxxxx] m'a alors expliqué qu'il avait creusé avec sa pelle de tracteur et avait plié le tuyau pour l'enfourer dans le sol, car celui-ci était d'une grande nuisance pour les travaux agricoles. À 80 cm sous terre, le tuyau est trouvé et le [xxxxxxx] confirme. Un tuyau de 1 pouce et demi de diamètre. J'ai creusé le long du tuyau jusqu'à rencontrer un morceau de béton au bout de celui-ci, mais il s'est mis à jaillir de l'eau au point de cacher le tout. Pas de trace de contamination ni d'odeur d'hydrocarbure, ni de bulles sortant de l'eau dans le trou.	Non	Non	46 29' 00.4"N	71 58' 53.3"W	C	Oui
A054		x	x	x	x	Longue marche pour s'y rendre. Pas de chemin d'accès. Aucune trace apparente du puit. Avons laissé piquet rose sur emplacement des coordonnées, mais le détecteur de métal ne pointe rien en particulier.	Non	Non?	?	?	C	Oui
A055		x	x	x	x	Champs en culture. Détecteur de métal signale métal en profondeur. Localisation creusée sur environ 40 centimètres, plusieurs clous carrés sont trouvés. Le [xxxxxx] confirme qu'il y avait là un tuyau qui a été coupé, on ne voit pas le tuyau, de l'eau s'accumule dans le trou mais aucune bulle ne s'y forme. Nous considérons le puits trouvé bien que non visible.	Non	Non	46° 13' 22.4	(-)72' 28' 58.5	C	Oui
A061		x	x	x	x	Les puits A061 et A062 seraient dans le même champs, ou en tout cas, près l'un de l'autre. Champs très bouetteux, rendant le travail difficile, aucun indice visuel. Le détecteur de métal signale la présence d'objets mais nous n'arrivons pas à trouver le puits hors de tout doute même à la 2ième visite.	Non	Oui	46° 10' 16,1"	72° 40' 41,4"	C	Oui
A062	Oui	x	x	x	x	Champs, aucun indice visuel à la première visite: le détecteur de métal signale la présence d'objets mais nous n'arrivons pas à trouver le puits hors de tout doute à la 1ere visite. Le puits est trouvé à la 2ièxxxxxxme visite, après creusage, le trou se remplit d'eau. Mini bouillonnement très probablement naturel dans un fossé à proximité. Vidéo et photo.	Non	Non?			C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A064		x	x	x	x	Recherche négative: des travaux irrigations ont été faits depuis 1959; une partie du terrain est inondée. 2 ième visite; nous constatons que les coordonnées sur la fiche SIGPEG et celles de la liste des puits reçue ne correspondent pas. Celles de la fiche SIGPEG nous indique à l'extrémité des terres agricoles alors que celles de la liste des puits nous indique sur les terres de la corporation de la commune. Un témoin rapporte que dans les années 60, un tuyau sortait du sol mais que des travaux d'aménagements ont été fait et le tuyau n'est plus visible.	Non	Non				Oui
A069		x	x	x	x	Champs cultivé. Piquet laissé à 100pieds de l'emplacement supposé, en bordure de champs.	Non	NA			C	Oui
A070		x	x	x	x	Les coordonnées GPS nous amènent dans un fossé, le détecteur de métal signale la présence de métal en profondeur, nous creusons environ 2 pieds et découvrons un tuyau en métal mais ce dernier est à l'horizontal ce qui nous fait douter quant à savoir s'il s'agit bien du puits. Nous vérifions auprès du MTQ s'il s'agit de tuyau d'alimentation en eau, mais non. Il s'agit peut-être du tubage du puits qui aurait été cassé, mais cela est difficile à confirmer. Nous nous rendons également dans une entreprise sur ce rang qui nous dit ne pas savoir de quoi il s'agit, nous donne quelques infos d'ordre historique et nous montre une photo aérienne de l'époque qui nous permet de voir l'ancien tracé de l'époque mais pas le puits. Des témoins consultés nous disent également que la route n'y était pas avant, et donc, si le morceau de métal trouvé aux coordonnées n'est pas le puits, il se peut que le puits se trouve sous l'ancienne route. Nous indiquons donc ce puits comme trouvé aux coordonnées conformement, mais ne pouvons confirmer hors de tout doute. Il n'y a aucun signe de contamination visible.	Non	Oui			TC	Oui
A074		x		retiré	NA	xxxxxxxxx rejoint. En attente du rendez-vous.	Retiré	Retiré				Oui
A076		x	x	x	x	Selon les coordonnées, le puits serait dans un boisé inondé derrière une résidence. L'état du terrain lors de la visite ne nous permettait pas de s'y rendre précisément. Un visite subséquente sera nécessaire.	Non	Non			B	Oui
A077	Oui	x	x	x	x	Aucun puits apparent, le nouveau xxxxxxxx n'est pas au courant de l'existence d'un puits. Selon les données Gps le puits se trouve entre la 7 ième et la 8 ième épinettes sur le bord de la route. Le fossé de la municipalité est a deux pieds de la localisation du puits et est d'une profondeur d'au moins 15 pieds. Une sortie de drain de champs identifiés par une pancarte bleue est située à 30 pieds du lieu probable du puits. L'inspection technique subséquente nous permet de trouver le puits, de l'eau savonneuse versée sur le haut du tubage montre que du gaz s'échappe faiblement du tuyau bien qu'il soit rempli de ciment.	Non	Non	45' 11' 52,4	(-73' 16' 04,9	C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A081		x	x	x	x	<p>Selon les données GPS du ministère, ce puits se retrouve non pas sur la terre de [REDACTÉ], mais sur celle de [REDACTÉ]. Le puits au lieu d'être à la droite du Chemin Grande ligne se retrouve plutôt sur la gauche Confusion des [REDACTÉ]. Puits non repéré visuellement. Nous avons méthodiquement inspecté au détecteur de métal tout le périmètre selon les indications GPS du MERN. Le [REDACTÉ] qui n'est pas très coopératif. Nous avons bien détecté quelques bouts de métal- résidu de machines agricoles sans doute – mais pas de trace de puits permettant de confirmer hors de tout doute et pas de signe de fuite. Le tableau A-081.jpg démontre bien que dès que nous allons plus au Nord, nous quittons les paramètres N 45'42'02 pour atteindre N 45'42'10</p> <p>Le [REDACTÉ] [REDACTÉ] répété que c'était impossible que le puits A-081 soit à cet endroit sur sa terre. Il nous a aussi fourni des informations contradictoires sur le puits A-082 (voir le A-082) qui nous portent à croire que ce dernier ne voulait tout simplement pas que nous marchions et creusions des trous dans ses champs.</p> <p>Nous avons refusé de marcher à l'aveuglette sur la terre cultivée de [REDACTÉ] que nous ne connaissons pas et de qui nous n'avons reçu aucune permission pour abimer son champ de soja (photo A-081-2 .jpg). (23 juin 2015) Nous avons marché et méthodiquement inspecté au détecteur de métal tout le périmètre selon les indications GPS du MERN. Le foin venait tout juste d'être coupé et ça nous a rendu la tâche plus facile pour le travail comme tel et pour garder de bonnes relations avec [REDACTÉ] qui n'est pas très coopératif . (photo A-081-1.jpg)</p> <p>Nous avons détecté quelques bouts de métal- résidu de machines agricoles sans doute – mais pas de trace de puits.</p>	Non	NA	?	?	C	Oui
A082		x	x	x	x	<p>Selon [REDACTÉ] qui habite cette terre depuis sa naissance, le puits se trouve à une autre adresse que celle mentionnée par le ministère, il est venu nous le situer précisément à 45 42' 36.9"N et 72 58 85.7"W nous avons pris cette adresse pour rectifier l'exactitude . Il ne semble pas y avoir problème, nous voyons seulement une légère dépréciation du sol qui semble bien correspondre à un trou de puits. Le détecteur de métal ne signal pas de métal, ni aux données GPS du MERN ni dans le secteur estimé comme l'emplacement par le [REDACTÉ]. Il s'agit d'un champs cultivé, sans confirmation de la pertinence de creuser par le détecteur de métal, nous ne pouvons creuser à l'aveuglette. Si le MERN souhaite poursuivre, prévoir y aller en dehors des temps de cultures car il faudra creuser. Le puits A082 se trouve à la croisée du [REDACTÉ] et le [REDACTÉ]; il est au bord du fossé.</p>	Non	Non	45 42' 36.9"N	72 58 85.7"W	C	Oui
A083		x	x	NA	x	<p>Les coordonnées nous conduisent en dessous de l'école de Police, Nicolet. Puit de 1885. Cadre bâti - Ville. M. [REDACTÉ] consulté sur place n'est pas au courant de la présence d'un puits à cet endroit. Pour plus d'info, il nous réfère à [REDACTÉ] [REDACTÉ] de la Société Québécoise des Infrastructures</p>	Non	?			TC	Oui
A104		x	x	x	x	<p>Puits non localisé où le GPS nous conduit. Le [REDACTÉ] nous indique un endroit sur le même lot où se trouve un vieux tuyau d'environ 12" sortant de terre et où selon des témoins, une torchère était installée en 1908 et le feu montait vers le ciel. Aucun indice de gaz sortant du tuyau.</p>	Non	Non			C	Non
A105	Oui	x	x	x	x	<p>Erreur de lot et de [REDACTÉ] selon le [REDACTÉ] il n'y a jamais eu de puit là; le [REDACTÉ] nous indique un autre endroit plus loin sur le lot. Un gros tuyau environ 12". Année 1909. 2ième visite; un tuyau d'environ 12" est trouvé; il y a de l'eau à 6' dans le tuyau, il y a des bulles qui montent à la surface. Présence de gaz. La pancarte d'identification est détruite... Un autre puits se trouve à proximité.</p>	Non	Oui	45 52' 28.1"N	73 11' 18.5"W	C	Non

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A106	Oui	x	x	x	x	Sur terrain privé, gazonné à environ 30 mètres de la route 132. Tête de puits apparente avec tuyauterie 2.5" valve fermée, servait à à l'époque à alimenter une cuisinière au gaz (Voir article de journal 1992). À la question "y a-t-il eu des nuisances occasionnées par la présence de ce puits?", seulement des odeurs à une certaine époque mais plus maintenant. (Odeur d'œuf et parfois saumure (Selon xxxxxxxxxx) nous n'avons pas pu constater ces faits puisque la poignée de la valve a été enlevée.) Selon les données GPS, et notre visite des lieux, le puits est sur le terrain de xxxxxxxxxxxx et xxxxxxxxxxxx et ne se retrouve pas sur le terrain (ligne mitoyenne avec le terrain de xxxxxxxxxxxx et xxxxxxxxxxxx). La localisation du puits pétrolier fourni sur le site MERNQ via google n'est pas très précise.	Non	Oui*	45° 47' 50,0"N	73° 19' 33,1"W	TC	Non
A107		x	x	NA	x	Le xxxxxxxx demeure là depuis xxxxxxxx, ne savait pas qu'il y avait un puits. Selon les relevés effectués, le devrait se trouver sous le pavé unis près de la maison. Toutefois, xxxxxxxx, âgé de xxxxxx, né et demeurant sur xxxxxxxx, se souvient d'un puits dont les gens se servaient pour un s'alimenter en gaz. Il dit que ce puits est maintenant sous l'eau du St-Laurent, le tuyau aurait par cédé (rouille), il était auparavant sur la terre ferme, avant la creuse pour les bateaux (Chenail) entraînant l'érosion du sol. Puits cherché en vain, depuis le temps il y a eu enrochement des berges. Problème : dans ce secteur il y a eu plusieurs puits. Ce puits est peut-être sous le pavé unis de cette résidence, mais d'autres se trouvent sur les berges.	Non	NA			TC	Oui
A108	Oui	x	x	x	x	Selon les données du MERN actuelles 450 43' 33,1" W730 02' 27,4" , doivent être corrigées par: N 450 43' 52,5" W730 02' 46,3". On trouve 4 tuyaux concentriques d'acier emboîtés les uns dans les autres, le plus grand étant d'environ de 14", un autre d'environ 11", un 3ième d'environ 9", et un 4ième de 6,5". Entre celui de 14" et le 11" il y a de l'eau et des bulles y apparaissent . Entre les autres il y a de la terre. Le xxxxxx, xxxxxxxxxxxx, aimerait bien qu'on le débarasse de ce puits. En brodure d'un champs, prêt d'une clôture.	Non	Non	45° 43' 52,5	73° 02' 46,3	C	Non
A109	Non mais tuyau arraché	x	x	x	x	L'adresse du xxxxxx est bonne, le puit se trouve plutôt sur le 3E Rang des Moulins. Selon les données GPS, l'emplacement a été retrouvé, aucune apparence de puit, tout est en culture, aucune apparence visuelle de problème. Le xxxxxxxxxxxxxxxx, sans savoir de quoi il s'agissait a arraché le tuyau qui le dérangeait dans son travail, il dit avoir sorti 15 pieds de tuyau environ à l'endroit où les coordonnées GPS indique la présence du puits A109. À cette profondeur, le détecteur de métal ne peut détecter la présence de quoique ce soit.	Non	Oui	45° 44' 53.1"N	73° 08' 20.5"W	C	Oui
A118	Oui	x	x	x	x	D'autres puits aux alentours dont le A133. Le A118 est trouvé par le détecteur de métal aux coordonnées, pendant la creuse, une odeur de gaz se fait sentir, plusieurs grosses roches plates nous empêchent d'atteindre la tête de puits, après la creuse des bulles se forment mais se résorbent ensuite. L'odeur de gaz nous laisse croire à une faible fuite.	Non	Non	46 21' 26.2"N	72 28' 00.2"W.	C	Oui
A119	Oui	x	x	x	x	Très forte odeur de gaz. Bouillonnement: des bulles se forment à la surface de l'eau présente dans le trou. Absence de végétation	Non	Non	46°21'23,7	72°28'07,0	F	Non
A120		x	x	x	x	Le puits est proche de surface de la terre, en plein champs, il faudrait aller couper le tuyau, il a déjà été accroché par de l'équipement agricole, pour réduire les risques, vaudrait mieux le couper...	Non	Non	45° 05' 33,2	(-73 15 37,7	C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A123		x	x	x	x	Champs de maïs. Le puits A123 est dans le même secteur que le B198. Le [xxxxxx] confirme qu'il connaît l'existence du puits B198 mais pas du A123. Plus de 2000 mètres carrés ont été quadrillés au détecteur de métal sans que ce dernier ne puisse identifier la présence de puits. Le secteur a été fouillé pendant 3h sans succès, aucun indice visuel ne permet de croire qu'il y a un problème. Il s'agit d'un puits de 1885, nous le jugeons introuvable.	Non	?			C	Non
A125		x	x	x	x	Le numéro de lot n'est pas le bon, il ne correspond pas au no sur le rapport du SIGPEG. Nous retraçons le bon [xxxxxxxxxx], celui-ci nous identifie le lieu approximatif du puits. Dans un champs de luzerne en très bon état. Le puits n'est pas trouvé à l'aide du détecteur de métal et aucun indice visuel de problème n'est décelé.	Non	NA			C	Oui
A127	Oui	x	x	x	x	La Ville est contactée, l'aval est donné, nous sommes à prendre rendez-vous pour faire une visite avec un employé de la ville. Le puits serait aux abords de la Rivière Millette, en plein milieu d'un boulevard selon coordonnées du Sigpeg. L'inspection technique permet de repérer le puits à 59 mètres des données GPS figurants au Sigpeg, le tubage est apparent aux abords d'un gros ruisseau (ou petite rivière), de l'irridescence est constatée dans l'eau aux abords du puits. On observe un écoulement qui semble être des d'hydrocarbures (Photo 006). Malheureusement, nous ne disposons pas de détecteur de gaz.	Non	Non	46 34' 41.9	72 58' 70.6	TC	Non
A128		x	x	x	x	Vu la localisation du puits, sur l'accotement de l'autoroute 55, le ministère des transports est contacté. Nous avons la permission de procéder à la visite sans assistance du MTQ. Après 2 visites de reconnaissance sur le terrain, ce puits est choisi est pour procéder à la première formation au protocole de creusage qui a eu lieu le 17 septembre. Nous avons déjà une foule de témoignages et de documents démontrant que le puits se trouve à des centaines de mètres des coordonnées du ministère . En compagnie de [xxxxx] [xxxxxxxxxx] (du MERN) qui donnait la formation, et de 4 inspecteurs-citoyens, le secteur est sondé systématiquement par quadrillage à l'aide de détecteurs de métal selon la procédure habituelle. Les détecteurs sonnent régulièrement, plusieurs creuses sont donc effectuées, nous permettant de trouver plusieurs déchets métalliques mais pas de trace du puits cherchés. Les photos prises sont déjà dans les dossiers du MERN sous les bons soins de [xxxxxxxxxxxxx].	Non	Non	?	?	TC	Oui
A131		x	Refus	Refus	NA	Après plusieurs messages laissés à la maison et au travail, aucun retour d'appel. Le [xxxxxxxxxxxxx] refuse de collaborer.						
A133	Oui	x	x	x	x	C'est l' absence de végétation à un endroit proche des coordonnées GPS du Sigpeg qui nous amène rapidement à localiser le puits, le détecteur de métal cofirme la présence de métal. Nous creusons un peu et une odeur de gaz se dégage clairement. À environs 50 centimètres nous trouvons des pneus, le puits se trouve en dessous de ces pneus. Le test de l'eau savonneuse est concluant, des bulles se forment à la surface , malheureusement, nous n'avons pas le détecteur de gaz, ce dernier ayant été réquisitionné par le MERN pour ses travaux à Anticosti. Dommage. (Voir photo au dossier)	Non	Non	46 21' 24.4	72 28' 07.3	F*	Oui
A143		x	x	x	x	Repérage effectué le 26 juin à l'aide du plan fourni par la Cie; Le détecteur identifie un objet métallique en profondeur; nous croyons que c'est le puits. La végétation est en bon état tout autour.	Non	Oui			C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
A154		x	x	x	x	Selon un voisin qui a eu connaissance des forages dans ce secteur, le puits serait là où les coordonnées GPS nous indique, directement dans l'entrée de cour qui n'était pas à cette endroit autrefois. Toujours selon le voisin, le débit de gaz trouvé lors du forage n'étant pas suffisant, le puits a été rebouché rapidement.	Non				TC	Oui
A155	Oui	x	x	NR		Situé près d'une sortie d'autoroute et près de la Rivière du Loup sur un emplacement de pêche maintenant fermé. L'adresse qui apparaît ici est celle du xxxxxxxx pas celle de l'emplacement du puits. Le xxxxxx était au courant de l'existence du puits et prétend que le puits fuit beaucoup, ou en tout cas qu'il a déjà fuit beaucoup. Le puits est non visible mais repérable assez facilement. Le xxxxxx souhaite être présent lors de l'inspection technique. Il a fait faire des tests d'eau et elle était salée...	Non	Non	46 15 25,00	72 52 09,13	F	Non
A161		x	x	Refus	x	Enterré bord de rang, pas d'indice visuel	Non				C	
A199		x	x	x	x	Champs de céréales. À l'endroit recherché, le xxxxxxxx indique que les machineries sont souvent restées enlisées à cet endroit. Mais pas de trace ou d'indice visuel. 2eme visite. En utilisant les données du plan de localisation du site de forage, par déduction nous avons localisé un écho qui en surface se faisait entendre sur un rayon de 4 pieds. Nous avons creusé jusqu'à 3 pieds de profondeur l'écho plus précis et plus fort nous indique qu'une masse de métal est là. Compte tenu des données gps et des mesures indiquées sur le plan, nous pouvons dire que nous avons trouvé le puits A199. Le feuillage des plants de maïs n'étant pas affecté, il ne doit pas y avoir de fuites de gaz importantes.	Non	non	46°02'37"9	72°55'44"6	C	Oui
A214		x	x	x	x	Selon la localisation des puits du ministère via google map, le puits n'est pas là mais sur le bord de l'autoroute Jean-Lesage ceci en admettant que l'adresse GPS fournie est exacte. Là il n'y a rien à signaler, que de l'herbe. Selon Les données du MERN et la carte n0 1 que nous donne Google Maps, nous sommes arrivé au même constatation que le puits A214 se situe entre l'autoroute 20 et la voie ferrée. Mais selon la carte no 2 qui est en fait que l'agrandissement de la carte no 1, il y a une différence d'environ 1,5 km, ce qui est énorme. Il est étonnant qu'un forage de 1991 à une profondeur de 4128 m(?) soit disparu sans laisser de trace. Réaliste de penser que ce puits n'a pas les bonnes données géo. L'équipe a alors appelé la municipalité, parlé à xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx, qui n'est pas au courant, mais xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx, dit qu'il est au courant et que ce puits n'est pas à l'endroit où le GPS nous amène. Il serait plutôt dans la cours de BM machinerie puisqu'à l'époque il était xxxxxx et que la Cie l'avait invité à visiter les installations et me dit que la cie lui a dit qu'il passait à en dessous du golf de St-Simon (PUITS À été foré à l'horizontal) et ce qui a été confirmé par xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx qui est le xxxxxxxx de ce lot. Le puits A214 est situé au xxxxxxxx Municipalité Saint-Simon, J0H 1Y0 Soit selon mes données GPS N 45041' 52,6" W720 48' 32,0". Il y a un event (tuyau galvanise d'environ 4" de diamètre et d'environ 8' de haut. Consulter le GPS à cet effet le No 2. Se trouve dans ce qui semble être un stationnement en gravier.	Oui	Non	45' 41' 51,6	(-72' 48' 32,0	TC	Non
A223		x	retiré	retiré	NA	La phase 1 de recherche et de documentation a été complétée						
A224-R1		x	retiré	retiré	NA	La phase 1 de recherche et de documentation a été complétée						Non

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
B040	Oui	x	x	x	x	Nous avons rencontré xxxxxxxx le 23 avril, la rencontre a durée 2h10, de 19h20 à 21h30. xxxxxxxx est un ancien responsable de la xxxxxxxx xxxxxxxx à xxxxxxxxxxxxxx. Il a eu connaissance il y a plusieurs années de travaux sur son terrain aux abords du marécage. "Ils sont venus sans ma permission avec une pépîne et ils ont creusé dans ma plantation. Ce n'était pas Intragaz car eux je les connais. C'était dans les années 90, c'était peut-être la SOQUIP. Il y a eu plusieurs intervenants là-dedans comme Laduboro moi j'ai acheté après 1961." xxxxxxx nous parle aussi de l'accident au Cénacle St-Pierre: "Il y avait de la poussière partout et cela a duré des mois." xxxxxxxx se souvient de ses déboires avec le gazoduc TOM qui avait coupé du bois quand ils évaluaient le tracé. À cause des mauvaises expériences passées, il a été très difficile d'avoir accès au terrain de xxxxxxxx et d'obtenir les autorisations pour creuser. Indices de puits trouvés lors du repérage, (signal détecteur de métal fort, béton, piquets peints jaunes) ces indices se trouvent dans une portion marécageux. Lors de la visite 2ième visite, pour l'inspection technique, le puits est trouvé. La creuse nous fait découvrir des déchets de forage et une 1ère plaque/galette de ciment à 15cm de profondeur (Photo 002.jpg), nous arrivons à la dégager du sol pour continuer, nous en trouvons une autre à 60cm (photo 004.jpg) puis à 95 cm. Après la 2ième galette de métal, le sol devient noirâtre et une odeur d'hydrocarbure se fait sentir (photo 005.jpg). Nous trouvons ensuite des planches de bois et entendons un sifflement, comme une de fuite de gaz. Malheureusement nous n'avons pas les équipements pour retirer la 3ième plaque de ciment et nous n'avons pas non plus de détecteur de gaz pour documenter la fuite. Mais l'odeur d'hydrocarbure, le sifflement et la couleur de la terre font que nous jugeons ce puits comme présentant des indices sérieux de fuites.	Non	Non	46° 18' 14.10'	72 43' 36,75	M	Oui
B041		x	x	x	x	Ce puits n'était pas sur la liste initiale, mais comme il était à quelques mètres du B040 nous l'avons aussi documenté. Lors de la visite d'inspection technique, avec l'autorisation de xxxxxxxx, nous creusons et trouvons le puits qui, comme plusieurs, n'est pas aux coordonnées GPS indiquées dans le Sigpeg. Pas de signe apparent de fuite.	Non	Non	48 18' 13.6"N	72 43' 36.4"W	B	Oui
B044		x	x	Refus	x	Puits cherché des heures sans succès, pas localisé. Serait dans un fossé en bordure d'une bretelle d'autoroute selon les données du rapport de forage. Des recherches plus approfondies laissent croire qu'il serait plus loin. Il y a des lampadaires, des débris métalliques, etc. Il faudrait retourner chercher avec un employé du ministère qui connaît le terrain parce qu'une reconfiguration complète du lieu a eu lieu vers 1978, il faudrait trouver un employé qui connaît les travaux précis effectués à cet endroit.	Non	Non			TC	Oui
B045	Oui	x	x	x	x	Terrain boisé acquis en + ou - 2010 par l'actuel xxxxxxxx, donc pas de témoin de l'époque. Le terrain a été "bûché" et "marché" par les nouveaux xxxxxxxx qui n'ont constaté aucun indice de la présence d'un puits. Néanmoins, il y aurait eu des travaux de réalisés il y a 20 ans, peut-être y a-t-il un lien? Selon les données du Sigpeg, (rapport GM22682), le puits pourrait être à 147 mètres de la route 138 et à 33 mètres de la limite Est du lot. Présence de "méthane" ou de bouillonnement observé sur le bord extérieur de l'enveloppe du puits à environ 5 centimètres de l'extrémité. Le puits semble ouvert sur plus de 10 mètres.	Non	Non	46° 17' 48,6'	(-72° 44' 9,2'	B	Oui
B046	Oui	x	x	x	x	Puits visités dans le cadre de la "formation au creusage", précisions et documents pertinents à venir		Non	46 17' 48.20N	72 44' 08.63W	B	Oui
B047	Oui	x	x	x	x	Puits visités dans le cadre de la "formation au creusage", précisions et documents pertinents à venir		Non	46 17' 47.75N	72 44' 10.09W	B	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
B056		x	x	Refus	x	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX est XXXXXXXXXXXX. Nous avons parlé au XXXXXXX (XXXXXXXX), c'est le XXXXXXX XXXXXXXXXXX XXX XXX XXXX qui s'occupe du terrain. Des témoins sur le terrain disent connaître l'existence du puits mais sont trop évasifs pour nous pointer le lieu exact. XXXXXXX nous donne l'autorisation de visiter le lieu, ce que nous faisons. Mais une fois sur les lieux, XXXXXXXXXXXX n'est pas d'accord. Nous devons donc quitté sans plus de vérifications. Le puits est apparent (clôture autour) et se trouve sur le terrain clôturé d'un XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX, il semble en bon état. Ce n'est pas un endroit facilement accessible à cause de la réticence des XXXXX. Nous attendons leur retour pour la visite de la phase 3 pour visiter avec le détecteur de gaz. A priori, le puits semble en bon état, pas de signe de problème apparent. Le puits est géré par XXXXXXX qui est aussi XXXXXXX d'un XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX à cet endroit.	Oui	Oui			TC	Non
B058		x	x	NR		Chemin d'accès. Lieu possible du puits derrière le boisé dans le champ. Pancarte d'avertissement interdiction de creuser sans préavis gaz haute pression au dessus du puit. Coordonnée Gps ne correspondent pas aux positionnements des pancartes trouvées. Les pancartes d'avertissement des puits se trouvent derrière le poulailler de l'autre coter du petit rang de terre.	Oui	NA			C	Oui
B059		x	x	NR		Aucune trace de puits ou de pancarte	Non	NA			C	Oui
B060		x	x	NR		XXXXXX connaît existence depuis 50 ans et prétend qu'il y avait fuite. Anciennement, le tuyau dépassait d'un pied. Plus rien d'apparent. Avons laissé piquet sur coordonnées.	Non	Non			F	Oui
B063		x	x	x	x	Après avoir creusé, le tuyau est trouvé. Aucun indice de fuite.	Non	Non	46°21'25,8	72°28'10,2	A	Oui
B064		x	x	NR		Puits semble être derrière le poulailler mais nous ne pouvons en être absolument certain. Quelques puits dans le même secteur. Pancarte d'avertissement d'interdiction de creuser sur place sans préavis gaz haute pression. Les pancartes d'avertissement des puits se trouvent derrière le poulailler de l'autre coter du petit rang de terre.	Oui	NA			C	Oui
B068		x	x	NR		Pas eu de visite de repérage p c q le XXXXXXX a décidé à la dernière minute qu'il voulait être présent. Pour éviter des frais inutiles, la visite se fera par l'équipe d'inspection technique. Enterré sous boisé, pas d'indice visuel.					B	Oui
B070		x	x	NR		Le terrain appartiendrait à un certain XXXXXXXXXXXXXXX, mais lequel, ce n'est pas encore possible de le savoir. D'autres démarches doivent être faites pour parler au XXXXXXX, ce n'est le genre de terrain où on peut aller sans l'autorisation du propriétaire (terrain résidentiel). Plus de recherches sont nécessaires. En développement.					TC	Oui
B075	Oui	x	x	retiré	NA	Facile d'accès. Puits non visible mais indices possibles de sa présence. Dépression au sol. Pancarte d'avertissement interdiction de creuser sans préavis gaz haute pression au dessus du puit (pipeline passe près). Herbes jaunies à proximité de la pancarte.	Non mais pancarte d'avertissement				C	Oui
B076		x	x	NR		Le détecteur de métal émet un signal clair. Nous n'avons pas creusé, mais le XXXXXXXXXXXXXXX confirme la présence du puits, à environs 20 mètres des coordonnées du Sigpeg. Le puits est facile d'accès et le XXXXXXXXXXXXXXX collabore bien, nous réglerons ce cas rapidement.	Non	Non	46/17/48,72	72/43/46,21	C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
B077	Oui	x	x	retiré	NA	Phase 1 et 2 réalisées, confirmant problème, mais le MERN a décidé de retirer ce puits de la liste avant que nous puissions faire la phase 3. Situé chez [REDACTED], à quelques mètres de la maison, dans un boisé, pas de visuel du tubage du puits, mais le [REDACTED] indique qu'il y voit des bulles...	Non				B	Oui
B078	Oui	x	x	NA	x	Au nom de [REDACTED] (voir REQ). Nous avons trouvé le B082 qui n'est pas dans cette liste mais pas le B078. Le [REDACTED] est le [REDACTED] de [REDACTED] (aujourd'hui [REDACTED]) qui ne connaît pas d'info historique sur la terre. Nous avons passé 4h30 à chercher sans succès. Il y a des traces d'hydrocarbures (irridescence) dans le fossé et le ruisseau à proximité. À valider si on souhaite y consacrer plus de temps.	Non	Non	?	?		Oui
B079		x	x	NA	x	Situé sur un terrain [REDACTED]. Les coordonnées correspondent exactement au même endroit que le poteau de corde à linge (évent?).	Non				TC	Oui
B080	Oui	x	x	x	x	Dans un pré, un champs non cultivé: Il y a des chevaux. Le puits est visible, non identifié par une pancarte. Trace d'hydrocarbures (irridescence) dans une crique à proximité.	Non	Oui	46° 18' 18.4°N	72 43' 52.7°W	C	Non
B084		x	x	x	x	Terrain asphalté; la ville n'est pas au courant	Non	NA			TC	Oui
B085		x	x	x	x	aucun indice de gaz, terrain sans indice. Mais détecteur de métal indique présence forte à quelques pieds des coordonnées. Dans un champs.	Non	NA			C	Oui
B086		x	x	NA	x	Les coordonnées GPS indiquent que ce puits est dans le fleuve	Non	NA			CE	Oui
B088		x	x	NA	x	Boisé. Serait sous un gros amat de branchage, il faudrait prévoir machinerie ou beaucoup de bras pour bouger tout ça. Aucun signe apparent de fuite ou de problème.	Non	NA			B	Oui
B141	Oui	x	x	x	x	Tubage apparent, tête de puits et évent. Le puits est trouvé dans un ruisseau sous une grosse roche qui est soulevée révélant le puits. Des bulles se forment autour du puits au 10 secondes environs. (Voir vidéo)	Non	Non	46° 17'?ou12 45.7'	(-72° 15' 42.9'	C	Oui
B150		x	retiré	retiré	NA	Pas de numéro de téléphone du [REDACTED] nous allons y aller en personne sous peu.	retiré	retiré				
B151		x	retiré	retiré	NA	[REDACTED] rejoint, en attente du rendez-vous. En plein milieu du village de [REDACTED] où il y a plein de rues et de maisons, donc en territoire construit.	retiré	retiré			TC	Oui
B170		x	Refus	Refus	NA	Attendez que le ministère envoie par écrit une décharge de toutes responsabilités envers le [REDACTED], à la demande de celui-ci le 11 juin 2015.						
B174		x	x	retiré	NA	Enterré sous boisé, pas d'indice visuel	Non	retiré			B	Oui
B178		x	x	retiré	NA	Dans un marécage, originaux et maringuins à profusion. La Ville de [REDACTED] propose d'envoyer un employé pour aider à chercher. Nous nous sommes rendus 2 fois sur les lieux pour chercher (il faut s'y rendre à pieds, prévoir 2 ou 3h de marches ou mieux un 4 roues), mais la zone est trop difficilement praticable, marécages, boisé touffu. Éloigné de toute civilisation, sauvage. Le gazoduc passe juste à côté, Intragaz-Gaz Métro auraient peut être de l'information... Le B178 et le B179 seraient dans ce même secteur. À valider si on veut y consacrer plus de temps.... si oui, prévoir idéalement 4 roues et être accompagné de l'employé de la ville de [REDACTED].	Non	retiré			M	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
B198	Oui	x	x	x	x	Trouvé 11 juin 2015, chemin Forest à St-Grégoire. Dans le de champs de maïs, après avoir pris connaissance d'un avis de forage trouvé dans le système SiGPEG et après avoir obtenu des informations du xxxxxxxxxxxx du lot et d'un homme ayant été xxxxxxxx, ils remarquent des plans de maïs d'environ 4-5 pouces de hauteur jaunies. Le détecteur de métal pointe un endroit; en creusant un trou d'environ 45 centimètres, l'eau s'accumule et des bulles sortent en très grande quantité. (vidéo et photo). Nous considérons ce puits comme retrouvé et il fuit. Il faut y retourner avec détecteur de gaz pour identifier le pourcentage le plus tôt possible. Le trou est resté ouvert afin que nous puissions faire le test de gaz rapidement. Le MERN est avisé le 12 juin 2015.	Non	Non	46' 13' 11,1'	(-72' 30' 33,4"	C	Oui
B210		x	Refus	Refus	NA	La xxxxxxxxxxxx s'est faite conseiller de ne pas nous donner d'autorisation. xxxxx a tenté de rentrer en contact 3 fois avec elle pour lui donner de plus amples explications et n'a eu aucun retour d'appel.						
B212		x	x	NR		Champs cultivé	Non	NA			C	Oui
B213		x	x	x	x	Le puits est en plein marécage, conditions très difficiles de recherche. Aucun indice visuel de problème observé.	Non	NA			M	Oui
B230		x	x	x	x	Le puits a été cherché en vain, les données GPS pointent sur l'île xxx xxxxxxxx qui n'est accessible qu'en bateau. Une fois sur l'île, les conditions de recherche sont difficiles en raison des herbes très hautes, le puits ne peut être localisé avec les moyens dont nous disposons. Cependant, nous avons trouvé des débris métalliques à 66 mètres d'où les coordonnées GPS indiquent la présence du puits. Parmi ces débris, des restes de ce qui a été un tuyau d'environ 18 pouces de diamètre et de 1/4 de pouce d'épaisseur en plusieurs parties de 8 pieds et semi-enterrés. (photo) Nous ne pouvons affirmer hors de tout doute qu'il s'agit de débris de forage mais vu la taille et le poids, nous estimons la chose fort probable puisque qu'il serait hautement étonnant voire impossible que ces débris trouvés en quantité aient été apportés par le courant. Les photos aériennes de l'époque ne nous permettent pas non-plus d'identifier la présence du puits ou de travaux en ce sens. Considérant les moyens dont nous disposons, ce puits est considéré introuvable.	Non	NA			B	Oui
B231		x	x	x	x	Le puits a été cherché en vain, les données GPS pointent sur l'île xxx xxxxxxxx qui n'est accessible qu'en bateau. Une fois sur l'île, les conditions ne nous ont pas permis de détecter le puits, les herbes et fourrages sont à hauteur d'épaules et poussent très densément nous empêchant d'utiliser adéquatement le détecteur de métal. Il n'y a aucun indice visuel de la présence d'un puits et les photos aériennes de l'époque ne permettent pas non plus permis de localiser le puits. Nous considérons donc le puits introuvables dans les conditions qui sont les nôtres.	Non	NA			B	Oui
B240		x	x	x	x	Idem au B231, accessible seulement en bateau. Une fois sur l'île, les coordonnées nous mène à l'arrière d'un chalet, où les herbes sont aussi à hauteur d'épaule randant les recherche très difficiles, le secteur est exploré à l'aide du détecteur de métal mais sans succès, le puits est introuvable malgré nos efforts. Les données du rapport de forage ne nous aident pas puisque les limites du lot sur le terrain n'y sont pas. Le puits est introuvable avec les moyens dont nous disposons.	Non	NA			B	Oui
B241		x	x	x	x	Idem, au B231 et B240, accessible uniquement en bateau. À noter que les données GPS ne correspondent pas aux données du rapport de forage. Selon ces données, le puits se trouverait à 20 mètres de la berge, dans l'eau.	Non	NA			CE	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
B246		x	x	x	x	Une fois sur l'île, l'accès se fait par chemin agro-forestier. Le [REDACTED] du terrain, [REDACTED] nous amène en VTT aux coordonnées GPS, dans un champ cultivé pour le foin très éloigné. [REDACTED] n'a jamais entendu parler du fait qu'il y aurait eu ce forage chez lui, aucune trace de métal n'est détectée et la couleur de foin est uniforme, aucun indice. La photo aérienne d'époque (1979) ne fourni aucun indice.	Non	NA			C	Oui
B251		x	x	x	x	Le [REDACTED] a eu connaissance du forage de ce puits et du puits A154. Le puits, non apparent et non identifié, est derrière les bâtiments de ferme, le long du chemin de ferme. L'herbe semble légèrement plus jaune à cet endroit . photos	Non	Oui			C	Oui
B267	Oui	x	x	x	x	Champs cultivé. Repéré Évén. Pas d'odeur. Pancarte d'identification. Plusieurs puits près les uns les autres, difficile de déterminer quel puits est le bon. Lors de la 2ième visite, pour l'inspection technique, le puits est localisé en même temps que 6 autres sur ce lot. Lors de la creuse, la terre semble contenir des hydrocarbure (photo B006), une odeur d'hydrocarbure est présente à partir de 50cm de profondeur . Des débris de ciments sont trouvés. Le sol étant gorgé d'eau, de petites bulles éparées mais constantes apparaissent (photo B010 et vidéo B001. AVI).	oui	Non	46/15/54,21	72/52/02,12	C	Oui
B267A	Oui	x	x	x	x	On constate non loin des coord. Géod. de l'herbe jaunie(photo) . Une sortie de drain agricole est présente tout près. Lors de la visite d'inspection le puits est trouvé, le sol étant gorgé d'eau à ce moment (11 déc.) du bouillonnement est visible. (voir photo au dossier).	Non	Non	46 15' 53.88°N	72 52' 01.17°W	C	Oui
B268		x	x	x	x	Aux dires de [REDACTED], le forage aurait eu lieu sur le lot 1776679. [REDACTED] lui aurait confirmé que le puits a été recouvert d'une plaque de béton et enfouit sous terre. Trouvé pancarte indiquant existence du puits à proximité. Les puits B268 et B268A sont situés à proximité du boulevard Sainte-Anne à Yamachiche (route 138) à environ 1,8 km à l'est du rond-point situé aux abords de la sortie 274 de l'Autoroute40. Aucune trace d'hydrocarbures ou de débris de forage ou de cimentation si ce n'est la présence de tous petits fragments provenant sans doute du puits voisin. Un morceau de bois (ancien piquet?) fut toutefois trouvé à environ 1 pied de profondeur.	oui	Non	46' 16' 8.73'	(-)72 51' 25 oo	B	Oui
B268A	Oui	x	x	x	x	Aux dires de [REDACTED], le forage aurait eu lieu sur le lot 1776679. [REDACTED] lui aurait que le puits a été recouvert d'une plaque de béton et enfouit sous terre. Trouvé pancarte indiquant existence du puits à proximité. Le puits B268a fut lui localisé à 7 mètres de la coordonnée de la fiche SIGPEG. Cela n'est pas étonnant car les coordonnées des deux puits selon SIGPEG sont les mêmes, comme s'il s'agissait d'une réentrée, alors que, sur le terrain, les deux puits sont séparés de 6 mètres selon un axe nord-sud. Le puits montre des signes de contamination (sol contaminé près de l'extrémité du coffrage et fuite légère à la périphérie du cuvelage extérieur) mais ne nécessitant probablement pas de réparation urgente.	oui	Non	46 16' 08.90°N	72 51' 25.03°W	B	Oui
B269		x	Refus	Refus	NA	Après plusieurs contacts, [REDACTED] ont dit qu'ils s'en occuperaient eux même sans donner plus de détail. Aucune permission ne nous a été accordée pour documenter ce puits.						
B272	Oui	x	x	x	x	Facile d'accès. [REDACTED] au courant du puits mais n'est plus apparent. Lors de la 2ième visite, le puits est trouvé à 55 mètres des données du Sigpeg, en creusant une odeur d'hydrocarbure est constatée, le casing head est mis au jour, le trou se gorgeant d'eau, des bulles se révèlent rapidement. (Voir photo et vidéo au dossier.) Des déchets de forage sont trouvés.	Non	Non	46 15' 52.52°N	72 51' 59.50°W	C	Oui

# puits	Signes de fuites	Phase 1 100% 121/121	Phase2 102% 108/105	Phase3 93% 87/94	Complet 94% 92/98	Commentaires	Pancarte	GPS au SIGPEG ok?	Latitude corrigée	Longitude corrigée	État du terrain	Creusage nécessaire
B273	Oui	x	x	x	x	Puits non apparent mais identifié par une plaque. Plusieurs puits près les uns les autres, difficile de déterminer quel puits est le bon puisque emplacement pancarte différente de coordonnées GPS. Trouvé pancarte indiquant existence du puits. Lors des visites du 11 et du 13 décembre, le puits est trouvé à 21 mètres au sud des données GPS du Sigpeg, en creusant. Une odeur d'hydrocarbures se fait sentir (et fétide aussi), des bulles de gaz sont présentes (voir photo et vidéo).	Oui	Non	46 15' 53.34°N	72 51' 57.25°W	C	Oui
B274	Oui	x	x	x	x	Plusieurs puits près les uns les autres, difficile de déterminer quel puits est le bon puisque emplacement pancarte différente de coordonnées GPS. Trouvé pancarte indiquant existence du puits. Le puits est finalement trouvé à 97 mètres au nord des coordonnées du Sigpeg, la tête de puits est mise à jour à 22 pouces sous la terre, en creusant. Le sol se gorgeant d'eau, des bulles de gaz remontent. Voir photos et vidéo au dossier.	oui	Non	46 15' 52.95°N	72 51' 56.62°W	C	Oui
B275	Oui	x	x	x	x	Plusieurs puits près les uns les autres, difficile de déterminer quel puits est le bon puisque emplacement pancarte différente de coordonnées GPS, Trouvé pancarte indiquant existence du puits. Lors de la 2 ^{ème} visite le puits est trouvé en creusant, le caising est à 36 pouces de profondeur. Le sol se gorgeant d'eau, du bouillonnement est observé.	oui	Non	46 15' 55.33°N	72 52' 00.65°W	C	Oui
B276	Oui	x	x	x	x	Plusieurs buttes de terre dans ce secteur. Le puits est localisé sur le lot 1776688, en creusant le puits est trouvé, à 98 mètres au nord des données GPS du Sigpeg, des odeurs d'hydrocarbures sont observées, le sol semble contaminé (échantillon remis au MERN), signe de fuites observés à quelques endroits au pourtour du puits: bulles de gaz.	Non	Non	46 15' 49.93°N	72 52' 01.86°W	C	Oui

Légende :

NA signifie non applicable. **NR** signifie que nous n'avons pas pu réaliser cette phase.

Un **x** dans la colonne des phases 12223m signifie que la phase concernée est complétée.

Phase 1: Phase de documentation préalable aux recherches sur le terrain, prise de contact avec le ou les propriétaires, recherche d'indices permettant la localisation physique subséquente.

Phase 2: Phase de recherche et d'observation pour trouver le puits sur le terrain, validation de la conformité des coordonnées GPS des puits et documentation des réalités physiques du terrain. Rapport/Grille de reconnaissance complété

Phase 3: Phase d'observation technique, visite des puits trouvés à l'aide d'un détecteur de gaz. Rapport/Grille de d'inspection technique complété

Phase 4: Prise en charge des puits montrant des signes de fuites par le ministère

Code état du terrain

B2 Boisé

C2 Champs

M2 Marécage

CE2 Cours d'eau

F2 Friche

TC2 Terrain construit

A2 Autre