



# **Rapport final d'analyse d'intégrité**

## **– Puits A102 –**

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-FERM

**16 octobre 2020**

### Versions

Version préliminaire	RPT_MERN_PNA_QC_A102_20200924_PRELIMINAIRE	24 sept. 2020
Version finale	RPT_MERN_PNA_QC_A102_20201016_FINALE	16 oct. 2020

### Signatures

Rédigé par :	Frédéric Lavoie, ing.	OIQ : 5056835	16 oct. 2020
	Stephan Séjourné, géo., Ph.D.	OGQ : 1377	16 oct. 2020
	Jean-Sébastien Marcil, ing., M.Sc.	OIQ : 123484	16 oct. 2020
Révisé et approuvé par :	Mathieu Lavoie, ing.	OIQ : 132558	16 oct. 2020

*La version originale signée a été déposée au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles en format papier.*

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Revue documentaire et informations disponibles.....</b>	<b>5</b>
2.1	Informations générales sur le puits.....	5
2.2	Site du puits .....	6
2.3	Schéma du puits .....	8
2.4	Géologie.....	9
2.5	Hydrogéologie.....	10
2.6	Abandon.....	11
2.7	Intégrité du puits.....	11
2.7.1	Intégrité de la tête de puits .....	11
2.7.2	Intégrité des tubages.....	12
2.7.3	Intégrité de la cimentation .....	12
2.7.4	Intégrité de la formation.....	13
2.8	Inspections.....	14
2.8.1	Résumé des inspections et visites du site .....	14
2.8.2	Mesures de débit de gaz / huile / saumure .....	14
2.8.3	Test de migration de gaz autour du puits.....	14
2.8.4	Échantillonnage de sol .....	15
2.9	Visite du site par Oea Experts-Conseils .....	16
2.10	Informations sur les autres puits du secteur .....	16
2.11	Échantillonnage géochimique du gaz naturel/huile/saumure .....	17
<b>3</b>	<b>Analyse des données disponibles .....</b>	<b>19</b>
3.1	Identification des sources de contamination .....	19
3.1.1	Localisation des sources de contamination en profondeur .....	19
3.1.2	Écoulement en surface des contaminants .....	21
3.2	Scénarios de migration possible des contaminants .....	22
3.3	Évaluation des problématiques en vue d'une intervention corrective dans le puits .....	24
3.3.1	État des tubages .....	24
3.3.2	État de la cimentation et du lien dans l'espace annulaire .....	25
3.3.3	État du trou ouvert.....	27

3.3.4	Caractéristiques des fluides dans le puits.....	28
3.3.5	Accès au puits.....	29
3.3.6	Problèmes opérationnels.....	30
<b>4</b>	<b>Conclusions et recommandations .....</b>	<b>32</b>
	<b>Références bibliographiques .....</b>	<b>34</b>
	<b>Annexe 1 : Rapports d’inspection .....</b>	<b>35</b>
	<b>Annexe 2 : Paramètres d’interpolations utilisés .....</b>	<b>50</b>

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau 1</b>	: Résumé des principales informations générales pour le puits A102.....	5
<b>Tableau 2</b>	: Résumé du contexte géologique dans la région du puits A102.....	9
<b>Tableau 3</b>	: Résumé des observations de la visite du 10 octobre 2019.....	16
<b>Tableau 4</b>	: Résultats de l’analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits A102.....	18

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure 1</b>	: Localisation du site du puits A102.....	6
<b>Figure 2</b>	: Vue générale du site et excavation au 10 octobre 2019.....	7
<b>Figure 3</b>	: Vue des tubages à la surface du puits A102.....	7
<b>Figure 4</b>	: Schéma du puits A102.....	8
<b>Figure 5</b>	: Localisation du site A102 sur la carte géologique du secteur.....	10
<b>Figure 7</b>	: Interpolation du levé de migration de gaz réalisé le 22 septembre 2020. ....	15
<b>Figure 8</b>	: Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits A102.....	20
<b>Figure 9</b>	: Scénario d’écoulement du gaz en surface. ....	21
<b>Figure 10</b>	: Scénario de migration possible des contaminants retenu pour le puits A102. ....	23

## 1 Introduction

Le 1er mai 2018, le Gouvernement du Québec annonçait l'intensification des démarches visant à repérer et sécuriser les puits inactifs sur son territoire. Le puits « Oil Selections No.32 » (A102), foré en 1956 par la compagnie « Oil Selections Ltd. », fait partie de cette campagne de repérage.

La première étape est de vérifier le niveau d'intégrité du puits A102 pour pouvoir procéder à la préparation d'un programme de fermeture définitive. En conséquence, le 10 octobre 2019, une visite du site a été effectuée par des membres de l'équipe de Oea Experts-Conseils pour avoir une meilleure compréhension :

- De l'état du puits;
- Du degré de contamination éventuelle en surface;
- Des conditions d'accès au site.

Deux représentants du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) ont organisé l'accès au site et offert l'assistance nécessaire pendant l'inspection. Selon la visite, un écoulement de gaz naturel à débit relativement faible est observé autour du puits.

Un rapport préliminaire d'analyse d'intégrité du puits a été préparé par Oea Experts-Conseils et soumis au MERN en novembre 2019. Les recommandations du rapport préliminaire d'analyse de l'intégrité du puits se limitaient aux actions qui ne nécessitaient pas d'interventions à l'intérieur du puits puisque ce puits est actuellement fermé. À la suite des recommandations de ce rapport sur les prochaines étapes à suivre, le MERN a mandaté la firme GBi Experts-Conseils afin de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse géochimique du gaz qui s'échappe autour du puits. L'objectif de ces analyses, isotopiques notamment, visait à permettre d'identifier la source des émanations sans avoir recours à des travaux plus intrusifs qui auraient nécessité l'ouverture du puits et l'installation d'une tête de puits avec une foreuse. Le MERN a également mis à la disposition de Oea Experts-Conseils les informations disponibles sur ce puits et sur les puits qui ont été forés dans les alentours, ainsi que de nouvelles informations de terrain recueillies par les inspecteurs du MERN lors de leurs inspections récentes.

Sur recommandations de Oea Expert-Conseils, les procédures de prises de données des inspecteurs du MERN ont été modifiées à partir de juillet 2020 afin d'intégrer la prise de mesure du débit d'émanation de gaz autour d'un puits, un test de migration de gaz et une série de mesures des dimensions des tubages accessibles. L'objectif principal de ces modifications à la procédure d'inspection est de permettre d'obtenir les informations nécessaires pour établir l'état actuel du puits et pour quantifier les fuites de contaminants qui sont reliées au puits. Ces informations additionnelles permettront également au MERN de classer les puits selon leurs risques pour la sécurité du public et la qualité de l'environnement.

Les informations disponibles ont été intégrées et analysées dans le présent rapport final d'analyse de l'intégrité du puits, qui se veut un sommaire des informations disponibles ainsi que de l'état actuel du puits. L'objectif de ce rapport est de permettre au MERN de prendre une décision éclairée sur le statut du puits en fonction de son état actuel, de la complexité des opérations de fermeture éventuelles, des informations disponibles et manquantes ainsi que, le cas échéant, de la provenance des émanations.

## 2 Revue documentaire et informations disponibles

### 2.1 Informations générales sur le puits

Le **Tableau 1** résume les principales informations générales pour le puits A102. Selon les documents disponibles, le puits a été foré en 1956 et 1957 avec une foreuse minière. Le puits a atteint la profondeur totale de 402,64 m (1 321 pi). Le puits possède les tubages suivants :

- 141,0 mm (5,5 po) tubage conducteur à 6,70 m  
Cimenté partiellement
- Casing BX 73,1 mm (2,87 po) tubage de surface à 37,18 m  
Cimenté partiellement
- Casing AX 57,2 mm (2,25 po) tubage intermédiaire à 317 m  
Cimenté partiellement

Il est à noter que la hauteur de référence pour les profondeurs n'est pas connue. Sauf indication contraire, les diamètres des tubages indiqués dans ce rapport correspondent au diamètre extérieur.

Plusieurs indices de gaz naturel ont été rencontrés dans le puits entre 30 et 403 m de profondeur. Des indices d'eau, probablement salée, ont également été documentés à 146 m, 250 m et 256 m. Le puits est presque entièrement carotté.

**Tableau 1** : Résumé des principales informations générales pour le puits A102.

<b>Numéro</b>	A102
<b>Nom</b>	Oil Selections No.32
<b>Année de forage</b>	1956
<b>Région</b>	Basses-Terres (sols consolidés)
<b>Coordonnées</b>	Coordonnées du recensement : Longitude : -72° 22' 15,5" Latitude : 45° 52' 57,1"  Coordonnées réelles après inspections du MERN (NAD83) : Longitude : -72° 22' 13,4" Latitude : 45° 52' 56,8"
<b>Profondeur</b>	402,64 m (1 321 pi)
<b>Type de foreuse</b>	Carottage minier

## 2.2 Site du puits

Le puits A102 est situé dans Lanaudière, dans la municipalité de L'Assomption, au nord de l'Autoroute 40 et au sud du Rang Point-du-Jour Sud. Une vingtaine de puits ont été forés dans ce secteur entre 1940 et 1960 (**Figure 1**). Les **Figures 2** et **3** présentent respectivement une vue générale du site et les tubages du puits.



**Figure 1** : Localisation du site du puits A102.



**Figure 2 :** Vue générale du site et excavation au 10 octobre 2019.



**Figure 3 :** Vue des tubages à la surface du puits A102 après avoir retiré le couvercle de métal, le 22 septembre 2020.

## 2.3 Schéma du puits

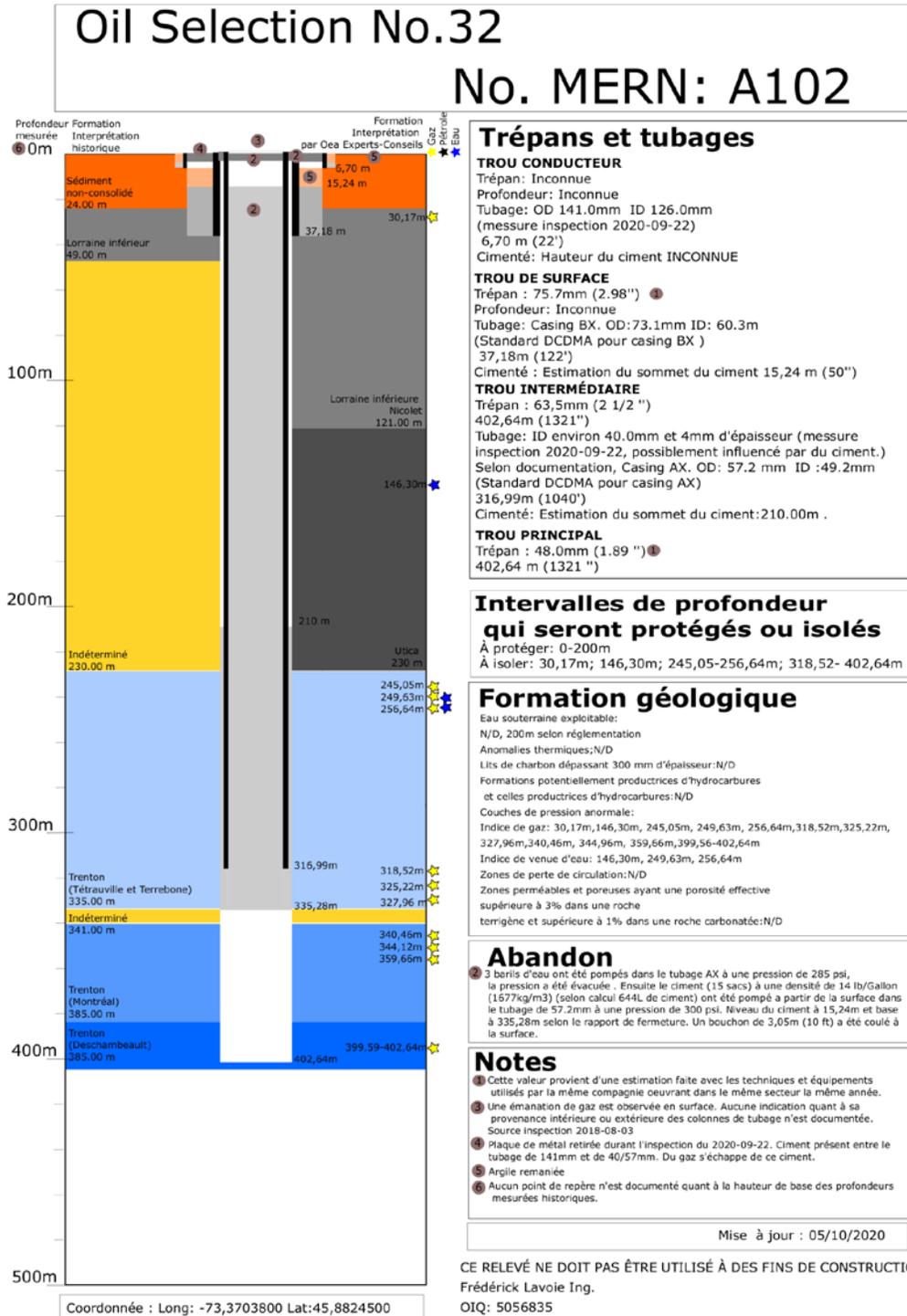


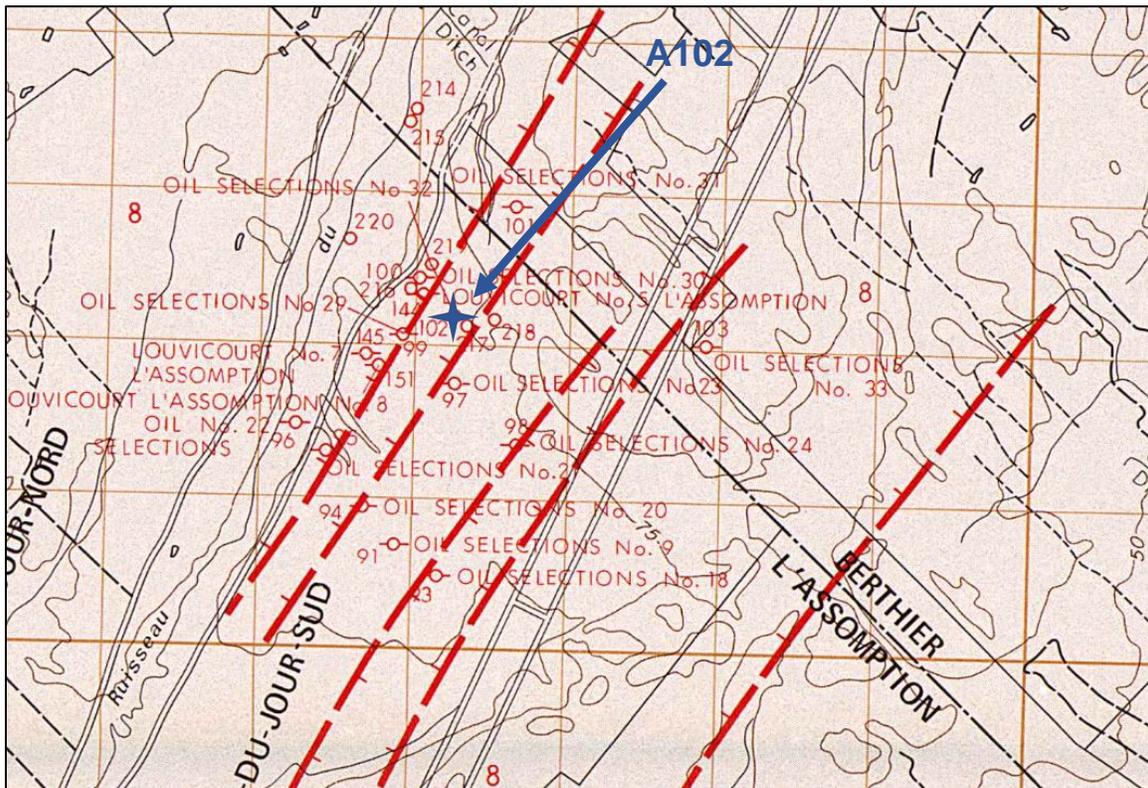
Figure 4 : Schéma du puits A102.

## 2.4 Géologie

Le **Tableau 2** résume le contexte géologique général en surface dans le secteur du puits A102. La géologie du rang Point-du-Jour Sud à L'Assomption est bien décrite en raison des nombreux puits forés dans le secteur. L'élément géologique important est la présence de plusieurs petites failles normales actives tout au long de l'Ordovicien. Cette géologie particulière crée des hauts et des bas structuraux de type horsts et grabens. Des réservoirs gaziers sont souvent associés à ce type d'environnement géologique. Dans le cas de L'Assomption, il est possible que cela ait généré des structures favorables pour le développement de réservoirs naturellement fracturés en profondeur. La **Figure 5** illustre la position du puits A102 par rapport à l'emplacement approximatif de ces failles. Les traces des failles projetées en surface sur la carte sont interprétées sur la base des décalages stratigraphiques observés en forage : ces failles ne sont pas visibles en surface et les données sismiques publiques disponibles ne couvrent pas ce secteur. Selon cette interprétation, le puits A102 se trouve dans un demi-graben, à environ 250 m de la projection en surface de l'une des failles. Le rejet le long de ces failles est estimé entre 30 et 75 m (Clark et Globensky, 1977) et il est vraisemblable qu'elles atteignent la surface même si elles sont masquées par les dépôts meubles.

**Tableau 2** : Résumé du contexte géologique dans la région du puits A102.

Stratigraphie	Groupe de Lorraine, Formation de Nicolet
Âge	Ordovicien supérieur
Description de la zone géologique	Shale gris et mudstone avec interlits de grès lithique, de siltstone, de calcarénite et de dolarénite; quelques lits de conglomérat



**Figure 5** : Localisation du site A102 sur la carte géologique du secteur. Les failles normales interprétées sont représentées en tireté rouge. Les côtés des carrés mesurent 1 km. Fond cartographique : Clark et Globensky (1977).

Par ailleurs, la description des déblais de forage qui est disponible dans les données historiques indique que le puits a traversé successivement les roches du Groupe de Lorraine inférieur puis un intervalle de nature indéterminée avant de se terminer dans le Groupe de Trenton. Il est important de clarifier la stratigraphie de l'intervalle indéterminé afin de mieux comprendre les sources possibles des émanations. Cette distinction a été faite en comparant les diagraphies disponibles pour ce puits (potentiel spontané et résistivité) à celles d'autres puits alentour. À cette fin, les diagraphies de 13 puits forés à proximité du puits A102 ont été examinées et celles des puits A091, A098, A099, A100, A101, A102 et A103 ont été retenues. De cette analyse il ressort que le Groupe de Lorraine inférieur (Formation de Nicolet) s'étend jusqu'à 121,0 m de profondeur et que le reste de l'intervalle de nature indéterminée correspond au Shale d'Utica (jusqu'à 230 m de profondeur et le contact avec le Groupe de Trenton). Cette stratigraphie révisée est représentée sur le schéma du puits à la **Figure 4**.

## 2.5 Hydrogéologie

L'une des fonctions du tubage de surface cimenté vise à protéger les aquifères de tout risque de contamination. En l'absence de tubage de surface (absent ou retiré pour fins de fermeture définitive) c'est le ciment qui assure cette fonction. La connaissance de la base de l'aquifère dans

le secteur du puits A102 est une information importante, qui est toutefois très difficile à déterminer. Par défaut, une profondeur maximale pour la base de l'aquifère est fixée à 200 m/sol. Les sources d'informations ci-dessous ont été considérées afin d'apporter des précisions complémentaires.

Une extraction des données du Système d'information hydrogéologique (SIH) du MELCC dans un rayon de 10 km centré sur le puits A102 au nord du fleuve Saint-Laurent (430 échantillons) indique que le puits d'eau le plus profond pour lequel des données valides sont disponibles a atteint une profondeur de 122,0 m/sol, et que 95% des puits ont une profondeur inférieure ou égale à 54,9 m/sol. Bien que le contenu de la base de données du SIH ne représente pas un inventaire exhaustif de tous les ouvrages de captage existants, la profondeur de 122,0 m/sol peut donc être utilisée comme une approximation raisonnable de la profondeur maximale du SOMMET de l'aquifère dans le secteur à l'étude.

Par ailleurs, la base de données du Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier du MERN révèle la présence de gaz dans les dépôts meubles dans huit forages pétroliers et gaziers dans un rayon de 4 km autour du puits A097, à des profondeurs entre 5,4 et 23,7 m/sol.

## **2.6 Abandon**

Le puits a été abandonné en 1961 en installant les bouchons de ciment suivants à l'intérieur du tubage de 57,2 mm:

- Bouchon de ciment No.1 : 335 m à 15 m (1 100 pi à 50 pi)
- Bouchon de ciment No.2 : 3 m à 0,6 m (10 pi à 2 pi)

Comme aucun tubage avec un diamètre assez faible pour la cimentation n'était disponible, le bouchon de 335 à 15 m a été pompé à partir de la surface à l'intérieur du tubage de 57,2 mm. Un ciment avec une densité de 1 677 kg/m<sup>3</sup> a été utilisé et une pression maximale d'injection de 2 068 kPa (300 psi) a été utilisée. Les profondeurs du niveau du bouchon de ciment proviennent du rapport de fermeture.

Par la suite, un second bouchon en surface (No.2) de 3 m a été coulé à la surface. Le tubage a ensuite été coupé et couvert par une plaque de métal soudée. La partie visible du tubage après l'excavation du 22 septembre 2020 confirme la présence de la plaque de métal soudée. La plaque de métal a été retirée lors de cette inspection puisqu'elle était mal soudée.

## **2.7 Intégrité du puits**

### **2.7.1 Intégrité de la tête de puits**

Le puits A102 n'a pas de tête de puits, une plaque de métal a été soudée sur le tubage de 141,0 mm durant l'abandon du puits en 1961.

L'intégrité de la plaque de métal et de sa soudure a été évaluée au moment de l'inspection du 22 septembre 2020. La plaque de métal était située à une profondeur de 58 cm par rapport à la surface du sol. Il a été observé que du gaz s'échappait de la soudure entre la plaque et le tubage de 141,0 mm. La soudure étant peu solide, la plaque de métal a été retirée facilement par les inspecteurs du MERN pour avoir accès au tubage à l'intérieur du puits.

### 2.7.2 Intégrité des tubages

Aucun test d'intégrité n'est documenté. Le puits étant actuellement obstrué par du ciment, il n'y a pas eu de test de pression effectué récemment sur les tubages. Seulement la partie visible à l'extérieur du tubage de 141,0 mm et l'intérieur du tubage de 57,2 mm ont pu être examinés en surface. Les deux tubages montrent une très légère corrosion extérieure visible sur les photographies de la visite du 22 septembre 2020, qui ne semble pas affecter leur intégrité. Des mesures d'épaisseur du métal réalisées lors de cette inspection montrent que le tubage de 141,0 mm possède une épaisseur minimale de 6,2 mm et que le tubage de 57,2 mm a une épaisseur d'environ 4,0 mm. L'épaisseur originale de ces tubages demeure ambiguë étant donné le peu de documentation disponible à leur sujet.

La correspondance entre les tubages mesurés au moment de l'inspection du 22 septembre 2020 et ceux décrits dans la documentation entourant le forage du puits a été examinée. Le tubage de 141,0 mm observé correspond aux données de forage et de fermeture du puits. Par contre, le tubage de 73,1 mm documenté durant la construction du puits et au moment de la fermeture n'a pas été observé durant l'inspection. Il est possible que son extrémité ait été recouverte par le ciment coulé en surface au moment de l'abandon. Le tubage de 57,2 mm documenté durant la construction du puits et au moment de la fermeture ne correspond pas aux mesures prises de l'intérieur du tubage observé. C'est-à-dire que le tubage de 57,2 mm (*AX casing*) devrait avoir un diamètre interne de 49,2 mm alors que le diamètre interne mesuré le 22 septembre 2020 est d'environ 40,0 mm. Il a été mentionné dans le rapport que du ciment aurait pu influencer cette mesure, ce qui pourrait expliquer cette différence de 9,2 mm. Cependant, dans l'éventualité où cette mesure serait exacte, il serait nécessaire de considérer l'hypothèse que des travaux aient pu être effectués à l'intérieur du puits entre sa fermeture le 19 décembre 1961 et aujourd'hui. L'ajout d'un tubage supplémentaire serait à considérer.

Il est à noter que l'ensemble des tubages utilisés dans ce puits ne sont pas standard pour l'industrie pétrolière actuelle. Le peu de détail dans la documentation ne permet pas de vérifier les capacités des tubages qui ont été utilisés. Bien qu'ils aient été utilisés dans le passé, ces tubages ne sont plus utilisés de nos jours, et cela du point de vue réglementaire et des bonnes pratiques.

L'intégrité des tubages n'a pu être vérifiée par la prise de diagraphies spécialisées en raison de l'absence de tête de puits et de la présence de bouchons de ciment à l'intérieur du puits. Considérant la nature intrusive d'une telle procédure et la nécessité préalable d'installer une tête de puits avec une foreuse, il est suggéré de ne procéder à l'inspection de l'intégrité des tubages par voie de diagraphie que pendant les opérations de fermeture définitive, le cas échéant.

### 2.7.3 Intégrité de la cimentation

Aucun test d'intégrité des cimentations n'est documenté.

Selon la documentation disponible, la cimentation du tubage de 73,1 mm et celle du tubage de 57,2 mm sont partielles et incomplètes. Selon les rapports journaliers de forage, le ciment à l'intérieur des tubages aurait été rencontré respectivement à des profondeurs de 15,24 m et 210 m. Ces chiffres représentent pour le moment l'indication la plus probable quant à la hauteur du

sommet du ciment annulaire de ces tubages, compte tenu de la technique de cimentation utilisée à l'époque.

Par ailleurs, la densité et le type de ciment utilisé pour ces deux cimentations ne sont pas mentionnés dans la documentation disponible. Ces informations s'avèrent nécessaires pour l'évaluation de la qualité du ciment. De plus, pour ces deux cimentations, la dimension de l'espace annulaire entre le tubage et la paroi rocheuse est très faible et n'est pas standard pour l'industrie pétrolière.

L'inspection du 22 septembre 2020 a permis d'identifier en surface du ciment à l'intérieur de tous les tubages visibles. Ce ciment observé ne semble pas être celui de la cimentation primaire des tubages. Il semble correspondre au ciment qui a été coulé à partir de la surface au moment de la fermeture du puits en 1961, ce qui correspond à un bouchon d'environ 3 m coulé en surface. Cette technique de cimentation par la surface est peu efficace étant donnée la répartition non uniforme du ciment à l'intérieur du puits et de sa contamination avec les fluides dans le puits. Le ciment observé entre les tubages de 141,0 mm et de 57,2 mm représente en fait la composition de deux espaces annulaires soit entre les tubages de 141,0 et 73,1 mm et entre les tubages de 73,1 et 57,2 mm. Il a été observé que du gaz s'échappe de ce ciment, l'intégrité du ciment dans cet espace annulaire semble compromise. Le sommet du bouchon de ciment à l'intérieur du tubage de 57,2 mm se situe à 30 cm de profondeur par rapport à l'extrémité du tubage. Aucun fluide ou gaz ne s'écoule de l'intérieur de ce tubage. D'une longueur de 3 m, ce bouchon de ciment de surface ne serait pas suffisant pour retenir la pression de gaz exercée par une source de gaz profonde (300-400 m) : ceci porte à croire que l'intégrité du bouchon de ciment plus profond (15 à 335 m) est possiblement bonne. Selon la documentation disponible sur ce bouchon, le ciment pompé à l'intérieur du tubage de 57,2 mm avait une densité de 1 677 kg/m<sup>3</sup> et a été pompé à une pression de 2 068 kPa (300 psi).

La réglementation actuelle prévoit que le tubage de surface doit protéger l'eau souterraine exploitable. Dans le cas du puits A102, la cimentation du tubage de surface (73,1 mm) et celle du tubage intermédiaire (57,2 mm) ne permettent pas une protection suffisante selon la réglementation actuelle pour un nouveau puits d'exploration.

L'intégrité du lien entre la formation et le tubage de 57,2 mm n'a pas pu être vérifiée par la prise de diagraphies spécialisées principalement en raison de l'absence de tête de puits et des bouchons de ciment à l'intérieur du puits. Tel que mentionné précédemment, il est suggéré de ne procéder à l'inspection de l'intégrité de la cimentation primaire par voie de diagraphie que pendant les opérations de fermeture définitive (le cas échéant), en raison de la nature intrusive d'une telle procédure (installation préalable d'une tête de puits et opérations de réentrée dans le puits). Le bouchon de ciment qui a été placé à l'intérieur du tubage de 57,2 mm devra être foré avant de pouvoir enregistrer les diagraphies. Pour évaluer la cimentation du tubage de 73,1 mm, la section de tubage de 57,2 mm devra être retirée jusqu'à une profondeur minimale de 40 m. De plus, un appareil de diagraphie de très faible diamètre devra être utilisé.

#### 2.7.4 Intégrité de la formation

Aucun test d'intégrité n'est documenté.

## 2.8 Inspections

### 2.8.1 Résumé des inspections et visites du site

Ce puits a fait l'objet d'inspections par le MERN le 3 août 2018, le 15 juillet 2019 et le 22 septembre 2020.

La visite du 3 août 2018 avait pour objectif de localiser le puits et d'en faire l'inspection s'il était visible. Le puits n'a pas été localisé visuellement, mais il a été localisé de manière indirecte d'après les informations du propriétaire de surface et par la détection d'un signal magnétique fort. La présence de gaz a également été observée à cet endroit.

La visite des inspecteurs du MERN le 15 juillet 2019 avait pour objectif la prise d'échantillons de sol. Un rapport d'analyse de laboratoire est disponible, mais pas le rapport de la visite.

Une visite du site a été réalisée le 10 octobre 2019 par Oea Experts-Conseils et les inspecteurs du MERN. Le puits a été excavé et un écoulement de gaz naturel à débit relativement faible a été observé lors de cette visite. Un échantillonnage géochimique a été réalisé par la firme GBI Experts-Conseils le 3 juin 2020.

La visite réalisée le 22 septembre 2020 avait pour objectif d'amasser les données techniques et de caractériser les émissions de contaminants du puits.

### 2.8.2 Mesures de débit de gaz / huile / saumure

La mesure du débit de gaz réalisée lors de l'inspection du 22 septembre 2020 montre que le débit de gaz naturel émis par le puits est de 1,5 m<sup>3</sup>/jr. La fuite a été captée par un système isolant le tubage de 141 mm de manière à capter tous les gaz qui proviennent de l'intérieur du puits. Le débit de gaz a été évalué avec un compteur de gaz mécanique Itron M400A, durant une période d'environ 30 min. Selon les indications manuscrites du test de débit calculé (**Annexe 1**), le débit observé semble constant et non-cyclique. La présence de gaz à l'extérieur du puits a été vérifiée et aucune indication de migration à l'extérieur du tubage n'a été remarquée. Il s'agit de la première mesure de débit effectuée sur ce puits.

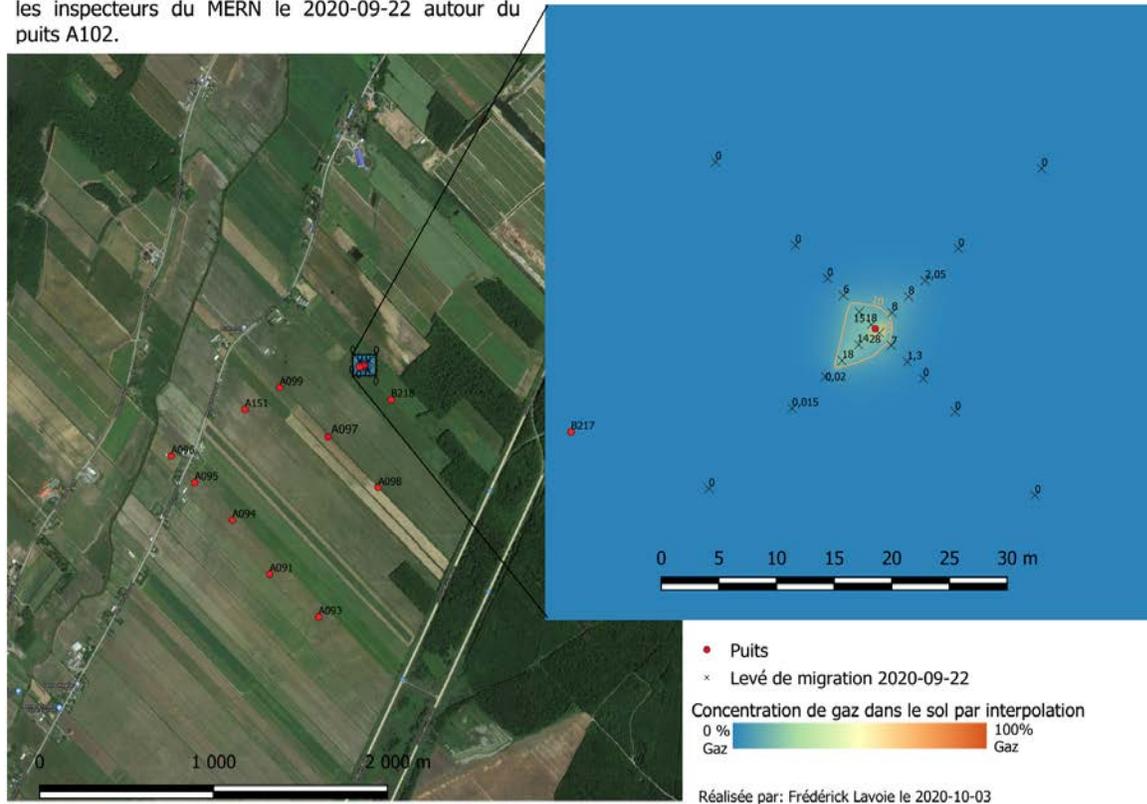
À l'intérieur du puits, un test avec de l'eau a été réalisé afin de déterminer la provenance du gaz. Aucun gaz ne vient de l'intérieur du tubage qui a le plus petit diamètre (57,2 mm). Le gaz provient uniquement du ciment qui est présent entre les tubages de 57,2 et 141 mm. Rappelons ici que le tubage de 73,1 mm situé dans cette espace annulaire n'a pas été observé durant cette inspection. Son extrémité pourrait se situer plus bas que le sommet du ciment observé.

### 2.8.3 Test de migration de gaz autour du puits

Un test de migration a été réalisé autour du puits A102, soit durant l'inspection du 22 septembre 2020. L'information concernant ce test de migration est consignée à l'**Annexe 1**.

Le test de migration effectué le 22 septembre 2020 a été réalisé sur une étendue de 75 m autour du puits. La valeur maximale de 28% gaz CH<sub>4</sub> a été mesurée à 0,5 m du puits dans un azimut de N225°. La concentration en gaz CH<sub>4</sub> tend à devenir nulle en moyenne à partir de 6 m du puits dans toutes les directions. La **Figure 7** illustre le résultat interpolé de ce levé de migration. Les paramètres d'interpolation sont consignés à l'**Annexe 2**.

Interpolation du levé de migration de gaz réalisé par les inspecteurs du MERN le 2020-09-22 autour du puits A102.



**Figure 6** : Interpolation du levé de migration de gaz réalisé le 22 septembre 2020.

Il est à noter que le rapport d'inspection ne mentionne pas la méthodologie ou la procédure standardisée qui a été respectée pour réaliser ce test de migration. Cette information est nécessaire pour permettre de comparer différents levés entre eux et réaliser des interprétations quantitatives.

#### 2.8.4 Échantillonnage de sol

Un échantillonnage de sol a été effectué le 15 juillet 2019. L'échantillon a été analysé en laboratoire, notamment pour les hydrocarbures pétroliers (C<sub>10</sub>-C<sub>50</sub>), les hydrocarbures aromatiques polycycliques et les métaux extractibles totaux (Bureau Veritas, dossiers Lab BV : B932035, rapport du 29 juillet 2019). Les résultats indiquent un dépassement du critère de qualité de sol dans la gamme B-C (1 200 mg/kg en hydrocarbures pétroliers C<sub>10</sub>-C<sub>50</sub>). La localisation de l'échantillon et la procédure d'échantillonnage utilisée ne sont pas précisées; il n'est donc pas possible de déterminer si le prélèvement des échantillons a été réalisé selon le Guide d'échantillonnage à des fins d'analyses environnementales – Cahier 5 – Échantillonnage des sols (MELCC, 2010) et le Guide de caractérisation des terrains (MELCC, 2003). Cet échantillonnage ne constitue pas une caractérisation environnementale de site.

## 2.9 Visite du site par Oea Experts-Conseils

Le **Tableau 3** résume les observations principales réalisées lors de la visite de Oea Experts-Conseils le 10 octobre 2019.

Des mesures de gaz ont été effectuées lors de la visite à titre indicatif et pour des raisons de sécurité du personnel : elles ne sont pas destinées à des fins de comparaison avec d'autres mesures qui auraient été prises lors d'inspections précédentes et subséquentes.

**Tableau 3** : Résumé des observations de la visite du 10 octobre 2019.

Végétation	Prés et herbes
Présence de pétrole	Rien d'observable
Étendue de la zone problématique	1,0 par 1,0 mètre (1 m <sup>2</sup> )
Présence d'émanation de gaz	Méthane à faible débit
Présence d'écoulement de pétrole	Aucun écoulement visible
Présence d'écoulement d'eau salée	Pas observée
Type de sol	Argile
Pollution	Émanation de gaz naturel

## 2.10 Informations sur les autres puits du secteur

Une revue documentaire des informations disponibles sur les autres puits forés aux alentours a été effectuée pour les puits suivants :

- A091, A093 à A096, A098 à A101 et A103

Cette revue n'a pas livré d'informations supplémentaires sur les opérations ayant eu lieu dans les puits A102 ou sur les méthodes de forage employées à l'époque.

## 2.11 Échantillonnage géochimique du gaz naturel/huile/saumure

À la suite des recommandations faites dans le rapport préliminaire d'analyse d'intégrité pour le puits A102, le MERN a mandaté la firme GBi Experts-Conseils afin de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse des émanations de gaz observées autour du puits (GBi Experts-Conseils, 2020).

L'échantillonnage du puits A102 a eu lieu le 3 juin et deux échantillons de gaz ont été récupérés. Les analyses ont été réalisées par l'Université de Windsor (Mundle Lab) pour la composition des gaz et les rapports isotopiques et par Stratum Reservoir pour la concentration en H<sub>2</sub>S. Les résultats d'analyse de l'Université de Windsor sont présentés au **Tableau 4**. Les isotopes du carbone pour l'éthane et le propane n'ont pu être analysés en raison de la trop faible concentration de ces gaz. Aucun composé soufré n'a été détecté dans les analyses de Stratum Reservoir (les résultats ne sont pas présentés dans le **Tableau 4**).

**Tableau 4** : Résultats de l'analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits A102. N.-A. : Non-analysé. Source : GBi Experts-Conseils (2020).

<b>Puits</b>	<b>A102 - Oil Selection #32</b>
Date échantillonnage	2020-06-03 - 13:00
Méthode d'échantillonnage	Sac Tedlar - Pompée manuel
No d'échantillon	A0102-03/06/2020 05
Mesure in situ	CH <sub>4</sub> : 4,25 %
Laboratoire	Mundle Lab
No d'analyse	#2
Date analyse composition	26-06-2020
He (%)	< 0,01
H <sub>2</sub> (%)	< 0,01
Ar (%)	N.-A.
O <sub>2</sub> (%)	18,39
CO <sub>2</sub> (%)	0,08
N <sub>2</sub> (%)	70,58
CO (%)	N.-A.
H <sub>2</sub> S (%)	N.-A.
C <sub>1</sub> (%)	10,936
C <sub>2</sub> (%)	0,011
C <sub>3</sub> (%)	< 0,001
iC <sub>4</sub> (%)	< 0,001
nC <sub>4</sub> (%)	< 0,001
neoC <sub>5</sub> (%)	< 0,001
iC <sub>5</sub> (%)	< 0,001
nC <sub>5</sub> (%)	< 0,001
C <sub>6+</sub> (%)	< 0,001
C <sub>1</sub> (normalisé, %)	99,84
C <sub>2</sub> (normalisé, %)	0,16
C <sub>2+</sub> / C <sub>1</sub>	0,0016
C <sub>1</sub> / (C <sub>2</sub> + C <sub>3</sub> )	911,3
Date analyse isotopique	2020-06-26
δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub> (‰ VPDB)	-61,1
δDC <sub>1</sub> (‰ SMOW)	-246
δ <sup>13</sup> C <sub>2</sub> (‰ VPDB)	N.-A.
δ <sup>13</sup> C <sub>3</sub> (‰ VPDB)	N.-A.

### 3 Analyse des données disponibles

#### 3.1 Identification des sources de contamination

##### 3.1.1 Localisation des sources de contamination en profondeur

Selon l'interprétation des analyses de laboratoire, le gaz échantillonné en surface est un gaz biogénique associé aux sédiments quaternaires. Aucun mélange avec du gaz d'origine plus profonde n'est mis en évidence. L'indice de gaz naturel rapporté pendant le forage à 30,17 m de profondeur est la source principale du gaz naturel échantillonné. Les résultats de l'interprétation sont présentés graphiquement à la **Figure 8**.

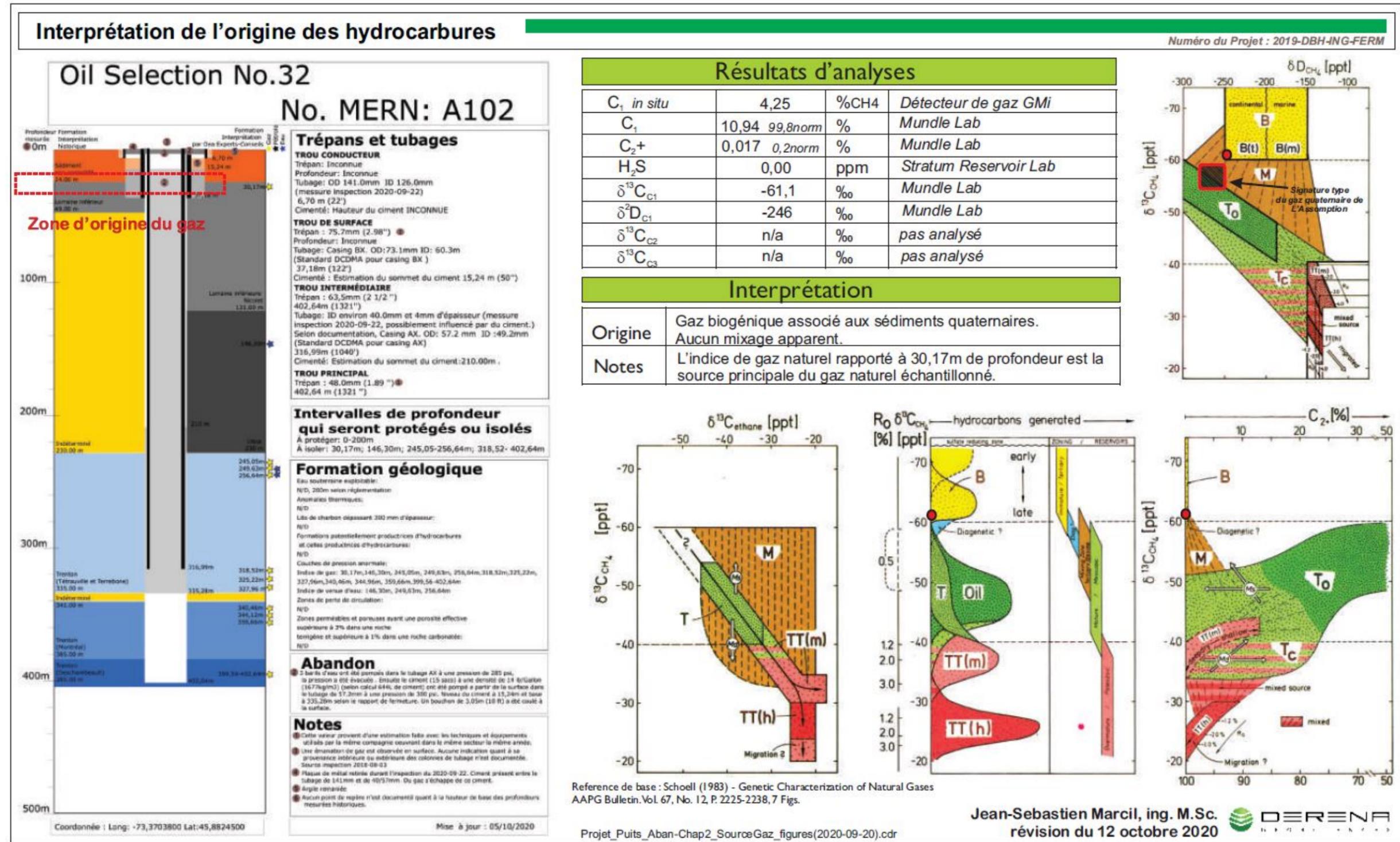


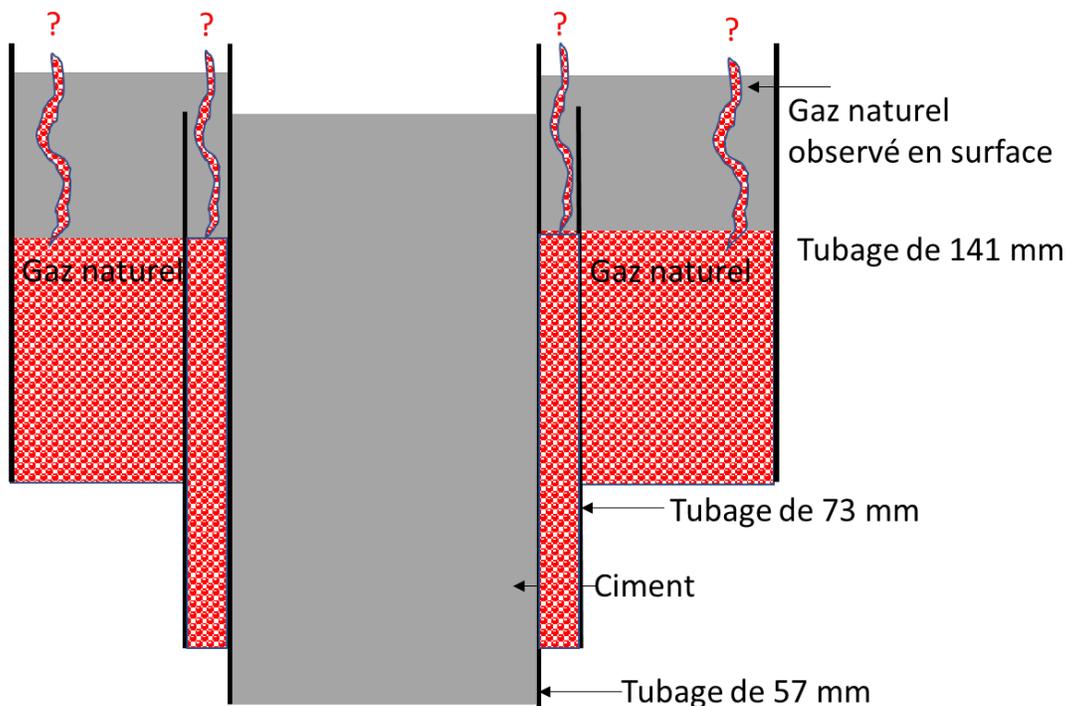
Figure 7 : Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits A102. Source : Derena Géosciences (2020).

### 3.1.2 Écoulement en surface des contaminants

Tout porte à croire que les émanations de gaz qui ont été identifiées en surface autour du puits A102 proviennent uniquement de l'intérieur du puits. De plus, une fois la plaque d'acier retirée, il a été possible d'identifier que le gaz provenait uniquement de l'espace entre les tubages de 141,0 mm et 57,2 mm.

Selon les résultats du test de migration réalisé en 2020 et les observations faites durant cette inspection, il est possible de conclure qu'une migration locale de gaz dans le sol est présente autour du puits. Malgré l'absence d'indications quant à la procédure utilisée pour la réalisation du levé de migration, le panache concentrique de migration de gaz autour du puits obtenu par l'interpolation de ces résultats démontre une source unique de gaz dans le secteur couvert par le levé. Ce résultat concorde avec la source de gaz identifiée, située à l'extrémité ouverte du puits en surface, enfouie à 58 cm sous la surface du sol.

Deux provenances demeurent possibles pour les écoulements observés, car le tubage de 73,1 mm n'a pas été observé en surface et est vraisemblablement recouvert par le ciment. Tel qu'illustré à la **Figure 9**, l'espace annulaire présentement observé en surface se divise en deux, soit l'espace annulaire entre les tubages de 141,0 mm et de 73,1 mm et l'espace annulaire entre les tubages de 73,1 mm et de 57,2 mm. Dans les deux cas, la cimentation primaire des tubages avant les travaux d'abandon était partielle et du ciment a été coulé à partir de la surface au moment de l'abandon du puits.



**Figure 8** : Scénario d'écoulement du gaz en surface selon les observations faites en surface en septembre 2020.

Selon les résultats d'analyses de gaz (**Section 3.1.1**), la source du gaz est proche de la surface. Cette interprétation et les observations réalisées durant les inspections sont concordantes, pour les deux provenances d'écoulement possibles, les tubages ne sont pas cimentés complètement jusqu'à la surface. La source de l'écoulement du gaz pourra être identifiée correctement au moment où l'extrémité du tubage de 73,1 mm sera visible.

Les inspections réalisées en 2018 et 2020 ont uniquement révélé la présence d'une contamination en gaz naturel autour du puits. Un échantillon sol récupéré en 2019 montre un contenu en C<sub>10</sub>-C<sub>50</sub> de 1 200 mg/kg ce qui dépasse le critère de qualité de sol et le situe dans la gamme B-C. La contamination du sol pourrait être reliée aux opérations de forage et/ou de fermeture entre 1956 et 1961. Les techniques et procédures de forage de l'époque étaient moins rigoureuses qu'actuellement concernant la protection de l'environnement. Une caractérisation environnementale de Phase II pourra confirmer cette hypothèse.

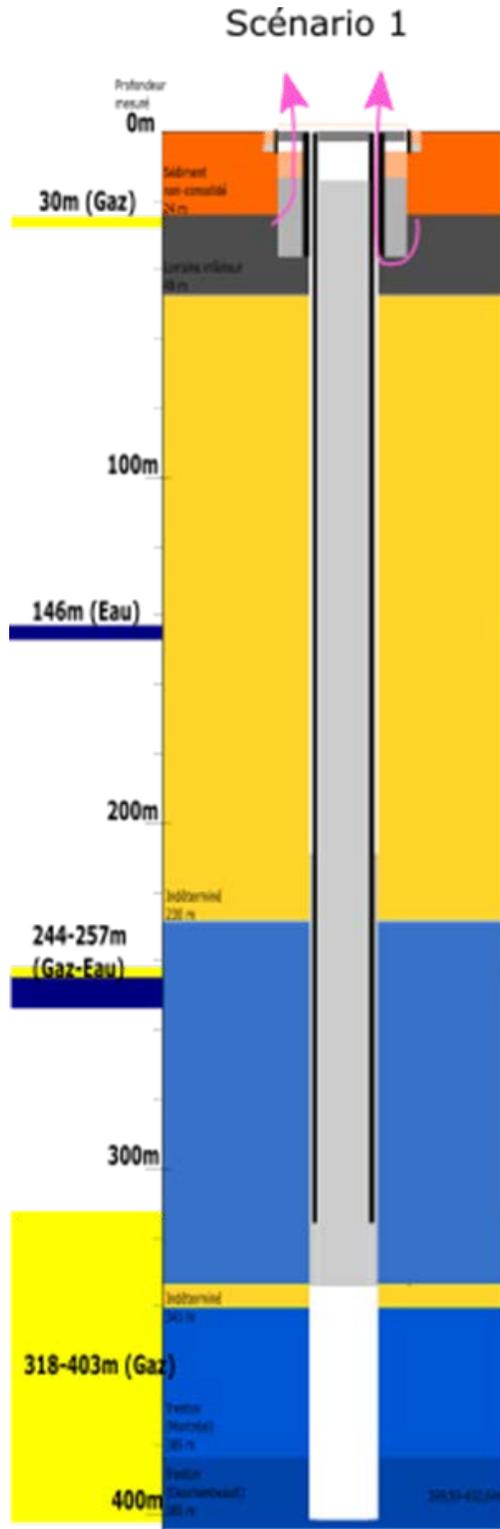
### 3.2 Scénarios de migration possible des contaminants

La **Figure 10** illustre graphiquement deux chemins possibles pour la migration du gaz de surface. Les deux chemins de migrations possibles à l'intérieur de l'espace annulaire situé entre les tubages de 141,0 mm et 57,2 mm sont en concordance avec les observations effectuées en surface par les inspecteurs et avec l'interprétation de l'origine du gaz par les résultats d'analyses en laboratoire. Dans les deux cas, l'origine de la source est située près du contact entre les sédiments non-consolidés et les shales du Groupe de Lorraine, où un indice de gaz avait été observé durant le forage à 30,17 m de profondeur. À titre indicatif uniquement, si l'on considère un gradient hydrostatique normal la pression normale de réservoir à cette profondeur est de l'ordre de 296 kPa (30,17 m x 9,81 kPa/m).

Selon le premier chemin de migration envisagé, le gaz migre verticalement vers le haut à partir de son origine jusqu'à l'intérieur du tubage de 141,0 mm, puis s'écoule entre les tubages de 141,0 mm et 73,1 mm jusqu'au bouchon de ciment (0,6-3 m). La migration se poursuit ensuite verticalement vers le haut au travers du ciment jusqu'à la surface.

Selon le deuxième chemin de migration envisagé, le gaz peut migrer par les fractures naturelles dans le shale près de la surface jusqu'à la base du tubage de 73,1 mm (à 37 m de profondeur) puis s'écouler verticalement vers le haut dans l'espace annulaire non-cimenté entre les tubages de 73,1 mm et 57,2 mm, jusqu'au bouchon de ciment (0,6-3 m). La migration se poursuit ensuite verticalement vers le haut au travers du ciment jusqu'à la surface. Le ciment étant coulé à partir de la surface dans un espace annulaire très petit, il est fortement possible qu'il ne soit pas assez résistant pour retenir la pression du gaz à l'intérieur des tubages, ou qu'il soit trop perméable.

Il est possible également qu'il y ait une combinaison de ces deux chemins de migration.



**Figure 9 :** Scénario de migration possible des contaminants retenu pour le puits A102.

### **3.3 Évaluation des problématiques en vue d'une intervention corrective dans le puits**

Ce puits a été foré il y a plusieurs décennies suivant une réglementation différente de celle applicable actuellement, de sorte qu'une intervention corrective doit tenir compte de problématiques qui ne sont pas habituelles dans le cadre des interventions sur les puits pétroliers et gaziers standards. La présente section détaille les problématiques principales qu'il est possible de rencontrer pour ce puits.

#### **3.3.1 État des tubages**

##### **Configuration de forage minier**

Les tubages qui sont généralement utilisés dans l'industrie pétrolière répondent à des standards de qualité et de dimensions qui sont en vigueur et ont évolué depuis près d'un siècle. Les tubages sont identifiés selon leur diamètre extérieur et leur masse linéaire. Les joints sont vissés entre eux à l'aide d'une bague et répondent à certains standards qui définissent leur résistance. Le grade API du tubage permet de définir son diamètre intérieur et sa résistance aux différentes contraintes. Il s'agit de tubages résistants et conçus pour ce type d'application. Les outils et appareils utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour le forage, la complétion, les travaux d'intervention et la fermeture définitive du puits sont donc conçus pour ces dimensions spécifiques.

Ce puits n'est pas construit avec des tubages de type pétrolier et gazier. Il a été foré en utilisant des tubages de type minier qui sont plus minces et dont les joints vissés ne sont pas conçus pour résister à des pressions internes et externes importantes. Dans le domaine minier, ces tubages sont généralement utilisés temporairement lors des forages pour éviter que les trous ne s'éboulent, ils ne sont pas conçus pour contenir du gaz ou être fixés sur des équipements anti-éruption. Les dimensions de ces tubages ne sont pas compatibles avec les outils et appareils utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Certains ajustements et modifications aux équipements pétroliers sont possibles, mais ils requièrent au préalable des recherches et des travaux importants de conception / modification.

Planifier des activités correctives dans ce type de puits est une tâche complexe en raison de l'absence d'équipements compatibles standards. Chaque pièce d'équipement doit être identifiée et localisée, voire entièrement fabriquée, avant de l'inclure dans un plan d'intervention sur ce type de puits, de sorte que l'approvisionnement en équipements spécifiques pourrait avoir une grande influence sur l'échéancier et sur les coûts d'intervention.

La configuration d'un forage minier est également différente de celle des forages pétroliers de par la dimension de l'espace annulaire entre la formation rocheuse et le tubage. Dans le cas d'un forage minier, l'espace annulaire est généralement de l'ordre de 2 à 4 mm alors qu'il est de l'ordre de 22 à 33 mm pour les forages pétroliers et gaziers. La dimension de l'espace annulaire a une influence directe sur la qualité de la cimentation des tubages : le ciment injecté a une viscosité plus importante que la boue de forage, de sorte qu'il ne peut pas circuler dans des espaces annulaires trop étroits et ainsi ne peut pas déplacer la boue de forage. La cimentation partielle qui en résulte favorise la migration des fluides.

### **Tubage ovalisé**

Un tubage ovalisé dans le puits peut amener des problèmes opérationnels importants tels que limiter le choix des équipements utilisables et augmenter le risque de bloquer les équipements dans le puits. Identifier une ovalisation avant l'intervention aide à prévoir les équipements adéquats qui pourront être utilisés à l'intérieur du puits. Cela permet d'éviter des situations de repêchage qui peuvent s'avérer longues et coûteuses selon les cas.

Un enregistrement diagraphique à l'intérieur du tubage, depuis la base du puits jusqu'à la surface, permet d'évaluer le degré d'ovalisation d'un puits. Cette technique est toutefois très invasive, car elle nécessite au préalable l'installation d'une tête de puits et le nettoyage de l'intérieur du tubage à l'aide d'une foreuse. L'observation de la partie visible du tubage a néanmoins été possible sans intervention lourde, de sorte que l'évaluation de la possibilité d'une ovalisation du tubage en surface permettra, au minimum, de prévoir l'installation d'une tête de puits adéquate et de diminuer le risque de bloquer les équipements dans la partie supérieure du puits si une intervention corrective est requise.

### **3.3.2 État de la cimentation et du lien dans l'espace annulaire**

#### **Mauvaise cimentation ou cimentation incomplète**

Une mauvaise cimentation ou une cimentation incomplète d'un tubage – on parle alors de cimentation partielle du tubage – crée d'importantes complications dans un puits pétrolier et gazier. L'absence d'étanchéité dans l'espace annulaire entre le tubage et la formation géologique peut occasionner plusieurs problèmes tels que :

- Ne pas permettre de retenir les fluides de façon sécuritaire dans le puits durant les opérations de réentrée et de fermeture;
- Diminuer la pression de fuite (*leakoff pressure*) des tubages et affecter la pression qui peut être contenue dans le puits;
- Permettre la migration verticale des fluides provenant des réservoirs en profondeurs (gaz, saumure et huile), avec pour conséquence un risque d'épanchement des fluides en surface, dans les eaux souterraines, ou dans une autre formation en profondeur;
- Occasionner des difficultés importantes lors des situations où un contrôle du puits s'avère nécessaire.

Les techniques de cimentation des espaces annulaires dans les puits pétroliers ont beaucoup évolué depuis le début des années 1900. La technique à l'époque consistait à enfoncer un tubage dans la roche sur quelques mètres pour rendre le tubage étanche. Les venues de fluides de la formation étaient par la suite déviées vers des réservoirs en surface. Le puits était vide de liquide durant le forage et le ciment était principalement utilisé pour régler des problématiques de venues de liquides dans le puits et quelques fois pour cimenter la base d'un tubage. La cimentation par la méthode de la pompe et du bouchon a été développée par la suite. Les tubages étaient alors principalement cimentés à leur base par du ciment qui était mélangé sur place. La cimentation des tubages permettait de contenir la pression des fluides à l'intérieur des tubages, créant une seule de barrière de protection. Ce n'est que plus tard que la cimentation complète est devenue

courante, jusqu'à ce qu'elle devienne la norme actuellement. Une cimentation partielle du tubage demeure envisageable, mais dans des cas particuliers. Les avancées technologiques au niveau de la cimentation depuis les quarante dernières années ont été considérables et l'utilisation de ciments de densités différentes, ayant des temps de prise spécifiques, est actuellement la norme. Le ciment est maintenant considéré comme une seconde barrière de protection horizontale et verticale. La problématique de migration verticale des fluides et la protection des eaux souterraines exploitables sont maintenant un enjeu important qui est pris en compte lors des travaux de cimentation des tubages.

L'intégrité de la cimentation peut être évaluée à l'aide de diagraphies lorsque l'accès à l'intérieur du puits est possible. Dans le cas de ce puits, l'intérieur du tubage est rempli de ciment. Une diagraphie d'évaluation de l'intégrité du tubage devra être réalisée lors des travaux de réentrée du puits.

Dans le cas où une opération corrective est envisagée à l'intérieur de ce puits, des équipements anti-éruption ainsi que des fluides de forage spécifiques à ce puits devront être définis avant le début des travaux. Cette sélection devra tenir compte de la configuration particulière du puits, qui n'a pas été foré selon les standards modernes de l'industrie pétrolière, et devra tenir compte de la possibilité qu'une situation de contrôle de puits survienne durant les opérations.

La pression à laquelle pourront être soumis les tubages sera très faible, ce qui aura également une incidence directe sur la configuration des équipements anti-éruption, sur la pression maximale à laquelle ces équipements pourront être utilisés et sur la procédure d'opération en cas de venue de fluides dans le puits.

### **Absence de test de pression à la suite de la cimentation des tubages**

Les tests de pression de fuite (*leakoff test*), effectués après la cimentation d'un tubage et le forage de son sabot, permettent d'obtenir des informations importantes sur les caractéristiques physiques de la roche et sur la qualité de la cimentation. Ces informations servent à orienter les opérations de contrôle de puits de façon sécuritaire et à ne pas compromettre l'intégrité des installations en place. Ces tests de pression permettent entre autres de définir la pression maximale de fuite du tubage (*leakoff pressure*). La pression de surface maximale qui peut être retenue par les équipements anti-éruption est principalement déterminée à partir de cette pression de fuite. Cette pression est communément appelée MACP (*Maximum Allowable Casing Pressure*). Si cette information n'est pas connue, un test de pression devra être réalisé sur le tubage lors des opérations de réentrée de puits. La sécurité des opérations est directement reliée à cette information. Un tubage ayant une pression faible, par exemple dans le cas d'un tubage qui ne serait pas cimenté, occasionnerait une pression MACP faible et la tolérance aux venues de fluides en provenance du puits serait faible. Des précautions plus importantes devraient alors être prises en amont afin d'éviter la venue de fluides lors des opérations de réentrée. L'augmentation de la densité de la boue de forage et la détection rapide des indicateurs de venue de fluides lors des opérations sont des éléments préventifs qui peuvent être employés.

Dans le cas de ce puits, aucun test de pression n'est disponible dans la documentation historique du puits et des puits forés aux alentours. Si une intervention corrective est envisagée, les

procédures d'intervention en cas d'éruption du puits devront être définies avant le début des travaux sur le puits et la densité de la boue de forage devra être prévue pour inclure un facteur de sécurité plus important.

### 3.3.3 État du trou ouvert

#### **Instabilité du trou ouvert**

L'instabilité de la paroi de roche à l'intérieur du puits est une situation courante dans un forage incluant une section en trou ouvert. On parle d'une section en trou ouvert lorsqu'aucun tuba ge ou crépine n'a été mis en place pour compléter la section. Ce type de configuration de puits est courant dans l'industrie pétrolière, où elle est généralement employée dans des formations stables et compétentes. L'instabilité des roches composant la paroi du puits peut s'avérer plus importante dans les situations où :

- Une grande période de temps sépare les derniers travaux réalisés à l'intérieur du puits de ceux à prévoir pour l'opération correctrice;
- Des travaux de complétion importants ont été réalisés sur cette section;
- Le puits a produit ou a été vidangé et la pression à l'intérieur du puits a diminué.

Une instabilité du trou ouvert durant l'intervention dans le puits peut causer de nombreux problèmes opérationnels, notamment la difficulté à réentrer dans le trou, la possibilité de rester bloqué dans le trou, la perte d'équipement ou la perte d'une section du puits.

Il est à prévoir que des problèmes d'instabilité du trou ouvert sont possibles en raison de l'âge de ce puits et du fait que l'instabilité du trou ouvert a été rapportée durant le forage. Cette situation pourrait avoir une grande influence sur l'échéancier et sur les coûts d'intervention dans le cas où une opération corrective est envisagée, et les équipements ainsi que les fluides de forage devront être définis avant le début des travaux en tenant compte de cette possibilité.

Le retrait d'une section de tubage dans ce puits pourrait également occasionner un effondrement des parois de la formation, qui est constituée de sédiments argileux et sableux non-consolidés.

#### **Équipements ou matériaux laissés dans le puits**

Les puits dans lesquels de l'équipement ou des matériaux ont été abandonnés ou perdus pour différentes raisons peuvent devenir complexes à réentrer. Généralement, les opérations de repêchage d'équipements dont les spécifications sont connues dans un trou en bonne condition sont considérées comme des manipulations délicates, longues et coûteuses, et nécessitent du personnel spécialisé. Dans le cas où la nature, les spécifications et la profondeur des équipements laissés dans le trou ne sont pas connues, les opérations de réentrée peuvent rapidement devenir complexes, longues et dispendieuses. Il faut entre autres prévoir des solutions multiples pour résoudre les différents scénarios.

En raison du peu de documentation disponible entourant les opérations effectuées à l'intérieur du puits depuis le début de son forage, il est possible que des informations relatives à des pertes d'équipements ou de matériaux à l'intérieur du puits n'aient pas été documentées. Il est courant,

lors de la réentrée de vieux puits pétroliers et gaziers, de rencontrer des obstructions non prévues telles que :

- Des débris de matériaux (granulaires ou rocheux);
- Des débris d'équipement (câble, tube, outils, etc.);
- Des équipements de production (tige de pompage, pompe de fond, etc.).

Des équipements de repêchage variés ainsi que des solutions alternatives sont à prévoir préalablement aux opérations de réentrée si une intervention corrective est envisagée à l'intérieur du puits.

### 3.3.4 Caractéristiques des fluides dans le puits

#### Présence de saumure

La présence de saumure, d'eau salée ou d'eau minérale selon la terminologie employée peut amener des problèmes opérationnels durant une réentrée ou durant les opérations de cimentation dans le puits. Les effets sur la boue de forage et sur la corrosion des matériaux vont varier grandement selon la concentration, la quantité et la composition chimique de la saumure. La saumure peut également avoir des impacts variés sur la cimentation, tels que réduire le temps de prise du ciment ou empêcher sa prise.

La présence d'eau dans le puits, possiblement de la saumure est indiquée dans la documentation disponible. Bien que non visible en surface, la concentration en éléments chimiques du fluide qui sera rencontré pendant les opérations de réentrée doit être évaluée. Cette caractérisation permettra, si une rentrée est envisagée, de prévoir une boue de forage résistante à ces composés, de choisir des matériaux ayant une résistance suffisante et d'adapter le mélange de ciment afin de contrebalancer les effets négatifs sur sa prise complète. L'emploi d'un liquide de chasse devrait être considéré lors l'élaboration du programme de cimentation.

#### Surpression

Les zones de surpression qui sont rencontrées dans un puits peuvent créer des situations de perte de contrôle du puits allant jusqu'à l'éruption de celui-ci. Des mesures doivent notamment être prises tout au long des travaux de forage, de réentrée et durant les cimentations pour éviter que ces situations ne se produisent. Une bonne connaissance des pressions anticipées dans un puits aide à prévoir les équipements et matériaux nécessaires pour traverser de manière sécuritaire les zones surpressurisées. Les travailleurs sur l'appareil de forage doivent être formés et entraînés afin d'identifier les signes indicateurs d'une venue de fluides dans le puits et être en mesure de contrôler ces zones de surpression. Les zones surpressurisées peuvent être formées par des structures géologiques tels un réservoir d'hydrocarbures ou une zone de faille. Dans le cas d'une réentrée, une zone de surpression peut s'être formée à la faveur d'une obstruction dans une partie du puits. L'accumulation de gaz sous cet obstacle a pu devenir suffisamment importante pour causer un problème lors de la réentrée. La perte de fluides dans le puits qui résulterait de la circulation en surface de ce gaz pourrait entraîner une baisse importante de la pression hydrostatique. Une venue de fluides provenant de la formation serait alors possible, créant une situation de contrôle de puits.

La présence de gaz émanant du puits peut être une indication de la présence d'une zone de surpression en profondeur, également les bouchons de ciment dans le puits peuvent créer ces conditions. Dans le cas où une intervention corrective est envisagée, les équipements, le fluide de forage, le programme de cimentation ainsi que les procédures et compétences des travailleurs, devront être planifiés en considérant le phénomène de surpression.

### 3.3.5 Accès au puits

#### **Milieus agricoles**

L'utilisation du territoire agricole au Québec est protégée par la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles adoptée en 1978. Les demandes d'utilisation du territoire à des fins autres que celle d'agriculture, telles que des opérations pétrolières, doivent être soumises à un tribunal administratif. La Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) agit à titre de tribunal administratif, évalue les demandes d'utilisation d'un lot à des fins non agricoles et à le pouvoir d'autoriser, sous certaines conditions, l'utilisation du territoire à d'autres fins.

Ce puits se situe, selon les données disponibles, dans un territoire soumis à cette loi. Dans le cas où une intervention corrective sur le puits est envisagée, avant tout travail sur le site il est important de vérifier auprès de la CPTAQ si une demande de modification temporaire de l'utilisation du territoire est nécessaire.

#### **Terrain privé**

L'occupation temporaire d'un terrain privé pour des travaux qui peuvent s'avérer dérangeants et de longue durée doit être gérée avec un soin particulier. Un bon canal de communication et une bonne relation doivent être maintenus entre le propriétaire de la surface et les responsables des opérations, avant, durant et après les opérations.

Ce puits est situé, selon les informations disponibles, sur un terrain privé. Il est recommandé, avant tous travaux correctifs sur le puits, d'établir un bon contact avec le propriétaire. Il est également proposé d'avoir l'avis du propriétaire s'il désire avoir de tels travaux sur son terrain.

#### **Construction d'un site et d'un chemin d'accès**

Le puits n'est pas accessible par une route carrossable et le site n'est pas prêt pour recevoir les équipements. Des travaux devront être planifiés pour construire le chemin d'accès nécessaire pour réaliser les travaux de réentrée et de fermeture définitive du puits. L'objectif des mesures devrait toujours viser à limiter l'impact des activités sur le milieu. À ce titre, certains éléments devraient être considérés lors de la planification des travaux, notamment :

- L'utilisation de matelas de construction qui permettent de réduire l'impact des travaux sur la compaction des sols, principalement si les travaux sont temporaires et que l'aménagement du chemin ou du site n'aura pas d'autre utilité dans le futur;
- Ajuster les dimensions du chemin en fonction des équipements qui seront employés sur le site;
- Prévoir ces travaux à l'avance, car ils peuvent nécessiter des autorisations;

- Envisager l'utilisation de membranes géotextiles et de géomembranes pour protéger le sol des contaminations possibles lors des opérations.

### 3.3.6 Problèmes opérationnels

#### **Présence naturelle d'hydrocarbures en surface**

La présence en surface d'émanations naturelles d'hydrocarbures est observée et rapportée sur le territoire québécois depuis fort longtemps. Les toutes premières stratégies d'exploration pour les hydrocarbures consistaient d'ailleurs à forer à proximité de ces émanations naturelles. Ainsi, il est possible qu'une partie des émissions observables en surface à proximité d'un puits ne soient pas causées par le puits. Dans certains cas, les suintements naturels d'hydrocarbures en surface situés près de puits anciens ne sont plus visibles aujourd'hui : cette absence est principalement causée par le fait que les hydrocarbures émanant naturellement de sources profondes sont maintenant captés sous la surface par le puits d'exploration. Ce captage est favorisé par la plus grande perméabilité que représente le puits par rapport à l'environnement rocheux alentour.

Sauf cas particulier, les travaux de fermeture définitive réalisés sur un puits ne permettront pas d'interrompre les migrations naturelles d'hydrocarbures présentes avant le début des premiers travaux de forage. Il est par contre possible d'obtenir la fermeture étanche d'un puits et de diminuer d'autant les émissions d'hydrocarbures actuelles. Toutefois dans certains cas, la fermeture étanche du puits peut entraîner la réactivation d'anciens conduits de migration naturels d'hydrocarbures vers la surface lorsque la pression du réservoir naturel sous-jacent excède la capacité de rétention de formation géologique (consolidée ou non) qui entoure le puits. À ce titre, il est à noter que la possibilité de réactivation d'émanations naturelles via des conduits de migration naturels ou vers des ouvrages anthropiques a été soulevée en 1962 par l'inspecteur Paul Simard du ministère des Richesses naturelles, dans une recommandation faite par rapport à des travaux de fermeture dans les environs de la ville de Trois-Rivières (Simard, 1962).

Dans le cas où une intervention corrective est envisagée sur ce puits, il est possible qu'une telle réactivation de la migration naturelle se produise considérant l'époque où ce puits a été foré et sa situation par rapport aux indices d'hydrocarbures répertoriés en surface.

#### **Température froide de la formation**

La température de la formation qui est traversée par le forage a une implication sur le choix du ciment qui sera utilisé pour réaliser les opérations correctives et de fermeture définitive du puits. Au Québec, les puits qui sont peu profonds (< 200 m) sont généralement considérés comme ayant une température de formation froide (< 15 °C). Cet élément doit être considéré lors de l'élaboration des programmes de cimentation, car il affecte le temps de prise et les chances de succès de la prise du ciment. Le choix du type de ciment, des additifs et le temps de prise seront des éléments critiques à considérer.

#### **Perte de circulation**

Les pertes de circulation peuvent entraîner des problèmes importants qui peuvent avoir une incidence sur la sécurité des opérations lors des travaux de réentrée et de fermeture définitive du puits. Les additifs qui peuvent être ajoutés en conséquence à la boue de forage sont généralement

bien connus. Il faut cependant prendre en considération le risque qui est relié à une perte de circulation dans un puits pétrolier et gazier. La perte de circulation, lorsqu'elle est importante, fait baisser le niveau de liquide dans le puits ce qui entraîne par le fait même la diminution de la pression hydrostatique. La pression hydrostatique de la boue de forage est considérée comme la première barrière de protection contre les venues de fluides dans le puits. Une baisse de cette pression hydrostatique peut entraîner une venue de fluides (gaz, pétrole, saumure) dans le puits, qui devra alors être contrôlé pour permettre la reprise des opérations. Ce type d'opération de contrôle de puits n'est pas souhaitable puisqu'il implique à chaque fois un risque pour la sécurité des opérations.

Dans ce puits le risque d'une perte de circulation est possible en raison de la perméabilité importante de certaines zones géologiques. Il serait important de prévoir une boue adéquate et une réserve en surface lors de la planification des opérations de réentrée. Les conséquences possibles d'une perte de circulation dans un puits peu profond sont plus importantes, car la marge de sécurité qui peut être obtenue par l'alourdissement de la boue est limitée et les brusques venues de gaz naturel (*gas kick*) sont rapidement transportées en surface. Les risques sont donc plus importants que lors d'un forage profond (> 1 000 m).

### **Foreuse minière**

Un grand nombre de foreuses minières sont disponibles au Québec ainsi qu'un important bassin de travailleurs expérimentés dans le forage minier. Les coûts d'utilisation de ces foreuses sont moindres que pour les appareils de forage pétroliers et gaziers conventionnels. Leur principal avantage par rapport aux foreuses pétrolières standards est que les foreuses minières permettent d'intervenir dans des puits de plus faibles diamètres. De plus, ces foreuses ont un plus faible impact au sol en raison de leur taille et de leur poids, comparativement plus réduits. L'utilisation de foreuses minières pour des travaux pétroliers a été autorisée dans le passé. Il est possible d'ajouter des composants et de modifier les foreuses minières pour respecter les normes applicables à l'industrie pétrolière et gazière. Les foreuses minières peuvent également atteindre sans trop de difficulté des profondeurs allant jusqu'à 1 000 m avec des tubages de type minier.

Étant donné le faible diamètre du puits, qui n'a pas été foré selon les standards de l'industrie pétrolière et gazière, l'utilisation d'une foreuse minière avec les modifications nécessaires devrait être considérée si des travaux correctifs sont envisagés dans le puits.

## 4 Conclusions et recommandations

### Conclusions

Le puits A102 à une profondeur de 402,34 m, il est foré dans les shales du Groupe de Lorraine et du Shale d'Utica ainsi que dans les calcaires du Groupe de Trenton. Le puits a été foré en 1956-1957 à l'aide d'une foreuse minière. Le puits comporte trois tubages, de 141 mm, 73,1 mm et 57,2 mm. Le tubage de 141 mm a été cimenté partiellement à 6,7 m de profondeur dans les sédiments non-consolidés. Le tubage de 73,1 mm a été cimenté partiellement entre 37,18 m et 15,24 m, dont 7 m sont situés dans les shales du Groupe de Lorraine. Le troisième tubage, de 57,2 mm, a été cimenté partiellement entre 316,99 m et 210,0 m, dont l'essentiel de la partie cimentée se situe dans les calcaires du Groupe de Trenton. Du gaz et de l'eau salée ont été rencontrés durant le forage à partir de 30,17 m, jusqu'à la profondeur de 402,64 m.

Le puits a été abandonné en décembre 1961 par du ciment pompé à l'intérieur du tubage de 57,2 mm (bouchon de 355,28 m à 15,24 m) ainsi qu'un bouchon de ciment coulé en surface d'environ 3 m. Le bouchon à l'intérieur du tubage de 57,2 mm semble intègre mais le ciment annulaire entre les tubages de 141 mm et de 57,2 mm ne semble pas intègre et ne permet pas de retenir le gaz dans le puits.

La fuite de gaz associée à ce puits est faible (1,5 m<sup>3</sup>/jr) et localisée dans un rayon de 6 m autour du puits. Le test de migration effectué par les inspecteurs du MERN en septembre 2020 confirme que les émanations de gaz sont associées uniquement au puits. La fuite de gaz provient uniquement de l'espace annulaire situé entre les tubages de 141 mm et de 57 mm. Les résultats d'analyse isotopique du gaz identifient la source du gaz comme étant biogénique, correspondant à l'indice de gaz observé durant le forage à 30,17 m.

Ce puits peut techniquement être réentré et des travaux de fermeture définitive peuvent être réalisés afin d'éliminer la migration de gaz naturel provenant du puits. La bonne condition des tubages de 141 mm et de 57,2 mm en surface a pu être confirmée par des observations visuelles. La condition du tubage de 73,1 mm n'a pas pu être évaluée puisque son extrémité était enfouie sous le ciment.

### Recommandations

- Recommandations si une intervention corrective est envisagée

Dans le cas où une intervention corrective est envisagée par le MERN dans le puits A102, l'objectif des travaux de fermeture définitive devrait être de rétablir une barrière efficace au niveau de la source de gaz identifiée (zone de 30 m en surface) afin d'empêcher la migration verticale du gaz vers la surface et de protéger la zone d'eau exploitable de 0-200 m.

Comme le chemin de migration exact de gaz demeure incertain, le programme de travaux correctifs dans le puits devra tenir compte de plusieurs scénarios. Plusieurs avenues de travaux correctifs peuvent être envisagées pour rétablir une barrière efficace au niveau de la source de gaz et de protéger l'eau souterraine exploitable. Les éléments suivants devraient être envisagés pour atteindre cet objectif :

- Réentrer dans le puits;
- Enregistrer des diagraphies par câble pour vérifier l'intégrité du tubage et de la cimentation;
- Retirer partiellement ou totalement le tubage de 57,2 mm;
- Cimenter l'intérieur du puits jusqu'à la surface;
- Couper les tubages et fermer le puits en surface selon la réglementation.

Une analyse approfondie devra être réalisée pour définir la solution de travaux correctifs idéale avec une durabilité satisfaisante. Il est important de prendre en considération les éléments détaillés à la **Section 3.3** lors de la fermeture du puits. De plus, la supervision des travaux devra être assurée par du personnel qualifié et prêt à s'adapter rapidement à plusieurs situations imprévues.

## Références bibliographiques

La liste non-exhaustive ci-dessous présente les documents consultés les plus pertinents :

- Documents relatifs au puits A102 :
  - Puits inactifs – Rapport de la phase 1 : Recherche documentaire (2017-08) – MERN
  - Rapport d’inspection (2018-08-03) – MERN
  - Certificat d’analyses – Certificat d’analyse Révisé (2019-07-29) – Bureau Veritas
  - Fiche signalétique du puits A102 (2017-09-21) – MERN
  - Données de forage du puits A102 (1957 et 1959) – MERN
  - Rapport d’inspection (2020-09-22) – MERN
  - Derena Géosciences, 2020. Interprétation de l’origine des hydrocarbures – Puits A102. Rapport du 28 septembre 2020, révision du 12 octobre 2020, 1 p.
  - GBi Experts-Conseils, 2020. Échantillonnage des puits d’hydrocarbures inactifs A097, A102, A155, B020, B021, B072, B083, B141, B198, C042, C050 et CS34. Rapport technique, 16 septembre 2020, 105 p.
  - Oea Experts-Conseils, 2019. Rapport préliminaire d’analyse d’intégrité – A102. Rapport du 26 novembre 2019, 13 p.
  
- Documents relatifs à d’autres puits :
  - Données de forage des puits A091, A093 à A096, A098 à A101 et A103 – MERN
  
- Références bibliographiques :
  - Clark, T.H., Globensky, Y., 1977. Région de Verchères. Ministère des Richesses Naturelles, Rapport Géologique 190, 72 p.
  - MELCC, 2003. Guide de caractérisation des terrains. Les Publications du Québec, Ministère de l’Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques, 111 p.  
[En ligne] <http://mddelcc.gouv.qc.ca/sol/terrains/guide/guidecaracterisation.pdf>
  - MELCC, 2010. Guide d’échantillonnage à des fins d’analyses environnementales. Cahier 5 - Échantillonnage des sols. Centre d’expertise en analyse environnementale, Ministère du Développement durable, de l’Environnement et des Parcs, 64 p.  
[En ligne] <http://www.ceaeq.gouv.qc.ca/documents/publications/echantillonnage/solsC5.pdf>
  - Simard, P., 1962. Rapport sur l’échappement de gaz naturel dans le fleuve St-Laurent. Rapport SIGEOM Examine No GM 23787, 5 p.  
[En ligne] [http://sigeom.mines.gouv.qc.ca/signet/classes/l1102\\_indexAccueil#](http://sigeom.mines.gouv.qc.ca/signet/classes/l1102_indexAccueil#)

## **Annexe 1 : Rapports d'inspection**

1. Identification du puits	
Nom du puits	Oil Selections No 32
Numéro du puits	A102
Région administrative	Lanaudière
MRC	L'Assomption
Municipalité	L'Assomption

2. Informations générales sur l'inspection	
Inspecteur	David Fortin
Inspecteur	Pierre-François Côté
Accompagné de	
Système géodésique	NAD 83
Format des coordonnées	Degré décimaux
Date (aaaa-mm-jj)	2020-09-22
Conditions météorologiques	Ensoleillé
Température ambiante (°C)	20
Heure de début (00:00)	7:30
Heure de fin (00:00)	14:00
Durée de inspection	6:30

3. Instruments utilisés	
Instrument	Commentaires
SCHONSTEDT GA-52Cx Détecteur magnétique	
GMI Gasurveyor 500 Détecteur de gaz	
Détecteur 4 gaz	
GPS Garmin GPSmap 62sc	
Itron M400A	
Mesureur d'épaisseur à ultrasons REED TM8811	

4. Personnes rencontrées		
	Première personne rencontrée	Deuxième personne rencontrée
Nom	François Cormier	
Fonction	Propriétaire	
Téléphone	514-512-4808	
Adresse		
Courriel		
Commentaires		

RAPPORT D'INSPECTION DE Puits INACTIF  
DIRECTION DU BUREAU DES HYDROCARBURES

5. Accès et reconnaissance terrain	
Élément à vérifier	Description
Type de terrain	Pâturage
Accessible en camionnette	Oui
Accessible avec une foreuse sur chenilles	Oui
Ruisseau(x) à traverser	Aucun
Dernière surface carrossable (coordonnée)	NA
Commentaires	

6. Indices en surface d'anciens forages	
Type	Mode de récupération suggéré (si applicable)
Aucun	
Commentaires	

7. Recherche à l'aide du détecteur magnétique			
Référence	Coordonnées	Recherche	Commentaires
Autre	45.88245,-73.37038	Complétée	Puits déjà localisé

8. Localisation du puits		
Observation	Coordonnées GPS	Intensité du signal
Tubage déterré	45.88245,-73.37038	Très fort
Commentaires		

9. Caractéristiques du puits		
Élément à vérifier	Description	Commentaires
Tête de puits	Absente	Un rapport technique détaillé avec annexe a été produit dans le cadre de l'analyse d'intégrité de ce puits et est disponible dans le répertoire du puits.
Évent de surface	Absent	
Profondeur du tubage (cm)	58	
Hauteur du tubage au dessus du sol (cm)	NA	
Diamètre du tubage extérieur (cm)	14,1	
Présence d'une plaque soudée sur le tubage	Présente	
Ciment obturant le tubage	Présent	
Test de l'eau savonneuse	Présence de bulles	
Panneau d'identification	Présent	
GPS de précision	Non-effectué	

10. Émanation et migration			
Indice d'émanation ou de migration		Conditions particulières pouvant affecter le test de migration	
Végétation appauvrie		Aucun	
Point de mesure		%LIE	%GAZ
Directement au-dessus du tubage ou à l'évent			85
#1 À l'intérieur de 50 centimètres			28
#2 À l'intérieur de 50 centimètres			18
#1 À 4 mètres		0	6
#2 À 4 mètres		0	8
#3 À 4 mètres		26	
#4 À 4 mètres		0	18
<b>Si les valeurs sont &gt;25% LIE à l'intérieur de 50 cm ou à 4 m, faire les mesures aux 4 coins cardinaux de la limite de migration jusqu'à un maximum de 75 m et à toutes places où des indices de migrations sont visibles</b>			
	6 mètres	0	
	6 mètres	41	
	6 mètres	0	
	6 mètres	4	
	10 mètres	0	
	10 mètres	0	
	10 mètres	0	
	10 mètres	0,3	
Commentaires			
L'émanation de gaz a été déterminée comme provenant uniquement du tubage. Il n'est donc pas nécessaire de mesurer un débit en migration, puisque la totalité du gaz provient du tubage. Le débit au tubage a été mesuré.			

11. Débit		
Élément à vérifier	Litres par minute	m <sup>3</sup> par jour
Débit au puits	1.042	1,5
Débit en migration	NA	NA

12. Indices de contamination				
Indices organoleptiques de contamination	Description de l'indice de contamination	Distance du puits (cm)	Profondeur (cm)	Numéro d'échantillon
Aucun				
Commentaires				

13. Conclusions et recommandations		
Éléments	Constats	Commentaires
Le puits est localisé	Oui	
Risque pour la sécurité des personnes, des biens et/ou de l'environnement	Oui	
Reprendre la recherche	Non	
État	Travaux à réaliser	
Coupe du tubage	Non-applicable	
Ramassage des débris d'anciens forages	Non-applicable	
Prochaine inspection recommandée	1 an	
Conclusion		
<p>Le puits est localisé, car le haut du tubage a été détérré. Une émanation de gaz au tubage et une migration de gaz ont été détectées et présentent un risque selon la Loi sur les hydrocarbures et ses règlements afférents. De la contamination supérieure aux critères applicables a été détectée dans le sol en 2019. Pour ces raisons, l'état du puits est : Travaux à réaliser.</p>		

Signatures		
Signature du rapport d'inspection (sections 1 à 12 )		
Inspecté et rédigé par	Signature	Date
David Fortin Inspecteur		
Pierre-François Côté Inspecteur		2020-09-30
Signature de la vérification (section 13)		
Vérifié par	Signature	Date
Arnaud Montreuil-Drolet Coordonnateur aux opérations		2020-09-30

Photo 1
Site du puits. Indice de migration de gaz en surface.




2020

Énergie et Ressources  
naturelles

Québec

**RAPPORT D'INSPECTION COMPLÉMENTAIRE DE PUIITS INACTIF**  
**DONNÉES TECHNIQUES POUR FERMETURE**  
**DIRECTION DU BUREAU DES HYDROCARBURES**

1. Identification du puits	
Nom du puits	Oil Selections No 32
Numéro du puits	A102
Région administrative	Lanaudière
MRC	L'Assomption
Municipalité	L'Assomption

2. Informations générales sur l'inspection	
Inspecteur	David Fortin
Inspecteur	Pierre-François Côté
Accompagné de	
Système géodésique	NAD 83
Format des coordonnées	Degré décimaux
Date (aaaa-mm-jj)	2020-09-22
Conditions météorologiques	Ensoleillé
Température ambiante (°C)	20
Heure de début (00:00)	7:30
Heure de fin (00:00)	14:00
Durée de inspection	6:30

3. Instruments utilisés	
Instrument	Commentaires
SCHONSTED GA-92XT Détecteur magnétique	
GPS Garmin GPSmap 62sc	
GMI Gasurveyor 500 Détecteur de gaz	
Itron M400A	
Ruban à mesurer	
Mesureur d'épaisseur à ultrasons REED TM8811	
Récipient pour débit	

4. Caractéristiques du puits			
Dimension des tubages	Tubage 1 (mm)	Tubage 2 (mm)	
Diamètre Extérieur (Min) OD	141	ND	
Diamètre Extérieur (Max) OD	141	ND	
Diamètre Intérieur (Min) ID	126	40	
Diamètre Intérieur (Max) ID	126	40	
Épaisseur no.1 (Ultrason mm)	6.4	4*	
Épaisseur no.2 (Ultrason mm)	6.3	nd	
Épaisseur no.3 (Ultrason mm)	6.2	nd	
Profondeur obstruction (top tubage)	0	30	
<b>Commentaires</b>			
*L'épaisseur obtenue au mesureur à ultrason était très variable pour le tubage 2. La mesure du diamètre intérieur du tubage 2 était également difficile à prendre en raison du ciment qui a coulé à l'intérieur sur les parois du tubage lors de la cimentation.			

5. Émanation et migration			
Source d'émission	Migration	Caractérisation des fluides	
Intérieur du tubage 2	Aucune	Na	
Partie annulaire du tubage (entre tubage 1 et 2)	Migration	Gaz	
Partie extérieure du tubage 1	Aucune	Na	
Azimut (°)	Distance (mètres)	%LIE	%GAZ
315	0,5		18
315	2		15
315	4		6
315	6	0	
315	10	0	
315	20	0	
315	40	0	
315	75	0	
45	2		8
45	4		8
45	6	41	
45	10	0	
45	20	0	
45	40	0	
45	75	0	
135	0,5		28
135	2		7
135	4	26	
135	6	0	
135	10	0	
135	20	0	
135	40	0	
135	75	0	
225	2		14
225	4		18
225	6	4	
225	10	0,3	
225	20	0	
225	40	0	
225	75	0	
<b>Commentaires</b>			
Aucun indices de migration observés dans un rayon de 75m, excepté directement au-dessus du puits. Pâturage. L'émanation provient de l'espace annulaire entre le tubage 1 et 2. La migration observée avant de creuser le tubage semble provenir du tubage enfoui.			

6. Débit		
Élément à vérifier	Tubage 1	Migration
Diamètre de l'installation canalisant la migration et l'émanation	Tubage isolé	ND
Débit de gaz au puits (m <sup>3</sup> /jour)	1.5	ND
Concentration de CH <sub>4</sub> à "l'évent" (%GAZ ou %LIE)	91 % GAZ	ND
Commentaires		
Voir Annexe C		

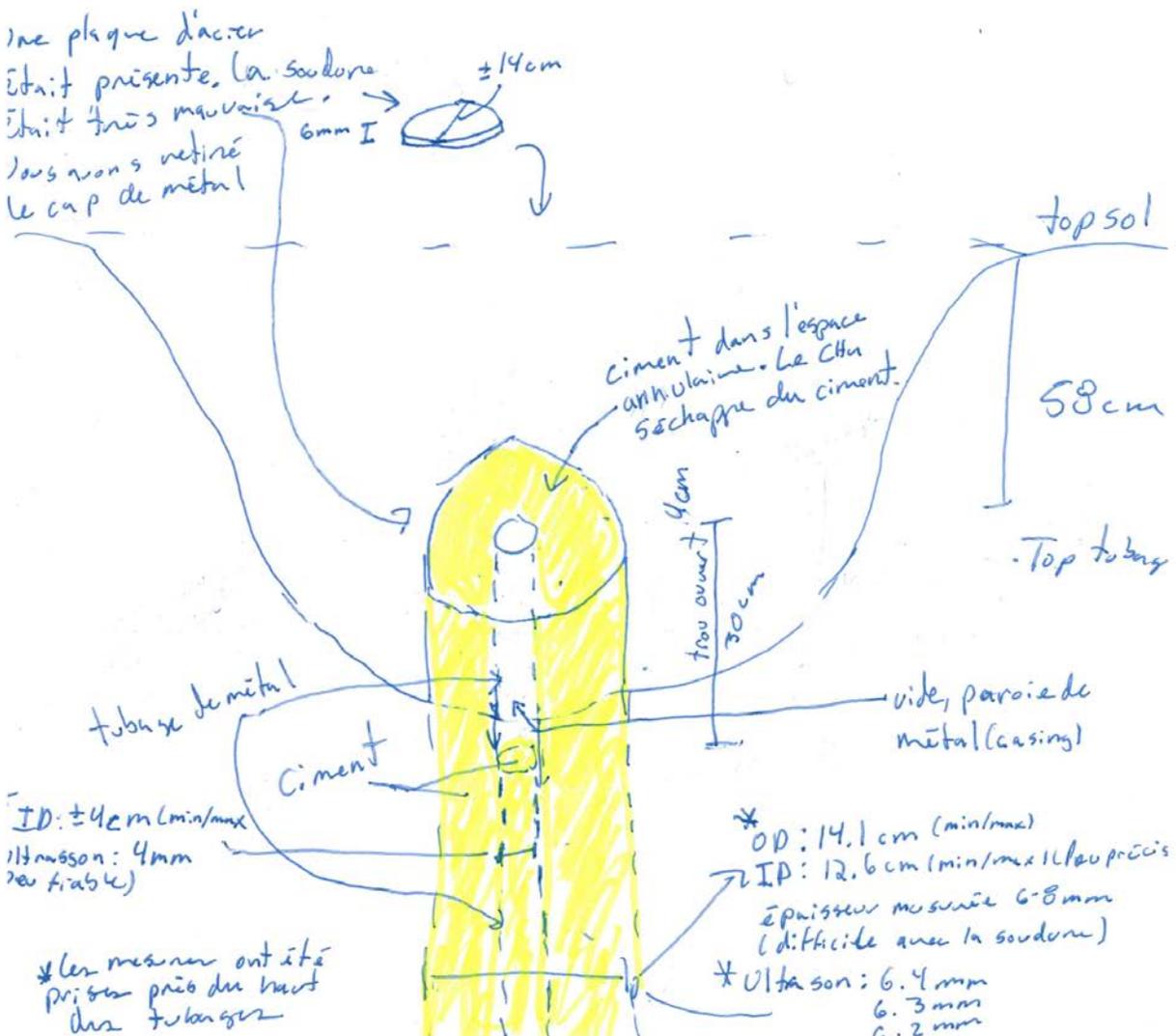
Signatures		
Signature rapport d'inspection ( 1 à 13 )		
Inspecté et rédigé par	Signature	Date
Pierre-François Côté Inspecteur		2020-10-01
David Fortin Inspecteur		2020-10-01

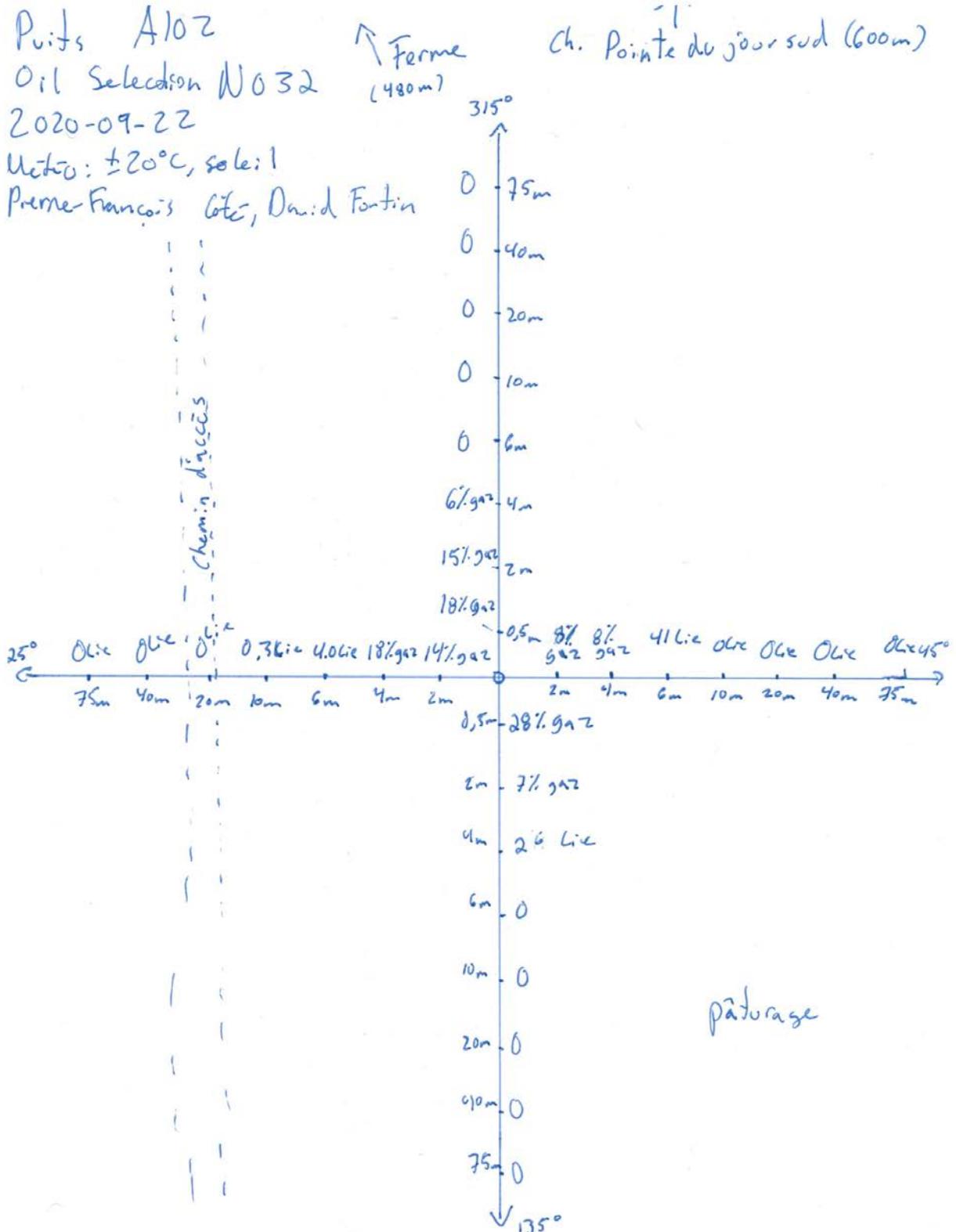


Puits A102  
Oil Selection No 32  
2020-09-22  
Météo: ± 20°C, soleil  
Perce-François Gâté, David Fortin

Ciment: 

Note: La fuite vient de l'espace annulaire.





## Inspection données à prendre -A102-

Prendre photos

Prendre vidéos

Date (aaaa/mm/jj)	Météo et température (C°)	Inspecteur (s)
2020-09-22	Soleil 20°C	Daniel Karkh, Pierre-François Côté

Test de migration

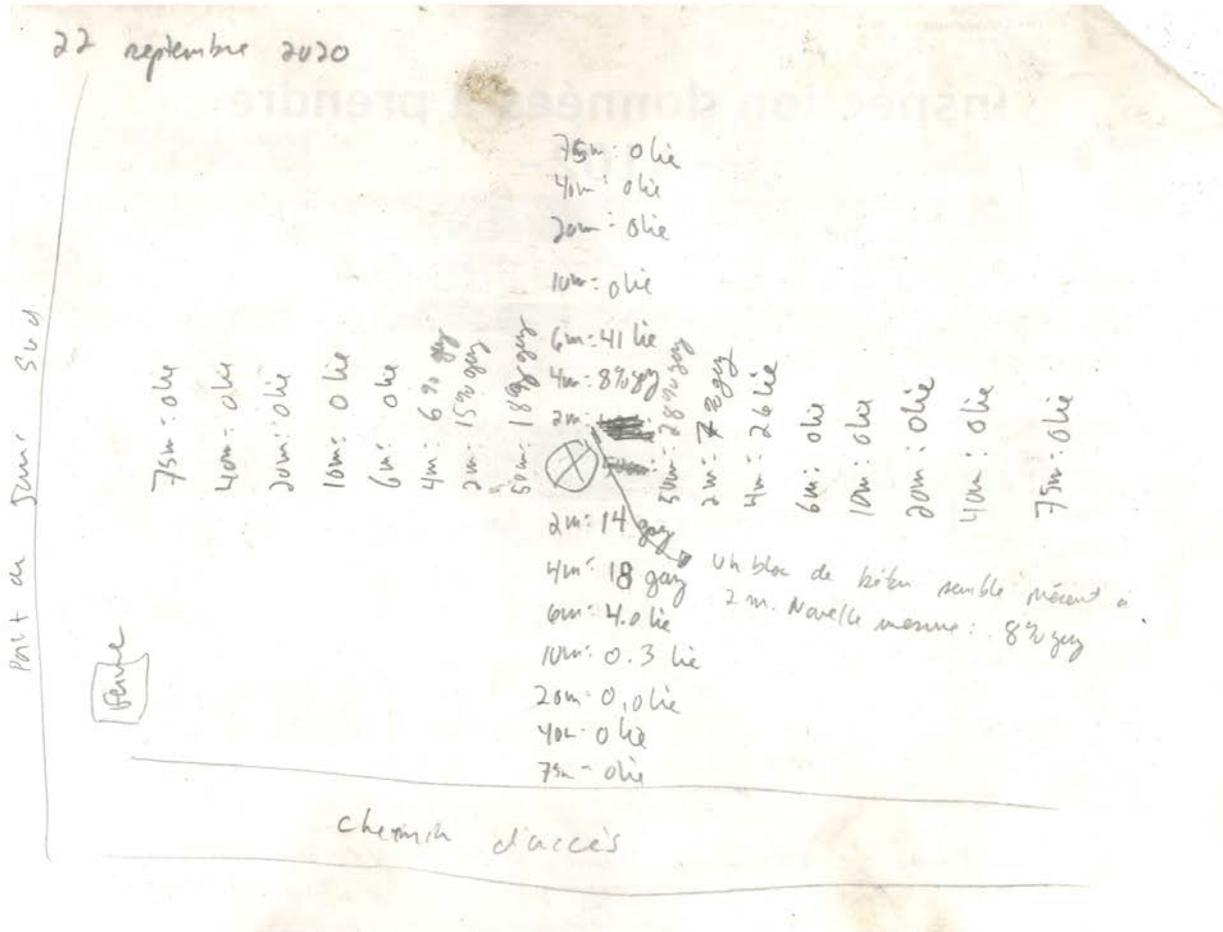
Test de migration étendu à réaliser. Noter sur un schéma du site.

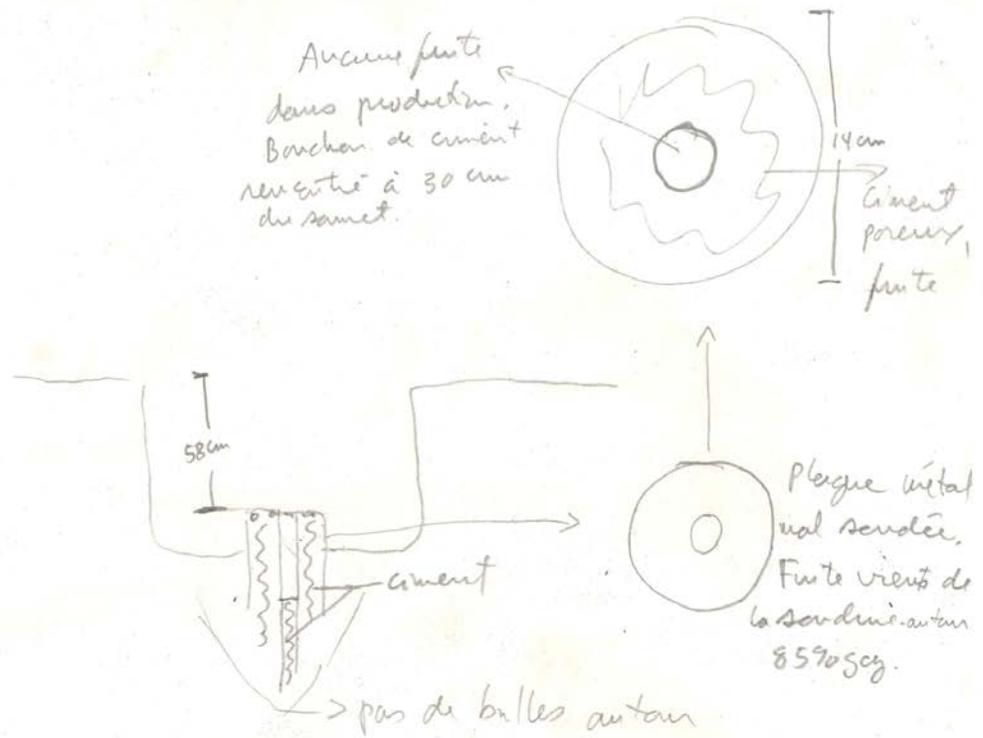
Dimension tubages	Tubage 1 (mm)	Plaque de métal (mm)	Source d'émission (Noter sur un schéma aussi)	Migration de contaminants (Aucune migration/Migration)	Caractérisation des fluides (aucun/eau/huile/gaz)
OD (Max.)	14.1	N/A	Soudure de la plaque	oui, ciment ambiant	Gas
ΦD (Min.)	12.6	N/A	Le long du tubage	-	-
Épaisseur (mm)	8 N/A	6 mm	Sol autour du tubage	-	-
Épaisseur no.1 (Ultrason mm)	6.4		Test de débit d'émission		Date et heure (AAAA/MM/JJ HH:MM)
Épaisseur no.2 (Ultrason mm)	6.3				Valeur sur le compteur de gaz (m3)
Épaisseur no.3 (Ultrason mm)	6.2		Test avec plaque de métal	Début	
				Fin	

11/05/2020.

Tubage 2: ID environs 4cm. Épaisseur possible (4mm)  
Impossible de mesurer précisément car ciment dans

36





Sous la plogue, le tubage est obturé avec du ciment. Gros trou dans condense

## Annexe 2 : Paramètres d'interpolations utilisés

### Rapport d'interpolation du levé de migration de gaz du 22-09-2020

---

# Gridding Report

---

Fri Oct 2 15:00:19 2020  
Elapsed time for gridding: 0.07 seconds

## Filtered Data Counts

Active Data:	30
Original Data:	30
Excluded Data:	0
Deleted Duplicates:	0
Retained Duplicates:	0
Artificial Data:	0
Superseded Data:	0

## Exclusion Filtering

Exclusion Filter String: Not In Use

## Duplicate Filtering

Duplicate Points to Keep:	First
X Duplicate Tolerance:	1.2E-05
Y Duplicate Tolerance:	1.2E-05

No duplicate data were found.

## Breakline Filtering

Breakline Filtering: Not In Use

## Z Data Transform

Transformation method: Linear (use Z values directly)

No untransformable data were found.

## Data Counts

Active Data: 30

## Univariate Statistics

	X	Y	Z
Count:	30	30	30
1%-tile:	626398.662	5082225.167	0
5%-tile:	626398.662	5082225.167	0
10%-tile:	626423.4107	5082249.916	0
25%-tile:	626444.6239	5082271.129	0
50%-tile:	626451.3414	5082277.846	0
75%-tile:	626455.9376	5082282.443	6
90%-tile:	626479.9793	5082306.484	15
95%-tile:	626479.9793	5082306.484	18
99%-tile:	626504.728	5082331.233	18
Minimum:	626398.662	5082225.167	0
Maximum:	626504.728	5082331.233	28
Mean:	626451.695	5082278.2	4.1795
Median:	626451.695	5082278.2	0
Geometric Mean:	626451.694586	5082278.19995	N/A
Harmonic Mean:	626451.694172	5082278.1999	N/A
Root Mean Square:	626451.695414	5082278.20005	8.31042141932
Trim Mean (10%):	626449.730815	5082276.23581	2.94018518519
Interquartile Mean:	626451.223593	5082277.7286	0.625666666667
Midrange:	626451.695	5082278.2	14
Winsorized Mean:	626451.695	5082278.2	3.54616666667
TriMean:	626450.811075	5082277.316	1.5
Variance:	536.629261041	536.626432686	53.3740178448
Standard Deviation:	23.1652597879	23.1651987405	7.30575238048
Interquartile Range:	11.3136999999	11.3140000002	6
Range:	106.066	106.066	28
Mean Difference:	24.2675751724	24.2674850574	6.64934482759
Median Abs. Deviation:	7.07109999994	7.07099999953	0
Average Abs. Deviation:	14.8256666667	14.8255999999	4.1795
Quartile Dispersion:	9.03000632899e-06	1.11308380836e-06	N/A
Relative Mean Diff.:	3.87381427269e-05	4.77492260407e-06	1.59094265524

Standard Error:	4.22937844543	4.22936729975	1.33384179278
Coef. of Variation:	3.69785251964e-05	4.55803437531e-06	1.74799674135
Skewness:	7.23446593521e-12	-1.17339872725e-10	1.68667140842
Kurtosis:	3.97866287152	3.97869168909	4.96485984338
Sum:	18793550.85	152468346	125.385
Sum Absolute:	18793550.85	152468346	125.385
Sum Squares:	1.17732518006e+13	7.74886551081e+14	2071.893125
Mean Square:	392441726687	2.58295517027e+13	69.0631041667

## Inter-Variable Covariance

	X	Y	Z
X:	536.62926	-0.0086327172	-1.7011679
Y:	-0.0086327172	536.62643	-0.24804052
Z:	-1.7011679	-0.24804052	53.374018

## Inter-Variable Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	-0.000	-0.010
Y:	-0.000	1.000	-0.001
Z:	-0.010	-0.001	1.000

## Inter-Variable Rank Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	-0.000	-0.046
Y:	-0.000	1.000	-0.031
Z:	-0.046	-0.031	1.000

## Principal Component Analysis

	PC1	PC2	PC3
--	-----	-----	-----

X:	0.505687466894	0.505687466894	0.00352016877615
Y:	0.862713883172	0.862713883172	0.00051332634793
Z:	-0.00222297306442	-0.00222297306442	0.00051332634793
Lambda:	536.639797817	536.622011673	53.3679020823

## Planar Regression: $Z = AX+BY+C$

### Fitted Parameters

	A	B	C
Parameter Value:	-0.00317010642832	-0.000462272950072	4339.49778195
Standard Error:	0.060690886773	0.0606910467121	310783.755871

### Inter-Parameter Correlations

	A	B	C
A:	1.000	0.000	-0.122
B:	0.000	1.000	-0.992
C:	-0.122	-0.992	1.000

### ANOVA Table

Source	df	Sum of Squares	Mean Square	F
Regression:	2	0.159718823903	0.0798594119513	
	0.00139317859694			
Residual:	27	1547.68679868	57.3217332843	
Total:	29	1547.8465175		

Coefficient of Multiple Determination ( $R^2$ ): 0.000103187765774

## Nearest Neighbor Statistics

	Separation	Delta Z
1%-tile:	1.00069767633	0
5%-tile:	1.00069767633	0

---

10%-tile:	1.49949069989	0
25%-tile:	1.99983940346	0
50%-tile:	3.99974952319	0
75%-tile:	9.99990409986	4
90%-tile:	35.0001593237	10
95%-tile:	35.0001593237	10
99%-tile:	35.0001593237	17.98
Minimum:	1.00069767633	0
Maximum:	35.0001593237	21
Mean:	10.0333549929	3.33333333333
Median:	3.99974952323	0.0025
Geometric Mean:	5.07051764556	N/A
Harmonic Mean:	2.98613286088	N/A
Root Mean Square:	15.2867322559	6.31417888565
Trim Mean (10%):	8.51850494305	2.26
Interquartile Mean:	4.66668793627	0.958
Midrange:	18.0004285	10.5
Winsorized Mean:	10.0666078611	2.70066666667
TriMean:	4.99981063743	1
Variance:	137.602728259	29.7493902299
Standard Deviation:	11.7304189294	5.4543001595
Interquartile Range:	8.0000646964	4
Range:	33.9994616473	21
Mean Difference:	11.8252753524	5.07588505747
Median Abs. Deviation:	2.50025882297	0.0025
Average Abs. Deviation:	8.09993172364	3.33333333333
Quartile Dispersion:	0.666686308269	N/A
Relative Mean Diff.:	1.17859632802	1.52276551724
Standard Error:	2.14167168553	0.99581441092
Coef. of Variation:	1.1691422199	1.63629004785
Skewness:	1.18601659112	1.81636112325
Kurtosis:	2.93036838396	5.6744401318
Sum:	301.000649786	100
Sum Absolute:	301.000649786	100
Sum Squares:	7010.52549189	1196.06565
Mean Square:	233.684183063	39.868855

---

### Complete Spatial Randomness

Lambda:	0.00266666753044
Clark and Evans:	1.03624061567
Skellam:	117.462520091

### Gridding Rules

Gridding Method: Natural Neighbor  
Anisotropy Ratio: 1  
Anisotropy Angle: 0

## Output Grid

Grid Size: 100 rows x 100 columns  
Total Nodes: 10000  
Filled Nodes: 9604  
NoData Nodes: 396  
NoData Value: 1.70141E+38

### Grid Geometry

X Minimum: 626398.662  
X Maximum: 626504.728  
X Spacing: 1.0713737373737  
  
Y Minimum: 5082225.167  
Y Maximum: 5082331.233  
Y Spacing: 1.0713737373701

### Univariate Grid Statistics

	Z
Count:	9604
1%-tile:	0
5%-tile:	0
10%-tile:	0
25%-tile:	0
50%-tile:	0
75%-tile:	0
90%-tile:	0.000316762371869
95%-tile:	0.00369540215475
99%-tile:	1.09398904822
Minimum:	0
Maximum:	23.6218571918
Mean:	0.0619478044155
Median:	0
Geometric Mean:	N/A
Harmonic Mean:	N/A
Root Mean Square:	0.73688125728
Trim Mean (10%):	7.55757001726e-05
Interquartile Mean:	0
Midrange:	11.8109285959

Winsorized Mean:	3.82546423042e-05
TriMean:	0
Variance:	0.539212601444
Standard Deviation:	0.734310970532
Interquartile Range:	0
Range:	23.6218571918
Mean Difference:	0.122865367192
Median Abs. Deviation:	0
Average Abs. Deviation:	0.0619478044155
Quartile Dispersion:	N/A
Relative Mean Diff.:	1.98336919849
Standard Error:	0.00749296908707
Coef. of Variation:	11.8537045414
Skewness:	17.956003917
Kurtosis:	387.163044599
Sum:	594.946713606
Sum Absolute:	594.946713606
Sum Squares:	5214.91425432
Mean Square:	0.54299398733

---