



Rapport final d'analyse d'intégrité

– Puits A097 –

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-FERM

16 octobre 2020

Versions

Version préliminaire	RPT_MERN_PNA_QC_A097_20200924_PRELIMINAIRE	24 sept. 2020
Version finale	RPT_MERN_PNA_QC_A097_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

1	Introduction.....	4
2	Revue documentaire et informations disponibles.....	5
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	12
2.6	Abandon.....	12
2.7	Intégrité du puits.....	13
2.7.1	Intégrité de la tête de puits	13
2.7.2	Intégrité des tubages.....	13
2.7.3	Intégrité de la cimentation primaire.....	14
2.7.4	Intégrité de la formation.....	15
2.8	Inspections.....	15
2.8.1	Résumé des inspections et visite du site	15
2.8.2	Mesures de débit de gaz / huile / saumure	15
2.8.3	Test de migration de gaz autour du puits.....	15
2.9	Visite du site par Oea Experts-Conseils	17
2.10	Informations sur les autres puits du secteur	17
2.11	Échantillonnage géochimique du gaz naturel/huile/saumure	17
3	Analyse des données disponibles	19
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.....	28
3.3.6	Problèmes opérationnels.....	29
4	Conclusions et recommandations	32
	Références bibliographiques	34
	Annexe 1 : Rapports d’inspection	35
	Annexe 2 : Paramètres d’interpolations utilisés	46

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Résumé des principales informations générales pour le puits A097.....	5
Tableau 2 :	Résumé du contexte géologique dans la région du puits A097.....	9
Tableau 3 :	Résumé des observations de la visite du 10 octobre 2019.....	17
Tableau 4 :	Résultats de l’analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits A097.....	18

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Localisation du site du puits A097.....	6
Figure 2 :	Vue générale du site au 10 octobre 2019.	7
Figure 3 :	Vue du tubage de 142,0 mm et le couvercle de métal à la surface du puits.....	7
Figure 4 :	Schéma du puits A097.....	8
Figure 5 :	Localisation du site A097 sur la carte géologique du secteur.....	10
Figure 6 :	Croûte d’altération blanche observée dans les sédiments au-dessus du puits.....	11
Figure 7 :	Section du tubage trouvée près du puits A097. Source : MERN.....	13
Figure 8 :	Interpolation du levé de migration de gaz réalisé le 21 septembre 2020.	16
Figure 9 :	Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits A097.....	20
Figure 10 :	Scénario d’écoulement du gaz en surface.	21
Figure 11 :	Scénarios de migration possible des contaminants retenus pour le puits A097.....	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.23 » (A097), 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 A097 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. Le puits n'a pas pu être localisé lors de la visite, mais un écoulement de gaz naturel à débit relativement faible a été observé à proximité du site probable, de même que de l'équipement de forage enfoui sur le site.

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 A097. Selon les documents disponibles, le puits a été foré en 1956 et 1957 avec une foreuse rotative. Le puits a atteint la profondeur totale de 416,7 m (1 367 pi). Le puits possède les tubages suivants :

- 142,0 mm (5,5 po) tubage de surface à 25,90 m
Cimenté jusqu'à la surface
- 88,9 mm (3,5 po) tubage de production à 319,43 m
Cimenté jusqu'à la surface

Il est à noter que la hauteur de référence pour les profondeurs n'est pas connue.

Plusieurs indices de gaz naturel ont été rencontrés dans le puits entre 64 et 355 m de profondeur.

Le débit de gaz naturel à la fin du forage était de 2237 m³/jour (79 mcf/jour), avec une pression de fermeture en surface de 262 kPa (38 Psi) à l'intérieur du tubage de 88.9mm, le puits était plein d'eau. Le puits est partiellement couvert par des diagraphies.

Tableau 1 : Résumé des principales informations générales pour le puits A097.

Numéro	A097
Nom	Oil Selections No.23
Année de forage	1956-1957
Région	Basses-Terres (sols consolidés)
Coordonnées	Coordonnées du recensement : Longitude : -72 ^o 22' 23,5" Latitude : 45 ^o 52' 43,1" Coordonnées réelles après inspections du MERN (NAD83) : Longitude : -72 ^o 22' 23,0" Latitude : 45 ^o 52' 43,6"
Profondeur	416,7 m (1 367 pi)
Type de foreuse	Rotative

2.2 Site du puits

Le puits A097 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 le tubage extérieur de 142,0 mm du puits.



Figure 1 : Localisation du site du puits A097.



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



Figure 3 : Vue du tubage de 142,0 mm et le couvercle de métal à la surface du puits le 21 septembre 2020.
Source : MERN.

2.3 Schéma du puits

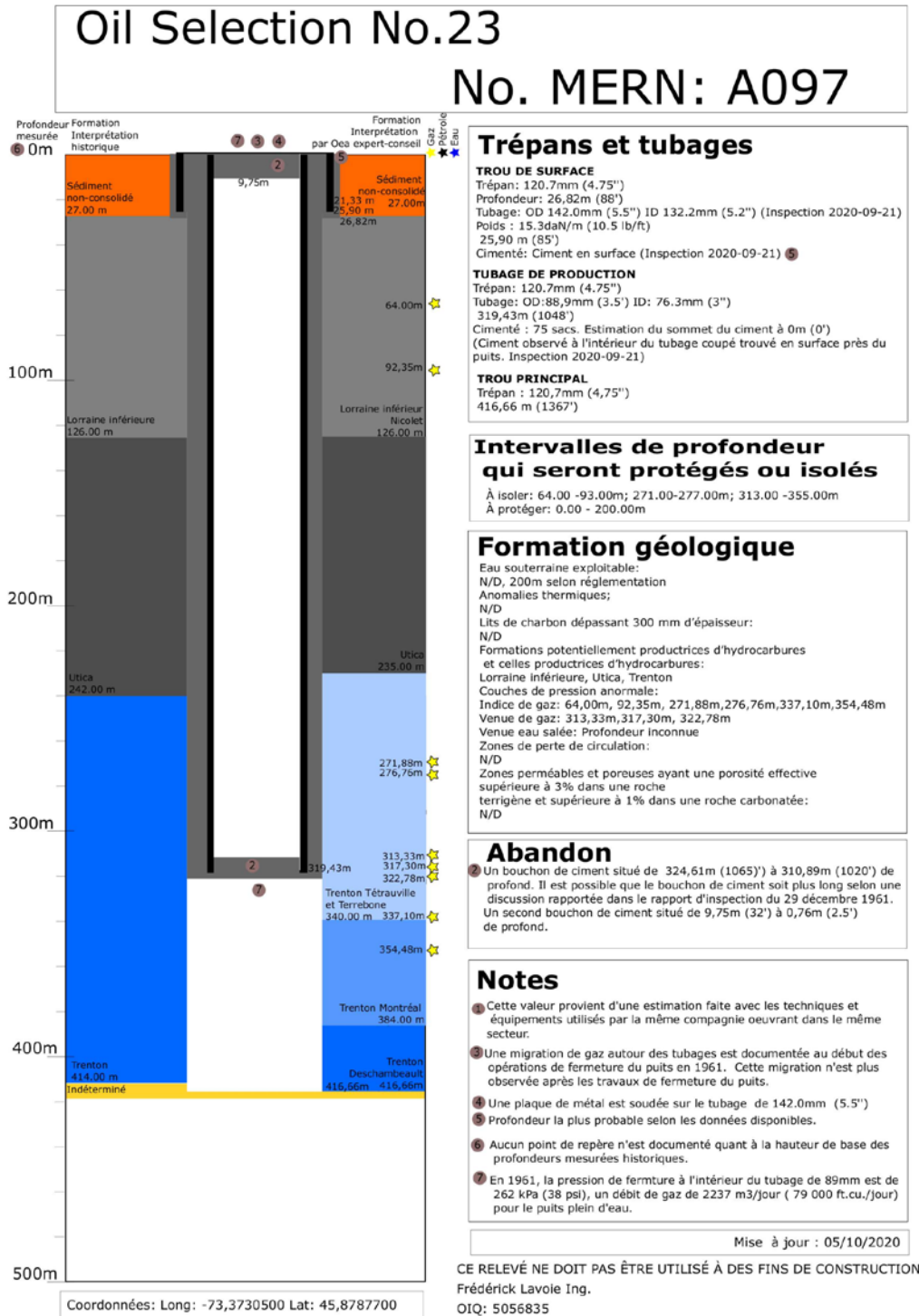


Figure 4 : Schéma du puits A097.

2.4 Géologie

Le **Tableau 2** résume le contexte géologique général en surface dans le secteur du puits A097. 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 A097 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 A097 se trouve sur un horst, à environ 100 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 A097.

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

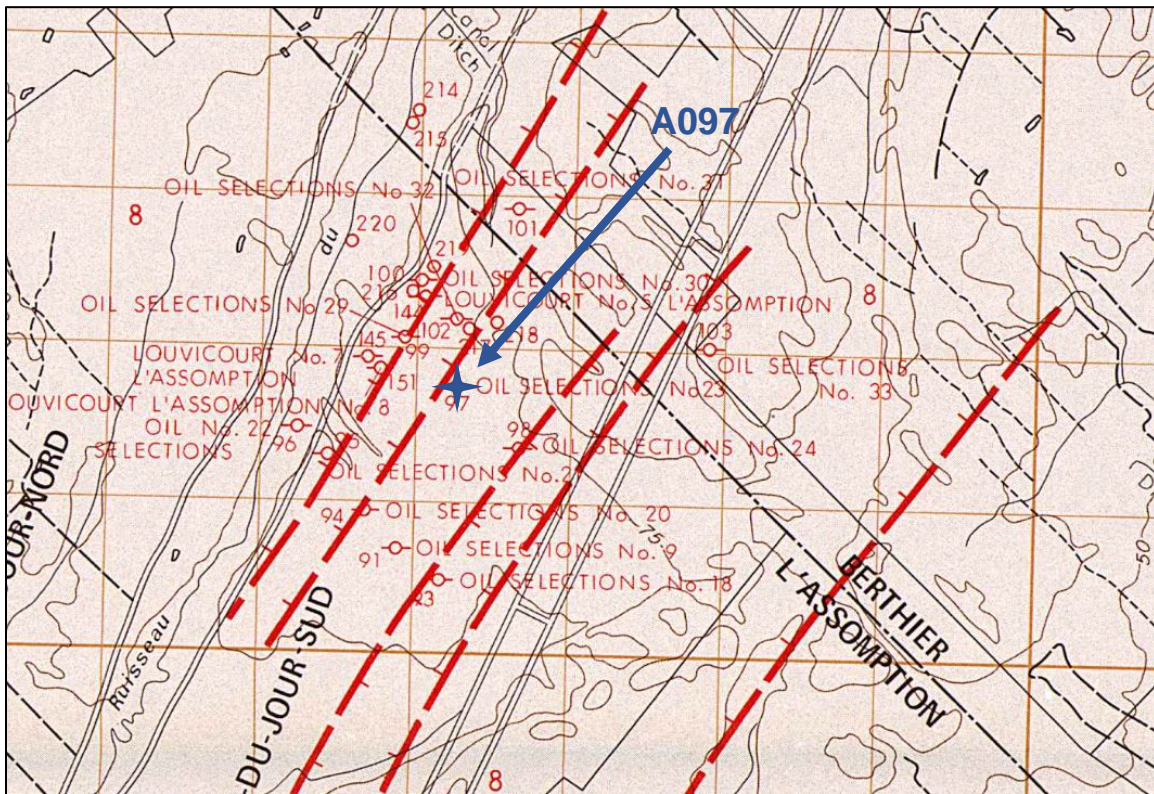


Figure 5 : Localisation du site A097 sur la carte géologique du secteur. Les failles normales interprétées sont représentées en tireté rouge. Les côtés des carrés mesurent 1 km. Fond cartographique : Clark et Globensky (1977).

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, du Shale d'Utica puis du Groupe de Trenton. Comme de nombreux indices de gaz ont été documentés dans la partie inférieure du puits, une définition plus précise de la stratigraphie du Groupe de Trenton s'avère nécessaire afin de pouvoir relier ces indices de gaz à des unités précises. Cette distinction a été faite en comparant les diagrapies disponibles pour ce puits (potentiel spontané et résistivité) à celles d'autres puits alentours. Les diagrapies de 13 puits forés à proximité du puits A097 ont été examinées. Les diagrapies des puits A091, A098, A099, A100 et A101 ont permis de placer plus précisément le contact entre le Shale d'Utica et le Groupe de Trenton à 235 m de profondeur contre 242 m auparavant et d'identifier la partie supérieure du Groupe de Trenton comme appartenant à la Formation de Tétrauville / Terrebone. Les puits A102 et A103 ont permis de distinguer trois formations au sein du Groupe de Trenton dans le puits A097, soit du sommet à la base :

- Formation de Tétrauville / Terrebone – 95,0 m d'épaisseur – 6 indices de gaz
- Formation de Montréal – 44,0 m d'épaisseur – 1 indice de gaz
- Formation de Deschambeault – 23,7 m d'épaisseur – pas d'indice de gaz

Cette stratigraphie révisée est représentée sur le schéma du puits à la **Figure 4**. La stratigraphie raffinée du Groupe de Trenton permet de conclure que les indices de gaz documentés à la base du puits proviennent essentiellement d'un calcaire argileux riche en matière organique et non d'un réservoir conventionnel. La Formation de Tétrauville / Terrebone en particulier, est souvent confondue avec le Shale d'Utica du fait de sa teneur élevée en argiles et en matière organique, de sorte que les indices de gaz qui y sont rencontrés correspondent soit au gaz libéré de la matrice lorsque cette roche autrement imperméable est forée, soit à du gaz accumulé dans une fracture naturelle. À l'opposé, les calcaires cristallins et non-argileux de la Formation de Deschambeault à la base du puits sont dépourvus de matière organique et peuvent à l'occasion développer des qualités de réservoir conventionnel : le gaz qui y est rencontré a alors migré vers le réservoir depuis une roche mère.

Enfin, la présence d'une croûte d'altération blanche observée dans les sédiments non-consolidés au-dessus du puits (**Figure 6**) semble reliée aux émanations de gaz naturel. Un phénomène similaire de précipitation de carbonate a été décrit par Lavoie et al. (2010) dans les sédiments quaternaires de l'Estuaire du fleuve Saint-Laurent.



Figure 6 : Croûte d'altération blanche observée dans les sédiments au-dessus du puits.

2.5 Hydrogéologie

L'une des fonctions du tubage de surface cimenté vise à protéger les aquifères de tout risque de contamination. La connaissance de la base de l'aquifère dans le secteur du puits A097 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 A097 au nord du fleuve Saint-Laurent (416 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 56,4 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 variantes entre 5,4 et 23,7 m/sol.

2.6 Abandon

Le puits a été abandonné en 1961-1962 en installant les bouchons suivants :

- Bouchon de ciment No. 1 : à l'intérieur du tubage de 88,9 mm
De 324,61 m à 310,89 m (1 065 pi à 1 020 pi)
- Bouchon de ciment No. 2 : à l'intérieur du tubage de 88,9 mm
De 9,75 m à 0,76 m (32 pi à 2,5 pi)

Selon la notice d'abandon et le rapport d'abandon, le puits a été abandonné en décembre 1961 et janvier 1962 par cimentation. Le bouchon de ciment No. 1 à l'intérieur du tubage de 88,9 mm semble avoir été mis en place à partir de la surface étant donné que le diamètre des équipements de l'entrepreneur était trop imposant pour le puits. Le bouchon de ciment No. 2 en surface a été mis en place à l'aide d'un tubage inséré à 9,75 m (32 pi) à l'intérieur du tubage de 88,9 mm de façon à cimenter du bas vers le haut. La densité et la classe du ciment utilisé pour les bouchons n'ont pas été rapportées.

Les tubages ont ensuite été coupés à 76 cm de profondeur et scellés par une plaque d'acier soudée sur le tubage de 142,0 mm.

Le rapport d'inspection du MERN du 21 septembre 2020 confirme que les tubages ont été coupés à environ 76 cm sous la surface actuelle du sol et qu'une plaque d'acier est toujours soudée sur le tubage de 142,0 mm. Il a aussi été observé que la soudure de la plaque d'acier n'est pas étanche.

2.7 Intégrité du puits

2.7.1 Intégrité de la tête de puits

Le puits A097 n'a pas de tête de puits, le tubage a été coupé à 76 cm de profondeur et une plaque de métal a été soudée sur le tubage de 142,0 mm durant l'abandon du puits en 1961-1962.

L'intégrité de la plaque de métal et de sa soudure a été évaluée au moment de l'inspection du 21 septembre 2020. Il a été observé que du gaz s'échappait de la soudure entre la plaque et le tubage de 142,0 mm.

Note : Une valve de 3 po utilisée à l'époque comme arbre de Noël a été retrouvée enfouie à proximité du puits (2020).

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 142,0 mm a pu être évaluée en surface. Le tubage montre une très légère corrosion extérieure visible sur les photographies de la visite du 21 septembre 2020, qui ne semble pas affecter son intégrité initiale. Des mesures d'épaisseur du métal réalisées lors de cette même inspection montrent que le tubage de 142,0 mm possède une épaisseur minimale d'environ 4,0 mm. L'épaisseur originale de ces tubages demeure ambiguë étant donné le peu de documentation disponible à leur sujet.

Une section de tubage trouvée près du puits au moment de son excavation le 21 septembre 2020 est présentée sous deux angles à la **Figure 7**. Elle semble correspondre à la section de tubage qui a été coupée en surface au moment de la fermeture du puits en 1961-1962. Cette section de tubage permet de confirmer la présence du tubage de 88,9 mm à l'intérieur du puits. L'épaisseur de la paroi de ce tubage qui a été mesuré le 21 septembre 2020 est de 4,0 mm.



Figure 7: Section du tubage trouvée près du puits A097. Source : MERN.

Il est à noter que l'ensemble des tubages utilisés dans ce puits ne sont pas standard pour l'industrie pétrolière et gazière actuelle. Le peu de détails dans la documentation ne permet pas de vérifier les capacités des tubages qui ont été utilisés. Malgré 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 bouchon 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 primaire

Aucun test d'intégrité n'est documenté.

Selon la documentation disponible, la cimentation primaire du tubage de 142,0 mm et celle du tubage de 88,9 mm sont complètes. Selon les volumes de ciment utilisés au moment du forage, le ciment à l'extérieur des deux tubages peut avoir une couverture complète de sa base jusqu'à la surface. Dans le rapport d'inspection du 21 septembre 2020, il est mentionné que du ciment a été observé en surface autour du tubage de 142,0 mm, ce qui confirme que la cimentation a une couverture complète derrière le tubage. Dans ce même rapport, il est mentionné que la section du puits présentée à la **Figure 7** possède du ciment dans la partie annulaire entre les deux tubages. Cette observation tend à confirmer que la couverture de la cimentation primaire du tubage de 88,9 mm est également complète. C'est donc pour le moment l'indication la plus probable quant à la hauteur des sommets du ciment annulaire de ces tubages.

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, l'espace annulaire entre le tubage et la paroi rocheuse est très faible et n'est pas standard pour l'industrie pétrolière et gazière.

L'intégrité du ciment 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). Un appareil de diagraphie de très faible diamètre devra être utilisé. Pour l'évaluation de la cimentation du tubage de 88,9 mm, les bouchons de ciment qui ont été placés à l'intérieur de ce tubage devront être forés avant de pouvoir enregistrer les diagraphies. S'il s'avère nécessaire d'évaluer la cimentation du tubage de 142,0 mm par diagraphie, la section de tubage de 88,9 mm devra être retirée jusqu'à une profondeur minimale de 30 m. Dans le cas contraire, une vérification de son étanchéité en surface sera une bonne indication de son degré d'intégrité.

2.7.4 Intégrité de la formation

Aucun test d'intégrité n'est documenté. Note : Le débit de gaz naturel à la fin du forage était de 2 237 m³/jour (79 mcf/jour), avec une pression de fermeture en surface de 262 kPa (38 psi) à l'intérieur du tubage de 88,9 mm, le puits était rempli d'eau.

2.8 Inspections

2.8.1 Résumé des inspections et visite du site

Ce puits a fait l'objet d'une reconnaissance de terrain par le MERN le 14 août 2018, mais le puits n'a pas pu être localisé. Une seconde visite a été effectuée le 16 juillet 2019 pour collecter des échantillons de sol sur le site probable du puits. Une visite du site a été réalisée le 10 octobre 2019 par Oea Experts-Conseils et les inspecteurs du MERN. Le puits n'a pas pu être localisé lors de la visite, mais un écoulement de gaz naturel à débit relativement faible a été observé à proximité du site probable, de même que de l'équipement de forage enfoui sur le site. Une inspection complète a été réalisée par les inspecteurs du MERN le 21 septembre 2020. Elle a permis de localiser le puits et d'obtenir des informations précises concernant la dimension et l'épaisseur des composantes extérieures du puits. Un test de débit de gaz ainsi qu'un relevé de migration de gaz sur un rayon de 75 m ont été réalisés. Le rapport de cette inspection est disponible à l'**Annexe 1**.

2.8.2 Mesures de débit de gaz / huile / saumure

Un test avec de l'eau a été réalisé afin de déterminer la provenance du gaz. Aucun gaz ne vient de l'extérieur des tubages. Le gaz provient uniquement de la soudure de la plaque d'acier installée sur le tubage de 142,0 mm. Une mesure du débit de gaz réalisée le 21 septembre 2020 lors de l'inspection du MERN quantifie le débit de gaz naturel émis du puits à 6,25 m³/jr. La fuite a été captée par un système isolant le tubage de 142,0 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. Il s'agit de la première mesure de débit effectuée sur ce puits.

2.8.3 Test de migration de gaz autour du puits

Un test de migration a été réalisé autour du puits A097 durant l'inspection du 21 septembre 2020. L'information concernant ce test de migration est consignée dans le rapport d'inspection à l'**Annexe 1**.

Le test de migration a été réalisé sur une étendue de 75 m autour du puits. La valeur maximale de 95% gaz CH₄ a été mesurée à 0,5 m du puits dans un azimut de N320°. La concentration en gaz CH₄ tend à devenir nulle en moyenne à partir de 4 m du puits dans toutes les directions. La **Figure 8** illustre le résultat interpolé de ce levé de migration. Les paramètres d'interpolation sont consignés à l'**Annexe 2**.

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.

Interpolation du levé de migration de gaz réalisé par les inspecteurs du MERN le 2020-09-21 autour du puits A097.

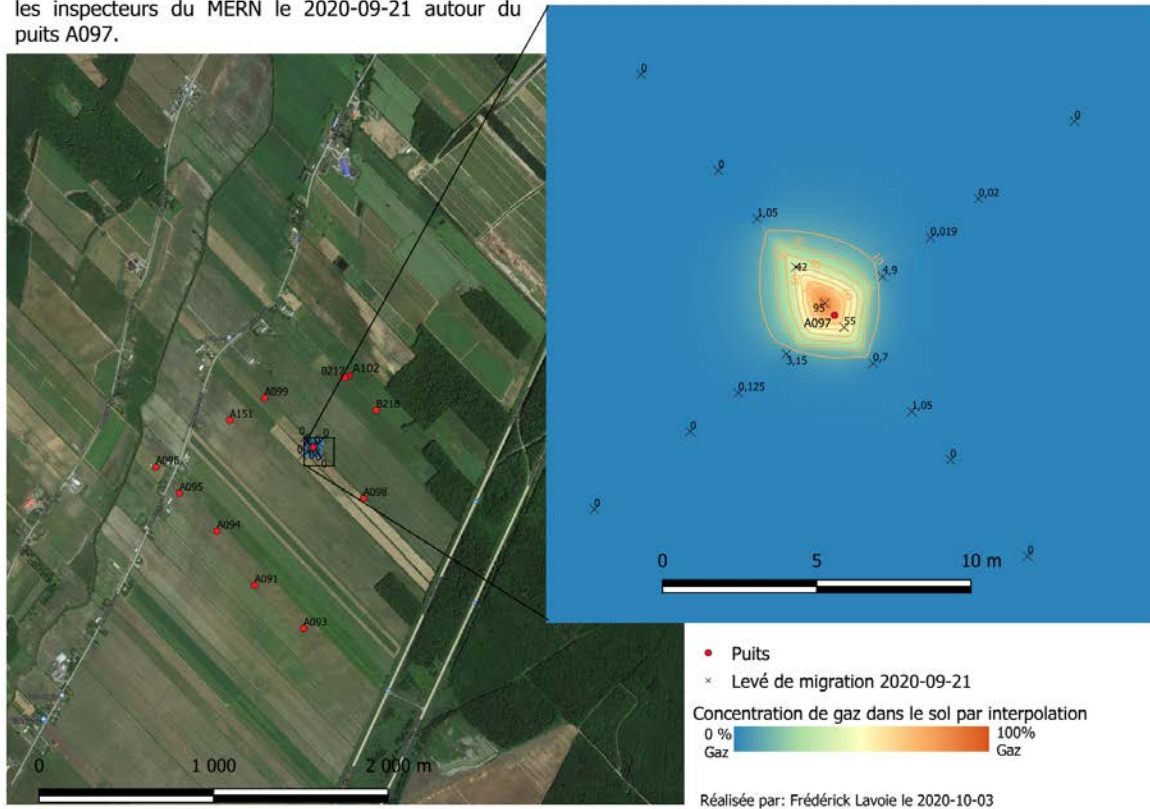


Figure 8 : Interpolation du levé de migration de gaz réalisé le 21 septembre 2020.

Échantillonnage de sol

Une prise d'échantillons de sol a été effectuée le 16 juillet 2019. Les échantillons ont été analysés en laboratoire, notamment pour les hydrocarbures pétroliers (C₁₀-C₅₀), les hydrocarbures aromatiques polycycliques et les métaux extractibles totaux (Bureau Veritas, dossiers Lab BV : B932040, rapport du 29 juillet 2019). Les résultats indiquent un dépassement du critère de qualité dans la gamme B-C pour les hydrocarbures pétroliers C₁₀-C₅₀ (1 400 mg/kg). Fait à noter, 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	2,0 par 2,0 mètres (4 m ²)
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 le puits A097 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 A097, 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 A097 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 H₂S. 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 A097. N.-A. : Non-analysé. Source : GBi Experts-Conseils (2020).

Puits	A097 - Oil Selection No 23
Date échantillonnage	2020-06-03 - 12:00
Méthode d'échantillonnage	Sac Tedlar - Pompage manuel
No d'échantillon	A097-03/06/2020
Mesure in situ	CH ₄ : 3 %
Laboratoire	Mundle Lab
No d'analyse	#1
Date analyse composition	26-06-2020
He (%)	< 0,01
H ₂ (%)	< 0,01
Ar (%)	N.-A.
O ₂ (%)	19,32
CO ₂ (%)	0,05
N ₂ (%)	72,2
CO (%)	N.-A.
H ₂ S (%)	N.-A.
C ₁ (%)	8,191
C ₂ (%)	0,22
C ₃ (%)	0,01
iC ₄ (%)	0,001
nC ₄ (%)	0,001
neoC ₅ (%)	< 0,001
iC ₅ (%)	< 0,001
nC ₅ (%)	< 0,001
C ₆₊ (%)	< 0,001
C ₁ (normalisé, %)	97,21
C ₂ (normalisé, %)	2,79
C ₂₊ / C ₁	0,0287
C ₁ / (C ₂ + C ₃)	35,6
Date analyse isotopique	2020-06-26
δ ¹³ C ₁ (‰ VPDB)	-45,2
δDC ₁ (‰ SMOW)	-159
δ ¹³ C ₂ (‰ VPDB)	N.-A.
δ ¹³ C ₃ (‰ 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 essentiellement un gaz thermogénique associé aux calcaires du Groupe de Trenton. Un mélange avec du gaz d'origine quaternaire peu profond est probable. Les venues de gaz naturel rapportées pendant le forage entre 313,33 m et 322,78 m de profondeur sont les sources principales d'hydrocarbures. Les résultats de l'interprétation sont présentés graphiquement à la **Figure 9**.

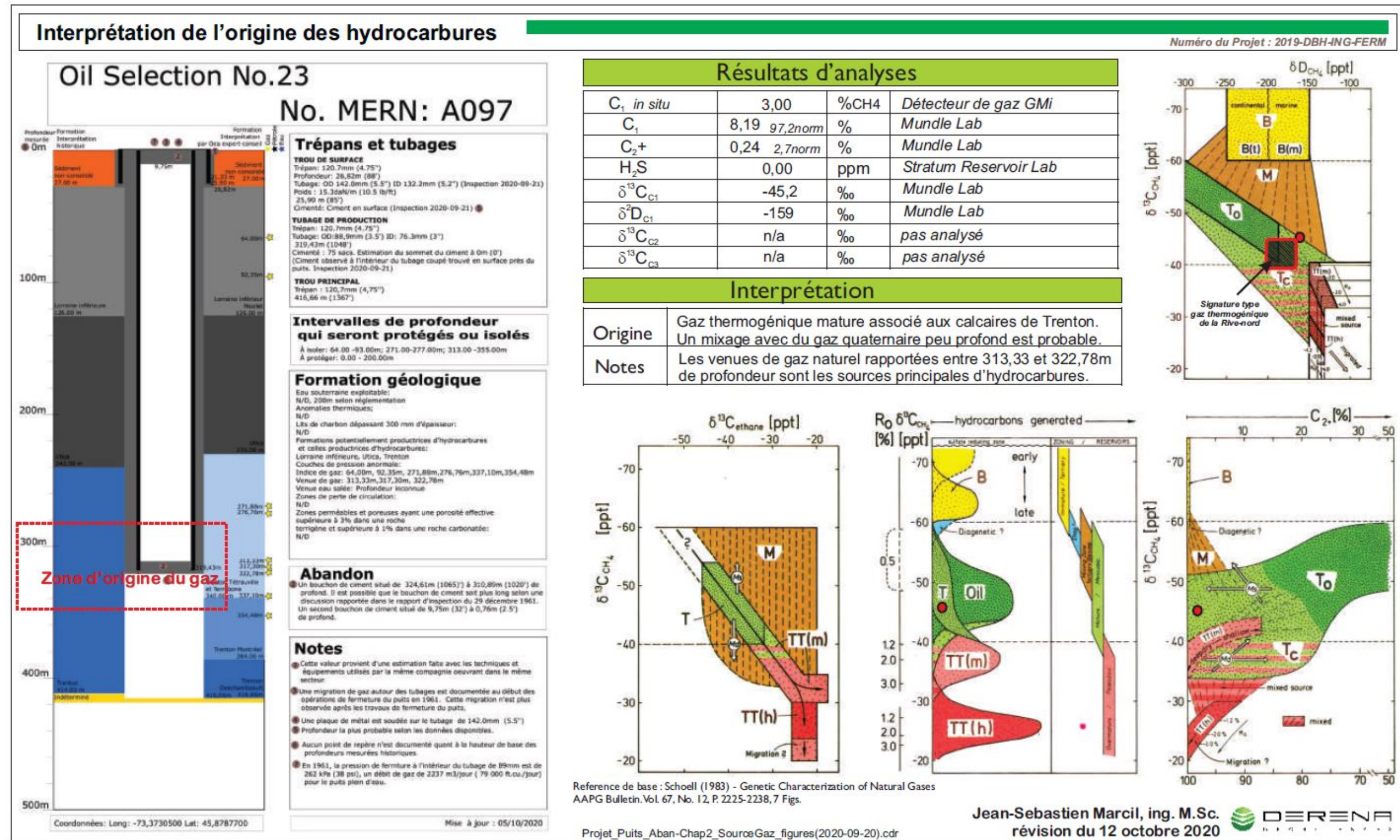


Figure 9 : Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits A097. Source : Derena Géosciences (2020).

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 A097 proviennent uniquement de l'intérieur du puits. De plus, une fois le puits excavé, il a été possible d'identifier que le gaz provenait uniquement de la soudure de la plaque d'acier installée sur le tubage de 142,0 mm.

Selon les résultats du test de migration réalisée 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 défini 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 au niveau de la soudure de la plaque d'acier du puits, enfouie à 76 cm.

L'observation en surface d'une fuite de gaz au niveau de la soudure permet de déduire la provenance de l'écoulement en surface du gaz à l'intérieur du puits. De plus, aucune indication quant à une migration de gaz à l'extérieur du puits n'a été observée durant les inspections réalisées sur le puits. La plaque de métal étant soudée au tubage, il n'a pas été possible d'identifier plus précisément la provenance de l'émanation à l'intérieur du puits. Selon la conception du puits, deux chemins d'écoulement du gaz à l'intérieur du puits demeurent possibles (**Figure 10**), soit à partir de l'intérieur du tubage de 88,9 m ou à partir de l'espace annulaire entre les deux tubages de 142,0 mm et 88,9 mm). La distinction entre ces deux possibilités ne pourra être faite qu'au moment où la plaque d'acier sera retirée complètement.

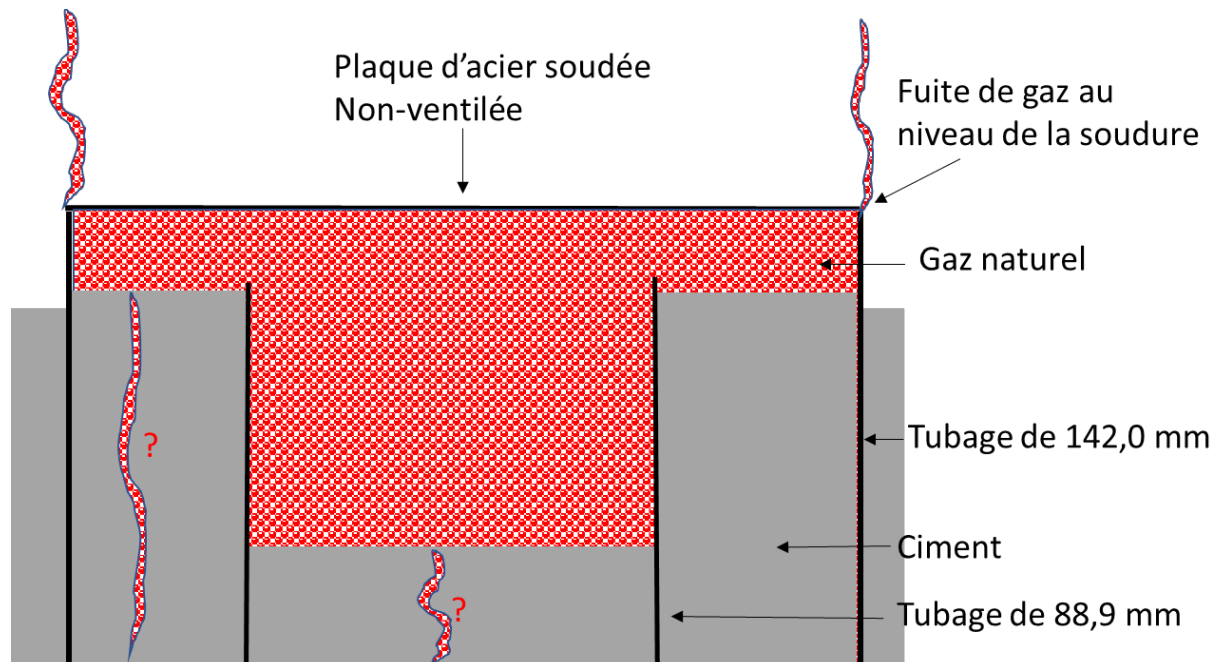


Figure 10 : Scénario d'écoulement du gaz en surface selon les observations faites en surface en septembre 2020.

Selon les résultats d'analyses de gaz, l'interprétation discutée précédemment tend à cibler la zone d'origine du gaz dans les calcaires du Groupe de Trenton, soit de 311,33 m à 322,78 m. Également selon ces résultats, il est probable que le gaz soit mélangé avec du gaz d'origine moins profonde. Cette interprétation de l'origine du gaz coïncide avec l'écoulement de gaz en surface observé par les inspecteurs du MERN en 2020.

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 2019 montre un contenu en C₁₀-C₅₀ de 1 400 mg/kg ce qui dépasse le critère de qualité de sol et le situe dans la gamme B-C. Cet échantillon a été récupéré par les inspecteurs du MERN afin d'évaluer sommairement la contamination des sols autour du puits. Peu d'informations sont disponibles concernant la procédure de récupération de cet échantillon et la position exacte de l'échantillon et il ne s'agit pas d'une caractérisation environnementale de site. La contamination pourrait être reliée aux opérations de forage et/ou de fermeture entre 1957 et 1962. Les techniques et procédures de forage de l'époque étaient moins rigoureuses qu'actuellement concernant la protection de l'environnement. Une étude environnementale de Phase II pourra justifier cette hypothèse.

3.2 Scénarios de migration possible des contaminants

La **Figure 11** illustre graphiquement les chemins possibles de la migration du gaz, à partir de son origine jusqu'à la surface, selon la configuration du puits et des observations réalisées en surface. Comme il a été identifié précédemment que le gaz qui s'écoule en surface provient uniquement de l'intérieur des tubages du puits, l'analyse suivant ne comporte pas de scénarios évaluant la migration extérieure du puits. Il a été impossible d'identifier plus précisément d'où s'écoule le gaz à l'intérieur du puits, de sorte que les scénarios évaluent les deux possibilités qui sont l'intérieur du tubage de 88,9 mm et la partie annulaire entre les deux tubages. Pour les deux scénarios, l'origine du gaz coïncide avec l'analyse faite à la **Section 3.1.1**, c'est-à-dire qu'elle est principalement située dans les calcaires du Groupe de Trenton. Il est également probable que ce gaz soit mélangé avec du gaz quaternaire peu profond.

Selon le scénario 1, le chemin de migration du gaz se situe principalement à l'intérieur du tubage de 88,9 mm et s'échappe en surface par la soudure de la plaque d'acier. Selon la conception et les matériaux utilisés pour la construction du puits, plusieurs possibilités sont envisageables quant au chemin que peut prendre le gaz pour pénétrer à l'intérieur du puits. Une fois à l'intérieur du tubage de 88,9 mm, il est très possible que l'intégrité du bouchon de ciment, d'une longueur d'environ 9 m, situé à l'intérieur du tubage de 88,9 mm soit compromise et permette au gaz de s'échapper par la soudure non-intègre de la plaque d'acier. Les deux principaux chemins que le gaz peut prendre pour pénétrer dans le tubage de 88,9 mm sont par sa base ou par un joint de tubage non-étanche. Dans le premier cas, il est fortement possible que le bouchon de ciment à la base du tubage (entre 324,61 m et 310,89 m) ne permette pas de retenir le gaz dans la partie du trou ouvert. Seulement environ 8,54 m de ciment sont présents à cet endroit. La recommandation actuelle dans l'industrie pétrolière et gazière est d'utiliser des bouchons de ciment ayant une longueur minimale de 30 m. Dans le cas d'un joint de tubage non étanche, les filets utilisés ne sont pas identifiés dans la documentation ce qui ne permet pas d'en évaluer la capacité. De plus, il est possible qu'un joint de tubage ait été mal installé, augmentant sa probabilité de fuite.

Selon le scénario 2, le chemin de migration du gaz se situe principalement à l'extérieur du tubage de 88,9 mm et le gaz s'échappe en surface par la soudure de la plaque d'acier. L'espace annulaire créé entre la paroi rocheuse et l'extérieur du tubage de 88,9 mm est inférieur aux recommandations actuelles de l'industrie pétrolière et gazière pour atteindre une couverture uniforme de ciment. Peu de détails sont disponibles quant aux opérations et aux caractéristiques du ciment utilisé pour la mise en place du bouchon. Bien que, selon les données disponibles, la couverture du ciment semble avoir été complétée jusqu'à la surface, une migration demeure possible. Cependant, ce scénario de migration est moins probable que le scénario 1. Dans le cas du scénario 2, le gaz migre à partir de sa source, verticalement à l'intérieur du ciment jusqu'à la base du tubage de 142,0 mm et continue de migrer à l'intérieur des deux tubages jusqu'à la surface.

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

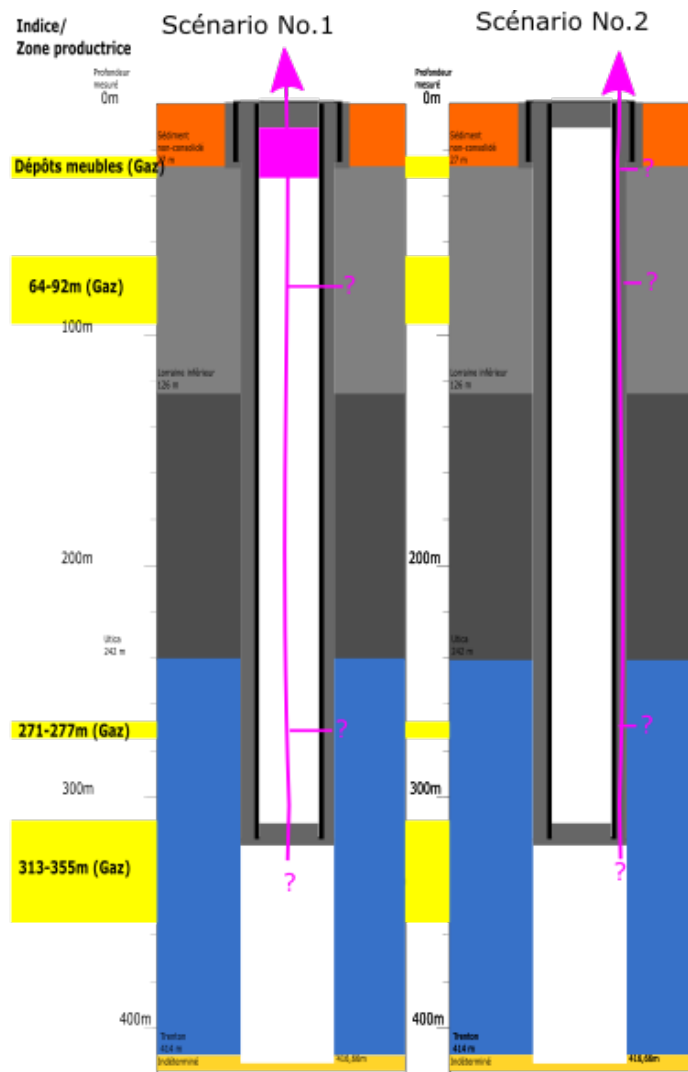


Figure 11 : Scénarios de migration possible des contaminants retenus pour le puits A097.

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, une plaque d'acier est soudée sur le tubage et 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 tubage 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.).

Les puits qui n'ont pas été protégés à l'aide d'une plaque d'acier ou d'une tête de puits durant plusieurs années ont plus de risques de contenir des débris non répertoriés. 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

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 toutefois être une indication de la présence d'une zone de surpression en profondeur. 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 importante est limité, mais il serait important de prévoir une réserve de boue 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 A097 à une profondeur de 416,66 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 rotative. Un tubage de 142,0 mm a été cimenté au complet à 25,90 m de profondeur dans les sédiments non consolidés. Un second tubage, de 88,9 mm, a été cimenté au complet à 319,43 m. Du gaz a été rencontré durant le forage du puits à partir de 64,0 m jusqu'à 354,48 m.

Le puits a été abandonné en décembre 1961 et janvier 1962 par du ciment pompé à l'intérieur du tubage de 88,9 mm (bouchon de 324,61 m à 310,89 m de profondeur). Un second bouchon de ciment (de 9,75 m à 0,76 m), à l'intérieur du même tubage, a été mis en place en surface à l'aide d'un tube.

La fuite de gaz (6,25 m³/jr) associée à ce puits est localisée dans le sol dans un rayon de 4 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 au puits provient uniquement de la soudure de la plaque d'acier soudée sur le tubage de 142,0 mm. Les résultats d'analyse isotopique du gaz identifient la source du gaz comme étant thermogénique, correspondant à l'indice de gaz observé durant le forage entre 313,33 et 322,78 m. Un mélange avec du gaz quaternaire est probable.

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 de l'extérieur du tubage de 142,0 mm en surface a pu être confirmée par des observations visuelles, ce qui facilitera une réentrée sur le puits.

Recommandation

Recommandations si une intervention corrective est envisagée

Dans le cas où une intervention corrective est envisagée dans le puits A097 par le MERN, l'objectif des travaux de fermeture définitive devrait être de rétablir une barrière efficace au niveau de la source de gaz identifier (zone entre 313,33 et 322,78 m) afin d'empêcher la migration verticale du gaz vers la surface et de protéger la zone d'eau exploitable de 0-200m.

Comme le chemin de migration 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;

- Nettoyer et 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 adéquate. 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 A097 :
 - Puits inactifs – Rapport de la phase 1 : Recherche documentaire (2017-08) – MERN
 - Rapport d’inspection (2018-08-14) – MERN
 - Rapport d’inspection (2020-09-21) - MERN
 - Certificat d’analyses – Certificat d’analyse Révisé (2019-07-29) – Bureau Veritas
 - Fiche signalétique du puits A097 (2017-09-20) – MERN
 - Données de forage du puits A097 (1956 et 1959) – MERN
 - Derena Géosciences, 2020. Interprétation de l’origine des hydrocarbures – Puits A097. 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 – A097. 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.
 - Lavoie, D., Pinet, N., Duchesne, M., Bolduc, A., Larocque, R., 2010. Methane-derived authigenic carbonates from active hydrocarbon seeps of the St. Lawrence Estuary, Canada. *Marine and Petroleum Geology*, v.27, p.1262-1272.
 - 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.ceaeg.gouv.qc.ca/documents/publications/echantillonnage/solsC5.pdf>
 - MELCC, 2014. Lignes directrices provisoires sur l’exploration gazière et pétrolière, Annexe X. Ministère du Développement durable, de l’Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 200 p.
[En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures>
 - 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#

Annexe 1 : Rapports d'inspection

1. Identification du puits	
Nom du puits	Oil Selections No 23
Numéro du puits	A097
Région administrative	Lanaudière
MRC	L'Assomption
Municipalité	L'Assomption

2. Informations générales sur l'inspection	
Inspecteur	David Fortin
Inspecteur	Pierre-François Côté
Système géodésique	NAD 83
Format des coordonnées	Degré décimaux
Date (aaaa-mm-jj)	2020-09-21
Conditions météorologiques	Partiellement nuageux
Température ambiante (°C)	20
Heure de début (00:00)	10:30
Heure de fin (00:00)	18:00
Durée de inspection	7:30

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

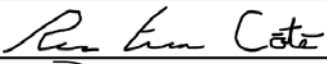
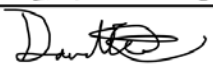
4. Caractéristiques du puits			
Dimension des tubages	Tubage 1 (mm)	Tubage 2 (mm)	Plaque de métal (mm)
Diamètre Extérieur (Min) OD	142	89 ¹	NA
Diamètre Extérieur (Max) OD	142	89 ¹	NA
Diamètre Intérieur (Min) ID	ND	ND	NA
Diamètre Intérieur (Max) ID	ND	ND	NA
Épaisseur mesurée	4 ¹	3 ¹	9 ²
Épaisseur no.1 (Ultrason mm)	4.7	3.2 ¹	4.4 ²
Épaisseur no.2 (Ultrason mm)	4.9	3.4 ¹	4.2 ²
Épaisseur no.3 (Ultrason mm)	4.2	3.5 ¹	4.1 ²

Commentaires

1 : Les mesures du tubage 2 et l'épaisseur mesurée du tubage 1 ont été prises sur le bout de tubage coupé trouvé dans l'excavation. La mesure du tubage extérieur concorde avec la mesure du tubage 1. 2: Les mesures sont imprécises en raison de la soudure et du relief de la plaque de métal soudée. Les diamètres intérieurs n'ont pas été pris car l'espace annulaire était cimenté. Voir Annexe A

5. Émanation et migration			
Source d'émission	Migration		Caractérisation des fluides
Intérieur du tubage	Migration		Gaz
Le long du tubage	Aucune migration		
Partie extérieur du tubage	Aucune migration		
Azimut (°)	Distance (mètres)	%LIE	%GAZ
320	0,5		95
320	2		42
320	4	21	
320	6	0	
320	10	0	
320	20	0	
320	40	0	
320	75	0	
50	2	98	
50	3	3.8	
50	4	0.4	
50	6	0	
50	10	0	
50	20	0	
50	40	0	
50	75	0	
140	0,5		55
140	2	14	
140	4	21	
140	6	0	
140	10	0	
140	20	0	
140	40	0	
140	75	0	
230	2	63	
230	4	2.5	
230	6	0	
230	10	0	
230	20	0	
230	40	0	
230	75	0	
Commentaires			
Indices de migration au dessus du puits et à 3 mètres à 50 °. Aucun autre indice de migration. L'émanation pourrait venir du tubage 2 et/ou de l'espace annulaire entre le tubage 1 et le tubage 2. Voir Annexe A et B			

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 ³ /jour)	6,25	ND
Concentration de CH ₄ à "l'événement" (%GAZ ou %LIE)	97% Gaz	ND
Commentaires		
Une fois l'émanation isolée, la migration a baissée considérablement. 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 A097,

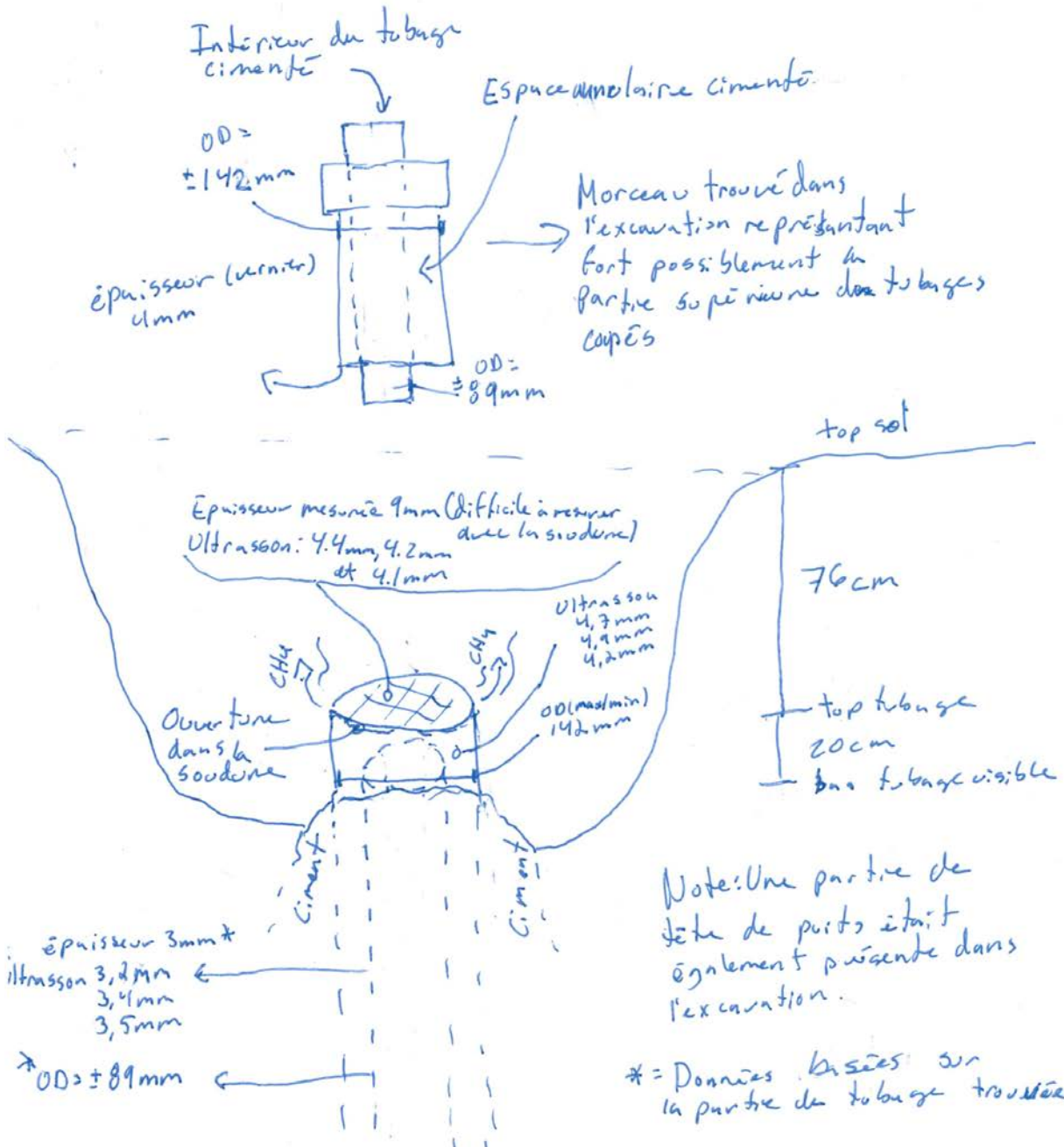
Oil Selections No 23

2020/09/21

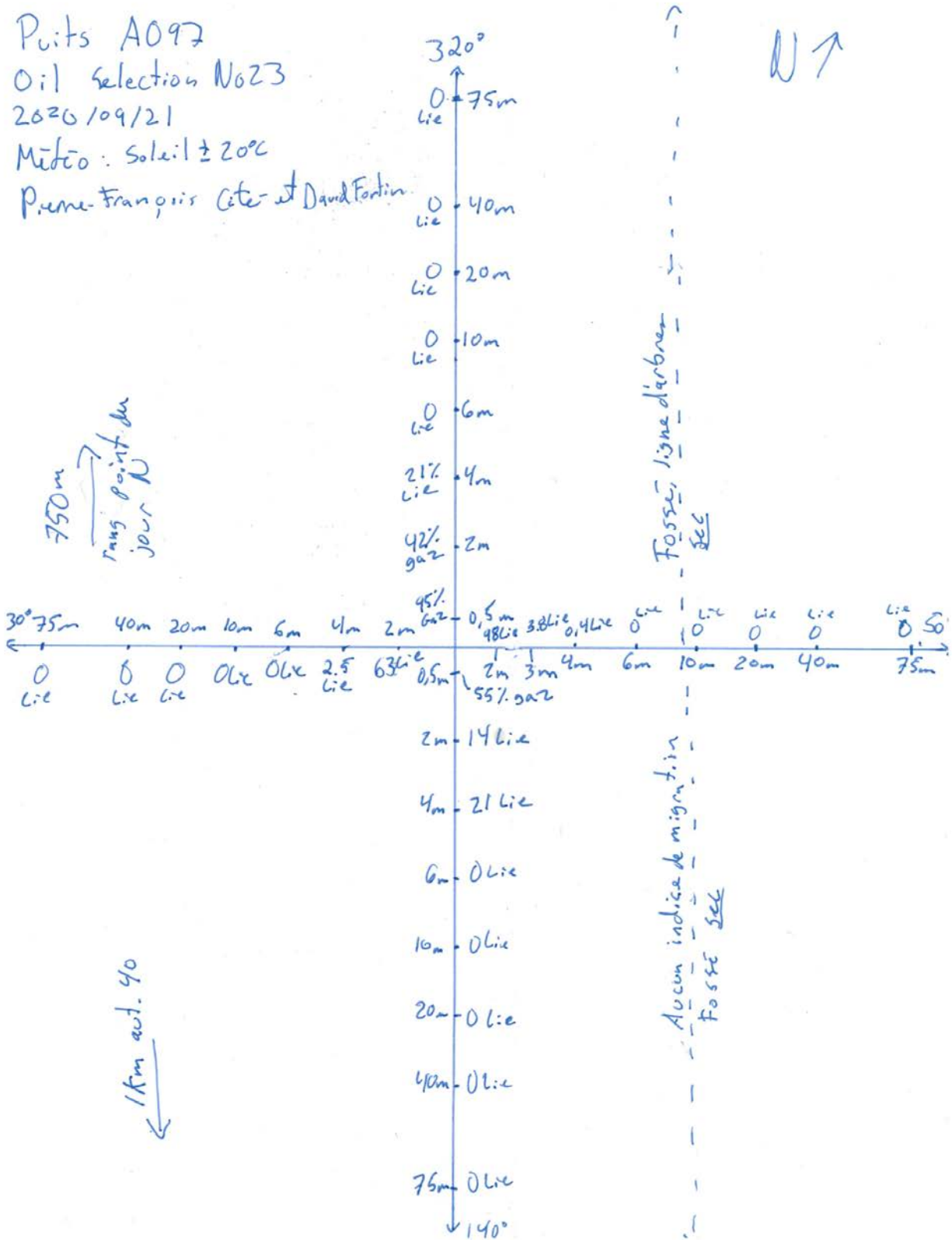
Pierre-François Côté et David Fortin

Météo: Soleil $\pm 20^{\circ}\text{C}$

Note: La fuite
proviendrait de
la soudure détaillante



Puits A097
Oil selection No23
2020/09/21
Météo : Soleil ± 20°C
Pierre-François Côté et David Fortin



Étête de Puits sur le Puits

Inspection données à prendre

Prendre photos

Prendre vidéos

-A097-

Date (mm/yy)	Métrologie (température (°C))	Inspection (s)
2020-09-21	Sélect, 20 °C	Daria Fortin Pierre-François Gosselin

Test de migration

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

Dimension tubage	Tubage (mm)	Plaque de métal (mm)	Source d'émission (Noter sur un schéma au sol)	Migration de contaminants (Aucune migration/Altération)	Catégorie des fluides (autres qu'hydrocarbures)
OD (Max.)	14.2	N/A	Soudure de la plaque	oui	6 ans
OD (Min.)	14.2	N/A	Le long du tubage		
Épaisseur (mm)	N/A	9 mm	Sol autour du tubage		
Épaisseur no.1 (Ultrason mm)	4.7	4.4			
Épaisseur no.2 (Ultrason mm)	4.9	4.2			
Épaisseur no.3 (Ultrason mm)	4.2	4.1			

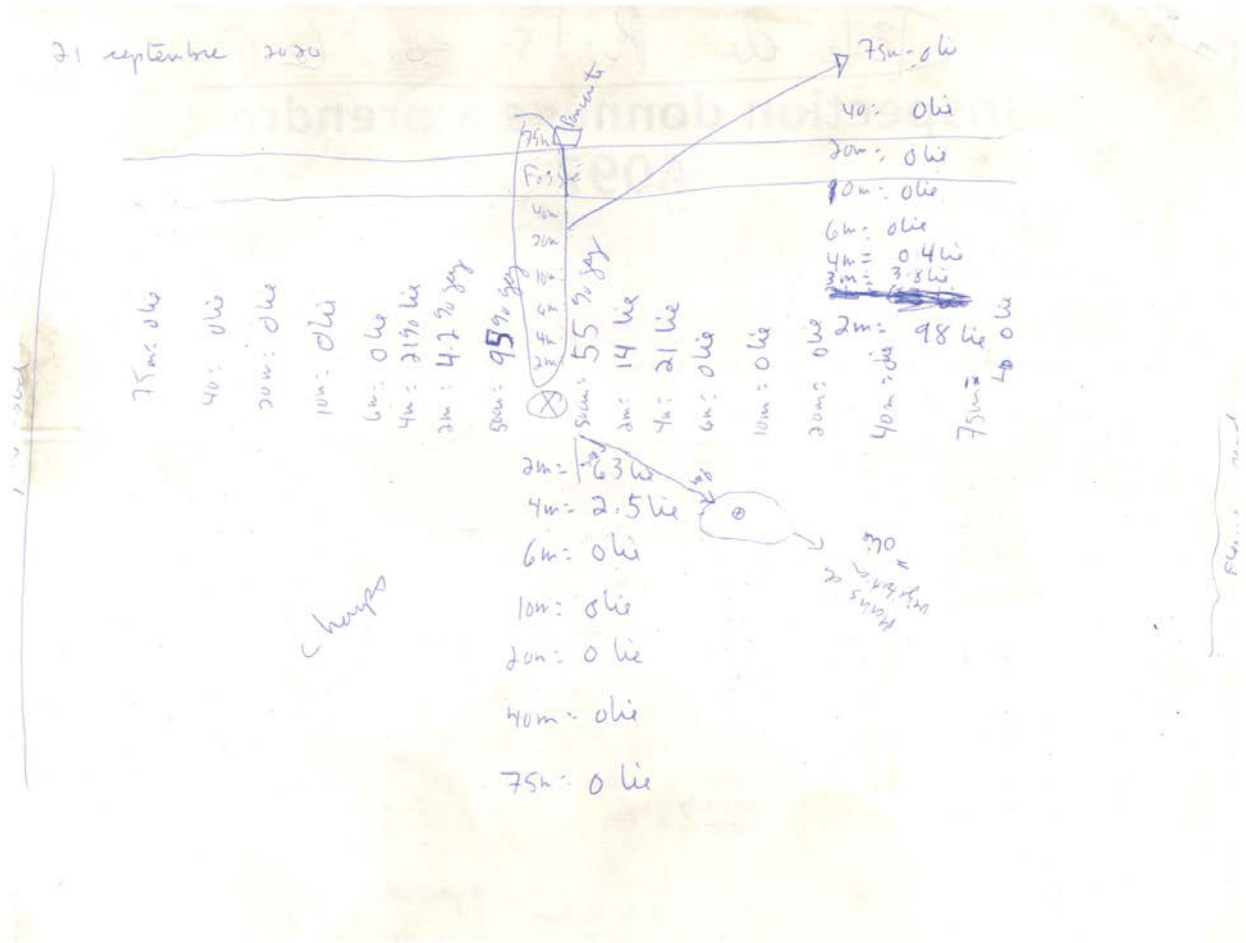
Test de débit d'émission	Test avec plaque de métal	Début	Fin	0%	97%	99%
				0%	97%	99%

11/05/2020

TSI 4000: 12,30 l/min

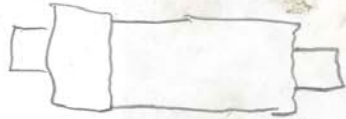
Épaisseur plaque: variable 35

4.4 4.2 4.1 mm

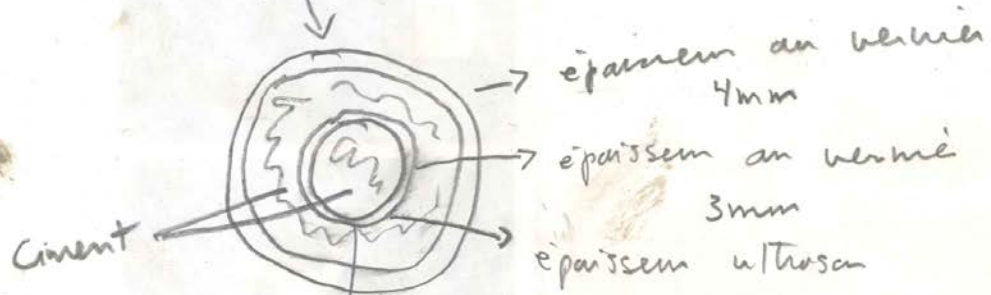


21 septembre.

Partie supérieure coupée



Les 2 tubages sont cimentés
intérieurs et annulaires



→ épaisseur au verrier
4mm

→ épaisseur au verrier
3mm

→ épaisseur ultrason

- 3.2 mm

- 3.4

- 3.5

Diamètre 1 = 9.0mm

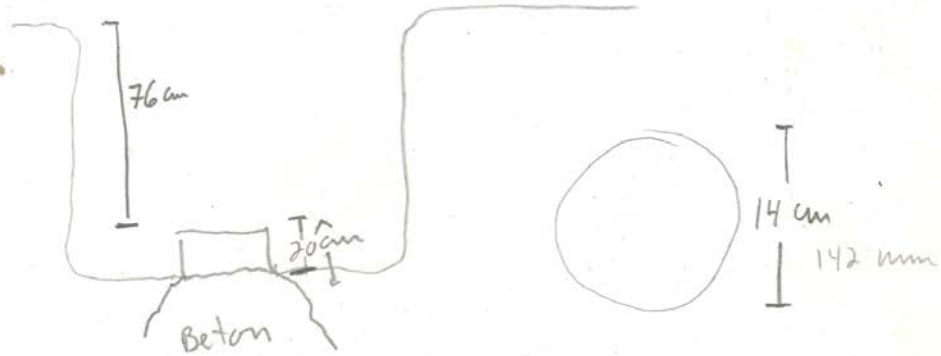
OD 2 = 8.9mm

ID 1 = ciment

2 = ?

21 septembre

Plus de gaz après
30 min
10% 8/8
← X → 22 lei
25cm 25cm
↳ Plaque de métal granuleux,
la soudure est irrégulière, et
fuit tout autour.



Debit

Debit: machine ~~blanc~~ 4000 series TSI

12.3 L/min = 17.7 m³/h 16h00, Suite installation

$$\frac{12.3}{1000} \cdot 60 \cdot 24$$

Debit: machine Iton M400A

Debit 16h10, 10 min après installation

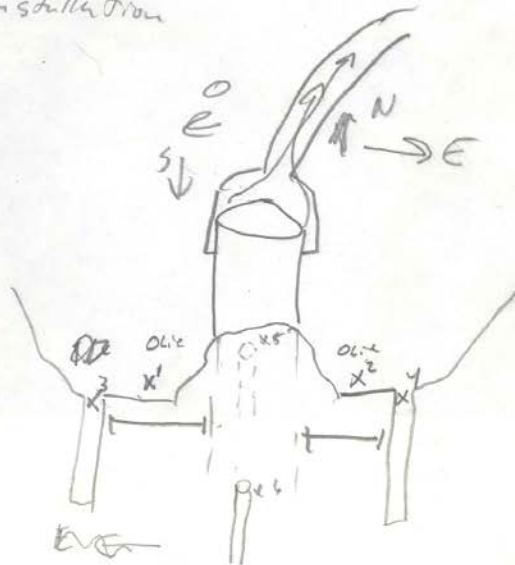
m ³	lit	tot min	vol/m ³
0,01	2,19	2,19	
0,02	2,28	4,48	
0,03	2,20	7,09	
0,04	2,12	9,21	
0,05	2,07	11,29	
0,06	2,10	13,40	
0,07	?	?	
0,08	?	?	
0,09	2	18,44	
0,10	2,07	20,52	
0,11	2,09	23,01	
0,12	2,20	25,21	
0,13			
0,14			
0,15			

6,23 m³/h

$$\left(\frac{25,21}{25,35}\right) \cdot 60 \cdot 24 = 6,248$$

nat. = 0,35

- x1=0
- x2=0
- x3=2.8
- x4=2.2
- x5=1.4
- x6=3.4
- etc



Annexe 2 : Paramètres d'interpolations utilisés

Rapport d'interpolation du levé de migration de gaz du 2020-09-21

Gridding Report

Fri Oct 2 14:29:33 2020
Elapsed time for gridding: 5.91 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:	1.3E-05
Y Duplicate Tolerance:	1.3E-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:	626195.398667	5081807.65867	0
5%-tile:	626204.642929	5081816.90293	0
10%-tile:	626222.210222	5081834.47022	0
25%-tile:	626246.424124	5081858.68412	0
50%-tile:	626252.530606	5081864.72898	0
75%-tile:	626257.448267	5081869.70827	0.125
90%-tile:	626278.563504	5081890.8235	4.9
95%-tile:	626283.493778	5081895.75378	42
99%-tile:	626301.061071	5081913.32107	55
Minimum:	626195.398667	5081807.65867	0
Maximum:	626310.305333	5081922.56533	95
Mean:	626252.852	5081865.112	6.76713333333
Median:	626252.852	5081865.112	0
Geometric Mean:	626252.851586	5081865.11195	N/A
Harmonic Mean:	626252.851172	5081865.1119	N/A
Root Mean Square:	626252.852414	5081865.11205	21.4869292718
Trim Mean (10%):	626251.066479	5081863.32648	1.96348148148
Interquartile Mean:	626252.423475	5081864.68347	0.0109333333333
Midrange:	626252.852	5081865.112	47.5
Winsorized Mean:	626252.358973	5081864.61897	0.857133333333
TriMean:	626252.233401	5081864.46259	0.03125
Variance:	536.627813378	536.630807309	430.235209637
Standard Deviation:	23.1652285415	23.1652931626	20.7421119859
Interquartile Range:	11.024142756	11.0241427599	0.125
Range:	114.906666468	114.90666646	95
Mean Difference:	24.2640640815	24.2643474306	12.687737931
Median Abs. Deviation:	6.42787609698	6.42787609994	0
Average Abs. Deviation:	14.7672017397	14.7713103011	6.76713333333
Quartile Dispersion:	8.80168357082e-06	1.08465538769e-06	N/A

Relative Mean Diff.:	3.87448360578e-05	4.77469332535e-06	1.87490585837
Standard Error:	4.22937274064	4.22938453879	3.78697420833
Coef. of Variation:	3.69902164397e-05	4.55842346305e-06	3.06512535873
Skewness:	-1.24354933897e-11	-1.55931792384e-10	3.12041317039
Kurtosis:	4.09865773002	4.09861199854	12.1751720785
Sum:	18787585.56	152455953.36	203.014
Sum Absolute:	18787585.56	152455953.36	203.014
Sum Squares:	1.17657790547e+13	7.74760590512e+14	13850.643886
Mean Square:	392192635157	2.58253530171e+13	461.688129533

Inter-Variable Covariance

	X	Y	Z
X:	536.62781	-0.0084896889	-2.1897149
Y:	-0.0084896889	536.63081	2.781052
Z:	-2.1897149	2.781052	430.23521

Inter-Variable Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	-0.000	-0.005
Y:	-0.000	1.000	0.006
Z:	-0.005	0.006	1.000

Inter-Variable Rank Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	-0.000	0.029
Y:	-0.000	1.000	0.035
Z:	0.029	0.035	1.000

Principal Component Analysis

	PC1	PC2	PC3
X:	0.783221037967	0.783221037967	0.0205453077595
Y:	0.62174334592	0.62174334592	-0.0260938826283
Z:	0.000132253582626	0.000132253582626	-0.0260938826283
Lambda:	536.755538117	536.620704267	430.117587939

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

Fitted Parameters

	A	B	C
Parameter Value:	-0.00408042744001	0.00518236627923	-23773.939937
Standard Error:	0.172314855149	0.172314374465	882304.260588

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	0.677074683741	0.338537341871	
	0.000732638884819			
Residual:	27	12476.1440048	462.079407585	
Total:	29	12476.8210795		

Coefficient of Multiple Determination (R^2): 5.42666019997e-05

Nearest Neighbor Statistics

	Separation	Delta Z
1%-tile:	0.99999999766	0

5%-tile:	0.99999999766	0
10%-tile:	1.50000000363	0
25%-tile:	2.00000000046	0
50%-tile:	3.99999999838	0
75%-tile:	9.99999999925	1.05
90%-tile:	34.9999999931	40
95%-tile:	35.0000000002	40.95
99%-tile:	35.0000000008	53
Minimum:	0.99999999766	0
Maximum:	35.0000000016	54.3
Mean:	10.0333333332	8.1252666667
Median:	3.99999999838	0.0005
Geometric Mean:	5.07034082525	N/A
Harmonic Mean:	2.9857819901	N/A
Root Mean Square:	15.2867044628	18.8799281408
Trim Mean (10%):	8.51851851842	5.054
Interquartile Mean:	4.66666666634	0.1814
Midrange:	17.9999999996	27.15
Winsorized Mean:	10.0666666662	7.1836
TriMean:	4.99999999912	0.2625
Variance:	137.602298851	300.446615375
Standard Deviation:	11.7304006262	17.3333959562
Interquartile Range:	7.99999999879	1.05
Range:	34.0000000039	54.3
Mean Difference:	11.8252873566	13.8860965517
Median Abs. Deviation:	2.4999999944	0.0005
Average Abs. Deviation:	8.0999999981	8.1252666667
Quartile Dispersion:	0.666666666581	N/A
Relative Mean Diff.:	1.17860006877	1.70900194681
Standard Error:	2.14166834384	3.16463065446
Coef. of Variation:	1.16914291956	2.13327102572
Skewness:	1.18599904023	1.77577119533
Kurtosis:	2.93033269413	4.4010621613
Sum:	300.999999997	243.758
Sum Absolute:	300.999999997	243.758
Sum Squares:	7010.49999995	10693.550598
Mean Square:	233.683333332	356.4516866

Complete Spatial Randomness

Lambda:	0.0022721175882
Clark and Evans:	0.956512474461
Skellam:	100.08285035

Gridding Rules

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

Output Grid

Grid Size: 1000 rows x 1000 columns
Total Nodes: 1000000
Filled Nodes: 848858
NoData Nodes: 151142
NoData Value: 1.70141E+38

Grid Geometry

X Minimum: 626195.3986
X Maximum: 626310.3054
X Spacing: 0.11502182182182

Y Minimum: 5081807.658
Y Maximum: 5081922.566
Y Spacing: 0.11502302302284

Univariate Grid Statistics

	Z
Count:	848858
1%-tile:	0
5%-tile:	0
10%-tile:	0
25%-tile:	0
50%-tile:	0
75%-tile:	0
90%-tile:	0
95%-tile:	7.17004337005e-06
99%-tile:	0.0727527501249
Minimum:	0
Maximum:	92.0824753968
Mean:	0.04801682777
Median:	0
Geometric Mean:	N/A
Harmonic Mean:	N/A
Root Mean Square:	1.254025639
Trim Mean (10%):	1.34808494477e-08
Interquartile Mean:	0

Midrange:	46.0412376984
Winsorized Mean:	0
TriMean:	0
Variance:	1.57027653739
Standard Deviation:	1.25310675419
Interquartile Range:	0
Range:	92.0824753968
Mean Difference:	N/A
Median Abs. Deviation:	0
Average Abs. Deviation:	0.04801682777
Quartile Dispersion:	N/A
Relative Mean Diff.:	N/A
Standard Error:	0.00136009908306
Coef. of Variation:	26.0972415794
Skewness:	40.4846528083
Kurtosis:	1930.54855499
Sum:	40759.4683872
Sum Absolute:	40759.4683872
Sum Squares:	1334897.37107
Mean Square:	1.57258030327
