



Rapport final d'analyse d'intégrité

– Puits C050 –

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-FERM

24 novembre octobre 2020

Versions

Version préliminaire	RPT_MERN_PNA_QC_C050_20200918_PRELIMINAIRE	18 sept. 2020
Version finale	RPT_MERN_PNA_QC_C050_20201016_FINALE	16 oct. 2020
Version révisée	RPT_MERN_PNA_QC_C050_20201124_RÉVISION	24 nov. 2020

Signatures

Rédigé par :	Frédéric Lavoie, ing.	OIQ : 5056835	24 nov. 2020
	Stephan Séjourné, géo., Ph.D.	OGQ : 1377	24 nov. 2020
	Jean-Sébastien Marcil, ing., M.Sc.	OIQ : 123484	24 nov. 2020
Révisé et approuvé par :	Mathieu Lavoie, ing.	OIQ : 132558	24 nov. 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.....	6
2.1	Informations générales sur le puits.....	6
2.2	Site du puits	7
2.3	Schéma du puits	10
2.4	Géologie.....	11
2.5	Hydrogéologie	12
2.6	Abandon.....	12
2.7	Intégrité du puits.....	12
2.7.1	Intégrité de la tête de puits	12
2.7.2	Intégrité des tubages.....	12
2.7.3	Intégrité de la cimentation primaire.....	13
2.7.4	Intégrité de la formation.....	13
2.8	Inspections.....	13
2.8.1	Résumé des inspections et visites du site	13
2.8.2	Mesures de débit de gaz / huile / saumure	14
2.8.3	Test de migration de gaz autour du puits.....	15
2.8.4	Échantillonnage de sol et d'eau.....	16
2.9	Visite du site par Oea Experts-Conseils	17
2.10	Informations sur les autres puits du secteur	18
2.11	Échantillonnage géochimique du gaz naturel/huile/saumure	18
3	Analyse des données disponibles	22
3.1	Identification des sources de contamination	22
3.1.1	Localisation des sources de contamination en profondeur	22
3.1.2	Écoulement en surface des contaminants.....	26
3.2	Scénarios de migration possible des contaminants	26
3.3	Évaluation des problématiques en vue d'une intervention corrective dans le puits	29
3.3.1	État des tubages	29
3.3.2	État de la cimentation et du lien dans l'espace annulaire	30

3.3.3	État du trou ouvert.....	30
3.3.4	Caractéristiques des fluides dans le puits.....	31
3.3.5	Accès au puits.....	32
3.3.6	Problèmes opérationnels.....	33
4	Conclusions et recommandations	35
	Références bibliographiques	37
	Annexe 1 : Rapport d’inspection	39
	Annexe 2 : Paramètres d’interpolation utilisés	49

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	: Résumé des principales informations générales pour le puits C050.	6
Tableau 2	: Résumé du contexte géologique dans la région du puits C050.	11
Tableau 3	: Résumé des observations de la visite du 8 octobre 2019.	17
Tableau 4	: Résultats de l’analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits C050.	19
Tableau 5	: Résultats de l’analyse géochimique des émanations d’eau de surface pour le puits C050.	20
Tableau 6	: Résultats de l’analyse géochimique de l’échantillon de pétrole pour le puits C050.	21

LISTE DES FIGURES

Figure 1	: Localisation du site du puits C050.....	7
Figure 2	: Chemin d’accès au puits par les chemins forestiers à partir de la Route 198.	8
Figure 3	: Vue générale du site au 8 octobre 2019.	9
Figure 4	: Vue de l’intérieur du conducteur en bois à partir de la surface.	9
Figure 5	: Schéma du puits C050.	10
Figure 6	: Carte géologique du secteur et réseau de fractures en surface à proximité du puits C050.....	11
Figure 7	: Interpolation du levé de migration de gaz explosif réalisé le 6 octobre 2020.....	16
Figure 8	: Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits C050.....	23
Figure 9	: Interprétation de la source de l’eau de surface échantillonnée sur le site du puits C050.	24
Figure 10	: Interprétation de la source du pétrole échantillonné sur le site du puits C050.	25
Figure 11	: Scénarios de migration des contaminants retenus pour le puits C050.	28

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 « P.O.T. No 16 » (C050), foré en 1894 par la compagnie « The Petroleum Oil Trust Limited », fait partie de cette campagne de repérage.

La première étape est de vérifier le niveau d'intégrité du puits C050 pour pouvoir procéder à la préparation d'un programme de fermeture définitive. En conséquence, le 8 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, il n'y a pas d'écoulement de saumure observable sur le site et les mesures au détecteur de gaz n'indiquent aucune émanation, mais un écoulement de pétrole est observé autour de ce qui serait l'ancien tubage (non observé). Le pétrole qui s'écoule du puits est ambré et ressemble visuellement au pétrole typique du secteur Galt. C'est un pétrole léger riche en paraffine. Les dimensions de la zone couverte de pétrole sont de 3 m par 5 m. À partir d'une certaine distance, le pétrole semble biodégradé et absent. Le ruisseau adjacent, situé à une vingtaine de mètres, ne montre pas de présence d'hydrocarbures observables.

Un rapport préliminaire d'analyse d'intégrité du puits a été préparé par Oea Experts-Conseils et soumis au MERN en décembre 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 des fluides qui s'échappent autour du puits. L'objectif de ces analyses 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 des débits de contaminants autour du puits, un levé 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 gaz 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.

Cette version révisée du rapport final d'intégrité du puits inclut les données recueillies lors de l'inspection d'octobre 2020. Ce rapport d'inspection n'était pas disponible et inclus dans la version du 16 octobre 2020.

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 C050. Selon les documents disponibles, le puits a été foré en 1894 avec une foreuse à câble. Le puits a atteint la profondeur totale de 891,5 m (2 925 pi). Le puits possède les tubages suivants :

- Conducteur en bois. Diamètre extérieur maximal 458,0 mm (18 po), diamètre intérieur minimal 375,0 mm (14,76 po).
Non-cimenté
- Tubage de surface. Diamètre extérieur 177,0 mm (7 po), diamètre intérieur 158,8 mm (6,25 po) tubage de surface d'une longueur de 248 m. Extrémité supérieure non-visible en surface, profondeur incertaine.
Non-cimenté
- Tubage de production. Diamètre extérieur 61,0mm (2,4 po), diamètre intérieur 50,0 mm (1,96 po).

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.

La présence de pétrole a été identifiée pendant le forage à 812 m et 866 m de profondeur. Les intervalles correspondant à ces deux indices d'hydrocarbures ont été stimulés à l'aide de nitroglycérine, une technique utilisée à l'époque. La présence d'eau durant le forage a été mentionnée sans indications supplémentaires.

Tableau 1 : Résumé des principales informations générales pour le puits C050.

Numéro	C050
Nom	P.O.T. No 16
Année de forage	1894
Région	Gaspésie
Coordonnées	Coordonnées du recensement : Longitude : -64 ^o 43' 25,9" Latitude : 48 ^o 50' 22,3" Coordonnées réelles après inspections du MERN (NAD83) : Longitude : -64 ^o 43' 23,5" Latitude : 48 ^o 50' 22,0"
Profondeur	891,5 m (2 925 pi)
Type de foreuse	Câble

2.2 Site du puits

Le puits C050 (P.O.T. No 16) est accessible par des chemins forestiers. Il est situé en territoire non-organisé au pied du Mont Galt à environ 15 km de Gaspé et à 1 500 m au nord de la rivière York (**Figure 1**). Le puits est localisé dans un environnement forestier caractérisé par des arbres matures de forêt mixte. Le puits est situé à proximité du Ruisseau Bean.

Le rapport de l'inspection réalisée le 6 octobre 2020 décrit le chemin d'accès comme étant « accessible par camion jusqu'au puits par des chemins forestiers ». Le trajet utilisé est présenté à la **Figure 2**.

Les **Figures 3** et **4** présentent respectivement une vue générale du site et de l'intérieur du puits, qui a été excavé.



Figure 1 : Localisation du site du puits C050.



Figure 2 : Chemin d'accès au puits par les chemins forestiers à partir de la Route 198, selon l'inspection du 6 octobre 2020.



Figure 3 : Vue générale du site au 8 octobre 2019.

Figure 4 : Vue de l'intérieur du conducteur en bois à partir de la surface le 6 octobre 2020. Le tubage de 61,0 mm, un morceau de bois et de l'huile sont visibles.

2.3 Schéma du puits

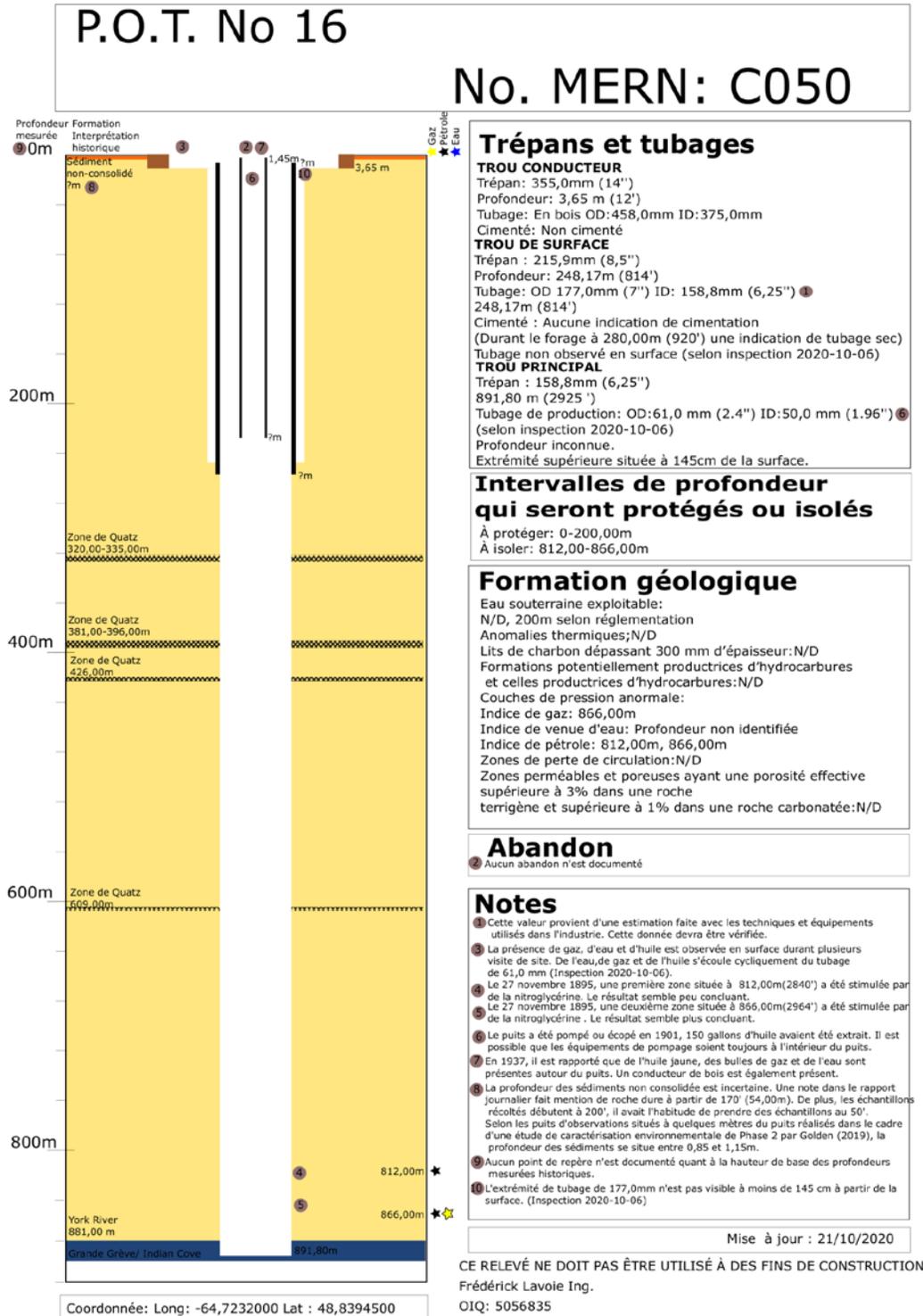


Figure 5 : Schéma du puits C050.

2.4 Géologie

Le **Tableau 2** résume le contexte géologique général dans la région du puits C050. Des suintements d'origine naturelle sont documentés dans le secteur de Galt : un examen de la géologie locale est nécessaire pour compléter l'analyse de ce puits.

Tableau 2 : Résumé du contexte géologique dans la région du puits C050.

Stratigraphie	Groupe des Grès de Gaspé, Formation de York River
Âge	Dévonien Inférieur
Description de la zone géologique	Grès moyen à fin, grès feldspathique, siltstone, mudstone et conglomérat

Le site C050 semble être à l'intersection de deux discontinuités régionales secondaires visibles sur les images satellites et les relevés topographiques (**Figure 6**). Ce contexte structural est souvent propice à la présence de suintements naturels d'hydrocarbures.

Le puits est foré presque entièrement dans les grès de la Formation de York River et se termine dans les calcaires de la Formation d'Indian Cove/Grande Grève (**Figure 5**). La présence de pétrole a été identifiée aux profondeurs de 812 m et 866 m, soit dans la zone réservoir régionale associée à la base des grès dévoniens, qui correspond à une zone d'érosion souvent très poreuse et perméable. En 1901, le puits produisait 150 gallons de pétrole selon la documentation historique.

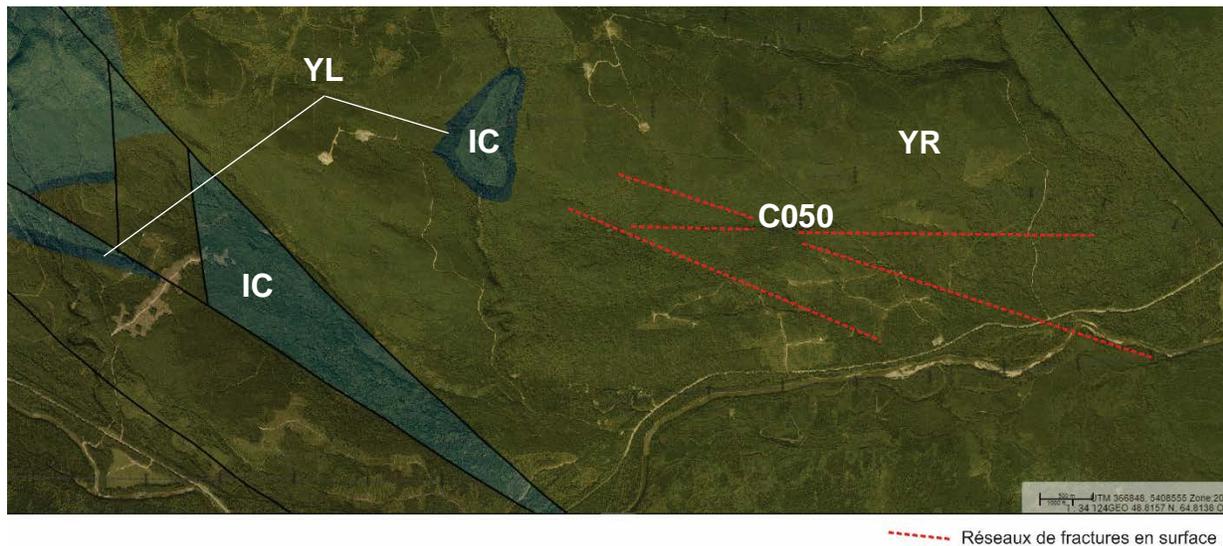


Figure 6 : Carte géologique du secteur et réseau de fractures en surface à proximité du puits C050. YR : Formation de York River, YL : Formation de York Lake, IC : Formation d'Indian Cove. Fond topographique : Google Earth (2019).

2.5 Hydrogéologie

L'une des fonctions du tubage de surface vise à protéger les aquifères de tout risque de contamination. Dans le cas du puits C050 le tubage de surface n'est pas cimenté. La connaissance de la profondeur de l'aquifère dans le secteur du puits C050 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.

La base de données du Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier du MERN a été consultée afin d'apporter des précisions complémentaires. L'examen des données disponibles indique que, dans les puits pétroliers et gaziers forés dans le secteur d'intérêt, l'eau douce est documentée jusqu'à 74,7 m/sol et l'eau salée à partir de 120,4 m/sol. Du pétrole est également associé à l'eau douce de manière naturelle à partir de 12,2 m/sol de profondeur (Séjourné et al., 2015). Fait notable, de l'eau « sulfureuse » est aussi associée à l'eau douce à 50 m/sol dans un puits (CS03).

2.6 Abandon

Aucun travail visant l'abandon du puits C050 n'est documenté. L'intérieur du tubage conducteur en bois déterré ne présente aucune indication quant à un travail d'abandon sur le puits. Également, la présence de contaminants en surface porte à croire qu'aucun travail de fermeture de puits n'a été réalisé à l'intérieur de ce puits.

2.7 Intégrité du puits

2.7.1 Intégrité de la tête de puits

Le puits C050 n'a pas de tête de puits. Il a été excavé le 6 octobre 2020. La présence d'un conducteur en bois de diamètre extérieur de 458,0 mm et d'un tubage de 61,0 mm ont été observées en surface. Ces tubages ne sont pas fermés, les fluides pouvant s'écouler librement en surface.

2.7.2 Intégrité des tubages

Aucun test d'intégrité du tubage n'est documenté.

Il n'y a pas d'indication dans la documentation disponible quant aux spécifications du tubage ayant un diamètre intérieur de 177,0 mm et au type de joint utilisé entre les tubes (vissés ou soudés). Ce tubage n'a pas été observé suite à l'excavation de surface du puits. Il est possible que ce tubage soit descendu dans le puits, en raison de la technique de forage utilisée et du fait qu'il n'a pas été cimenté. Il est peu probable que ce tubage ait été retiré.

L'excavation du puits effectuée durant l'inspection du 6 octobre 2020 a permis d'identifier un tubage supplémentaire non documenté. Ce tubage, dont l'extrémité est endommagée, est situé à 145 cm de profondeur par rapport à la surface. Un morceau de tubage a été trouvé en surface près du puits, qui semble correspondre au tubage visible à l'intérieur du puits. Le diamètre

extérieur est de 61,0 mm et le diamètre intérieur est de 50,0mm. Il semble correspondre à un tubage de production possiblement utilisé pour pomper le puits.

L'intégrité et les spécifications techniques des tubages de 177,0 mm et de 61,0 mm n'ont pas pu être vérifiées par la prise de diagraphies spécialisées car un nettoyage de l'intérieur du puits à l'aide d'un appareil de forage aurait été préalablement nécessaire. Il est suggéré de ne procéder à l'évaluation de l'intégrité et des spécifications des tubages 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).

2.7.3 Intégrité de la cimentation primaire

Le tubage de 177,0 mm a été enfoncé à une profondeur de 248,17 m suite au forage par câble de cette section. Aucune cimentation de ce tubage n'est indiquée dans les rapports journaliers de forage. Aucun autre matériau pouvant agir comme scellant ne semble avoir été utilisé pour limiter l'écoulement entre la paroi extérieure du tubage et la formation rocheuse.

Il est mentionné dans le rapport de forage que suite à l'installation du tubage de 177,0 mm, l'intérieur du tubage, une fois vidé, est resté sec.

Le tubage de 177,0 mm n'a pas été observé en surface au moment de l'excavation de surface du puits. Il est possible qu'il soit descendu dans le puits étant donnée la technique de forage par câble utilisée, et que ce tubage n'est pas cimenté.

Il n'y a aucune indication que le tubage de 61,0 mm soit cimenté. Selon l'écoulement cyclique observé à l'intérieur du tubage de 61,0 mm le 6 octobre 2020, il est possible que la partie annulaire du tubage soit obstruée. Cette obstruction peut être causée notamment par un obturateur mécanique, du ciment, de la roche ou de la paraffine (composé de l'huile observée en surface).

2.7.4 Intégrité de la formation

Aucun test d'intégrité n'est documenté.

Il est à noter qu'en 1895, le puits a été stimulé à deux reprises avec de la nitroglycérine à la profondeur à laquelle le pétrole avait été identifié au cours du forage. Le premier tir, à 866 m de profondeur, n'a pas été un succès. Le second tir, à 812 m, a permis de stimuler le puits.

2.8 Inspections

2.8.1 Résumé des inspections et visites du site

Ce puits a fait l'objet de reconnaissances de terrain par le MERN le 13 novembre 2017 et le 31 juillet 2018. Lors de ces visites, le puits a été localisé par des indices indirects (signal magnétique, contamination en pétrole) sans être excavé. Deux autres inspections ont été effectuées le 24 juillet et le 15 août 2019, au cours desquelles des échantillons de sol et d'eau ont été prélevés. Des travaux visant l'échantillonnage à des fins de caractérisation environnementale ont également été réalisés sur le site par la firme Golder Associés le 31 octobre 2019 et du 19 au 24 novembre 2019.

La visite du site réalisée le 13 novembre 2017 avait pour objectifs la localisation du puits et son inspection si localisée. Un fort signal magnétique a été mesuré et la présence d'hydrocarbures a été signalée, mais la conclusion de l'inspection est que le puits n'a pas été localisé.

Lors de la visite du site réalisée le 31 juillet 2018, le puits a été localisé indirectement par des indices de contamination et de forage. De fortes odeurs d'hydrocarbures ont été notées. Des mesures d'émanations de méthane ont été prises, avec une valeur maximale observée de 0,03 % gaz (0,55% LEI). Une mesure de 5 ppm de H₂S a également été effectuée.

L'inspection réalisée le 24 juillet 2019 avait pour objectif de valider la présence de H₂S. Aucun gaz H₂S n'a été détecté lors de la prise de mesures par deux détecteurs de gaz différents durant cette visite. Des hydrocarbures visqueux à l'aspect de la vaseline ainsi que des dépôts d'une substance crémeuse blanc-jaunâtre ont été observés. Un échantillon présentant une texture allant de l'huile légère turquoise ou brune à celle de vaseline brun-orangé a été prélevé et son analyse en laboratoire indique 360 g/kg d'hydrocarbures pétroliers (C₁₀-C₅₀). Cet échantillon est dans la même région chromatographie que l'huile carburante No. 6 (bunker). Des émanations de gaz ont également été observées.

L'inspection du 15 août 2019 avait pour objectif de sécuriser la zone du puits avec des clôtures et de prélever des échantillons. Une clôture de plastique a été installée autour du puits et des échantillons de sol et d'eau ont été prélevés.

Une visite du site a été réalisée le 8 octobre 2019 par Oea Experts-Conseils et les inspecteurs du MERN. Un écoulement de pétrole a été observé sur une surface de 3 m par 5 m, mais le puits n'était pas visible. Au-delà d'une certaine distance, le pétrole semblait biodégradé ou absent. Un échantillonnage géochimique a été réalisé par la firme GBi Experts-Conseils le 30 juin 2020.

La firme Golder a été mandatée par le MERN pour réaliser une caractérisation environnementale Phase II du site. Une visite de reconnaissance a eu lieu de 31 octobre 2019 et les travaux de terrains se sont déroulés entre le 19 et le 24 novembre 2019. Outre la contamination présente sur le site, le rapport fait état d'une contamination en hydrocarbures et en métaux.

Une inspection complète a été réalisée par les inspecteurs du MERN le 6 octobre 2020 et a permis d'obtenir des informations précises concernant les composantes du puits. Des tests de débit 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

Débit d'huile et d'eau

Le 6 octobre 2020, une première mesure en surface de l'écoulement des fluides du puits a été réalisée par les inspecteurs du MERN. Les détails sont présentés à l'**Annexe 1**. Le débit **mesuré** de l'eau en provenance de l'intérieur du tubage de 61,0 mm est de 7,7 L/min, le débit de l'eau en provenance du tubage conducteur en bois n'est pas disponible, mais a été observé. Les débits **estimés** de l'huile en provenance de l'intérieur du tubage de 61,0 mm et du conducteur en bois sont respectivement de 25 mL/hr et de 75 mL/hr. Sur un enregistrement vidéo de cette inspection,

l'écoulement des fluides (eau, huile et gaz) à l'intérieur du tubage de 61,0 mm s'effectue de façon cyclique.

Débit de gaz

Aucune mesure de débit de gaz/huile/saumure n'est présentement disponible pour ce puits.

À titre indicatif, il a été rapporté dans le rapport d'inspection du 24 juillet 2019 que des bulles de gaz à un taux de 1 bulle / 55 secondes ont été observées.

L'ensemble des rapports d'inspection ont signalé du pétrole dégradé réparti inégalement en surface autour du puits.

2.8.3 Test de migration de gaz autour du puits

Un levé des mesures des émanations de méthane a été réalisé durant l'inspection du 31 juillet 2018. Le puits n'étant pas localisé visuellement, les références à partir du puits sont arbitraires. La valeur mesurée la plus élevée est située près de la localisation supposée du puits et s'élève à plus de 5% gaz (dépassement du % LEI) et diminue rapidement. Aucune indication quant à la procédure suivie pour ce levé n'est documentée. Une mesure de 5 ppm de H₂S a été réalisée durant cette visite. La visite suivante du 24 juillet 2019 avait pour but de confirmer la présence de H₂S, avec deux détecteurs de gaz, mais aucun H₂S n'a pu être détecté.

Un test de migration a été effectué le 6 octobre 2020 sur une étendue de 75 m autour du puits. La valeur maximale de 4,65% gaz CH₄ été mesurée à 2 m du puits. La **Figure 7** illustre l'interpolation des mesures de ce test de migration. On peut constater que la présence de gaz est plus élevée à environ 2 mètres à l'ouest du puits et observer la présence d'une autre source de gaz située à 20 m au N080° par rapport au puits. Une erreur de transcription est remarquée dans le rapport d'inspection : les données de migration de gaz présentées à l'annexe B (rapport de terrain) sont considérées comme exactes et ont été utilisées pour l'interpolation. Les paramètres d'interpolation utilisés sont présentés 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 2020-10-06 autour du puits C050.

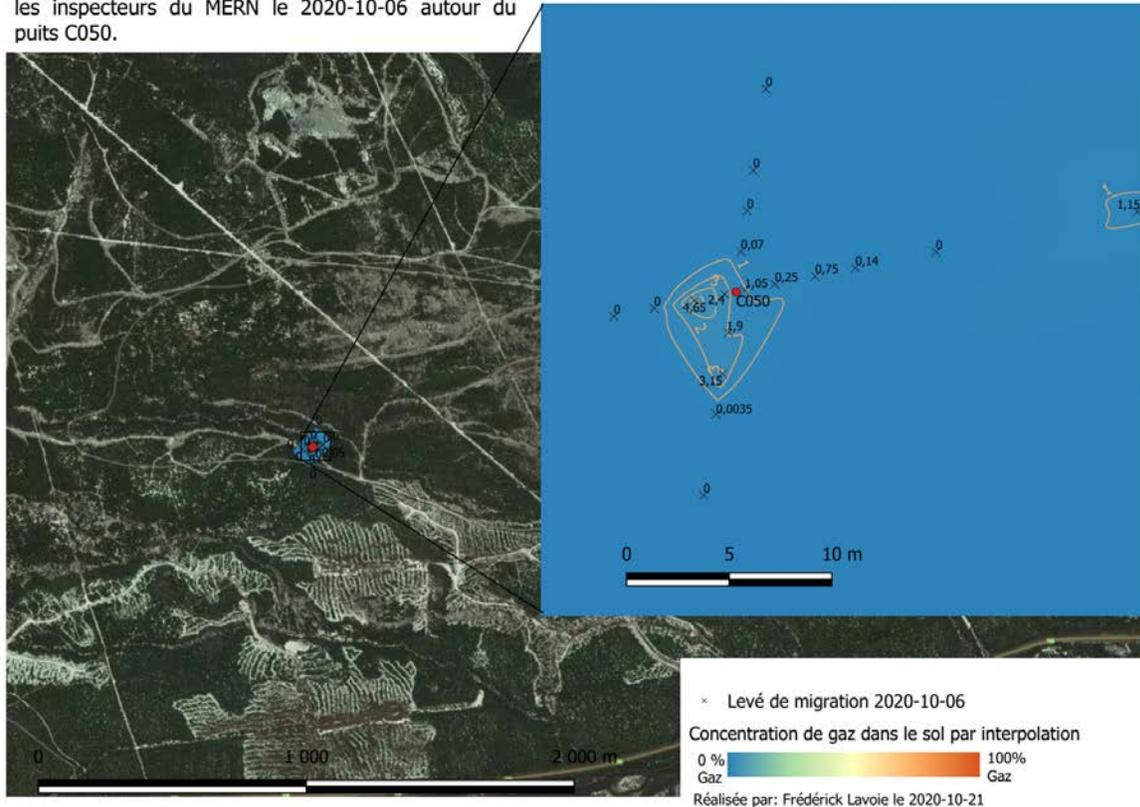


Figure 7: Interpolation du levé de migration de gaz explosif réalisé le 6 octobre 2020.

2.8.4 Échantillonnage de sol et d'eau

Des échantillons de sol et d'eau ont été prélevés à trois reprises sur le site du puits C050, soit le 24 juillet et le 15 août 2019 par les représentants du MERN ainsi que durant les travaux de caractérisation environnementale de phase 2 effectués sur le site entre le 19 et le 24 novembre 2019 par les représentants de la firme Golder.

Des échantillons de sol et d'eau ont été prélevés le 24 juillet 2019 et le 15 août 2019. Le 24 juillet 2019, un échantillon présentant une texture allant de l'huile légère turquoise ou brune à celle de vaseline brun-orangé a été prélevé. Le 15 août 2019, un échantillon de sol a été prélevé à environ deux mètres du puits (0-10 cm de profondeur) et un échantillon d'eau et d'huile a été prélevé en surface (0-1 cm) au-dessus de l'ouverture du puits. Les échantillons ont été analysés en laboratoire pour les hydrocarbures pétroliers (C₁₀-C₅₀) et une analyse chromatographique a été demandée pour la substance visqueuse (Bureau Veritas, Dossiers Lab BV : B933846, rapport du 2019-08-02 et Lab BV : 938584, rapport du 2020-08-28). Les résultats indiquent une forte contamination en hydrocarbures pétroliers dans les échantillons de sol, de la substance visqueuse et dans l'eau. L'analyse chromatographique de la substance visqueuse la définit comme de l'huile No. 6 (bunker). Fait notable pour l'ensemble des échantillons, la procédure d'échantillonnage

utilisée n'est pas précisée; 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).

L'échantillonnage effectué entre le 19 et le 24 novembre 2019 visait la caractérisation environnementale de site de Phase 2. Plusieurs échantillons ont été prélevés en aval, sur le site et en amont du puits. Trois types d'échantillons ont principalement été prélevés; de sols, de sédiment et d'eau. Cette caractérisation qui a été exécutée selon les bonnes pratiques et selon les critères du MELCC donne a aperçu de l'état du site ainsi qu'une évaluation sommaire de l'environnement qui l'entoure. Les résultats d'analyse des échantillons montrent notamment une contamination en hydrocarbures et en baryum supérieure aux normes du MELCC. Pour plus de précisions, voir le rapport « Caractérisation environnementale Phase II – Site des puits d'hydrocarbures C050 et CS034, Gaspé, Québec ».

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 8 octobre 2019.

Les mesures de gaz effectuées lors de la visite l'ont été 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 8 octobre 2019.

Végétation	Forêt mixte
Présence de pétrole	Seulement dans un rayon de deux mètres autour du site puits
Étendue de la zone problématique	3,0 par 5,0 mètres (15 m ²)
Présence d'émanation de gaz	Mesure à zéro
Présence d'écoulement de pétrole	Écoulement visible, mais faible
Présence d'écoulement d'eau salée	Pas observée
Type de sol	Sol forestier (feuilles, humus, silt)
Pollution	Présence de pétrole autour du puits

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 :

- C025, C040, C071 et C072

Cette revue n'a pas livré d'informations supplémentaires sur les opérations ayant eu lieu dans les puits C050 ou sur les méthodes de forage employées à l'époque.

Seul le document « Summary of wells in Eastern Gaspé and index of samples », qui résume les opérations journalières du forage du puits C050, a permis d'apporter des informations supplémentaires telles que les conditions du trou ouvert et de la mise en place du tubage.

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 C050, le MERN a mandaté la firme GBi Experts-Conseils afin de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse des fluides observés autour du puits (GBi Experts-Conseils, 2020).

L'échantillonnage du puits C050 a eu lieu le 30 juin 2020 et 3 échantillons ont été prélevés, soit un échantillon de gaz, un échantillon de pétrole et un échantillon d'eau. Pour les gaz, des analyses ont été réalisées par les laboratoires Stratum Reservoir puis Isotech. Les résultats d'analyse sont présentés au **Tableau 4**. L'analyse des isotopes du gaz n'a pas pu être réalisée, le contenant ayant une fuite à son arrivée au second laboratoire. Pour l'eau de surface, deux analyses ont été réalisées sur le même échantillon par les laboratoires AGAT Laboratories puis Isobrine Solutions. Les résultats d'analyse sont présentés au **Tableau 5**. Pour l'échantillon de pétrole enfin, l'analyse a été réalisée par le laboratoire AGAT Laboratories et les résultats d'analyse sont présentés au **Tableau 6**.

Tableau 4 : Résultats de l'analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits C050. N.-A. : Non-analysé. Source : GBi Experts-Conseils (2020).

Puits	C050 - P.O.T. #16	
Date échantillonnage	2020-06-30 - 09:45	
Méthode d'échantillonnage	Sac Tedlar - Pompage manuel	
No d'échantillon	C050-30/06/20 - TED-14	C050-30/06/20 - TED-14
Mesures in situ	CH ₄ : 1,8 %	
Laboratoire	Stratum Reservoir Lab	Isotech Lab
No d'analyse	CL-106653	767187
Date analyse composition	2020-07-15	2020-08-18
He (%)	N.-A.	N.-A. (fuite)
Ar (%)	N.-A.	N.-A. (fuite)
O ₂ (%)	N.-A.	N.-A. (fuite)
CO ₂ (%)	0,53	N.-A. (fuite)
N ₂ (%)	96,23	N.-A. (fuite)
H ₂ S (%)	0,000034 (0,34 ppm)	N.-A. (fuite)
C ₁ (%)	0,35	N.-A. (fuite)
C ₂ (%)	0,03	N.-A. (fuite)
C ₃ (%)	0,07	N.-A. (fuite)
iC ₄ (%)	0,08	N.-A. (fuite)
nC ₄ (%)	0,43	N.-A. (fuite)
iC ₅ (%)	0,22	N.-A. (fuite)
nC ₅ (%)	0,39	N.-A. (fuite)
C ₆₊ (%)	1,68	N.-A. (fuite)
Ar + O ₂ (%)	-	-
C ₂₊ (%)	2,9	-
C ₁ (normalisé, %)	10,77	-
C ₂ (normalisé, %)	89,23	-
C ₂₊ / C ₁	8,2857	-
C ₁ / (C ₂ + C ₃)	3,5	-
Date analyse isotopique	N.A.	N.-A. (fuite)
δ ¹³ C ₁ (‰ VPDB)	N.A.	N.-A. (fuite)
δDC ₁ (‰ SMOW)	N.A.	N.-A. (fuite)
δ ¹³ C ₂ (‰ VPDB)	N.A.	N.-A. (fuite)
δ ¹³ C ₃ (‰ VPDB)	N.A.	N.-A. (fuite)
Gravité spécifique	1,0234	N.-A.
Valeur de chauffage (BTU/scf)	135,8	N.-A.

Tableau 5 : Résultats de l'analyse géochimique des émanations d'eau de surface pour le puits C050. N.-A. : Non-analysé, N.D. : Non-détecté. Source : GBi Experts-Conseils (2020).

Puits	C050 - P.O.T. #16	
Date échantillonnage	2020-06-30 - 09:40	
No d'échantillon	CO50-EAU-30/06/20	
Laboratoire	AGAT	Isobrine
No d'analyse	1239969	IB-20-1501
Alcalinité (mg/L - CaCO ₃)	125,00	N.-A.
Bromures (mg/L)	0,60	N.-A.
Chlorures (mg/L)	148,00	N.-A.
Fluorures (mg/L)	N.D.	N.-A.
Nitrates (mg/L - N)	N.D.	N.-A.
Nitrites (mg/L - N)	N.D.	N.-A.
Sulfates (mg/L)	6,10	N.-A.
Sulfures totaux (mg/L S-2)	1,57	N.-A.
Solides dissous totaux (mg/L)	464,00	N.-A.
Salinité	0,511	N.-A.
Conductivité (à 25°C) (µmhos/cm)	N.-A.	N.-A.
Densité (g/ml)	1,007	N.-A.
Résistivité (Ohms x cm)	1,150	N.-A.
pH	7,67	N.-A.
Calcium (µg/L)	16,00	N.-A.
Magnésium (µg/L)	4,97	N.-A.
Potassium (µg/L)	0,60	N.-A.
Sodium (µg/L)	166,00	N.-A.
Dureté totale (µg/L - CaCO ₃)	60,40	N.-A.
δ ¹⁸ O (‰ V _{SMOW})	N.-A.	-12,52
δ ² H (‰ V _{SMOW})	N.-A.	-87,1
δ ¹³ C - DIC (‰ V _{PDB})	N.-A.	-10,90
⁸⁷ Sr/ ⁸⁶ Sr	N.-A.	0,70954

Tableau 6 : Résultats de l'analyse géochimique de l'échantillon de pétrole pour le puits C050. Source : GBi Experts-Conseils (2020).

Puits		C050 - P.O.T. #16
Date échantillonnage		2020-06-30 - 09:40
No d'échantillon		CO50-EAU-30/06/20
Laboratoire		AGAT
No d'analyse		ENV. LAB# 1239981A ; CO50
Date d'analyse		2020-07-20
Couleur (ASTM D1500)	No de couleur	6,0
	Couleur du pétrole propre	Brown
Densité du pétrole propre à 15°C (ASTM D5002 / ASTM D4052)	Relative	0,8437
	API (°)	36,22
	Absolue (kg/m ³)	842,9
Sulfures totaux (ASTM D4294)	(% massique)	0,077
Viscosité (ASTM D445 / ASTM D7042)	Absolue (mPa x s) à 20°C	26,04
	(mPa x s) à 40°C	5,36
	(mPa x s) à 60°C	3,40
	Cinématique (mm ² /s) à 20°C	31,012
	(mm ² /s) à 40°C	6,482
	(mm ² /s) à 60°C	4,179

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 thermogénique peu mature associé au pétrole, en raison de la forte proportion de composés C₂+. Son origine est l'intervalle correspondant à l'indice de pétrole documenté en forage à 866 m de profondeur. Les résultats de l'interprétation de la source des gaz sont présentés graphiquement à la **Figure 8**.

Pour l'eau de surface, selon l'interprétation des analyses de laboratoire, l'eau échantillonnée est une eau météorique de type appalachien, qui semble provenir de la surface. Le rapport isotopique du strontium indique une faible interaction eau/roche avec la roche encaissante. Les concentrations en chlorures et bromures indiquent une eau douce. Les résultats de l'interprétation de la source de l'eau de surface sont présentés graphiquement à la **Figure 9**.

Pour le pétrole, selon l'interprétation des analyses de laboratoire, le pétrole échantillonné appartient au Groupe 1 (36 API), qui est typique du pétrole de la Formation de York River. Sa source est l'indice de pétrole documenté en forage dans l'intervalle 812 m à 866 m de profondeur, à la base du grès. Les résultats de l'interprétation de la source du pétrole sont présentés graphiquement à la **Figure 10**.

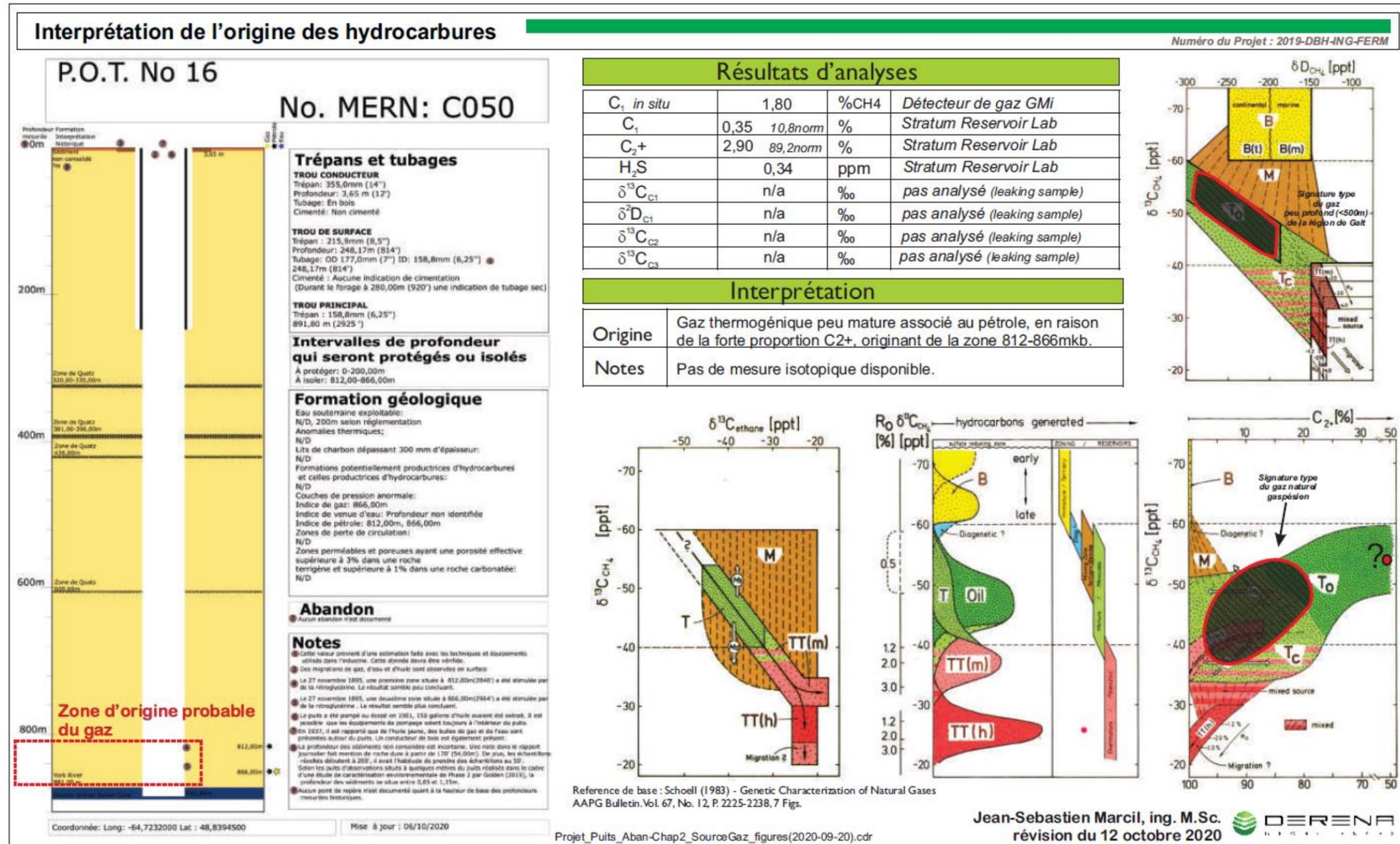
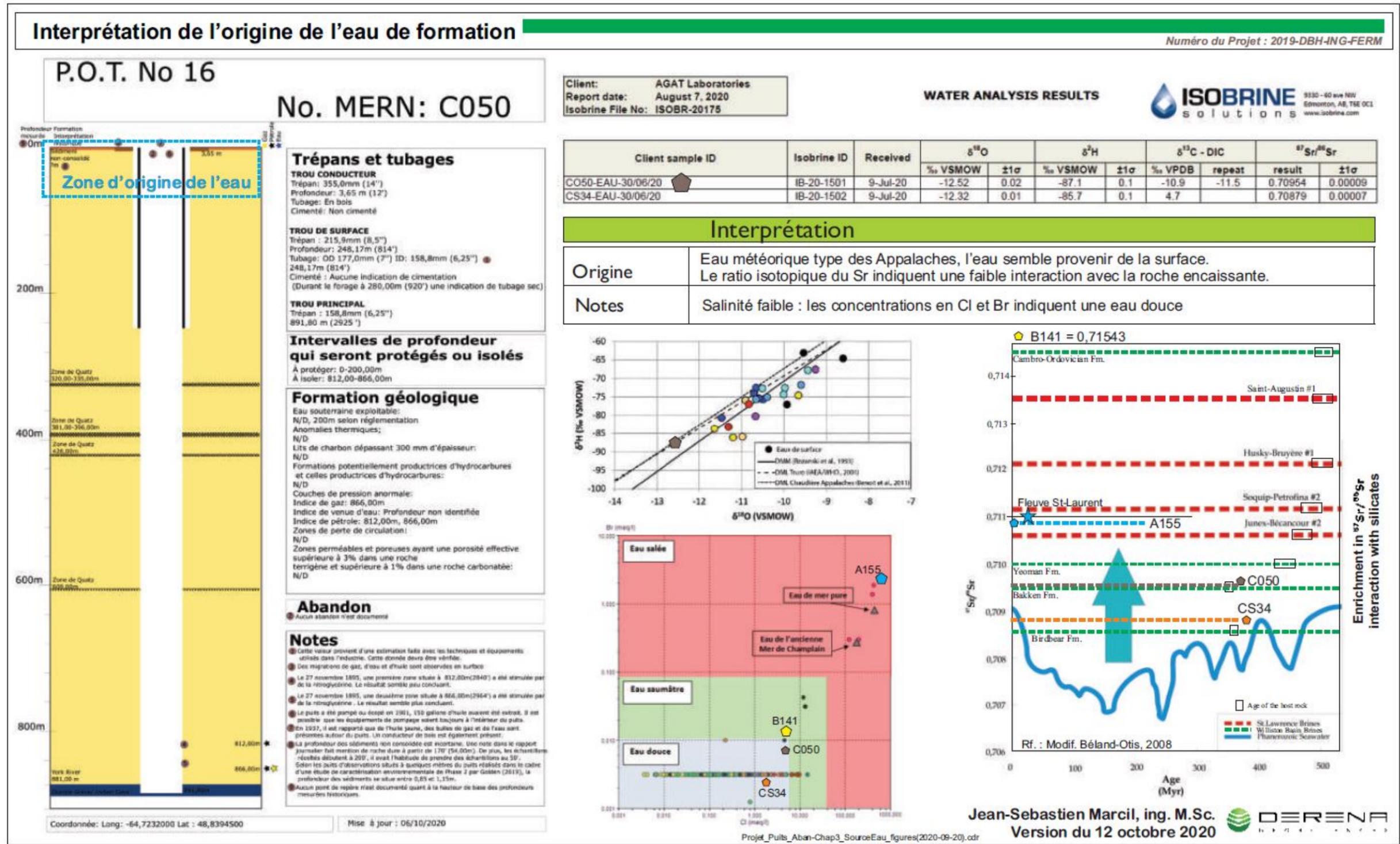


Figure 8 : Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits C050. Source : Derena Géosciences (2020a).



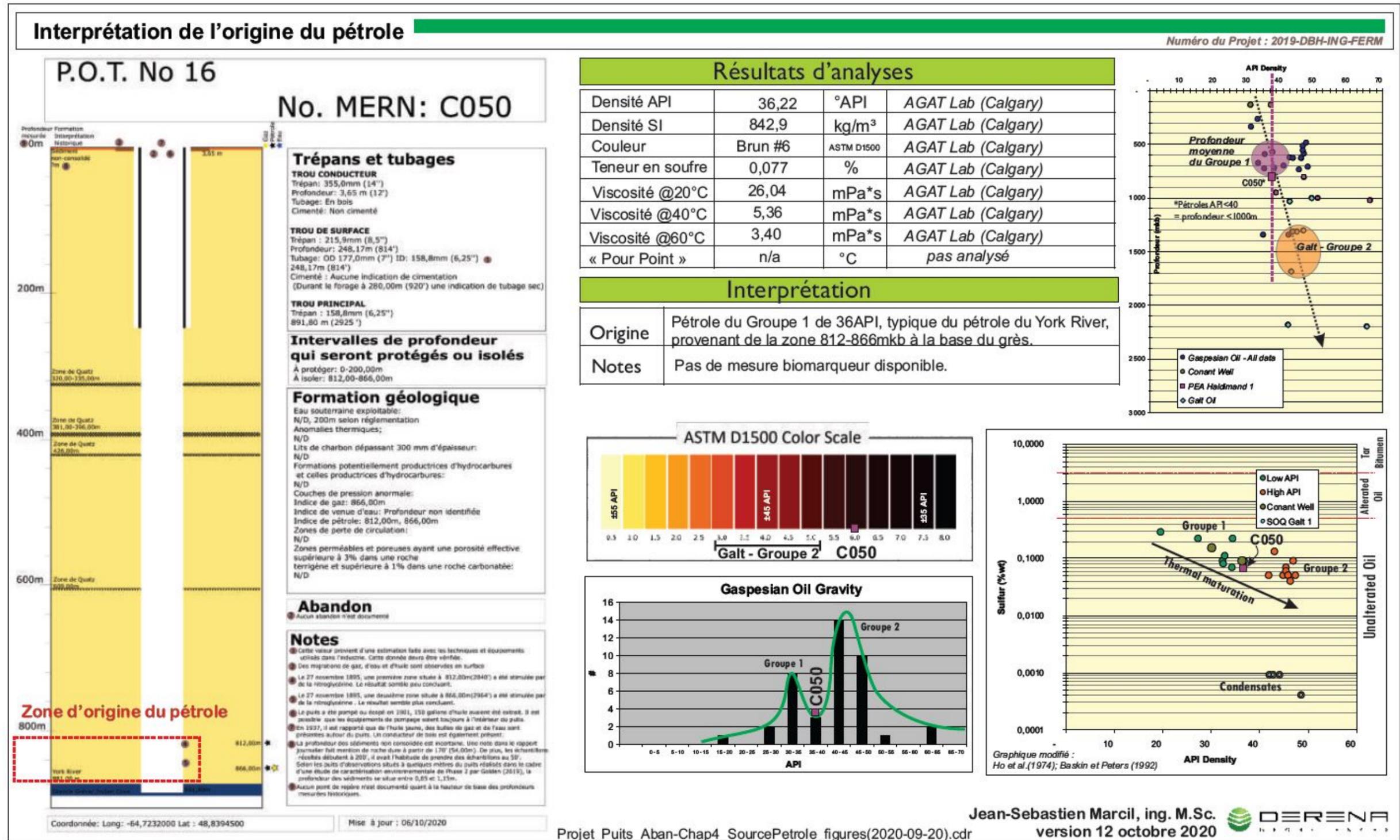


Figure 10 : Interprétation de la source du pétrole échantillonné sur le site du puits C050. Source : Derena Géosciences (2020c).

3.1.2 Écoulement en surface des contaminants

Les observations rapportées suite aux nombreuses visites du puits portent à croire que les écoulements de contaminants proviennent de l'intérieur et de l'extérieur du puits.

À l'intérieur du puits, les observations réalisées en 2020 au moment de l'excavation du puits ont permis d'observer et de quantifier les écoulements. Un écoulement cyclique d'eau douce, d'huile et de gaz à l'intérieur du tubage de 61,0 mm a été observé et quantifié. Également l'écoulement d'eau et de pétrole à l'intérieur du tubage conducteur en bois à pu être observé et estimé. La majorité des écoulements de fluides en surface sont principalement issus de ces deux origines.

À l'extérieur du puits, le levé de migration réalisé en 2020 indique une faible concentration de gaz dans le sol. La valeur maximale mesurée de 4,65% gaz située à 2 m du puits et une mesure isolée de 1,15% gaz située à 20 m du puits sont les deux principales anomalies identifiées par ce levé. Ces deux anomalies peuvent notamment indiquer que des suintements naturels en surface sont situés près du puits, qu'un écoulement à l'extérieur du puits est présent, que le gaz est issu de sources biologiques et/ou issu de la dégradation du pétrole en surface. La présence occasionnelle de H₂S a été notée lors des inspections sur le site et l'analyse du gaz échantillonné en 2020 a montré une concentration en H₂S de 0,34 ppm. Aucune note quant à la présence de H₂S n'a été rapportée au moment de l'excavation du puits en 2020.

Également, des dépôts d'une substance crémeuse blanc-jaunâtre ont été observés durant les visites sur le site. Aucun prélèvement pour des fins d'analyse de ce dépôt n'a pas contre été réalisé. L'association entre ce dépôt et le pétrole porte à croire qu'il provient également du puits ou d'une réaction avec l'environnement en surface.

Aucun indice d'écoulement de saumure n'est documenté dans les rapports de visites, par contre des indices d'eau ont été observés durant le forage de ce puits.

3.2 Scénarios de migration possible des contaminants

Les émanations et écoulements de contaminants en provenance du puits C050 ont pu être localisés précisément suite aux travaux d'excavation de la partie supérieure du puits. Les principales zones d'écoulement observées sont situées à l'intérieur et à l'extérieur du puits.

La **Figure 11** illustre graphiquement deux scénarios possibles pour la migration des contaminants. Selon le scénario 1 illustré, la migration se produit en surface par l'intérieur du tubage de 61,0 mm. Cette migration d'huile, d'eau et de gaz a été observée en surface durant l'inspection de 2020. L'écoulement observé était cyclique et semble être la principale provenance des contaminants en surface. Ce tubage de 61,0 mm n'était pas documenté avant cette visite, de sorte que très peu d'informations sont disponibles pour ce tubage. Une obstruction annulaire du tubage de 61,0 mm doit être présente dans le puits pour que le chemin de migration illustré par le scénario 1 soit possible. Cette obstruction peut être causée notamment par un obturateur mécanique, du ciment, de la roche ou de la paraffine (composé de l'huile observée en surface).

Selon le scénario 2 illustré, la migration se produit en surface à l'extérieur du tubage de 177,0 mm. Étant donné que le tubage de 177,0 mm n'a pas de cimentation primaire, la migration à l'extérieur

du puits est grandement possible. Selon ce scénario, le contaminant migre principalement à partir de 812 et 866 m, verticalement vers le haut par le conduit créé par le trou ouvert, jusqu'à la base du tubage de 177,0 mm. Ensuite, dans le cas où l'intérieur du tubage est obstrué ou partiellement obstrué, le cheminement à l'extérieur du tubage non-cimenté est possible. Le contaminant migrera donc horizontalement de l'intérieur du trou ouvert vers l'extérieur du tubage de 177,0 mm. La migration se poursuit alors verticalement vers le haut jusqu'à la surface par ce conduit non-cimenté.

Il est à noter qu'il est possible que des sources naturelles d'hydrocarbures (suintements) soient présentes en surface à l'extérieur puits. Cette possibilité est également présentée dans le scénario 2. À l'époque où a été foré ce puits, les emplacements d'un puits d'exploration étaient souvent déterminés par des suintements d'hydrocarbures visibles en surface.

La migration des contaminants est probablement un ensemble des deux scénarios présentés à la **Figure 11**.

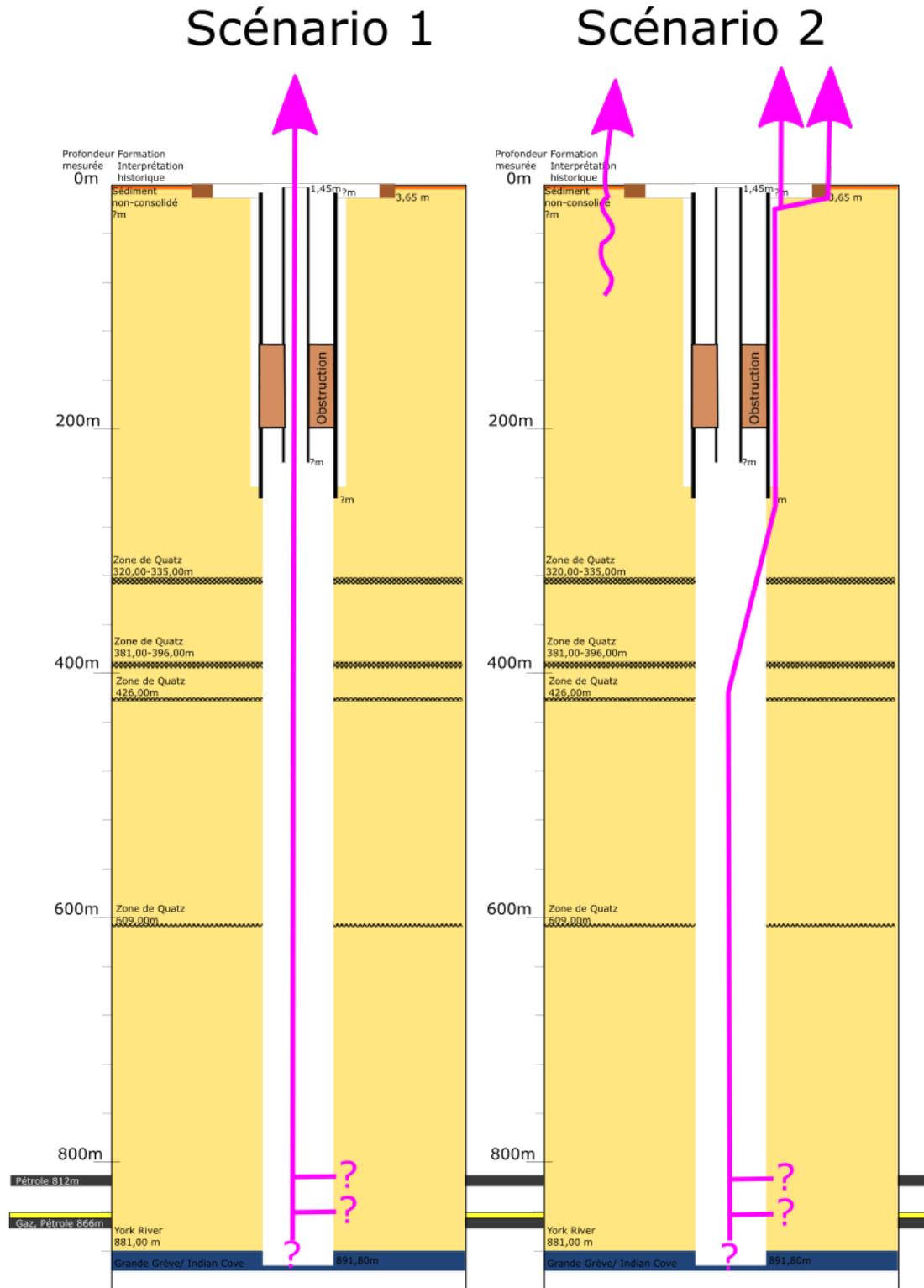


Figure 11 : Scénarios de migration des contaminants retenus pour le puits C050.

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

Ce puits a été foré il y a plus d'un siècle 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

Corrosion des tubages

La corrosion des tubages peut occasionner des problèmes importants lors de la réentrée d'un puits. Les opérations de réentrée qui précèdent les travaux correctifs en vue de la fermeture définitive du puits requièrent la mise en place de barrières de protection contre la venue de fluides provenant du réservoir en profondeur. Les barrières communément employées sont la boue de forage et l'ensemble tubage / équipements anti-éruption. Un tubage qui est trop corrodé pourrait empêcher l'installation de la tête de puits et des équipements anti-éruption.

Dans le cas de ce puits, la corrosion de la partie du tubage visible en surface n'a pu être évaluée par les inspecteurs car les tubages ne sont pas accessibles en surface. De plus, la condition du tubage extérieur dans les premiers mètres sous la surface pourra être évaluée seulement lors de l'excavation du tubage qui précédera les opérations de réentrée. Le plan d'intervention sur ce puits devra entre autres prévoir des solutions multiples pour s'adapter aux différents scénarios associés à la corrosion des tubages, ce qui pourrait avoir une grande influence sur l'échéancier et sur les coûts d'intervention.

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 en surface n'a pu être évaluée par les inspecteurs car les tubages ne sont pas accessibles en surface. De plus, l'ovalisation des tubages dans les premiers mètres sous la surface pourra être évaluée seulement lors de l'excavation du tubage qui précédera les opérations de réentrée, le cas échéant.

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

Cimentation primaire absente

La mise en place de tubages sans cimentation n'est pas une technique de forage pétrolier et gazier reconnue. Elle était utilisée anciennement par les foreuses à câble et résulte en un mauvais ancrage des tubages à la formation rocheuse et en l'absence d'étanchéité dans l'espace annulaire entre le tubage et la formation rocheuse. Ceci 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 définitive;
- 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 profondeur (gaz, huile et saumure), 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.

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 réalisé selon les standards modernes de l'industrie pétrolière et gazière, 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.

3.3.3 État du trou ouvert

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 H₂S

Selon les meilleures pratiques de l'industrie pétrolière et gazière, un puits peut être classé selon différents niveaux de danger en fonction du potentiel maximal de gaz H₂S que le puits peut émettre et en fonction de sa proximité par rapport à des habitations. Les exigences opérationnelles changent selon la classification du puits et sont proportionnelles au risque. Les principales exigences opérationnelles qui seront modulées en fonction du risque sont :

- La sélection des équipements de forage en surface, des équipements à l'intérieur du puits, des équipements de sécurité et des équipements de sauvetage;
- Le niveau d'expérience des travailleurs spécialisés en forage pétrolier et gazier dans ce type d'environnement;
- Le niveau de plan de mesures d'urgence et les alarmes requises.

Généralement la concentration et la provenance du gaz H₂S sont bien documentées pour les puits en production dans les formations productrices de ce gaz, il est donc plus facile de classer ces puits selon le niveau de danger. Les travaux de réentrée et de fermeture de puits en présence de gaz H₂S sont plus coûteux et le choix des travailleurs qui peuvent intervenir sur ce type de puits ainsi que des équipements disponibles est plus limité.

Bien qu'un échantillonnage et une analyse des émanations de gaz aient été réalisés pour ce puits, il est important de vérifier si ces résultats reflètent effectivement la concentration en H₂S qui sera rencontrée durant les travaux. Une caractérisation détaillée et rigoureuse devra être réalisée avant tout travail correctif sur ce puits, que ce soit en profondeur ou en surface, afin d'assurer la sécurité des travailleurs et des citoyens. Cette caractérisation devra répondre aux questions quant à la confirmation de la concentration du H₂S dans le gaz, l'identification de sa source et la concentration maximale possible que le puits peut relâcher. Cette caractérisation sera nécessaire pour évaluer les risques réels présents sur le site du puits. Elle permettra également de prévoir les équipements et le personnel nécessaires pour réaliser les travaux correctifs dans le puits, si nécessaire.

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 suggérée 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.

Selon la documentation disponible, aucune zone surpressurisée n'a été rencontrée au moment du forage. La présence de gaz émanant du puits peut toutefois être une indication de la présence d'une zone de surpression en profondeur. De plus, une accumulation de gaz surpressurisé sous une obstruction à l'intérieur du puits est possible. 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

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

Le puits n'est pas accessible par une route carrossable pour les équipements 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 et sa faible pression 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). Bien qu'éloignée géographiquement de cette région, la problématique du puits C050 présente des analogies avec le secteur de Trois-Rivières. Également, la présence de suintements naturels de pétrole et de saumure est observée en surface depuis les premiers levés géologiques réalisés dans ce secteur en Gaspésie.

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 naturels 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 créée par les zones de fractures (voir **Section 2.4**) et par la zone stimulée par de la nitroglycérine. Il serait important de prévoir une réserve de boue lors de la planification des opérations de réentrée

4 Conclusions et recommandations

Conclusions

Le puits C050 a été foré par câble, une ancienne méthode de forage de l'industrie. L'intervalle de 812 à 866 m, où des indices d'hydrocarbures ont été observés, a été stimulé par de la nitroglycérine. Le tubage de surface de 177,0 mm (248,17 m de profondeur) ne semble pas avoir été cimenté et a possiblement descendu dans le puits. Le puits a été approfondi jusqu'à 891,8 m soit au contact entre les grès de la Formation de York River et les calcaires de la Formation d'Indian Cove. Un tubage de 61,0 mm est présent à l'intérieur du puits, possiblement utilisé pour le pompage des liquides.

Aucune trace d'abandon n'est visible sur le site ou dans la documentation historique. La condition des tubages n'a pu être évaluée pour le moment puisqu'ils ne sont pas accessibles en surface. La principale source de contaminant provient cycliquement de l'intérieur du tubage de 61,0 mm. Le levé de migration effectué en 2020 expose la possibilité d'une source de gaz à l'extérieur du puits.

Une contamination par des hydrocarbures est observable en surface. Les échantillons de sol, de sédiments et d'eau prélevés durant la caractérisation environnementale de phase II confirment ces observations réalisées par les inspecteurs du MERN et ont également permis de détecter un dépassement de certains métaux par rapport aux critères du MELCC.

Ce puits peut techniquement être réentré et des travaux correctifs peuvent être réalisés afin de diminuer la migration de contaminants provenant du puits. Malgré le fait qu'il soit foré uniquement par câble, ce puits a été construit en utilisant des tubages ayant des dimensions et des caractéristiques conventionnelles dans l'industrie pétrolière et gazière. Cela simplifie grandement les possibilités d'intervention dans le puits et diversifie le choix des équipements qui peuvent être employés lors des opérations.

Recommandations

- Recommandations si une intervention corrective est nécessaire

Dans le cas où une intervention corrective serait envisagée par le MERN, l'objectif des travaux de fermeture définitive devrait être de rétablir une barrière efficace au niveau des sources de contaminants afin d'en empêcher la migration vers la surface ou l'aquifère exploitable. Une attention particulière devrait être portée à protéger la zone d'eau exploitable durant et après les travaux sur le puits. Deux avenues possibles peuvent être préliminairement envisagées pour atteindre cet objectif :

- Entrer dans le puits jusqu'à sa profondeur totale, retirer le tubage de 61,0 mm nettoyer la section de trou ouvert et la cimenter. Retirer le tubage de 177,0 mm, nettoyer la nouvelle section de trou ouvert et la cimenter jusqu'à la surface;
- Entrer dans le puits jusqu'à sa profondeur totale, retirer la section de 61,0 mm, nettoyer la section en trou ouvert et la cimenter. Cimenter l'extérieur du tubage de 152,4 mm, couper et fermer le puits en surface selon la réglementation.

Une analyse approfondie devra être réalisée pour définir la solution de travaux correctifs adéquate ainsi que pour prévoir les spécifications plus détaillées de tels travaux. 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 C050 :
 - Puits inactifs – Rapport de la phase 1 : Recherche documentaire (2017-08) – MERN
 - Projet de recensement de l'état des puits – Rapport de la phase 2 : Reconnaissance terrain (2017-11-13) – MERN
 - Projet de recensement de l'état des puits – Rapport : Reconnaissance terrain (2018-07-31) – MERN
 - Certificats d'analyses (2019-08-02 et 2019-08-28) – Bureau Veritas
 - Fiche signalétique du puits C050 (2019-03-13) – MERN
 - Données de forage du puits C050 (1942 et 1943) – MERN
 - Summary of wells in Eastern Gaspé and index of samples » – SIGPEG, No. 1892OC042-02
 - Rapport d'inspection du puits C050 (6 octobre 2020) – MERN
 - Derena Géosciences, 2020a. Interprétation de l'origine des hydrocarbures – Puits C050. Rapport du 28 septembre 2020, révision du 12 octobre 2020, 1 p.
 - Derena Géosciences, 2020b. Interprétation de l'origine de l'eau de formation – Puits C050. Rapport du 12 octobre 2020, 1 p.
 - Derena Géosciences, 2020c. Interprétation de l'origine du pétrole – Puits C050. Rapport 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 – C050. Rapport du 2 décembre 2019, 13 p.
- Documents relatifs à d'autres puits :
 - Données de forage des puits C025, C040, C071 et C072 – MERN
- Références bibliographiques :
 - 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>
 - Séjourné, S., Malo, M., Comeau, F.-A., 2015. GTEC02 – Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface pour les structures de Massé, de Galt, de

Bourque, d'Haldimand et d'Old Harry ainsi que pour l'île d'Anticosti. Rapport de recherche INRS-ETE No. R1633, 91 p.

- 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 : Rapport d'inspection

1. Identification du puits	
Nom du puits	P.O.T. No 16
Numéro du puits	C050
Région administrative	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine
MRC	La Côte-de-Gaspé
Municipalité	Rivière-Saint-Jean

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)	2020-10-06
Conditions météorologiques	Nuageux
Température ambiante (°C)	15
Heure de début (00:00)	7:00
Heure de fin (00:00)	15:30
Durée de inspection	8:30

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	

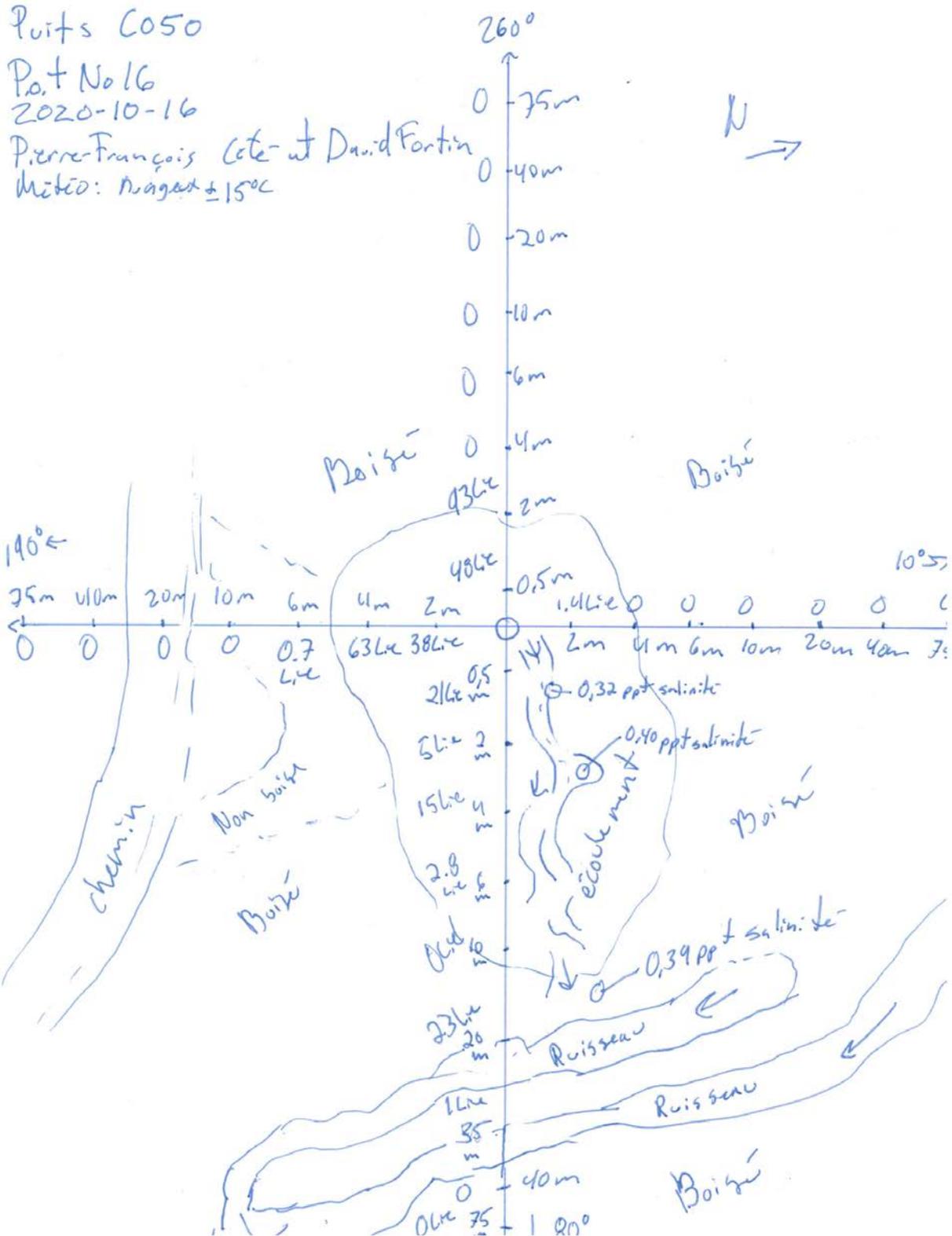
4. Caractéristiques du puits			
Dimension des tubages	Tubage 1	Tubage 2	Commentaire
Diamètre Extérieur Min OD (mm)	426	61	
Diamètre Extérieur Max OD (mm)	458	61	
Diamètre Intérieur Min ID (mm)	376	50	
Diamètre Intérieur Max ID (mm)	408	50	
Circonférence (mm)	ND	ND	
Profondeur obstruction (cm)	210	ND	
Épaisseur mesurée (mm)	25	4,5	
Ultrason 1 (mm)	ND	4,1	
Ultrason 2 (mm)	ND	4,0	
Ultrason 3 (mm)	ND	4,4	
Commentaires			
Voir Annexe A. Le tubage 1 est octogonal, et la largeur intérieure de chaque planchette est de 77 mm.			

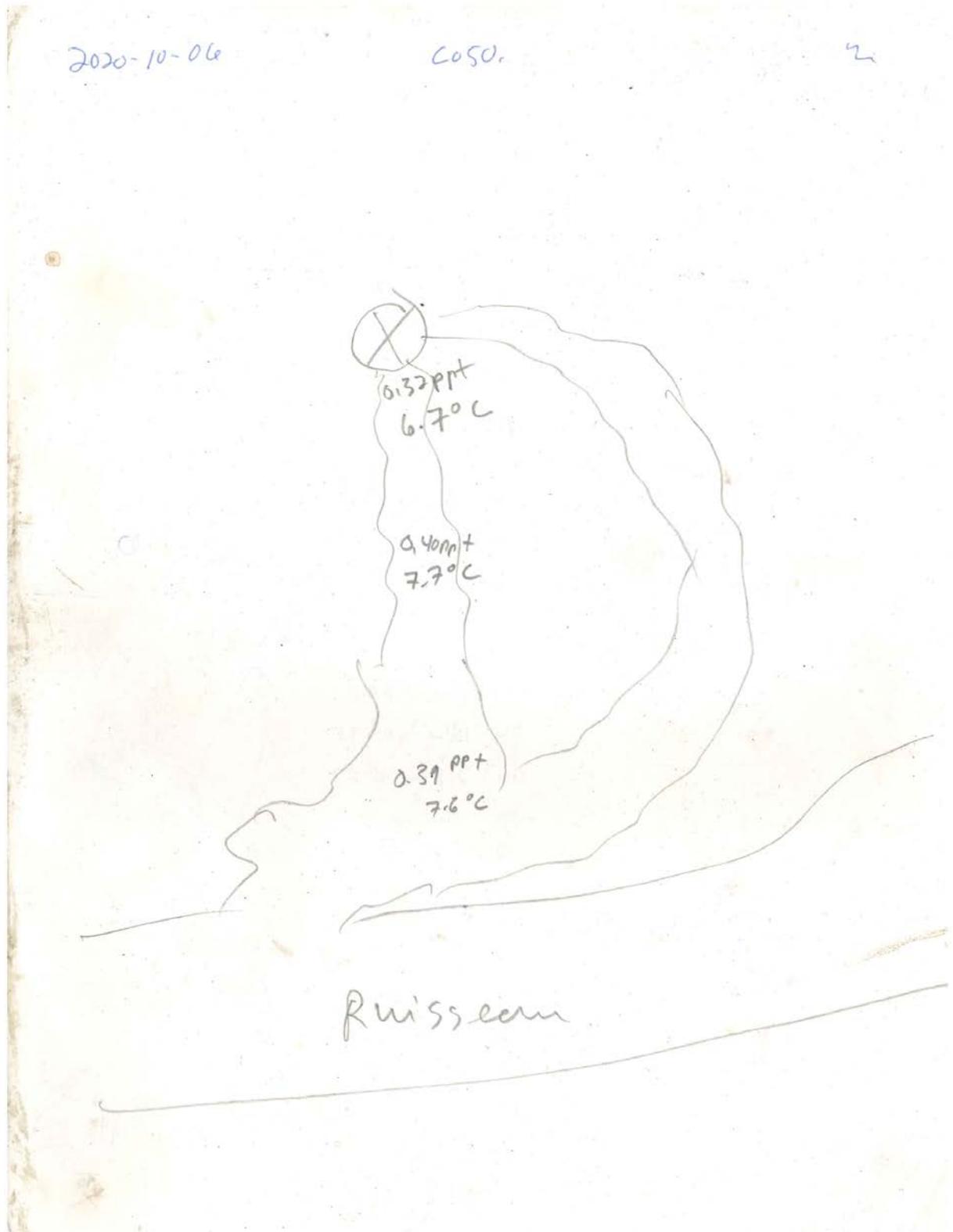
Source d'émission	Migration	Caractérisation des fluides	
Migration	Migration	Gaz	
Extérieur tubage 1 (Long du tubage)	Aucune migration	NA	
Entre tubage 1 et 2	Émanation	Eau et hydrocarbures solides	
Tubage 2	Émanation	Eau et hydrocarbures solides	
Azimut (°)	Distance (mètres)	%LIE	%GAZ
10	2	1,4	
10	4	0	
10	6	0	
10	10	0	
10	20	0	
10	40	0	
10	75	0	
80	0,5	21	
80	2	5	
80	4	15	
80	6	2,8	
80	10	0	
80	20	23	
80	35	1	
80	40	0	
80	75	0	
190	2	38	
190	4	63	
190	6	0,7	
190	10	0	
190	20	0	
190	40	0	
190	75	0	
200	0,5	48	
200	2	93	
200	4	0	
200	6	0	
200	10	0	
200	20	0	
200	40	0	
200	75	0	
Commentaires			
Voir Annexe B			

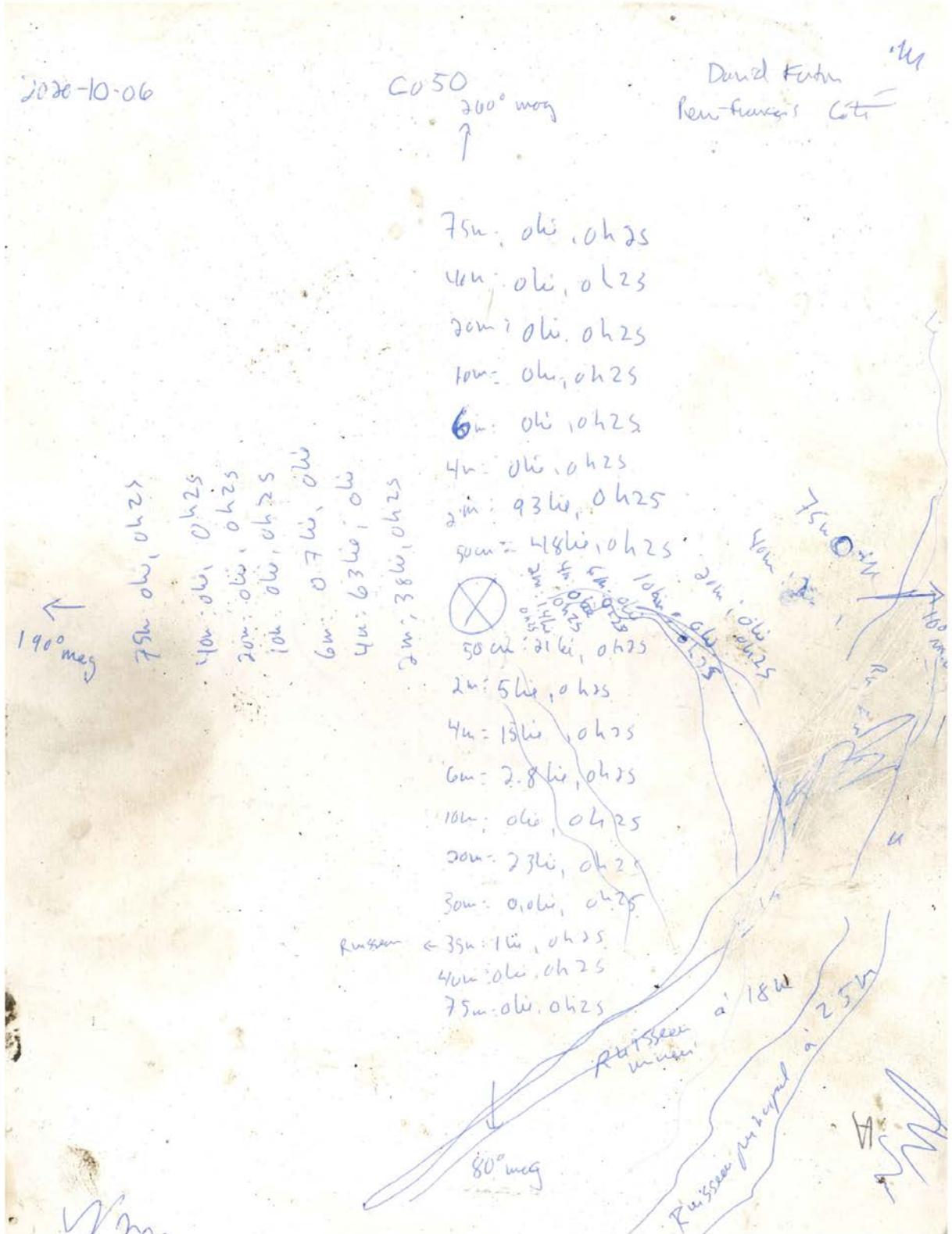
6. Débit		
Élément à vérifier	Tubage 1	Tubage 2
Diamètre de l'installation canalisant la migration et l'émanation	NA	ND
Débit de d'eau <u>mesuré</u> (l/minute)	7,7	ND
Débit de pétrole <u>estimé</u> (ml/heure)	25 ml	75 ml
Commentaires		
Voir Annexe C		

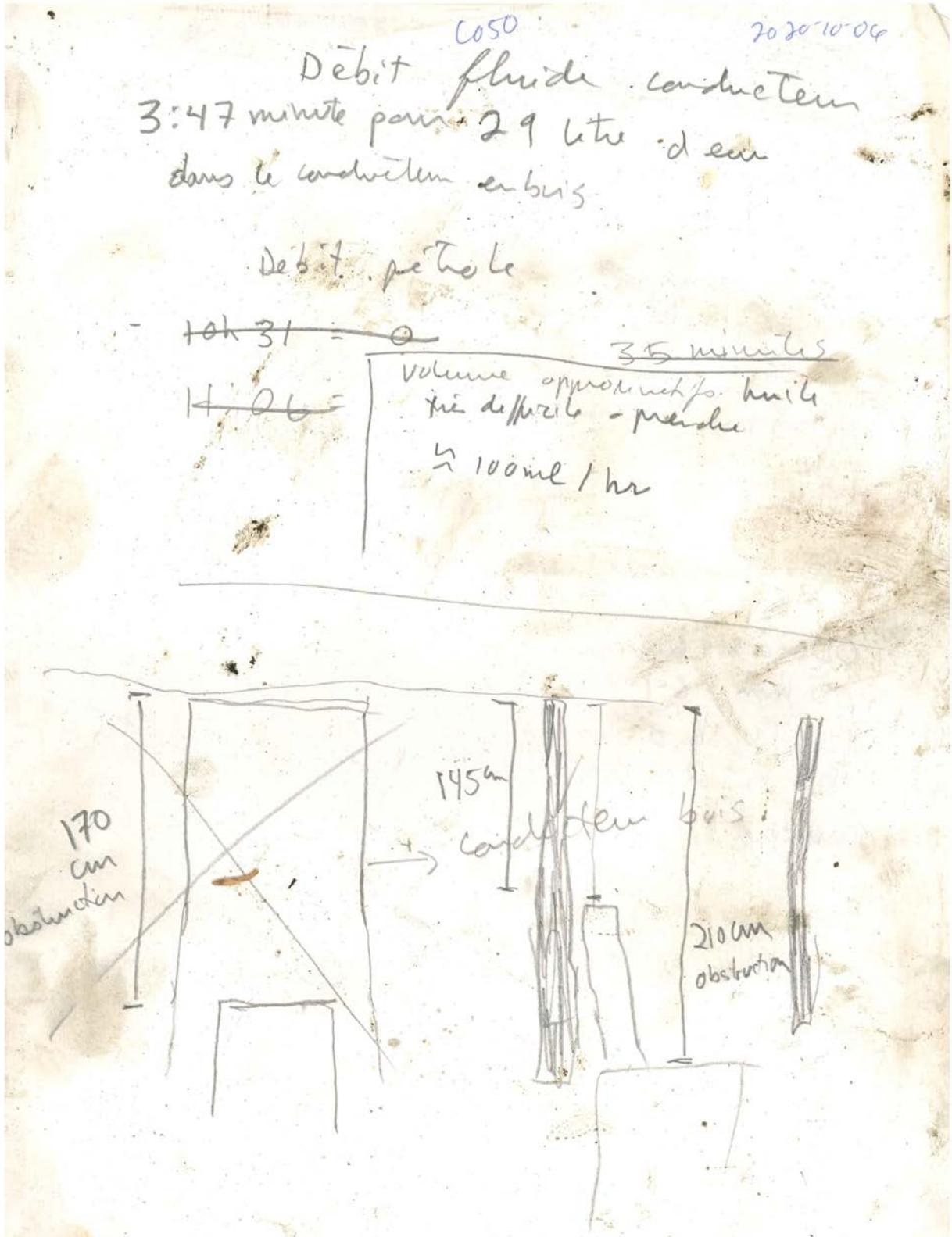
Signatures		
Signature rapport d'inspection (1 à 13)		
Inspecté et rédigé par	Signature	Date
Pierre-François Côté Inspecteur		2020-10-19
David Fortin Inspecteur		2020-10-19

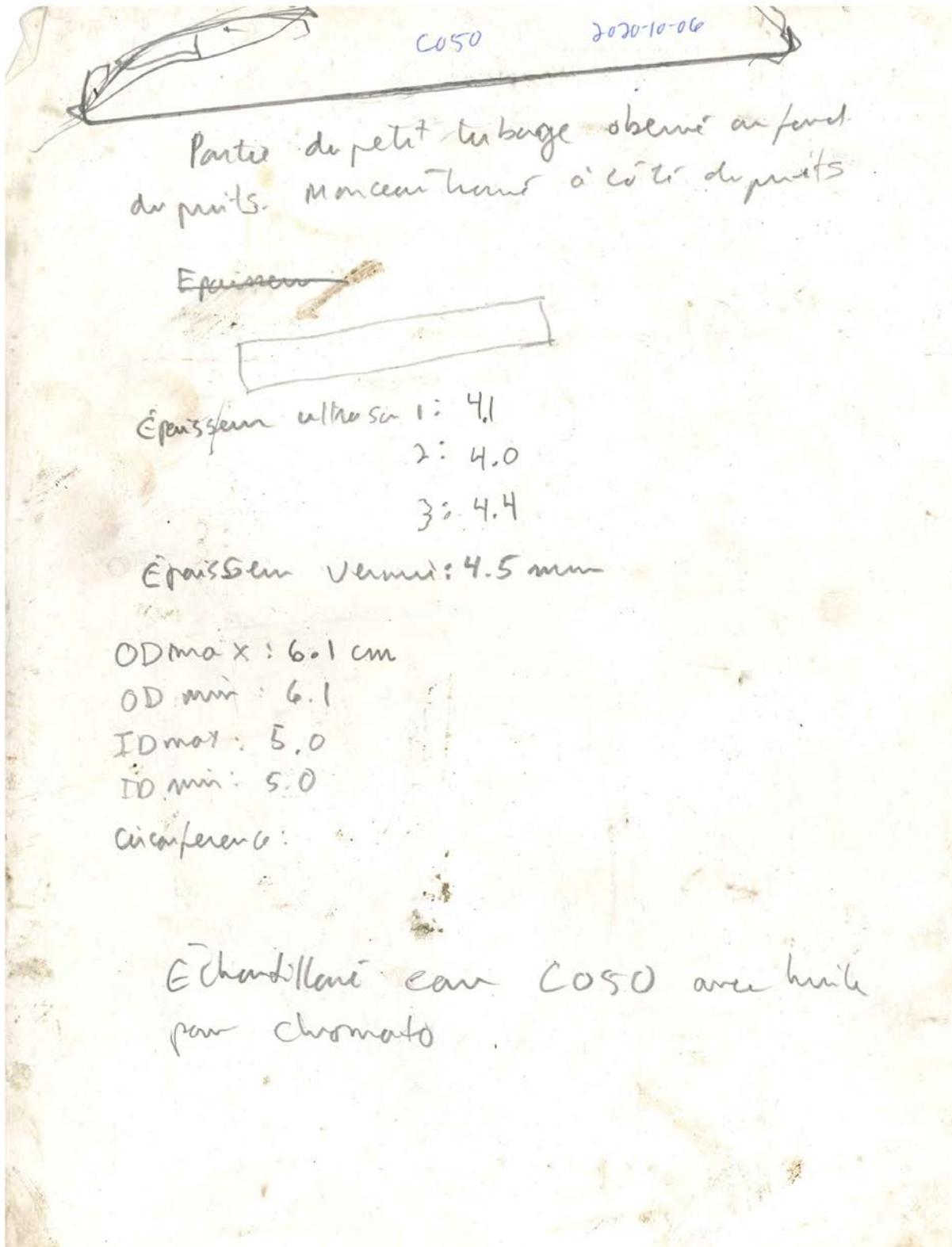
Photo 1
<p>Puits C050</p> 











Annexe 2 : Paramètres d'interpolation utilisés

Rapport d'interpolation du levé de migration du 2020-10-06

Gridding Report

Wed Oct 21 10:55:04 2020
Elapsed time for gridding: 3.89 seconds

Filtered Data Counts

Active Data:	31
Original Data:	31
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:	1.7E-05
Y Duplicate Tolerance:	1.7E-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: 31

Univariate Statistics

	X	Y	Z
Count:	31	31	31
1%-tile:	373484.5734	5410966.74	0
5%-tile:	373519.0417	5411001.209	0
10%-tile:	373545.4104	5411027.577	0
25%-tile:	373554.4948	5411036.662	0
50%-tile:	373558.7813	5411040.688	0
75%-tile:	373562.3732	5411044.54	0.14
90%-tile:	373578.1302	5411053.625	1.9
95%-tile:	373592.9023	5411060.297	2.4
99%-tile:	373597.8263	5411079.993	3.15
Minimum:	373484.5734	5410966.74	0
Maximum:	373632.2946	5411114.462	4.65
Mean:	373559.545881	5411040.79706	0.502048387097
Median:	373558.7813	5411040.688	0
Geometric Mean:	373559.545159	5411040.79702	N/A
Harmonic Mean:	373559.544437	5411040.79697	N/A
Root Mean Square:	373559.546602	5411040.79711	1.19125864923
Trim Mean (10%):	373558.258143	5411039.41121	0.277267857143
Interquartile Mean:	373558.434	5411040.601	0.01646875
Midrange:	373558.434	5411040.601	2.325
Winsorized Mean:	373559.715097	5411040.79706	0.356887096774
TriMean:	373558.60765	5411040.6445	0.035
Variance:	557.074327827	519.928286197	1.20594607258
Standard Deviation:	23.6024220754	22.8019360186	1.09815575971
Interquartile Range:	7.87839999999	7.87800000049	0.14
Range:	147.7212	147.722	4.65
Mean Difference:	22.1599647312	20.677995699	0.866296774194
Median Abs. Deviation:	4.28649999999	4.02600000054	0
Average Abs. Deviation:	12.866483871	11.9329354839	0.502048387097
Quartile Dispersion:	1.054507044e-05	7.27956097671e-07	N/A
Relative Mean Diff.:	5.93211041601e-05	3.82144516637e-06	1.72552446429

Standard Error:	4.23912014542	4.09534860542	0.197234596895
Coef. of Variation:	6.31824894738e-05	4.21396490505e-06	2.18735043859
Skewness:	-0.0364037913035	-0.0243533368671	2.36738036363
Kurtosis:	6.86852090242	7.72421284376	8.06558241696
Sum:	11580345.9223	167742264.709	15.5635
Sum Absolute:	11580345.9223	167742264.709	15.5635
Sum Squares:	4.32594878059e+12	9.07660237748e+14	43.99201225
Mean Square:	139546734858	2.9279362508e+13	1.41909716935

Inter-Variable Covariance

	X	Y	Z
X:	557.07433	184.18019	-0.043575102
Y:	184.18019	519.92829	-0.52547839
Z:	-0.043575102	-0.52547839	1.2059461

Inter-Variable Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	0.342	-0.002
Y:	0.342	1.000	-0.021
Z:	-0.002	-0.021	1.000

Inter-Variable Rank Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	0.853	0.165
Y:	0.853	1.000	-0.034
Z:	0.165	-0.034	1.000

Principal Component Analysis

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

X:	-0.670696819798	-0.670696819798	-0.000291562628391
Y:	0.741730899919	0.741730899919	0.00111654619526
Z:	-0.00102372762349	-0.00102372762349	0.00111654619526
Lambda:	723.615796684	353.387391356	1.20537205618

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

Fitted Parameters

	A	B	C
Parameter Value:	0.000289878909142	-0.00111336188799	5916.66161251
Standard Error:	0.00935565716041	0.00968409739037	51310.1894937

Inter-Parameter Correlations

	A	B	C
A:	1.000	-0.342	0.281
B:	-0.342	1.000	-0.998
C:	0.281	-0.998	1.000

ANOVA Table

Source	df	Sum of Squares	Mean Square	F
Regression:	2	0.0171724831644	0.00858624158222	
	0.00664841597764			
Residual:	28	36.1612096943	1.29147177479	
Total:	30	36.1783821774		

Coefficient of Multiple Determination (R^2): 0.000474661445065

Nearest Neighbor Statistics

	Separation	Delta Z
1%-tile:	1.00005351848	0
5%-tile:	1.00005351848	0

10%-tile:	1.49990661057	0
25%-tile:	1.99939448133	0
50%-tile:	3.99977376384	0.0035
75%-tile:	10.0001121298	0.61
90%-tile:	35.0000826983	1.35
95%-tile:	35.0000826985	1.35
99%-tile:	35.0007199678	2.25
Minimum:	1.00005351848	0
Maximum:	35.0007199687	3.1465
Mean:	9.37990293513	0.461612903226
Median:	3.99977376384	0.0035
Geometric Mean:	4.82844183615	N/A
Harmonic Mean:	2.96457571475	N/A
Root Mean Square:	14.6570729398	0.882026159001
Trim Mean (10%):	7.84912491193	0.318339285714
Interquartile Mean:	4.37494810077	0.12709375
Midrange:	18.0003867436	1.57325
Winsorized Mean:	9.41211040753	0.374629032258
TriMean:	4.99976353471	0.15425
Variance:	131.075448358	0.583713128495
Standard Deviation:	11.4488186447	0.764011209666
Interquartile Range:	8.0007176485	0.61
Range:	34.0006664502	3.1465
Mean Difference:	11.1779362016	0.70652688172
Median Abs. Deviation:	2.11119148832	0.0035
Average Abs. Deviation:	7.39435286128	0.4615
Quartile Dispersion:	0.666753884785	N/A
Relative Mean Diff.:	1.19168996512	1.53056137899
Standard Error:	2.05626853052	0.137220464064
Coef. of Variation:	1.22056898924	1.65509067083
Skewness:	1.37276439431	1.85701255022
Kurtosis:	3.40468331702	6.1495025167
Sum:	290.776990989	14.31
Sum Absolute:	290.776990989	14.31
Sum Squares:	6659.723402	24.1170745
Mean Square:	214.829787161	0.777970145161

Complete Spatial Randomness

Lambda:	0.00142060614189
Clark and Evans:	0.707074514346
Skellam:	59.4442358142

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: 482338
NoData Nodes: 517662
NoData Value: 1.70141E+38

Grid Geometry

X Minimum: 373484.5734
X Maximum: 373632.2946
X Spacing: 0.1478690690691

Y Minimum: 5410966.74
Y Maximum: 5411114.462
Y Spacing: 0.14786986986994

Univariate Grid Statistics

	Z
Count:	482338
1%-tile:	0
5%-tile:	0
10%-tile:	0
25%-tile:	0
50%-tile:	0
75%-tile:	0.0140401961283
90%-tile:	0.11117939488
95%-tile:	0.24746459954
99%-tile:	0.632196118429
Minimum:	0
Maximum:	4.52684532607
Mean:	0.0419907998618
Median:	0
Geometric Mean:	N/A
Harmonic Mean:	N/A
Root Mean Square:	0.14903782182
Trim Mean (10%):	0.0181030709415
Interquartile Mean:	0.0012625319476

Midrange:	2.26342266304
Winsorized Mean:	0.0190770610448
TriMean:	0.00351004903207
Variance:	0.0204490874556
Standard Deviation:	0.143000305788
Interquartile Range:	0.0140401961283
Range:	4.52684532607
Mean Difference:	N/A
Median Abs. Deviation:	0
Average Abs. Deviation:	0.0419907998618
Quartile Dispersion:	N/A
Relative Mean Diff.:	N/A
Standard Error:	0.000205902313823
Coef. of Variation:	3.40551516663
Skewness:	9.03940383451
Kurtosis:	141.684064399
Sum:	20253.7584238
Sum Absolute:	20253.7584238
Sum Squares:	10713.8230125
Mean Square:	0.0222122723328
