



Rapport final d'analyse d'intégrité

– Puits C036 –

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-C036

7 décembre 2020

Versions

| | | |
|----------------------|--|--------------|
| Version préliminaire | RPT_MERN_PNA_QC_C036_20201116_PRÉLIMINAIRE | 16 nov. 2020 |
| Version finale | RPT_MERN_PNA_QC_C036_20201207_FINALE | 7 déc. 2020 |

Signatures

| | | | |
|--------------------------|------------------------------------|---------------|-------------|
| Rédigé par : | Raid Attir, ing. | OIQ : 6024810 | 7 déc. 2020 |
| | Stephan Séjourné, géo., Ph.D. | OGQ : 1377 | 7 déc. 2020 |
| | Jean-Sébastien Marcil, ing., M.Sc. | OIQ : 123484 | 7 déc. 2020 |
| Révisé et approuvé par : | Raid Attir, ing. | OIQ : 6024810 | 7 déc. 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 | 5 |
| 2.3 | Schéma du puits | 7 |
| 2.4 | Géologie..... | 8 |
| 2.5 | Hydrogéologie..... | 9 |
| 2.6 | Abandon..... | 10 |
| 2.7 | Intégrité du puits..... | 10 |
| 2.7.1 | Intégrité de la tête de puits..... | 10 |
| 2.7.2 | Intégrité du tubage | 10 |
| 2.7.3 | Intégrité de la cimentation primaire..... | 10 |
| 2.7.4 | Intégrité de la formation..... | 10 |
| 2.8 | Inspections..... | 10 |
| 2.8.1 | Résumé des inspections et visites du site | 10 |
| 2.8.2 | Mesures de débit de gaz / huile / saumure..... | 11 |
| 2.8.3 | Test de migration de gaz autour du puits..... | 11 |
| 2.8.4 | Échantillonnage de sol..... | 11 |
| 2.9 | Visite du site par Oea Experts-Conseils | 12 |
| 2.10 | Échantillonnage géochimique du gaz naturel/huile/saumure | 12 |
| 3 | Analyse des données disponibles | 15 |
| 3.1 | Identification des sources de contamination | 15 |
| 3.1.1 | Localisation des sources de contamination en profondeur | 15 |
| 3.1.2 | Écoulement en surface des contaminants..... | 21 |
| 3.2 | Scénario de migration | 21 |
| 3.3 | Évaluation des problématiques en vue d’une intervention corrective dans le puits | 22 |
| 3.3.1 | État de la cimentation et du lien dans l’espace annulaire | 22 |
| 3.3.2 | État du trou ouvert..... | 22 |
| 3.3.3 | Accès au puits..... | 23 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.3.4 | Problèmes opérationnels..... | 23 |
| 4 | Conclusions et recommandations | 25 |
| | Références bibliographiques | 27 |

LISTE DES TABLEAUX

| | | |
|------------------|--|----|
| Tableau 1 | : Résumé des principales informations générales pour le puits C036. | 5 |
| Tableau 2 | : Résumé du contexte géologique dans la région du puits C036. | 8 |
| Tableau 3 | : Résumé des observations de la visite du 17 juillet 2019. | 12 |
| Tableau 4 | : Résultats de l'analyse géochimique des émanations de pétrole pour le puits C036..... | 13 |
| Tableau 5 | : Résultats de l'analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits C036. | 14 |

LISTE DES FIGURES

| | | |
|------------------|--|----|
| Figure 1 | : Localisation du site C036, Sandy Beach, Gaspé.. | 6 |
| Figure 2 | : Vue générale du site au 12 août 2019. | 6 |
| Figure 4 | : Carte géologique détaillée et coupe géologique équilibrée du secteur de Sandy Beach..... | 9 |
| Figure 5 | : État des connaissances sur les fluides souterrains. | 16 |
| Figure 6 | : Conclusions sur l'interprétation de l'origine des hydrocarbures..... | 17 |
| Figure 7 | : Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface. | 18 |
| Figure 8 | : Interprétation de la source du pétrole échantillonné en surface..... | 19 |
| Figure 9 | : Interprétation de la source de l'eau échantillonnée en surface..... | 20 |
| Figure 10 | : Scénario de migration possible des contaminants retenu pour le puits C036. | 21 |

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 2 » (C036), foré en 1890 par la compagnie « The Petroleum Oil Trust », fait partie de cette campagne de repérage.

La première étape est de vérifier le niveau d'intégrité du puits C036 pour pouvoir procéder à la préparation d'un programme de fermeture définitive. En conséquence, le 17 juillet 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 avait pas d'écoulement de pétrole, de gaz ou d'eau salée observable sur le site mais le site était visiblement contaminé.

Un rapport préliminaire d'analyse d'intégrité du puits a été préparé par Oea Experts-Conseils et soumis au MERN en 12 août 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 celui-ci est actuellement fermé. À la suite des recommandations de ce rapport sur les prochaines étapes à suivre, le MERN a mandaté la firme Golder afin de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse géochimique du pétrole et du gaz, dans l'éventualité où des émanations venaient à être documentées après la visite de Oea Experts-Conseils. 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.

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 C036. Selon les documents disponibles, le puits a été foré en 1890 avec une foreuse à câble. Le puits a atteint la profondeur totale de 787 m (2 582 pi). Le puits possède deux tubages :

- Tubage conducteur carré en bois à 32 m
Non cimenté dans le sol non-consolidé
- Tubage de surface (diamètre interne : 152,4 mm, diamètre externe inconnu) à 144,78 m
Non cimenté

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

Des indices d'eau et de pétrole ont été documenté durant le forage, mais aucun indice significatif de gaz naturel.

Tableau 1 : Résumé des principales informations générales pour le puits C036.

| | |
|-----------------|---|
| Numéro | C036 |
| Nom | P.O.T. No 2 |
| Année de forage | 1890 |
| Région | Gaspésie (sols consolidés) |
| Coordonnées | Coordonnées du recensement : Longitude : -64 ^o 26' 28,8" Latitude : 48 ^o 48' 59,0" Coordonnées réelles après inspections du MERN (NAD83) : Longitude : -64 ^o 26' 29,9" Latitude : 48 ^o 49' 04,0" |
| Profondeur | 787 m (2 582 pi) |
| Type de foreuse | Câble |

2.2 Site du puits

Le puits C036 est situé dans le boisé à 17 m de la rue Toundra à Sandy Beach en Gaspésie, à 110 m de la Rivière Champlain (**Figure 1**). La **Figure 2** présente une vue générale du site et le tubage du puits.



Figure 1 : Localisation du site C036, Sandy Beach, Gaspé. Fond cartographique : SIGEOM (2019) et CPTAQ Géomatique (2019).



Figure 2 : Vue générale du site au 12 août 2019.

2.3 Schéma du puits

P.O.T. No 2

No. MERN: C036

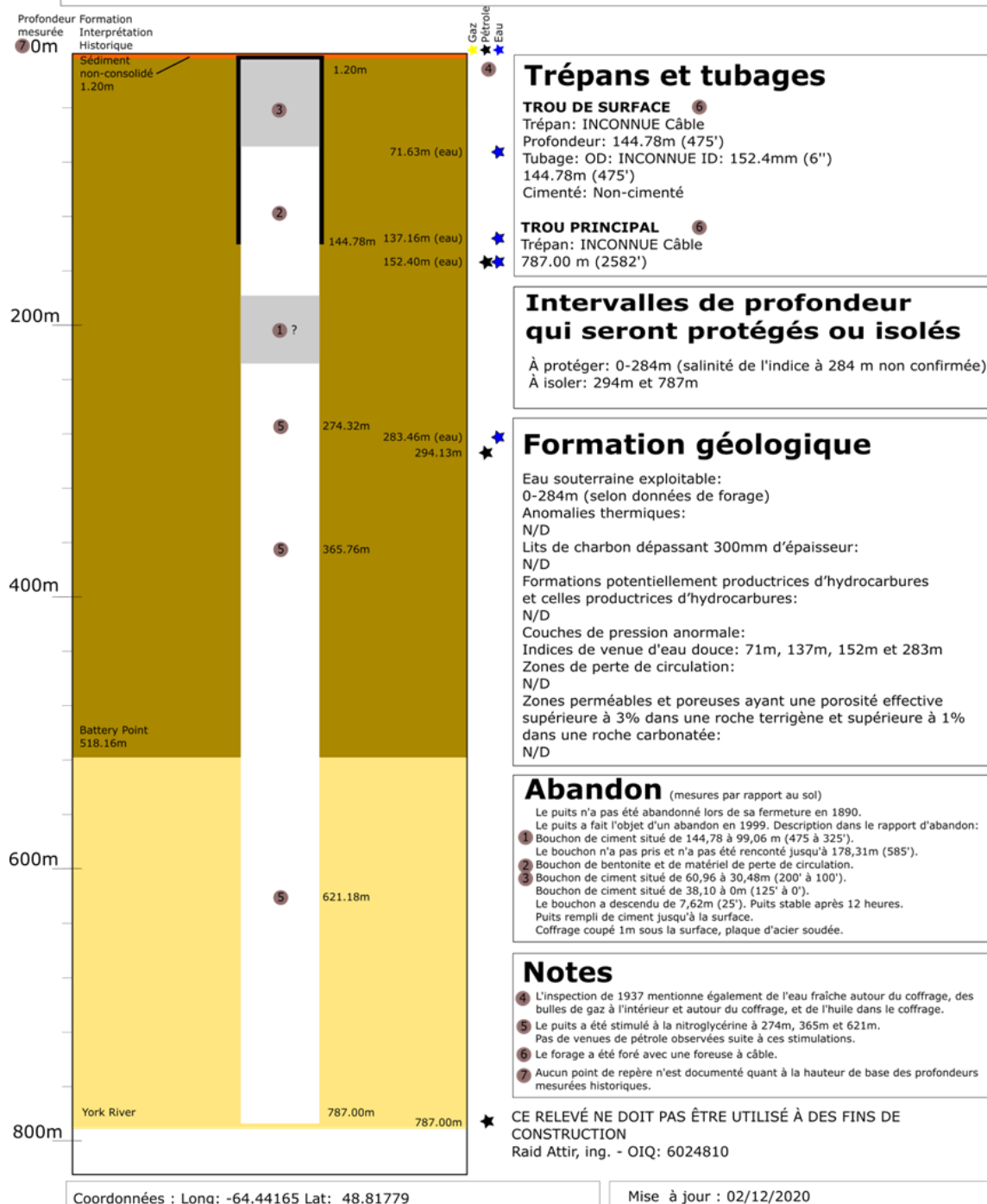


Figure 3 : Schéma du puits C036.

2.4 Géologie

Le **Tableau 2** résume le contexte géologique général dans la région du puits C036. Le puits se situe dans le flanc nord de l'Anticlinal Haldimand. Il est implanté dans les grès et les conglomérats de la Formation de Battery Point en surface, traverse les grès de la Formation de York River et la Faille de Haldimand avant d'atteindre sa profondeur totale (**Figure 4**).

Remarque : les données historiques indiquent que le tubage conducteur en bois a été descendu jusqu'à une profondeur de 32 m, qui correspondrait à l'épaisseur de dépôts meubles. Cependant, l'excavation réalisée par Golder en 2020 a montré que le roc était présent à 1,2 m sous la surface du sol.

Tableau 2 : Résumé du contexte géologique dans la région du puits C036.

| | |
|-----------------------------------|--|
| Stratigraphie | Groupe des Grès de Gaspé, Formation de Battery Point |
| Âge | Dévonien inférieur |
| Description de la zone géologique | Grès à grain moyen à grossier, gris clair à gris-vert; grès conglomératique; grès feldspathique; un peu de conglomérat à granules et à petits cailloux, de grès fin, de mudstone et dolomie Le pendage des strates de grès est variable, de 10 à 20 degrés vers le nord |

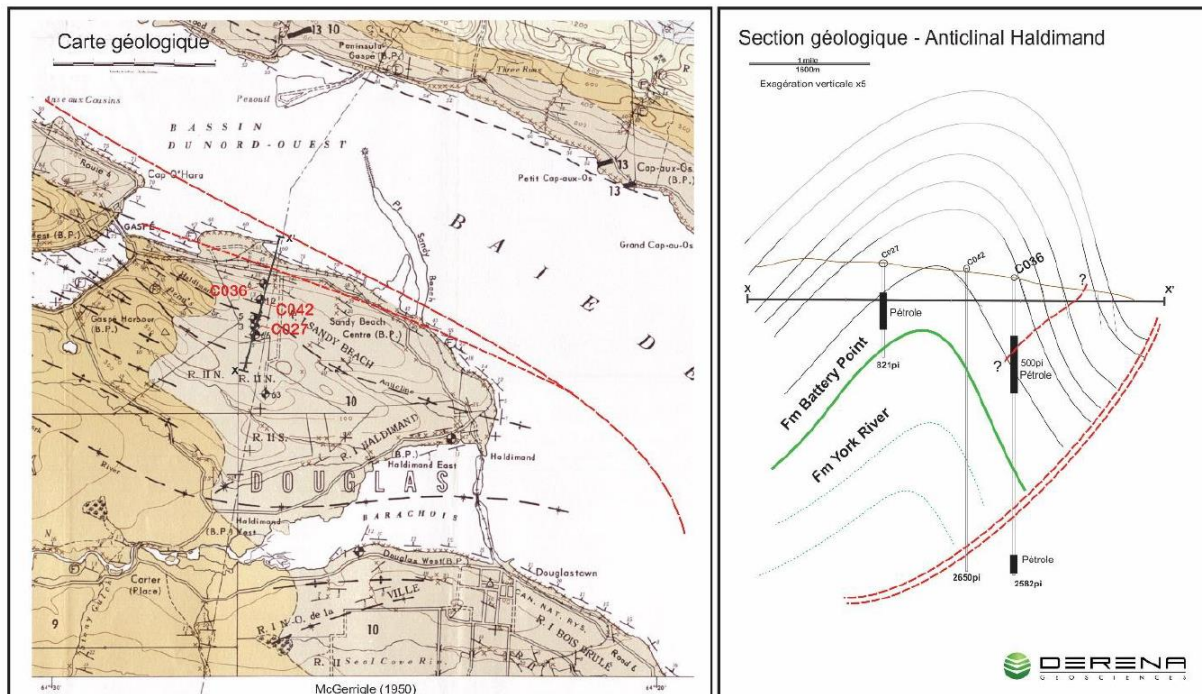


Figure 3 : Carte géologique détaillée et coupe géologique équilibrée du secteur de Sandy Beach. Fond cartographique : McGerrigle (1950).

2.5 Hydrogéologie

L'une des fonctions du tubage de surface cimenté vise à protéger les aquifères de tout risque de contamination. Le tubage du puits C036 n'est pas cimenté. La connaissance de la base de l'aquifère dans le secteur du puits C036 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 C036 (176 échantillons) indique que le puits d'eau le plus profond pour lequel des données valides sont disponibles a atteint une profondeur de 77,7 m/sol, et que 95% des puits ont une profondeur inférieure ou égale à 53,6 m/sol. La profondeur de 77,7 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.

Une caractérisation hydrogéologique détaillée a été réalisée dans le secteur Haldimand, dont le puits C036 fait partie (Raynauld et al., 2014). Cette étude évalue en particulier le risque que les activités d'exploration pétrolière peuvent représenter pour la qualité de l'eau souterraine dans ce secteur. Séjourné et al. (2015) résumant ainsi les principaux points d'intérêt de l'étude quant aux risques géologiques de sous-surface pour les eaux souterraines du secteur :

« Les résultats de l'étude montrent que le roc poreux et fracturé joue le rôle d'aquifère régional et que ce roc est recouvert d'un till peu perméable agissant comme un aquitard. Toutefois, la perméabilité de fracture du socle rocheux décroît rapidement au-delà de 20 m de profondeur (Crow et al., 2014) et la modélisation numérique réalisée dans le cadre de cette étude hydrogéologique indique que la zone d'écoulement actif au niveau de la structure d'Haldimand est peu profonde (Raynauld et al., 2014).

L'étude relève en outre que l'eau souterraine dans la région est généralement « de très bonne qualité et très peu de dépassements de critères de santé ou esthétiques ont été observés dans les puits résidentiels ou d'observation ». Cette observation est importante et doit être mesurée à la lumière des nombreuses évidences d'hydrocarbures rapportées en surface ou à faible profondeur dans la région. Du CH₄ d'origine à la fois biogénique et thermogénique est toutefois associé à l'eau souterraine (Raynauld et al., 2014).

Le risque potentiel de dégradation de la qualité de l'eau souterraine consécutif aux opérations pétrolières et gazières dans la structure d'Haldimand a été évalué sur la base du modèle hydrogéologique ainsi développé. De cette étude, il ressort que ce sont les épanchements de liquide en surface qui sont "les plus susceptibles de se produire et la vulnérabilité moyenne à très élevée de l'aquifère au roc fait en sorte que ces épanchements pourraient avoir une incidence directe sur la dégradation de la qualité de l'eau souterraine." »

2.6 Abandon

Le puits n'a pas été abandonné lors de sa fermeture en 1890, mais il a fait l'objet d'un abandon en 1999 par trois bouchons de ciments situés à :

- 144,78 m (475 pi) à 99,06 m (325 pi) (mais n'a pas été rencontré à 178,31 m / 585 pi)
- 60,96 m (200 pi) à 30,48 m (100 pi) (le bouchon a descendu de 7,62 m / 25 pi, puits stable après 12 heures)
- 38,1 m (125 pi) jusqu'à la surface

Le tubage a été coupé 1 m sous la surface avec une plaque d'acier soudée. Il est à noter que le site n'a pas fait l'objet d'une décontamination à la suite des travaux de fermeture définitive.

2.7 Intégrité du puits

2.7.1 Intégrité de la tête de puits

Le puits C036 n'a pas de tête de puits. Une plaque d'acier a été soudée après les travaux de fermeture en 1999. L'intégrité de cette plaque d'acier n'a pas été évaluée pour le moment.

2.7.2 Intégrité du tubage

Aucun test d'intégrité du tubage n'est documenté. Le puits étant actuellement fermé, il n'y a pas eu de test de pression effectué récemment sur le tubage. L'intégrité de la partie visible du tubage conducteur de 152,4 mm n'a pas pu être évaluée avec les informations disponibles.

L'intégrité du tubage n'a pu être vérifiée par la prise de diagraphies spécialisées en raison de l'absence de tête de puits. Considérant la nature intrusive d'une telle procédure et la nécessité préalable d'installer une tête de puits, il est suggéré de ne procéder à l'inspection de l'intégrité du tubage par voie de diagraphie que pendant les opérations de réentrée et de fermeture définitive, le cas échéant. Dans le cas du puits C036, si une telle opération s'avère nécessaire, les bouchons de ciment qui ont été placés à l'intérieur du tubage devront être forés et le trou devra être nettoyé avant de pouvoir enregistrer les diagraphies.

2.7.3 Intégrité de la cimentation primaire

Selon la documentation disponible, aucune cimentation primaire du tubage n'est présente.

2.7.4 Intégrité de la formation

Aucun test d'intégrité des formations géologiques n'est documenté.

2.8 Inspections

2.8.1 Résumé des inspections et visites du site

Ce puits a fait l'objet d'inspections par le MERN le 5 septembre 2013, le 16 août 2015, le 10 juin 2016 et le 26 septembre 2017.

L'inspection du 5 septembre 2013 était destinée à localiser le puits et à inspecter les indications d'eau huileuse. Selon l'inspection il y aurait une faible émanation de gaz, non mesurable avec le

détecteur de gaz. Aucun indice de suintement n'a pu être observé. L'inspection n'a pas permis d'établir avec certitude la présence d'un puits sur le site visité.

L'inspection du 16 août 2015 était destinée à vérifier l'état général du site et à s'assurer que la problématique de la contamination ne s'est pas aggravée. Selon l'inspection, la flaque de contaminants ne semble pas s'être agrandie. Un peu de gaz a été mesuré (0,5% LEL). L'inspection n'a pas permis d'établir avec certitude la présence d'un puits sur le site visité.

L'inspection du 10 juin 2016 était destinée à vérifier l'état général du site, l'évolution de la contamination et la présence d'émanations de méthane sur le site. Selon l'inspection, la flaque de contaminants est toujours présente sur le site et des mesures maximales de 1,2% gaz CH₄ ont été détectés à la surface de la flaque.

L'inspection du 26 septembre 2017 était destinée à réaliser une reconnaissance du terrain sur lequel se trouve le puits, rencontrer des personnes concernées et faire l'inspection du puits s'il est visible et localisable. Selon l'inspection, le puits a été localisé mais il n'est pas accessible en raison des travaux de remblayage réalisés par la ville.

Une visite du site a été réalisée le 17 juillet 2019 par Oea Experts-Conseils et deux inspecteurs du MERN. Aucune émanation de gaz significative n'a été observée durant cette visite.

Des travaux ont été réalisés sur le site le 30 juin et le 1er juillet 2020 par Golder. Ces travaux visaient à excaver les sols au-dessus et autour du puits afin d'en dégager le tubage, pomper l'eau et les sédiments s'accumulant dans l'excavation, et procéder à l'échantillonnage des sols excavés, de l'eau contenant de l'huile, ainsi que des gaz. Une seconde visite a eu lieu le 29 septembre 2020 et a permis de constater qu'aucun pétrole ne s'était accumulé autour du puits depuis la visite précédente.

2.8.2 Mesures de débit de gaz / huile / saumure

L'inspection du 5 septembre 2013 a documenté la présence d'une flaque de contaminants avec une émission faible de gaz, non mesurable avec le détecteur de gaz.

L'inspection du 16 août 2015 a documenté que la flaque de contaminants est toujours présente mais ne semble pas s'être agrandie. Une mesure de 0,5% LEL a été réalisée.

L'inspection du 10 juin 2016 a documenté la présence de la flaque de contaminants et une mesure maximale de 1,2% gaz CH₄ à la surface de la flaque.

La visite réalisée le 17 juillet 2019 par Oea Experts-Conseils et deux inspecteurs du MERN n'a documenté aucune émanation de gaz significative.

2.8.3 Test de migration de gaz autour du puits

Aucun test de migration de gaz n'a été réalisé sur le site du puits C036.

2.8.4 Échantillonnage de sol

Des échantillons de sol et de résidus organiques ont été prélevés par les inspecteurs du MERN le 30 août 2013 à proximité du site présumé du puits C036, ainsi que par Terrapex le 12 septembre

2018 dans le cadre d'une évaluation environnementale de Phase 2. Les résultats d'analyse indiquent une contamination du sol en hydrocarbures pétroliers (C₁₀-C₅₀) et en hydrocarbures aromatiques polycycliques. Les résultats pour certains échantillons dépassent le critère de qualité C (jusqu'à 3 800 mg/kg).

Un échantillon de sol a également été prélevé par Golder le 30 juin 2020 lors de l'excavation du tubage. Les résultats d'analyse indiquent notamment une contamination du sol en hydrocarbures pétroliers (C₁₀-C₅₀) et en hydrocarbures aromatiques polycycliques. Les résultats pour certains échantillons dépassent le critère de qualité C pour les hydrocarbures pétroliers (jusqu'à 3 600 mg/kg) et dépassent le critère de qualité A pour les HAP et le BTEX.

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 17 juillet 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 17 juillet 2019.

| | |
|-----------------------------------|---|
| Végétation | Végétation de fougères et herbes abondantes |
| Présence de pétrole | Seulement dans un rayon de 1 m du tubage du puits |
| Étendue de la zone problématique | 1,5 par 2,0 mètres (3 m ²) |
| Présence d'émanation de gaz | Mesure à zéro |
| Présence d'écoulement de pétrole | Aucun écoulement visible |
| Présence d'écoulement d'eau salée | Aucun écoulement visible |
| Type de sol | Silt gris moyen fin et argileux |
| Pollution | Plusieurs déchets domestiques sont abandonnés sur le site |

2.10 Échantillonnage géochimique du gaz naturel/huile/saumure

À la suite des recommandations faites dans le rapport préliminaire d'analyse d'intégrité pour le puits C036, le MERN a mandaté la firme Golder afin de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse des émanations de gaz et de pétrole éventuellement présentes autour du puits C036 (Golder, 2020).

L'échantillonnage du pétrole a eu lieu le 30 juin 2020. Deux échantillons d'eau contenant du pétrole ont été prélevés et un échantillon a été analysé par le laboratoire Stratum Reservoir. Les résultats d'analyse sont présentés au **Tableau 4**. L'échantillonnage du gaz a eu lieu le 1er juillet

2020. Deux échantillons ont été prélevés et ils ont été analysés par le laboratoire Isotech. Les résultats d'analyse sont présentés au **Tableau 5**. Les isotopes du carbone pour le propane n'ont pu être analysés en raison de la trop faible concentration de ce gaz.

Tableau 4 : Résultats de l'analyse géochimique des émanations de pétrole pour le puits C036. N.-A. : Non-analysé. Source : Golder (2020).

| Puits | C036 - P.O.T. No2 |
|-----------------------------|--------------------------|
| Date échantillonnage | 2020-06-30 |
| No d'échantillon | C036-PETROL-3 |
| Laboratoire | Stratum Reservoir |
| No d'analyse | 6132289372 |
| Date analyse composition | Non indiquée |
| Densité API (°) | N.-A. |
| Propriété physico-chimiques | N.-A. |
| Chromatographie gazeuse | Oui |
| Biomarqueur Pristane/nC17 | 1,68 |
| Biomarqueur Phytane/nC18 | 1,06 |
| Biomarqueur Pr/Ph | 2,18 |
| Biomarqueur CPI | 1,35 |
| Rpt C27/C28/C29 | 29% - 22% - 49% |

Tableau 5 : Résultats de l'analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits C036. N.-A. : Non-analysé. Source : Golder (2020).

| Puits | C036 - P.O.T. No2 | |
|---|--|-------------|
| Date échantillonnage | 2020-07-01 | |
| Méthode d'échantillonnage | Sac Tedlar - Pompage manuel | |
| No d'échantillon | C036-GAZ-1 | C036-GAZ-2 |
| Mesures in situ | CH ₄ : 0,0 % - H ₂ S : 0,0 ppm | |
| Laboratoire | Isotech Lab | Isotech Lab |
| No d'analyse | 764925 | 764926 |
| Date analyse composition | 2020-07-10 | 2020-07-10 |
| CO ₂ (%) | 0,04 | 0,04 |
| N ₂ (%) | 74,48 | 47,49 |
| H ₂ S (%) | N.-A. | N.-A. |
| C ₁ (%) | 5,52 | 5,51 |
| C ₂ (%) | 0,27 | 0,27 |
| C ₃ (%) | 0,15 | 0,15 |
| iC ₄ (%) | 0,03 | 0,03 |
| nC ₄ (%) | 0,03 | 0,03 |
| iC ₅ (%) | 0,01 | 0,01 |
| nC ₅ (%) | 0,01 | 0,01 |
| C ₆₊ (%) | 0,04 | 0,03 |
| Ar + O ₂ (%) | 19,43 | 19,44 |
| C ₂₊ (%) | 0,54 | 0,53 |
| C ₁ (normalisé, %) | 91,09 | 91,23 |
| C ₂₊ (normalisé, %) | 8,91 | 8,77 |
| C ₂₊ / C ₁ | 0,0978 | 0,0962 |
| C ₁ / (C ₂ + C ₃) | 13,1 | 13,1 |
| Date analyse isotopique | 2020-07-15 | 2020-07-15 |
| δ ¹³ C ₁ (‰ VPDB) | -51,2 | -51,2 |
| δDC ₁ (‰ SMOW) | -235 | -236 |
| δ ¹³ C ₂ (‰ VPDB) | -37,5 | -37,4 |
| δ ¹³ C ₃ (‰ VPDB) | N.A. | N.A. |

3 Analyse des données disponibles

3.1 Identification des sources de contamination

3.1.1 Localisation des sources de contamination en profondeur

La présence de suintements d'hydrocarbures gazeux et liquides a déjà fait l'objet de recherches et d'études détaillées (**Figure 5**). Sur le site du puits C036 spécifiquement, les deux échantillons de gaz naturel prélevés par Golder (2020) sont de bonne qualité et les résultats sont très similaires, avec des concentrations de 5,5% CH₄ et 0,3% C₂H₆. Les rapports isotopiques δ¹³C indiquent un gaz thermogénique d'origine peu profonde, très similaire et représentatif du gaz associé à l'eau souterraine peu profonde (< 10 m) de la région d'Haldimand (**Figures 6 et 7**).

Les résultats de l'analyse du pétrole échantillonné en surface indiquent qu'il s'agit d'un pétrole fortement biodégradé (Golder, 2020). Il s'agit à tout le moins d'un pétrole de suintement peu profond se dégradant naturellement ou d'un pétrole provenant de l'écoulement ancien du puits lorsque celui-ci était ouvert, avant 1999 (**Figures 6 et 8**). Des analyses plus anciennes réalisées sur des échantillons récoltés dans le puits C036, incluant les biomarqueurs, indiquent que le pétrole est comparable à celui documenté dans le réservoir d'Haldimand, mais qu'il est oxydé et biodégradé. Les analyses publiées au fil des années indiquent une dégradation de ce pétrole et une perte des fractions légères (**Figures 6 et 8**). Par ailleurs, la visite du site par Golder le 29 septembre 2020 n'a pas mis en évidence de nouvelle accumulation de pétrole depuis la visite précédente, trois mois plus tôt.

Enfin, des échantillons d'eau de surface ont été prélevés en 2010 et les résultats sont rapportés dans le rapport de caractérisation environnementale de Phase 1 de Terrapex (2019). Selon les résultats analytiques, l'eau de surface récupérée au site du puits C036 appartient aux familles d'eaux souterraines peu profondes du secteur d'Haldimand et ne correspond pas à une saumure naturelle provenant des unités géologiques profondes. L'eau échantillonnée en 2010 est un peu plus concentrée en calcium que l'eau souterraine des puits d'eau potable de la région d'Haldimand, ce qui peut être expliqué par la contamination du sol par des déversements passés ou par une source de l'eau à une vingtaine de mètres de profondeur (**Figure 9**).

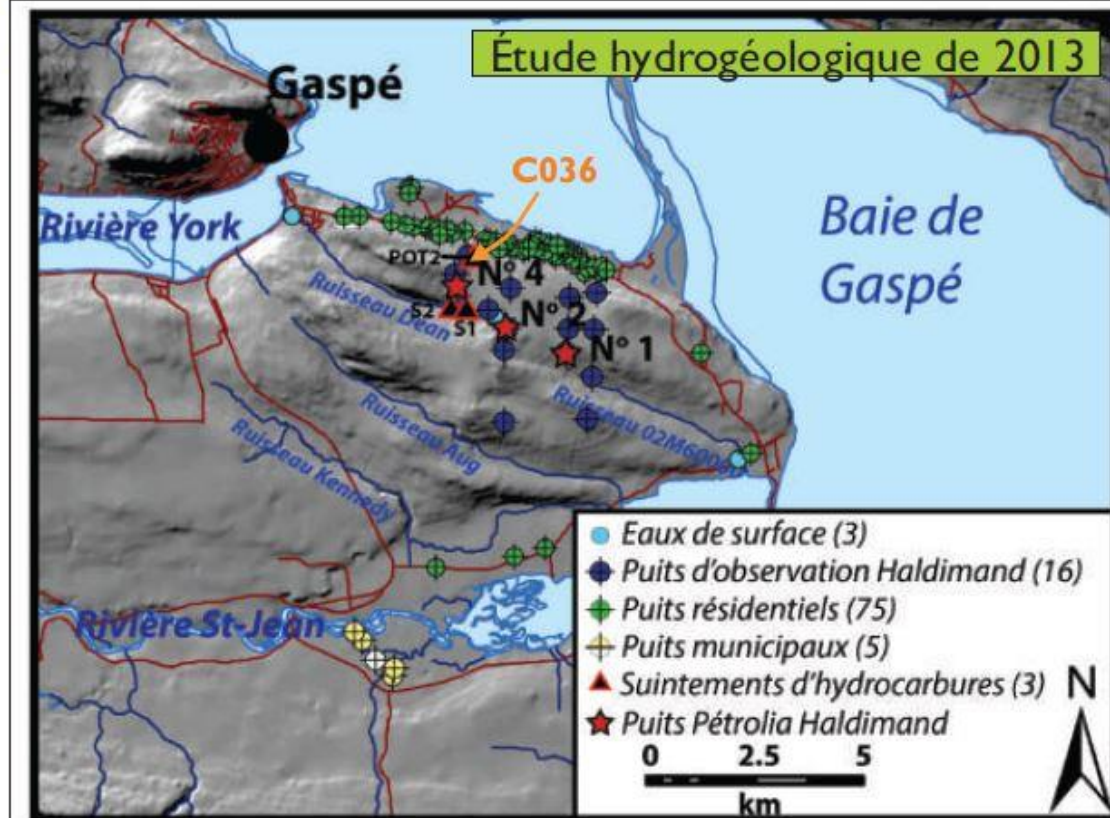
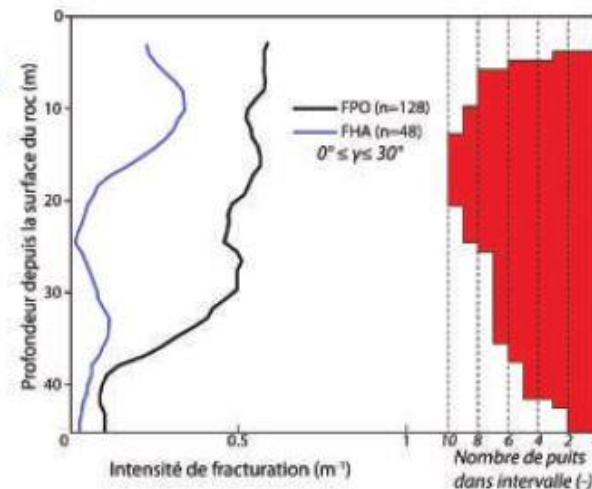
Interprétation de l'origine des hydrocarbures

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-C036

Situation particulière du secteur de Sandy Beach et Haldimand

État des connaissances sur les fluides souterrains

| | |
|-------------------------|--|
| Situation | Le secteur d'Haldimand a fait l'objet de nombreux travaux d'exploration pour la recherche de pétrole depuis qu'un premier puits y a été foré en 1865 (Conant (Adams) - C027). Depuis 20 ans, des travaux de caractérisation du potentiel pétrolier (Roy (2008) et Grundman (2013)) et de caractérisation de l'aquifère (Raynault et al. (2014) et Peel (2014)) ont couvert cette région de la Gaspésie, fournissant ainsi des données de comparaison très complètes. |
| Pétrole | Des échantillons de pétrole provenant des puits profonds et des suintements naturel des secteurs de Sandy Beach/Haldimand ont récupérés et analysés. Des résultats d'analyse de composition et de biomarqueurs par GC-MS sont disponibles. Toutefois, à la lecture des références publiées, la présence de pétrole au site du puits C036 semble être considérée comme un suintement naturel ayant fait l'objet de travaux de forage (Raynault et al., 2014). Le pétrole récupéré au site C036 en 2012 (concentration de 2,5 g/L) montre des signes de biodégradation importants mais, les analyses indiquent que tous les pétroles d'Haldimand ont une roche-mère (SR) commune. |
| Gaz naturel et aquifère | <p>Environ une centaine de points d'échantillonnage ont été analysés dans le cadre de l'étude hydrogéologique de 2013. De tous ces sites, 38 puits ont fourni des valeurs de concentration en méthane, éthane et propane. Pour 18 d'entre eux, les ratio isotopique $\delta^{13}C_{C_1}$ ont été mesurés, révélant une origine thermogénique commune pour la très grande majorité de puits. Ces gaz sont présents en faible concentration et sont dissout dans l'aquifère. La présence du gaz est intermittente puisqu'à plusieurs reprises, il n'a pas été possible d'en détecter lors des visites de terrain ou lors des inspections. Cette intermittence est lié à l'écoulement des eaux souterraine et ce phénomène est observable dans les zones de suintement naturel.</p> <p>Selon les données hydrogéologique disponibles, l'eau est captée dans le roc fracturé superficiel. La profondeur de la nappe varie de 0 à plus de 30 m pour cet aquifère, mais la nappe se retrouve généralement à une profondeur allant de 4,6 à 9,1 m pour la majeure partie du territoire d'Haldimand.</p> <p>Les intensités totales de fracturation des fractures subhorizontales ouvertes, partiellement ouvertes (FPO) et hydrauliquement actives (FHA) ont été observées et caractérisées avec les diagraphies ATV dans les 16 puits d'observation Haldimand.</p> |



Localisation de l'échantillonnage d'eaux souterraines, d'eaux de surface, et de suintements d'hydrocarbures lors de la campagne de caractérisation du MDELCC en 2013. Les nombres entre parenthèses représentent le nombre total d'échantillons prélevés pour chaque type d'échantillonnage. NB : deux des suintements (S1 et POT2) avaient été prélevés lors de la campagne de TechnoRem (2013).

Références importantes

- Grundman, G. (2013). Évaluation des potentiels en huile de gaz du nord-est de la Gaspésie (Québec, Canada): approche géochimique et modélisation 2D du système pétrolier. INRS, Doctorat en sciences de la terre, 442 p.
- Peel, M. (2014). Investigation géologique et géochimique des relations entre un réservoir pétrolier et un aquifère superficiel dans le secteur Haldimand, Gaspé. INRS, Maîtrise en sciences de la terre, 286 p.
- Roy, S. (2008). Maturation thermique et potentiel pétrolier de la ceinture de Gaspé, Gaspésie, Québec, Canada. INRS, Doctorat en sciences de la terre, 459 p.
- Raynault, M. et al. (2014) Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand - Rapport final - Version finale. INRS, Rapport de recherche R-1497. 22p.

Figure 4 : État des connaissances sur les fluides souterrains dans les secteurs de Sandy Beach et Haldimand. Source : Derena Géosciences (2020).

Interprétation de l'origine des hydrocarbures

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-C036

Conclusions et recommandations

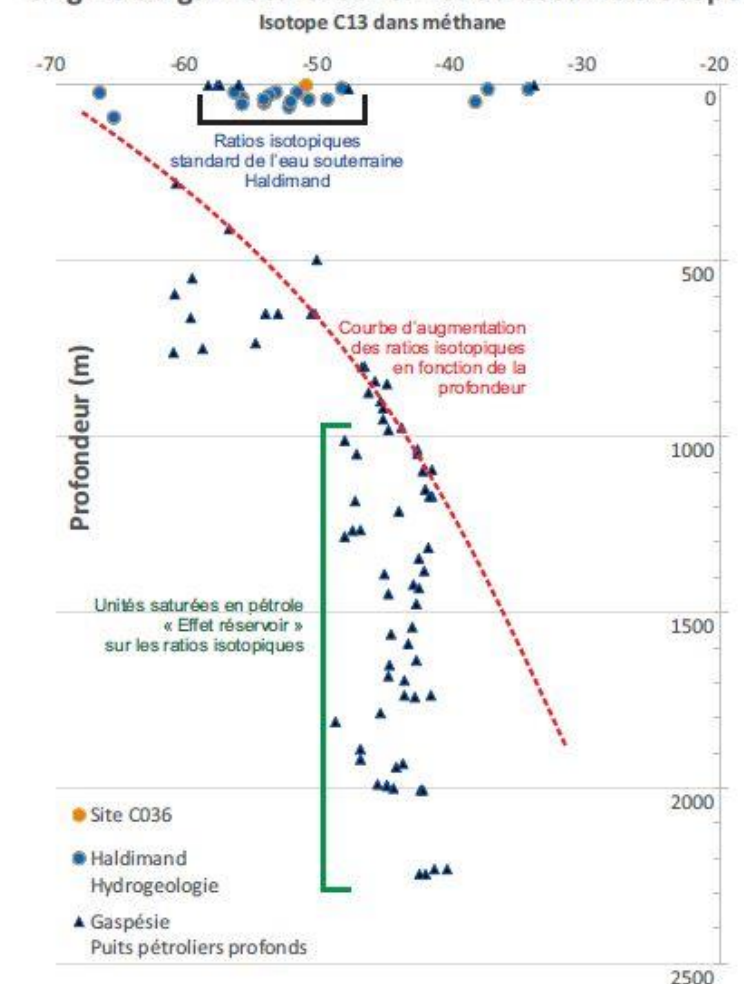
Origine des hydrocarbures analysés au site C036

| | |
|--------------------------------|---|
| Pétrole | Lors des travaux de terrain effectué en 2010, en 2013 et en 2020, ainsi que lors des visites d'inspection, il n'a pas été possible de récupérer des quantités de pétrole liquide suffisante pour réaliser des analyses physico-chimiques et chromatographiques complètes. Il n'y a pas présentement d'écoulement de liquide autour du coffrage C036. Les faibles quantités de pétrole présentes dans le sol du site ont été analysées et des biomarqueurs ont été mesurés. L'interprétation des résultats indique qu'il s'agit d'un pétrole fortement biodégradé. Il peut s'agir d'un pétrole de suintement peu profond se dégradant naturellement ou du pétrole provenant de l'écoulement ancien du puits lorsque celui-ci était ouvert (avant 1999). Ce pétrole n'a pas coulé récemment vers la surface à partir des zones de grès fracturés en profondeur. |
| Gaz naturel et aquifère | Deux échantillons de gaz naturel ont été récupérés et leurs compositions ont été analysées. Les deux échantillons sont de bonne qualité et les résultats sont très similaires avec des concentrations de 5,5%CH ₄ et 0,3%C ₂ H ₆ . Les ratios isotopiques du carbone 13 indique que le gaz est très similaire et représentatif du gaz associé à l'eau souterraine peu profonde (<10m) de la région d'Haldimand. Aucune venue de gaz n'a été rapportée lors du forage. Malgré l'observation d'un écoulement d'eau autour du coffrage, l'eau récupérée n'a pas été analysée en 2020. L'analyse d'eau disponible provient des travaux de 2010 et révèle que l'eau n'est pas salée contrairement à l'eau de formation retrouvée aux profondeurs dépassant 250 mètres. Les analyses d'eau effectuées indiquent que l'eau autour du coffrage possède la même signature que l'eau prélevée plus loin sur le site, à distance du coffrage et cette signature est similaire à celle de l'eau souterraine peu profonde d'Haldimand. |

Atout de l'utilisation d'un « baseline »

Dans le cas du site C036, plusieurs données de référence étaient disponibles pour aider à caractériser les fluides analysés. Ce type de « baseline » est un atout majeur pour retracer l'origine d'un fluide. Le graphique de l'origine du gaz pour le secteur de Gaspé fourni un exemple très visuel de cette situation. Le gaz naturel des puits pétroliers profonds et des puits d'eau potable peu profonds ont été analysés. Sur la base unique des résultats d'analyse de puits profonds, il n'aurait pas été possible de démontrer l'origine peu profonde du gaz naturel au site C036.

Origine du gaz naturel dans l'Est du bassin de Gaspé



Recommandations et commentaires sur le travail réalisé

| | |
|--|--|
| Échantillonnage | <ul style="list-style-type: none"> ⇒ Les travaux d'échantillonnage ont bien été effectués; ⇒ La méthode d'échantillonnage a permis de recueillir des volumes suffisants et représentatifs de fluides; ⇒ Dans le cas d'un projet de ce type, les fluides eau-gaz-pétrole devraient être analysés systématiquement; ⇒ L'excavation et le nettoyage du sommet du coffrage ont permis de faire un bon échantillonnage et devraient être inclus dans les procédures d'échantillonnage futures. |
| Analyse et interprétation des résultats | <ul style="list-style-type: none"> ⇒ L'accès à une base de données de référence « baseline » permet de mieux caractériser les fluides et d'en définir l'origine avec plus de confiance et de précision; ⇒ Des analyses doivent être disponibles autant pour les unités en surface que dans les unités géologiques profondes, il est important d'avoir des valeurs pour des unités non-réservoir également; ⇒ Dans la mesure du possible, il serait préférable de toujours obtenir une interprétation préliminaire par le laboratoire ayant fait l'analyse et faire effectuer une interprétation finale complète par un expert indépendant du laboratoire ensuite. |

Projet_PuitsC036_SourceHC_figures(2020-10-31).cdr

page 2/5


Jean-Sebastien Marcil, ing. M.Sc. 26 octobre 2020 

Figure 5 : Conclusions et recommandations sur l'interprétation de l'origine des hydrocarbures sur le site du puits C036. Source : Derena Géosciences (2020).

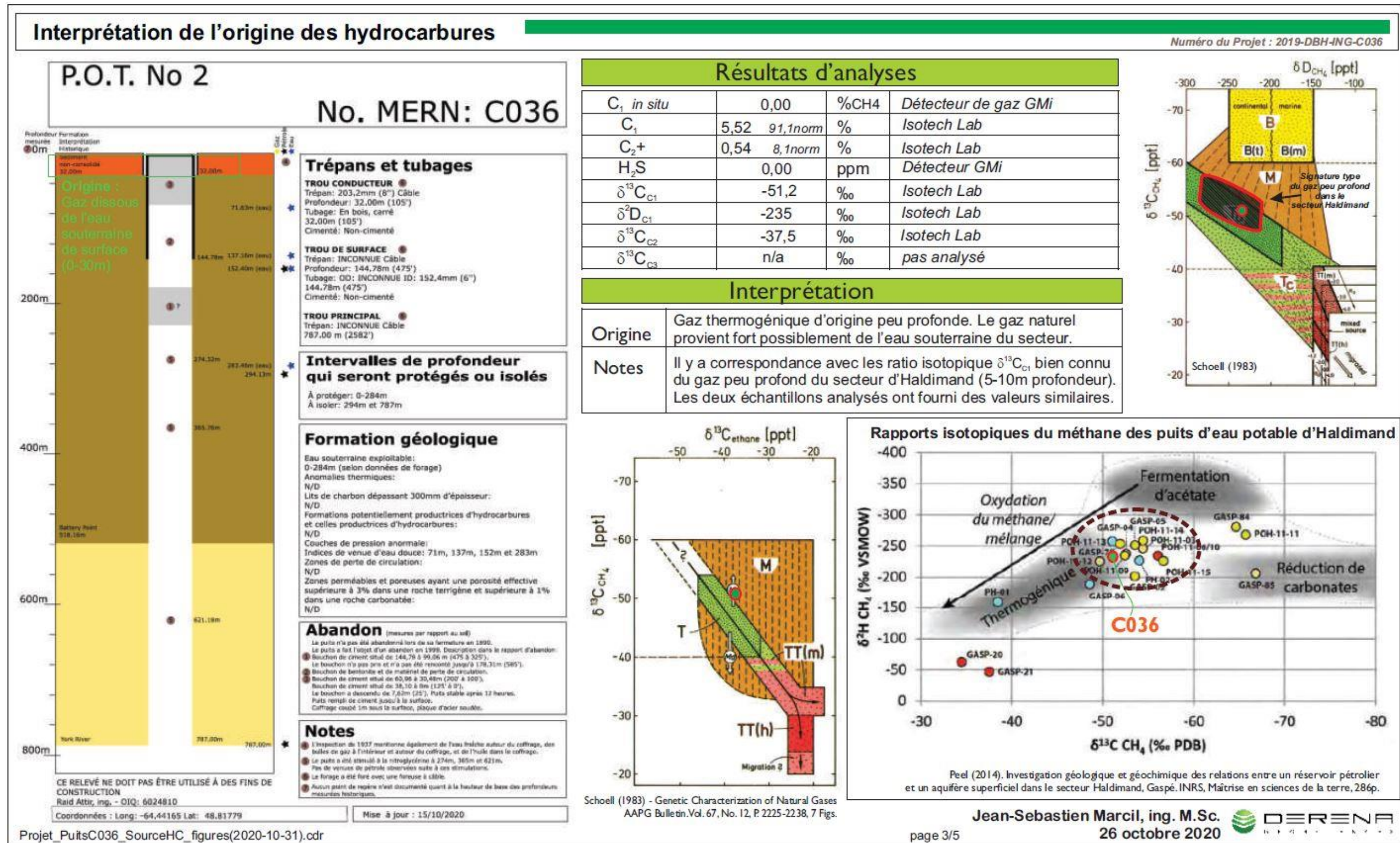


Figure 6 : Interprétation de la source des gaz échantillonnés sur le site du puits C036. Source : Derena Géosciences (2020).

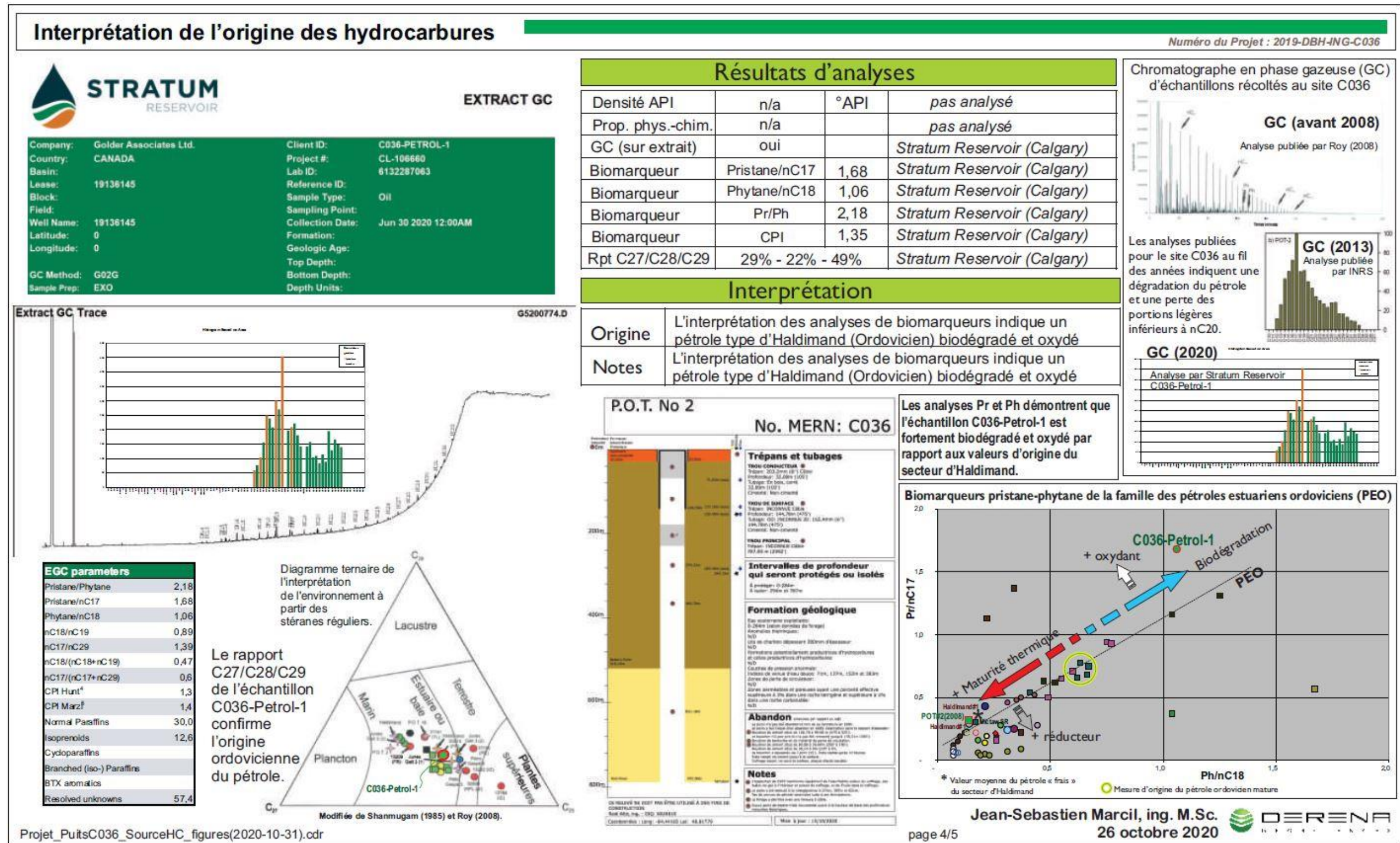


Figure 7 : Interprétation de la source du pétrole échantillonné en surface sur le site du puits C036. Source : Derena Géosciences (2020).

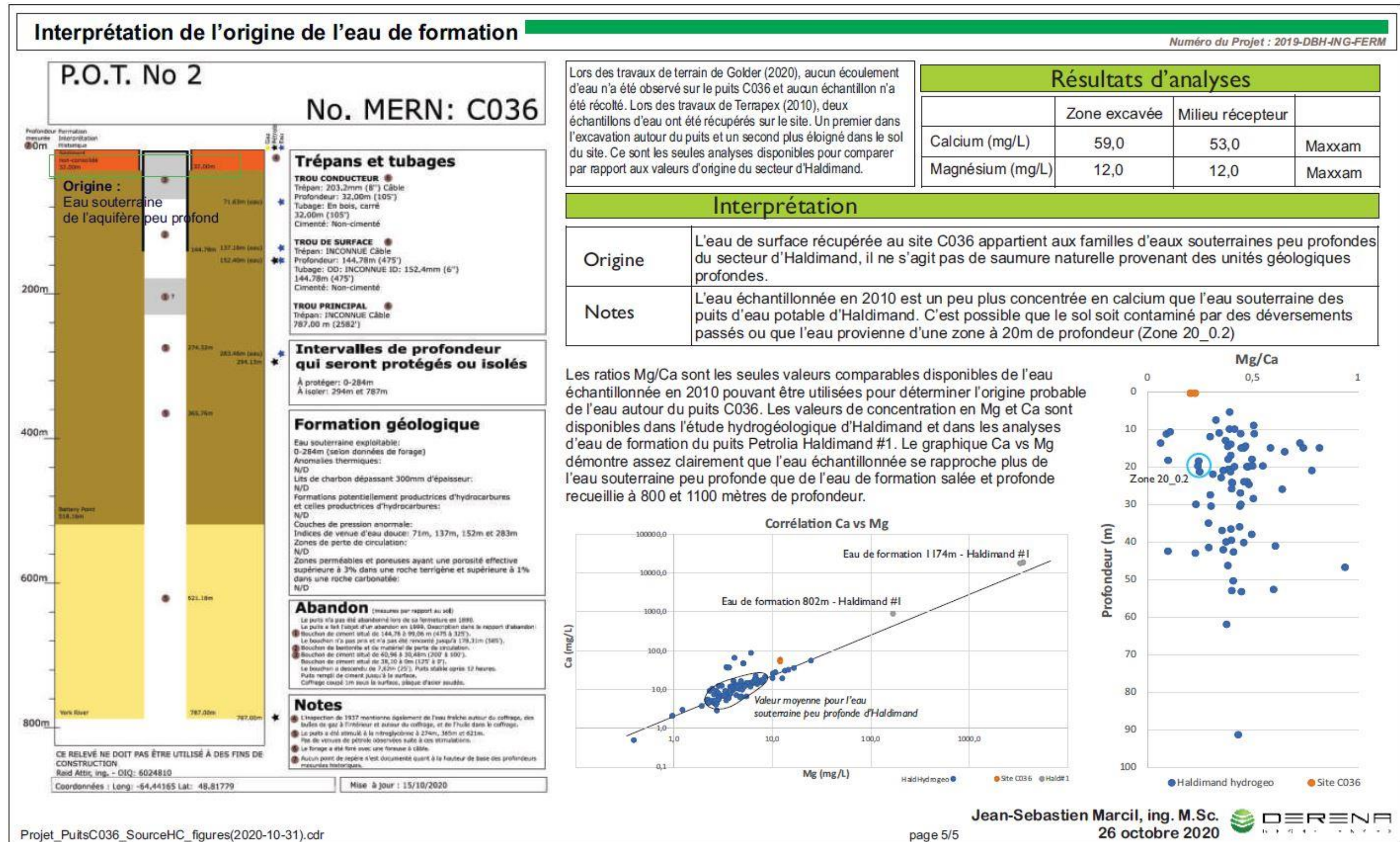


Figure 8 : Interprétation de la source de l'eau échantillonnée en surface sur le site du puits C036. Source : Derena Géosciences (2020).

3.1.2 Écoulement en surface des contaminants

Selon les observations et l'interprétation des résultats d'analyse d'échantillons de Golder (2020), il n'y a présentement aucun écoulement de liquide autour du tubage du puits C036. Quelle que soit sa source, le pétrole échantillonné au sol à proximité du puits n'a pas coulé récemment vers la surface à partir des zones de grès naturellement fracturées en profondeur.

Le gaz naturel échantillonné sur le site est comparable à celui qui est présent naturellement dans l'eau souterraine peu profonde dans la région : sa présence sur le site du puits C036 peut donc correspondre à un phénomène régional naturel, mais il est possible que le tubage non cimenté crée un conduit préférentiel qui canalise le gaz vers la surface. Aucune venue de gaz n'a été rapportée lors du forage.

3.2 Scénario de migration

Le scénario de migration retenu (**Figure 10**) montre une migration de gaz par l'extérieur du tubage et qui provient vraisemblablement de l'eau souterraine du secteur d'Haldimand (< 10 m de profondeur). Aucun scénario de migration n'est envisagé pour le pétrole, dont la présence dans le sol sur le site peut être d'origine naturelle ou par contamination du site avant la fermeture du puits en 1999.

Scénario 1

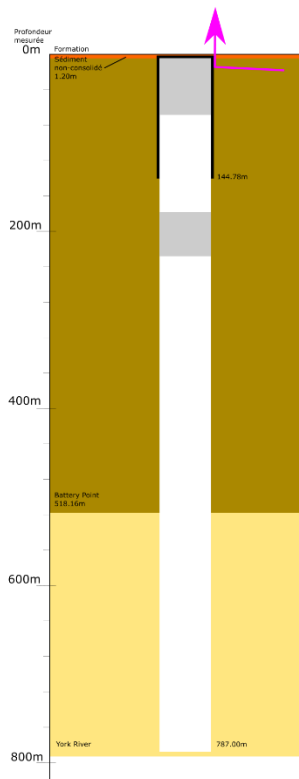


Figure 9 : Scénario de migration possible des contaminants retenu pour le puits C036.

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 gazières standards. La présente section détaille les problématiques principales qu'il est possible de rencontrer pour ce puits.

3.3.1 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 pétrolière et gazière 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.

3.3.2 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.

3.3.3 Accès au puits

Terrain privé ou municipal

L'occupation temporaire d'un terrain privé ou municipal 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 à proximité d'un développement domiciliaire. Il est recommandé, avant tous travaux correctifs sur le puits, d'établir un bon contact avec le propriétaire et les riverains. Il est également proposé d'avoir l'avis du propriétaire s'il désire avoir de tels travaux sur son terrain.

3.3.4 Problèmes opérationnels

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).

4 Conclusions et recommandations

Conclusions

Le puits C036 a été foré avec une foreuse à câble dans les grès des formations de Battery Point et de York River. Le puits contient un seul tubage de 152,4 mm (jusqu'à 144,8 m), qui n'est pas cimenté. Le puits a fait l'objet d'un abandon en 1999 par trois bouchons de ciments situés à :

- 144,78 à 99,06 m (mais n'a pas été rencontré à 178,31 m)
- 60,96 à 30,48 m (le bouchon a descendu de 7,62 m)
- 38,1 m jusqu'à la surface

Le coffrage a été coupé 1 m sous la surface avec une plaque d'acier soudée. Il est à noter que le site n'a pas fait l'objet d'une décontamination à la suite des travaux de fermeture définitive.

Plusieurs inspections effectuées sur le site du puits confirment la présence d'une flaque huileuse, ainsi que la présence de gaz naturel. L'interprétation des échantillons du pétrole suggère qu'il s'agit d'un pétrole fortement biodégradé. Il peut s'agir d'un pétrole de suintement peu profond se dégradant naturellement ou du pétrole provenant de l'écoulement ancien du puits lorsque celui-ci était ouvert, avant 1999. Ce pétrole n'a pas coulé récemment vers la surface à partir des zones de grès naturellement fracturées en profondeur.

L'interprétation des échantillons de gaz naturel indique que le gaz est très similaire et représentatif du gaz associé à l'eau souterraine peu profonde (< 10 m) de la région d'Haldimand. L'espace annulaire non cimenté peut servir de conduit préférentiel à sa migration.

Ce puits peut techniquement être re-fermé définitivement. Ce puits a été construit en utilisant un tubage de dimensions standards pour l'industrie pétrolière et gazière ce qui simplifie les possibilités d'intervention dans le puits et augmente le choix des équipements qui peuvent être employés lors des opérations. La condition et les spécifications du tubage de 152,4 mm seront évaluées en surface durant une inspection future et une évaluation de la possibilité de l'utiliser pour une réentrée sécuritaire du puits sera alors possible, dans le cas où des travaux seraient envisagés par le MERN.

Recommandations

- Recommandation de quantifier le débit de gaz

Il est recommandé que le MERN procède à un test du débit de gaz afin de déterminer l'importance des émanations de gaz, avant de planifier la nature des interventions qui pourront être entreprises sur le site.

- Recommandations si une intervention corrective est nécessaire

Dans le cas où une intervention corrective devait être entreprise, l'objectif des travaux de fermeture devrait être de rétablir une barrière efficace au niveau de la source d'hydrocarbures afin d'empêcher la migration verticale des contaminants vers la surface ou vers l'aquifère exploitable. Une attention particulière devrait être portée à protéger la zone aquifère d'eau exploitable durant

et après les travaux. Selon les données de forage, de l'eau est rencontrée jusqu'à 284 m (sans indication sur sa potabilité), la zone est partiellement couverte avec un tubage non cimenté. Deux avenues possibles peuvent être préliminairement envisagées pour atteindre cet objectif :

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

Une analyse approfondie devra être réalisée pour définir la solution de travaux correctifs adéquats. Il est important de prendre en considération les éléments énumérés dans la **Section 3.3** lors de la planification des travaux. 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 C036 :
 - Fiche sommaire du puits P.O.T. No. 2 1974 – MERN
 - Fiche signalétique, puits C036 (2014-06-18) – MERN
 - Localisation, puits C036 – MERN
 - Rapport d'inspection, puits C036 (2013-09-05) – MERN
 - Rapport d'inspection, puits C036 (2015-08-16) – MERN
 - Rapport d'inspection, puits C036 (2016-06-10) - MERN
 - Puits inactifs – Rapport de la phase 1 : Recherche documentaire (2017-07) – MERN
 - Projet de recensement de l'état des puits – Rapport de la phase 2 : Reconnaissance terrain (2017-09-26)
 - Données de forage du puits C036 (1890, 1896, 1902, 1936) – MERN
 - Programme de fermeture du puits P.O.T. No 2 (1890FC036) – MERN
 - Diagramme de fermeture du puits C036 P.O.T. No 2 – MERN
 - Fiche de fermeture du puits C036 P.O.T. No 2 – MERN
 - Rapport de visite du site C036 (2019-08-12) – Oea Experts-Conseils
 - Évaluation environnementale de site Phase 1 (2019-03-05) - Terrapex
 - Évaluation environnementale de site Phase 2 (2019-03-14) – Terrapex
 - Derena Géosciences, 2020. Interprétation de l'origine des hydrocarbures et de l'eau de formation – Puits C036. Rapport du 31 octobre 2020, 5 p.
 - Golder, 2020. Rapport – Travaux d'indentification de l'origine des hydrocarbures au site C036, Projet 2019-DBH-TRAV-C036 (2020-11), 69 p.

- Références bibliographiques :
 - CPTAQ Géomatique, 2019 – Commission de protection du territoire agricole [En ligne] <http://www.cptaq.gouv.qc.ca>
 - Crow, H., Raynauld, M., Lefebvre, R., Gloaguen, E., Brewer, K., Cartwright, T., 2014. Borehole geophysical studies in a fractured sedimentary rock aquifer in Haldimand, Gaspé, Québec. Geological Survey of Canada, Open File 7492, 44 p.
 - McGerrigle, H. W., 1950. La géologie de l'est de Gaspé. Ministère des mines, Rapport géologique 35, 168 p.
 - Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J., Gloaguen, E., 2014. Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand. Institut national de la recherche scientifique, Québec, Rapport de recherche R1497, 229 p.
 - 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.
 - SIGEOM, 2019. Système d'Information Géominière du Québec. [En ligne] http://sigeom.mines.gouv.qc.ca/signet/classes/l1102_indexAccueil