



Rapport final d'analyse d'intégrité

– Puits CS34 –

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-FERM

24 novembre 2020

Versions

Version préliminaire	RPT_MERN_PNA_QC_CS34_20200919_PRELIMINAIRE	19 sept. 2020
Version finale	RPT_MERN_PNA_QC_CS34_20201016_FINALE	16 oct. 2020
Version révisée	RPT_MERN_PNA_QC_CS34_20201124_RÉVISION	24 nov. 2020

Signatures

Rédigé par :	Mathieu Lavoie, ing.	OIQ : 132558	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 :	Frédéric Lavoie, ing.	OIQ : 5056835	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.....	5
2.1	Informations générales sur le puits.....	5
2.2	Site du puits	5
2.3	Schéma du puits	8
2.4	Géologie.....	9
2.5	Hydrogéologie	9
2.6	Abandon.....	11
2.7	Intégrité du puits.....	11
2.7.1	Intégrité de la tête de puits	11
2.7.2	Intégrité des tubages.....	11
2.7.3	Intégrité de la cimentation primaire.....	12
2.7.4	Intégrité de la formation.....	12
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	13
2.8.3	Test de migration de gaz autour du puits.....	14
2.8.4	Échantillonnage de sol et d'eau.....	15
2.9	Visite du site par Oea Experts-Conseils	16
2.10	Informations sur les autres puits du secteur	16
2.11	Échantillonnage géochimique du gaz naturel/huile/saumure	18
3	Analyse des données disponibles	21
3.1	Identification des sources de contamination	21
3.1.1	Localisation des sources de contamination en profondeur	21
3.1.2	Écoulement en surface des contaminants.....	24
3.2	Scénarios de migration possible des contaminants	26
3.3	Évaluation des problématiques en vue d'une intervention corrective dans le puits	28
3.3.1	État des tubages	28
3.3.2	État de la cimentation et du lien dans l'espace annulaire	29

3.3.3	État du trou ouvert.....	30
3.3.4	Caractéristiques des fluides dans le puits.....	30
3.3.5	Accès au puits.....	32
3.3.6	Problèmes opérationnels.....	33
4	Conclusions et recommandations	35
	Références bibliographiques	37
	Annexe 1 : Levé de migration des gaz et rapport d'inspection.....	39
	Annexe 2 : Paramètres d'interpolation utilisés	55

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Résumé des principales informations générales pour le puits CS34.	5
Tableau 2 :	Résumé du contexte géologique dans la région du puits CS34.	9
Tableau 3 :	Résumé des observations de la visite du 8 octobre 2019.	16
Tableau 4 :	Résultats de l'analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits CS34.	19
Tableau 5 :	Résultats de l'analyse géochimique des émanations d'eau de surface pour le puits CS34.....	20

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Localisation du site du puits CS34.	6
Figure 2 :	Excavation présentant un écoulement d'eau sulfurée accompagnée de pétrole.	6
Figure 3 :	Vue générale du site au 8 octobre 2019.	7
Figure 4 :	Vue du tubage incliné à 50°, le 7 octobre 2020.	7
Figure 5 :	Schéma du puits CS34.	8
Figure 6 :	Carte géologique du secteur du puits CS34.	9
Figure 7 :	Carte géologique et localisation des suintements par rapport au site CS34.	10
Figure 8 :	Tubage de 88,9 mm corrodé au puits CS34 le 30 juin 2020.....	12
Figure 9 :	Interpolation du levé de migration de gaz réalisé le 7 octobre 2020.	15
Figure 10 :	Coupe ouest-est montrant le modèle d'exploration de la compagnie en 1984.	17
Figure 11 :	Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits CS34.....	22
Figure 12 :	Interprétation de la source de l'eau de surface échantillonnée sur le site du puits CS34.....	23
Figure 13 :	Scénario de migration.	25
Figure 14 :	Scénarios de migration des contaminants retenus pour le puits CS34.	27

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 « 85 – 10 » (CS34), foré en 1985 par Gaspésie Société d'exploration pétrolière et minière Inc fait partie de cette campagne de repérage.

La première étape est de vérifier le niveau d'intégrité du puits CS34 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, de l'eau sulfureuse s'écoule du tubage à un débit relativement constant mais faible, accompagné d'émanations de H₂S atteignant 100 ppm sur l'appareil de mesure de gaz. Le tubage en acier est corrodé par l'eau sulfureuse et son accès est bloqué par une souche d'arbre coupé de fort diamètre. Le puits est situé à quelques kilomètres de la structure Galt, qui fait l'objet de travaux d'exploration pour le pétrole.

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 le puits est actuellement bouché par ce qui semble être un bouchon d'acier. À la suite des recommandations de ce rapport sur les prochaines étapes à suivre, le MERN a mandaté la firme GBi Experts-Conseils afin de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse géochimique du gaz qui s'échappe autour du puits. L'objectif de ces analyses, isotopiques notamment, visait à permettre d'identifier la source des émanations sans avoir recours à des travaux plus intrusifs qui auraient nécessité l'ouverture du puits et l'installation d'une tête de puits avec une foreuse. Le MERN a également mis à la disposition de Oea Experts-Conseils les informations disponibles sur ce puits et sur les puits qui ont été forés dans les alentours, ainsi que de nouvelles informations de terrain recueillies pas les inspecteurs du MERN lors de leurs inspections récentes.

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

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 inclut 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 CS34. Les activités de forage ne sont pas documentées. En revanche, selon les documents disponibles, le puits a été foré en 1985 avec une foreuse de carottage minier selon une inclinaison de 50° vers le sud-ouest (approximativement N225°) et a atteint la profondeur totale de 200,9 m/sol. Le puits possède le tubage suivant :

- 88,9 mm (3,5 po), installé à une profondeur inconnue

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.

Les carottes du puits documentent la présence de pétrole dans des fractures naturelles.

Tableau 1 : Résumé des principales informations générales pour le puits CS34.

Numéro	CS34
Nom	85 – 10
Année de forage	1985
Région	Gaspésie
Coordonnées	Coordonnées du recensement : Longitude : -64 ⁰ 47' 50,0" Latitude : 48 ⁰ 50' 24,0" Coordonnées réelles après inspections du MERN (NAD83) : Longitude : -64 ⁰ 47' 39,1" Latitude : 48 ⁰ 50' 24,7"
Profondeur	200,9 m/sol (655 pi)
Type de foreuse	Carottage minier

2.2 Site du puits

Le puits CS34 est situé au pied du Mont Galt-Ouest à environ 20 km à l'ouest de Gaspé, à proximité de l'affluent principal de la Rivière Petite-Fourche. Le site est facilement accessible et situé en bordure d'un petit chemin forestier utilisé par les chasseurs. Ce puits est localisé dans un secteur caractérisé par une forte densité de puits inactifs (**Figure 1**). À une distance de 20 à 30 mètres du puits, sur le côté du chemin forestier, une excavation présente un écoulement d'eau sulfurée accompagnée de pétrole (**Figure 2**). Cet écoulement semble naturel mais il est possible

qu'un puits ait été foré à cet endroit. Les **Figures 3** et **4** présentent respectivement une vue générale du site et le tubage du puits.

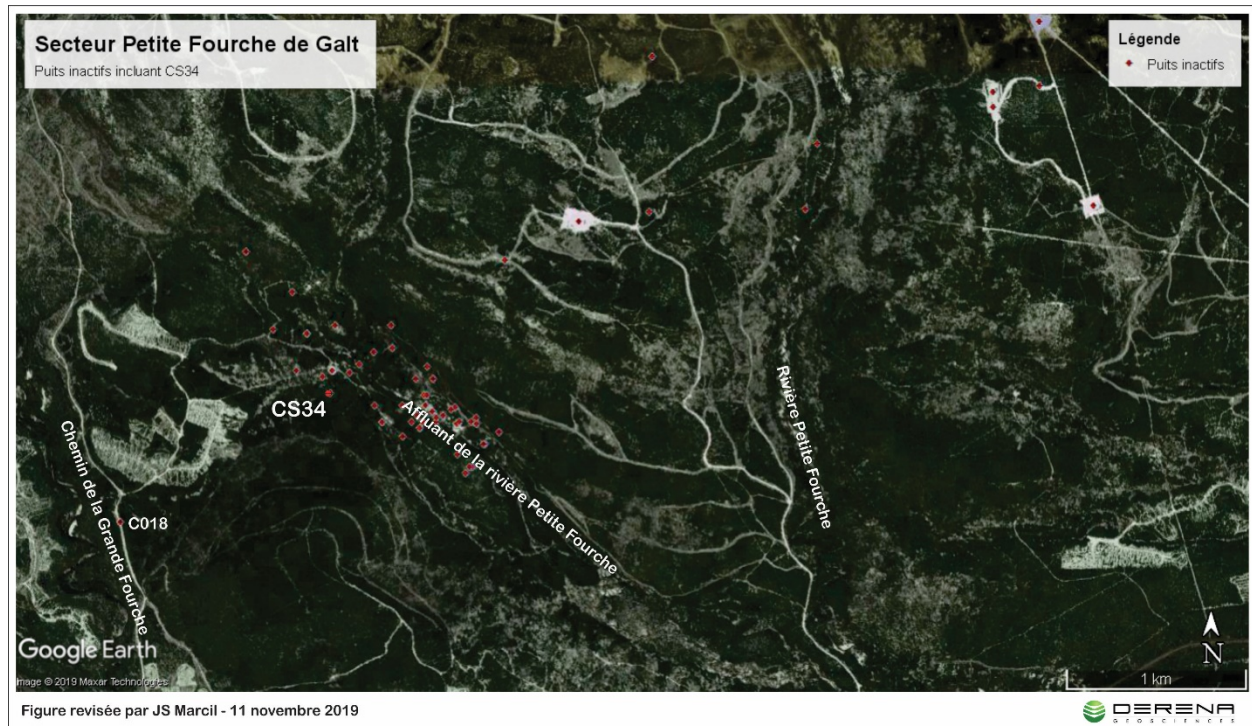


Figure 1 : Localisation du site du puits CS34.



Figure 2 : Excavation présentant un écoulement d'eau sulfurée accompagnée de pétrole à proximité du puits CS34 au 8 octobre 2019.



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



Figure 4 : Vue du tubage incliné à 50°, le 7 octobre 2020.

2.3 Schéma du puits

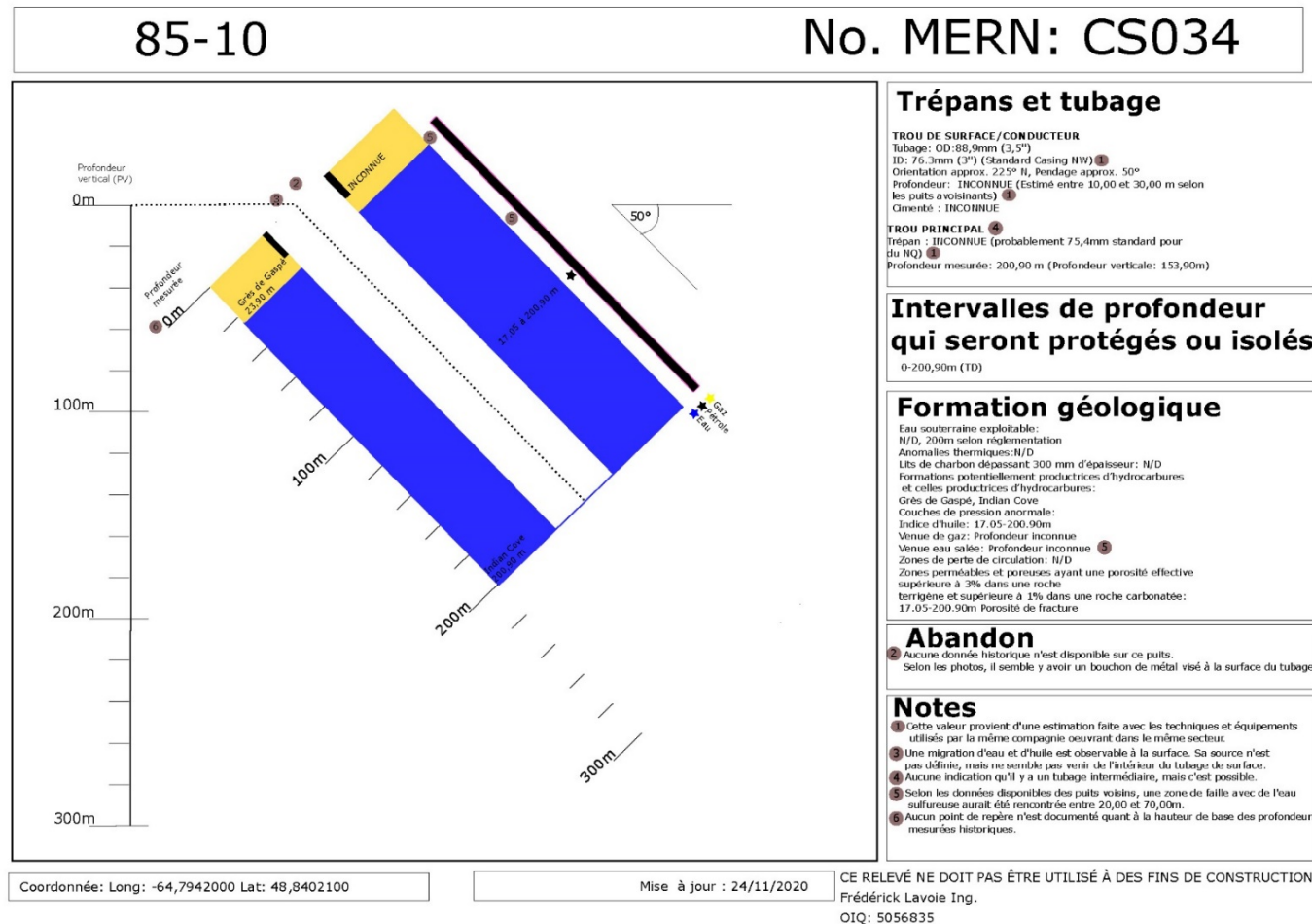


Figure 5 : Schéma du puits CS34.

2.4 Géologie

Le **Tableau 2** résume le contexte géologique général dans la région du puits CS34. Selon la documentation disponible, le puits a été foré avec une inclinaison d'environ 45° vers le sud-ouest dans le but de traverser une zone de faille perméable en profondeur. La faille aurait été rencontrée après seulement 20 mètres de forage. Elle met en contact des grès possiblement associés à la Formation de York Lake ou à la Formation de York River, au nord, avec au sud les calcaires argileux de la Formation d'Indian Cove. Ces observations suggèrent que la géologie du secteur est plus complexe que celle représentée sur la carte géologique (**Figure 6**). Les carottes récupérées durant le forage montrent que ces calcaires comportent trois réseaux de fractures naturelles (parallèles au litage, sub-verticales et parallèles au forage). Ces fractures sont imbibées de pétrole.

Tableau 2 : Résumé du contexte géologique dans la région du puits CS34.

Stratigraphie	Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé Formation d'Indian Cove
Âge	Dévonien inférieur
Description de la zone géologique	Calcaire chertueux et dolomitique; un peu de calcaire silteux; interlits de calcaire argileux; un peu de grès et calcaire

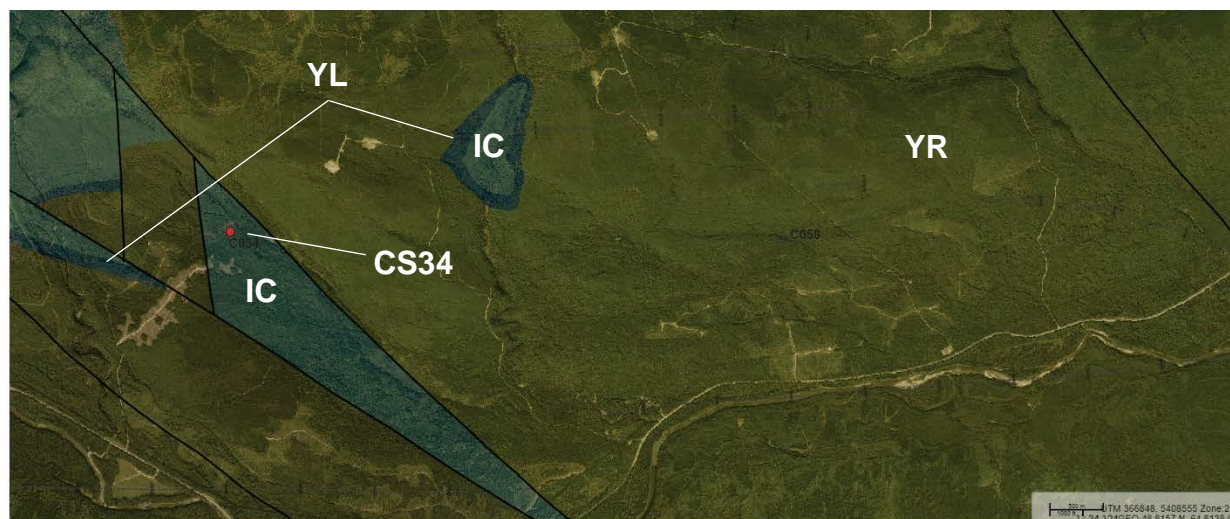


Figure 6 : Carte géologique du secteur du puits CS34. YR : Formation de York River, YL : Formation de York Lake, IC : Formation d'Indian Cove. Fond topographique : Google Earth (2019).

2.5 Hydrogéologie

L'une des fonctions du tubage de surface cimenté vise à protéger les aquifères de tout risque de contamination. Dans le cas du puits CS34, aucune information n'est disponible quant à la profondeur et à l'intégrité ou la cimentation du tubage. La connaissance de la base de l'aquifère dans le secteur du puits CS34 est donc 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.

En l'absence de puits forés pour l'eau dans le secteur, 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 à partir de 12,2 m/sol de profondeur.

Fait notable, de l'eau « sulfureuse » est aussi associée à l'eau douce à 50 m/sol dans un puits (CS03). De fait, il existe au moins quatre suintements naturels d'eau salée sulfureuse dans la vallée de la rivière York (décrits par McGerrigle, 1950), ainsi que plusieurs suintements de pétrole répertoriés autour du puits CS34, également rapportés par McGerrigle (1950) (**Figure 7**).

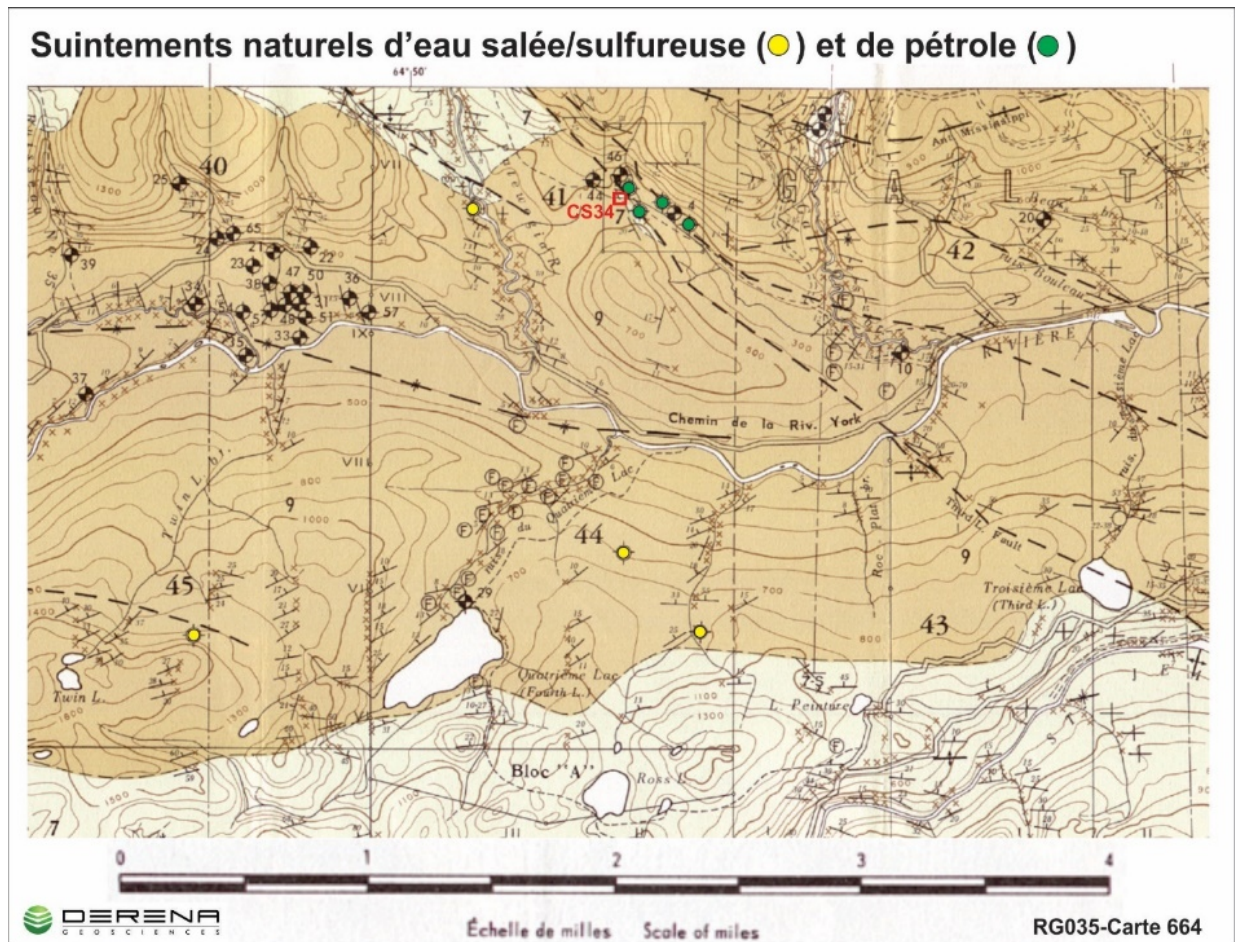


Figure 7 : Carte géologique et localisation des suintements par rapport au site CS34. Source : McGerrigle (1950).

2.6 Abandon

Une note à l'effet que le puits aurait été abandonné le 30 juin 1999 est inscrite dans la fiche signalétique du MERN pour le puits CS34. Il n'y a pas d'information quant à la présence éventuelle de bouchons de ciment dans ce puits.

Le rapport d'inspection du MERN du 8 novembre 2018 présente des photos qui montrent que le tubage de 88,9 mm est actuellement fermé par ce qui semble être un bouchon d'acier et dépasse de 23 cm au-dessus du sol. Aucune autre information concernant l'abandon de ce puits n'est disponible.

2.7 Intégrité du puits

2.7.1 Intégrité de la tête de puits

Le puits CS34 n'a pas de tête de puits. L'extrémité du tubage de 88,9 mm est couverte par ce qui semble être un bouchon d'acier visé.

2.7.2 Intégrité des tubages

Aucun test d'intégrité sur le tubage de 88,9 mm n'est documenté et sa profondeur de mise en place est inconnue.

Le puits étant actuellement fermé par ce qui semble être un bouchon d'acier, il n'y a pas eu de test de pression effectué récemment sur les tubages. Seul le tubage de 88,9 mm a pu être évalué en surface. Ce tubage montre une corrosion extérieure importante (**Figure 8**).

Le rapport de l'inspection du 7 octobre 2020 mentionne que le tubage visible en surface ainsi que le bouchon d'acier qui est vissé à l'extrémité du tubage possèdent des diamètres extérieurs de 88 mm. Des lectures d'épaisseur du métal ont été réalisées à l'aide d'un mesureur d'épaisseur à ultrasons Reed TM8811 lors de cette inspection. L'épaisseur du tubage varie entre 3,9 et 6,0 mm alors que l'épaisseur du bouchon d'acier varie entre 6,1 et 7,3 mm. Le tubage est fortement corrodé puisque ce relevé préliminaire montre que l'épaisseur initiale du tubage aurait diminué de plus de 35%.



Figure 8 : Tubage de 88,9 mm corrodé au puits CS34 le 30 juin 2020.

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

2.7.3 Intégrité de la cimentation primaire

Les documents disponibles ne font pas état d'une opération de cimentation.

L'intégrité du lien entre la formation et le tubage de 88,9 mm n'a pas pu être vérifiée par la prise de diagraphies spécialisées en raison de l'absence de tête de puits. Tel que mentionné précédemment, il est suggéré de ne procéder à l'inspection de l'intégrité de la cimentation primaire par voie de diagraphie que pendant les opérations de fermeture définitive (le cas échéant), en raison de la nature intrusive d'une telle procédure (installation préalable d'une tête de puits et opérations de réentrée dans le puits). Dans le cas du puits CS34, le bouchon d'acier qui est vissé sur le tubage de 88,9 mm devra être retiré pour permettre cette opération. Le bouchon d'acier n'est pas ventilé, il est donc probable que le tubage et le bouchon contiennent des fluides sous pression.

2.7.4 Intégrité de la formation

Aucun test d'intégrité de la formation n'est documenté.

2.8 Inspections

2.8.1 Résumé des inspections et visites du site

Ce puits a fait l'objet d'une reconnaissance de terrain par le MERN le 28 juillet 2018, suivie par deux autres visites le 20 novembre 2018 et le 24 juillet 2019. Des indications de migration de gaz ont été relevées lors de ces visites en plus de la présence d'une migration d'eau blanchâtre près du puits.

L'objectif de l'inspection du 24 juillet 2019 était de déterminer la présence de H₂S. Deux détecteurs de gaz GMI 4-Gaz ont été utilisés par les inspecteurs du MERN pour valider la présence de H₂S et de gaz naturel. La présence d'un ruisseau contenant de l'eau blanchâtre a été notée en amont hydraulique du puits. Enfin le 15 août 2019, une prise d'échantillons de sol et d'eau a été effectuée ainsi qu'un test de migration de gaz.

Des visites du site ont été réalisées le 8 octobre 2019 et le 30 juin 2020 par Oea Experts-Conseils et les inspecteurs du MERN. Lors de cette visite, il est observé de l'eau sulfureuse s'écoule du tubage à un débit relativement constant mais faible, accompagnée d'émanations de H₂S. Un échantillonnage géochimique a été réalisé par la firme GBi Experts-Conseils le 30 juin 2020.

La firme Golder Associés Ltée a été mandatée par le MERN pour réaliser une caractérisation environnementale du site – Phase II. 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.

Une inspection complète a été réalisée par les inspecteurs du MERN le 7 octobre 2020 et a permis d'obtenir des informations précises concernant la dimension et l'épaisseur des composantes extérieures du puits. Un test de débit de gaz ainsi qu'un relevé de migration de gaz sur un rayon de 75 m ont été réalisés. Le rapport de cette inspection est disponible à l'**Annexe 1**. La présence de H₂S a été documentée lors de cette inspection à l'extérieur du tubage de 88,9 mm (26 ppm) et à 15 m du puits dans une zone de résurgence au sud-ouest du puits (6 ppm). Il est noté dans le rapport d'inspection que *« des valeurs en H₂S ont été relevées au niveau de la surface de l'eau, immédiatement au-dessus du bullage observé. Une valeur a également été obtenue lors du test de migration à 50 cm. Cette valeur est associée à l'émission de méthane. Aucune valeur significative de H₂S n'a été relevée à partir de quelques cm au-dessus du niveau du sol/eau. »*

2.8.2 Mesures de débit de gaz / huile / saumure

Une mesure du débit de gaz a été réalisée le 7 octobre 2020 lors de l'inspection du MERN et montre que le débit de gaz naturel émis autour du puits est de 1,9 m³/jr. La fuite a été captée par une coupole sur un diamètre de 46 cm. Le volume de gaz émis a été mesuré à l'aide d'un compteur de gaz Itron A400-A durant 16 minutes. Il s'agit de la première mesure de débit effectuée sur ce puits.

Le débit d'eau qui s'écoule à l'extérieur du puits a été mesuré lors de la même inspection. Le débit est de 9,8 L/min ou 14,1 m³/jr, la température de l'eau est de 6°C et la salinité est de 0,28 ppt (*part per thousand*).

Des mesures indiquant la présence de gaz naturel et de H₂S autour du puits ont également été effectuées à l'aide de détecteur de gaz lors des inspections de 2018 et 2019.

2.8.3 Test de migration de gaz autour du puits

Deux tests de migration ont été effectués autour du puits CS34.

Le premier test de migration a été réalisé le 15 août 2019. Le test a été réalisé sur une étendue de 4 m autour du puits. La valeur maximale 4% de gaz CH₄ (86% LEI) a été enregistrée à 4 m du puits et semble, à première vue, définir la migration de gaz comme étant faible autour du puits. Deux valeurs de moins de 2% de gaz CH₄ (24% et 33% LEI) ont été enregistrées à moins de 50 cm du puits. Les valeurs de H₂S suivantes ont été enregistrées lors du test de migration : 33 ppm au tubage, 29 ppm à 50 cm du tubage et 4,5 ppm à 4 mètres du tubage. Aucune méthodologie ou procédure standardisée n'est disponible pour comparer avec d'autres levés ou pour aider à son interprétation. L'azimut des points de mesures à partir du puits n'est pas disponible. Les informations concernant ces tests de migration sont reproduites dans un tableau à l'**Annexe 1**.

Le second test de migration a été effectué le 7 octobre 2020 et il a été réalisé sur une étendue de 75 m autour du puits. Les valeurs maximales de 7% gaz CH₄ et de 26 ppm de H₂S ont été mesurées directement au-dessus du tubage du puits. La **Figure 9** illustre le résultat de ce test de migration. On peut constater que la migration est concentrique autour du puits et quelle devient nulle à une distance de 2 m du puits. Une mesure de gaz de 2% de gaz CH₄ (48% LEI), 6 ppm H₂S a été réalisée à 15 m au N245° par rapport au puits. Cette anomalie en gaz CH₄ et H₂S est associée à la résurgence d'eau qui a été identifiée au sud-ouest du 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.

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 2020-10-07 autour du puits CS34.

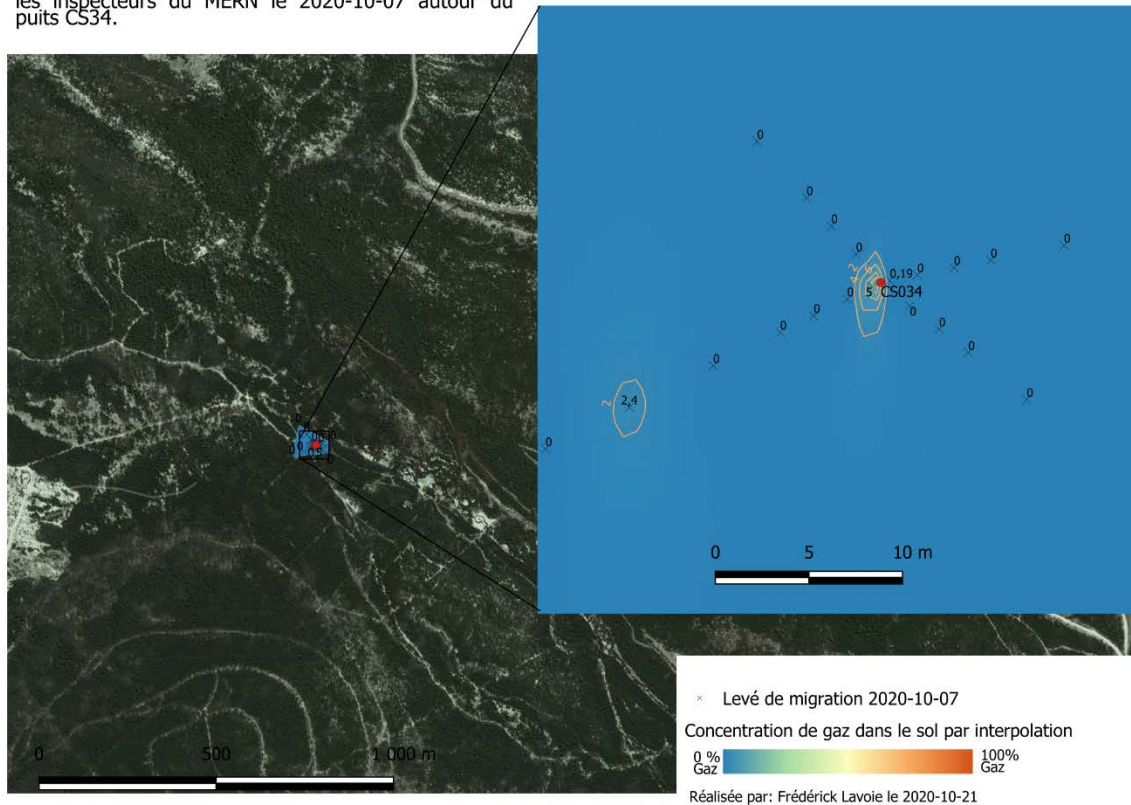


Figure 9 : Interpolation du levé de migration de gaz réalisé le 7 octobre 2020.

2.8.4 Échantillonnage de sol et d'eau

Une prise d'échantillons de sol et d'eau a été effectuée le 15 août 2019 par les inspecteurs du MERN. Les échantillons ont été analysés en laboratoire, notamment pour les hydrocarbures pétroliers (C₁₀-C₅₀), les hydrocarbures aromatiques polycycliques et les métaux extractibles totaux (Bureau Veritas, dossiers Lab BV : B938591, rapport du 26 août 2019). Les résultats pour l'échantillon de sol indiquent une contamination en hydrocarbures pétroliers dépassant le critère de qualité A (490 mg/kg). Pour les échantillons d'eau la concentration en hydrocarbures était inférieure à la limite de détection. Il convient de noter que les critères des analyses de sols employés par le laboratoire sont ceux de la province géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent de l'Annexe 2 du « Guide d'intervention-protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés » (Beaulieu, 2019), intitulée « Grille des critères génériques pour les sols ». Des critères propres à la Gaspésie seraient préférables car la région de Gaspé est connue pour ses nombreux suintements naturels de pétrole léger et il est fort possible que plusieurs sols de la région contiennent des traces naturelles d'hydrocarbures. Il faudrait possiblement se référer aux « Lignes Directrices sur l'évaluation des teneurs de fond naturelles dans les sols » (Ouellette, 2012).

Par la suite, le MERN a mandaté la firme Golder Associés Ltée pour réaliser une caractérisation environnementale du site – Phase II. 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. Cette caractérisation, qui a été exécutée selon les bonnes pratiques et selon les critères du MELCC, donne un 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. Il est recommandé de sceller le puits pour stopper l'écoulement d'eau contaminée en hydrocarbure et en baryum. Pour plus de détails, voir le rapport de Caractérisation environnementale Phase II – Site des puits d'hydrocarbures C050 et CS34, 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.

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 8 octobre 2019.

Végétation	Forêt mixte
Présence de pétrole	Incertaine
Étendue de la zone problématique	2,0 par 3,0 mètres (6 m ²) au nord du chemin forestier 1,0 par 15 mètres (15 m ²) au sud du chemin forestier
Présence d'émanation de gaz	Méthane ± 0,5%; H ₂ S 100 ppm
Présence d'écoulement de pétrole	Possible
Présence d'écoulement d'eau salée	Oui
Type de sol	Sol forestier (feuilles, tourbe, silt) et blocs de calcaire de l'escarpement
Pollution	Émanation de H ₂ S (0,5 à 100 ppm)

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 :

- CS02, CS03, CS04, CS09, CS22, CS29 et CS42.

Cette revue a permis de mettre en lumière le « Rapport sur la campagne de forages d'octobre à décembre 1984 de la compagnie Gaspésie » de la Société d'exploration pétrolière et minière Inc., qui a réalisé le forage du puits CS34 l'année suivante. On y trouve les concepts d'exploration qui

étaient utilisés par la compagnie ainsi que de nombreuses coupes géologiques du secteur. Sans donner d'information concrète sur la configuration du puits CS34, ce rapport permet de mettre en contexte le forage du puits CS34. Le puits faisait partie d'une campagne d'exploration qui visait à produire le pétrole contenu dans une importante zone de faille (**Figure 10**).

La revue des autres puits n'a pas livré d'informations supplémentaires sur les opérations ayant eu lieu dans le puits CS34 ou sur les méthodes de forage employées à l'époque.

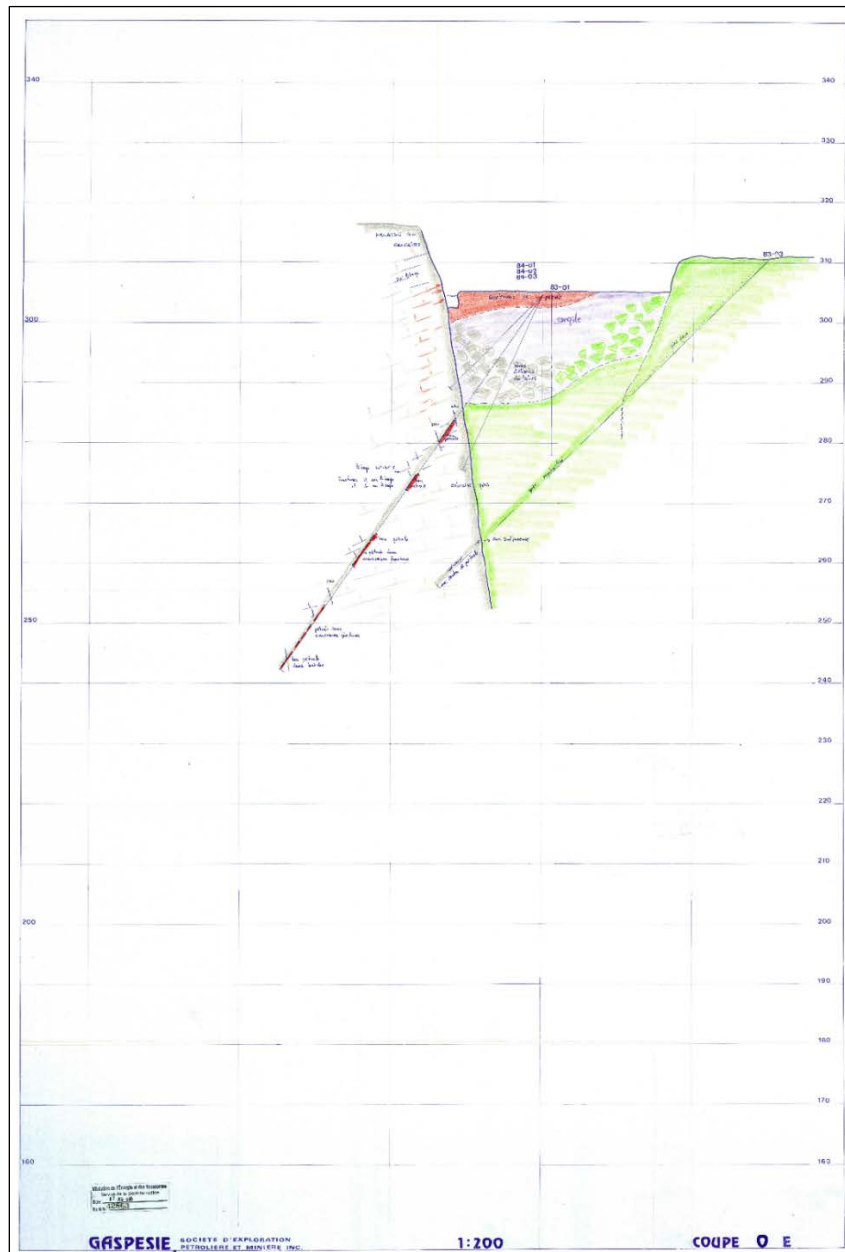


Figure 10 : Coupe ouest-est montrant le modèle d'exploration de la compagnie en 1984 (Gaspésie, société d'exploration pétrolière et minière Inc., janvier 1985).

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 CS34, le MERN a mandaté la firme GBi Experts-Conseils afin de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse des émanations de gaz observées autour du puits (GBi Experts-Conseils, 2020).

L'échantillonnage du puits CS34 a eu lieu le 30 juin 2020. Deux échantillons de gaz, un échantillon d'eau et un échantillon de pétrole ont été récupérés. Pour les gaz, des analyses ont été réalisées par les laboratoires Stratum Reservoir et Isotech. Les résultats d'analyse sont présentés au **Tableau 4**. L'analyse isotopique n'a pu être réalisée en raison de la trop faible concentration des gaz dans l'échantillon. Une concentration de 2,02 ppm de H₂S a été analysée par Stratum Reservoir, à comparer avec les 445 ppm mesurés *in situ* lors de l'échantillonnage. 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**. L'échantillon de pétrole, analysé par le laboratoire AGAT Laboratories, ne contenait que de l'eau.

Tableau 4 : Résultats de l'analyse géochimique des émanations de gaz pour le puits CS34. N.-A. : Non-analysé, N.D. : Non-détecté. Source : GBI Experts-Conseils (2020).

Puits	CS34 - 85-10	
Date échantillonnage	2020-06-30 - 11:30	
Méthode d'échantillonnage	Sac Tedlar - Pompage manuel	
No d'échantillon	CS34-30/06/20 - TED-20	CS34-30/06/20 - TED-21
Mesures in situ	CH ₄ : 0,3 % - H ₂ S : 445 ppm	
Laboratoire	Stratum Reservoir Lab	Isotech Lab
No d'analyse	CL-106653	767189
Date analyse composition	2020-07-15	2020-08-18
He (%)	N.-A.	0,0105
Ar (%)	N.-A.	0,938
O ₂ (%)	N.-A.	21,44
CO ₂ (%)	0,54	0,083
N ₂ (%)	98,05	77,51
H ₂ S (%)	0,000202 (2,02 ppm)	N.-A.
C ₁ (%)	1,06	0,0157
C ₂ (%)	0,04	0,0001
C ₃ (%)	0,00	N.D.
iC ₄ (%)	0,01	N.D.
nC ₄ (%)	0,20	N.D.
iC ₅ (%)	0,05	N.D.
nC ₅ (%)	0,04	0,0001
C ₆₊ (%)	0,02	0,0005
Ar + O ₂ (%)	-	22,378
C ₂₊ (%)	0,36	0,0007
C ₁ (normalisé, %)	74,65	95,73
C ₂ (normalisé, %)	25,35	4,27
C ₂₊ / C ₁	0,3396	0,0446
C ₁ / (C ₂ + C ₃)	26,5	157,0
Date analyse isotopique	N.A.	N.A.
δ ¹³ C ₁ (‰ VPDB)	N.A.	N.A.
δDC ₁ (‰ SMOW)	N.A.	N.A.
δ ¹³ C ₂ (‰ VPDB)	N.A.	N.A.
δ ¹³ C ₃ (‰ VPDB)	N.A.	N.A.
Gravité spécifique	0,9699	1,001
Valeur de chauffage (BTU/scf)	22,8	0

Tableau 5 : Résultats de l'analyse géochimique des émanations d'eau de surface pour le puits CS34. N.-A. : Non-analysé, N.D. : Non-détecté. Source : GBi Experts-Conseils (2020).

Puits	CS34 - 85-10	
Date échantillonnage	2020-06-30 - 11:00	
No d'échantillon	CS34-EAU-30/06/20	
Laboratoire	AGAT	Isobrine
No d'analyse	1239977	IB-20-1502
Alcalinité (mg/L - CaCO ₃)	366,00	N.-A.
Bromures (mg/L)	0,20	N.-A.
Chlorures (mg/L)	71,10	N.-A.
Fluorures (mg/L)	2,99	N.-A.
Nitrates (mg/L - N)	N.D.	N.-A.
Nitrites (mg/L - N)	N.D.	N.-A.
Sulfates (mg/L)	24,80	N.-A.
Sulfures totaux (mg/L S-2)	13,90	N.-A.
Solides dissous totaux (mg/L)	584,00	N.-A.
Salinité	0,608	N.-A.
Conductivité (à 25°C) (µmhos/cm)	N.-A.	N.-A.
Densité (g/ml)	1,032	N.-A.
Résistivité (Ohms x cm)	0,990	N.-A.
pH	7,66	N.-A.
Calcium (µg/L)	20,80	N.-A.
Magnésium (µg/L)	10,20	N.-A.
Potassium (µg/L)	0,38	N.-A.
Sodium (µg/L)	195,00	N.-A.
Dureté totale (µg/L - CaCO ₃)	93,90	N.-A.
δ ¹⁸ O (‰ V _{SMOW})	N.-A.	-12,32
δ ² H (‰ V _{SMOW})	N.-A.	-85,7
δ ¹³ C - DIC (‰ V _{PDB})	N.-A.	4,70
⁸⁷ Sr/ ⁸⁶ Sr	N.-A.	0,70879

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 de faible maturité, riche en composés C₂+ (20,2 % normalisé), associé à une zone pétrolière. Les résultats de l'interprétation de la source des gaz sont présentés graphiquement à la **Figure 11**.

Pour l'eau de surface, selon l'interprétation des analyses de laboratoire, l'eau échantillonnée est une eau météorique de type appalachien mélangée à une source de soufre. 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. Cette eau est sulfureuse, avec environ 14 mg/L de sulfures et 25 mg/L de sulfates. Les résultats de l'interprétation de la source de l'eau de surface sont présentés graphiquement à la **Figure 12**.

Interprétation de l'origine des hydrocarbures

85-10 No. MERN: CS034

Trépan et tubage
TUBAGE DE SURFACE/CONDUCTEUR
Tubage: 50-96,0m (3,5")
ID: 76,3mm (3") (Standard casing HW)
Orientation azimut: 225° N, Forage approx. 45°
Profondeur: INCONNU (Estime entre 30,00 et 33,00 m selon les puils adjacents)
Ciment: INCONNU

TROU PRINCIPAL
Trépan: INCONNU (probablement 75,4m standard pour le HQ)
Profondeur mesurée: 200,90 m (Profondeur verticale: 142,60m)

Intervalle de profondeur qui seront protégés ou isolés
0-200,90m (T0)

Formation géologique
Cau système exploitation:
N/D, 200m selon règlementation
Arenas (charnières)
N/D
1,5 m de charnière séparant 300 m de séparation
N/D
Formations potentiellement productives d'hydrocarbures et autres productions d'hydrocarbures:
Grès de Compté, Incon Cuvé
Couches de pression anormale:
Tecton d'Isère: 170,00-200,00m
Valeur de gaz: Profondeur inconnue
Sous-sol sable: Profondeur inconnue
Zones de perte de circulation:
N/D
Zones perméables et poreuses après une période effective supérieure à 2% dans une roche terrigène et supérieure à 1% dans une roche carbonatée:
N/D

Abandon
Aucune donnée historique est disponible sur ce puits.
Selon les photos, il semble y avoir un bouchon de métal vissé à la surface du tubage.

Notes
Cette valeur provient d'une estimation faite avec les techniques et équipements utilisés par la même compagnie opérant dans le même secteur.
Une migration d'eau et d'huile est observée à la surface. Sa source n'est pas définie, mais ne semble pas venir de l'intérieur du tubage de surface.
Aucune indication qu'il y a un tubage intermédiaire, mais c'est possible.
Selon les données disponibles des puils voisins, une zone de fuite avec de l'eau sulfureux aurait été rencontrée entre 25,00 et 70,00m.
Aucun point de repère n'est documenté quant à la hauteur de base des profondeurs mesurées techniques.

Pas d'origine déterminée avec les isotopes

Coordonnées: Long: -64,7942000 Lat: 48,8402100
Mise à jour: 06/10/2020

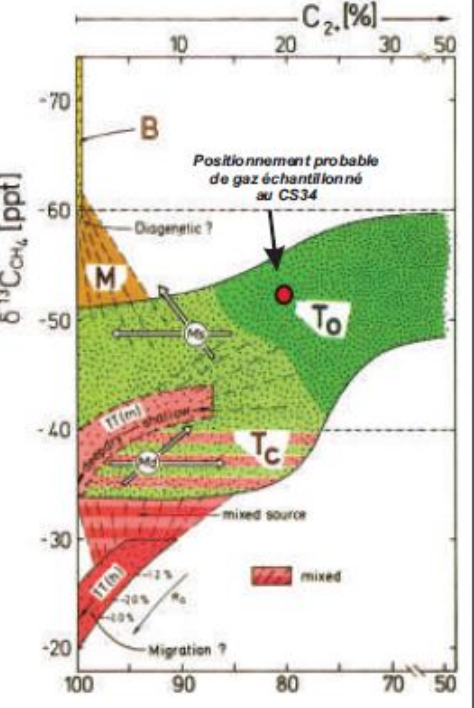
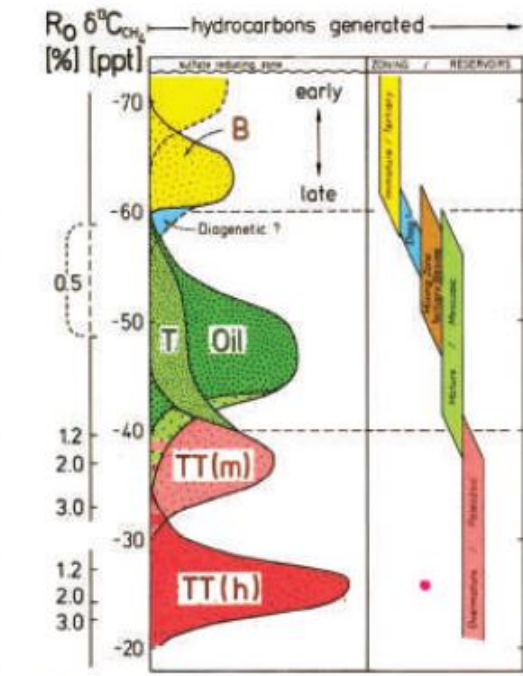
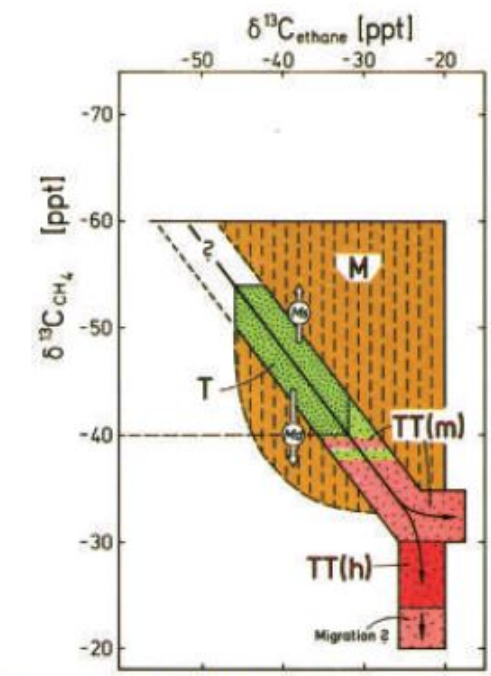
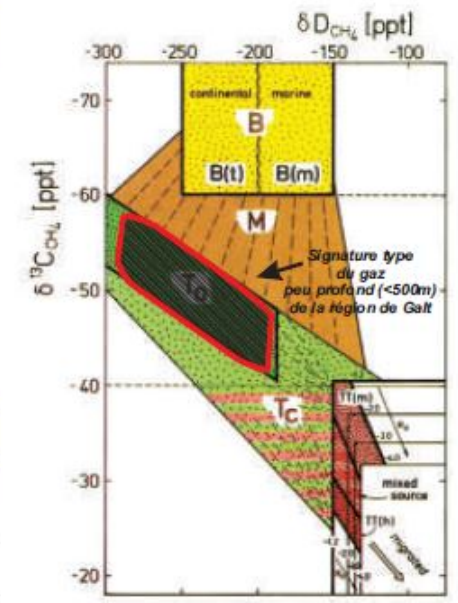
Résultats d'analyses

C _i in situ	0,30	%CH4	Détecteur de gaz GMI
C ₁	1,06	74,6norm	%
C ₂ +	0,36	20,2norm	%
H ₂ S	2,02	ppm	Stratum Reservoir Lab
δ ¹³ C _{C1}	n/a	‰	pas analysé
δ ² D _{C1}	n/a	‰	pas analysé
δ ¹³ C _{C2}	n/a	‰	pas analysé
δ ¹³ C _{C3}	n/a	‰	pas analysé

Interprétation

Origine	Gaz thermogénique de faible maturité riche en liquide (20% C2+) associé à une zone pétrolière.
Notes	Pas de mesure isotopique disponible. 445 ppm H2S mesuré in situ.

Numéro du Projet : 2019-DBH-ING-FERM



Reference de base : Schoell (1983) - Genetic Characterization of Natural Gases
AAPG Bulletin, Vol. 67, No. 12, P. 2225-2238, 7 Figs.

Projet_Puits_Aban-Chap2_SourceGaz_figures(2020-09-20).cdr

Jean-Sebastien Marcil, ing. M.Sc. révision du 12 octobre 2020

Figure 11 : Interprétation de la source des gaz échantillonnés en surface sur le site du puits CS34. Source : Derena Géosciences (2020a).

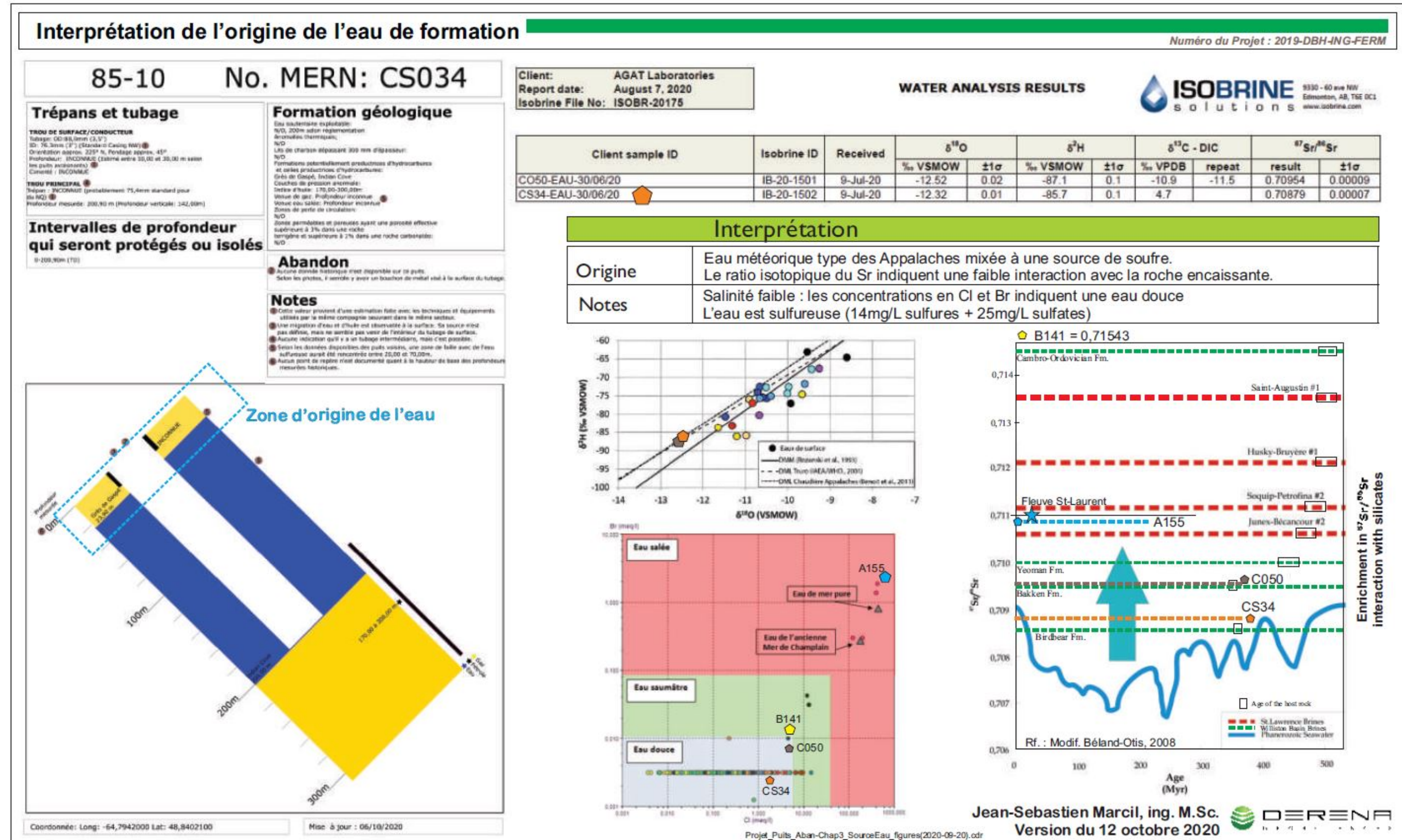


Figure 12 : Interprétation de la source de l'eau de surface échantillonnée sur le site du puits CS34. Source : Derena Géosciences (2020b).

3.1.2 Écoulement en surface des contaminants

Les émanations de gaz qui ont été identifiées autour du puits CS34 sont situées à l'extérieur du tubage de 88,9 mm. Un bouchon d'acier est vissé sur ce tubage et aucune émanation de gaz n'a été identifiée au niveau du bouchon ou de sa connexion avec le tubage.

Selon les résultats du test de migration réalisé en 2019, il est possible de conclure qu'une migration locale de gaz dans le sol est présente. Une migration a été observée dans un rayon de 50 cm autour du puits (1,2% et 1,7% CH₄) et à 4 m du puits (4,3% CH₄). Le panache de migration semble être orienté dans une seule direction puisque les autres mesures de gaz à 4 m ont indiqué 0% CH₄. Il n'y a pas eu de mesure réalisée à plus de 4 m du puits.

La présence de H₂S a également été notée lors de ce test. La concentration la plus importante en H₂S a été mesurée au tubage (33 ppm) et diminue en s'éloignant du puits (29 ppm à 50 cm du tubage) pour atteindre 4,5 ppm à 4 m. Les directions des mesures par rapport au puits ne sont pas connues, il n'est donc pas possible de pousser plus loin l'analyse de ce test de migration. Il est à prévoir que le panache de migration soit légèrement plus étendu. En dépit du faible nombre de mesure, il est possible de conclure qu'un panache de contamination en gaz naturel et en H₂S soit associé au puits CS34. L'analyse du gaz échantillonné le 23 juin 2020 montre que la concentration en H₂S est de 2,02 ppm. Les variations de concentrations observées sur le site sont probablement le résultat d'une accumulation de H₂S dans des endroits peu élevés. Il est important de prendre en considération que le H₂S est plus lourd que l'air et qu'il a tendance à s'accumuler dans les endroits peu élevés comme un trou ou une cave d'avant puits.

Il est important de noter qu'il est possible que la source de l'émanation de gaz qui est identifiée à l'extérieur du puits provienne de l'intérieur du tubage de 88,9 mm. Dans cette situation, la pression de gaz a pu augmenter graduellement à l'intérieur de ce tubage jusqu'à ce qu'elle atteigne la pression nécessaire pour que le gaz puisse fuir par la base du tubage et migrer à l'extérieur du tubage jusqu'en surface. Il est possible que le contaminant ait suivi le tubage ou qu'il ait migré verticalement à la faveur de fractures naturelles dans la roche (**Figure 13**). Cette migration verticale pourrait expliquer les indications de migration en amont du puits.

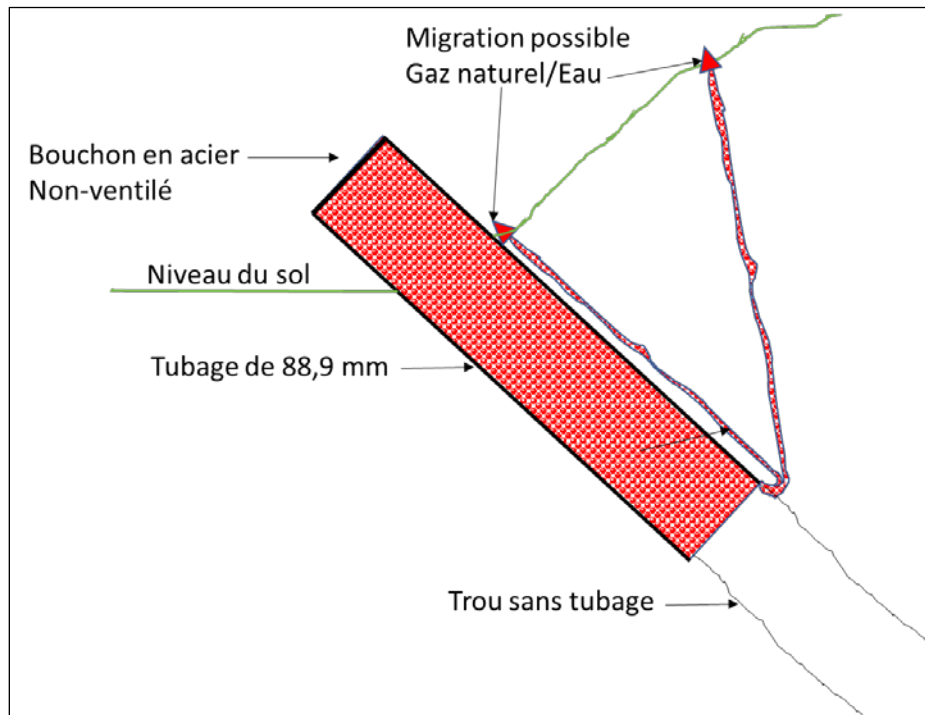


Figure 13 : Scénario selon lequel la migration de gaz observée à l’extérieur du tubage résulte d’une augmentation de la pression dans le tubage.

Il est important de considérer cette possibilité lors des interventions futures sur le puits. Selon ce scénario, la pression qui s’accumulerait sous le bouchon vissé serait alors égale à la pression de fuite du tubage de 88,9 mm. La profondeur de mise en place de ce tubage n’étant pas connue, la pression qui peut être contenue dans ce tubage n’est donc pas connue. La pression maximale à l’intérieur du tubage ne pourrait cependant pas excéder la pression de formation de l’unité rocheuse la plus profonde. Dans le cas actuel, en considérant un gradient de pression de formation normale de 9,81 kPa/m et la profondeur verticale maximale atteinte lors du forage, soit 153,90 m TVD, on obtient une pression de formation maximale de 1 510 kPa. Cette pression pourrait être transmise en surface si le puits ne contient pas de liquide. Si le puits est rempli de liquide, la pression résultante en surface sera moindre, voire nulle.

Pression de surface = Pression de formation – Pression Hydrostatique du fluide dans le puits
(Pressions exprimées en kPa)

Les inspections réalisées en 2018 et 2019 ont révélé, en plus de la migration de gaz naturel et de H₂S, la présence d’une contamination en eau blanchâtre et en hydrocarbures liquides autour du puits. L’eau blanchâtre a été échantillonnée près du puits le 15 juillet 2019 et les résultats d’analyses ne montrent pas de contamination en hydrocarbures (<100 µg/L). Les autres paramètres, dont le baryum, n’ont pas été analysés à ce moment. L’eau provenant du puits a été échantillonnée une seconde fois lors de la caractérisation environnementale en novembre 2019. Les résultats d’analyse montrent que l’eau blanchâtre qui s’écoule autour du puits est contaminée

en hydrocarbures et en baryum. Le rapport de caractérisation environnementale – Phase II montre une contamination concentrique autour du puits en hydrocarbures et en baryum.

Une analyse isotopique de l'eau blanchâtre a également été réalisée en juin 2020 et l'interprétation des résultats montre que l'eau serait une eau météorique de type appalachien mélangée à une source de soufre. L'eau est sulfureuse (14 mg/L sulfures + 25 mg/L sulfates) et le rapport isotopique du strontium indique une faible interaction avec la roche encaissante. Les concentrations en chlorures et bromures indiquent qu'il s'agit d'une eau douce.

3.2 Scénarios de migration possible des contaminants

La **Figure 14** illustre graphiquement le scénario possible pour la migration des contaminants provenant du puits. Selon les informations disponibles, le puits ne contiendrait pas de bouchons de ciment ou mécaniques en profondeur mais seulement un bouchon en acier en surface sur le tubage de 88,9 mm. Les fluides (gaz et liquide) provenant de la section de trou ouvert en profondeur ont migré dans le puits jusqu'en surface. La pression exercée par ces fluides a augmenté jusqu'à ce qu'elle atteigne la pression de fuite du tubage de 88,9 mm. La migration des fluides s'est par la suite poursuivie à l'extérieur du tubage de 88,9 mm jusqu'à ce qu'elle atteigne la surface.

Il est important de noter que des suintements naturels de contaminants sont répertoriés dans le secteur depuis les années 1950. Il s'agit d'un secteur caractérisé par une zone de faille importante où de nombreux puits pétroliers ont été forés. Le puits CS34 a été foré à proximité de suintements naturels lors d'une campagne d'exploration qui visait justement à développer la production de pétrole dans cet environnement fracturé. La résurgence d'eau et le gaz associé qui sont situés à 15 m au sud-ouest du puits sont possiblement d'origine naturelle.

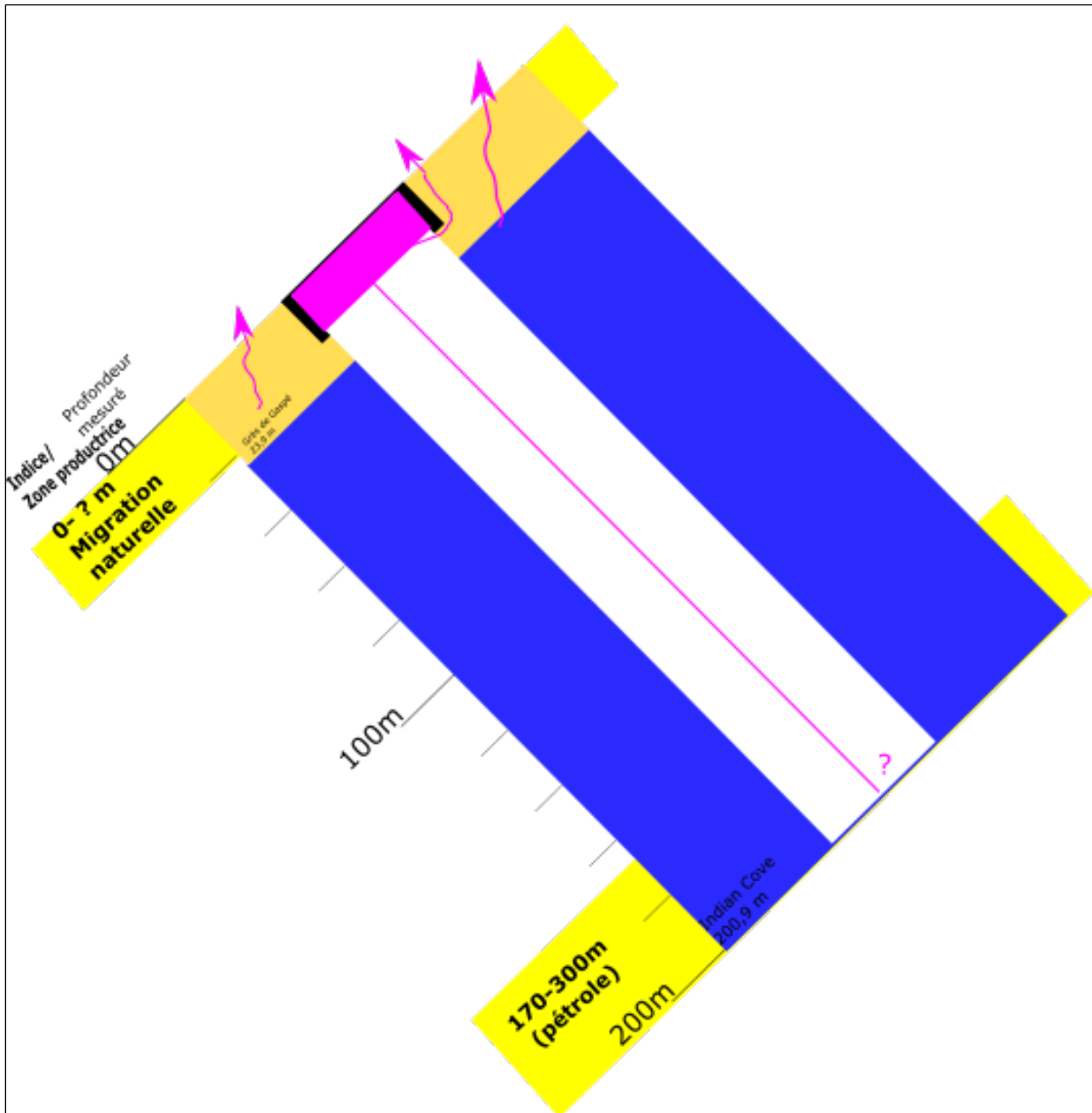


Figure 14 : Scénarios de migration des contaminants retenus pour le puits CS34.

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

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

3.3.1 État des tubages

Forage incliné

Les interventions dans des puits inclinés sont plus complexes que dans des puits ayant une section de surface verticale. Les forages inclinés en surface nécessitent l'utilisation de foreuse ayant un mât inclinable. Ce type d'équipement est peu répandu dans l'industrie pétrolière mais il est plus courant dans le domaine minier. La procédure de mise en place des équipements anti-éruption et leur configuration devra être évalué lors de l'élaboration du programme d'intervention sur le puits.

Configuration de forage minier

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

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

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

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

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 partie du tubage visible en surface est corrodée de manière importante. L'évaluation de la corrosion du tubage à l'intérieur et en profondeur pourra se faire uniquement au moment du retrait du bouchon d'acier, le cas échéant. De plus, la condition du tubage extérieur dans les premières mètres sous la surface pourra être évaluée également 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 du tubage, ce qui pourrait avoir une grande influence sur l'échéancier et sur les coûts d'intervention.

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 pétrolière et gazière reconnue. Elle était utilisée anciennement par les foreuses à câble ou par des foreuses minières 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 indiquée dans la documentation disponible. Bien que non visible en surface, la concentration en éléments chimiques du fluide qui sera rencontré pendant les opérations de réentrée doit être évaluée. Cette caractérisation permettra, si une réentrée 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.

Dans ce puits, la présence de gaz et d'eau blanchâtre émanant du puits peut toutefois être une indication de la présence d'une zone de surpression en profondeur. Dans le cas où une intervention corrective est envisagée, les équipements, le fluide de forage, le programme de cimentation ainsi que les procédures et compétences des travailleurs, devront être planifiés en considérant le phénomène de surpression.

3.3.5 Accès au puits

Proximité d'un cours d'eau

Dans le cas d'un déversement de produits en surface, le risque de contamination d'un cours d'eau est augmenté par sa proximité. La rapidité d'intervention est donc très importante si un tel déversement de surface survient. Plusieurs moyens de mitigation sont envisageables pour réduire le risque de contamination d'un cours d'eau situé à proximité du site.

Le puits étant situé près d'un cours d'eau, des moyens de mitigations pour limiter le risque de contamination du cours d'eau seront à prévoir dans le cas où une intervention sur le puits est envisagée.

Dénivelé important du site

Afin d'assurer la sécurité des travaux, le site de forage doit avoir une superficie minimale pour respecter les distances de sécurité minimales entre les sources d'ignition et les combustibles. Les normes de sécurité modernes ne sont plus les mêmes que celles qui prévalaient lors du forage des puits anciens.

Ce puits est situé dans une zone qui présente un dénivelé topographique important. Il pourrait être coûteux de construire un site de dimensions conventionnelles (soit environ 60 x 80 m) pour répondre à ces exigences. La relocalisation des équipements afin de respecter les distances séparatrices devra être considérée si une intervention corrective sur le puits est envisagée. L'objectif devrait être la diminution de l'impact sur le milieu lors de l'intervention sur le puits, tout en respectant les normes de sécurité.

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

Le chemin d'accès qui mène au puits a été remis à niveau lors des travaux de caractérisation environnementale en novembre 2019. Le chemin devra probablement être remis à niveau pour

permettre le passage des équipements de grandes dimensions. Le site n'est pas prêt pour recevoir les équipements nécessaires pour réaliser les travaux de réentrée et de fermeture définitive du puits. Des travaux d'aménagement devront être planifiés avant les travaux. L'objectif devrait toujours être de limiter l'impact des activités sur le milieu. À ce titre, certains éléments devraient être considérés lors de la planification des travaux, notamment :

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

3.3.6 Problèmes opérationnels

Présence naturelle d'hydrocarbures en surface

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

Sauf dans certains cas particuliers, 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 cependant 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.

Dans le cas de ce puits, Il est important de noter que des suintements naturels de contaminants sont répertoriés dans le secteur depuis les années 1950. Il s'agit d'un secteur caractérisé par une zone de faille importante où de nombreux puits pétroliers ont été forés. Le puits CS34 a été foré à proximité de suintements naturels lors d'une campagne d'exploration qui visait justement à développer la production de pétrole dans cet environnement fracturé.

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.

Foreuse minière

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

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

4 Conclusions et recommandations

Conclusions

Le puits CS34 a été foré en 1985 avec une inclinaison de 50° vers le sud-ouest jusqu'à 200,9 m (153,90 m en profondeur verticale réelle). Très peu d'informations sont disponibles sur le déroulement des opérations de forage et l'état du puits. Le tubage de surface de 88,9 mm est le seul tubage visible et aucune information est disponible concernant sa cimentation. Le tubage est fermé par un bouchon d'acier vissé qui dépasse de 23 cm de la surface du sol. Le bouchon et le tubage sont très corrodés. Aucune information est disponible concernant l'état d'abandon du puits en profondeur. La présence du bouchon d'acier laisse croire qu'il n'y aurait pas de bouchon de ciment en profondeur et que le puits aurait été suspendu tel quel.

Les tests de migration effectués par les inspecteurs du MERN en 2019 et 2020 confirment que les émanations de gaz CH₄ et de H₂S ainsi que la présence d'écoulement d'eau blanchâtre contenant du baryum sont associées au puits CS34. Le débit de gaz qui est émis autour du puits est de 1,9 m³/jr. Le débit d'eau qui s'écoule autour du puits a également pu être mesuré en octobre 2020 et montre un écoulement de 14,1 m³/jr. Les débits de gaz et d'eau qui sont émis par le puits n'ont pas été mesurés. Les analyses des échantillons prélevés de sol, de sédiment et d'eau durant la caractérisation environnementale de phase II confirment les 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 de fermeture définitives peuvent être réalisés afin de diminuer et probablement éliminer la migration de contaminants provenant du puits.

Recommandations

- Recommandation 1
Il est recommandé d'effectuer une caractérisation de la provenance du H₂S, de sa concentration sur le site et dans les fluides qui s'écoulent du puits.

Ces données sont importantes tant pour l'évaluation des travaux correctifs dans le puits que pour la santé et la sécurité des travailleurs. Le H₂S est un gaz qui peut être mortel à partir d'une concentration supérieure à 300 ppm (ENFORM, 2013). Au Québec, les travailleurs ne peuvent pas être exposés à des concentrations supérieures à 15 ppm et la limite de travail sur une durée de 8 heures est de 10 ppm. Les mesures recueillies lors des diverses inspections excèdent ces valeurs. L'évaluation du risque relié à l'émission d'une grande quantité de H₂S lors des travaux sur le puits est importante et influencera le programme des opérations pour la fermeture définitive du puits.

- Recommandation 2
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

contaminant 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. Les étapes suivantes devraient être préliminairement envisagées pour atteindre cet objectif :

- Réentrer dans le puits;
- Enregistrer des diagraphies par câble pour vérifier l'intégrité du tubage et de la cimentation;
- Nettoyer la section de trou ouvert et la cimenter;
- Selon l'état du tubage de 88,9 mm et de sa cimentation, les options suivantes devraient être envisagées avant de cimenter la partie supérieure du puits :
 - Si le tubage n'est pas cimenté, retirer le tubage;
 - Si le tubage est cimenté et que la migration est toujours active autour du puits, perforer le tubage et injecter du ciment ou meuler le tubage;
- Cimenter un bouchon de ciment afin d'isoler la partie supérieure du puits;
- 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 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 CS34 :
 - Fiche de visite du puits 85-10 (1994-07-08) – MERN
 - Puits inactifs – Rapport de la phase 1 : Recherche documentaire (2017-08) – MERN
 - Projet de recensement de l'état des puits – Rapport : Reconnaissance terrain (2018-07-28) – MERN
 - Rapport d'inspection des puits CS34 et CS09 à Gaspé effectué le 8 novembre 2018 (2018-11-20) – MERN
 - Rapport de visite CS34 (2019-07-24) – MERN
 - Rapport de surveillance environnementale – Évaluation de l'exposition des inspecteurs de puits de pétrole (2019-08-07) – Centre intégré de santé et de services sociaux de la Gaspésie
 - Certificat d'analyses (2019-08-26) – Bureau Veritas
 - Fiche signalétique du puits CS34 (2017-12-06) – MERN
 - Rapport sur la campagne de forages d'octobre à décembre 1984 (1985-01-08) - Gaspésie, Société d'explorations pétrolière et minière Inc
 - Rapport sur le programme d'exploration pétrolière réalisé dans la région de Gaspé en 1985 (1986-02) – SIGEOM
 - Caractérisation environnementale Phase II – Sites des puits d'hydrocarbures C50 et CS034, Gaspé, Québec (2020-02) – Golder Associés Ltée
 - Derena Géosciences, 2020a. Interprétation de l'origine des hydrocarbures – Puits CS34. 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 CS34. 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 – CS34. Rapport du 2 décembre 2019, 13 p.
- Documents relatifs à d'autres puits :
 - Données de forage des puits CS02, CS03, CS04, CS09, CS22, CS29 et CS42 – MERN
- Références bibliographiques :
 - Beaulieu, M., 2019. Guide d'intervention – Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés. Québec, ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 219 p.
 - ENFORM, 2013. H2S Alive, 7^e édition. Manuel de cours, 121 p.
 - McGerrigle, H. W., 1950. La géologie de l'est de Gaspé. Ministère des mines, Rapport géologique 35, 168 p.

- Ouellette, H., 2012. Lignes directrices sur l'évaluation des teneurs de fond naturelles dans les sols. Québec, ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, 25 p.
- MELCC, 2014. Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière, Annexe X. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 200 p.
[En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures>

Annexe 1 : Levé de migration des gaz et rapport d'inspection

Le tableau uniformisé suivant est un résumé des données relatives au levé de migration réalisé. Ce tableau a été préparé à partir des données disponibles dans le rapport d'inspection. Les données représentées par des traits d'union (–) ne sont pas disponibles.

2020

Énergie et Ressources
naturelles



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

1. Identification du puits	
Nom du puits	85-10
Numéro du puits	CS34
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
Accompagné de	
Système géodésique	NAD 83
Format des coordonnées	Degré décimaux
Date (aaaa-mm-jj)	2020-10-07
Conditions météorologiques	Nuageux
Température ambiante (°C)	10
Heure de début (00:00)	7:00
Heure de fin (00:00)	12:00
Durée de inspection	5:00

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

4. Personnes rencontrées		
	Première personne rencontrée	Deuxième personne rencontrée
Nom		
Fonction		
Téléphone		
Adresse		
Courriel		
Commentaires		

9. Caractéristiques du puits		
Élément à vérifier	Description	Commentaires
Tête de puits	Absente	Le puits est incliné à 50°, et est orienté vers le sud-ouest (environ 245° magnétique). Un rapport technique détaillé avec annexe a été produit dans le cadre de l'analyse d'intégrité de ce puits et est disponible dans le répertoire du puits.
Évent de surface	Absent	
Profondeur du tubage (cm)	NA	
Hauteur du tubage au dessus du sol (cm)	13	
Diamètre du tubage extérieur (cm)	8,8	
Présence d'une plaque soudée sur le tubage	Présente	
Ciment obturant le tubage	Impossible à vérifier	
Test de l'eau savonneuse	Présence de bulles	
Panneau d'identification	Présent	
GPS de précision	Non-effectué	

10. Émanation et migration de méthane			
Indice d'émanation ou de migration		Conditions particulières pouvant affecter le test de migration	
Bulles dans l'eau		Sol saturé en eau	
Point de mesure		%LIE	%GAZ
Directement au-dessus du tubage ou à l'évent			7 (26 ppm h ² s)
#1 À l'intérieur de 50 centimètres			5 (25 ppm h ² s)
#2 À l'intérieur de 50 centimètres		3,8 (0 ppm h ² s)	
#1 À 4 mètres		0 (0 ppm h ² s)	
#2 À 4 mètres		0 (0 ppm h ² s)	
#3 À 4 mètres		0 (0 ppm h ² s)	
#4 À 4 mètres		0 (0 ppm h ² s)	
Si les valeurs sont >25% LIE à l'intérieur de 50 cm ou à 4 m, faire les mesures aux 4 coins cardinaux de la limite de migration jusqu'à un maximum de 75 m et à toutes places où des indices de migrations sont visibles			
Commentaires			
Des valeurs en h ² s ont été relevées au niveau de la surface de l'eau, immédiatement au dessus du bullage observé. Une valeur a également été obtenues lors du test de migration à 50 cm. Cette valeur est associée à l'émission de méthane. Aucune valeur significative de h ² s n'a été relevée à partir de quelques cm au dessus du niveau du sol/eau.			

11. Débit		
Élément à vérifier	Litres par minute	m ³ par jour
Débit de méthane au puits	0	0
Débit en migration	1,32	1,9

12. Indices de contamination				
Indices organoleptiques de contamination	Description de l'indice de contamination	Distance du puits	Profondeur (cm)	Numéro d'échantillon
Autre	Odeur de soufre et matière blanche associée	0-10 m	0	Échantillonné en 2019
Commentaires				
L'odeur de soufre et la matière blanche associée se retrouve à deux endroits, soit au niveau de l'écoulement d'eau provenant du puits, ainsi qu'à partir d'un autre écoulement d'eau distinct (48.84012, -64.79440), situé à environ 15 mètres au sud-ouest du puits, dans l'orientation de celui-ci, et dans une perturbation du terrain en bordure du chemin.				
Débit et paramètres de l'eau s'écoulant autour du tubage du puits: 25 litres en 152,7 secondes, soit 9,8 litres/minute. Eau à 6.1 °C, salinité à 0,28 ppt.				
Débit de méthane au puits: 21 dm ³ en 953 secondes = 1904 dm ³ /jour ou 1,9 m ³ /jour.				

13. Conclusions et recommandations		
Éléments	Constats	Commentaires
Le puits est localisé	Oui	
Risque pour la sécurité des personnes, des biens et/ou de l'environnement	Oui	
Reprendre la recherche	Non	
État	Travaux à réaliser	
Coupe du tubage	Non-applicable	
Ramassage des débris d'anciens forages	Non-applicable	
Prochaine inspection recommandée	1 an	
Conclusion		
Le puits est localisé, car le haut du tubage est hors-sol. Aucune contamination au-delà des critères applicables n'a été mesurée. Une émanation de gaz au tubage et une migration de gaz ont été détectées et présentent un risque selon la Loi sur les hydrocarbures et ses règlements afférents. Du sulfure d'hydrogène (h ² s) a également été mesuré. Une clôture de sécurité temporaire a été installée afin de restreindre l'accès. Pour ces raisons, l'état du puits est : Travaux à réaliser.		

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

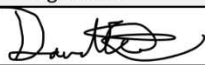
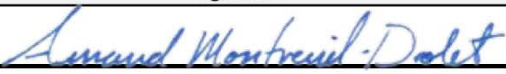

Signatures		
Signature du rapport d'inspection (sections 1 à 12)		
Inspecté et rédigé par	Signature	Date
David Fortin Inspecteur		2020-10-19
Pierre-François Côté Inspecteur		2020-10-19
Signature de la vérification (section 13)		
Vérifié par	Signature	Date
Arnaud Montreuil-Drolet Coordonnateur aux opérations		2020-10-19

Photo 1
Site du puits 

<p>Photo 2</p> <p>Pas de h²s détecté à quelques cm de la source de l'émission</p>	
--	---

<p>Photo 3</p> <p>Bouchon vissé au tubage du puits</p>	
--	--

1. Identification du puits	
Nom du puits	85-10
Numéro du puits	CS34
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)	2020-10-07
Conditions météorologiques	Nuageux
Température ambiante (°C)	10
Heure de début (00:00)	7:00
Heure de fin (00:00)	12:00
Durée de inspection	5:00

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	Bouchon	
Diamètre Extérieur Min OD (mm)	88	88	
Diamètre Extérieur Max OD (mm)	88	88	
Diamètre Intérieur Min ID (mm)	ND	nd	
Diamètre Intérieur Max ID (mm)	ND	nd	
Circonférence (mm)	281	nd	
Épaisseur 1 (Ultrason mm)	5,9	7,1	
Épaisseur 2 (Ultrason mm)	3,9	7,3	
Épaisseur 3 (Ultrason mm)	6	6	
Épaisseur mesurée (mm)	NA	NA	
Profondeur obstruction (cm)	NA	NA	
Commentaires			

5. Émanation et migration

Source d'émission	Migration		Caractérisation des fluides
Migration	Migration		Gaz et eau
Le long du tubage 1	Migration		Gaz et eau
Azimut (°)	Distance (mètres)	%LIE / H2S ppm	%GAZ / H2S ppm
80	0,5	3.8 / 0	
80	2	0	
80	4	0	
80	6	0	
80	10	0	
80	20	0	
80	40	0	
130	2	0	
130	4	0	
130	6	0	
130	10	0	
130	20	0	
130	40	0	
245	0,5		5 / 25
245	2	0	
245	4	0	
245	6	0	
245	10	0	
245	20	0	
245	40	0	
245	75	0	
320	2	0	
320	4	0	
320	6	0	
320	10	0	
320	15	48 / 6	
320	20	0	
320	40	0	
320	75	0	
Commentaires			

6. Débit

2020

Énergie et Ressources
naturelles

Québec

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

Élément à vérifier	Tubage 1	Migration
Diamètre de l'installation canalisant la migration (mm)	NA	460 mm
Débit de gaz (m ³ /jour)	NA	1,9
Concentration de CH ₄ à "l'évent" (%GAZ ou %LIE)	Na	7% gaz et 26 ppm h2s
Débit d'eau (l/minute)	Na	9,8
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 CS34</p> 

Puits CS34

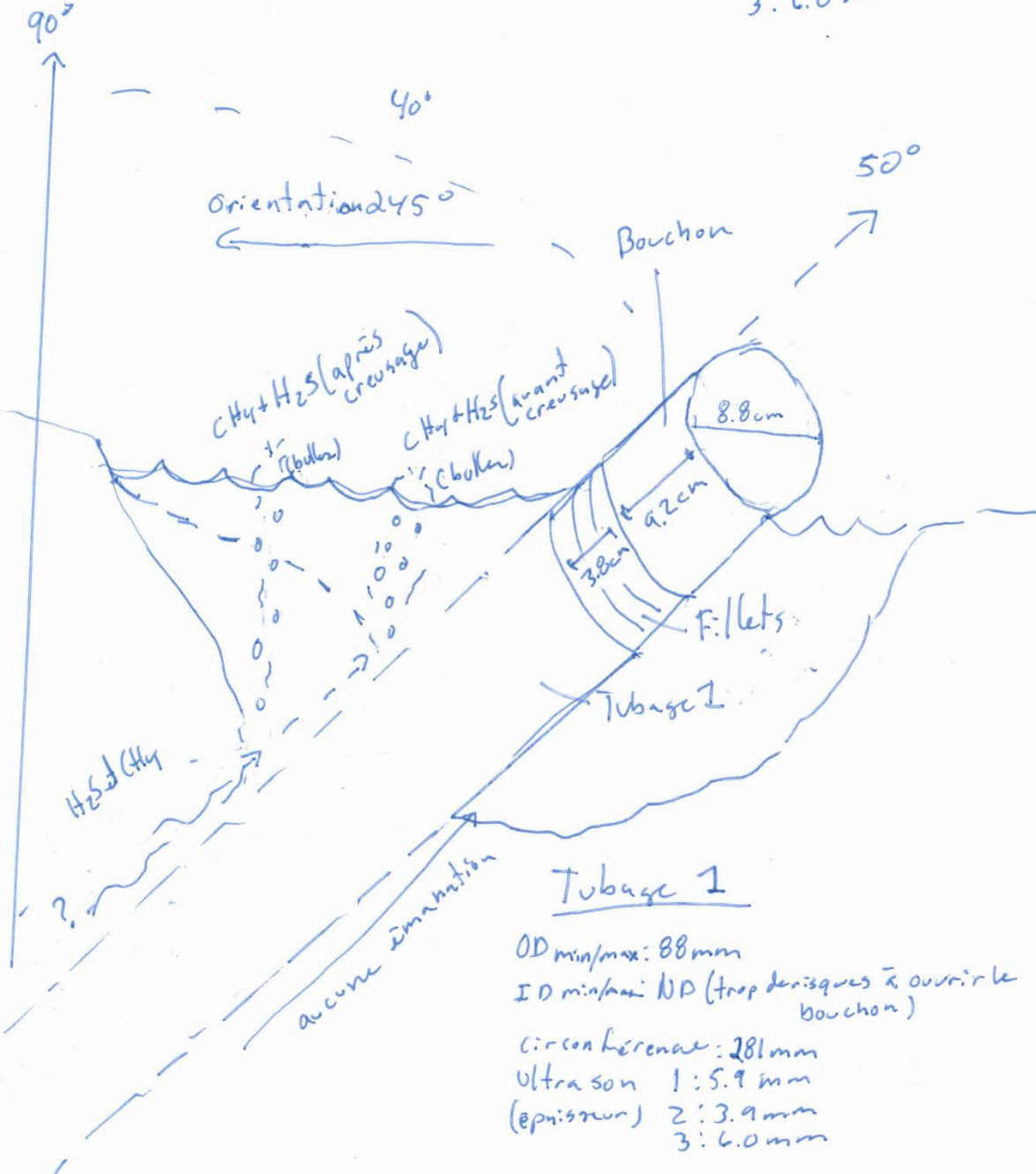
85-10

2020-10-07

Pierre-François Gosselin et David Fortin
Météo Nunavut $\pm 10^\circ$

Bouchon:

OD: 88 mm
Ultra son 1: 7.1 mm
(épaisseur) 2: 7.3 mm
3: 6.0 mm



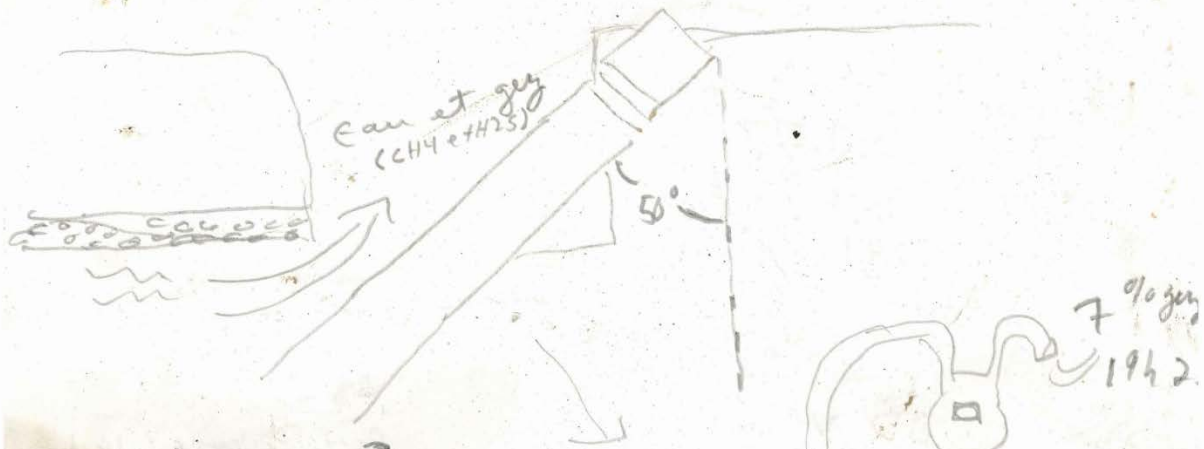
Tubage 1

OD min/max: 88 mm
ID min/max: ND (trop de risques à ouvrir le bouchon)
Circonférence: 281 mm
Ultra son 1: 5.9 mm
(épaisseur) 2: 3.9 mm
3: 6.0 mm

2020-10-07

CS34

Debit gaz



Debit:

Debit:	1 dm ³	1 dm ³
lap	- 1.27 min	- 25 sec (5.59)
	- 0.47 sec (2.14)	- 26 sec (6.25)
	- 0.30 sec (2.45)	- 52 sec (7.28) = 11 dm ³
	- 0.47 (3.33)	
	- 0.17 (3.50)	
	- 0.16 (4.06)	
	- 0.44 (4.50)	
	- 0.44 (5.34)	

10 dm³ = 8.25

• Debit eau

5l = 30,10 sec

5l = 30,14 sec

5l = 29,72 ↓

5l = 29,52 ↓

5l = 31,58 sec

• Tubage

OD vernier : 8.8cm

Circonférence : 18.1cm

OD ultrason 1 : 5.9

2 : 3.9

3 : 6.0

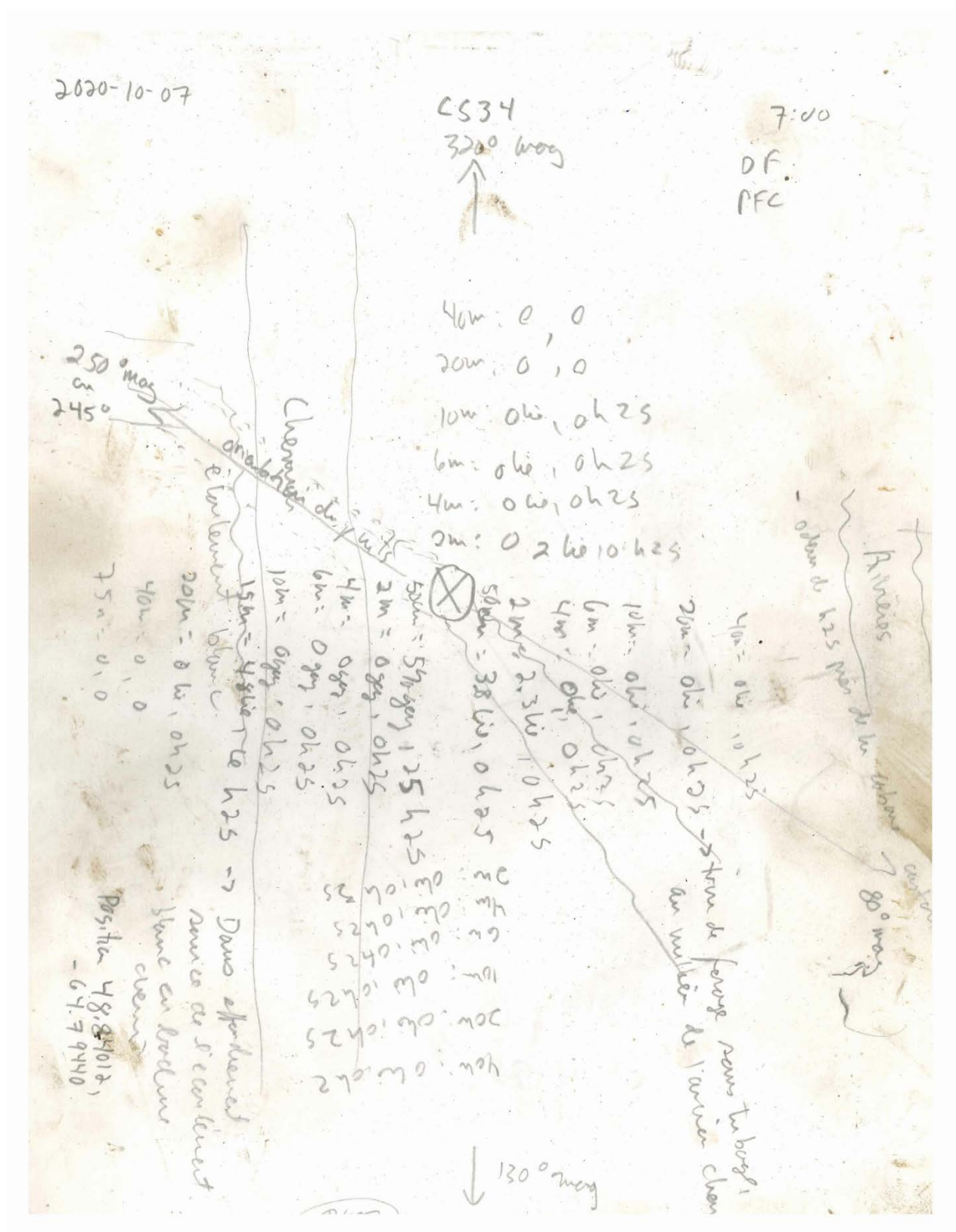
Banche

OD vernier : 8.8cm

ultrason 1 : 7.1

2 : 7.3

3 : 5.9





Annexe 2 : Paramètres d'interpolation utilisés

Rapport d'interpolation du levé de migration du 2020-10-07

Gridding Report

Wed Oct 21 15:16:40 2020
Elapsed time for gridding: 0.01 seconds

Filtered Data Counts

Active Data:	29
Original Data:	29
Excluded Data:	0
Deleted Duplicates:	0
Retained Duplicates:	0
Artificial Data:	0
Superseded Data:	0

Exclusion Filtering

Exclusion Filter String: Not In Use

Duplicate Filtering

Duplicate Points to Keep:	First
X Duplicate Tolerance:	1.2E-05
Y Duplicate Tolerance:	1E-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: 29

Univariate Statistics

	X	Y	Z
Count:	29	29	29
1%-tile:	368283.271916	5411213.35705	0
5%-tile:	368303.035929	5411219.34192	0
10%-tile:	368314.992689	5411228.14869	0
25%-tile:	368342.181922	5411240.82724	0
50%-tile:	368349.959425	5411244.84211	0
75%-tile:	368355.841267	5411248.1176	0
90%-tile:	368366.565889	5411252.71386	0
95%-tile:	368370.941155	5411260.37431	0.19
99%-tile:	368381.886778	5411275.6952	2.4
Minimum:	368283.271916	5411213.35705	0
Maximum:	368390.63731	5411302.50675	5
Mean:	368347.341777	5411245.36324	0.261724137931
Median:	368349.959425	5411244.84211	0
Geometric Mean:	368347.341182	5411245.36322	N/A
Harmonic Mean:	368347.340588	5411245.36319	N/A
Root Mean Square:	368347.342372	5411245.36326	1.03050205374
Trim Mean (10%):	368346.812136	5411243.2298	0.00730769230769
Interquartile Mean:	368349.982369	5411244.47215	0
Midrange:	368336.954613	5411257.9319	2.5
Winsorized Mean:	368347.338672	5411243.40337	0
TriMean:	368349.48551	5411244.65726	0
Variance:	453.77894416	248.181664854	1.02891477833
Standard Deviation:	21.3020877888	15.753782557	1.01435436526
Interquartile Range:	13.659344529	7.29036039021	0
Range:	107.365394149	89.1497028591	5
Mean Difference:	22.2594148651	15.0519387682	0.509753694581
Median Abs. Deviation:	7.19442173705	3.6842726795	0
Average Abs. Deviation:	13.7629706529	8.96530611206	0.261724137931
Quartile Dispersion:	1.85413074272e-05	6.73630661798e-07	N/A
Relative Mean Diff.:	6.04305022474e-05	2.78160344946e-06	1.94767551289

Standard Error:	3.95569839581	2.92540397949	0.188360876889
Coef. of Variation:	5.78315230564e-05	2.91130442246e-06	3.87566226516
Skewness:	-0.888919685036	1.40602821135	3.82234904845
Kurtosis:	4.61249564907	7.39088530851	17.103060564
Sum:	10682072.9115	156926115.534	7.59
Sum Absolute:	10682072.9115	156926115.534	7.59
Sum Squares:	3.93471317434e+12	8.49165715061e+14	30.7961
Mean Square:	135679764632	2.92815763814e+13	1.06193448276

Inter-Variable Covariance

	X	Y	Z
X:	453.77894	-50.808423	-0.18477969
Y:	-50.808423	248.18166	-0.66449372
Z:	-0.18477969	-0.66449372	1.0289148

Inter-Variable Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	-0.151	-0.009
Y:	-0.151	1.000	-0.042
Z:	-0.009	-0.042	1.000

Inter-Variable Rank Correlation

	X	Y	Z
X:	1.000	-0.017	-0.082
Y:	-0.017	1.000	-0.095
Z:	-0.082	-0.095	1.000

Principal Component Analysis

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

X:	0.227508103853	0.227508103853	0.000726600160827
Y:	0.973771782662	0.973771782662	0.00283793136648
Z:	-0.00292881747796	-0.00292881747796	0.00283793136648
Lambda:	465.649640149	236.312988922	1.02689472114

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

Fitted Parameters

	A	B	C
Parameter Value:	-0.000723574792165	-0.00282558105983	15556.7009839
Standard Error:	0.00943824859012	0.0127622937102	69671.0588926

Inter-Parameter Correlations

	A	B	C
A:	1.000	0.151	-0.200
B:	0.151	1.000	-0.999
C:	-0.200	-0.999	1.000

ANOVA Table

Source	df	Sum of Squares	Mean Square	F
Regression:	2	0.0563159180606	0.0281579590303	
Residual:	26	28.753297875	1.10589607212	
Total:	28	28.8096137931		

Coefficient of Multiple Determination (R^2): 0.00195476129826

Nearest Neighbor Statistics

	Separation	Delta Z
1%-tile:	0.991444861288	0
5%-tile:	0.991444861288	0

10%-tile:	1.49999999838	0
25%-tile:	1.99999999862	0
50%-tile:	3.99999999838	0
75%-tile:	9.99999999875	0
90%-tile:	20.0000000019	4.81
95%-tile:	20.0000000044	4.81
99%-tile:	35	5
Minimum:	0.991444861288	0
Maximum:	35.0000000002	5
Mean:	7.95190672185	0.848620689655
Median:	3.99999999838	0
Geometric Mean:	4.29822860268	N/A
Harmonic Mean:	2.78393736629	N/A
Root Mean Square:	12.4693499912	1.92826793817
Trim Mean (10%):	6.13899423354	0.561923076923
Interquartile Mean:	3.99999999915	0
Midrange:	17.9957224308	2.5
Winsorized Mean:	6.95249673134	0.835517241379
TriMean:	4.99999999853	0
Variance:	95.5465782865	3.10513374384
Standard Deviation:	9.77479300479	1.76213896837
Interquartile Range:	8.00000000013	0
Range:	34.0085551389	5
Mean Difference:	9.3420633928	1.4421182266
Median Abs. Deviation:	2.068067826	0
Average Abs. Deviation:	6.11705879484	0.848620689655
Quartile Dispersion:	0.666666666823	N/A
Relative Mean Diff.:	1.17482054551	1.69936727231
Standard Error:	1.81513349264	0.327220991646
Coef. of Variation:	1.22923889159	2.07647420084
Skewness:	1.58532078456	1.64580624466
Kurtosis:	4.44573398781	3.96873072917
Sum:	230.605294934	24.61
Sum Absolute:	230.605294934	24.61
Sum Squares:	4509.0559869	107.8283
Mean Square:	155.484689203	3.71821724138

Complete Spatial Randomness

Lambda:	0.00302979870156
Clark and Evans:	0.875403261328
Skellam:	85.8379369748

Gridding Rules

Gridding Method: Kriging
Kriging Type: Point

Polynomial Drift Order: 0
Kriging std. deviation grid: no

Semi-Variogram Model

Component Type: Logarithmic
Anisotropy Angle: 83.23
Anisotropy Length: 1
Anisotropy Ratio: 2
Variogram Partial Sill: 0.0732

Search Parameters

No Search (use all data): true

Output Grid

Grid Size: 150 rows x 150 columns
Total Nodes: 22500
Filled Nodes: 13886
NoData Nodes: 8614
NoData Value: 1.70141E+38

Grid Geometry

X Minimum: 368283.2719
X Maximum: 368390.6374
X Spacing: 0.72057382550345

Y Minimum: 5411213.357
Y Maximum: 5411302.507
Y Spacing: 0.59832214765351

Univariate Grid Statistics

	Z
Count:	13886
1%-tile:	0
5%-tile:	0.0116397028192
10%-tile:	0.0158563079458
25%-tile:	0.0327304147657
50%-tile:	0.0512804120225
75%-tile:	0.0988615127725
90%-tile:	0.287323464107
95%-tile:	0.413359825746
99%-tile:	0.874990530043

Minimum:	0
Maximum:	9.78450359183
Mean:	0.113488374059
Median:	0.0512827022734
Geometric Mean:	N/A
Harmonic Mean:	N/A
Root Mean Square:	0.259720644269
Trim Mean (10%):	0.0828774132739
Interquartile Mean:	0.0538654900394
Midrange:	4.89225179592
Winsorized Mean:	0.0866788997632
TriMean:	0.0585381878958
Variance:	0.0545791325282
Standard Deviation:	0.233621772376
Interquartile Range:	0.0661310980068
Range:	9.78450359183
Mean Difference:	0.137434374287
Median Abs. Deviation:	0.0248904595419
Average Abs. Deviation:	0.083440877634
Quartile Dispersion:	N/A
Relative Mean Diff.:	1.21099958852
Standard Error:	0.00198255266996
Coef. of Variation:	2.05855246684
Skewness:	14.2547450434
Kurtosis:	403.848094432
Sum:	1575.89956218
Sum Absolute:	1575.89956218
Sum Squares:	936.677534145
Mean Square:	0.0674548130596
