



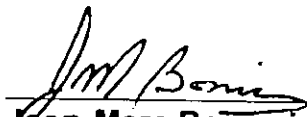
ULTRAMAR / Pipeline Saint-Laurent

Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est

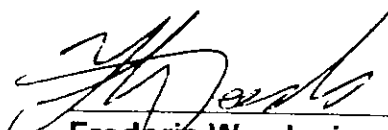
Rapport technique d'évaluation

BPR-Bechtel projet N° : 5443M25

Préparé par :


Jean-Marc Bonin, ing.

Vérifié par :


Frederic Weeds, ing.

le 28 février 2006

Révision 0



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° P:\5443M25\DOC-
PROJ\60\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique
_Evaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : i

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

SUIVI DES RÉVISIONS

RÉVISION	DATE	DESCRIPTION	PRÉPARÉ PAR
PA	2006-01-12	REMIS POUR INFO AU CLIENT (SANS ANNEXE)	J.-M. BONIN
PB	2006-01-24	COORDINATION INTERNE	J.-M. BONIN
PC	2006-02-01	ÉMIS POUR COMMENTAIRES	J.-M. BONIN
0	2006-02-28	ÉMISSION FINALE	J.-M. BONIN



Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P16443M25\DOC-
PROJ6060ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : i

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

TABLE DES MATIÈRES

EXECUTIVE SUMMARY.....	1
SOMMAIRE EXÉCUTIF	2
1 INTRODUCTION	3
1.1 Description du projet et objectifs du rapport.....	3
1.2 Agencement de tuyauterie.....	4
2 HISTORIQUE ET CONDITIONS INITIALES.....	5
2.1 Caractéristiques de la conduite	5
2.1.1 Spécification de tuyauterie.....	6
2.1.2 Pression de conception.....	7
2.2 Historique d'entretien et d'opération	7
2.3 Évaluations techniques précédentes	8
3 INSPECTION ET ESSAIS EN 2005.....	8
3.1 Inspection du pipeline	8
3.1.1 Méthodologie.....	8
3.1.2 Inspection Interne « géométrie »	9
3.1.3 Inspection interne « metal loss survey ».....	10
3.1.4 Excavation exploratoire et inspections par ultrasons.....	10
3.2 Pression maximale d'opération.....	11
3.2.1 Qualification originale de la conduite.....	11
3.2.2 Requalification du pipeline existant (essais hydrostatiques).....	11
3.3 Contrôle de la corrosion.....	13
3.3.1 État du revêtement existant	13
3.3.2 Protection cathodique	13
3.4 Épaisseur du recouvrement.....	14
3.5 Tests non effectués	14
4 ANALYSE DES INFORMATIONS	15
4.1 Normes et Standards.....	15
4.2 Matériau de fabrication.....	16



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P:\5443M25\DOC- PROJ\60\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n° : 5443M25		
Section :	Page :	ii
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

4.3	Anomalies, déformations et corrosion de la conduite	16
4.4	Condition de la protection cathodique et du revêtement.....	16
4.5	Calcul de la pression maximale d'opération	17
4.6	Protection contre les dommages.....	17
5	ÉVALUATION FINALE.....	18
6	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	18

Annexes

- Annexe A : Dessins d'agencement
- Annexe B : Liste de documents de références
- Annexe C : Historique de la conduite – documents de référence
- Extrait du document de référence intitulé « *St. Lawrence river crossing technical evaluation – 2004* » (Pipeline Saint-Laurent)
 - Extrait des résultats d'essais métallurgiques – 1992 (*Fleet Technology Limited*)
 - Mémo de TNPI portant sur les essais hydrostatiques – 1992
 - Extrait du rapport de vérification de la corrosion – 1992 (Tuboscope)
- Annexe D : Extrait du rapport « *Metal loss survey and geometry report – 2005* » (TDW)
- Annexe E : Validation par mesure par ultrasons – 2005
- Copie de la confirmation des mesures par ultrasons – 2005 (X-Per-X)
- Annexe F : Extrait du rapport « *Corrosion control report – 2005* » (Corrosion Services) et historique de l'entretien
- Annexe G : Calcul de la pression théorique et extrait du rapport d'essais hydrostatique 2005
- Annexe H : Photos



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° P-15443M25\DOC-
PROJ6060ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 1

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

EXECUTIVE SUMMARY

Ultramar Ltd., a subsidiary of Valero, is planning to construct a new pipeline between the Jean Gaulin Refinery at Lévis and the terminal in Montreal-East. In order to do this, Ultramar is planning to use an existing (unused) section of 10" de diameter pipeline connecting the Petromont site at Boucherville to the Ultramar wharf in Montreal-East.

BPR-Bechtel has received a mandate from Ultramar which consists in completing an engineering assessment of the existing pipeline, in order to confirm if the line may be used in the project at the expected maximum operating pressure of 10,260 kPa (1,480 psig).

The current report summarizes the results of pipeline inspection and gives an engineering assessment of the line based on the standard CSA Z662-03.

The engineering assessment has covered internal and external corrosion of the pipe, an evaluation of the condition of the corrosion protection (cathodic protection and type of jacket), and the overall deformation of the pipe.

The report concludes that the line is in good condition and can be put into service for the planned project, at a maximum operating pressure of 10,260 kPa (1,480 psig). A dedicated corrosion protection system or some monitoring stations should be considered if the line is put into service.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N°: P:5443M25\DOC- PROJ60160ET\Rapports_finiaux\Rapport_Technique _Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n°: 5443M25		
Section :	Page :	2
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

SOMMAIRE EXÉCUTIF

Ultramar ltée (une filiale de Valero) prévoit construire un pipeline reliant la raffinerie Jean Gaulin de Lévis au terminal de Montréal-Est pour y transporter des produits pétroliers raffinés. Pour ce faire, Ultramar envisage l'utilisation d'une conduite existante de 10" de diamètre, traversant le fleuve Saint-Laurent entre le site de valves de Pétrumont à Boucherville et le quai d'Ultramar à Montréal-Est.

BPR-Bechtel a été mandaté par Ultramar pour faire une évaluation technique de la conduite sous fluviale, afin de valider si celle-ci est en bon état et, si elle pourra opérer à la pression d'opération maximale prévue de 10 200 kPa (1 480 lb/po²).

Le présent rapport résume les résultats de l'évaluation technique pour la conduite sous fluviale et fournit une analyse technique en conformité avec la norme CSA Z662-03.

L'évaluation technique de la conduite de 10" diamètre couvre l'évaluation de la corrosion interne et externe du tuyau, l'évaluation de la protection contre la corrosion (protection cathodique et état du revêtement), et la déformation de la conduite.

Le rapport conclut que la conduite est en bonne condition et peut être mise en service dans le cadre du projet, à une pression maximale d'opération de 10 200 kPa (1 480 lb/po²). Des modifications mineures au système de protection cathodique existant et un système de surveillance en continu devraient être envisagés avant la mise en service.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P15443M251DOC-
PROJ60160ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline/Rapport_Évaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 3

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

1 INTRODUCTION

Dans le cadre du projet Pipeline Saint-Laurent reliant la raffinerie Jean Gaulin de Lévis au terminal de Montréal-Est, Ultramar envisage l'utilisation d'une conduite existante de 10" de diamètre, reliant Boucherville et le quai de Pétromont à Montréal-Est.

Cette conduite est composée de deux sections, une première section sous fluviale d'une longueur de 4,9 km appartient à Ultramar mais est louée à long terme (jusqu'en 2018) à Pipeline Trans-Nord inc. (*Trans-Northern Pipeline Inc. – TNPI*).

Une seconde section d'une conduite de 10" de diamètre prolonge la conduite sous fluviale de ± 800 m vers l'est, jusqu'au lot #P-4 du cadastre de la paroisse Ste-Famille-de-Boucherville, au sud-est de l'intersection de la Rivière aux Pins et de la voie ferrée du Canadien National. Cette section sera, elle aussi, récupérée dans le cadre du projet. Cette section de conduite appartient à TNPI et serait vendue à Ultramar.

Les deux sections n'ont jamais été mises en service depuis leur construction en 1968.

1.1 DESCRIPTION DU PROJET ET OBJECTIFS DU RAPPORT

Un mandat a été confié à BPR-Bechtel pour faire une évaluation technique de la conduite sous fluviale, afin de valider si celle-ci est en bon état et si elle pourra opérer à la pression d'opération maximale prévue de 10 200 kPa (1 480 lb/po²).

Le présent rapport regroupe les informations recueillies lors des divers essais et inspections qui ont eu lieu entre les mois d'août et de décembre 2005. Ce rapport complète l'évaluation technique (*Technical assessment report*) en conformité avec la norme CSA Z662.03-2003 et offre des recommandations et une conclusion pour la réutilisation de la conduite.

Dans le rapport, le terme « conduite sous fluviale » réfère à la section de conduite passant sous le fleuve Saint-Laurent, ainsi que la section de conduite qui la prolonge jusque dans un champ, au sud-est de l'intersection de la Rivière aux Pins et de la voie ferrée du CN (lot #P-4 de la municipalité de Boucherville).

Le rapport couvre les aspects suivants :

- Les critères de conception de la tuyauterie (spécification de tuyauterie, pression de conception, etc.).
- L'historique de la conduite sous fluviale.
- L'inspection des déformations de la conduite sous fluviale par sondes intelligentes (« *High Resolution Deformation Caliper Tool* »).
- Le taux de corrosion tel que mesuré par sondes intelligentes (« *High Resolution MFL ID-OD Corrosion Tool* »).
- La vérification de la corrosion par des excavations exploratoires.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N°: P:5443M25/DOC- PROJ60160ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n°: 5443M25		
Section :	Page :	4
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

1.1 DESCRIPTION DU PROJET ET OBJECTIF DU RAPPORT (suite)

- L'état du revêtement extérieur.
- La hauteur de recouvrement du sol.
- Les résultats d'essais de résistance mécanique et d'étanchéité.
- Une évaluation technique des résultats, en conformité avec la norme CSA Z662-03.

1.2 AGENCEMENT DE TUYAUTERIE

La conduite sous fluviale part du terrain appartenant à Pétromont situé au nord du quai d'Ultramar et au bout de la rue Hinton à Montréal-Est, longe le fleuve Saint-Laurent sur approximativement 200 m, tourne vers l'est et traverse le chenal nord du fleuve jusqu'à l'île Dufault. De là, elle bifurque vers le nord-est pour traverser l'île Dufault puis vers le nord pour franchir le chenal entre l'île Dufault et l'île Grosbois et finalement vers l'est pour traverser l'île Grosbois et le chenal sud du fleuve Saint-Laurent pour atteindre le site de valves de Pétromont au 1095 boul. Marie-Victorin, Boucherville. La section appartenant à TNPI prolonge la conduite vers le nord-est d'une distance d'environ 800 m, pour se terminer dans un champ (lot #P-4, cadastre de la Paroisse de Famille-de-Boucherville) au sud de la voie ferrée du Canadien National.

La conduite entre le quai de Montréal-Est et l'île Dufault a été installée dans un droit de passage commun avec huit autres conduites. À partir de l'île Dufault, la conduite sous fluviale partage le droit de passage avec quatre autres conduites appartenant à Pétromont.

Le plan d'ensemble #SH01-100-1D à l'annexe A montre le tracé de la conduite sous fluviale.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N°: P-15443M25/DOC-
PROJ6060ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique
_Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 5

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

2 HISTORIQUE ET CONDITIONS INITIALES

L'installation de la conduite sous fluviale de 10" de diamètre traversant le fleuve a été réalisée en 1968 en même temps que plusieurs autres conduites dont trois conduites appartenant à Pipeline Montréal, une conduite appartenant à Esso et quatre conduites appartenant à Pétromont (anciennement Shawinigan Pipeline) reliant l'usine de Varennes et l'usine de Montréal-Est. Les conduites de Pipeline Montréal et d'Esso sont adjacentes à celle d'Ultramar sur le tronçon situé entre l'île de Montréal et l'île Dufault tandis que celles de Pétromont sont adjacentes tout le long du tracé.

Ce corridor comporte quatre conduites de Pétromont (anciennement Shawinigan Pipeline), une conduite Ultramar (anciennement Shawinigan Pipeline), une conduite Esso et trois conduites Montreal Pipe Line.

2.1 CARACTÉRISTIQUES DE LA CONDUITE

Les documents de référence suivants ont été consultés afin d'identifier les caractéristiques spécifiques de la conduite sous fluviale

Document de référence	Informations pertinentes
<ul style="list-style-type: none">Dessin Shawinigan Chemicals Ltd #SH-058, Apr. 12, 1967, rev. 1 May 2 1967	<ul style="list-style-type: none">Conduite identifiée à 10³/₄" de diamètre, avec une épaisseur de 0,5 pouce, acier grade B, sans soudure. Le type d'acier (SA106 ou API 5L n'est pas mentionné).
<ul style="list-style-type: none">Dessin Gulf Oil Canada #42916-9-2, May 1969	<ul style="list-style-type: none">La section de tuyauterie qui est sous le fleuve est enduite d'un revêtement de béton. Les sections sous les îles Dufault et Grosbois ne sont pas enduit d'un revêtement de béton.
<ul style="list-style-type: none">Dessin Gulf Oil Canada #42916-3 et 4, May 1969	<ul style="list-style-type: none">La section entre l'île Dufault et l'île Grosbois n'est pas recouverte de ciment.
<ul style="list-style-type: none">Dessin de Montreal Pipeline #D-2889	<ul style="list-style-type: none">Indique que la conduite a été conçue pour une pression d'opération de 9 928 kPa (1 440 lb/po²).
<ul style="list-style-type: none">Sketch intitulé « Cheminement du pipeline Shawinigan Enrg. », daté de juin 1990	<ul style="list-style-type: none">Indique un diamètre extérieur de 10³/₄" , une spécification d'acier API 5LX-46 ERW, épaisseur de paroi :<ul style="list-style-type: none">➤ 0,307" sur 1,44 mille (2,3 km);➤ 0,500" sur 1,63 mille (2,6 km);➤ l'épaisseur pour la section de TNPI n'est pas indiquée (0,8 km).
<ul style="list-style-type: none">Rapport d'inspection de la géométrie d'Enduro Pipeline Services, daté du 21 octobre 1992	<ul style="list-style-type: none">Au verso de la page 2 de 16, une note indique un changement d'épaisseur de paroi de 0,307" à 0,500" approximativement au site de vannes de Pétromont. Ceci semble confirmer les informations lues sur d'autres documents.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N°: P15443M25DOC- PROJ6080ETVRapports_finauxRapport_Technique _Evaluation_PipelineRapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc	
Projet n°: 5443M25	
Section :	Page : 6
Date : 2006-02-28	Rév. : 0

2.1 CARACTÉRISTIQUES DE LA CONDUITE (suite)

- Dessin de TransNorthern Pipeline #C4-1140, avril 1967
- Bon de commande de TransNorthern Pipeline daté du 25 juin 1968
- Rapports (3) d'excavation exploratoire, datés du 24 octobre 1992, pour IPL et divers rapports de Corrosion Service
- Lettre de M. Sally Corbin de Interprovincial Pipe Line (Québec) Inc. à M. André Rheault d'Ultramar, datée du 6 octobre 1992
- Annexe E d'un rapport de IPL, intitulé « Specifications and contract for construction of pipeline facilities lot 11-5, Boucherville to Lot P.95, Varennes de British American Oil Company »
- Indique que la conduite a un diamètre extérieur de 10¾", que l'acier fait partie du groupe A (n.d.a. : selon l'ASME), de grade B, sans soudure, épaisseur de paroi de 0,500".
- Indique que leur section de tuyauterie a été récupérée de leur inventaire, que le recouvrement initial a été enlevé, la tuyauterie nettoyée et qu'un nouveau revêtement a été posé. Indique un diamètre extérieur de 10¾" et une épaisseur de paroi de 0,307".
- Indique un revêtement de type « *yellow jacket* » avec « *shrink sleeve* » pour la portion de tuyauterie entre le site de vannes de Pétromont à Boucherville et le quai d'Ultramar à Montréal-Est.
- Indique un revêtement de type « *coal tar* » pour la portion de tuyauterie entre le site de vannes de Pétromont à Boucherville et la terminaison de la conduite dans le champ d'agriculteur, près d'une voie ferrée du Canadien National.
- Recommande de pressuriser la conduite avec 60 lb/po² d'azote.
- La page 19 indique que la conduite est en acier API 5L gr. B sans soudure, diamètre extérieur de 10¾", épaisseur de paroi de 0,307".
- La pièce d'évidence « C », pages 5 et 7, indique que la conduite est en acier API 5LX-46 ERW, diamètre extérieur de 10¾", épaisseur de paroi de 0,307".

Une liste plus exhaustive des documents de référence est jointe à l'annexe B.

2.1.1 Spécification de tuyauterie

Les informations disponibles dans les documents de référence permettent d'identifier plusieurs caractéristiques des conduites qui ont été utilisées pour la conduite sous-fluviale :

- API 5L, grade B, sans soudure, sur la section de tuyauterie utilisée entre le quai d'Ultramar et le site de vannes de Pétromont.
- API 5LX-46, ERW pour la section de TNPI (800 m).
- Une épaisseur de paroi de 0,500" pour la tuyauterie sous le fleuve, recouverte de béton.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P:15443M25\DOC-
PROJ80\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 7

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

2.1.1 Spécification de tuyauterie (suite)

- Une épaisseur de 0,307" pour toute tuyauterie en milieu terrestre.
- Un revêtement de type « yellow jacket » pour la tuyauterie sur les îles Dufault et Grosbois, ainsi que la tuyauterie souterraine du côté de Montréal-Est (vérifié par excavation exploratoire).
- Un revêtement de type « coal tar » pour la tuyauterie de TNPI, à partir du site de vannes de Pétrumont jusqu'au point de terminaison à proximité de la voie ferrée du Canadien National (vérifié par excavation exploratoire).

2.1.2 Pression de conception

La documentation indique une pression de conception (*Maximum Operating Pressure – MOP*) de 9928 kPa (1440 lb/po²) pour la section de la conduite sous fluviale appartenant à Ultramar. Des essais hydrostatiques ont été effectués en décembre 1967 et mai 1968, à une pression de 12 610 kPa (1830 lb/po²) (en moyenne, approximativement). Ceci confirme une pression de conception de 9 928 kPa (1440 lb/po²) puisque selon le code, il faut un test à 1,25 x MOP.

La seconde section, appartenant à TNPI, a été testée à 10 335 kPa (1500 lb/po²) pour une MOP de 8 270 kPa (1200 lb/po²).

2.2 HISTORIQUE D'ENTRETIEN ET D'OPÉRATION

La conduite a été installée en 1968 et n'a jamais été utilisée. Une pression d'azote a été maintenue dans la conduite depuis sa construction. Certaines informations indiquent que la pression d'azote a été montée à 415 kPa (60 lb/po²) en 1992. Avant l'inspection par sondes intelligentes en novembre 2005, la pression d'azote dans la conduite était de 300 kPa (44 lb/po²). Après l'inspection, la conduite a été re-pressurisée avec 205 kPa (30 lb/po²) d'azote.

En 1968, un mémorandum de TNPI indique que la conduite a été endommagée puis réparée et, qu'un test hydrostatique a été réalisé. Les résultats de cet essai hydrostatique ne sont pas disponibles. Une copie du mémo est jointe à l'annexe C.

Les rapports de la firme de Corrosion Service indiquent que de façon générale, la conduite sous fluviale a été adéquatement protégée par anodes sacrificielles. Les seules exceptions identifiées par Corrosion Service sont les suivantes :

- En 1968 et une partie de 1969, la conduite n'a pas été protégée suite à une coupure dans la continuité électrique.
- En mai 1989, un bas potentiel électrique a été détecté. Le problème a été corrigé en juin 1989.
- En 2003, Corrosion Service a réparé la borne d'essai d'essai #18 situé l'île Dufault.

Un extrait du rapport d'activité de Corrosion Service est fourni à l'annexe F.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P:15443M251DOC- PROJ60160ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline/Rapport_Évaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n° : 5443M25		
Section :	Page :	8
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

2.3 ÉVALUATIONS TECHNIQUES PRÉCÉDENTES

Depuis la construction de la conduite, il y a eu deux évaluations techniques partielles :

- En 1980, une évaluation de la corrosion interne a été faite par la firme AMF Tuboscope à l'aide d'une sonde intelligente de type « *Linalog* ». Quelques défauts pouvant affecter l'intégrité de la conduite avaient été identifiés. Voir le rapport « *St-Laurence river crossing technical evaluation* » pour plus de détails (un extrait est disponible à l'annexe C).
- En 1992, nettoyage interne par cochons à disques (*disk type pig*) et vérification de la géométrie à l'aide d'un « *caliper* » réalisé par la firme Enduro Pipeline Services. De plus, une vérification de la corrosion interne par « *Linalog tool* », a été réalisée par la firme Tuboscope. Le rapport d'inspection indique que la conduite est, dans son ensemble, en bon état. Un extrait du rapport figure à l'annexe C. Le rapport de 1992 n'a pas relevé de défauts significatifs, contrairement au rapport de 1980.

Un document de référence a été préparé par Ultramar en 2004. Ce document avait pour objectif de recueillir les informations disponibles sur la conduite et d'identifier les inspections et essais supplémentaires à envisager pour compléter une évaluation technique complète, en conformité avec la norme CSA Z662-03. Un extrait du rapport figure à l'annexe C.

3 INSPECTION ET ESSAIS EN 2005

3.1 INSPECTION DU PIPELINE

3.1.1 Méthodologie

Des travaux ont été entrepris au début de 2005 dans le but de procéder à l'évaluation de l'intégrité de la conduite sous fluviale.

Un « rapport de construction » a été produit résumant les activités réalisées. En résumé, le programme d'évaluation de l'intégrité incluait les activités suivantes :

- Récupérer les informations et études disponibles.
- Dépressuriser la conduite (éliminer la pression d'azote) et la nettoyer à l'aide de cochons de nettoyage.
- Localiser la conduite en surface à l'aide de piquets;
- Vérifier la géométrie et les déformations de la conduite à l'aide de sondes intelligentes.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P:15443M25\DOC-
PROJ80180E\TRapports_finaux\Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 9

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

3.1.1 Méthodologie (suite)

- Évaluer l'état de corrosion de la conduite à l'aide de sondes intelligentes.
- Évaluer l'état du revêtement existant.
- Évaluer l'état de la protection cathodique existante.
- Vérifier un ou des points de corrosion par excavation exploratoire et les réparer au besoin.
- Effectuer une épreuve de résistance mécanique et une épreuve d'étanchéité de la conduite, par des essais hydrostatiques.
- Vider la conduite, l'assécher et la pressuriser à l'azote.
- Remettre tous les sites dans leur état original.

3.1.2 Inspection interne « géométrie »

L'inspection de la géométrie a été effectuée le 24 octobre 2005 par la firme *TD Williamson/Magpie* à l'aide d'un outil de déformation « *High Resolution Deformation Caliper Tool* ».

Deux anomalies principales ont été identifiées. Bien qu'aucune excavation exploratoire n'ait été réalisée pour valider ces anomalies, celles-ci ont pu être identifiées avec une bonne certitude :

N°	Distance à partir du point de départ	Identification
1	779 m	L'anomalie est du côté est du boulevard Marie-Victorin à Boucherville. Elle semble correspondre à la traverse d'un muret en béton à cet endroit (voir le plan C41202 de TNPI). Cette anomalie a été classée par <i>TD Williamson/Magpie</i> comme étant un gain de métal n'affectant pas l'intégrité de la conduite.
2	5264,8 m	L'anomalie est dans le fleuve. Elle semble correspondre à la fin du revêtement de béton tel qu'indiqué sur le plan SH-01-103-3-D. Cette anomalie a été classée par <i>TD Williamson/Magpie</i> comme étant une anomalie de fabrication (" <i>mill anomaly</i> "), n'affectant pas l'intégrité de la conduite.

Les déformations et anomalies identifiées n'affectent pas l'intégrité de la conduite sous fluviale.

Un extrait du rapport est fourni à l'annexe D.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N°: P:\5443M25\DOC- PROJ60160ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n°: 5443M25		
Section :	Page : 10	
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

3.1.3 Inspection interne « metal loss survey »

L'évaluation du taux de corrosion de la conduite a été effectuée le 25 octobre 2005 par la firme *TD Williamson/Magpie* à l'aide d'un outil magnétique « *High Resolution MFL ID-OD Corrosion Tool* ».

Le regroupement et l'analyse des points de corrosion et des anomalies ont été faits en conformité avec les normes ASME B31G et CSA Z662-03.

Le pire défaut détecté se situe près du site de valves de Pétromont à Boucherville, à 818,75 m du point de départ. Le défaut est à l'intérieur de la conduite. L'épaisseur de la paroi calculée par *TD Williamson/Magpie* est de 5,15 mm (0.203 po – réduction de 34 %) pour une dimension de 41,89 mm de long x 101,1 mm de large (1.65 po x 3.98 po). Ce défaut a été inspecté par ultrasons, voir le paragraphe 3.1.4.

Le rapport de *TD Williamson/Magpie* indique qu'il y a 170 endroits où il y a perte de métal donc réduction de l'épaisseur de la paroi. De cela, 13 sont des pertes de métal à l'intérieur du tuyau.

L'analyse détaillée de ces défauts démontre que la dimension des pertes de métal et leur profondeur n'affectent pas l'intégrité de la conduite. Conséquemment, selon *TD Williamson/Magpie*, la conduite pourrait être opérée à une pression maximale de 10 200 kPa (1 480 lbs/po²).

Un extrait du rapport final de *TD Williamson/Magpie* est inclus à l'annexes D du présent rapport.

3.1.4 Excavation exploratoire et inspections par ultrasons

Après analyse du rapport d'inspection soumis par *TD Williamson / Magpie*, il a été suggéré de procéder à une seule excavation exploratoire afin de valider les résultats obtenus lors de l'inspection à l'aide de la sonde intelligente pour la corrosion. Cette excavation a été réalisée à l'emplacement du pire défaut. Une lecture par ultrasons a été effectuée le 16 novembre 2005 à 818,77 m (2886,2 pieds) du lanceur, dans un coude montant près du site de vannes de Pétromont à Boucherville.

La dimension du défaut identifié par *TD Williamson / Magpie* diffère des mesures prises par ultrasons par la firme X-Per-X lors de l'excavation exploratoire. Les lectures de la sonde intelligente sont plus restrictives que la réalité.

Défaut évalué par <i>TD Williamson/Magpie</i>				Défaut mesuré par <i>X-Per-X</i>			
Profondeur	Longueur (mm)	Largeur (mm)	Orientation	Profondeur	Longueur (mm)	Largeur (mm)	Orientation
34 %	41,89	101,1	338 deg.	23 %	55	40	345 deg.

Les sections « *Dig site information report* » et « *Anomaly report* » du rapport de *TD Williamson/Magpie* ainsi qu'une copie de la confirmation des mesures par ultrasons sont incluses aux annexes D et F. Quelques photos sont aussi fournies à l'annexe H.



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N°: P15443M25/DOC-
PROJ6060ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline/Rapport_Évaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° 5443M25

Section : Page : 11

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

3.1.4 Excavation exploratoire et inspection par ultrasons (suite)

BPR-Bechtel, Ultramar et TD Williamson/Magpie estiment que les résultats sont valides en ce qui concerne la localisation et qu'il donne des données sécuritaires (plus sévères) que la réalité. Puisque la mesure par ultrasons est moins sévère que celle obtenue à l'aide de l'outil de corrosion, l'ensemble des mesures fournies par l'outil sont considérées fidèles. Pour ces raisons, aucune autre excavation exploratoire n'a été jugée nécessaire.

3.2 PRESSION MAXIMALE D'OPÉRATION

3.2.1 Qualification originale de la conduite

Avant de procéder aux essais sous-pression de la conduite sous-fluviale, la pression maximale théorique a été calculée conformément à la section 4 de la norme CSA Z662-03 03 (voir le détail du calcul à l'annexe G) et en tenant compte des données préliminaires disponibles suite à l'inspection par sondes intelligentes.

Le facteur d'emplacement utilisé pour le calcul est de 1,0 puisque le pipeline est prévu pour le transport de produits pétroliers à basse pression de vapeur et que la traverse de la voie ferrée est effectuée à dans une gaine protectrice.

Bien qu'on ne puisse déterminer de manière absolue les caractéristiques de l'acier utilisé pour la conduite sous fluviale, le calcul a été effectué avec l'acier le plus faible, soit le type API 5L grade B plutôt que de l'acier de type API 5LX-46 afin d'être sécuritaire.

Basée sur les indications de la norme ASME B31G parties 1, 2 et 3, la dimension du pire défaut identifié par *TD Williamson/Magpie* dans le rapport (voir à l'annexe E) n'affecte pas le calcul de la pression.

La pression maximale d'opération théorique calculée pour le tuyau est de 12 745 kPa (1 850 lb/po²). Cependant, la résistance de la conduite est limitée par les brides de classe 600 lbs. La norme ASME B16.5 en vigueur au moment de la fabrication de la conduite limite la pression d'opération des brides classe 600. Il faut noter que la norme ASME B16.5 en vigueur au moment de la conception de la conduite limitait la pression d'opération des brides classe ANSI 600 à 9 920 kPa (1 440 lb/po²).

Note: De nos jours, le code pour les brides (ASME B16.5) en vigueur autorise une pression pouvant aller jusqu'à 10 200 kPa (1 480 lbs/po²) pour des brides classe ANSI 600

3.2.2 Requalification du pipeline existant (essais hydrostatiques)

Le norme CSA Z662-03 exige deux essais en pression pour qualifier une conduite. Les pressions ont été établies en conformité à la norme CSA Z662-03, section 8, soient :

- un essai de résistance mécanique à 1,25 fois le MOP;
- un essai de fuite à 1,10 fois le MOP;



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N°: P-15443M25/DOC- PROJ/60/60ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n° : 5443M25		
Section :	Page :	12
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

3.2.2 Requalification du pipeline existant (essais hydrostatiques) (suite)

Compte-tenu que la pression MOP désirée est de 10 200 kPag (1 480 lb/po²), les pressions d'essais minimales requise par la norme CSA Z662-03 sont de 12 745 kPag (1850 lb/po²) et 11 215 kPag (1 628 lb/po²) respectivement.

Théoriquement, la pression d'opération doit être limitée par la pression de conception initiale du système, soit :

- pour la section appartenant à Ultramar : 9 920 kPag (1 440 lb/po²) tel qu'évalué à la section 3.2.1.
- pour la section appartenant à TNPI : 8 270 kPa (1 200 lb/po²).

La section 10.11.4 de la norme CSA Z662-03 précise qu'il est possible de reclassifier une conduite pour une pression d'exploitation maximale supérieure en effectuant une évaluation technique de la conduite.

Dans ce contexte, trois essais de pressions ont été effectués :

1. Pour des raisons administratives de garantie sur la section appartenant à TNPI, un premier essai hydrostatique a été réalisé à la pression de 10 335 kPa (1500 lb/po²). L'essai s'est bien déroulé et la pression a été maintenue constante pendant quatre heures. Aucune fuite n'a été détectée.
2. Un essai de résistance mécanique (durée de quatre heures) a été fait à la pression 13 090 kPa (1 900 lb/po²). L'essai s'est bien déroulé. Une petite fuite a été détectée mais n'a pas été réparée au moment de l'essai. La pression d'essai s'est maintenue au-dessus des 12 745 kPag (1850 lb/po²) minimum requis.

Note : L'article 8.2.7.1 du code CSA Z662-03 permet d'avoir une fuite lors de l'essai de résistance mécanique en autant que la fuite ne réduise pas la pression sous la pression minimale requise pour la durée de l'essai.

3. Un essai d'étanchéité (durée de quatre heures) a été fait à la pression de 11 725 kPa (1 702 lb/po²). Avant l'essai, la fuite détectée lors de l'essai de résistance a été réparée. La pression a fluctué de 2 lb/po² sur une période de quatre heures à cause des variations de température de la conduite. La pression à la fin de l'essai était la même qu'au début.

Un extrait du rapport des essais hydrostatiques, incluant une copie des enregistrements graphiques, est inclus à l'annexe G.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P-5443M25IDOC-
PROJ6060E1/Rapports_finaux/Rapport_Technique
_Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 13

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

3.3 CONTRÔLE DE LA CORROSION

3.3.1 État du revêtement existant

Une évaluation de la qualité de l'isolation électrique du revêtement de la conduite a été réalisée entre les mois de septembre et octobre 2005 par la firme Corrosion Service.

L'évaluation a été réalisée à l'aide de deux techniques développées par le groupe PRC International qui est un groupe d'essai de l'American Gas Association. L'évaluation des résultats a été faite en conformité avec la norme NACE TM0102-2002. La capacité d'isolation électrique du revêtement de la conduite est jugée acceptable par la firme Corrosion Service. Un extrait du rapport est fourni à l'annexe F.

Les techniques énumérées précédemment ne permettent pas de valider l'adhérence du revêtement. Cependant, basé sur les observations dans les rapports d'excavation exploratoire datés du 24 octobre 1992, ainsi que sur les observations faites lors de l'excavation exploratoire en novembre 2005 au site de vannes de Pétromont à Boucherville, nous sommes d'avis que l'adhésion du revêtement est adéquate.

3.3.2 Protection cathodique

Une évaluation de la protection cathodique de la conduite a été réalisée entre les mois de septembre et octobre 2005 par la firme Corrosion Service.

La conduite sous fluviale n'a pas d'anode dédiée pour la protection cathodique. Elle se trouve à être protégée par le système de protection cathodique de Pétromont. Les quatre conduites de Pétromont sont protégées par anodes sacrificielles et sont reliées électriquement avec la conduite sous fluviale d'Ultramar.

Le rapport de la firme Corrosion Service conclut que la conduite sous fluviale est adéquatement protégée en accord avec les critères de la norme NACE RP0169-2002.

Corrosion Service note cependant que la conduite sous fluviale est affectée par les systèmes de protection cathodique du quai d'Ultramar et par les systèmes de Montreal Pipe Line (MPL). Corrosion Service souligne qu'une attention particulière devrait être apportée au remplacement éventuelle des anodes du système de Pétromont avant la fin de leur vie utile prévue dans approximativement 15 ans, si la situation actuelle demeure inchangée. Un extrait du rapport d'évaluation et de recommandations de Corrosion Service est inclus à l'annexe F.

Un historique de l'entretien du système de protection cathodique a été maintenu par la firme Corrosion Service et un extrait se trouve également à l'annexe F.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N°: P:\5443M25\DOC- PROJ\80\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique _Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n° : 5443M25		
Section :	Page :	14
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

3.4 ÉPAISSEUR DU RECOUVREMENT

L'inspection du recouvrement des sections de conduite sous le fleuve Saint-Laurent a été effectuée en juillet et août 2005 par la firme « Géophysique Sigma Inc. » en même temps que plusieurs autres conduites. L'étude a été dirigée par « Montreal Pipe Line Limited » et les résultats ont été transmis à « Trans-Northern Pipelines Inc. », qui les ont ensuite re-transmis à Ultramar dans le cadre d'une entente préalable.

Seule une partie du rapport concerne la conduite sous fluviale, soit les données et résultats pour les corridors C1 et C6. Le corridor C1 couvre la partie entre la rive du quai de Montréal-Est et la rive de l'île Dufaut. Le corridor C6 couvre la partie entre la rive de l'île Grosbois et la rive à Boucherville, vis-à-vis du site de vannes de Pétrumont.

Une inspection par bathymétrie effectuée manuellement et automatiquement a été réalisée pour mesurer la profondeur et l'épaisseur de recouvrement. Cette méthode est moins précise pour le corridor C6 à cause de la présence d'algues. Aucun changement n'a été observé pour les deux corridors depuis l'inspection réalisée en 2000.

Une inspection par sonar de type « side-scan » a été effectuée pour vérifier la présence d'objets au-dessus des conduites. Aucune opinion précise n'a pu être formée pour le corridor C6 à cause de la présence trop prononcée d'algues. Par contre, la position de la tranchée a été détectée pour ce corridor. Aucun gros objet n'a été identifié pour le corridor C1. Pour le corridor C1, la présence de matériel excédentaire de remblayage et de matériel résiduel a été détectée. Ceci ne présente pas de risque pour la conduite.

Une troisième inspection a été effectuée à des endroits spécifiques par plongeurs expérimentés. Aucun gros objet n'a été détecté. La conduite n'est pas exposée. Quelques roches pouvant avoir un diamètre jusqu'à 80 cm ont été identifiées au-dessus de la tranchée du corridor C1, mais cela ne présente pas de risque pour la conduite.

L'épaisseur de recouvrement des sections non sous le fleuve a été mesurée par Corrosion Service. L'épaisseur est adéquate en tout point et varie de 5 à 16 pieds selon l'endroit où l'on se trouve sur le parcours.

3.5 TESTS NON EFFECTUÉS

Le code CSA Z662-03 recommande, lorsque les rapports de conformité des matériaux (*mill inspection reports* et *mill certificates*) ne sont pas disponibles, d'effectuer une analyse métallurgique de coupons de tuyauterie prise à des endroits représentatifs de l'ensemble de la conduite.

De plus, il est de pratique courante d'effectuer quelques excavations exploratoires pour valider les données obtenues par sondes intelligentes et pour identifier le type de revêtement.

Après revue des données disponibles et compte tenu des inspections effectuées sur la conduite depuis son installation, Ultramar et BPR-Bechtel ont jugé qu'il n'était pas requis d'effectuer ces tests pour les raisons suivantes :

- L'épaisseur de la paroi est connue en tout point suite au passage de la sonde intelligente « High Resolution MFL ID-OD Corrosion Tool ».
- Le type de revêtement est bien identifié dans la documentation existante et a été constaté lors de la vérification du défaut et lors des travaux de réparation à la protection cathodique précédents.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N°: P:15443M25\DOC-
PROJ\60\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 15

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

3.5 TESTS NON EFFECTUÉS (suite)

- Bien que le type d'acier ne soit pas connu avec précision, les données disponibles permettent de limiter le choix entre deux matériaux précis (API 5L gr. B et API 5LX gr. 46). En effectuant l'essai hydrostatique basé sur la résistance mécanique (SMYS) la plus faible pour ces aciers, la conduite se trouve à être validée à la pression d'essai (CSA Z662-03, art. 8.2).

4 ANALYSE DES INFORMATIONS

4.1 NORMES ET STANDARDS

L'évaluation technique de la conduite a été faite en se basant principalement sur les normes, codes et standards suivants :

API 5L	Specification for Line Pipe
API RP1110 - 1997	Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines
API RP1163 - 2005	In-Line Inspection Systems Qualification Standard
ASME B31.4 - 2002	Pipeline Transportation Systems for Liquid hydrocarbons and Other Liquids
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B31G - 1991	Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines
CSA Z662-03	Oil and Gas Pipeline Systems
NACE TM0102-2002	Measurement of Protective Coating Electrical Conductance on Underground Pipelines
NACE RP0169-2002	Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems



Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N°: P15443M25IDOC- PROJ60160E11Rapports_finauxRapport_Technique _Evaluation_PipelineRapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n° : 5443M25		
Section :	Page :	16
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

4.2 MATÉRIAU DE FABRICATION

Le matériau de fabrication n'est pas connu avec certitude. Certains documents mentionnent l'acier API 5L grade B, « seamless », d'autres indiquent l'acier API 5LX-46, « seamless ».

Les rapports de conformité des matériaux (*mill inspection reports* et *mill certificates*) et les rapports des inspections par radiographie ne sont pas disponibles.

Les documents existants indiquent que la section entre Montréal-Est et le site de vannes de Péromont a été conçue pour une pression d'opération de 9 920 kPa (1 440 lb/po²). Des enregistrements graphiques et des résultats compilés lors d'essais sous pression à 12 410 kPa (1 800 lbs/po²) réalisés en décembre 1967 et en mai 1968 semblent confirmer cette information mais les documents disponibles sont mal identifiés. Les certificats d'essais hydrostatiques de la section de ±800 mètres situés à Boucherville indiquent que la conduite a été éprouvée pour une pression d'opération de 8 270 kPa (1 200 lb/po²).

En se basant sur le type d'acier le plus faible, soit l'acier API 5L grade B et en utilisant les épaisseurs de parois identifiées lors des inspections par sondes intelligentes, BPR-Bechtel considère que la conduite pourra être opérée à une pression maximale de 10 200 kPa (1 480 lbs/po²).

4.3 ANOMALIES, DÉFORMATIONS ET CORROSION DE LA CONDUITE

La conduite sous fluviale a été inspectée à trois occasions (voir la section 2.3 « Évaluation technique précédente »).

L'inspection la plus récente effectuée à l'automne 2005 ne révèle aucun défaut de corrosion (perte de métal) ou anomalie pouvant affecter l'intégrité de la conduite sous fluviale. De plus, un des défauts facilement atteignable a été inspecté visuellement et des mesures d'épaisseur de paroi ont été prises localement. Les mesures prises se sont avérées être moins contraignantes que les évaluations faites lors de l'inspection par sondes intelligentes.

L'évaluation des défauts a été faite en conformité avec les normes ASME B31G et CSA Z662-03.

La conduite sous fluviale est considérée être en bonne condition du point de vue de la corrosion interne et externe. De plus, les résultats d'inspection indiquent que la géométrie de la conduite est en bon état.

4.4 CONDITION DE LA PROTECTION CATHODIQUE ET DU REVÊTEMENT

La conduite sous fluviale n'a pas de protection cathodique dédiée, i.e. qu'elle est indirectement protégée par le système de protection cathodique des conduites de Péromont situées à proximité, donc dépendante de ce système et de l'entretien qui en est fait.

Cependant, le rapport intitulé « Rapport sur les essais d'évaluation de revêtement » de la firme Corrosion Service (voir l'annexe F), confirme que la conduite sous fluviale est protégée par anodes sacrificielles, en conformité avec les critères du standard NACE RP0169-2002.

De plus, selon le document intitulé « Protection cathodique – Péromont inc. – Conduite de 10" de diamètre traversant le fleuve Saint-Laurent », daté du 15 février 2005 et réalisé par la firme Corrosion Service, on conclure que la protection cathodique a été maintenue et que l'entretien du système s'est effectué régulièrement, et ce jusqu'à aujourd'hui en conformité avec la norme CSA Z662-03 article 9.2. Un extrait du rapport est fourni à l'annexe F.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N°: P\5443M25\DOC-
PROJ60160ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique
_Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 17

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

4.5 CALCUL DE LA PRESSION MAXIMALE D'OPÉRATION

La pression maximale d'opération peut être calculée à l'aide des formules de l'article 4.3.3 de la norme CSA Z662-03. Les coefficients utilisés pour les calculs sont les suivants :

- Facteur de conception de 0,8 – exigé par le code.
- Coefficient de localisation : le coefficient de localisation est de 1,0 pour les liquides à basse tension de vapeur, sauf pour les traverses de voie ferrée sans gaine protectrice. Compte tenu que la traverse est sous gaine protectrice, le facteur de 1,0 est applicable.
- Facteur de correction du joint de soudure 1.0. *Note: l'article 5.7.4 du code CSA Z662-03 indique qu'un facteur de 0,6 doit être pris lorsque le matériau est inconnu. Cependant, compte tenu que la documentation disponible indique que le matériau est un des suivants : API 5L gr B, ou API 5LX-46, le calcul a été effectué sur la base que le matériau était connu.*
- Coefficient de correction de température : la température du tuyau n'est pas élevée et le coefficient de correction pour la température peut être considéré à 1,0.

Basée sur le tableau # 3-3 de la norme ASME B31G, la dimension des défauts mesurée par sondes intelligentes n'a pas d'impact sur le calcul de la pression maximale d'opération.

Le calcul du MOP est aussi basé sur la résistance élastique du matériau (SMYS). Puisque le matériau est de l'acier API 5L gr. B ou du API 5LX-46, le calcul de la MOP a été effectué en tenant compte du matériau le moins résistant.

La pression d'opération prévue de 10 200 kPa (1 480 lb/po²) respecte les exigences de la norme CSA Z662-03 lorsque le calcul est basé sur les informations disponibles et sur les résultats d'inspection effectuées en 2005,.

Le détail du calcul est fourni à l'annexe G.

4.6 PROTECTION CONTRE LES DOMMAGES

Les inspections effectuées par la firme « Géophysique Sigma inc. » pour les sections de conduite sous le fleuve démontrent que l'érosion est très faible et que l'épaisseur de recouvrement ainsi que la quantité et la grosseur des objets sont similaires à ce qui avait été identifié lors des inspections précédentes de 1995 et 2000.

Le relevé visuel et la prise de données ont été plus compliqués que prévu à cause de la présence d'algues le long du corridor. Le rapport recommande que les prochaines inspections se fassent au début du printemps afin de profiter du niveau d'eau plus élevé ainsi que de la présence de moins d'algues.

La conduite est adéquatement protégée contre les dommages, l'érosion, les impacts d'ancre de navire, la glace, etc. L'épaisseur de recouvrement est similaire à ce qui avait été mesuré en 1995 et en 2000.

Les mesures effectuées par Corrosion Service sur les sections de conduite non sous le fleuve démontrent que le recouvrement est adéquat.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° P-16443M25IDOC- PROJ6060ET/Rapports_fineux/Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n° : 5443M25		
Section :	Page :	18
Date :	2006-02-28	Rév. : 0

5 ÉVALUATION FINALE

La conduite sous fluviale doit être remise en service à une pression d'opération plus élevée que la pression de conception d'origine, soit une MOP de 10 200 kPa (1 480 lb/po²) au lieu de 9 920 kPa (1 440 lb/po²). Une évaluation technique (*engineering assessment*) de la conduite a donc été faite conformément à l'article 10.11.6 du standard CSA Z662-03.

La conduite a passé avec succès un essai de résistance mécanique à une pression de 1,25 x la MOP désirée, conformément à l'article 8.2 du CSA Z662-03.

La conduite a passé avec succès un essai d'étanchéité à une pression de 1,1 x la MOP désirée, conformément à l'article 8.2 du CSA Z662-03.

Les défauts de corrosion identifiés lors de l'inspection de la conduite à l'aide d'une sonde intelligente ainsi que l'analyse faite par BPR-Bechtel et par le groupe « TD Williamson/Magpie », en conformité avec l'article 10.8 du CSA Z662-03, indique qu'aucun défaut ou anomalie excédant les caractéristiques décrites à l'article 10.8 de la norme CSA Z662-03 n'a été détecté dans la conduite sous fluviale

La protection cathodique de la conduite sous fluviale est jugée être en bonne condition. La documentation et le suivi pour l'entretien de la protection cathodique sont en conformité avec les critères de l'article 9.5 de la norme CSA Z662-03.

Le revêtement extérieur de la conduite est jugé être en bon état. Aucune réhabilitation n'est requise à cet égard.

L'épaisseur de recouvrement de la conduite est suffisante. La conduite n'est pas à découvert et aucun gros objet n'a été détecté tout au long du couloir de la conduite.

Suite aux inspections effectuées, aucun défaut et aucune anomalie n'ont été détectés sur la conduite sous fluviale, qui nécessiteraient une réduction de la pression d'opération. La conduite sous fluviale peut donc être remise en service en toute sécurité à une pression d'opération maximale de 10 200 kPa (1 480 lb/po²), pour des températures du fluide variant entre -28,8 °C et 37,7 °F (-20 °F à 100 °F). L'analyse des « coups de bélier » ou du vide (vacuum) ne faisait pas partie du mandat et, par conséquent, n'a pas été évaluée.

6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La conduite sous fluviale de 10" de diamètre est composée d'une section de 4,9 km appartenant à Ultramar mais louée à long terme à TNPI et d'une section de 0,8 km appartenant à TNPI. La section de 4,9 km part du site de vannes de Pétromont à Boucherville, traverse le fleuve en passant sous les îles Dufaut et Grosbois, et se termine au quai d'Ultramar à Montréal-Est. La section de 0,8 km part d'un endroit situé dans un champ sur le lot #P-4 du cadastre de la Paroisse Ste-Famille-de-Boucherville, au sud-est de l'intersection entre la Rivière aux Pins et de la voie ferrée du Canadien National, traverse la voie ferrée et se raccorde à la section appartenant à Ultramar. Les deux sections n'ont jamais été mises en service depuis leur construction en 1968.

Dans le cadre du projet de pipeline reliant la raffinerie Jean Gaulin de Lévis au terminal de Montréal-Est, Ultramar prévoit mettre en service la conduite sous fluviale. La pression d'opération maximale désirée Ultramar est de 10 200 kPa (1 480 lb/po²), soit légèrement plus élevée que la pression de conception initiale de la conduite.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P:5443M25\DOC-
PROJ60\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique
_Evaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Page : 19

Date : 2006-02-28 Rév. : 0

6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS (suite)

Une évaluation technique complète de la conduite a été réalisée en conformité avec les indications de la norme CSA Z662-03. Les éléments suivants ont été évalués à l'automne 2005 :

- Évaluation de la géométrie de la conduite à l'aide de sondes intelligentes (« *High Resolution Deformation Caliper Tool* »).
- Évaluation de la corrosion interne et externe de la conduite à l'aide de sondes intelligentes (« *High Resolution MFL ID-OD Corrosion Tool* »).
- Validation d'un défaut détecté par la sonde intelligente, à l'aide d'une inspection visuelle et d'une mesure d'épaisseur de paroi par ultrasons.
- Un essai de résistance de la conduite.
- deux essais d'étanchéité de la conduite.
- Inspection de l'efficacité du système de protection cathodique et évaluation de l'état du revêtement de la conduite.
- Inspection de l'épaisseur du recouvrement de la conduite, dans le fleuve Saint-Laurent.

Suite à ses différentes évaluations, BPR-Bechtel a compilé et interprété les résultats.

La protection cathodique est fonctionnelle et adéquate. Le revêtement de la conduite est en bon état et l'épaisseur de recouvrement de la conduite sous le fleuve est adéquat. La conduite sous fluviale est jugée être en bonne condition et BPR-Bechtel est d'avis qu'elle peut être remise en service à la pression d'opération de 10 200 kPa (1480 lb/po²).

Cependant, si la conduite est remise en service, les recommandations suivantes devront être prises en considération :

- la conduite sous fluviale est protégée indirectement par le système appartenant à Pétromont. Il est recommandé d'installer un système de protection cathodique dédié à la conduite d'Ultram ou tout au moins d'installer des points de surveillance (monitoring). Une étude par une firme spécialisée devra être réalisée pour déterminer les ajouts ou modifications à effectuer;
- la prochaine inspection (prévue en 2010) de l'épaisseur de recouvrement des sections de conduites sous le fleuve devrait être effectuée au début du printemps afin de profiter des niveaux d'eau plus élevés et de la présence réduite d'algues.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P15443M25DOC-
PROJ160'60ET/Rapports_fineux/Rapport_Technique
_Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : **Annexe**

Date : 2006-02-28

Rév. : 0

ANNEXE A

DESSINS D'AGENCEMENT



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P-5443M29DOC- PROJ6056ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc	
Projet n° : 5443M25	
Section : Annexe	
Date : 2006-02-28	Rév : 0

ANNEXE B

LISTE DES DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE



Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P15443M25\DOC-
PROJ\60160E\TRapports_finaux\Rapport_Technique_
Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_rev
0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : Annexe

Date : 2006-02-28

Rév. : 0

TABLEAU DES PRINCIPAUX DOCUMENTS DE RÉFÉRENCES

Le tableau suivant indique les principales références ayant servies à la préparation du présent rapport. Ce tableau n'inclut pas les normes et standards de référence. L'ordre des documents de référence est aléatoire.

N°	TITRE (RÉFÉRENCE)	DESCRIPTION DU CONTENU	DATE	ÉMIS PAR
1	St. Lawrence river crossing technical evaluation	Compilation des informations existantes sur la conduite. Évaluation de ce qui est requis pour compléter une évaluation technique, conformément à la norme CSA Z662-03. Contient la liste non exhaustive des <u>principaux</u> éléments :	2004	« Pipeline Saint-Laurent' – Ultramar »
		- Extrait du rapport d'inspection d'Enduro Pipeline Services	1992-10-21	
		- Extrait de la spécification de fabrication « Specification and contract for construction of pipe line facilities to lot P.95, Varennes, Province of Quebec – British American Oil Company Limited »		
		- Extrait « Environmental Prevention Activity »		
		- Log, Port of Montreal St-Laurence Pipeline Easement, émis pour TNPI	2002-06-05	
		- Confirmation du nettoyage du tuyau d'acier récupéré par TNPI – Trans-Northern Pipe Line Company – Purchase Order 21429	1968-07-25	
		- Lettre « Technical Assessment of the St. Lawrence River Crossing for the Ultramar Pipeline »	1992-12-14	



Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P15443M25\DOC-
PROJ60\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique_
Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_rev
0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : **Annexe**

Date : 2006-02-28

Rév. : 0

N°	TITRE (RÉFÉRENCE)	DESCRIPTION DU CONTENU	DATE	ÉMIS PAR
		- Metallurgical Testing of Pipe Coupons from St. Lawrence River Cut-outs, « Fleet Technology Limited »	1992-11-24	
		- « Hydrostatic Test Records – St-Lawrence River Crossing » – lettre de transmission du 2004-10-28 et résultats de décembre 1967	1967-12-18	
		- « Protection cathodique Pipelines Montréal/ Varennes » – Résultats de l'inspection de 1990	1991-03-12 + 2000-07-18	
		- Copie du rapport d'inspection du recouvrement, Géophysique Sigma inc.	Décembre 2000	
		- Rapport d'excavation exploratoire – « Dig Summary – Pipeline Integrity Department »	1992-11-18	
2	N/réf. 500387 – « History docket » – Ultramar Itée – Référence client #5443M25	Rapport final des essais hydrostatiques et de l'essai de résistance mécanique	2005	Guy Tremblay, Ganotec
3	Montreal Pipe Line Ltd. – Inspection of underwater pipelines 2005 – St. Lawrence and Richelieu Rivers	Rapport final de l'inspection de la hauteur de recouvrement et de l'état de la tranchée pour plusieurs conduites, incluant la conduite sous fluviale	Novembre 2005	Géophysique Sigma inc.
4	N/réf. 800167 – « History docket » – Ultramar Itée – Référence client #26811	Rapport de compilation des données de fabrication de la tuyauterie temporaire lors des travaux d'inspection de la conduite sous fluviale. « <i>Manufacturer's data report, radiographic examination reports, pressure test reports, mill test reports, fabrication tool sheet</i> »	Novembre 2005	J.G. Pelchat, Muga Fab
5	Preliminary dig site information report	Courriel reçu de TDW/Magpie décrivant la position du pire défaut	2005-11-14	Jeff Reese, Magpie
6	Dent – Preliminary report	Courriel reçu de TDW/Magpie décrivant les déformations dans la conduite. <i>Note: aucune déformation n'a été détectée</i>	2005-12-06	Jeff Resse, Magpie



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P.15443M25\DOC-
PROJ60\60ET\Rapports_finiaux\Rapport_Technique_
Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_rev
0.doc
Projet n° : 5443M25
Section : **Annexe**
Date : 2006-02-28 Rév. : 0

N°	TITRE (RÉFÉRENCE)	DESCRIPTION DU CONTENU	DATE	ÉMIS PAR
7	Final spreadsheet for Boucherville to Montreal-East line	Courriel reçu de TDW/Magpie contenant les résultats finaux des relevés de corrosion pour la conduite sous fluviale	2006-01-12	Jeff Resse, Magpie
8	Rapport sur les essais d'évaluation de revêtement pour la conduite 10" TNPI traversant le fleuve Saint-Laurent	Résultats de l'évaluation de l'état du revêtement de la conduite et évaluation de l'efficacité et de l'état de la protection cathodique existante	2005-10-31	Brian Brochu, Corrosion Service
9	Rapport d'inspection – Mesures d'épaisseur sur la conduite de 10" et de 12" et témoignage d'essais hydrostatiques	Résultats de mesures de lecture d'épaisseur par ultrason, conduite sous fluviale et conduite d'essence.	2005-12-09	Philippe Chenoix, X-Per-X
10	Protection cathodique – Péтромont inc. – Conduite de 10" de diamètre traversant le fleuve Saint-Laurent	Historique de l'entretien de la protection cathodique pour les conduites de Péтромont et, conséquemment, pour la conduite sous fluviale (protégée par le même système)	2005-02-15	Brian Brochu, Corrosion Service
11	Dessin #SH-058		1967-04-12 (rév. 1, 1967-05-02)	Shawinigan Chemical Ltd.
12	Dessin #42916-1 (#SH-01-103-1-D pour Péтромont) « Shawinigan Pipeline System North Shore of St. Lawrence River »		Mai 1969 (rév. 1988)	Gulf Oil Canada
13	Dessin #42916-2 (#SH-01-103-2-D pour Péтромont) « Shawinigan Pipeline System Main Channel Crossing Of St-Lawrence River »	Profondeur de recouvrement	Mai 1969 (rév. 1988)	Gulf Oil Canada
14	Dessin #42916-3 (#SH-01-103-3-D pour Péтромont) « Shawinigan Pipeline System Crossing of Ile Dufaut »		Mai 1969	Gulf Oil Canada
15	Dessin #42916-5 (#SH-01-103-5-D pour Péтромont) « Shawinigan Pipeline System Crossing of Portion of Ile St-Joseph »		Mai 1969 (rév. 1988)	Gulf Oil Canada
16	Dessin #42916-4 (#SH-01-103-4-D pour Péтромont) « Shawinigan Pipeline System Crossing of Inter-Island Channel »		Mai 1969	Gulf Oil Canada



Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION

Document N° : P:15443M25\DOC-
PROJ60\60ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique_Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_rev
0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : **Annexe**

Date : 2006-02-28

Rév. : 0

N°	TITRE (RÉFÉRENCE)	DESCRIPTION DU CONTENU	DATE	ÉMIS PAR
17	Dessin #42916-5 (#SH-01-103-5-D pour Pétromont) « Shawinigan Pipeline System Crossing of portion of Ile St-Joseph »	Recouvrement sur la conduite pour l'île St-Joseph (i.e. Grosbois)	Mai 1969 (rév. 1988)	Gulf Oil Canada
18	Dessin #42916-7 (#SH-01-103-7-D pour Pétromont) « Shawinigan Pipeline System Crossing of portion of Ile St-Joseph »	Recouvrement sur la conduite pour l'île St-Joseph (i.e. Grosbois) et protection cathodique	Mai 1969 (rév. 1988)	Gulf Oil Canada
19	Dessin #42916-8 (#SH-01-103-8-D pour Pétromont) « Shawinigan Pipeline System Crossing of portion of Ile St-Joseph »	Recouvrement sur la conduite pour l'île St-Joseph (i.e. Grosbois)	Mai 1969 (rév. 1988)	Gulf Oil Canada
20	Dessin #42916-9 (#SH-01-103-9-D pour Pétromont) « Shawinigan Pipeline System Crossing of Boucherville Channel »	Recouvrement sur la conduite dans le fleuve, détail des croisements avec les conduites de Montreal Pipe Line	Mai 1969	Gulf Oil Canada
21	Dessin #SH-01-103-10-D	Localisation et détail pour les stations d'essais de protection cathodique	?	Gulf Oil Canada
22	Dessin #42916-23 (#SH-01-103-23-D) « Shawinigan Pipeline System Details of North and South shore areas »	Recouvrement à Marie-Victorin, détail protection cathodique	Mai 1969	Pétromont
23	Dessin #D2889			Montreal Pipeline
24	Sketch intitulé « Cheminement du pipeline Shawinigan Enrg. »		Juin 1990	
25	Dessin #SH01-100-1D « Cheminement général du pipeline Shawinigan de Montréal-Est à Varennes, rév. 0 »	Cheminement de la conduite	1990-07-31	Pétromont – Usine de Varennes
26	Dessin C4-1202 « Proposed 1968 South Shore Extension »	Montre la traverse du boulevard Marie-Victorin et de la voie ferrée du CN à Boucherville.	1968-07-18	Trans-Northern Pipe Line Co.
27	Dessin 90R01-313107-P7-01 « Entente pour Pipelines »	Cheminement général du pipeline sous le fleuve jusqu'au quai de Pétromont	1990-08-02	Port de Montréal
28	Dessin #D10687-M « Pipeline shawinigan – Cheminement général – Montréal-Est à Varennes »	Cheminement général du pipeline Ultramar	1983-06-13	Ultramar



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P.15443M25\DOC-
PROJ\60160ET\Rapports_finaux\Rapport_Technique_
Évaluation_Pipeline\Rapport_Évaluation_Pipeline_rev
0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : **Annexe**

Date : 2006-02-28

Rév. : 0

N°	TITRE (RÉFÉRENCE)	DESCRIPTION DU CONTENU	DATE	ÉMIS PAR
29	Dessin #IPL7-19-102-A1	Cheminement de la conduite sous fluviale à l'arrivée au quai de Pétromont	1993-04-14	Pipeline Interprovincial (Québec) inc.
30	Dessin #T094-07-02	Détail de la conduite sous fluviale à l'arrivée au quai de Pétromont	1998-03-17 rév. 2000-03-09	Ultramar



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P15443M25\DOC- PROJ06050E\TRapports_finaux\Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc	
Projet n° : 5443M25	
Section : Annexe	
Date : 2006-02-28	Rév. : 0

ANNEXE C

HISTORIQUE DE LA CONDUITE – DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

St. Lawrence river crossing technical evaluation

INTRODUCTION

Ultramar Ltd considers using the existing 10" St. Lawrence river crossing from Boucherville to Montreal-East to transport petroleum refined products. This line is owned by Ultramar and leased on a long term basis to TransNorthern Pipeline (TNPL). The line would be included in a pipeline system which Ultramar intends to operate at a maximum operating pressure (MOP) of 10 200 kPa (1 480 psig). Based on the available information, the line has been tested after its construction in 1968 and its actual MOP would be 9 928 kPa (1 440 psig). However, test charts that are well identified are not available and it appears that the line was never been in service since its construction.

OBJECTIVE

The objective of this study is to assemble all the available information and to discuss its content in order to determine the elements that will require additional tests or studies to complete an adequate engineering assessment.

The study is divided in two sections. Section 1 provides a summary of the available information for this pipe section. In section 2, a thorough analysis of the various information is provided with identification of additional tests or studies that should be performed to determine if the line can be included in the pipeline system.

SCOPE OF REPORT

The following areas will be explored within this report :

- Pipe characteristics
 - Wall thickness and Pipe Grade
 - Metallurgical analysis
- Pressure test
- Corrosion control
- Depth of cover
- Internal inspection
- Pipe excavations

STANDARDS

Even if the existing pipeline was designed and constructed in accordance with the CSA Z183 standard which was in effect at the time of construction of the facilities, the technical feasibility to include this pipe section into the pipeline system will be based on the actual CSA Z662-03 standard, which replaces the older standard. CSA Z662-03 includes sections that describes the process to follow in order to determine if an existing pipeline can be operated at an higher MOP or if a company intends to increase the operating pressure of a pipeline system that has historically operated well below its MOP. Copies of the appropriate sections are included in Appendix A.

The following is a brief summary of the applicable articles :

Section 8 – Pressure testing

This section defines all the requirements for pressure testing of piping including the strength and leak test pressure and duration, pressure test records, safety and procedures.

Section 10.11.2 – Integrity of existing pipeline systems

Article 10.11.2.2

This article specifies that when a company intends to operate its facilities at a higher pressure than what it has historically operated, it shall conduct an engineering assessment to determine if the pipe is suitable for the intended operating pressure.

Section 10.11.4 – Upgrading to a higher maximum operating pressure

Article 10.11.4.1

Similarly to article 10.11.2.2, this article specifies that an engineering assessment must be performed before upgrading a pipeline system for a higher MOP and that MOP shall be determined using pressure testing.

Section 10.11.5 – Pressure testing existing piping

Article 10.11.5.1

Prior to pressure testing existing piping, an engineering assessment shall determine if the piping can sustain the proposed pressure and establish limits of the testing.

Article 10.11.5.2

This article defines elements that the engineering assessment shall take into consideration.

Section 10.11.6 – Engineering assessments

Article 10.11.6.1

The engineering assessment shall make reference to the piping records such as material specifications, crossing, welding, pressure test, cathodic protection survey, visual inspection of exposed pipe, corrosion control and operation records.

Article 10.11.6.2

When the piping records are unavailable or unreliable, the company shall conduct necessary inspection and testing for a proper engineering assessment. It provides examples such as in-line inspection, pressure testing, test excavations and testing pipe samples for mechanical properties.

Section 10.13.2 – Reactivation of piping

Article 10.13.2.1

Prior to reactivating piping, the operating company shall conduct an engineering assessment.

It is obvious that a full engineering assessment must be conducted in order to determine if the existing pipeline can be included in the proposed pipeline and that the engineering assessment will need to include internal inspection, pressure testing, test excavations and testing of pipe samples for mechanical properties.

SECTION 1 – REVIEW OF AVAILABLE INFORMATION

Pipe characteristics

Wall thickness and Pipe grade

The existing pipe section crosses the St. Lawrence river from the Petromont property in Montreal-East up to a point located immediately south-east of the Canadian National railway located at 850 metres from the south shore in Boucherville. The technical information related to the design and construction of the pipe section is often incomplete and sometimes contradictory, and at times requires judgement in order to arrive at conclusions.

The following information has been obtained :

- The pipe section may be divided into two different sections (Pétromont's drawing No SH01-100-1D, see Appendix B);
 - Section A, which is approximately 4,9 km (3.1 miles), is owned by Ultramar and leased to TNPL up to 2018. It runs from a Petromont's property located close to Ultramar docks in Montreal-East, parallels the shore for about 200 meters then crosses the St. Lawrence main channel in an east direction up to Dufault island. From there, it goes generally in a north-east direction to cross the Dufault and Grosbois island and the St. Lawrence south channel to reach Boucherville and end to a valve site immediately adjacent to the shore.
 - The section B, which is approximately 800 m (0.5 mile), seems to be owned by TNPL but information is difficult to obtain. This section runs from the valve site in a south-east direction and ends at a point located immediately adjacent to a Canadian National railway.
- Following its construction, the pipeline has been pressurised with nitrogen and was never been in service;
- Between Montreal-East et Dufault island, the pipe has been installed in a common right-of-way which contains eight other pipelines. From Dufault island to Boucherville, the right-of-way is shared with four (4) other pipelines.
- Minutes of a meeting held in September 25th, 1992 at which Gary Robinson from TNPL participated, discusses the possibility that the land section in Boucherville could have been built using used pipe made and installed in 1952, removed in the 1960's, recoated and installed in Boucherville.

Copies of the various documents available are included in Appendix C.

Metallurgical analysis

In the context of a similar analysis performed by Inter-provincial Pipeline (IPL) in 1992, a metallurgical analysis of two pipe coupons was realised by a laboratory 'Fleet Technology Limited'. It seems that the cut outs were taken at both end of the pipeline (Boucherville and Montreal-East). The results provides some

information on the chemical composition of the steel and of the tensile properties of the coupons.

Following the report, IPL personnel has issued internal notes in which they indicate that the results do not appear to coincide with the construction information and that in consequence, the cut outs may not be representative of the entire pipeline. Their main concern is based on the fact that the results do not relate to pipe fabricated in the late 60's or early 70's.

Copies of the metallurgical analysis report and of R.B. Lazor note dated November 24, 1992 and of D.S. Lawson note dated December 14, 1992 are included in Appendix D.

Design pressure

The only information on the design pressure is available on the drawings. Drawing D-2889 from Montreal pipeline included in Appendix C indicates that the 10" pipe was designed with a MOP of 9 928 kPa .

Documents from TNPL dated December 18, 1967 and May 8, 1968 including pressure readings and graphs from pressure test on the 10" line across St. Lawrence river are available but the copies are unclear and it is not possible to conclude that they represent the test records for the entire crossing.

A memorandum to file from TNPL also refers to a pressure test which was performed after the line was damaged in August 1968 but results are not available.

Copies of the documents are included in Appendix E

Corrosion control

Reports prepared by a consultant "Corrosion Service" are available. A summary report including historical information was prepared in 2000. In addition to information about the location of the line and on the pipe specs which are different from other sources, it underlines a few interesting points :

- The pipeline system would appear to be protected by a system of sacrificial anodes located on the south shore between Boulevard Marie-Victorin and the railway.
- Electrical isolation at the Boucherville valve site caused the St. Lawrence crossing to not be protected in 1968 and part of 1969.
- Reports between 1969 and 1988 shows that the protection was adequate.
- Results in May 1989 showed a low potential on the line. Corrections were made and potential was adequate by June 1989.
- Reports for surveys done between June 1989 and year 2000 indicates adequate protection of the line.

Report is included in Appendix F

During a phone conversation with Mr. Beaulac of Petromont on October 18th 2004, he indicated that the cathodic protection system includes also anodes on the islands. He indicated that "Corrosion Service" was involved in the replacement of anodes at that location in 2003.

Depth of cover

Only a few pages of a report prepared in December 2000 by "Géophysique Sigma Inc" following an inspection of the underwater pipelines were examined since the entire report is not available to Ultramar. The conclusion indicates that the inspection did not show any particularly interesting features and that the level of erosion seems to be quite low everywhere. However, it also says that the presence of sea weed in the corridor containing the Ultramar line did not permit a proper inspection with the side-scan sonar and that the surveyor cannot give a firm opinion concerning the presence or absence of anomalies on this corridor.

Available portion of the report is included in Appendix G.

Internal Inspection

Since its construction, this pipe section has been verified with in-line inspection tools on two occasions.

In conjunction with the inspection of three of the Gulf Canada 6" lines and with the Gulf 8" line, an internal inspection survey for corrosion was undertaken by AMF Tuboscope in 1980. The survey consisted in passing a self-contained instrumented pipeline pig, known as Linalog Tool, through the pipeline and recording the magnetic anomalies in the wall of the pipe.

In 1992, IPL considered the option to use the St. Lawrence crossing in the context of a pipeline project and undertook an in-line inspection program. The program consisted in running the Linalog Tool from Tuboscope. However, in order to identify any bends or anomalies that could be potentially hazardous to running a corrosion tool, the pipe was examined before hand with a calliper / bend tool by Enduro Pipeline Services. In addition, based on a section of a preliminary report prepared by IPL in 1992, it appears that a disc type cleaning pig was run prior to the Enduro deformation tools in 1992.

Sections of the reports are included in Appendix H.

Pipe excavations

Following the internal inspection performed by Tuboscope in 1992, an on land calibration dig was carried out at three locations along the pipeline. These excavations were performed to validate the results provided by Tuboscope.

Copies of the digs data are included in Appendix I

SECTION 3 – ANALYSIS OF INFORMATION

Pipe characteristics

Information concerning the pipe is sparse and somewhat contradictory. Based on these data, there are uncertainties on the characteristics such as :

- Steel category and grade
- Wall thickness
- Coating

Based on the available information, the following conclusions can be drawn :

- The 10" pipe installed for the underwater sections of the crossing has a wall thickness of 0.500" and was concrete coated before its installation.
- Based on excavation digs performed in 1992 and on few other references in the documentation, it seems that the St. Lawrence crossing section coating is polyethylene (Yellow jacket) with shrink sleeves even under the concrete coating and that the Boucherville land portion is coated with coal tar.
- The design of the pipeline was done on the basis of a Maximum Operating pressure (MOP) of 9 928 kPa (1 440 psig).
- The pipe installed between the Boucherville valve site and the railway has a wall thickness of 0.307".

The following information is not available, making it difficult to comment effectively on items such as :

- Mill inspection reports
- Mill certificates
- Construction specifications
- Reference pipeline standards
- Radiographic inspection records.

Design pressure is usually obtained in relationship with the wall thickness and the specified minimum yield strength (SMYS) of the pipe which is dependent on the pipe category. Since this information is not clear, it is not possible to calculate the design pressure.

Due to the lack of technical information on the pipe characteristics, the following tests will need to be performed :

- Ultrasonic inspections of the pipe at various locations to determine its wall thickness.
- Excavations at various locations should be undertaken to identify the coating type applied for the land portions
- Metallurgical analysis of coupons of the pipe at locations representative of the entire pipeline. These analysis will require a permission from TransNorthern to proceed with cut out on the pipeline and will require the replacement of these pieces.

The results of these tests will permit to determine if the pipe could sustain a pressure test at a minimum pressure equal to 125% of the future pipeline MOP which is expected to be 10 200 kPa (1 480 psig).

Considering that it may be inappropriate to proceed with cut outs of the pipe early in the process, Table 1 provides information on the MOP that could be sustained by the pipe using the various combinations of data.

Table 1 – Maximum operating pressure for various pipe characteristics

Pipe category	Specified minimum yield strength (SMYS)		Wall thickness (WT)		Maximum operating pressure (MOP)	
	MPa	psig	mm	inch	kPa	Psig
API 5LX – 46	317	46 000	7,80	0.307	14 490	2 100
			12,70	0.500	23 595	3 420
API 5L – Grade B	241	35 000	7,80	0.307	11 020	1 600
			12,70	0.500	17 940	2 600
Schedule 40	206	30 000	9,27	0.365	11 190	1 620
Schedule 80	206	30 000	15,06	0.593	18 175	2 635

Corrosion control

Review of the available reports permits to believe that the corrosion control system in place to protect the pipeline is effective and that the protection is maintained properly with an active maintenance program.

Section to be completed after discussion with Corrosion Service

Depth of cover

Based on the report prepared by Geophysique Sigma following the inspection of the underwater pipelines under the St. Lawrence river, it appears that there is no particular features that would represent a problem on the line. However, the report also indicate that the thick cover of seaweed did not permitted a proper inspection on the 10" line corridor.

A full copy of the report should be obtained in order to analyse the entire date related to the 10" pipeline.

In addition, since the next five year inspection should proceed in 2005, any specific elements that could be of interest should be defined and included in this next survey. It would be also appropriate to make sure that the survey is carried out in the early spring, to avoid the presence of sea weed and to take advantage of the high water level at this time of the year, as recommended in the 2000 report.

Internal Inspection

Calliper / Bend tools

Based on the available information :

- the disc type cleaning pig came out undamaged and with little evidence of debris.
- the field log interpretation of the calliper / bend tools tandem indicated a 0.44 inch high weld restriction at one location and a 0.76 inch restriction due to a partially closed valve.
- No bends with a radius less than 10R were found on the pipe section.

Metal Loss survey

- Results from the 1980 pig inspection run by Tuboscope

The Linalog survey showed anomaly indications that refers to the number of joints containing anomalies , rather than individual anomalies so that each joint of pipe is recorded according to the highest amplitude anomaly indication it contains. The anomalies are classified in relation with the amplitude in percentage of body wall penetration. Grade 1 means anomaly between 15% and 30% body wall, Grade 2 is between 30% and 50%, Grade 3 is larger than 50%. When an anomaly is detected but not associated with a significant deterioration of the pipe wall, it is classified as Grade U. The number of anomalies reported is summarised in Table 2.

Table 2 – Results from Linalog pig ran in 1980

Location	Length (pi)	Grade 1	Grade 2	Grade 3	Grade U
Launch facilities	28	-	-	-	-
Montreal-East to Boucherville	16 386	26	5	-	-
Boucherville valve site to railway	2 711	14	6	-	1

Total	19 125	40	11	-	1
--------------	---------------	-----------	-----------	----------	----------

Analysis of these results indicates an anomaly rate quite high on the St. Lawrence crossing section and an extremely high rate on the Boucherville land section where it is possible that a used pipe was installed.

However, it should be noted that following an internal inspection, it is common practice to excavate some of the anomalies to provide a calibration basis for interpreting the logs. In this case, no excavations were undertaken and the logs were therefore graded on the basis of the "before launch" standardisation, introducing some uncertainties in interpretation.

- Results from the 1992 pig inspection run by Tuboscope.

The results from the 1992 Linalog pig inspection provided a very low level of anomalies. In fact, it identified only 8 pipe joints containing anomalies; Only one was identified to be corrosion-related and its amplitude was between 20% and 30% of body wall penetration. Four anomalies were categorised as mill / mechanical anomaly, two were associated to meshes or dents and the last one was associated to a tap on the pipeline.

It is difficult to understand why the results are so different to the inspection performed in 1980 but it should be noted that verification digs were conducted by IPL in 1992 to provide a calibration basis for interpreting the logs. This procedure may, by itself, explain the difference.

Pipe excavations

It is difficult to analyse the dig reports without having access to the Linalog log survey since it is difficult to establish a relation between the dig locations and the defects identified in Tuboscope report.

However, the reports provides information on the coating condition which seems to be in very good condition.

APPENDIX C
Pipe Technical specifications

Source : Sketch titled 'Cheminement du pipeline Shawinigan Enrg.' dated June 1990

Ultramar 10" pipeline
Outside diameter : 10³/₄"
Steel : API 5LX-46 ERW
Wall thickness : 1,44 miles of 0,307"
 1,63 miles of 0,500"
Total length : 3,07 miles (4,9 km)

Note : The pipe used for the underwater sections seems to have a 0,5" wall thickness and the land portion a 0,307". The total length does not coincide with the total length measured between Montreal-East and the railway.

Source : ENDURO Pipeline Services report prepared in October 1992 for IPL following a geometry inspection tool.

On the back of graphs page 2 of 16, a note shows a wall thickness change from 0,307" to 0,500". This change seems to coincide with the valve site location in Boucherville. No other mention of a wall thickness change is mentioned in the report.

Source : Drawings No 42916-3 and 4 de Shawinigan Pipeline dated May 69

Notes indicates the presence of transition pieces immediately after the St. Lawrence crossing main channel and on each side of the channel between Dufault and Grosbois (St-Joseph) islands. In addition hand written notes refers to two different wall thickness (Heavy, Light) and their relative lengths.

Source : Drawing No D-2889 of Montreal Pipeline -

British American Oil pipe 10"
Wall thickness : 0,500"

Source : Drawing No C4-1140 from TransNorthern pipeline - April 1967

Pipeline Group A-Underwater and land section
Outside diameter : 10³/₄"
Steel : Grade B Seamless
Wall thickness : 0,500"

Source : Report prepared by Corrosion Service dated July 18, 2000

A paragraph of the report indicates that the pipe installed for the land portion is Schedule 40 with a wall thickness of 0,280" and the one for the underwater sections is Schedule 80 with a wall thickness of 0,432". It also provides information on the concrete coating of the St. Lawrence main and south shore channel. The information about the wall thickness is doubtful since standard wall thickness for Schedule 40 and 80 for a 10" pipe are respectively 0.365" and 0,593" (0.280" and 0.432" relates to standard wall thickness for 6" pipe).

Source : Appendix F of an IPL report dated August 92 -Specifications and contract for construction of pipeline facilities Lot 11-5, Boucherville to Lot P.95, Varennes de British American Oil Company -

Page 19

Steel : API 5L Grade B Seamless
Outside Diameter : 10 3/4"
Wall thickness : 0,307"

Exhibit C - page 5 and 7

Steel : API 5LX-46 ERW - Used pipe
Outside diameter : 10 3/4"
Wall thickness : 0,307"

Source : Environmental Prevention Activity log - Pipe Metal thickness tests

Outside diameter : 10 3/4"
Wall thickness : 16 000 feet of 0.500" and 2 700 feet of 0.307"
Steel : Grade B for 16 000 feet and API 5LX for 2 700 feet.

Source : TransNorthern Pipeline P/O dated July 25, 1968

Remove dope, re-bevel and coat of a used pipe
Outside Diameter : 10 3/4"
Wall thickness : 0,307"

INTERPROVINCIAL PIPE LINE INC.

INTER-OFFICE CORRESPONDENCE

Date: November 24, 1992
EPm: 1112
File No. 14.20

To: S.A. Corbin

From: R.B. Lazor *R.B. Lazor*

Subject: Metallurgical Testing of Pipe Coupons from St. Lawrence River Cut-outs

The accompanying report from Fleet Technology Limited summarizes testing completed for chemistry and mechanical properties of two pipe coupons cut-out at the St. Lawrence River in October 1992.

The heavier W.T. Pipe A meets the requirements of CSA Z245.1, Gr. 317, while Pipe B satisfies the CSA Z245.1 requirements for Gr. 290 pipe.

In my opinion, the microstructure and chemistries are representative of ingot produced steel used to manufacture pipe in the late 60's or early 70's.

Please advise me by November 27, 1992 whether you require any additional testing, as I have to inform Fleet Technology concerning the disposition of the pipes.

RBL/pm
Attachment

PIPELINE INTEGRITY			
NOV 25 1992			
SEM		BRS	
SAC	✓	WJK	
FHD		AMT	
GLS			
AMR			
FILE:	513.7		
CC:			



FLEET TECHNOLOGY LIMITED

16 November, 1992

FTL File: 9045C

Mr. Robert B. Lazor, P. Eng.,
Quality Assurance
Interprovincial Pipe Line Inc
IPL Tower
10201 Jasper Avenue
PO Box 398
Edmonton, Alberta
T5J 2J9

ENGINEERING SERVICES			
NOV 23 1992			
	LCR	AGG	ACT
RCS			
RDS			
IFD			
WBS			
DMS			
JDS			
SEA			
JMG			
HSW			
FILE:	1420		

Dear Bob,

We had two pieces of pipe delivered by IPL Staff from Cornwall. These were labelled A and B, respectively, as follows:

Pipe A: ≈273 mm OD; 248 mm ID; Wall Thickness: 12 to 14.3 mm

Pipe B: ≈273 mm OD; 257 mm ID; Wall Thickness: 7.8 mm

*Montreal - East
Boucherville*

The investigation comprised the following:

(i) Chemical Analysis:

The composition of the two pipes as determined by optical emission spectrography (C by Leco) was as follows:

	C	Si	Mn	S	P	Nb	V	B	Ti	Sn
Pipe A	.20	.08	.71	.019	.006	<.01	<.004	<.001	.006	<.006
Pipe B	.05	.01	.59	.014	.008	<.01	<.004	<.001	<.005	.011

.../2

(ii) Tensile Properties:

The tensile specimens were machined after flattening a ring of the pipe so that the tensile specimen axes are oriented parallel to the circumferential direction. The results are summarized below:

Pipe & Spec No.	Yield Strength (.5% extension under load) (MPa)	UTS (MPa)	Yd/UTS	% Elongation in 50 mm
A1	343	480	0.71	39
A2	342	488	0.70	34
B1	358	434	0.82	23
B2	360	424	0.85	33

Based on yield strength, UTS and elongation, pipe A meets the requirements of Grade 317. Pipe B, on the other hand, would be classed as Grade 290 because of its lower UTS. The low elongation value of the specimen is probably related to corrosion pits along the inner surface.

(iii) Metallography:

The microstructures of pipes near the surface, and half thickness locations are shown on the following sheets. Pipe A has fairly uniform microstructure with a slight decarb layer. Pipe B has a deeper decarb layer, a more pronounced banded structure and carbon gradient in the sense of having greater proportion of pearlite in the middle one third of the thickness.

I trust this report is to your satisfaction.

Regards,



LALIT MALIK

Manager

Materials Technology Division.

LM/ks

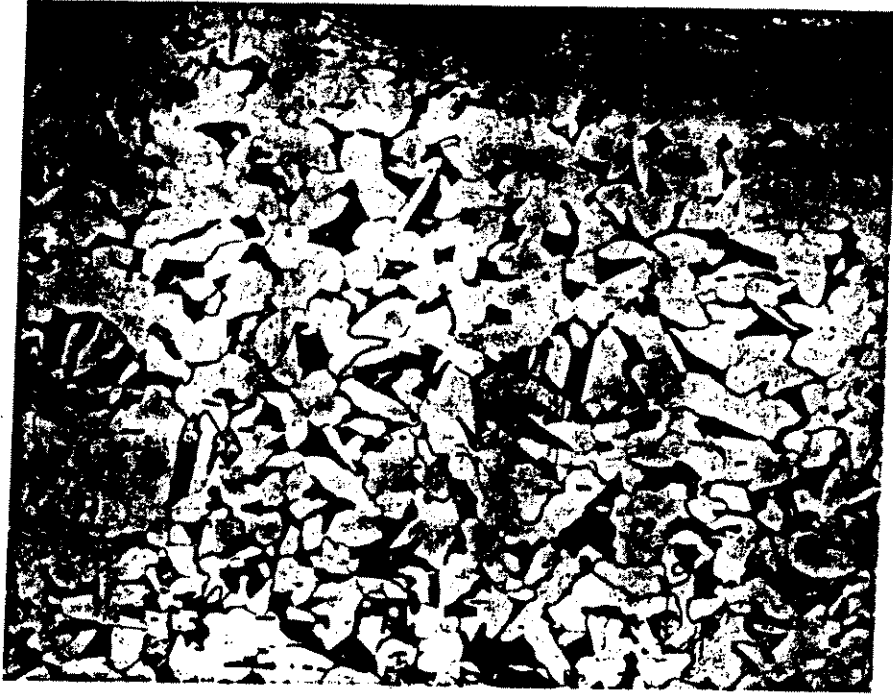


Figure 1: Steel A (Thick) Edge
(Neg. 14311, x 200)

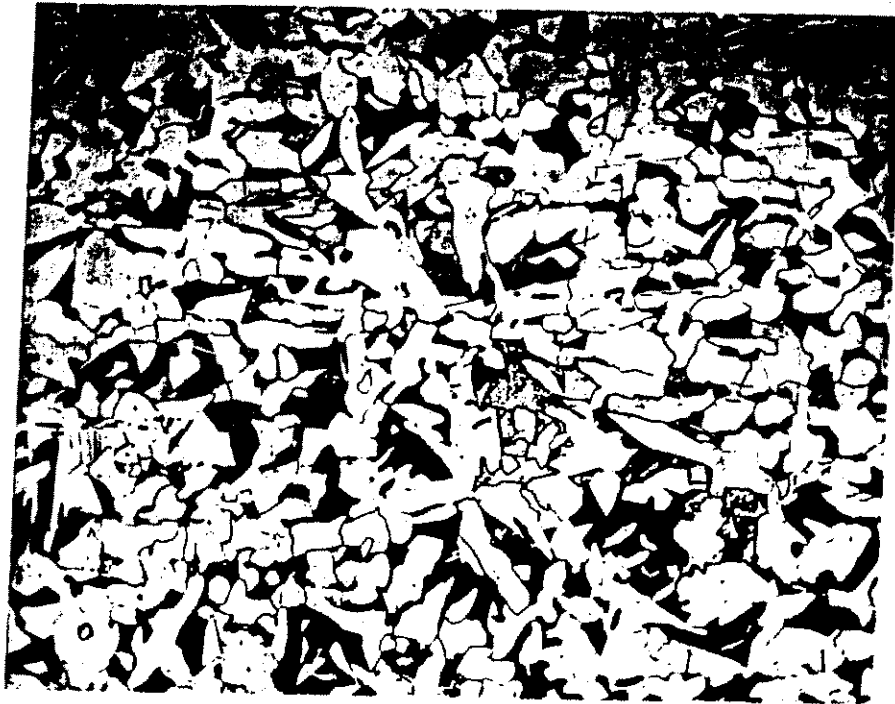


Figure 2: Steel A (Thick) Centre
(Neg. 14312, x 200)

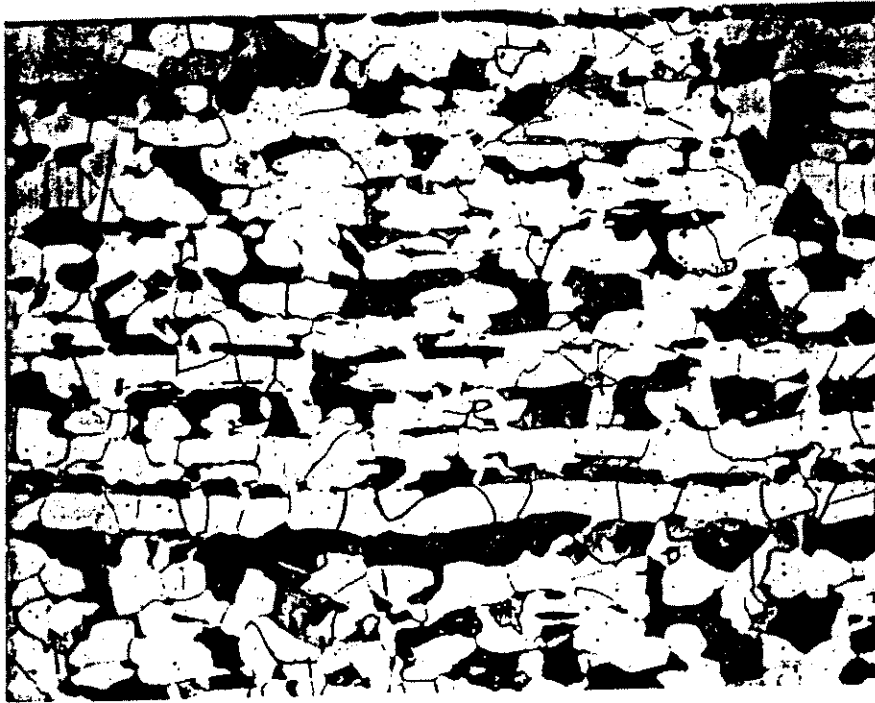


Figure 3: Steel B (Thin) Centre
Neg. 14313, x 200

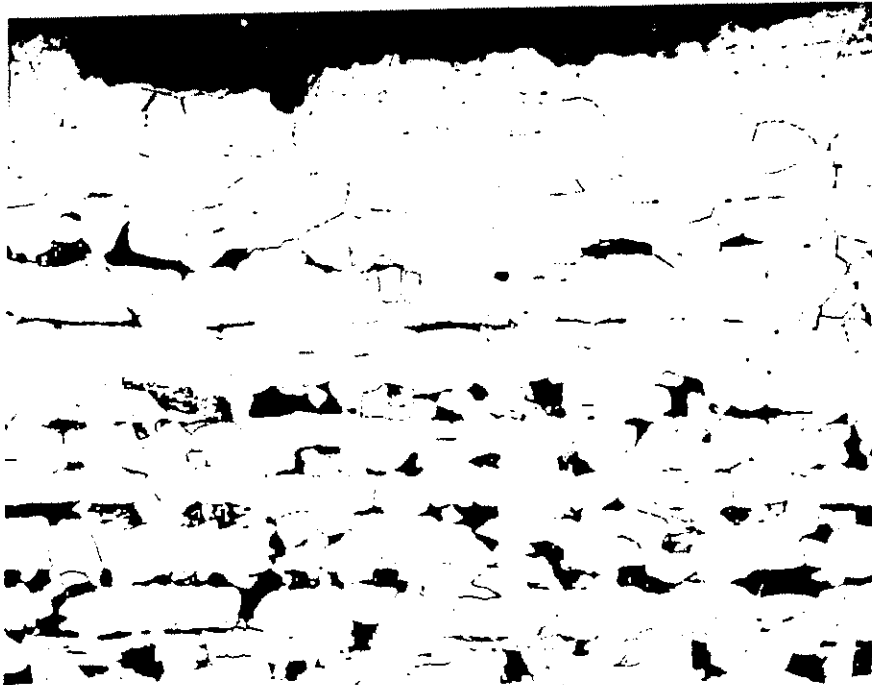


Figure 4: Steel B (Thin) Edge
(Neg. 14314, x 200)

MEMORANDUM TO FILE

RC
JBC
JRC. ✓
WGB

RE ST. LAWRENCE RIVER CROSSING

Trans-Northern's damaged 10" line across the St. Lawrence was repaired by Wednesday, August 7. A scraper trap with a sizing plate was run through without apparent obstruction. The line has been placed under hydrostatic test which will be held for 24 hours and the charts and affidavits forwarded to Trans-Northern.

It would appear that the pipe line will be made available to Trans-Northern by about October 1, therefore we should be proceeding with the agreement preparation for presentation to Trans-Northern's Board meeting scheduled for September 13.

We also should be prepared to pay out approximately \$140,000 for the option and first annual rental.

G. J. E.

August 9, 1968

St-Laurent, Bruno

De: Gary Robinson

Envoyé: vendredi, octobre 29, 2004 08:13

À: St-Laurent, Bruno

Objet: Re: Pressure tests

I am familiar with the memo to file by Glynn Evans (former president of TNPI) but have not found any other reference to a hydrostatic test around that date...the river section test was completed in May 1968 (signed by John Baxter) and the land section was under construction at the time and the test for this section was completed in September 1968 (Signed by Paul Guertin).

During this period, it was common for contractors to conduct their own hydrostatic tests to satisfy themselves that everything would survive a formal test by the company. Often such tests were performed without formal documentation...just a pressure gauge. This practice continues to be used today, as many contractors pressure test river pipe and road crossing drag sections prior to installation.

I am not aware of the type of damage that was repaired either...I suspect it was a dent identified by construction piggging (memo makes reference to a successful sizing plate run...made after the damage was repaired).

I photo-enlarged the test data (three tests) and have placed it in an envelope for courier delivery to your offices. You will receive the package on Monday via Fedex.

Gary

>>> "St-Laurent, Bruno" <Bruno_St-Laurent@ultramar.ca> 10/28/04 4:36:15 PM >>>

Gary

Following our conversation, I looked at my documentation and saw the memorandum to file written by G. J. E. from, I believe, TransNorthern in August 7, 1968 talking about a pressure test following the repair of a damaged line across the St. Lawrence. Do you have any informationn about that test.

Thank you for your collaboration

Bruno St-Laurent

Téléphone (514) 499-6227

Courriel : bruno_st-Laurent@ultramar.ca



Trans-Northern Pipelines Inc.

45 VOGELL ROAD, SUITE 310
RICHMOND HILL, ONTARIO L4B 3P6
TEL: (905) 770-3353 FAX: (905) 770-8675

2004-10-28

Ultramar Canada Inc.
2200 McGill College Avenue
Montreal, Quebec
H3A 3L3

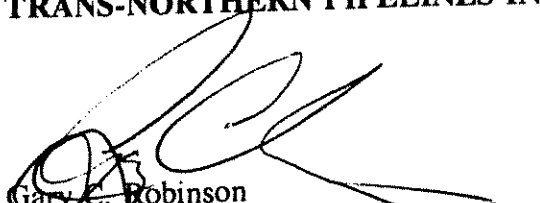
Attention: **Mr. Bruno St. Laurent**

Subject: Hydrostatic Test Records - St. Lawrence River Crossing

Attached are photocopies of the Hydrostatic Test Records of the St. Lawrence River Crossing and TNPI Land Portion. The copies have been photo-enlarged for clarity.

I trust these will be adequate for your purposes. If you require additional information on this pipeline segment or if you wish to review the box of records held at TNPI, please advise.

Yours truly,
TRANS-NORTHERN PIPELINES INC.


Gary E. Robinson
Manager, Environment, Health & Safety
(905) 770-3353, ext. 272

- TNPI section only -
St-Lawrence river portion
was not test

**TRANS-NORTHERN PIPE LINE COMPANY
INTER-OFFICE CORRESPONDENCE**

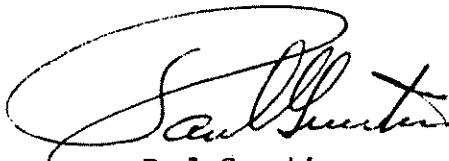
TO J.R.Childs
FROM Paul Guertin

ATTENTION


DATE December 18/67

SUBJECT Pressure test.

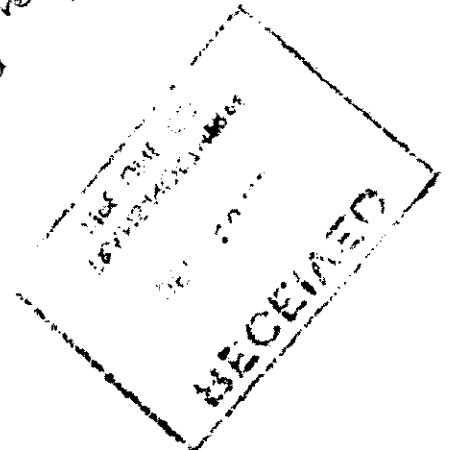
Please find enclosed copies of hourly pressure sheet, pressure chart and temperature chart used for pressure test on 10 inch line across St-Laurent river.


Paul Guertin

Test performed on Dec 5th and 6th

- TNPZ portion only - 
St-Lawrence river portion
was not tested

cc: W. G. Burks





Pipeline Services, Inc.

INTERPROVINCIAL PIPELINE
B0892-219

DATE: 21 OCT. 1992 LENGTH: 3 MILES
LAUNCH: E.S. ST LAWERANCE PIPE SIZE: 10 INCH
RECEIVE: W.S. ST. LAWERANCE PRODUCT: WATER
TOTAL ANOMALIES: 2 NOMINAL W.T.: .307

3.65 miles

The purpose of this inspection was to determine the geometrical condition of the pipeline. Any bend potentially hazardous to the running of a corrosion survey tool will be sized and located. Bend bore is extremely important, both bore and radius will be sized in the following report. (Bend requirements of the corrosion tool have been supplied by CUSTOMER, as corrosion tool selection is determined by CUSTOMER.) Field bends and extremely long radius bends will be identified by location only, as they present no immediate problem to running of corrosion tool inspection.

Line anomalies will also be sized and located identifying SHARP and FLAT SPOT anomaly of/or greater than the larger of .500 inch or 3% pipeline O.D and OVALITY - the larger of .500 or 5% pipe O.D. A SHARP anomaly is defined as a reduction in pipeline diameter, occurring within a span of 2 feet or less. FLAT SPOT anomaly is defined as a reduction in pipe diameter having a span exceeding 2 feet but, not greater than 5 feet. OVAL anomaly is defined as exceeding a span of 5 feet and having no part thereof exceeding SHARP or FLAT SPOT specification.

Known points or benchmarks are identified by letters of the alphabet. Any unknown point or line reduction exceeding specifications will be identified numerically.

Water supplied at approx. 600 gpm was used to propel the tool thru this line section and resulted in a smooth run at 1.72 mph. The most serious anomaly identified was at the site of the new valve which had been installed the day before our run where the operator showed to be down .76 inches at the time of this survey. No bends with a radius less than 10 R were found in this line section.

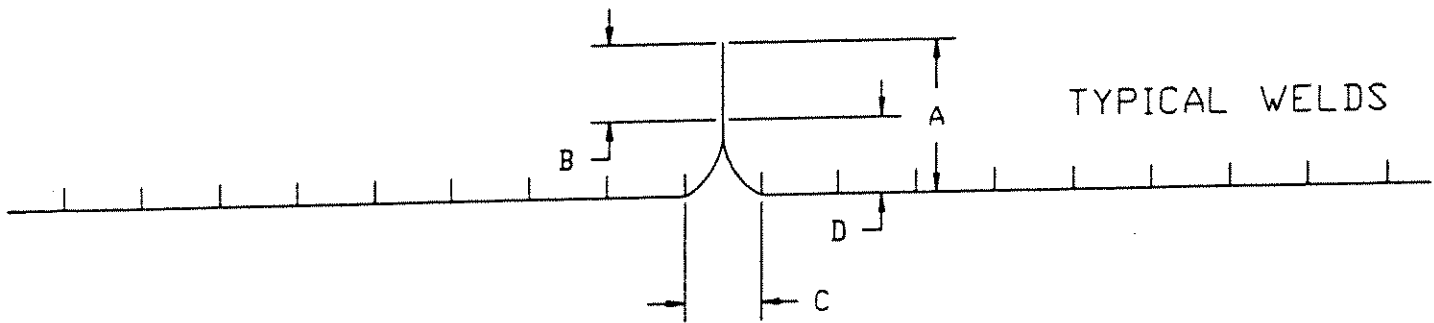
This survey indicated that no problem should be encountered during a corrosion tool run which proved to be the case when Linalog successfully ran their tool immediately following our pig run. The corrosion tool was spiraled with metal wire from a gasket, however, indicating that the line needs further cleaning with cleaning pigs similar to the ENDURO Unicast. We would be glad to assist you in any way in your efforts to clean or dry this line section.

We at ENDURO thank you for the opportunity to work with you. Should you have further needs in this area, we hope you will call on us.

Respectfully Submitted;
ENDURO PIPELINE SERVICES, INC.

F.G. Vaught
Field Engineer

Anomaly Analysis Breakdown



- (A) **TOTAL ANOMALY:** Is calculated from base line to the peak.
- (B) **SHARP:** Is that portion of an anomaly occurring within a span of two (2) feet.
- (C) **FLAT :** A reduction in pipe diameter having a span exceeding two (2) feet but, not greater than five (5) feet.
- (D) **OVALITY SPAN:** Is given to show the longitudinal distance of an anomaly exceeding a span of five (5) feet.
- (D) **OVALITY MAGNITUDE:** To determine, subtract *SHARP* portion from *TOTAL ANOMALY*.

OVERBURDEN RELIEF: *Soil removal during excavation of anomalies will relieve a large portion of the ovality. (The larger the ovality span the more relief.)*

Sample

ENDURO PIPELINE SERVICES

<u>I.D. No.</u>	<u>STATION</u>	<u>COMMENTS</u>
29.1	3701+71	1.53 INCH TOTAL - .95 SHARP - SPAN 17 FEET



Pipeline Services, Inc.

INTERPROVINCIAL PIPELINE

B0892-219

E.S. ST. LAWRENCE RIVER TO W.S. ST. LAWRENCE RIVER

Index Of Anomalies Sorted By Size

I.D.	Station	Description
3.1	164+14	.76 INCH TOTAL SHARP - OPERATOR DOWN ON VALVE
13.1	39+55	.44 INCH TOTAL SHARP - HIGH WELD

There Are 2 Anomalies In This Line Section.

0.6" = 6% of 10" line: line acceptable



Pipeline Services, Inc.

INTERPROVINCIAL PIPELINE

B0892-219

E.S. ST. LAWRENCE RIVER TO W.S. ST. LAWRENCE RIVER
Index Of Bends - Listed In Page Order

I.D.	Station	Description
1.C	191+38	BEND - 45 DEGREE - 12 D RADIUS
3.A	164+55	BEND - 22 DEGREE - 12 D RADIUS
3.B	164+28	BEND - 22 DEGREE - 12 D RADIUS
3.G	164+00	BEND - 22 DEGREE - 12 D RADIUS
3.H	163+86	BEND - 22 DEGREE - 12 D RADIUS
3.J	162+99	BEND - 15 DEGREE - 12 D RADIUS
6.A	135+09	BEND - UNKNOWN RADIUS AND ANGLE
8.A	100+99	BEND - 15 DEGREE - 12 D RADIUS
12.A	54+40	BEND - 10 DEGREE - 12 D RADIUS
16.A	7+54	BEND - UNKNOWN RADIUS AND ANGLE
16.B	1+32	BEND - UNKNOWN RADIUS AND ANGLE
16.C	0+55	BEND - 22 DEGREE - 12 D RADIUS
16.D	0+41	BEND - 22 DEGREE - 12 D RADIUS



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P-5443M25DOC- PROJ60160ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc	
Projet n° : 5443M25	
Section : Annexe	
Date : 2006-02-28	Rév. : 0

ANNEXE D

**EXTRAIT DU RAPPORT « METAL LOSS SURVEY
AND GEOMETRY REPORT – 2005
(TDW)**

Ultramar Ltée

Internal Pipeline Inspection Report

10 in Pipeline

Boucherville

to

Montreal East

Friday, 13 Jan 2006



MAGPIE™ a T.D. Williamson, Inc., company
SYSTEMS, INC.

4085 South 300 West, Salt Lake City, UT 84107 (801) 747-1400 FAX (801) 269-1516 www.magpiesystems.com
TDW 6801 S. 65th West Ave., Tulsa, OK 74131-2444 (800) 571-7447 www.tdwilliamson.com

Executive Summary

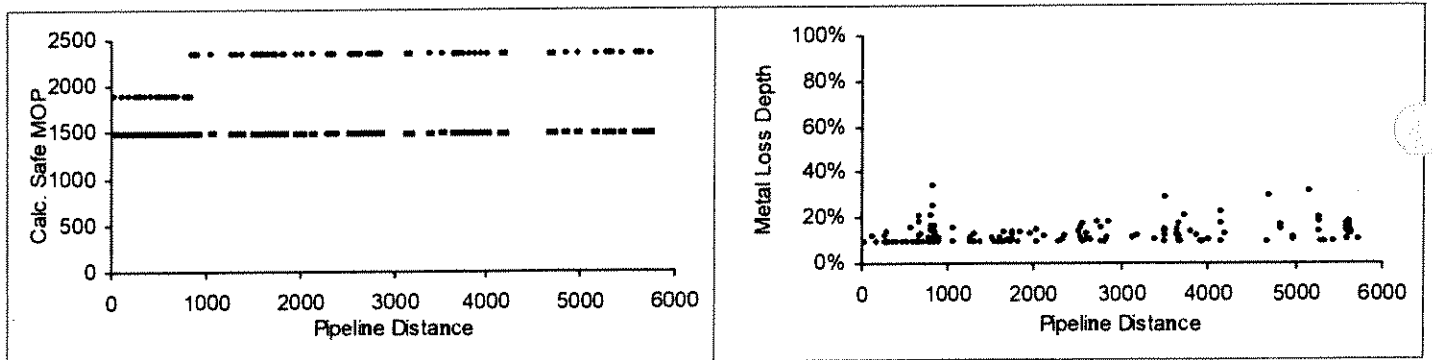
ID/OD

Run Information

Ultramar Ltée		Boucherville to Montreal East	
Jean-Marc Bonin		10in Gasoline	
	Launcher	Receiver	
Location	Boucherville	Montreal East	
Date / Time	10/25/2005 3:38:43 PM	10/25/2005 5:24:51 PM	
Stationing	N/A	N/A	
GPS - LAT	45.6363	45.6277666	
GPS - LONG	-73.43841666	-73.49738333	
Duration of run - Hours	1.77	Average Velocity:	0.91 m/sec
Distance	5,770.00 m	Maximum Velocity:	1.09 m/sec
Magpie On-site Representative: Doug Behnap		Magpie Data Analyst: Patrick Hansen	Tool Tracking by: TDW

Inspection Findings

Current Established Maximum Pressure shown in psi:		Criteria Used: ASME B31G							
Operating Pressure of Pipeline: 1,480 (design psi used if Zero)		Defect Interaction Rule: 1 inch between pits							
Welds detected	527	Valves detected	2	Fittings detected	2	Markers detected	1	Gains detected	3
Casings detected	1	Tees detected	4	Flanges detected	10	Repairs detected	0	Dents detected	0
Anomalies where P' < P*: 0		Metal Loss pits detected		174	Metal loss grouping of pits				170
		Internal groups detected		13	External groups detected				157



* The number of anomalies where P' (calculated safe max. pressure for an anomaly) is less than P (current established maximum pressure of pipeline) - see ASME B31G

Inspection Details

A total of 170 metal loss groups (13 Internal / 157 External) were detected on the inspection survey, of which the deepest is reported at 34%. Using an established maximum operating pressure of 1,480 psi, none of the metal loss features appear to be pressure reducing.

Inspection data was obtained for the full length (5,770 meters / 5.77 km) of the survey. The quality of the inspection data is satisfactory for a comprehensive assessment of this pipeline segment.

Magpie's Deformation Pig inspected this line for reductions on October 25, 2005, prior to the MFL inspection. This report is a combination report for both of the tool runs. No dents over 4 mm were found in the inspection and therefore none were correlated into this report.

Using the GPS data provided for markers and valves, including launch and receive, approximate GPS coordinates are provided for each weld, group (metal loss), deformation and any other feature along the pipeline route. Included on the report CD is a map file which graphically shows the position of Valves, Markers and welds. GPS accuracy is determined by the accuracy of the GPS data provided as well as the accuracy of the gyroscopes and accelerometers on-board the inspection tool. Coordinates are provided to assist in determining the general location of features, and are not intended to provide exact coordinates for locating defects

Executive Summary - Deformation Inspection

Run Information

Ultramar Ltée		Boucherville to Montreal East	
Jean-Marc Bonin		10in Gasoline	
	Launcher	Receiver	
Location	Boucherville	Montreal East	
Date / Time	10/25/2005 8:56:18 AM	10/25/2005 10:46:14 AM	
Stationing	N/A	N/A	
GPS - LAT	45.6363	45.6277666	
GPS - LONG	-73.43841666	-73.49738333	
Duration of run - Hours	1.76	Average Velocity:	0.91 M/sec
Distance	5,770.00 m	Maximum Velocity:	1.08 M/sec
Magpie On-site Representative: Doug Belnap		Magpie Data Analyst: Patrick Hansen	
		Tool Tracking by: TDW	

Inspection Findings

Dents detected	0	Ovalities detected	0	Expansions detected	0	Heavy weld detected	0	Valves detected	2
-----------------------	---	---------------------------	---	----------------------------	---	----------------------------	---	------------------------	---

<p style="text-align: center;">No dents found meeting minimum report parameters.</p>	<p style="text-align: center;">No dents found meeting minimum report parameters.</p>
---	---

The Percentage of Depth is calculated using the outside diameter of the pipeline.

Inspection Details

A total of 0 deformations were detected on the inspection survey.

Inspection data was obtained for the full length (5,770 meters / 5.77 km) of the survey. The quality of the inspection data is satisfactory for a comprehensive assessment of this pipeline segment.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P 15443M25DOC- PROJ5060ET/Rapports_finaux/Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline/Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc	
Projet n° : 5443M25	
Section : Annexe	
Date : 2006-02-28	Rév. : 0

ANNEXE E

VALIDATION PAR MESURE PAR ULTRASONS – 2005



X-PER-X

Client :	ULTRAMAR LTÉE	Commande : Order :	4500784445	Date: 2005-11-18
Adresse : Address:	7000, avenue Marien Montréal (Québec) H1B 4W3	N/Dossier : File n°:	XX-05301-1 rev. 1	
À l'attention de: Attention:	Monsieur Alexandre Muniz	Entrepeneur : Contractor	Client	
Entrepeneur : Contractor	Client	Matériel : Material:	Votre référence: Your reference:	
Endroit du travail: Job location:	1099, boul. Marie-Victorin, Boucheville			

INSPECTION PAR ULTRASONS / ULTRASONIC INSPECTION

DESCRIPTION :

LIGNE SOUS FLUVIALE – ULTRAMAR DIA. 10"

Détection d'un défaut signalé par le passage d'un « pig » tubosope.

TECHNIQUE :

NORME / SPECIFICATION : DÉTECTION DE DÉFAUTS DE CORROSION

ÉTALONNAGE / CALIBRATION :

Bloc / Block : 100" A .500"

Trou / hole :

ÉCHO DE FOND

C.A.D./D.A.C. :

APPAREIL / EQUIPMENT:

Instrument: KRAUTKRAMER USN 52 L

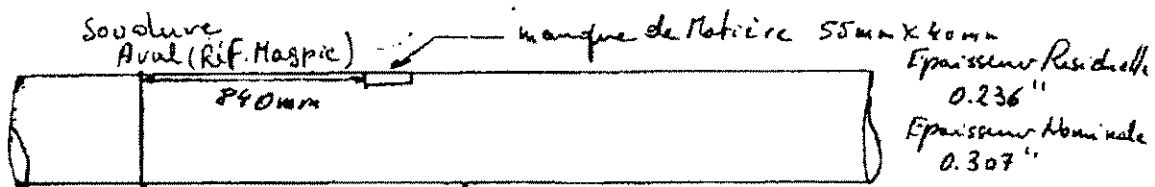
Palpeur / Transducer: 0" - 1/2 " DIA-

N° Equip.: UT-25

Couplant: ECHOGEL

Échelle / Sweep Length: 0-.500"

RÉSULTATS / RESULTS:



11.30 12.00



Vers chemin de Fer.

Type de Sol. : Terre relativement exempte de Roche.

Profondeur du creusage : environ Trois (3) mètres.

Jouglas Hanna
Directeur des Travaux Constructifs

Technicien / Technician: PHILPPE CHENOIX

Assistant:

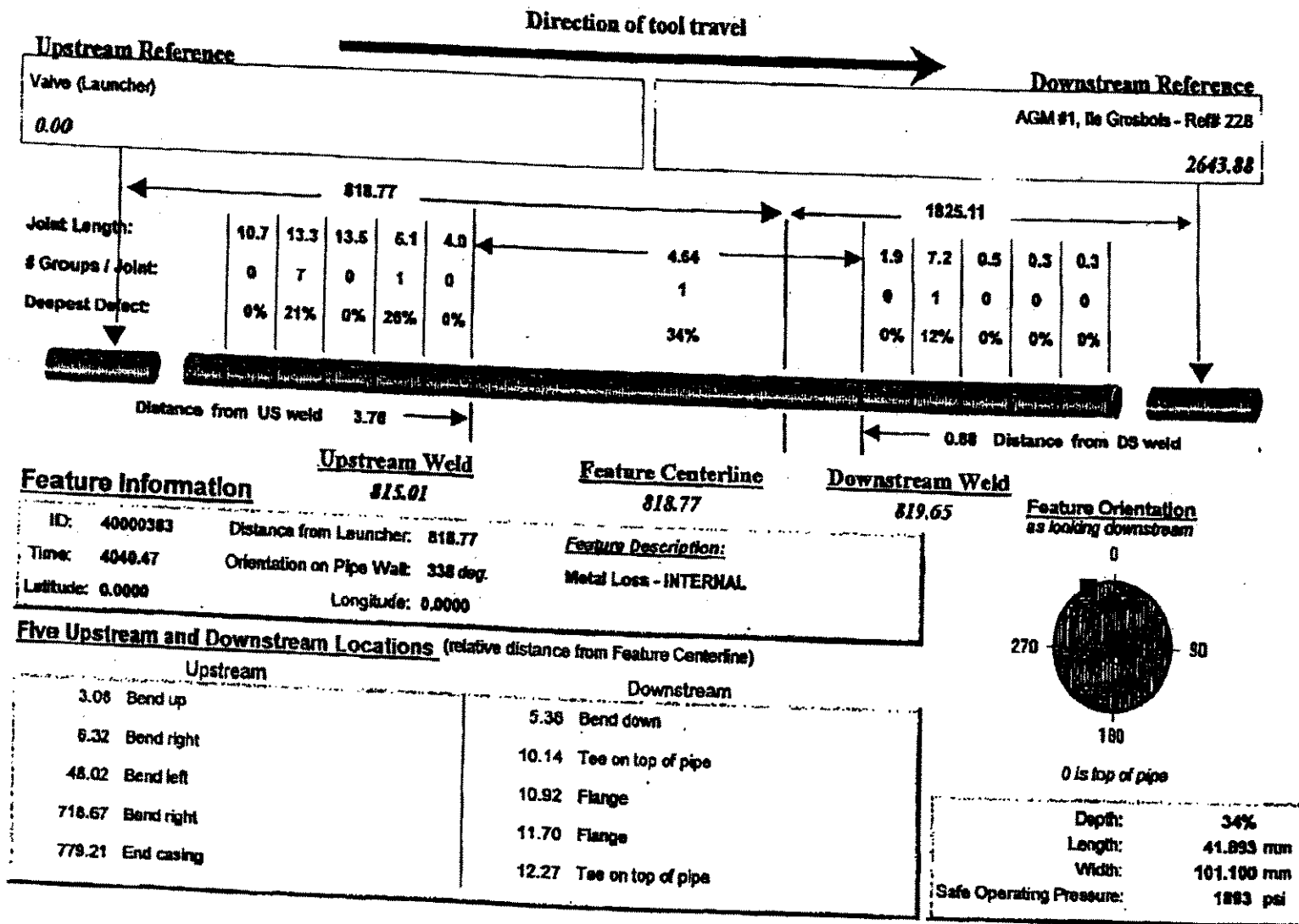
Dig Site Information Report

Maggie Systems Inc.

Ultramar - 10" Boucherville to Montreal East

Measurements on this sheet are in mm

All numbers in italics are Distance from Launch





**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P:\5443M25\DOC-
PROJ\80\80ETV\Rapports_Annaux\Rapport_Technique
_Evaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r
ev0.doc

Projet n° : 5443M25

Section : **Annexe**

Date : 2006-02-28

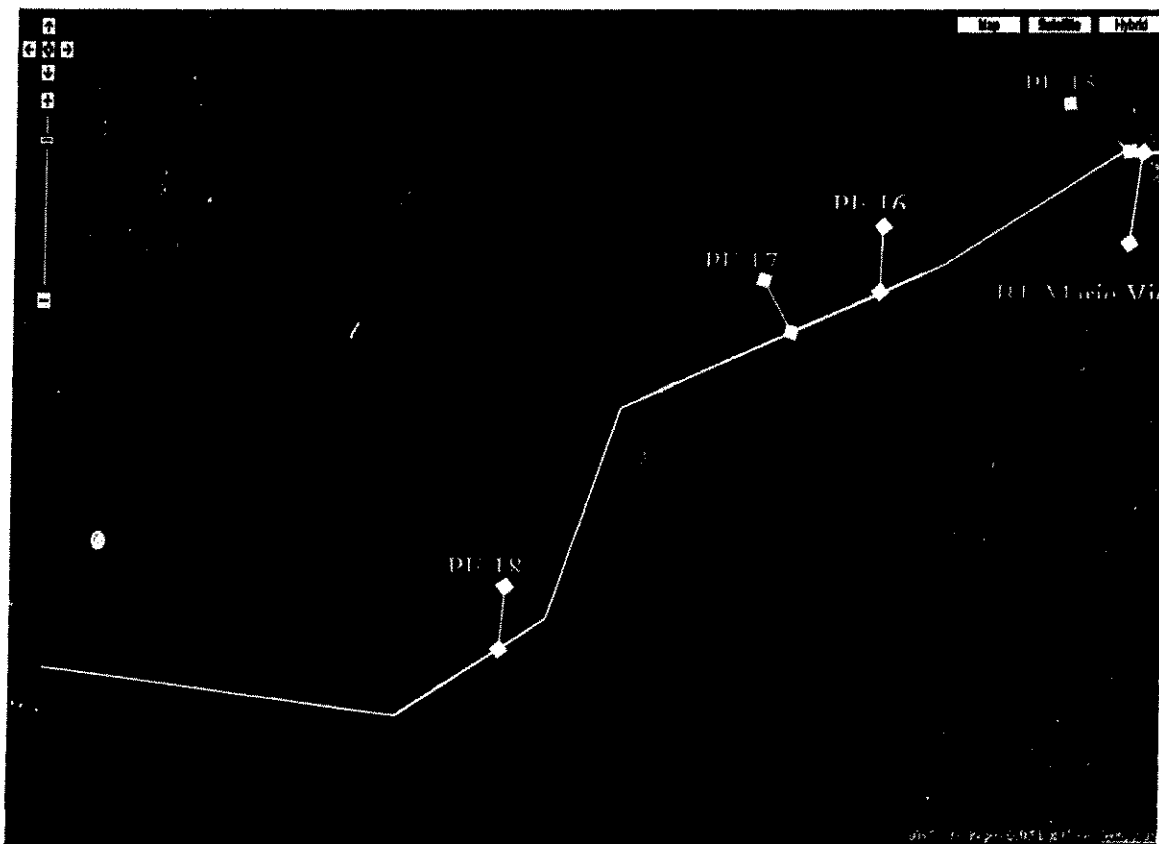
Rév. : 0

ANNEXE F

**EXTRAIT DU RAPPORT « CORROSION CONTROL REPORT – 2005 »
CORROSION SERVICES ET
HISTORIQUE DE L'ENTRETIEN**

RAPPORT SUR LES ESSAIS D'ÉVALUATION DE REVÊTEMENT

Pour la
CONDUITE 10" TNPI
Traversant le Fleuve St. Laurent
31 octobre 2005



Préparé par :

B. Brochu
Brian Brochu, ing. MBA
Spécialiste en protection cathodique

Vérifié par :

S. Segal
Sorin Segal, P.Eng.
Directeur Technique

TABLE DES MATIÈRES

Préambule	1
Introduction.....	1
Évaluation de la protection cathodique.....	2
Procédure	2
Discussion des résultats	2
Évaluation du revêtement	3
Procédure	3
Discussions des résultats.....	4
Calcul de la Conductance Électrique du Revêtement.....	5
Calcul du pourcentage nu (bare factor) du Revêtement	5
Conclusions.....	6
ANNEXE A CRITERES DE PROTECTION CATHODIQUE.....	7
ANNEXE B SCHÉMATIc DE L'ARRANGEMENT GÉNÉRAL.....	8
ANNEXE C RAPPORT PRCI de AGA – ANNEXE F	9
ANNEXE D STANDARD NACE TM0-102-2002.....	21
ANNEXE E GRAPHIQUES DES POTENTIELS SOUS L'EFFET DES COURANTS TÉLLURIQUES	38
ANNEXE F RÉSULTATS DES CALCULS DE CONDUCTANCE ET DE POURCENTAGE NU	40

Préambule

Dans le cadre du Projet #5443M25, Corrosion Service Compagnie Limitée à été mandaté pour réaliser des essais d'évaluation de revêtement sur la conduite de 10'' TNPI traversant le fleuve St. Laurent entre le quai d'Ultramar Canada à Montréal-Est et la station de vannes de Pétromont à Boucherville. Ces essais ont été réalisés en utilisant deux techniques complémentaires, soient par la technique de conductance et celle de demande de courant. Les procédures utilisées pour l'application de ces deux techniques ont été celles développées par le groupe PRC International un group d'étude de l'American Gas Association. (Voir Annexe C) L'évaluation des résultats des essais de conductance ont été fait en référence à la norme NACE Standard TM0102-2002 'Measurement of Protective Coating Electrical Conductance on Underground Pipelines' (Voir Annexe D)

Les résultats de ces essais servent à produire une caractérisation des propriétés d'isolation électrique du revêtement, et non pas de la qualité de l'adhérence du revêtement. Les résultats des essais sont affectés par la présence de défauts ('holidays') dans le revêtement et c'est ceci qui sera caractérisé.

Introduction

La conduite 10'' TNPI à été installée au cours de l'année 1968. Celle-ci s'étend de la sortie hors terre au quai d'Ultramar jusqu'au côté sud de la voie ferrée sur la rive sud à Boucherville. L'installation de la conduite de 10'' de diamètre traversant le fleuve a été réalisé en même temps que l'installation des quatre (4) conduites de Pétromont entre l'usine de Varennes et l'usine de Montréal-Est. La conduite est revêtue depuis l'origine d'un revêtement polyéthylène extrudé (Yellow jacket) pour la grande partie. La section à Boucherville est revêtue d'un 'coal-tar enamel'. La conduite n'a jamais servi et est remplie d'azote. Puisque la grande majorité de la conduite traverse sous le fleuve St. Laurent l'évaluation directe du revêtement n'est pas facilement réalisable. L'évaluation de la condition du revêtement sera évaluée en utilisant des techniques électrochimiques développée par PRCI de AGA.

Le niveau de protection cathodique sur la conduite de 10'' est intimement lié au niveau de protection sur les 4 conduites de Pétromont. Malgré que la conduite n'a pas d'anodes dédiées, elle est électriquement continue avec les 4 conduites de Pétromont qui eux sont cathodiquement protégées. Donc la 10'' TNPI a toujours bénéficié indirectement d'une protection cathodique. La continuité entre les cinq (5) conduites se fait aux points d'essais de l'île Grosbois (PE 16, PE 17), l'île Dufault (PE 18) et au boulevard Marie-Victorin (PE15 et BJ). Voir croquis à l'Annexe B pour arrangement des PE et de la route du pipeline.



En plus d'évaluer la condition du revêtement, les objectifs de l'étude incluaient l'évaluation du niveau de protection cathodique sur la 10" TNPI.

Évaluation de la protection cathodique

Procédure

La première étape était d'évaluer le niveau de protection cathodique. Puisque la conduite est protégée par les anodes des pipelines de Pétromont, le courant de celles-ci a été interrompu pour obtenir des potentiels ON & OFF au point d'essais. Afin de faciliter l'interruption du courant des anodes, seuls les liens (entre la 10" TNPI et les pipelines Pétromont) à la BJ Marie Victorin et au P.E. 17 ont été maintenus, pendant que les autres liens aux PE15, PE16 et PE18 ont été enlevés.

Après avoir pris une série de mesure de potentiels ON et OFF le 14 septembre, les anodes de Pétromont ont été laissées débranchées et les liens entre la 10" TNPI et Pétromont au PE 17 et BJ Marie Victorin ont été enlevés. Une autre série de lectures a été prise le 15 septembre pendant que la conduite se dépolarisait.

Discussion des résultats

Le courant total débité par les anodes de Pétromont était de 869mA, soit 389mA à la BJ Marie Victorin et de 480mA au PE 17. De ce courant, 490mA était drainé par la conduite 10" TNPI, soit 240mA à la BJ Marie Victorin et de 250mA au PE 17. À noter que lorsque le courant des anodes était interrompu (OFF), 240mA était encore drainé par la conduite 10" TNPI, soit 170mA à la BJ Marie Victorin et de 70mA au PE 17.

Les potentiels enregistrés aux points d'essais (Voir tableau no.1) indiquent que la conduite est cathodiquement protégée en accord avec le critère no.2 du standard RP0169-2002 de NACE. (Voir Annexe A)

Tableau no.1 - Potentiels par rapport à une électrode portative de Cu :CUSO₄

No. P.E.	Endroit	14-Sep		15-Sep
		(1)	(2)	(2)
		ON	OFF	
BJ Marie Victorin	Côté sud rue Marie Victorin Boucherville	1334	1246	1163
P.E. 15	Côté nord rue Marie Victorin Boucherville	1381	1281	1145
P.E. 16	Ile Gros Bois	1415	1405	1103
P.E. 17	Ile Gros Bois	1433	1264	1115
P.E. 18	Ile Dufault	1190	1137	
Quai Ultramar	Côté nord Fleuve St Laurent	1598	1595	1264

La deuxième série de lectures enregistrées le 15 septembre, 24 après avoir débranché les anodes de Pétrumont et débranchées tous les liens entre la 10" TNPI et les pipelines de Pétrumont, indique un bon niveau de polarisation.

À noter que les potentiels enregistrés au Quai d'Ultramar sont affectés par les systèmes de protection cathodique dans ce secteur.

Évaluation du revêtement

Procédure

Deux techniques complémentaires ont été utilisées pour évaluer la qualité du revêtement sur la 10" TNPI. Les détails de la procédure pour appliquer ces techniques sont élaborées dans l'Annexe F du rapport de PRCI de AGA, 'Procedure for Determining Coating Quality on a Directionally Bored Pipe using a Combination Conductance/Current Requirement Test' que nous avons inclut à l'Annexe C du présent rapport.

Les deux techniques nécessitaient d'imposer un courant contrôlé sur un tronçon spécifique d'un pipeline et de mesurer la différence entre les potentiels ON et OFF et la polarisation cathodique en résultant. Pour ce faire les potentiels de départ sur le pipeline devaient être stable et puisque nous devons mesurer la 'polarisation' cathodique ont se devait de partir d'un potentiel dépolarisé.

Pour le cas qui nous concerne le tronçon s'étendait sur 5567m. Après avoir effectué le relevé initial de protection cathodique le 14 septembre nous avons, tel qu'indiqué à la section précédente, laissé toutes les anodes et les liens débranchées afin de permettre à la conduite de se dépolariser.

Après que la conduite s'est dépolarisé nous avons utilisé les anodes de Pétrumont au PE 17 pour imposé un courant sur la 10" TNPI. Pendant que nous imposions ce courant les potentiels aux endroits suivants ont été mesurés : BJ Marie Victorin, PE 16, PE18 et au Quai d'Ultramar.

De plus afin de calculer la conductance électrique du revêtement la résistivité du sol doit être intégrée aux calculs. La résistivité du sol et de l'eau du fleuve à été mesuré aux endroits suivants

- Côté Boucherville près de la voie ferré
- Côté sud rue Marie Victorin Boucherville
- Bord de l'eau Boucherville
- Île Gros Bois

- Bord de l'eau Ile Gros Bois
- Île Dufault
- Quai Ultramar
- Bord de l'eau Mtl-Est

- Échantillon d'eau à l'île Gros Bois
- Échantillon d'eau Rive sud Boucherville
- Échantillon d'eau Rive nord Montréal-Est

La méthode Wenner 4-pin a été utilisé pour mesurer la résistivité des sols à trois profondeurs soit 5', 10' et 15', tandis que des échantillons d'eau ont été prélevés pour mesurer en laboratoire la résistivité de l'eau à l'aide d'un Nilsson Soil Resistivity Meter

Discussions des résultats

Nous devons nous assurer que la conduite se dépolarise et que les potentiels se stabilisent avant de débiter les essais.. Ceci nécessitait un suivie périodique des potentiels au divers point d'essais pendant cette étape de dépolarisation. Lors de cette étape nous avons constaté les faits suivants :

- Les potentiels du côté de Montréal-Est sont affectés par les systèmes de protection cathodique au Quai d'Ultramar. Donc les redresseurs au Quai d'Ultramar ont été fermés pour la période de dépolarisation.
- Les potentiels sont affectés par les systèmes des pipelines de Montreal Pipelines. Nous avons effectué des essais en interrompant les redresseurs de MPL. Nous avons noté les effets, et par la suite nous avons laissé les systèmes de MPL en fonction.
- Les potentiels de la conduite sont affectés par les effets de Courant Tellurique. Puisque nous étions à la recherche de potentiels stables, et que les effets de courant tellurique cause des fluctuations des potentiels, nous avons été forcés de reporter les travaux à plusieurs reprises. Voir Annexe E pour graphique des potentiels typiques enregistrés au Quai d'Ultramar lors d'un orage tellurique.

La résistivité du sol et de l'eau du fleuve a été mesuré aux endroits suivants

Tableau no.2 - Résistivité de sol et d'eau

Emplacement	Profondeur		
	5'	10'	15'
	Résistivité (ohm-cm)		
Côté Boucherville près de la voie ferré	2298	1685	1408
Côté sud rue Marie Victorin Boucherville	2298	2873	2873
Bord de l'eau Boucherville	5650	7182	6320
Ile Gros Bois	3591	3064	3160
Bord de l'eau Ile Gros Bois	1438	1532	1666
Ile Dufault	7182	5554	4309
Quai Ultramar	3926	3256	4022
Bord de l'eau Mtl-Est	2490	958	
Échantillon d'eau à l'Ile Gros Bois	4500		
Échantillon d'eau Rive sud Boucherville	3600		
Échantillon d'eau Rive nord Montréal-E	4000		

Basé sur ces informations la résistivité moyenne serait de 3450 Ω -cm.

Trois courants d'injection à l'aide des anodes de Péromont ont été utilisés soit 35mA, 44mA et 59 mA.

Calcul de la Conductance Électrique du Revêtement

Ces calculs ont été effectués en accord avec le 'NACE Standard Test Method TM102-2002 – Measurement of Protective Coating Electrical Conductance on Underground Pipelines'.

Trois séries de calculs ont été effectués correspondant aux trois courants d'injection utilisés soit 35mA, 44mA et 59 mA. Les résultats de ces calculs sont présentés à l'Annexe F. Les trois calculs résultent en une conductance normalisée d'approximativement 750 $\mu\text{S}/\text{m}^2$. (résistance de revêtement de 1333 $\Omega \text{ m}^2$) Selon le tableau no. 5 du NACE Standard Test Method TM102-2002 ceci serait indicatif d'un revêtement en passablement bonne condition.

Calcul du pourcentage nu (bare factor) du Revêtement

Ces calculs ont été effectués selon la méthode proposée dans le rapport PRCI de AGA. Notons que puisque la conduite ne s'était pas dépolarisé complètement à son potentiel de corrosion même après trois semaines de dépolarisation, la méthode mentionné ne peut pas être appliquée parfaitement, puisque la conduite était déjà partiellement polarisée.

Cependant ces calculs utilisés à titre d'information, corrobore les résultats obtenus dans la section précédente.

Les calculs sont présentés à l'Annexe D, dans les mêmes tableaux que pour la section précédente.

Notons la nomenclature suivante :

Potentiel Pa1 -	Potentiels à la BJ Marie Victorin tel que mesurés
Potentiel Pa2 -	Potentiels au PE 16 extrait des enregistrements de potentiel en continu
Potentiel Pb1 -	Potentiels au PE 18 tel que mesurés
Potentiel Pb2 -	Pas d'emplacement approprié puisque les anodes de Pétromont sont à proximité

Aucun potentiels éloignés ont été enregistrés à cause de la présence de d'autres pipelines dans les environs.

Les calculs résultent en un facteur nu de 0.05% qui indique un revêtement en bonne condition.

Conclusions

Les résultats des essais nous permettent de conclure que :

La conduite 10" TNPI traversant le Fleuve ST. Laurent est cathodiquement protégée en accord avec le critère no.2 du standard RP0169-2002 de NACE. (Voir Annexe A)

Le revêtement de cette conduite est en condition acceptable. Notons que cette conclusion caractérise les propriétés de recouvrement du revêtement et non pas son adhérence à la conduite.

La conduite est affectée par les systèmes de protection cathodique au Quai d'Ultramar et par les systèmes de MPL. Une attention particulière devrait donc être apportée au remplacement des anodes avant la fin de leur vie utile.

Pipeline sous-fluvial de 10 pouce a partir du Quai d'ultramar vers Boucherville

Endroit	profondeur Approximative	remarques
Quai ultramar pres du fleuve	16'	plusieur lignes PetroCanada Cantern MPL
Iles Dufault Rive nord	15'	
pres point verification #18	5'5"	Croisement de MPL
Rive sud	14'	
Iles Grois Bois Rive nord	16'	piste cyclabe
pres des point verification # 16 et #17	4'5"	terrain fermier
Rive sud	15'	piste cyclabe
Station Boucherville Rive a la Station	12'	pres de la pancarte 8'
Station a la Route pres du point verifc	10'	Arbe au dessus de la ligne
pres de la boite de jonction	6'	marecageux
pres deu m #56 et 57	6'	marecageux
pres de la voie ferre	12'	

Lignes de 10" et 12" (essence et Naphta)

Quai a notre dame	4'	valeur approximative tous les lignes continues
rue Notre Dame	2'	Resultats selon expérience lors d'excavations
centre civique	4'	Resultats selon expérience lors d'excavations
voie ferre	7'	Resultats selon expérience lors d'excavations
voie ferre a sherbrooke	4'5"	Resultats selon expérience lors d'excavations
rue sherbrooke	4'	Resultats selon expérience lors d'excavations

Le 15 février 2005
QUE-2925-U

M. Bruno St Laurent
Progestion BSL
998 rue des Colibris
Longueuil, Québec
J4G 2C8

Sujet: Protection cathodique – Conduite de 10" de diamètre traversant le fleuve St-Laurent

Monsieur,

Cette lettre fait suite à votre demande de renseignements concernant la protection cathodique de la conduite de 10" traversant le fleuve St-Laurent. Une demande similaire avait été faite en l'an 2000 et dans ce qui suit nous avons fait une mise à jour des informations contenues dans le rapport original.

Les informations concernant les caractéristiques mécaniques de la conduite ont été prélevées à partir des dessins que nous avons identifiés tel qu'indiqués ci-dessous :

Installation mécanique de la conduite :

L'installation de la conduite de 10" de diamètre traversant le fleuve a été réalisée en même temps que l'installation des conduites de Pétromont entre l'usine de Varennes et l'usine de Montréal-Est. Les caractéristiques mécaniques de la conduite sont comme suit :

La conduite fut installée au cours de l'année 1968. La conduite de 10" de diamètre s'étend de la sortie hors terre au quai d'Ultramar jusqu'au côté sud de la voie ferrée à la rive sud. La conduite traverse la voie ferrée à l'intérieur d'une gaine protectrice.

DESSIN Shawinigan Chemicals Ltd #SH-058 Apr. 12, 1967 rev. 1 May 2, 1967

- La conduite est identifiée comme étant un tuyau ayant 0.500 pouce d'épaisseur, 10 ¾" de diamètre, Grade B. SMLS.
- Les sections sous l'eau sont identifiées comme étant la section du chenal de Boucherville (rive sud / île Grosbois), entre l'île Grosbois / île Dufault et la section du fleuve (île Dufault / quai d'Ultramar).

DESSIN Gulf Oil Canada #42916-9-2 May 1969

- La section du chenal de Boucherville, ainsi que la section du fleuve, furent encastrées dans un revêtement de ciment.

DESSIN Gulf Oil Canada #42916-4

- La section entre l'île Dufault et L'île Gros Bois (Île St. Joseph) n'est pas recouverte de béton.

Lors de la réparation du point d'essai no.18 sur l'île Dufault en 2003, le personnel technique de Pétromont a observé que le revêtement était du type "Yellowjacket". Le revêtement du côté de la rive de Boucherville est de type "Coal Tar Enamel". Ceci a été observé lors d'une excavation à l'automne 2004.

Protection cathodique :

En général, un relevé de potentiel à tous les dix mètres est effectué au moins à tous les deux (2) ans de chaque côté du fleuve et en alternance sur l'île Grosbois et l'île Dufault. Aucun relevé de potentiel n'a été effectué pour les tronçons sous le fleuve.

L'historique de la protection cathodique se résume comme suit :

- Le système de protection cathodique original consiste en cinquante (50) anodes de magnésium connectées directement lors de l'installation des conduites entre le Boulevard Marie-Victorin et la voie ferrée sur la rive sud seulement. Ces anodes ont été installées originalement pour les lignes de Pétromont. Cependant la conduite de 10" est électriquement continue avec les 4 conduites de Pétromont et donc bénéficie d'une protection cathodique. La continuité se fait aux points d'essais de l'île Grosbois, l'île Dufault et au boulevard Marie-Victorin. De ce fait, le niveau de protection cathodique sur la conduite de 10" est intimement lié au niveau de protection sur les 4 conduites de Pétromont.
- Initialement, l'installation d'isolation électrique à la sortie hors terre de la rive sud lors de l'installation en 1968", a eu pour conséquence d'empêcher la protection cathodique de la traverse du fleuve. Cette situation fut corrigée au cours de l'année 1969 en effectuant la continuité aux sorties hors terre de la rive sud.
- Les résultats de nos inspections subséquentes indiquent que la protection cathodique de la traverse du fleuve a été efficace entre 1969 jusqu'à notre inspection du mois de septembre 1988 où les résultats indiquaient un niveau de protection marginale.
- Au mois de mai 1989, des anodes additionnelles furent installées sur les lignes de Pétromont et notre expertise subséquente effectuée en juin 1989 indiquait une protection adéquate de la traverse du fleuve.
- Les résultats de nos expertises de 1989 jusqu'à 1999 indiquaient un niveau suffisant de protection cathodique. À partir de l'an 2000 les résultats indiquaient une protection adéquate mais à un niveau inférieur aux expertises antérieures. Cette situation était due à un court-circuit d'une bride isolante à l'usine de Varennes.

- Au cours de l'année 2003 des travaux d'amélioration ont été effectués :
 - Installation de vingt anodes de magnésium (20 lb) au point de vérification no. 17 de l'île Grosbois.
 - Remplacement du point d'essai no.16 de l'île Grosbois incluant excavation et enfouissement plus profond des câbles souterrains.
 - Réparation du point de vérification no. 18 de l'île Dufault.
- À l'automne 2004 nous avons installé un nouveau point de vérification au sud de la rue Marie-Victorin incluant la pose de nouvelles connexions aux conduites et l'installation de dix (10) anodes de magnésium (20 lb).

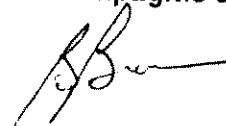
Points additionnels

Nous avons inclus en annexe des extraits de certains rapports de relevé effectués depuis 1976. À noter qu'au cours des années, l'inspection de la protection cathodique pour la conduite de 10" se faisait par défaut, lors de l'inspection pour les conduites de Pétromont. Il est possible d'isoler cette ligne et d'effectuer un relevé spécifiquement pour cette conduite. Afin d'améliorer la fiabilité de l'expertise, un relevé sur les sections immergées serait bénéfique.

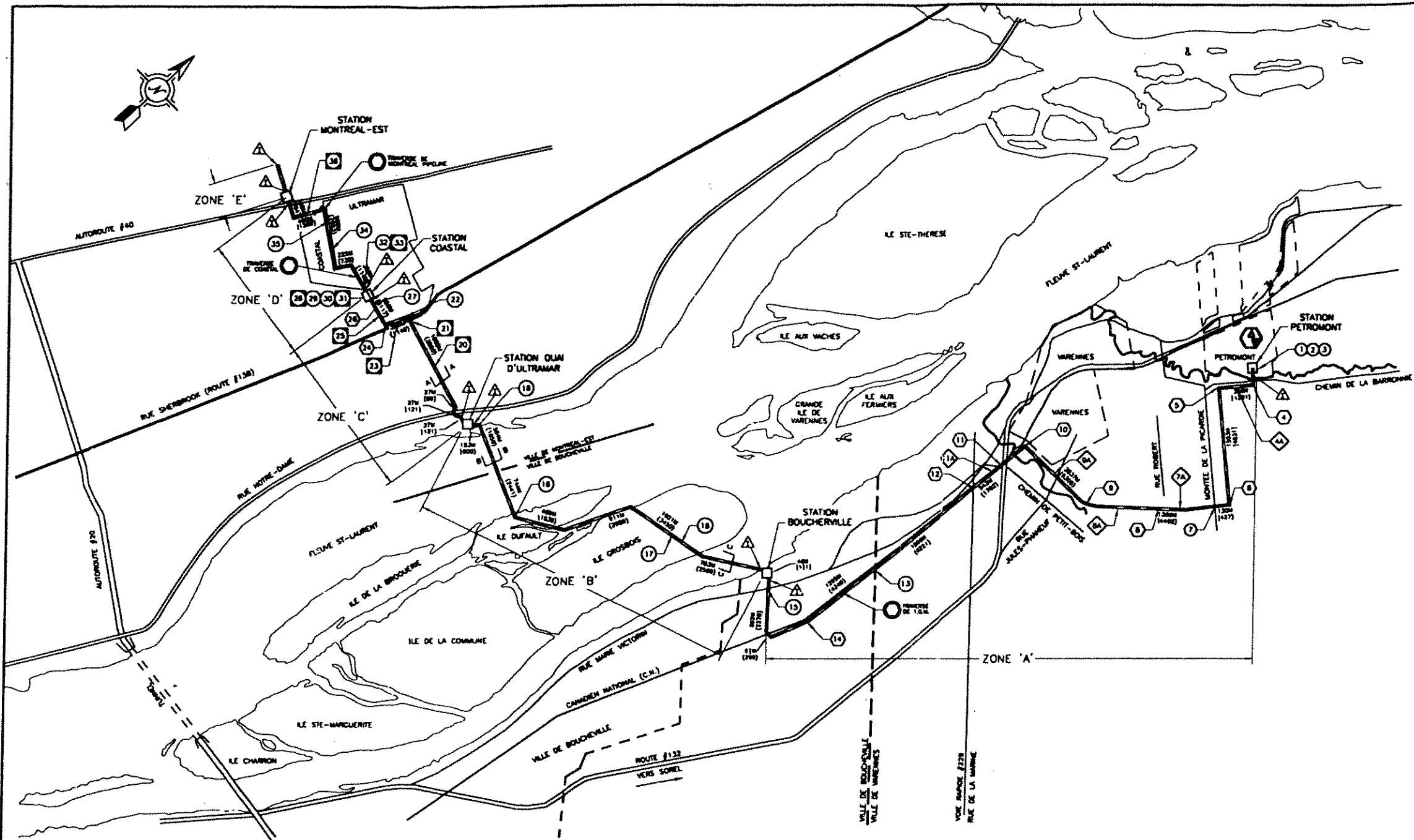
De plus, puisque nous pouvons isoler électriquement la conduite, une évaluation indirecte de la condition du revêtement pourrait être réalisée en utilisant la technique développée pour AGA/PRC basée sur des essais de conductance et de demande de courant. La technique 'Coating attenuation survey' serait plus difficile à réaliser puisque celle-ci requiert beaucoup plus de points d'essais qui n'est pas le cas pour la traverse du fleuve.

Si vous avez des commentaires et ou questions additionnelles s'il vous plait n'hésitez pas à contacter le sous-signé. Espérant le tout à votre entière satisfaction, veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments distingués.

Corrosion Service Compagnie Limitée

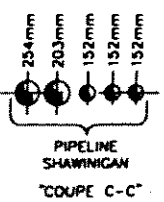
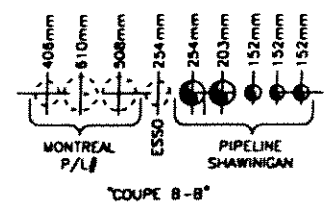
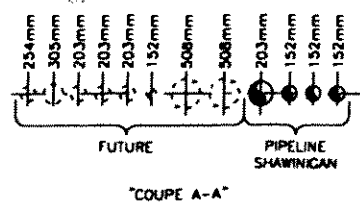


Brian Brochu, ing. MBA
Division de l'ingénierie du Québec



NOMENCLATURE ET PLANS DE REFERENCE	
POINT D'ESSAI	C.S.C.L. DESSIN #
STATION VARENNES	B-1931
#4	A-2345
#4A	A-4782
#5	A-2346
#6	A-2347
#7A	A-4784
#8	A-2348
#8A	A-4785
#9	A-2349
#9A	A-4786
#10	A-2351
#11	A-2350
#11A	A-4783
#12	A-4728
TRAVERSE TOM	B-1846
#14	A-2352
#20	B-1830
#21	B-1831
#23	B-1832
#24	A-2356
#25	B-1833
#26	A-2357
#28	B-1834
#31	B-1834
TRAV. COASTAL	A-4747
STATION COASTAL	B-1932
#35	D-1354
TRAVERSE MPL	B-1853

LEGENDE	
	PIPELINE SHAWINIGAN
	STATION DU PIPELINE SHAWINIGAN
	POINT D'ESSAI LORS DE LA CONSTRUCTION (AVANT 1990)
	POINT D'ESSAI INSTALLATION 1990
	POINT D'ESSAI INSTALLATION 1997
	POINT D'ESSAI INSTALLATION 1998
	POINT D'ESSAI INSTALLATION 1999
	BRIDE ISOLANTE
(4492)	MESURE EN PIEDS
1369M	MESURE EN METRES



No.	REVISION	DATE	PAR	VER.
5	STATION VARENNES ET STATION COASTAL	12 AVR 01	STEFF	J.D.
4	RESERVOIR SOUTERRAIN ET 6 th MAPHTE - COASTAL	9 FEV 00	STEFF	J.D.
3	POINT D'ESSAI INSTALLATION 1999	28 JUL 99	STEFF	STRAT
2	POINT D'ESSAI TRAVERSE DE MONTREAL PIPELINE (MPL)	27 JAN 99	STEFF	STRAT
1	POINT D'ESSAI TRAVERSE DE IQM ET TRAVERSE DE COASTAL	13 NOV 98	STEFF	JL

CE DESSIN EST LA PROPRIETE DE 'CORROSION SERVICE COMPAGNIE LTEE' AT A ETE PREPARE POUR LE SEUL USAGE DE NOTRE CLIENT. IL NE DEVRA PAS ETRE UTILISE DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT D'AUCUNE FACON AU DETRIMENT DE NOS INTERETS MUTUELS.

CORROSION SERVICE
 COMPAGNIE LTEE
 Ingénieurs Professionnel : Spécialistes en Corrosion
 Service : Toronto : Montréal : Halifax

PETROMONT
 VARENNES : MONTREAL-EST
 CHEMINEMENT GENERAL
 DU PIPELINE SHAWINIGAN
 ET DE LA
 PROTECTION CATHODIQUE

CJ: QUE-98-5540-P	CONCU: J. LAMOUREUX
ECHELLE: GRAPHIQUE	DESSINE: B. STEFFLER
DATE: 10 JUN 1998	VERIFIE: B. BROCHU
DESSIN No. D-4059-01	REV. 5

FEUILLE DE DONNÉES

Client : **Ultramar Canada Itée**
 Projet : **Relevé des profondeurs des conduites 10" TNPI et, 10" Essence et 12" Naphta**
 Numéro de Contrat : **QUE-05-9498-U**
 Date du relevé : **Entre le 9 septembre et 4 octobre 2005 (ou tel qu'Indiqué)**
 Effectuer par : **Jean Lamoureux, tech.**

1. Conduite 10" TNPI (entre le Quai d'Ultramar et Boucherville)

Endroit	Profondeur	Remarques
Quai Ultramar	Approx. en pieds	
Près du fleuve	16'	Plusieurs lignes PetroCanada Cantherm, MPL
Iles Dufault		
Rive nord	15'	
Près point vérification #18	5'5"	Croisement de MPL
Rive sud	14'	
Iles Gros Bois		
Rive nord	16'	piste cyclable
Près des points vérification # 16 et #17	4'5"	terrain fermier
Rive sud	15'	piste cyclable
Station Boucherville		
Près de la rive	12'	
Près de la pancarte d'avertissement	8'	
Côté nord de la Rte Marie Victorin	10'	près du point vérification 15
Côté sud de la Rte Marie Victorin	6'	Près de la B.J. - marécageux
Près des Marqueurs #56 et 57	6'	marécageux
Près de la voie ferre	12'	

2. Lignes de 10" et 12"

(NB toutes les conduites d'Ultramar sont électriquement continu entre elles, donc les données ci-dessous sont des valeurs approximatives valables pour toutes les conduites)

Endroit	Profondeur	Remarques
Entre le quai et la rue Notre Dame	4'	Résultats selon expérience lors d'excavations
Rue Notre Dame	2'	Résultats selon expérience lors d'excavations
Centre civique	4'	Résultats selon expérience lors d'excavations
Voie ferrée (rue Victoria/Prince Albert)	7'	Résultats selon expérience lors d'excavations
Entre la Voie ferrée et la rue Sherbrooke	4'5"	Résultats selon expérience lors d'excavations
Rue Sherbrooke	4'	Résultats selon expérience lors d'excavations

Note : Les profondeurs mesurées à l'aide d'instrument localisateur de conduite RD400 de Radiodetection Ltd.



**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° : P15443M25DOC- PROJ0600EVRapports_finauxRapport_Technique _Evaluation_PipelineRapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc	
Projet n° : 5443M25	
Section : Annexe	
Date : 2006-02-28	Rév. : 0

ANNEXE G

CALCUL DE LA PRESSION THÉORIQUE ET EXTRAIT DU RAPPORT D'ESSAIS HYDROSTATIQUES 2005

PIPELINE ST-LAURENT

Calcul de la pression d'essai

1.0) Généralités

Produit :	LVP		
Dia. nominal :	254 mm		
Dia. externe (D) :	273.05 mm	Matériau :	Acier, API 5L grade inconnu
Épaisseur paroi (t) :	7.7978 mm	Limite élastique (S) :	241 MPa

Facteur de conception (F) :	0.8	sans unité
Facteur de localisation (L) :	1.00	sans unité
Coeff. de correction joint (J) :	1.00	sans unité
Coeff. de correction temp. (T) :	1.00	sans unité

Pression d'opération désirée par ULTRAMAR (M.O.P.) : 1480 psig
où ± 10 200 kPa

Formule :

$$P = [(2 \cdot S \cdot t) / D] \cdot F \cdot L \cdot J \cdot T \quad (\text{ANSI/CSA Z662-03, art. 4.3.3.1.1})$$

2.0) Déterminer la limite élastique

(ANSI/CSA Z662-03, art. 5.7.4)

Le matériau du tuyau est connu. C'est de l'acier. Cependant, la norme de fabrication et le grade ne sont pas connus avec précision. Certains plans retrouvés indiquent de l'acier API 5L gr X46, d'autre du API 5L gr. B. La section appartenant à TNPI est connue et est du API 5L X46.

	Limite élastique		
	(psi)	(MPa)	
API 5L gr. X46 :	46 000	316.94	ref.: ASME B31.4 - 2002, table 402.3.1 (a)
API 5L gr. B :	35 000	241.15	

Il faut donc se limiter à : 241 MPa pour la section sous-fluviale appartenant à Ultramar
et 316.94 MPa pour la section appartenant à TNPI.

3.0) Déterminer Facteurs et coefficients

3.1) Facteur de conception (F) :

(ANSI/CSA Z662-03, art. 4.3.3.2)

$$F = 0.8$$

3.2) Facteur de localisation (L) :

(ANSI/CSA Z662-03, art. 4.3.3.3)

Art. 4.3.2 pour déterminer la classe de localisation du pipeline. Le pipeline est dans une zone non habitée en grande partie, à l'exception de la zone du boul. Marie-Victorin où il y a des habitations à proximité. Il y a moins de 10 habitations à proximité, donc il est possible de classer le pipeline pour une classe "1".

Table 4.2, pour application "LVP", all applications, for class 1 location --- L = 1.00

À noter que le pipeline traverse le chemin de fer dans un manchon : le facteur "L" ne change pas.

PIPELINE ST-LAURENT

Calcul de la pression d'essai

3.3) Coeff. de correction joint (J) :

(ANSI/CSA Z662-03, art. 4.3.3.4)

Table 4.3, pour seamless pipe et ERW -- J = 1.00

Cependant, article 5.7.4 pour un matériau d'origine inconnu exige de limiter le coeff. de correction pour joint à 0.6

Dans notre cas, l'origine du matériau est connu en ce sens que nous savons que c'est du tuyau récupéré d'un ancien projet, en acier, et que c'est de l'API 5L. Seul le grade n'est pas connu. De plus, nous savons que le tuyau est "seamless". Nous pouvons donc prendre un coefficient de joint de :

$$J = 1.00$$

3.4) Coeff. de correction temp. (T) :

(ANSI/CSA Z662-03, art. 4.3.3.5)

Table 4.4. Le pipeline est souterrain, à temp. relativement constante, inférieur à 120oC -- T = 1.00

4.0) Déterminer la pression théorique

La pression théorique de la conduite est la plus faible pression telle qu'évaluée par :

- basé sur la pression d'opération recherchée (MOP) - section 8 du CSA Z662-3
- basé sur la formule du ANSI/CSA Z662-03, art. 4.3.3.1.1
- basé sur la formule du ASME B31G pour l'évaluation des défauts dans la conduite.

4.1) Basé sur la pression d'opération désirée (MOP)

4.1.1) "Strength test"

Le tableau 8.1 de la norme CSA Z662-3 indique que la pression "strength test" doit être au minimum 1,25 fois la MOP.

M.O.P. désirée = 1480 psig
10 200 kPa

De la table 8.1, pour du LVP, on tire :

Minimum "strength test" pressure (1.25 x MOP): 1850 psig
12750 kPa

PIPELINE ST-LAURENT

Calcul de la pression d'essai

4.1.2) "Leak test" :

Le tableau 8.1 de la norme CSA Z662-3 indique que la pression "strength test" doit être au minimum 1,25 fois la MOP.

M.O.P. désirée = 1480 psig ou 10 200 kPa

De la table 8.1, pour du LVP, on tire :

Minimum "leak test" pressure (1.10 x MOP) : 1628 psig == > 11220 kPa

Maximum "leak test" pressure :

Le minimum entre 100% du SMYS ou la pression du "strength test".

4.2) Basé sur la formule du CSA Z662-03, art. 4.3.3.1.1

4.2.1) "Strength test"

Le "strength test" ne doit pas dépasser 110% du SMYS du matériau ou 0.2% de déviation sur la courbe P-V. Dans notre cas, on prend le 110% du SMYS.

Avec la formule, en prenant 110% du SMYS

Matériau	SMYS *	Ep. paroi		Pression "strength test" Max. selon formule	
		(MPa)	(mm)	(kPa)	(psig)
API 5L gr. B	241.15	7.80	0.307	*	*
		12.70	0.5	19 740	2 865
API 5L gr. X46	316.94	7.80	0.307	15 930	2 312
		12.70	0.5	*	*

* La section appartenant à TNPI est en acier 5L gr. X46 d'épaisseur 7.8mm seulement. Pour la section sous-fluviale appartenant à Ultramar, le matériau le plus faible est considéré. Suite au relevé effectué par TDW / Magpie, nous savons que l'épaisseur de paroi de cette section est de 12,7mm. La tuyauterie de 9.3mm d'épaisseur identifiée dans le rapport de TDW / Magpie n'est pas retenue puisque c'est la tuyauterie temporaire de raccordement pour les lanceurs et receveurs - cette section de tuyauterie a été démentellée après les essais hydrostatiques.

La pression max. du "strength test" ne doit pas dépasser 15 930 kPa ==> 2 312 psig

4.2.2) "Leak test"

Le "leak test" ne doit pas dépasser 100% du SMYS du matériau, sans dépasser la pression du "strength test".

Matériau	SMYS *	Ep. paroi	Pression "leak test" Max. selon formule	
			(kPa)	strength test
API 5L gr. B	241.15	7.7978	*	vs *
		12.7	17 950	vs 19 740
API 5L gr. X46	316.94	7.7978	14 480	vs 15 930
		12.7	*	vs *

* Voir la note à 4.2.1)

La pression max. du "leak test" ne doit pas dépasser 14 480 kPa ==> 2 102 psig

PIPELINE ST-LAURENT

Calcul de la pression d'essai

4.2.3) Discussion

La pression calculée avec la formule (art. 4.3.3.1.1) du CSA Z662-3 est la pression de conception de la conduite. La pression maximale d'opération doit être égale ou moindre que cette valeur. La MOP sera donc la pression de conception minimale calculée entre le "strength test" et le "leak test":

Pression maximale d'opération = 14 480 kPa ==> 2 102 psig

4.3) Calcul du M.O.P. basé sur l'épaisseur de paroi minimale (Défaut détecté)

L'évaluation du M.O.P est basée sur l'épaisseur minimale **mesurée** le 18 novembre 2005, lors d'une excavation exploratoire à l'endroit identifié par les relevés par cochons intelligents (réalisés par TD Williamson) comme étant la crevasse ("pit") la plus profonde.

Localisation du défaut :	2 685.66	pieds à partir du lanceur	
Type de défaut :	interne		
Diamètre nominal (D) :	10.00	po	Note: La surépaisseur de corrosion n'est pas soustraite pour le calcul de la pression d'essai.
Épaisseur de paroi nominale (t) :	0.3070	po	
Longueur de la crevasse (L _m) :	2.17	po	
Largeur de crevasse :	1.57	po	
Profondeur mesurée (d) :	0.2360	po. résiduel	
Perte de matériel dans la zone :	20 à 25%		
SMYS :	46 000.00	psi	(le défaut est dans la section appartenant à TNPI)

En utilisant le ASME B31G pour évaluer la réduction de pression (s'il y a lieu) :

À partir de la table 3-3, pour une profondeur (d), un diamètre nominal et une épaisseur nominal (t) tel qu'indiquée ci-haut, on trouve que la longueur de crevasse permise est supérieure à la longueur mesurée. Il n'y a donc **pas de réduction** de pression d'opération.

Pour être certain, refaisons le calcul avec la formule de la partie 4 du code :

$$A = 0.893 * (L_m / \text{rad}(D*t)) \quad \dots \quad A = 1.10$$

$$P_{\text{asmeB31G}} = 1.1 * P [(1 - 2/3 * (d/t)) / (1 - 2/3 * (d / (t * \text{rad}(A^2 + 1))))]$$

où P est le maximum entre M.O.P. et $2*S*t*F*T / D$

$$\dots \quad P = 2\,824 \quad \text{psig}$$

$$\text{d'où} \quad \dots \quad P_{\text{asmeB31G}} = 2\,309 \quad \text{psig} \quad \text{qui est la MOP permise selon cette formule.}$$

La pression admissible selon la section 4 du B31G est supérieure à la pression M.O.P. désirée. Il n'y a donc pas de réduction au M.O.P.

Selon ce calcul, les pressions d'essais seront de :

$$\text{"strength test"} = 1.25 \times \text{calcul} = 2\,887 \quad \text{psig} ==> 19\,889 \quad \text{kPag}$$

$$\text{"leak test"} = 1.1 \times \text{calcul} = 2\,540 \quad \text{psig} ==> 17\,502 \quad \text{kPag}$$

PIPELINE ST-LAURENT
Calcul de la pression d'essai

5.0) Tableau de comparaison

Le tableau suivant résume les pressions telles que calculées selon les trois critères précédents.

Critère d'évaluation	Pression "strength test"		Pression "leak test"	
	(kPa)	(psig)	Requis (kPa)	Max. (psig)
item 4.1 - Pression d'essai minimale (selon MOP désirée)	12 750	1 851	11 220	1 628
item 4.2 - basé sur la formule du CSA Z662-3	15 930	2 312	14 480	2 102
item 4.3 - basé sur l'épaisseur de paroi mesurée	19 889	2 887	17 502	2 540

Les pressions d'essai "strength test" (1.25 x MOP) et "leak test" (1.1 x MOP) calculées pour la MOP demandée par ULTRAMAR sont inférieures à celles calculées aux items 4.2 et 4.3 de la présente note de calculs.

Cela veut dire qu'il est possible d'opérer la conduite à la pression MOP demandée par ULTRAMAR, soit :

MOP demandée par ULTRAMAR : 1 480 psig

Les 2 formules de vérification de la norme CSA Z662-03 (voir item 4.2 et 4.3 de cette note de calcul) permettent des pressions de test plus grandes que le minimum requis. Cela veut dire que la conduite peut être testée à la pression minimale d'essai correspondant à une MOP de : 1480 psig

À l'inverse, les formules des articles 4.2 et 4.3 de la norme CSA Z662-03 permettent des pressions d'essai plus élevées que les pressions d'essai qui sont basées sur la MOP demandée par ULTRAMAR. Cela veut dire qu'il serait possible d'avoir une pression d'opération plus grande que celle demandée par ULTRAMAR.

	Pression MOP permise (psig)	
	basée sur le "Strength test"	basée sur le "leak test"
item 4.2 - basé sur la formule du CSA Z662-3	1 850	1 911
item 4.3 - basé sur l'épaisseur de paroi mesurée	2 309	2 309
Pression minimale entre 4.2 et 4.3 :	1 850	1 911
Pression min. entre "strength test" et "leak test" :	1 850	psig

Donc, la MOP maximale possible selon CSA Z662-03 : 1 850 psig

N.B. : La classe 600 pour les brides limite la pression d'opération à 1480 psig. Cependant, si les brides sont remplacées par des brides de classe 900, il sera possible d'augmenter la pression d'opération jusqu'à la valeur indiquée ci-dessus.

PIPELINE ST-LAURENT

Calcul de la pression d'essai

6.0) Conclusion

L'épaisseur de paroi de la conduite sous-fluviale est connue en tout point (voir rapport des résultats d'inspection par sonde intelligente de TDW / Magpie).

Pour la section sous-fluviale appartenant à Ultramar, le matériau de la conduite n'est pas connu en tout point, mais le choix est limité entre 2 grades différents de la norme API 5L. Le calcul a donc été basé sur le matériau le plus faible (API 5L gr. B). Cette section a une épaisseur de paroi de 12,7 mm (0,5 po).

Pour la section appartenant à TNPI, le matériau de la conduite est connu et est du API 5L gr. X46. Le calcul des pressions d'essais est donc basé sur ce matériau. L'épaisseur de paroi de la section est de 7,8mm.

Une section de tuyauterie de 9,3mm a été identifiée dans le rapport de TDW / Magpie. Cette section est de la tuyauterie temporaire qui avait été installée pour permettre les raccordements aux lanceurs et receveurs pour les besoins d'inspection e TDW / Magpie. Cette section de tuyauterie a été enlevée et n'est donc pas considérée dans le calcul de la pression d'opération du pipeline.

Le défaut tel que détecté mesuré lors de l'excavation exploratoire du 18 novembre 2005, dans la section de pipeline appartenant à TNPI, n'affecte pas la pression d'opération maximale.

Les calculs indiquent que la conduite peut être testée aux pressions d'essai correspondant à une MOP de : 1480 psig tel que demandée par ULTRAMAR

De plus, basé sur les critères des normes CSA Z662-03 et ASME B31G, il serait possible de tester le pipeline à des pressions d'essai plus élevées que demandées, résultant en une pression d'opération plus élevée que celle demandée par ULTRAMAR :

ce qui donne	Pression MOP maximale :	12 744	kPa ==>	1 850	psig
	Pression de "strength test" :	15 930	kPa ==>	2 312	psig
	Pression de "leak test" :	14 018	kPa ==>	2 035	psig

Attention : Les brides de classe 600, installées sur le pipeline, limitent la pression d'opération à 1480 psig (tel que la norme ASME B16.5). Pour une pression d'opération plus élevée, il faut remplacer les brides classe 600 par des brides classe 900.

NOTE: Un essai de résistance mécanique a été effectué le 21 nov. 2005 à une pression de 1896 psig. La même journée, la conduite a subi un essai d'étanchéité à une pression de 1702 psig. Le tuyau est donc qualifié, à cause des essais effectués avec succès, pour un MOP de 1480 psig (soit la pression maximale des brides classe 600).

HYDROTEST - MECHANICAL RESISTANCE AT 1500 PSIG (PNTI)

SAMPLE PRESSURE RECORD

Company ULTRAMAR LTD.
System 10 INCH CARBON STEEL PIPE
PIPELINE ST-LAURENT

Description of instrument (make/model)	<u>PARTLOW - MRC 7000 - MODEL 711200 100024</u>		
Serial number of instrument	<u>98126734</u>		
Test section no.	<u>PNTI-01</u>	<u>= 5800 meters</u>	miles
MP _____ to MP _____	Station no. <u>0+000</u>	to Station no. <u>5+800</u>	
Location of chart recorder MP <u>0+000</u>	Station no. _____		
Start: Time <u>11.05</u>	Date <u>NOVEMBER 10, 2005</u>		
End: Time <u>15.05</u>	Date <u>NOVEMBER 10, 2005</u>		
Contractor rep. <u>(GANOPEC) Guy Tremblay</u>	Title <u>Project manager</u>	Date <u>NOV. 10, 2005</u>	
Pipeline company rep. <u>(X-PER-X) [Signature]</u>	Title <u>ing</u>	Date <u>NOV. 10, 2005</u>	
Project engineer <u>[Signature]</u>	Title <u>ing</u>	Date <u>NOV 10 2005</u>	
Notes:	MP = mile post. This pressure information should be included on the permanent record of pressure versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record might be considered.		

Figure A-1—Sample Pressure Record

SAMPLE TEMPERATURE RECORD

Company ULTRAMAR LTD
System 10 INCH CARBON STEEL PIPE
PIPELINE ST-LAURENT

Description of instrument (make/model)	<u>PARTLOW MRC7000 - TYPE J - Mod 7110-000-0024</u>		
Serial number of instrument	<u>98F18661</u>		
Test section no.	<u>PNTI-01</u>	<u>5800 meters</u>	miles
MP _____ to MP _____	Station no. <u>0+000</u>	to Station no. <u>5+800</u>	
Location of chart recorder MP <u>PETROMONT VALVE STN AT MARIE-VICTORIA</u>	Station no. _____		
Start: Time <u>16.05</u>	Date <u>NOVEMBER 10, 2005</u>		
End: Time <u>15.05</u>	Date <u>NOVEMBER 10, 2005</u>		
Contractor rep. <u>(GANOPEC) Guy Tremblay</u>	Title <u>Project manager</u>	Date <u>NOV. 10, 2005</u>	
Pipeline company rep. <u>(X-PER-X) [Signature]</u>	Title <u>ing</u>	Date <u>NOV 10 2005</u>	
Project engineer <u>[Signature]</u>	Title <u>ing</u>	Date <u>NOV 10 2005</u>	
Notes:	MP = mile post. This temperature information should be included on the permanent record of temperature versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record, or using a rubber stamp, might be considered.		

Figure A-2—Sample Temperature Record

SAMPLE PRESSURE RECORD

Company _____
System _____

Description of instrument (make/model) _____	
Serial number of instrument _____	
Test section no. _____	
MP _____ to MP _____	Station no. _____ to Station no. _____ miles
Location of chart recorder MP _____ Station no. _____	
Start: Time _____	Date _____
End: Time _____	Date _____
Contractor rep. _____	Title _____ Date _____
Pipeline company rep. _____	Title _____ Date _____
Project engineer _____	Date _____

Notes:
MP = mile post.
This pressure information should be included on the permanent record of pressure versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record might be considered.

Figure A-1—Sample Pressure Record

SAMPLE TEMPERATURE RECORD

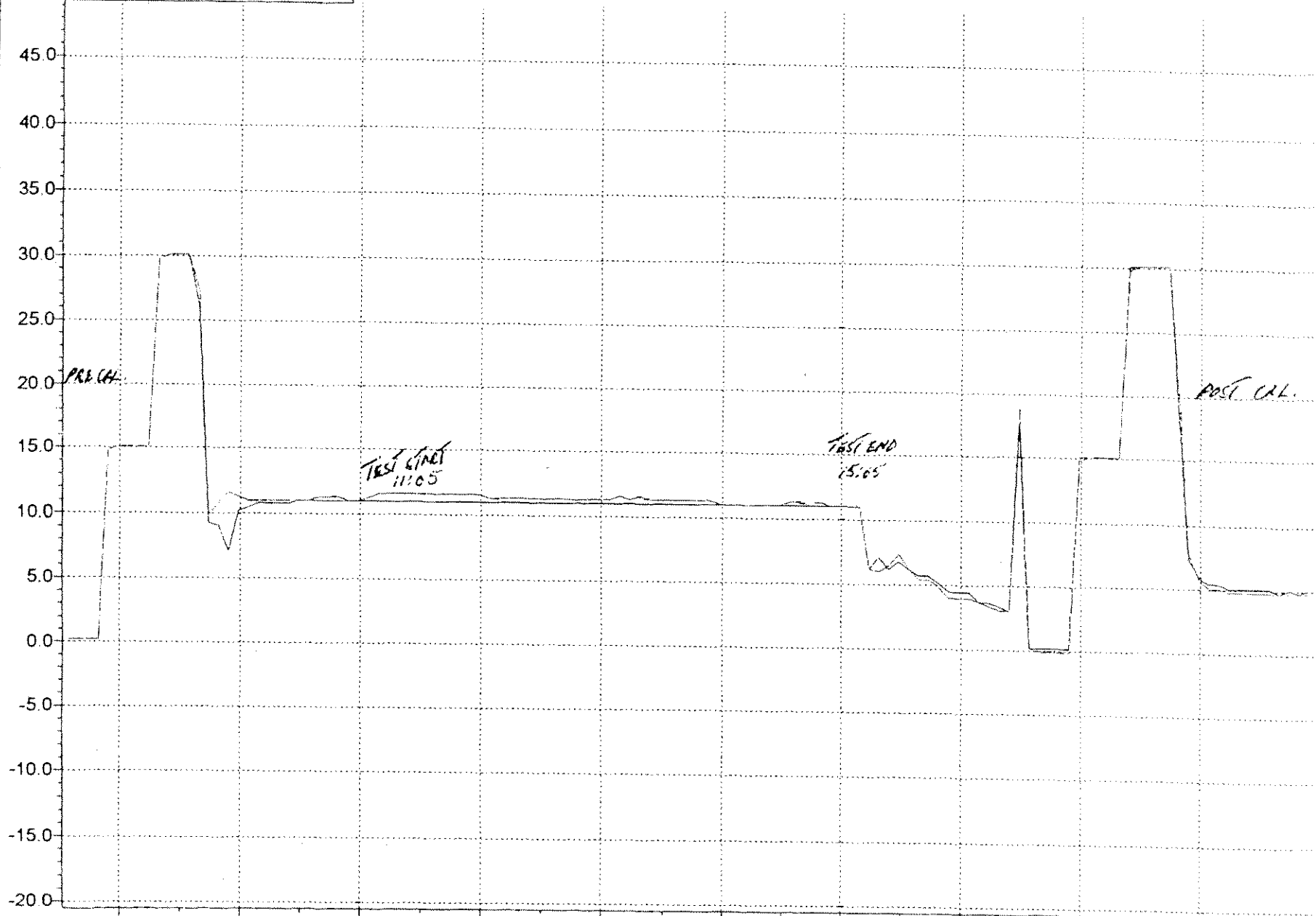
Company ULTRAMAR LTD
System LOW CARBON STEEL PIPE
PIPELINE ST. LOURENT

Description of instrument (make/model) <u>JO FRA MODEL # D 55 S E</u>	
Serial number of instrument <u>924903 / 932 796</u>	
Test section no. <u>PNT1-01</u>	
MP _____ to MP _____	Station no. <u>0+000</u> to Station no. <u>5+800</u> miles
Location of chart recorder MP <u>0+000</u> Station no. _____	
Start: Time <u>11:05 HRP</u>	Date <u>NOV. 10, 2005</u>
End: Time <u>15:05 HRP</u>	Date <u>NOV. 10, 2005</u>
Contractor rep. <u>SANDTEC; Guy Trumbly</u>	Title <u>PROJ MANAGER</u> Date <u>NOV. 10, 2005</u>
Pipeline company rep. <u>(H-PR-X) Morgan Grant</u>	Title <u>INDEPENDENT OBSERVER</u> Date <u>NOV. 10, 2005</u>
Project engineer <u>(BRR-ASCHTEL) Jean Marc Bonin</u>	Date <u>NOV. 10, 2005</u>

Notes:
MP = mile post.
This temperature information should be included on the permanent record of temperature versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record, or using a rubber stamp, might be considered.

Figure A-2—Sample Temperature Record

BURIED PIPE - EXPOSED PIPE
 External Left, External Right (°C)



11/10/2005 09:00:00 11/10/2005 10:00:00 11/10/2005 11:00:00 11/10/2005 12:00:00 11/10/2005 13:00:00 11/10/2005 14:00:00 11/10/2005 15:00:00 11/10/2005 16:00:00 11/10/2005 17:00:00 11/10/2005 18:00:00

Start 0/2005 08:29:00 Serial No 9723-037 Trip No. 79

Finish /2005 07:59:00 Descr. ultramar south shore AFE 056

Paul L. Hunt

Serial No. : 9723-037
 H/w version : 2.1c
 Descr. : ultramar south shore
 Trip No. : 79
 Battery : OK
 Times are : Sender Local
 Start : 11/10/2005 08:29:00
 Finish : 11/11/2005 07:59:00
 Sampling : 5 minutes
 Readings : 283 (1415 minutes)
 Active : Ex.L -40 to 70 °C
 : Ex.R -40 to 70 °C
 Spec. : Ex.L -39 to 69 °C, Out of Spec = 3 (15 minutes)
 : Ex.R -39 to 69 °C, Out of Spec = 3 (15 minutes)

TEST INFO PAGE 1-3 OF 14 MP GRAPH

L = BURIED PIPE TEMP
R = EXPOSED PIPE TEMP
AFF 05642

Average	---	4.6 °C	4.6 °C
Highest	---	30.1 °C	30.1 °C
Lowest	---	-40.5 °C	-40.5 °C
Custom	---	---	---
Date	Time	Ex.L	Ex.R
11/10/2005	08:29:00	< -40.5°	< -40.5°
11/10/2005	08:34:00	0.2	0.2
11/10/2005	08:39:00	0.2	0.2
11/10/2005	08:44:00	0.2	0.2
11/10/2005	08:49:00	0.2	0.2
11/10/2005	08:54:00	14.8	14.8
11/10/2005	08:59:00	15.1	15.1
11/10/2005	09:04:00	15.1	15.1
11/10/2005	09:09:00	15.1	15.1
11/10/2005	09:14:00	15.1	15.1
11/10/2005	09:19:00	29.8	29.8
11/10/2005	09:24:00	30.1	30.1
11/10/2005	09:29:00	30.1	30.1
11/10/2005	09:34:00	30.1	30.1
11/10/2005	09:39:00	26.2	27.3
11/10/2005	09:44:00	9.3	9.9
11/10/2005	09:49:00	9.1	10.8
11/10/2005	09:54:00	7.1	11.6
11/10/2005	09:59:00	10.2	11.3
11/10/2005	10:04:00	10.5	11.0
11/10/2005	10:09:00	10.8	11.0
11/10/2005	10:14:00	10.8	11.0
11/10/2005	10:19:00	10.8	11.0
11/10/2005	10:24:00	10.8	11.0
11/10/2005	10:29:00	11.0	11.0
11/10/2005	10:34:00	11.0	11.0
11/10/2005	10:39:00	11.0	11.3
11/10/2005	10:44:00	11.0	11.3

PRE CAL.

11/10/2005	10:49:00	11.0	11.3
11/10/2005	10:54:00	11.0	11.0
11/10/2005	10:59:00	11.0	11.0
11/10/2005	11:04:00	11.0	11.3
11/10/2005	11:09:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:14:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:19:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:24:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:29:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:34:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:39:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:44:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:49:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:54:00	11.0	11.6
11/10/2005	11:59:00	11.0	11.6
11/10/2005	12:04:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:09:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:14:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:19:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:24:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:29:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:34:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:39:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:44:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:49:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:54:00	11.0	11.3
11/10/2005	12:59:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:04:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:09:00	11.0	11.6
11/10/2005	13:14:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:19:00	11.0	11.6
11/10/2005	13:24:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:29:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:34:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:39:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:44:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:49:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:54:00	11.0	11.3
11/10/2005	13:59:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:04:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:09:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:14:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:19:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:24:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:29:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:34:00	11.0	11.3
11/10/2005	14:39:00	11.0	11.3

- 11:05 TEST START

11/10/2005	14:44:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:49:00	11.0	11.3
11/10/2005	14:54:00	11.0	11.0
11/10/2005	14:59:00	11.0	11.0
11/10/2005	15:04:00	11.0	11.0
11/10/2005	15:09:00	11.0	11.0
11/10/2005	15:14:00	6.2	6.2
11/10/2005	15:19:00	7.1	6.0
11/10/2005	15:24:00	6.2	6.5
11/10/2005	15:29:00	6.8	7.4
11/10/2005	15:34:00	6.2	6.2
11/10/2005	15:39:00	5.7	5.4
11/10/2005	15:44:00	5.7	5.4
11/10/2005	15:49:00	5.1	4.8
11/10/2005	15:54:00	4.5	4.0
11/10/2005	15:59:00	4.5	4.0
11/10/2005	16:04:00	4.5	4.0
11/10/2005	16:09:00	3.7	3.7
11/10/2005	16:14:00	3.7	3.4
11/10/2005	16:19:00	3.4	3.1
11/10/2005	16:24:00	3.1	3.1
11/10/2005	16:29:00	17.7	18.9
11/10/2005	16:34:00	0.2	0.2
11/10/2005	16:39:00	0.2	-0.1
11/10/2005	16:44:00	0.2	-0.1
11/10/2005	16:49:00	0.2	-0.1
11/10/2005	16:54:00	0.2	-0.1
11/10/2005	16:59:00	15.1	14.8
11/10/2005	17:04:00	15.1	15.1
11/10/2005	17:09:00	15.1	15.1
11/10/2005	17:14:00	15.1	15.1
11/10/2005	17:19:00	15.1	15.1
11/10/2005	17:24:00	30.1	29.8
11/10/2005	17:29:00	30.1	30.1
11/10/2005	17:34:00	30.1	30.1
11/10/2005	17:39:00	30.1	30.1
11/10/2005	17:44:00	30.1	30.1
11/10/2005	17:49:00	18.3	20.1
11/10/2005	17:54:00	7.4	7.9
11/10/2005	17:59:00	6.0	5.7
11/10/2005	18:04:00	5.4	5.1
11/10/2005	18:09:00	5.4	5.1
11/10/2005	18:14:00	5.1	4.8
11/10/2005	18:19:00	5.1	4.8
11/10/2005	18:24:00	5.1	4.8
11/10/2005	18:29:00	5.1	4.8
11/10/2005	18:34:00	5.1	4.8

T&T END 15:05

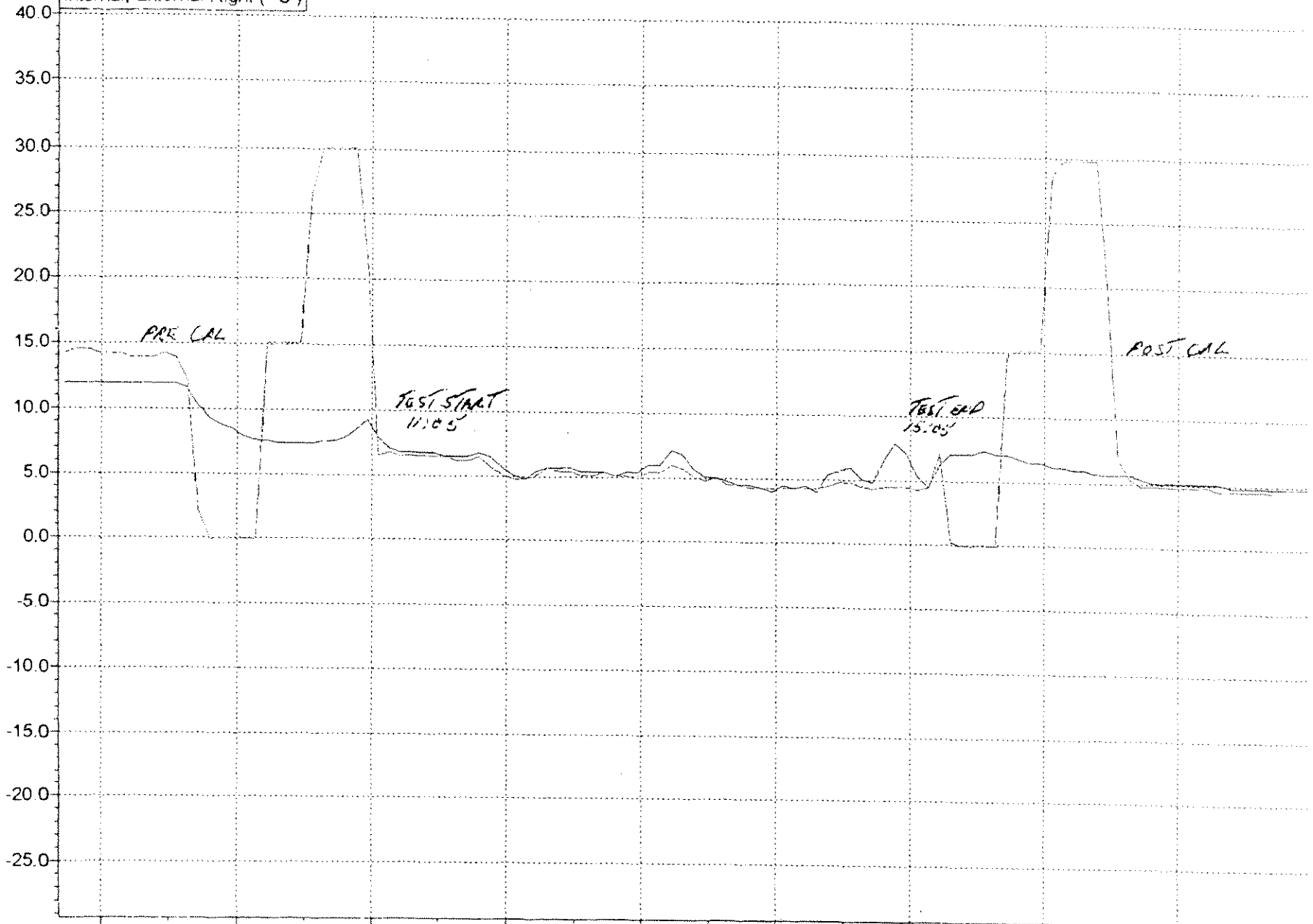
POST CAL.



Paul J. Meyer

AMBIENT TEMP

Internal, External Right (°C)



11/10/2005 09:00:00 11/10/2005 10:00:00 11/10/2005 11:00:00 11/10/2005 12:00:00 11/10/2005 13:00:00 11/10/2005 14:00:00 11/10/2005 15:00:00 11/10/2005 16:00:00 11/10/2005 17:00:00

Start	0/2005 08:33:00	Serial No 9740-150	Trip No. 37
Finish	/2005 07:53:00	Descr. ultra-amb	RFE 05642

Paul J. Hunt

Serial no : 9740-150
 H/w version : 2.0c
 Descr. : ultra-amb
 Trip No : 37
 Battery : OK
 Times are : Sender Local
 Start : 11/10/2005 08:33:00
 Finish : 11/11/2005 07:53:00
 Sampling : 5 minutes
 Readings : 281 (1405 minutes)
 Active : Int -40 to 70 °C
 : Ex.R -40 to 70 °C
 Spec. : Int -39 to 69 °C, Out of Spec = 0 (0 minutes)
 : Ex.R -39 to 69 °C, Out of Spec = 2 (10 minutes)

TEST INFO PAGE 1 - 3 OF 7 + TEMP GRAPH
 EX-R = AMBIENT TEMP.
 AFE 05642

Average	---	3.2 °C	3.9 °C
Highest	---	11.9 °C	30.1 °C
Lowest	---	-2.4 °C	-40.5 °C
Custom	---	NOT USED	AMBIENT
Date	Time	Int	Ex.R
11/10/2005	08:33:00	10.2	< -40.5*
11/10/2005	08:38:00	11.6	13.0
11/10/2005	08:43:00	11.9	14.2
11/10/2005	08:48:00	11.9	14.5
11/10/2005	08:53:00	11.9	14.5
11/10/2005	08:58:00	11.9	14.2
11/10/2005	09:03:00	11.9	14.2
11/10/2005	09:08:00	11.9	14.2
11/10/2005	09:13:00	11.9	13.9
11/10/2005	09:18:00	11.9	13.9
11/10/2005	09:23:00	11.9	13.9
11/10/2005	09:28:00	11.9	14.2
11/10/2005	09:33:00	11.9	13.9
11/10/2005	09:38:00	11.6	12.2
11/10/2005	09:43:00	10.2	2.0
11/10/2005	09:48:00	9.3	-0.1
11/10/2005	09:53:00	8.8	-0.1
11/10/2005	09:58:00	8.5	-0.1
11/10/2005	10:03:00	7.9	-0.1
11/10/2005	10:08:00	7.6	-0.1
11/10/2005	10:13:00	7.6	15.1
11/10/2005	10:18:00	7.4	15.1
11/10/2005	10:23:00	7.4	15.1
11/10/2005	10:28:00	7.4	15.1
11/10/2005	10:33:00	7.4	26.6
11/10/2005	10:38:00	7.6	30.1
11/10/2005	10:43:00	7.6	30.1
11/10/2005	10:48:00	7.9	30.1

PRE CAL

11/10/2005	10:53:00	8.5	30.1
11/10/2005	10:58:00	9.3	21.1
11/10/2005	11:03:00	7.9	6.5
11/10/2005	11:08:00	7.1	6.8
11/10/2005	11:13:00	6.8	6.5
11/10/2005	11:18:00	6.8	6.5
11/10/2005	11:23:00	6.8	6.5
11/10/2005	11:28:00	6.8	6.5
11/10/2005	11:33:00	6.5	6.5
11/10/2005	11:38:00	6.5	6.2
11/10/2005	11:43:00	6.5	6.2
11/10/2005	11:48:00	6.8	6.5
11/10/2005	11:53:00	6.5	5.7
11/10/2005	11:58:00	5.7	5.1
11/10/2005	12:03:00	5.1	4.8
11/10/2005	12:08:00	4.8	4.8
11/10/2005	12:13:00	5.4	5.1
11/10/2005	12:18:00	5.7	5.7
11/10/2005	12:23:00	5.7	5.4
11/10/2005	12:28:00	5.7	5.4
11/10/2005	12:33:00	5.4	5.1
11/10/2005	12:38:00	5.4	5.1
11/10/2005	12:43:00	5.4	5.4
11/10/2005	12:48:00	5.1	5.1
11/10/2005	12:53:00	5.4	5.1
11/10/2005	12:58:00	5.4	5.1
11/10/2005	13:03:00	6.0	5.4
11/10/2005	13:08:00	6.0	5.4
11/10/2005	13:13:00	7.1	6.0
11/10/2005	13:18:00	6.8	5.7
11/10/2005	13:23:00	5.7	5.1
11/10/2005	13:28:00	5.1	4.8
11/10/2005	13:33:00	5.1	5.1
11/10/2005	13:38:00	4.8	4.5
11/10/2005	13:43:00	4.5	4.5
11/10/2005	13:48:00	4.5	4.3
11/10/2005	13:53:00	4.3	4.3
11/10/2005	13:58:00	4.0	4.3
11/10/2005	14:03:00	4.5	4.3
11/10/2005	14:08:00	4.3	4.3
11/10/2005	14:13:00	4.5	4.3
11/10/2005	14:18:00	4.0	4.3
11/10/2005	14:23:00	5.4	4.5
11/10/2005	14:28:00	5.7	4.8
11/10/2005	14:33:00	6.0	4.8
11/10/2005	14:38:00	5.1	4.5
11/10/2005	14:43:00	4.8	4.3

11:05 TEST START

11/10/2005	14:48:00	6.5	4.5
11/10/2005	14:53:00	7.9	4.5
11/10/2005	14:58:00	7.1	4.5
11/10/2005	15:03:00	5.4	4.3
11/10/2005	15:08:00	4.5	4.5
11/10/2005	15:13:00	6.2	7.1
11/10/2005	15:18:00	7.1	0.2
11/10/2005	15:23:00	7.1	-0.1
11/10/2005	15:28:00	7.1	-0.1
11/10/2005	15:33:00	7.4	-0.1
11/10/2005	15:38:00	7.1	-0.1
11/10/2005	15:43:00	7.1	14.8
11/10/2005	15:48:00	6.8	15.1
11/10/2005	15:53:00	6.5	15.1
11/10/2005	15:58:00	6.5	15.1
11/10/2005	16:03:00	6.2	28.7
11/10/2005	16:08:00	6.2	29.8
11/10/2005	16:13:00	6.0	29.8
11/10/2005	16:18:00	6.0	29.8
11/10/2005	16:23:00	5.7	29.8
11/10/2005	16:28:00	5.7	19.8
11/10/2005	16:33:00	5.7	6.8
11/10/2005	16:38:00	5.7	5.4
11/10/2005	16:43:00	5.4	4.8
11/10/2005	16:48:00	5.1	4.8
11/10/2005	16:53:00	5.1	4.8
11/10/2005	16:58:00	5.1	4.8
11/10/2005	17:03:00	5.1	4.8
11/10/2005	17:08:00	5.1	4.8
11/10/2005	17:13:00	5.1	4.8
11/10/2005	17:18:00	5.1	4.5
11/10/2005	17:23:00	4.8	4.5
11/10/2005	17:28:00	4.8	4.5
11/10/2005	17:33:00	4.8	4.5
11/10/2005	17:38:00	4.8	4.5
11/10/2005	17:43:00	4.8	4.5
11/10/2005	17:48:00	4.8	4.8
11/10/2005	17:53:00	4.8	4.8
11/10/2005	17:58:00	4.8	4.8
11/10/2005	18:03:00	4.8	4.8
11/10/2005	18:08:00	4.8	4.8
11/10/2005	18:13:00	4.5	4.8
11/10/2005	18:18:00	4.5	4.8
11/10/2005	18:23:00	4.5	4.8
11/10/2005	18:28:00	4.5	4.8
11/10/2005	18:33:00	4.5	4.8
11/10/2005	18:38:00	4.5	4.8

15:05 TEST END

POST CAL

Paul J. Mark

SAMPLE PRESSURE AND TEMPERATURE LOG

Company ULTRAMAR LTEE
 System 10 INCH CARBON STEEL PIPE
PIPELINE ST. LOUIS

MECHANICAL RESISTANCE RECORD (FOR TNP I)

Test section no. PNTI-01 From station no. 0+000 MP _____
 to station no. 5+800 MP _____
 Pressure/temperature sensor station no. 0+000
 Start of test period: Time 11.05 Date November 10, 2005
 End of test period: Time 15.05 Date November 10, 2005

No.	Time	Pressure (psig)	Pipe temp.	Ambient temp.	No.	Time	Pressure (psig)	Pipe temp.	Ambient temp.
1.	11.05	1555	11.0°C		25.	start test		11.0°C	
2.	11.10	1555	11.0		26.			11.6	
3.	11.15	1555	11.0		27.			11.6	
4.	11.20	1555	11.0		28.			11.6	
5.	11.25	1555	11.0		29.			11.6	
6.	11.30	1555	11.0		30.			11.6	
7.	11.35	1555	11.0		31.			11.6	
8.	11.45	1555	11.0		32.			11.6	
9.	11.55	1555	11.0		33.			11.6	
10.	12.05	1555	11.0		34.			11.3	
11.	12.20	1555	11.0		35.			11.3	
12.	12.35	1555	11.0		36.			11.3	
13.	12.50	1555	11.0		37.			11.3	
14.	13.05	1555	11.0		38.			11.3	
15.	13.35	1555	11.0		39.			11.3	
16.	14.05	1555	11.0		40.			11.0	
17.	14.35	1555	11.0		41.			11.3	
18.	15.05	1555	11.0		42.	end of test		11.0	
19.					43.				
20.					44.				
21.					45.				
22.					46.				
23.					47.				
24.					48.				

Figure A-5—Sample Pressure and Temperature Log

X-PER-X - [Signature] 10 NOV 2005 11:05
 TNP I - [Signature]
 GANITEC [Signature]

Nom du projet: PAE

Par: _____

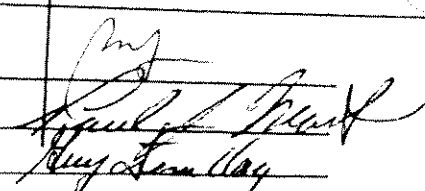
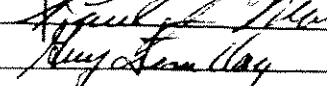
~~Mechanical Resistance Record~~ TNPI - 1550 PSI Max Date: 10 NOV. 2005

Sujet: Pipeline St-Laurant

No du projet: 5443M25

Site: Pétromont Marie-Victoria

Heure	Temp. ^{Royce} tuyau	Temp. ^{Verte} ambiante	Commentaires
11.05	56	49	départ
11.10	56	46	fermes mesurées longues.
11.15	56	46	fermes mesurées courtes.
11.20	56	49	
11.25	56	47	
11.30	56	46	
11.35	56	45	
11.45	56	45	
11.55	57	44	
12.05	57	44	
12.20	56	46	
12.35	56	44	
12.50	55	43	fermes mesurées
13.05	55	43	fermes mesurées

✓-PER-x
 TNPI
 GANDTEC



Nom du projet: _____

Par: _____

Sujet: ANICAL ROSSANCE RECEVED TAPI 1550 PSIDate: 10 Nov 2005Sujet: Pipeline St-LaurantNo du projet: 5443M25Site: Boucherville, champ Van Velzen (receveur)

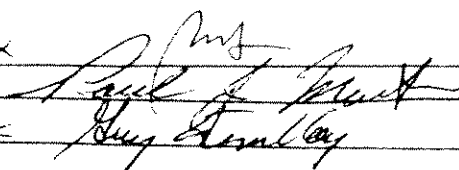
Heure	Pression	Commentaires
11.05	1570	
11.10	1570	
11.15	1570	
11.20	1570	
11.25	1570	
11.30	1570	
11.35	1580 -	
11.45	1570	
11.55	1570	
12.05	1570	
12.20	1570	
12.35	1570	
12.50	1570	
13.05	1570	

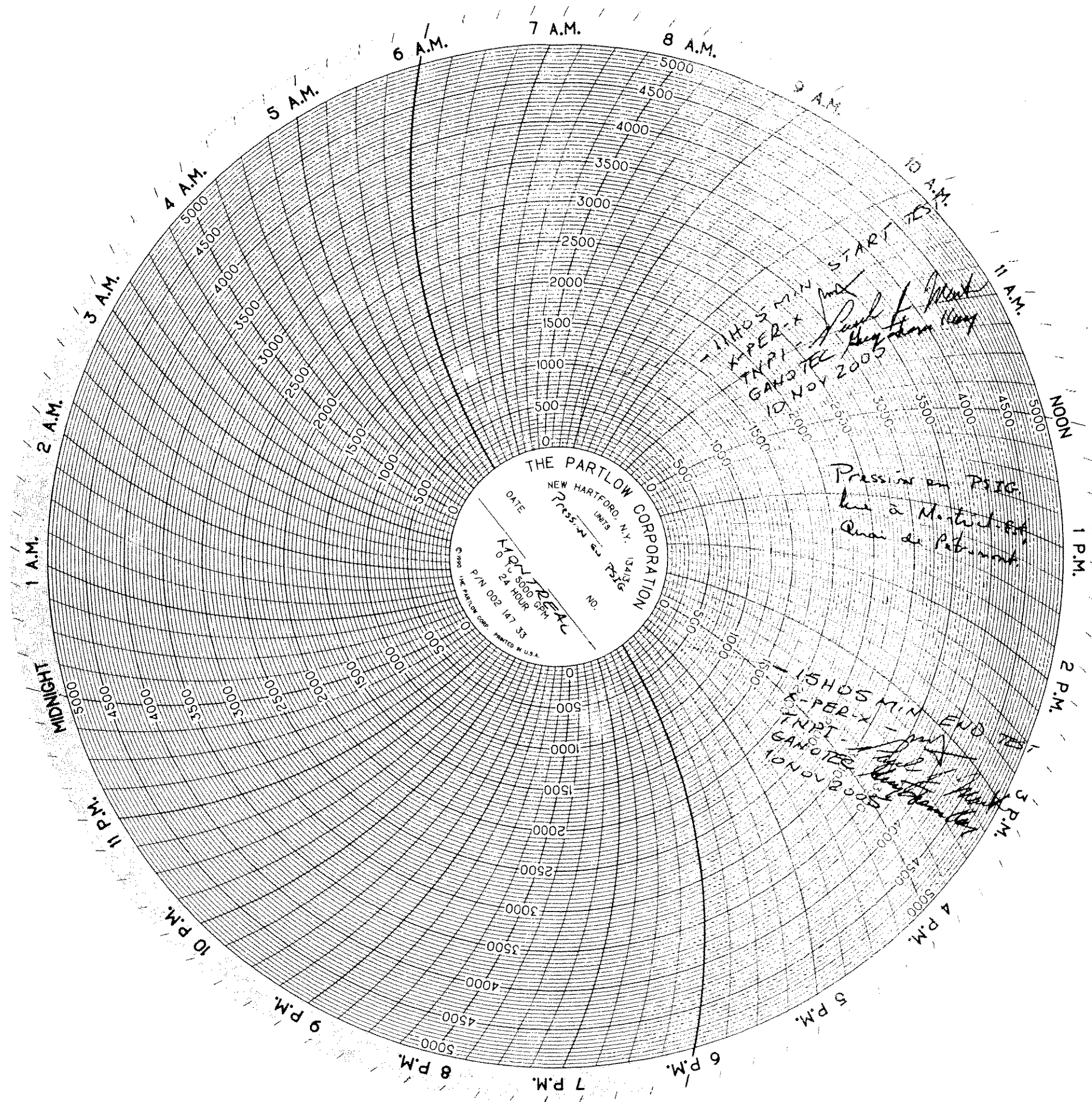
X-PER-X

TAPI

GANDTEC

3/4


 Paul J. Hunt
 Guy Tremblay



THE PARTLOW CORPORATION
NEW HARTFORD, N.Y. 04413
PRESSURE IN PSIG
DATE
KONTREAL
P/N 002 147 33
© 1990 THE PARTLOW CORP. MADE IN U.S.A.

15H05 MIN START TEST
K-PER-X
TNPT
GANOTE
10 NOV 2005

Pression en PSIG.
Ligne à Monticelli, St.
Quai de Patrimoine

15H05 MIN END TEST
K-PER-X
TNPT
GANOTE
10 NOV 2005

HYDROTEST : LEAK TEST AT 1700 PSI PSIG (ULTRAMAR)

SAMPLE PRESSURE RECORD

Company ULTRAMAR LTD.
System 10 inch CARBON STEEL PIPE

Description of instrument (make/model)	<u>PARTLOW MRC 7000 - MODEL 711 200 / 000 24</u>		
Serial number of instrument	<u>981 26734</u>		
Test section no.	<u>PNT1-01</u>	<u>± 5800 meters</u>	miles
MP _____ to MP _____	Station no. <u>0+000</u>	to Station no. <u>5+800</u>	Station no. _____
Location of chart recorder MP <u>0+000</u>	Station no. _____	Station no. _____	Station no. _____
Start: Time <u>15.05 HRE</u>	Date <u>November 21, 2005</u>	Date <u>November 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
End: Time <u>14.05 HRE</u>	Date <u>November 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
Contractor rep. <u>GAMATEC Guy Tremblay</u>	Title <u>Technician</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
Pipeline company rep. _____	Title _____	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
Project engineer _____	Title _____	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>

Notes:
MP = mile post.
This pressure information should be included on the permanent record of pressure versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record might be considered.

Figure A-1—Sample Pressure Record

SAMPLE TEMPERATURE RECORD

Company ULTRAMAR LTD
System 10 inch CARBON STEEL PIPE

Description of instrument (make/model)	<u>PARTLOW MRC 7000 - TYPES - MOD 7110-000-0024</u>		
Serial number of instrument	<u>98F 18661</u>		
Test section no.	<u>PNT1-01</u>	<u>± 5800 meters</u>	miles
MP _____ to MP _____	Station no. <u>0+000</u>	to Station no. <u>5+800</u>	Station no. _____
Location of chart recorder MP <u>0+000</u>	Station no. _____	Station no. _____	Station no. _____
Start: Time <u>15.05 HRE</u>	Date <u>November 21, 2005</u>	Date <u>November 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
End: Time <u>19.05 HRE</u>	Date <u>November 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
Contractor rep. <u>GAMATEC Guy Tremblay</u>	Title <u>Technician</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
Pipeline company rep. <u>MARCIN ZANOT</u>	Title <u>INSPECTOR OBSERVAT.</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>
Project engineer <u>Jean-Marc Bouchard (APR-B-161)</u>	Title _____	Date <u>Nov 21, 2005</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>

Notes:
MP = mile post.
This temperature information should be included on the permanent record of temperature versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record, or using a rubber stamp, might be considered.

Figure A-2—Sample Temperature Record

HYDROTEST: LEAK TEST AT 1700 PSI PSIG (ULTRAMAR)

SAMPLE PRESSURE RECORD

Company _____
System _____

Description of instrument (make/model) _____	
Serial number of instrument _____	
Test section no. _____	_____ miles
MP _____ to MP _____	Station no. _____ to Station no. _____
Location of chart recorder MP _____ Station no. _____	
Start: Time _____	Date _____
End: Time _____	Date _____
Contractor rep. _____	Title _____ Date _____
Pipeline company rep. _____	Title _____ Date _____
Project engineer _____	Date _____

Notes:
MP = mile post.
This pressure information should be included on the permanent record of pressure versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record might be considered.

Figure A-1—Sample Pressure Record

SAMPLE TEMPERATURE RECORD

Company ULTRAMAR LTD
System 10 INCH CARBON STEEL PIPE

Description of instrument (make/model) <u>BARTON 0/100°F.</u>	
Serial number of instrument <u>265-C517</u>	
Test section no. <u>PNT1-01</u>	<u>± 5800 meters</u> miles
MP _____ to MP _____	Station no. <u>0+001</u> to Station no. <u>5+800</u>
Location of chart recorder MP <u>PETROMONT VALVE STN AT MARIE-VICTOIR</u> Station no. _____	
Start: Time <u>15.05 HRE</u>	Date <u>November 21, 2005</u>
End: Time <u>19.05 HRE</u>	Date <u>November 21, 2005</u>
Contractor rep. <u>GANOTEC Guyden Way</u>	Title <u>Technician</u> Date <u>Nov 21, 2005</u>
Pipeline company rep. <u>Zoran MROSEN</u>	Title <u>inspector 265-9001</u> Date <u>Nov 21, 2005</u>
Project engineer <u>Jean-Marc Binon (APE-Bah6)</u>	Date <u>Nov 21, 2005</u>

Notes:
MP = mile post.
This temperature information should be included on the permanent record of temperature versus time. Placing this information on a stick-on label and sticking the label to the permanent record, or using a rubber stamp, might be considered.

Figure A-2—Sample Temperature Record

SAMPLE PRESSURE AND TEMPERATURE LOG

Company ULTRAMAR LTD
 System 10 INCH CARBON STEEL PIPES
PIPELINE ST-LOUBANT

LEAK TEST RECORD FOR ULTRAMAR 1700 PSI

Test section no. TNPI-01 From station no. 0+000 MP _____
 to station no. 5+800 MP _____
 Pressure/temperature sensor station no. 0+000
 Start of test period: Time 15.05 HRE Date November 21, 2005
 End of test period: Time 19.05 HRE Date November 21, 2005

Dead weight

1725
1725

1725

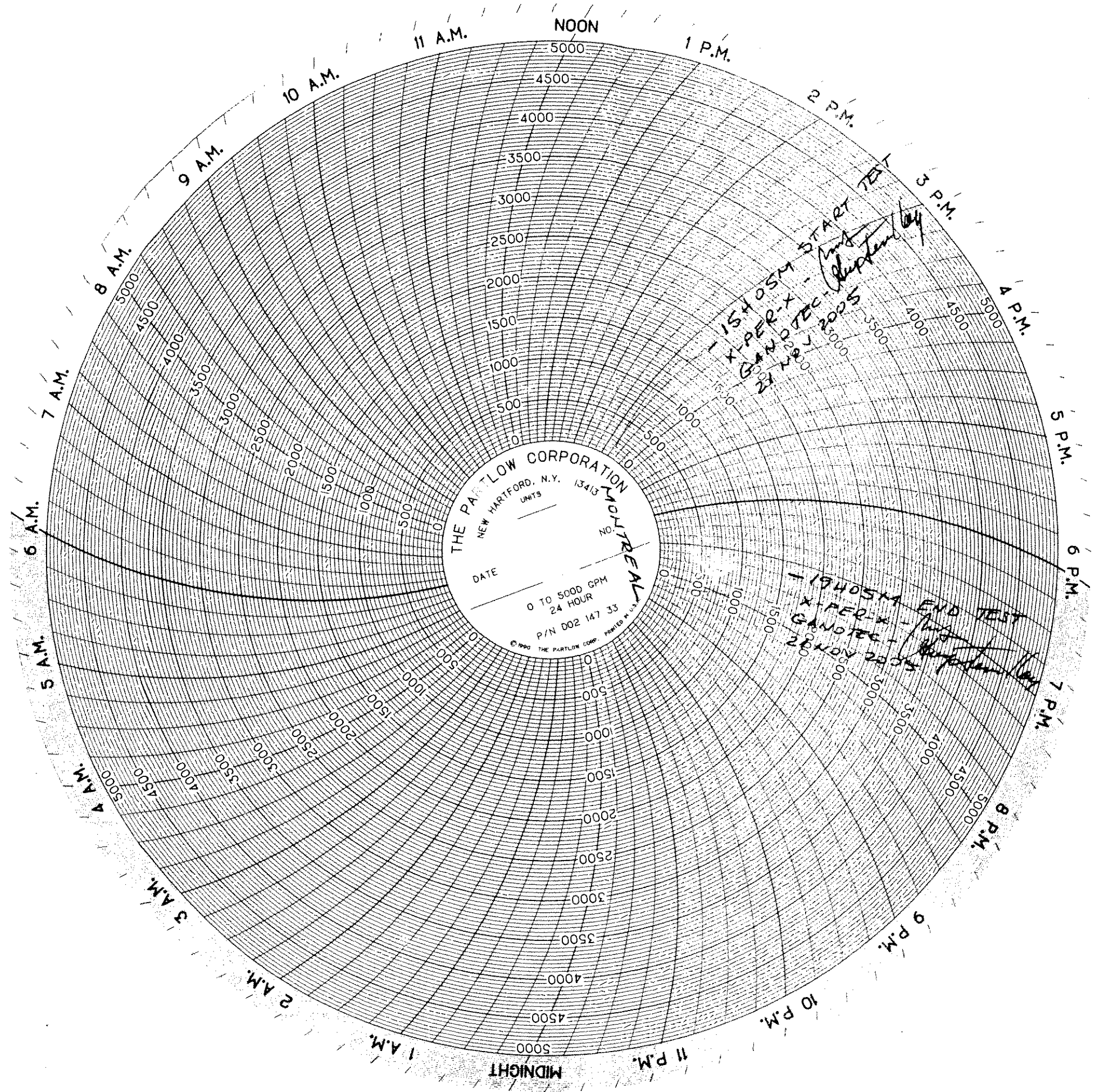
1725

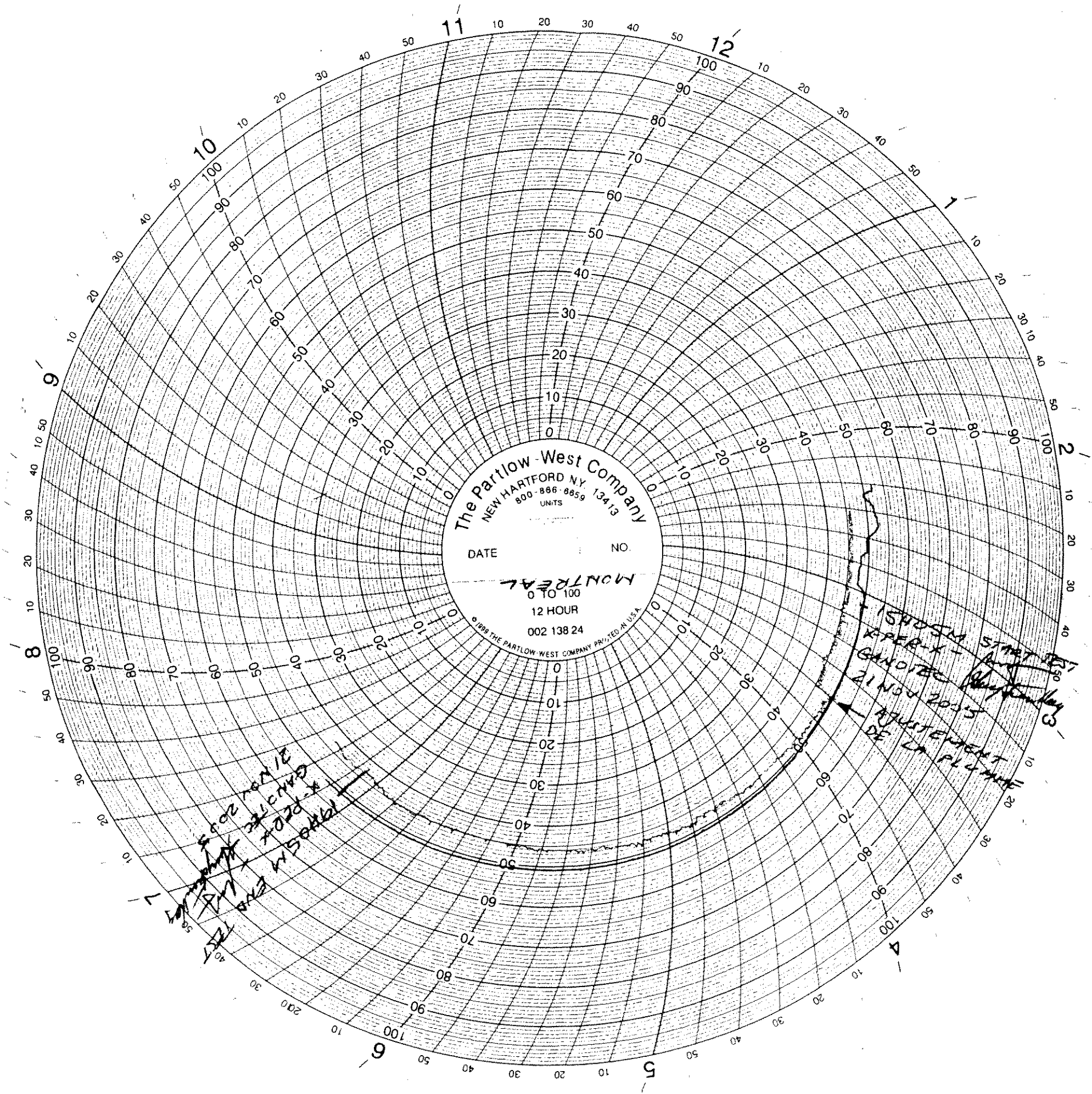
1725

No.	Time	Pressure (psig)	Rouge Pipe temp.	Fortis Ambient temp.	No.	Time	VAN VERSEN Pressure (psig)	MARIEVIC Pipe Temp. TUBES	MARIEVIC Ambient temp. ANALYS
1.					25.	START	TEST.		
2.	15.05	1702	49°	49°	26.		1720	41°	41°
3.	15.10	1702	50°	49°	27.				
4.	15.15	1702	50°	49°	28.				
5.	15.20	1702	50°	48°	29.				
6.	15.25	1702	50°	49°	30.		1720	41°	42°
7.	15.30	1702	50°	49°	31.	at			
8.	15.35	1702	50°	50°	32.	aperte la plume verte ambiante			do 46 à 49
9.	15.45	1702	50°	48°	33.		1720	41°	41°
10.	15.55	1702	50°	48°	34.				
11.	16.05	1702	50°	47°	35.				
12.	16.20	1702	51°	47°	36.				
13.	16.35	1701	51°	48°	37.		1720	41°	41°
14.	17.05	1701	51°	47°	38.				
15.	17.35	1701	51°	46°	39.		1720	41°	41°
16.	18.05	1702	51°	45°	40.				
17.	18.35	1702	51°	45°	41.				
18.	19.05	1702	51°	43°	42.		1720	39°	39°
19.	19.05				43.				
20.					44.				
21.					45.				
22.					46.				
23.					47.				
24.					48.				

Figure A-5—Sample Pressure and Temperature Log

(SANOTEC) GUY REMOND *[Signature]*
 X-PER-X - MARION ZENET *[Signature]*
 BPR-BECHTEL - *[Signature]*





The Partlow-West Company
NEW HARTFORD N.Y. 13413
800-866-8859
UNITS

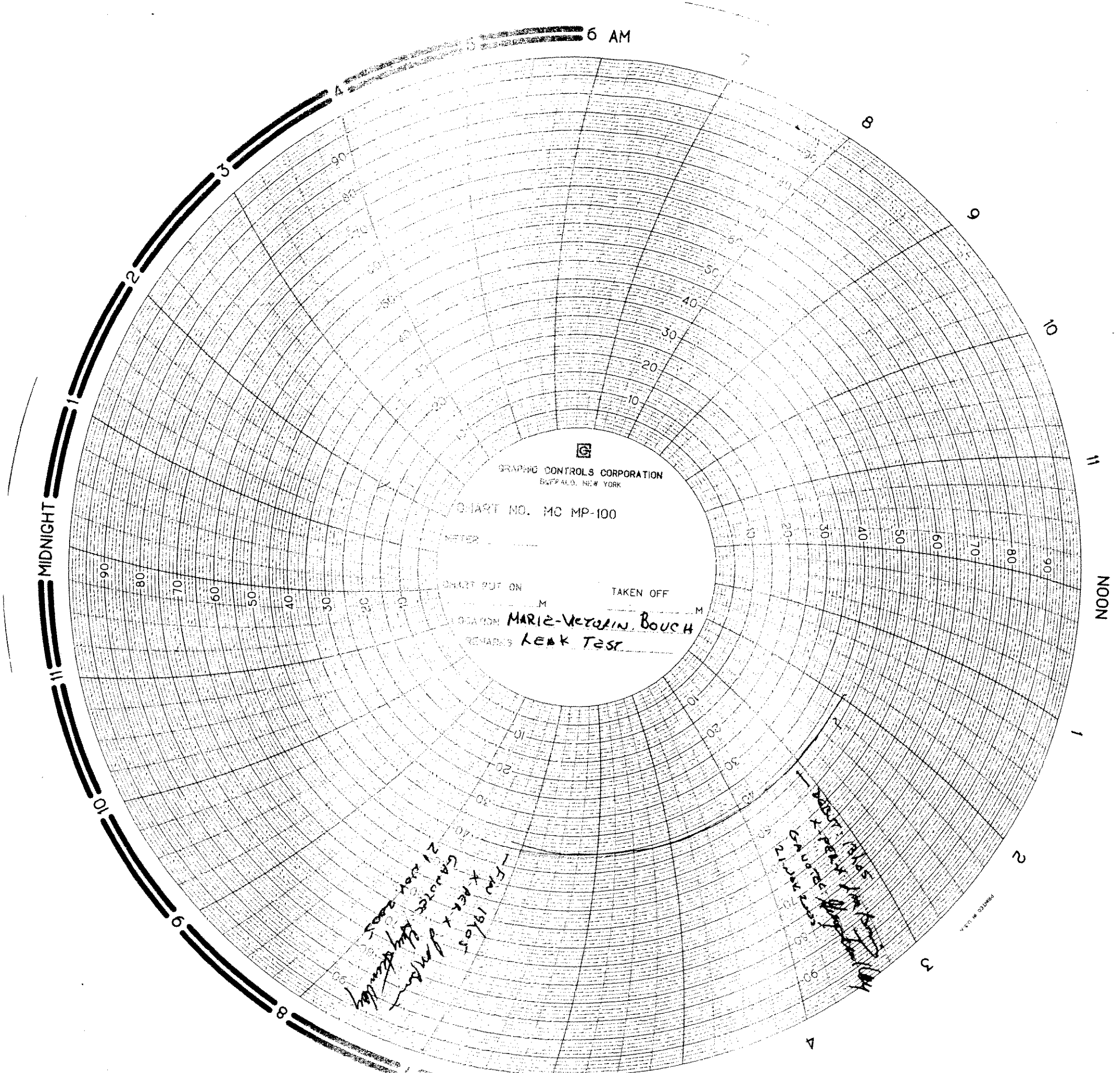
DATE _____ NO. _____

MONTREAL
0 TO 100
12 HOUR
002 138 24

© 1999 THE PARTLOW-WEST COMPANY PRINTED IN U.S.A.

ISROSM START
KPERK
GANDRE
21 NOV 2015
ADJUSTMENT
DE LA PLUM

ISROSM START
KPERK
GANDRE
21 NOV 2015
ADJUSTMENT
DE LA PLUM



GRAPHIC CONTROLS CORPORATION
BUFFALO, NEW YORK

CHART NO. MC MP-100

METER _____

CHART PUT ON _____ M

TAKEN OFF _____ M

LOCATION **MARIE-VICTOIR BOUCH**

REMARKS **LEAK TEST**

*From 1940st
X per x
Gawater
21 Nov 1940
by [Signature]*

*5 1940st
X per x
Gawater
21 Nov 1940
by [Signature]*

U.S. PAT. 2,100,000

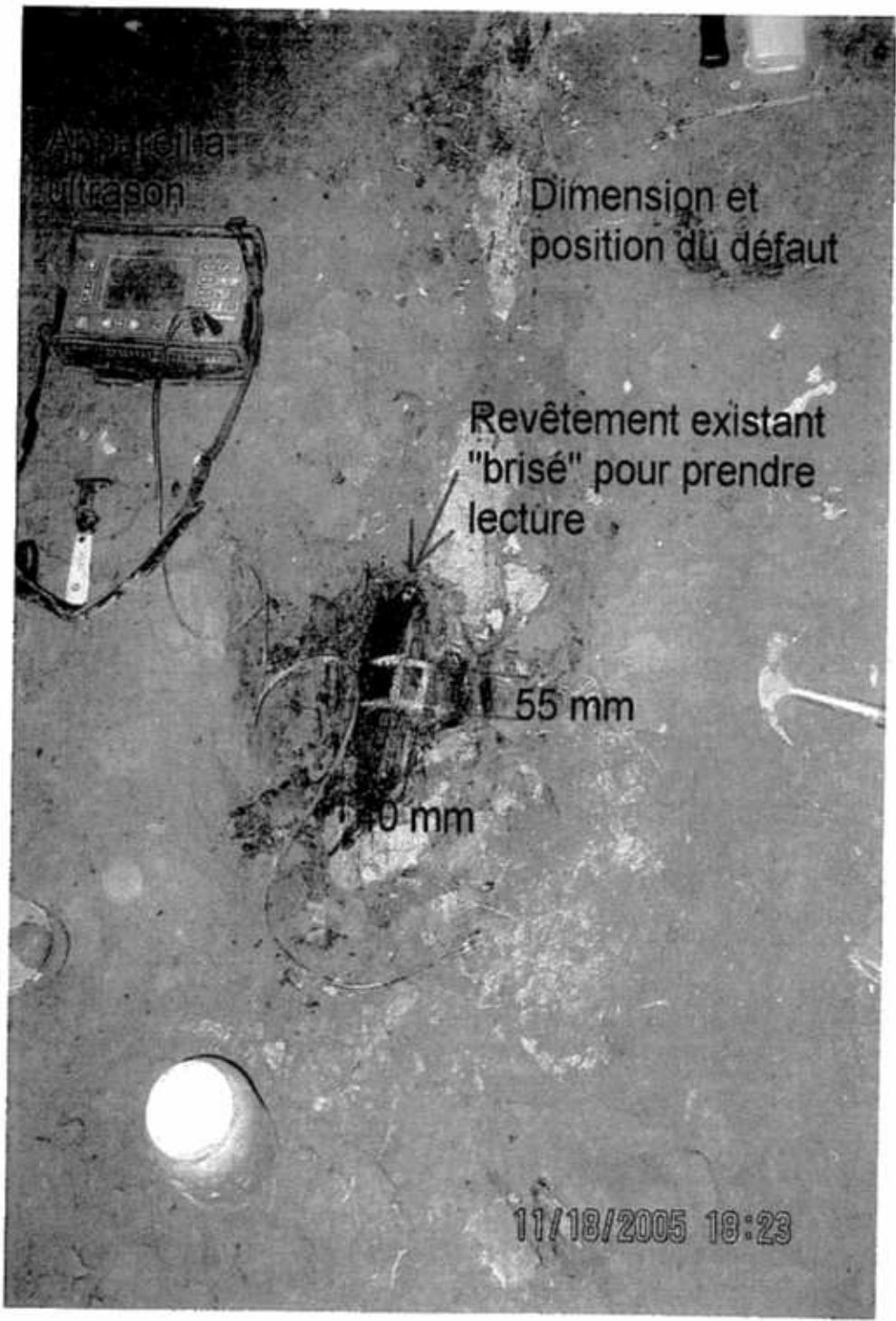


**Inspection de la conduite sous fluviale entre
Boucherville et Montréal-Est
RAPPORT TECHNIQUE D'ÉVALUATION**

Document N° P:\5443M25\DOC- PRO_060806\TR\Rapports_finaux\Rapport_Technique _Evaluation_Pipeline\Rapport_Evaluation_Pipeline_r ev0.doc		
Projet n°	5443M25	
Section :	Annexe	
Date	2006-02-28	Rév. : 0

ANNEXE H

PHOTOS



Appareil à ultrason

Dimension et position du défaut

Revêtement existant "brisé" pour prendre lecture

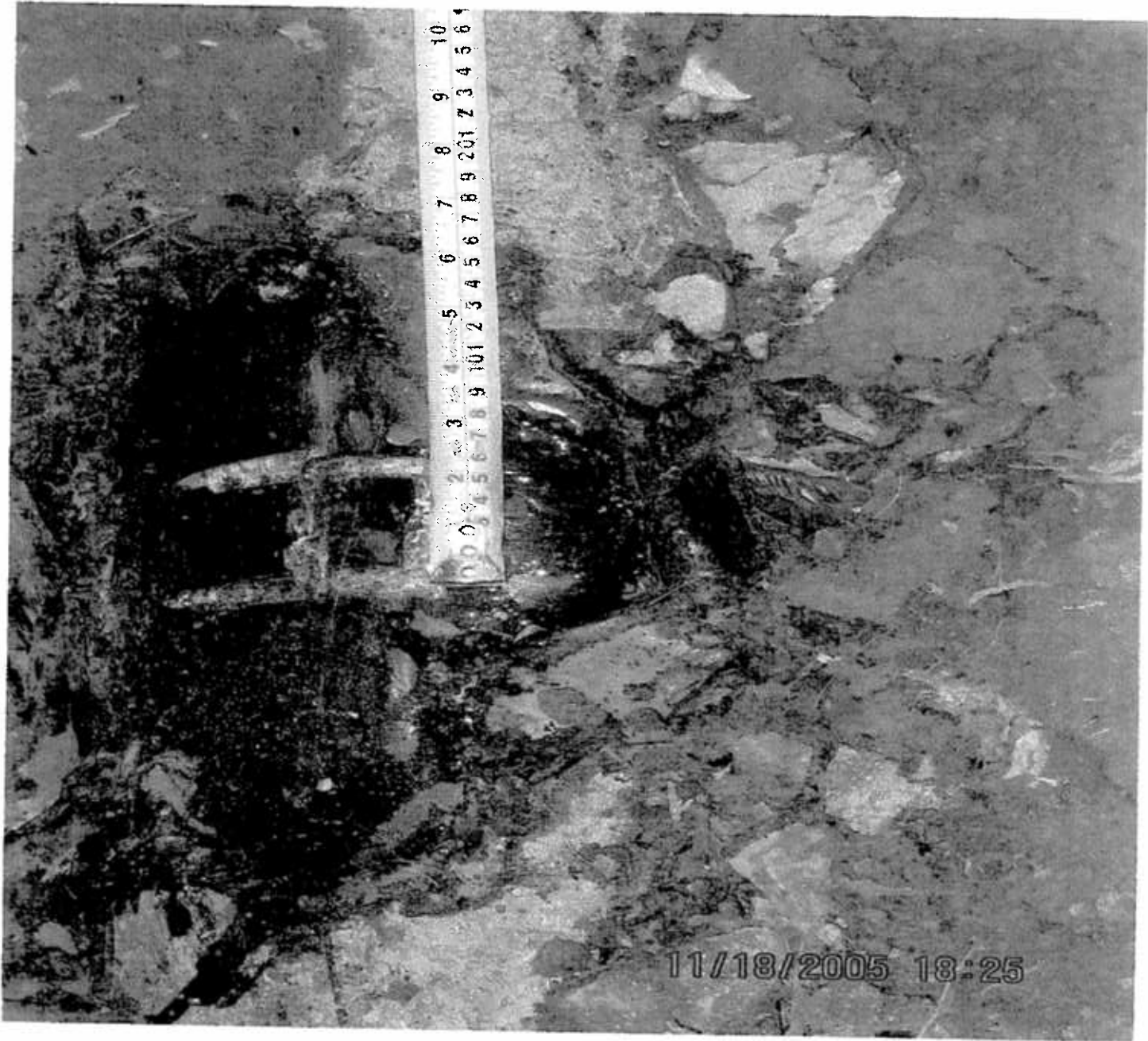
55 mm

40 mm

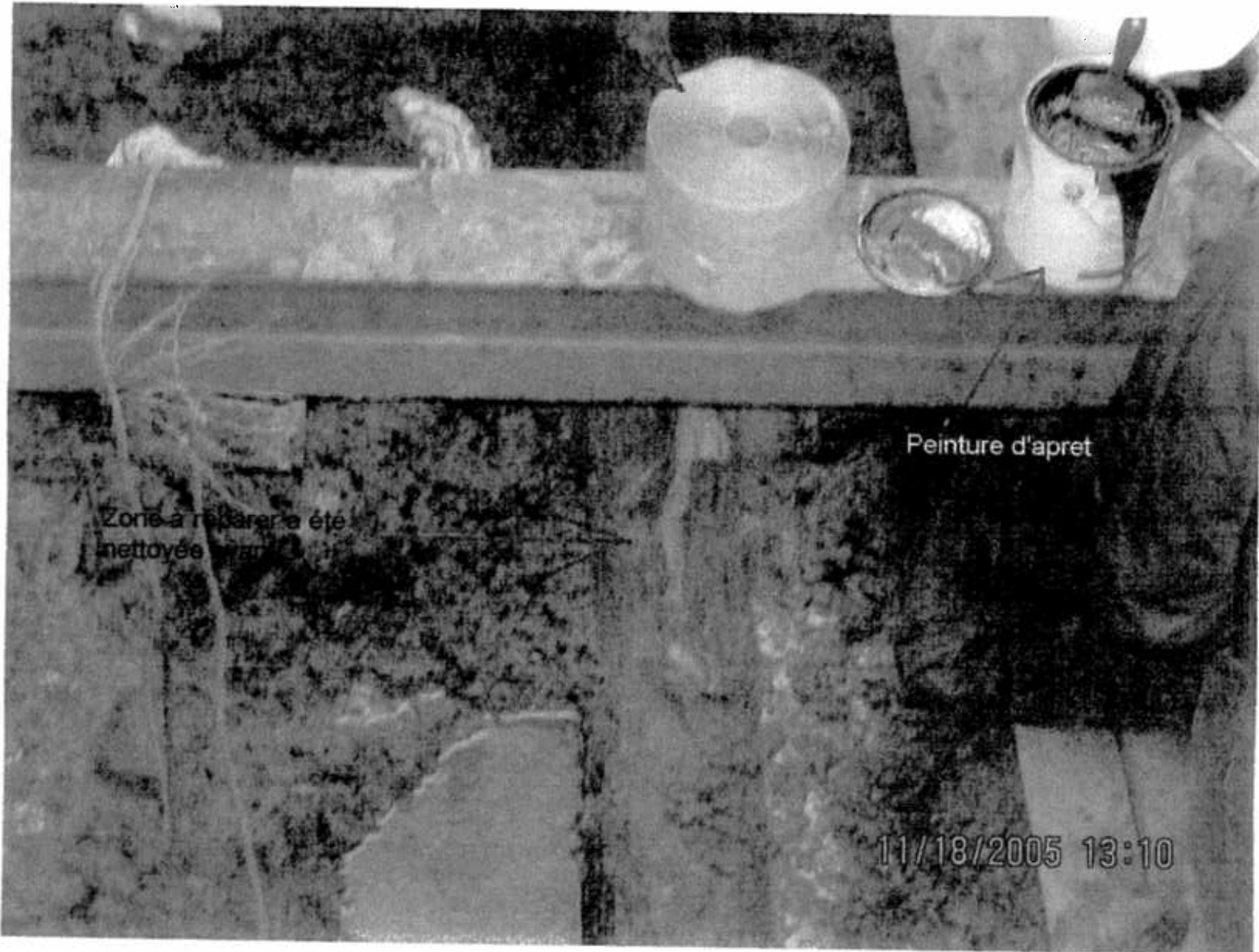
11/18/2005 18:23



11/18/2005 18:24



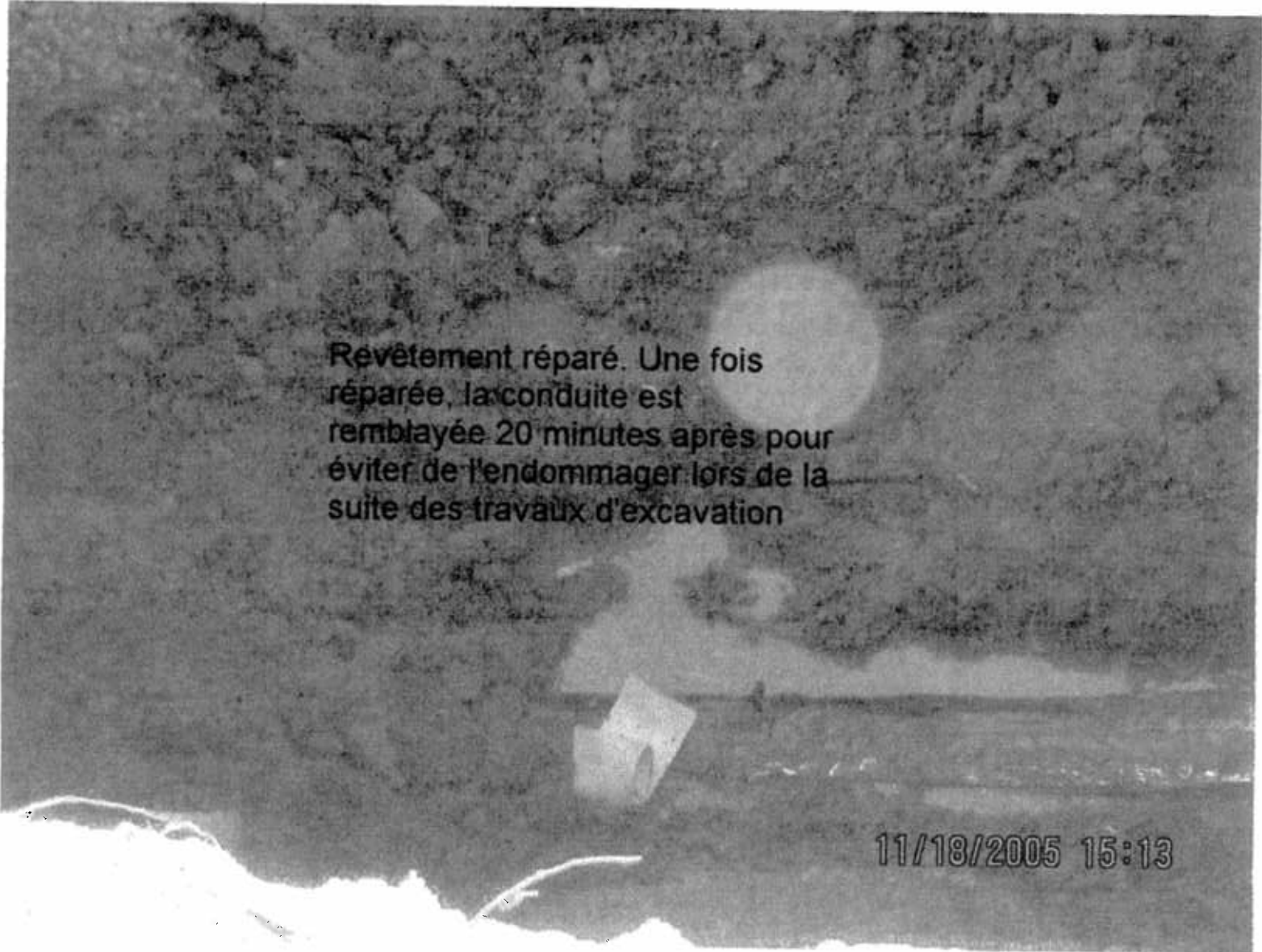
11/18/2005 18:25



Zone a réparer a été
nettoyée

Peinture d'apret

11/18/2005 13:10



Revêtement réparé. Une fois
réparée, la conduite est
remblayée 20 minutes après pour
éviter de l'endommager lors de la
suite des travaux d'excavation

11/18/2005 15:13