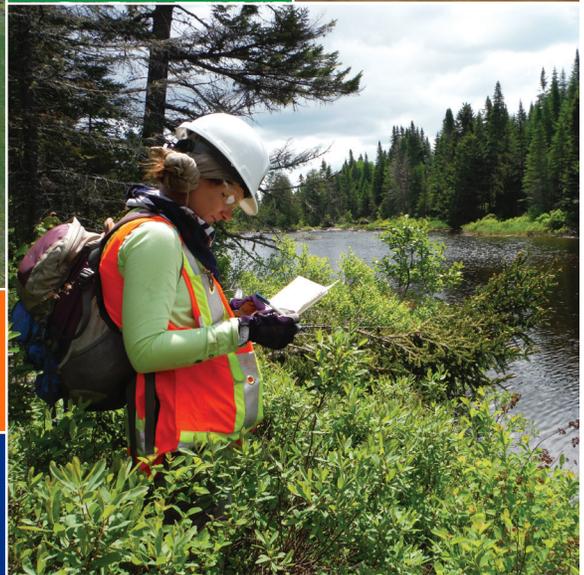
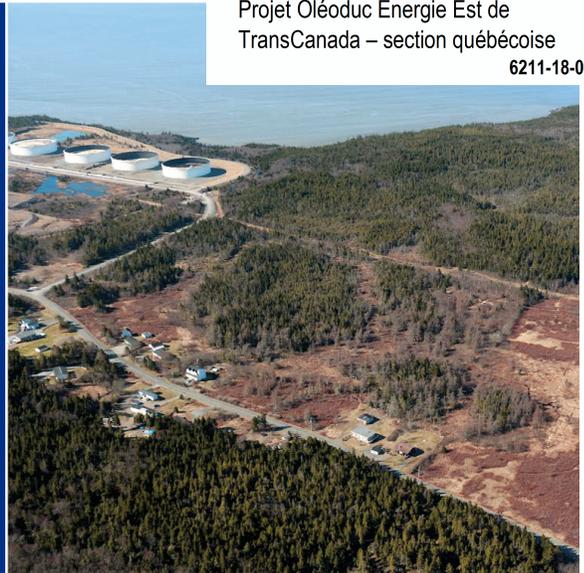


# Project Énergie Est

## Volume 5 : Conception de la conversion

Octobre 2014



Remis à:  
Le secrétaire  
Office national de l'énergie  
517 10th Ave SW  
Calgary (Alberta) T2R 0A8

## TABLE DES MATIÈRES

<b>CONTENU</b> .....	<b>I</b>
Table des matières.....	i
Liste des figures.....	iv
Liste des tableaux.....	iv
Liste des annexes.....	v
Glossaire.....	v
<b>1.0 APERÇU</b> .....	<b>1-1</b>
1.1 Pipelines devant être convertis – canalisation principale de TransCanada et d'énergie est.....	1-1
1.2 Activités de conversion du pipeline.....	1-6
1.2.1 Évaluation de l'état du pipeline.....	1-6
1.2.2 Isolement des installations de gaz par rapport au pipeline.....	1-6
1.2.3 Construction du nouveau pipeline et des installations connexes.....	1-7
<b>2.0 ÉVALUATION DE L'ÉTAT DU PIPELINE</b> .....	<b>2-1</b>
2.1 Profondeur d'enfouissement.....	2-1
2.2 Aperçu du pipeline devant être converti et des types de revêtement.....	2-2
2.2.1 Tronçons devant être convertis ayant fait l'objet d'une l'évaluation.....	2-2
2.2.2 Types de revêtement et fissuration par corrosion sous tension.....	2-2
2.3 Programme de gestion de l'intégrité pour la conversion.....	2-3
2.4 Évaluation des conséquences.....	2-4
2.5 Risques et évaluation des risques.....	2-5
2.5.1 Évaluation du risque de corrosion.....	2-5
2.5.1.1 Corrosion externe.....	2-5
2.5.1.2 Corrosion interne.....	2-5
2.5.2 Technologies d'évaluation.....	2-6
2.5.3 Critères d'intervention.....	2-6
2.5.4 Évaluation du risque de fissuration par corrosion sous tension.....	2-6
2.5.5 Technologies d'évaluation.....	2-6
2.5.6 Évaluation du risque de vice de fabrication.....	2-7
2.5.6.1 Risque de vice de fabrication.....	2-7
2.5.6.2 Technologies d'évaluation.....	2-7
2.5.7 Évaluation du risque de défauts des soudures et de vices d'installation.....	2-7

	2.5.7.1 Technologies d'évaluation .....	2-8
2.5.8	Évaluation du risque de dommages causés par des tiers et de dommages mécaniques.....	2-8
	2.5.8.1 Technologies d'évaluation .....	2-8
2.5.9	Évaluation du risque lié à l'altération climatique et aux forces externes .....	2-8
2.6	Évaluation des risques par rapport à des tronçons en particulier .....	2-9
2.6.1	Ligne des Prairies.....	2-9
	2.6.1.1 Antécédents d'exploitation et de rendement.....	2-9
	2.6.1.2 Corrosion externe.....	2-9
	2.6.1.3 Corrosion interne .....	2-10
	2.6.1.4 Fissuration éco-assistée – fissuration par corrosion sous tension.....	2-10
	2.6.1.5 Vices de fabrication .....	2-10
	2.6.1.6 Défauts des soudures et vices d'installation .....	2-10
	2.6.1.7 Dommages mécaniques existants .....	2-11
	2.6.1.8 Altération climatique et forces externes (risque géotechnique).....	2-11
2.6.2	Ligne du nord de l'Ontario – Ligne 100-3 et sections de la ligne 100-4 .....	2-11
	2.6.2.1 Antécédents d'exploitation et de rendement.....	2-12
	2.6.2.2 Corrosion externe.....	2-12
	2.6.2.3 Corrosion interne .....	2-12
	2.6.2.4 Fissuration par corrosion sous tension.....	2-13
	2.6.2.5 Vices de fabrication .....	2-13
	2.6.2.6 Défauts des soudures et vices d'installation .....	2-13
	2.6.2.7 Dommages mécaniques causés par des tiers.....	2-13
	2.6.2.8 Altération climatique et forces externes (risque géotechnique).....	2-14
2.6.3	Raccourci de North Bay – Ligne 1200-2 .....	2-14
	2.6.3.1 Antécédents d'exploitation et de rendement.....	2-14
	2.6.3.2 Corrosion externe.....	2-14
	2.6.3.3 Corrosion interne .....	2-15
	2.6.3.4 Fissuration par corrosion sous tension.....	2-15
	2.6.3.5 Vices de fabrication .....	2-15
	2.6.3.6 Défauts des soudures et vices d'installation .....	2-15
	2.6.3.7 Dommages mécaniques causés par des tiers.....	2-15
	2.6.3.8 Altération climatique et forces externes (risque géotechnique).....	2-16
<b>3.0</b>	<b>ISOLEMENT DES INSTALLATIONS DE GAZ DU PIPELINE.....</b>	<b>3-1</b>
3.1	Modification du débit – emplacements des installations de gaz.....	3-1
3.2	Réalignements du pipeline.....	3-4

3.3	Ligne du nord de l'ontario – Transfert vers la ligne 100-4 .....	3-6
3.4	Modifications aux stations de comptage de gaz .....	3-11
3.5	Retrait des séparateurs de condensat d'U PIPELINE .....	3-13
3.6	Enlèvement des gares d'insertion de retrait de racleurs pour le transport du gaz .....	3-14
<b>4.0</b>	<b>CONSTRUCTION DU NOUVEAU PIPELINE ET DES INSTALLATIONS CONNEXES.....</b>	<b>4-1</b>
4.1	Détails de conception du pipeline .....	4-1
4.1.1	Diamètre extérieur de la conduite .....	4-1
4.1.2	Type, catégorie et nuance de matériau de la conduite .....	4-1
4.1.3	Facteurs relatifs aux classes d'emplacement .....	4-1
4.1.4	Pression maximale d'exploitation.....	4-2
4.1.5	Épaisseur des parois de la conduite .....	4-3
4.1.6	Paramètres de conception de la conduite .....	4-3
4.1.7	Description des revêtements de la conduite.....	4-3
4.1.8	Installations et éléments de protection contre la corrosion .....	4-4
4.2	Détails de conception des installations pipelinières connexes.....	4-4
4.2.1	Nouvelles vannes de canalisation principale .....	4-4
4.2.2	Nouveaux postes d'insertion et de retrait de racleurs pour l'inspection interne.....	4-5
4.2.3	Emplacement des postes d'insertion et de retrait des racleurs .....	4-5
4.2.4	Franchissements de rivières .....	4-6
4.2.4.1	Franchissement de la rivière Assiniboine .....	4-7
4.2.4.2	Franchissements des rivières Madawaska et Rideau .....	4-7
4.3	Conception Géotechnique.....	4-8
4.3.1	Instabilité des pentes .....	4-8
4.3.2	Risques sismiques .....	4-8
4.3.3	Potentiel d'affouillement .....	4-9
4.3.4	Subsidence du sol et autres géorisques .....	4-9
4.4	Zones protégées désignées .....	4-10
<b>5.0</b>	<b>GESTION DE L'INTÉGRITÉ DU GAZODUC .....</b>	<b>5-1</b>
5.1	Stratégie d'évaluation et d'atténuation .....	5-1
5.2	Ligne des Prairies.....	5-3
5.3	Ligne du nord de l'Ontario .....	5-4
5.4	Raccourci de North Bay.....	5-5
5.5	Plan de Conversion .....	5-5

#### LISTE DES ANNEXES

Annexe Vol 5-1 Évaluation technique

### LISTE DES FIGURES

Figure 1-1	Ligne de conversion d'Énergie Est.....	1-3
Figure 3-1	Configuration du débit – Diagramme .....	3-2
Figure 3-2	Réalignement du pipeline autour des stations de compression ou des vannes de la canalisation principale.....	3-5
Figure 3-3	Exemple de transfert de pipeline vers la ligne 100-4 dans le nord de l'Ontario – Diagramme.....	3-9

### LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-1	Tronçons et sections devant être convertis le long de la canalisation principale d'Énergie Est.....	1-4
Tableau 3-1	Modifications de conceptions types du débit.....	3-3
Tableau 3-2	Liste préliminaire des emplacements où les stations de compression connaîtront des modifications de débit .....	3-3
Tableau 3-3	Réalignement – Modifications des conceptions types.....	3-6
Tableau 3-4	Réalignements du tracé le long de la ligne devant être convertie.....	3-7
Tableau 3-5	Modification des conceptions types– Transfert vers la ligne 100-4 .....	3-10
Tableau 3-6	Stations de compression et vannes de la canalisation principale des emplacements où la ligne 100-4 sera convertie de préférence à la ligne 100-3 .....	3-10
Tableau 3-7	Emplacements préliminaires des modifications aux stations de comptage.....	3-12
Tableau 3-8	Modifications des conceptions types – Déconnexion des stations de comptage.....	3-12
Tableau 3-9	Emplacements où les séparateurs de condensat seront retirés .....	3-13
Tableau 4-1	Évaluation des classes d'emplacement – Pipeline devant être converti .....	4-2
Tableau 4-2	Paramètres de conception – Pipeline devant être converti.....	4-2
Tableau 4-3	Spécifications préliminaires en matière d'épaisseur minimale de parois de conduite – Pipeline devant être converti .....	4-3
Tableau 4-4	Emplacement préliminaire des outils d'inspection interne d'insertion et de retrait de racleurs.....	4-5
Tableau 4-4	Emplacement préliminaire des outils d'inspection interne d'insertion et de retrait de racleurs (suite).....	4-6
Tableau 4-5	Emplacements préliminaires des franchissements de rivières .....	4-6
Tableau 4-6	Nouvelles installations et réalignements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay.....	4-11
Tableau 4-6	Nouvelles installations et réalignements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay (suite) .....	4-12

---

Tableau 4-6	Nouvelles installations et réalignements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l’Ouest de l’Ontario, du Nord de l’Ontario et du raccourci de North Bay (suite) .....	4-13
Tableau 4-6	Nouvelles installations et réalignements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l’Ouest de l’Ontario, du Nord de l’Ontario et du raccourci de North Bay (suite) .....	4-14
Tableau 5-1	Risques historiques sur la canalisation principale de TransCanada par type de revêtement .....	5-2

<b>AMS</b>	accélération maximale du sol
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BK</b>	borne kilométrique
<b>CSA</b>	Association canadienne de normalisation
<b>DN</b>	diamètre nominal
<b>DSAS</b>	double soudure à l'arc submergé
<b>EES</b>	évaluation environnementale et socio-économique
<b>ELF</b>	époxyde lié par fusion
<b>Entec</b>	Entec Inc.
<b>FCST</b>	fissuration par corrosion sous tension
<b>FDH</b>	forage directionnel horizontal
<b>HCA</b>	zone sujette à de graves conséquences
<b>RTS</b>	récepteurs très sensibles
<b>km</b>	kilomètre
<b>LNO</b>	Ligne du nord de l'Ontario
<b>MLV</b>	vanne du réseau principal
<b>mm</b>	millimètre
<b>MPa</b>	mégapascal
<b>PC</b>	protection cathodique
<b>PEG</b>	plan d'entretien du gazoduc
<b>PGI</b>	plan de gestion de l'intégrité
<b>RNB</b>	Raccourci de North Bay
<b>SAS</b>	soudure à l'arc submergé
<b>TEA</b>	transducteur électromagnétique acoustique

## **1.0 APERÇU**

Aux fins du volet conversion du Projet, divers tronçons de la canalisation principale de TransCanada qui servaient au transport du gaz naturel seront convertis en vue du transport du pétrole. En raccordant ces tronçons et en les isolant des installations de transport du gaz existantes, le Projet créera un oléoduc intégré d'environ 3 000 km entre Burstall (Saskatchewan) et Iroquois (Ontario).

Le présent volume présente un aperçu de la conversion proposée des lignes de gaz de TransCanada en vue du transport de pétrole et un résumé de l'évaluation technique (ET) des lignes de gaz devant être converties, ainsi qu'un résumé de l'intégrité des lignes de gaz qui continueront à servir au transport du gaz. Le présent volume traite également des questions suivantes :

- la conception des conduites
- les modifications devant être apportées aux gazoducs devant servir au transport du pétrole
- les nouvelles vannes de la canalisation principale et les nouvelles gares d'insertion et de retrait de racleurs nécessaires à la conversion pour le transport du pétrole
- les franchissements de cours d'eau
- l'intégrité des gazoducs qui continueront à servir au transport du gaz naturel après la conversion

Les renseignements sur la conception qui figurent dans le présent volume sont préliminaires et sont étayés par les premiers résultats des enquêtes sur le terrain et des programmes de participation et d'engagement. Des révisions et mises au point seront apportées au fur et à mesure que des données additionnelles seront recueillies et évaluées, et que les travaux d'ingénierie progresseront pendant la conception détaillée.

### **1.1 PIPELINES DEVANT ÊTRE CONVERTIS – CANALISATION PRINCIPALE DE TRANSCANADA ET D'ÉNERGIE EST**

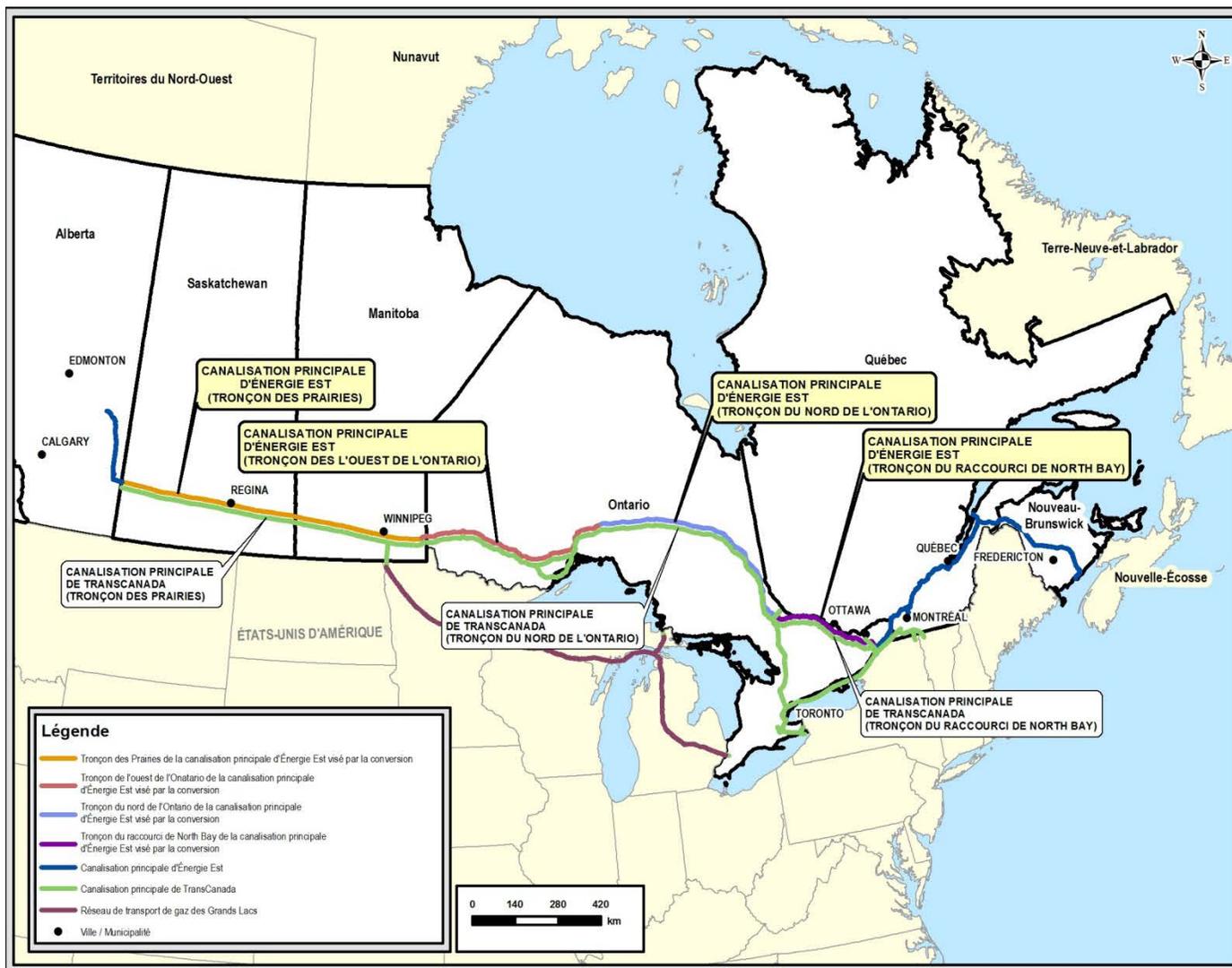
Comme l'illustre la figure 1-1, les lignes de gaz de la canalisation principale de TransCanada devant être converties sont les suivantes :

- Ligne des Prairies : Ligne 100-4 du raccordement du tronçon d'Alberta en amont de la vanne de la canalisation principale (MLV) 2 près de Burstall (Saskatchewan) jusqu'à la MLV 41 à l'est de Winnipeg (Manitoba)

- Ligne du nord de l'Ontario : Ligne 100-3 de la MLV 41 à la MLV 116 près de North Bay (Ontario) sauf où des parties de la ligne 100-4 sont disponibles, auquel cas la ligne 100-4 sera utilisée<sup>1</sup>
- Raccourci de North Bay (RNB) : Ligne 1200-2, de la MLV 1201 près de North Bay jusqu'au nouveau raccordement à la MLV 1401 près d'Iroquois (Ontario)

---

<sup>1</sup>. À l'exception de la MLV 112 à la MLV 114, où la ligne 100-3 sera utilisée.



**Figure 1-1 : Ligne de conversion d'Énergie Est**

La canalisation principale de TransCanada correspond aux tronçons suivants de la canalisation principale d'Énergie Est :

- Tronçon des Prairies : Ligne 100-4 de la MLV 2 près de Burstall (Saskatchewan) à la MLV 45 près de la frontière entre le Manitoba et l'Ontario, y compris une partie de la ligne 100-3 entre la MLV 41 et la MLV 45
- Tronçon de l'ouest de l'Ontario : Ligne 100-3 et des parties de la ligne 100-4, lorsque disponibles, de la MLV 45 à la MLV 77 près de Jellicoe (Ontario)
- Tronçon du nord de l'Ontario : Ligne 100-3 et des parties de la ligne 100-4, de la MLV 77 à la MLV 116 près de North Bay (Ontario)
- Tronçon du raccourci de North Bay : Ligne 1200-2 de la MLV 1201 à la MLV 1401 près d'Iroquois (Ontario)

Les tronçons devant être convertis sont de plus divisés en sections, toutes désignées d'après le nom de la station de pompage correspondante située en amont. Voir le Tableau 1-1 et le Volume 1, Tableau 2-7 pour une ventilation détaillée de ces tronçons et sections. Voir les Volumes 12A à 12D pour les cartes générales et les Volumes 12G à 12J pour les cartes détaillées du tracé.

**Tableau 1-1 : Tronçons et sections devant être convertis le long de la canalisation principale d'Énergie Est**

Tronçon	Section	Début		Fin		Longueur approximative (km)	Province	
		Latitude	Longitude	Latitude	Longitude			
Tronçon des Prairies	Mcneill <sup>1</sup>	50° 40' 42"N	109° 58' 19"O	50° 40' 11"N	109° 46' 11"O	14,4	SK	
	Liebenthal	50° 40' 11"N	109° 46' 11"O	50° 37' 31"N	108° 56' 20"O	59,1	SK	
	Cabri	50° 37' 31"N	108° 56' 20"O	50° 33' 14"N	108° 11' 3"O	54,3	SK	
	Stewart Valley	50° 33' 14"N	108° 11' 3"O	50° 32' 41"N	107° 29' 30"O	49,4	SK	
	Herbert	50° 32' 41"N	107° 29' 30"O	50° 30' 5"N	106° 41' 49"O	57,1	SK	
	Chaplin	50° 30' 5"N	106° 41' 49"O	50° 28' 55"N	105° 51' 26"O	59,9	SK	
	Caron	50° 28' 55"N	105° 51' 26"O	50° 26' 21"N	105° 7' 29"O	52,6	SK	
	Belle Prairie	50° 26' 21"N	105° 7' 29"O	50° 23' 35"N	104° 23' 55"O	53,1	SK	
	Regina	50° 23' 35"N	104° 23' 55"O	50° 20' 7"N	103° 43' 35"O	48,7	SK	
	Kendal	50° 20' 7"N	103° 43' 35"O	50° 17' 10"N	102° 59' 38"O	52,7	SK	
	Grenfell	50° 17' 10"N	102° 59' 38"O	50° 14' 57"N	102° 12' 2"O	56,9	SK	
	Whitewood	50° 14' 57"N	102° 12' 2"O	50° 12' 17"N	101° 28' 48"O	52,1	SK	
	Moosomin		50° 12' 17"N	101° 28' 48"O	50° 8' 7"N	100° 43' 3"O	2,8	SK
							52,8	MB
	Crandall		50° 8' 7"N	100° 43' 3"O	50° 4' 59"N	100° 4' 13"O	46,9	MB
	Rapid City		50° 4' 59"N	100° 4' 13"O	50° 1' 5"N	99° 21' 27"O	52,2	MB
	Wellwood		50° 1' 5"N	99° 21' 27"O	49° 54' 50"N	98° 31' 24"O	61,5	MB
	Portage La Prairie		49° 54' 50"N	98° 31' 24"O	49° 48' 37"N	97° 44' 5"O	58,5	MB
	Oakville		49° 48' 37"N	97° 44' 5"O	49° 43' 12"N	96° 59' 18"O	55,2	MB
Ile-des-Chênes		49° 43' 12"N	96° 59' 18"O	49° 39' 34"N	96° 13' 55"O	55,9	MB	

**Tableau 1-1 : Tronçons et sections devant être convertis le long de la canalisation principale d'Énergie Est (suite)**

Tronçon	Section	Point de départ		Point d'arrivée		Longueur approximative (km)	Longueur approximative par province (km)
		Latitude	Longitude	Latitude	Longitude		
	Spruce	49° 39' 34"N	96° 13' 55"O	49° 40' 47"N	95° 22' 38"O	64,1	MB
Tronçon de l'Ouest de l'Ontario	Falcon Lake	49° 40' 47"N	95° 22' 38"O	49° 47' 26"N	94° 29' 47"O	18,1	MB
						52,7	ON
	Kenora	49° 47' 26"N	94° 29' 47"O	49° 49' 53"N	93° 40' 25"O	63,7	ON
	Vermilion Bay	49° 49' 53"N	93° 40' 25"O	49° 47' 17"N	92° 45' 46"O	70,5	ON
	Dryden	49° 47' 17"N	92° 45' 46"O	49° 31' 02"N	92° 03' 48"O	61,9	ON
	Ignace	49° 31' 02"N	92° 03' 48"O	49° 17' 37"N	91° 18' 48"O	62,5	ON
	Martin	49° 17' 37"N	91° 18' 48"O	49° 02' 01"N	90° 30' 55"O	69,8	ON
	Upsala	49° 02' 01"N	90° 30' 55"O	48° 56' 17"N	89° 46' 43"O	58,0	ON
	Dog River	48° 56' 17"N	89° 46' 43"O	49° 04' 52"N	88° 51' 20"O	72,5	ON
	Eagle Head	49° 04' 52"N	88° 51' 20"O	49° 17' 42"N	88° 06' 08"O	66,8	ON
	Nipigon	49° 17' 42"N	88° 06' 08"O	49° 40' 14"N	87° 39' 48"O	64,0	ON
Jellicoe	49° 40' 14"N	87° 39' 48"O	49° 48' 13"N	86° 45' 18"O	69,9	ON	
Tronçon du Nord de l'Ontario	Geraldton	49° 48' 13"N	86° 45' 18"O	49° 47' 37"N	85° 51' 11"O	47,5	ON
	Klotz Lake	49° 47' 37"N	85° 51' 11"O	49° 45' 47"N	84° 55' 18"O	87,6	ON
	Hearst	49° 45' 47"N	84° 55' 18"O	49° 44' 51"N	84° 04' 24"O	62,5	ON
	Calstock	49° 44' 51"N	84° 04' 24"O	49° 35' 12"N	83° 09' 33"O	68,9	ON
	Mattice	49° 35' 12"N	83° 09' 33"O	49° 23' 20"N	82° 26' 09"O	57,2	ON
	Kapuskasing	49° 23' 20"N	82° 26' 09"O	49° 15' 20"N	81° 38' 09"O	62,1	ON
	Smooth Rock Falls	49° 15' 20"N	81° 38' 09"O	48° 52' 26"N	80° 53' 56"O	71,7	ON
	Potter	48° 52' 26"N	80° 53' 56"O	48° 25' 5"N	80° 20' 22"O	69,9	ON
	Ramore	48° 25' 05"N	80° 20' 22"O	47° 57' 56"N	80° 01' 13"O	61,3	ON
	Kirkland Lake	47° 57' 56"N	80° 01' 13"O	47° 27' 00"N	79° 45' 49"O	64,5	ON
	Haileybury	47° 27' 00"N	79° 45' 49"O	46° 56' 54"N	79° 47' 29"O	63,6	ON
Marten River	46° 56' 54"N	79° 47' 29"O	46° 26' 50"N	79° 28' 50"O	68,1	ON	
Tronçon du raccourci de North Bay	North Bay	46° 26' 50"N	79° 28' 50"O	46° 16' 34"N	78° 44' 34"O	73,1	ON
	Mattawa	46° 16' 34"N	78° 44' 34"O	46° 11' 50"N	77° 55' 05"O	67,6	ON
	Deux Rivières	46° 11' 50"N	77° 55' 05"O	45° 49' 46"N	77° 12' 22"O	77,5	ON
	Pembroke	45° 49' 46"N	77° 12' 22"O	45° 27' 44"N	76° 35' 23"O	69,1	ON
	Renfrew	45° 27' 44"N	76° 35' 23"O	45° 11' 43"N	75° 53' 30"O	72,1	ON
	Stittsville	45° 11' 43"N	75° 53' 30"O	44° 53' 23"N	75° 17' 35"O	71,3	ON
<b>Sous-total longueur</b>						<b>613,1</b>	<b>SK</b>
<b>Sous-total longueur</b>						<b>465,2</b>	<b>MB</b>
<b>Sous-total longueur</b>						<b>1 927,9</b>	<b>ON</b>
<b>Longueur totale</b>						<b>3 006,2</b>	
Remarque :							
1. Le tronçon des Prairies commence à l'installation de régulation de la pression de Burstall située entre les stations de pompage Cavendish et Liebenthal. Le point de raccordement entre la nouvelle construction et le pipeline de conversion commence à la MLV 2 (latitude 50° 40' 47"N, longitude 109° 58' 36"N) près de l'installation de régulation de la pression de Burstall.							

## **1.2 ACTIVITÉS DE CONVERSION DU PIPELINE**

La conversion des sections de la canalisation principale de TransCanada identifiées pour le transport du pétrole comportera les activités suivantes :

- une évaluation de l'état des conduites devant être converties
- l'isolement des pipelines par rapport aux installations existantes de gaz et la correction de problèmes identifiés pendant l'évaluation
- la construction de nouvelles installations en vue de la mise en service des pipelines

### **1.2.1 Évaluation de l'état du pipeline**

La première étape du processus de conversion du pipeline comporte une évaluation de l'état des pipelines de gaz existants devant être convertis pour le transport du pétrole, ce qui nécessite une inspection interne des pipelines pendant qu'ils servent encore au transport du gaz afin d'obtenir des renseignements sur leur état.

L'évaluation devrait permettre d'identifier des anomalies qui seront corrigées avant que le pipeline ne commence à transporter du pétrole.

### **1.2.2 Isolement des installations de gaz par rapport au pipeline**

Les pipelines devant être convertis servent, à l'heure actuelle, au transport du gaz et sont tous raccordés à des installations de gaz, y compris des compresseurs et des stations de comptage. Étant donné que ces installations de gaz devront demeurer en service pour les pipelines de gaz qui ne seront pas convertis et qui font partie de la canalisation principale de TransCanada, les pipelines devant être convertis doivent être déconnectés, de façon sécuritaire et systématique, et isolés des installations de gaz existantes.

Les travaux d'isolement et de déconnexion comporteront ce qui suit :

- Stations de compression – isoler la ligne de conversion des stations de compression en retirant les raccords ou en réalignant le pipeline autour des stations.
- Doublement de la ligne 100-4 – transférer le pipeline devant être converti de la ligne 100-3 aux sections disponibles de la ligne 100-4
- Vannes de la canalisation principale – isoler et retirer les MLV existants servant au transport du gaz, ou réaligner les pipelines autour de ceux-ci, aux franchissements de cours d'eau et aux installations congestionnées
- Stations de comptage – déconnecter la ligne devant être convertie
- Condensats – enlever les assemblages de condensat du pipeline de gaz

- Gares d’insertion et de retrait des racleurs – enlever les gares d’insertion et de retrait des racleurs du pipeline de gaz

Voir la Section 3 : Isolement des installations de gaz du pipeline pour les modifications requises pour isoler le pipeline.

### **1.2.3 Construction du nouveau pipeline et des installations connexes**

Un nouveau pipeline et des installations connexes seront nécessaires pour que le pipeline devant être converti puisse fonctionner de façon appropriée et sécuritaire pour le transport du pétrole. Les nouvelles installations devant être ajoutées incluent les suivantes :

- stations de pompage
- vannes de la canalisation principale pour le transport du pétrole
- nouvelles gares d’insertion et de retrait des racleurs pour les outils d’inspection interne
- trois nouveaux franchissements de cours d’eau pour faciliter l’inspection interne

Voir la Section 4.2 : Détails de conception des installations pipelinières connexes pour obtenir une analyse des nouvelles vannes de la canalisation principale et gares d’insertion et de retrait des racleurs requises. Voir le Volume 6, Section 2 : Stations de pompage - Conception générale pour obtenir une analyse des stations de pompage ajoutées.

## **2.0 ÉVALUATION DE L'ÉTAT DU PIPELINE**

Afin de démontrer que la conduite devant être convertie afin de transporter du pétrole au lieu du gaz naturel convient à l'usage à laquelle elle est destinée, une évaluation technique a été effectuée afin d'examiner l'état du pipeline. L'évaluation technique a été préparée et attestée par un ingénieur, et elle est déposée conformément au sous-alinéa 10.3.7.1 de la norme CSA Z662-11 (voir l'Annexe Vol 5-1).

L'évaluation technique recense et examine les risques auxquels les pipelines convertis sont susceptibles d'être exposés, dont les suivants :

- corrosion interne
- corrosion externe
- fissuration éco-assistée (fissuration par corrosion sous tension)
- vices de fabrication
- défauts des soudures et vices d'installation
- défectuosité du matériel
- dommages mécaniques causés par des tiers
- exploitation incorrecte
- conditions climatiques et forces externes

L'évaluation technique applique le programme de gestion de l'intégrité des canalisations transportant des liquides de TransCanada aux tronçons de pipeline devant être convertis afin de transporter du pétrole.

Le présent sommaire inclut ce qui suit :

- un aperçu du pipeline devant être converti et des revêtements des conduites;
- une description des étapes du programme de gestion de l'intégrité (incluant l'évaluation et les mesures correctives) pour les sections de pipeline devant être converties (appelé « programme de gestion de l'intégrité pour la conversion »)
- un aperçu de l'application de l'évaluation des conséquences dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion;
- un sommaire des risques évalués dans le cadre de l'évaluation technique;
- un sommaire, par tronçon de pipeline devant être converti, de l'évaluation des risques.

## **2.1 PROFONDEUR D'ENFOUISSEMENT**

Les exigences minimales pour la profondeur d'enfouissement du nouveau pipeline installé le long des tronçons convertis respectera ou dépassera les exigences de la norme CSA Z662-11 (voir le Volume 4, Section 2.4.2, Profondeur d'enfouissement).

Pour les conduites de gaz existantes devant être converties, les parties du pipeline dont les tronçons ont été identifiés comme étant susceptibles d'avoir des

conséquences plus graves seront expressément examinées afin de déterminer la profondeur de l'enfouissement et le risque accru d'endommagement par des tiers.

Cet examen inclura un levé à intervalles rapprochés de la profondeur de l'enfouissement des tronçons de pipeline les plus susceptibles d'avoir des conséquences graves. Outre cet examen méthodique, des patrouilles aériennes et des travaux d'entretien à intervalles réguliers permettront de surveiller l'exposition de la conduite due à l'érosion.

Le programme de surveillance de la profondeur de l'enfouissement inclura également des inspections régulières sous l'eau des franchissements présentant des risques d'affouillement élevés.

## **2.2 APERÇU DU PIPELINE DEVANT ÊTRE CONVERTI ET DES TYPES DE REVÊTEMENT**

### **2.2.1 Tronçons devant être convertis ayant fait l'objet d'une l'évaluation**

Pour les besoins de l'évaluation, la conduite devant être convertie a été divisée en trois tronçons en fonction de la date d'installation initiale, du type de revêtement et de la région géographique :

- La ligne des Prairies traverse la Saskatchewan et l'ouest du Manitoba. Elle a été construite entre 1971 et 1977. Elle est revêtue principalement de bitume, seulement 10 % de celle-ci étant revêtue de rubans.
- La ligne du nord de l'Ontario (LNO) traverse l'est du Manitoba et le nord de l'Ontario. Elle a été construite entre 1981 et 1996. Ce tronçon est revêtu principalement d'époxyde lié par fusion (ÉLF), et quelques sections sont revêtues de bandes adhésives.
- Le raccourci de North Bay (RNB), qui traverse l'est de l'Ontario, a été construit entre 1991 et 2006. Il est revêtu d'ÉLF.

On trouvera à l'Annexe Vol 5-2 un schéma des conduites de gaz de la canalisation principale de TransCanada et des tronçons devant être convertis afin de transporter du pétrole.

### **2.2.2 Types de revêtement et fissuration par corrosion sous tension**

Le type de revêtement appliqué sur une conduite a une incidence sur les risques et les évaluations connexes nécessaires pour s'assurer du maintien de l'intégrité du pipeline. Les conduites revêtues de bitume et de rubans, soit la plupart des pipelines installés dans les années 70 et au début des années 80, se sont révélées susceptibles à la fissuration par corrosion sous tension (FCST), type de fissuration éco-assistée. La FCST, qui est observée à l'extérieur du pipeline, a besoin de trois éléments pour se développer :

- contrainte de traction (contrainte annulaire causée par la pression interne)

- matière vulnérable (dans le cas présent, l'acier au carbone)
- environnement favorable

Les conduites revêtues d'ÉLF ne sont pas vulnérables à la FCST, surtout en raison du lien solide entre le revêtement et la surface des conduites. Si le revêtement cesse de protéger la conduite, la protection cathodique continuera tout de même à être efficace, de sorte que l'acier sera protégé de l'environnement qui donne lieu à la FCST<sup>1</sup>.

### 2.3 PROGRAMME DE GESTION DE L'INTÉGRITÉ POUR LA CONVERSION

Le programme de gestion de l'intégrité pour la conversion est divisé en quatre phases :

- Phase 1 – Cette phase est terminée. Elle consistait à valider la plus récente version de l'outil d'inspection interne à transducteurs électromagnétiques-acoustiques (TÉA) et à évaluer la gravité et la distribution de la FCST sur la ligne 100-4 tout le long de la ligne des Prairies. Cette étape du programme a permis de repérer des aspects du pipeline qui nécessitaient des mesures correctives et, en établissant une corrélation entre les problèmes signalés par les outils d'inspection interne et les résultats des travaux d'excavations effectués sur le terrain, elle a démontré l'efficacité des méthodes d'inspection et la précision des outils d'inspection interne utilisés.
- Phase 2 – Cette phase sera terminée avant que la conduite cesse de transporter du gaz et consistera à inspecter la conduite afin de détecter la corrosion interne et externe, les bosselures, la FCST dans les sections vulnérables revêtues de rubans et les fissures des soudures circulaires découlant du programme d'application d'un nouveau revêtement dont a fait l'objet la ligne des Prairies. Elle inclura également l'inspection, au moyen d'outils d'inspection interne, de plusieurs sections revêtues d'ÉLF qui n'ont pas déjà été évaluées au moyen d'outils d'inspection interne. Des gares temporaires d'insertion et de retrait des racleurs seront installées afin de permettre le déploiement des outils d'inspection interne. Après la conclusion de cette phase, un addenda à l'inspection technique décrivant le plan correctif découlant de ces évaluations sera déposé auprès de l'Office.
- Phase 3 – Cette phase consistera à corriger les aspects relevés au cours des phases 1 et 2. Elle exigera l'excavation des aspects relevés et la détermination de la mesure corrective la plus appropriée. Dans de nombreux cas, la mesure corrective consistera probablement à remplacer la section de conduite touchée par une nouvelle section. Ces travaux seront exécutés pendant le déroulement des activités de construction du Projet (voir le Volume 7, Section 3 : Construction – Renseignements sur les composantes spécifiques) sur le pipeline faisant l'objet de

---

<sup>1</sup> Audience de l'ONÉ MH-2-95 : Enquête publique sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et des gazoducs canadiens.

la conversion. Après la conclusion de cette phase, un deuxième addenda à l'étude technique décrivant la réalisation du plan correctif sera déposé auprès de l'Office.

À titre de mesure de sécurité supplémentaire, au début de l'exploitation du pipeline de conversion, Énergie Est limitera la pression d'exploitation à 80 % de la pression maximale d'exploitation initiale dans les parties du pipeline qui sont susceptibles d'être vulnérables à la FCST. Cette restriction s'appliquera jusqu'à la conclusion de la phase suivante du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion.

- Phase 4 – Cette phase inclura une deuxième inspection de FCST au moyen d'un outil d'inspection interne à ondes de cisaillement ultrasonores, qui peut être utilisé uniquement pendant que le pipeline transporte du pétrole et qui produit des résultats en plus haute résolution que les outils d'inspection interne pour un pipeline au gaz. Cette inspection visera la ligne des Prairies et d'autres sections du pipeline de conversion qui sont revêtues de rubans ou de bitume. Les aspects relevés qui ne répondent pas aux critères de rendement à court terme seront inclus dans le programme de gestion de l'intégrité afin d'être corrigés avant que le tronçon soit exploité à pleine pression.

Énergie Est déposera auprès de l'Office un troisième addenda à l'évaluation technique présentant les résultats des activités d'inspection de la phase 4 et les travaux correctifs connexes qui ont été réalisés. À la suite du dépôt du troisième addenda à l'évaluation technique, une fois que le pipeline transportera du pétrole, Énergie Est avisera l'Office avant d'exploiter le pipeline de conversion à 100 % de la pression maximale d'exploitation approuvée.

## 2.4 ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES

En raison de l'absence de lignes directrices ou de normes canadiennes précises, Énergie Est a appliqué la notion de « zones sujettes à de graves conséquences » (« high consequence areas » ou « HCAs ») tirée de la réglementation américaine sur la sécurité des pipelines (49 CFR 195). L'expression « récepteur très sensible » (« highly sensitive receptor », ou « HSR ») a été retenue par TransCanada pour les territoires canadiens en raison des différences par rapport au processus d'évaluation utilisé aux États-Unis, qui s'expliquent en grande partie par la variété des sources de données, incluant les organismes fédéraux et provinciaux (p. ex. environnement, pêche et faune, terres humides).

Les sources des données sur les récepteurs très sensibles applicables à Énergie Est sont présentées dans un rapport préparé par Stantec Consulting Ltd. intitulé *Identification of Highly Sensitive Receptors, Energy East Pipeline Project* (voir l'Annexe Vol 4-5).

## 2.5 RISQUES ET ÉVALUATION DES RISQUES

Les risques auxquels les pipelines de conversion sont susceptibles d'être exposés, et à l'égard desquels les pipelines font l'objet d'une évaluation dans le cadre de l'évaluation technique, incluent ce qui suit :

- corrosion interne
- corrosion externe
- fissuration par corrosion sous tension
- vices de fabrication
- défauts des soudures et vices d'installation
- dommages mécaniques causés par des tiers
- conditions climatiques et forces externes (risque géotechnique)

Lorsqu'il est déterminé qu'un risque s'applique à une conduite, il est désigné comme un « risque préoccupant » (« threat of concern ») pour les besoins de l'évaluation.

La défektivité du matériel et l'exploitation incorrecte ne sont pas pertinentes dans le cas de la conversion à l'égard du Projet et ne sont donc pas examinées en profondeur dans l'évaluation technique.

### 2.5.1 Évaluation du risque de corrosion

L'évaluation du risque de corrosion tient compte à la fois de la corrosion interne et de la corrosion externe.

#### 2.5.1.1 Corrosion externe

Le risque de corrosion externe est un risque préoccupant pour tous les tronçons de pipeline. Tous les tronçons du pipeline de conversion sont évalués au moyen d'outils d'inspection interne afin de détecter la corrosion externe, comme il est expliqué dans la section 5.0, Conception de la conversion.

#### 2.5.1.2 Corrosion interne

Tant que les conduites devant être converties transportent du gaz, le risque de corrosion interne n'est pas un risque préoccupant en raison du point de rosée peu élevé (caractère sec) du gaz naturel transporté.

Lorsqu'un pipeline est utilisé pour transporter du pétrole en écoulement turbulent<sup>2</sup>, les risques de séparation de l'eau ou de dépôt de sédiments entraînés pouvant contribuer à la corrosion interne sont réduits. Par conséquent, la corrosion interne

---

<sup>2</sup> L'écoulement turbulent désigne le mouvement d'un fluide à des vitesses et à des pressions locales variant de manière aléatoire.

n'est pas un risque préoccupant lorsque du pétrole est transporté en écoulement turbulent dans le pipeline.

Le débit de pétrole dans un pipeline en amont d'un point d'injection par lots (le terminal de réservoirs de Moosomin est le seul point d'injection prévu) pourrait être intermittent. Dans ces conditions d'exploitation, la corrosion interne pourrait être un risque préoccupant en raison des possibilités d'accumulation de sédiments et de séparation de l'eau. Pour atténuer ce risque, un outil de nettoyage sera utilisé de façon périodique pour éliminer l'eau ou les sédiments accumulés dans ces tronçons de conduite.

Les modifications prévues au pipeline de conversion, comme le retrait des séparateurs de condensat et des croisements (voir la Section 3, Isolement des installations de gaz du pipeline), atténuent le risque de corrosion interne en éliminant des zones qui ne sont pas exposées à l'écoulement turbulent.

### **2.5.2 Technologies d'évaluation**

La principale technique d'évaluation pour détecter la corrosion interne et externe pour les pipelines qui transportent du gaz naturel est, traditionnellement, l'utilisation d'outils d'inspection interne à fuite de flux magnétique (FFM). L'exécution des inspections au moyen d'outils d'inspection interne planifiée pour le pipeline de conversion viseront principalement à évaluer le risque de corrosion externe, mais les données seront également examinées afin de détecter la corrosion interne et, le cas échéant, d'y remédier.

### **2.5.3 Critères d'intervention**

Dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité du pipeline, Énergie Est a élaboré un ensemble de critères d'intervention afin de déterminer si un vice ou un défaut nécessite des travaux de réparation et, le cas échéant, à quel moment ces travaux doivent être effectués. Ces critères sont généralement exprimés sous forme de probabilités. Des seuils de probabilité sont utilisés pour déterminer si une réparation est requise.

### **2.5.4 Évaluation du risque de fissuration par corrosion sous tension**

La fissuration par corrosion sous tension est un risque préoccupant uniquement pour les tronçons de pipeline revêtus de bitume ou de rubans. Comme il a été mentionné précédemment, les sections du pipeline de conversion revêtues d'ÉLF ne sont pas vulnérables à la FCST.

### **2.5.5 Technologies d'évaluation**

Aux fins de la conversion, l'évaluation de la FCST est effectuée au moyen d'un processus en deux étapes faisant appel à deux technologies d'inspection interne.

Avant la cessation des activités du transport du gaz pour les conduites, les sections vulnérables seront inspectées au moyen de la technologie à TÉA. Les résultats de ces inspections permettront au Projet de détecter et de réparer la majeure partie des fissures présentes, y compris celles qui poseraient des problèmes d'intégrité à court terme, avant que les conduites commencent à transporter du pétrole.

Une fois que le pipeline transportera du pétrole, les tronçons vulnérables à la FCST seront inspectés de nouveau au moyen d'un outil d'inspection interne à ondes de cisaillement ultrasonores. Cet outil peut détecter des fissures plus petites que l'outil à TÉA, mais il peut être utilisé seulement dans des conduites transportant un liquide.

Les capacités de détection des outils à TÉA sont amplement suffisantes pour détecter les fissures et prévenir le risque de défaillance connexe lorsque le pipeline commencera à transporter du pétrole, mais une pression maximale d'exploitation de 80 % sera utilisée pour les sections de pipeline vulnérables à la FCST jusqu'à ce que les résultats préliminaires des inspections au moyen des outils à ondes de cisaillement ultrasonores aient validé que ces sections ne comportent aucune fissure présentant un risque immédiat.

## **2.5.6 Évaluation du risque de vice de fabrication**

### **2.5.6.1 Risque de vice de fabrication**

L'évaluation du risque de vice de fabrication vise à déterminer s'il existe des problèmes liés à la fabrication originale des sections de pipeline qui pourraient faire en sorte que le pipeline ne convient pas au transport du pétrole. Aucune défaillance liée à un vice de fabrication n'a été documentée à l'égard du pipeline devant être converti, et aucun risque de vice de fabrication n'a été associé à la technique utilisée pour fabriquer le pipeline, soit la double soudure à l'arc submergé (DSAW).

Lorsque le pipeline transportera du pétrole, la partie de la ligne située en amont de la station de pompage de Moosomin sera exposée à des cycles de pressions beaucoup plus élevés en raison de l'injection intermittente de lots. Le risque de vice de fabrication sera donc considéré comme un risque préoccupant pour ce tronçon.

### **2.5.6.2 Technologies d'évaluation**

Les technologies utilisées pour évaluer la FCST (outils à TÉA et à ondes de cisaillement ultrasonores) peuvent également être utilisées pour évaluer les vices de fabrication (p. ex. défauts des joints soudés).

## **2.5.7 Évaluation du risque de défauts des soudures et de vices d'installation**

L'évaluation du risque de défauts des soudures et de vices d'installation vise à déterminer s'il existe des aspects liés à l'installation initiale ou à la réparation

subséquente de sections du pipeline qui pourraient faire en sorte que le pipeline ne convient pas au transport du pétrole.

Bien que la conduite devant être convertie ne comporte pas de raccords mécaniques, de joints circulaires non ductiles (comme les joints circulaires effectués au moyen du soudage oxyacétylénique) ou de plissements de gauchissements, ce risque sera considéré comme un risque préoccupant pour la petite partie de la ligne qui a été soumise à une flexion importante dans le cadre de l'application d'un nouveau revêtement au milieu des années 90. À l'occasion de ces travaux, de longues sections de la conduite ont été soulevées au-dessus du sol pour faciliter l'inspection et l'application du nouveau revêtement. Une fuite détectée en 2013 a été imputée à un joint circulaire défectueux dans une de ces sections (n° de dossier de l'ONÉ : Incident n° 2013-150).

#### **2.5.7.1 Technologies d'évaluation**

Les emplacements qui présentent des signatures FFM pour les soudures circulaires (tout particulièrement au centre de la partie inférieure) et des niveaux de tension élevés seront signalés aux fins d'une évaluation possible. Les emplacements qui présentent les signes les plus marqués seront excavés et réparés au besoin.

### **2.5.8 Évaluation du risque de dommages causés par des tiers et de dommages mécaniques**

Les aspects pertinents de ce risque par rapport à la conversion du service du gaz au service du pétrole sont la présence de dommages mécaniques au pipeline survenus par le passé et l'incidence de ces dommages sur la conversion des charges cycliques découlant des opérations de pompage associées au transport d'un liquide.

#### **2.5.8.1 Technologies d'évaluation**

Les technologies d'évaluation devant être utilisées sont des outils d'inspection interne munis de diamètres (*calipers*) à haute résolution et d'outils d'inspection interne à FFM à haute résolution. Les données sur les FFM permettront de mieux évaluer l'incidence des bosselures détectées au moyen des données des diamètres. Ce processus s'est révélé efficace pour détecter les bosselures susceptibles de devenir problématiques.

### **2.5.9 Évaluation du risque lié à l'altération climatique et aux forces externes**

Cette évaluation vise à déterminer si des forces externes ont agi ou agiront sur le pipeline de conversion. Une évaluation du risque géotechnique couvrant toute la longueur du pipeline est en cours. Cette évaluation tient compte des pentes instables, des aléas sismiques, de la subsidence du sol et des sols susceptibles d'affaissement ou de gonflement.

Étant donné que la défaillance dans un cours d'eau d'un oléoduc peut avoir des conséquences plus graves que la défaillance d'un gazoduc, la partie devant être convertie dans le cadre du Projet a fait l'objet d'une évaluation du risque hydrotechnique (voir l'Annexe Vol 5-1).

## **2.6 ÉVALUATION DES RISQUES PAR RAPPORT À DES TRONÇONS EN PARTICULIER**

Outre les risques préoccupants de nature générale qui s'appliquent à l'ensemble du pipeline de conversion, des risques particuliers peuvent aussi être associés à divers tronçons de pipeline. Ces risques sont présentés dans les sections suivantes.

### **2.6.1 Ligne des Prairies**

Cette partie du pipeline de conversion est revêtue principalement d'émail asphaltique, à l'exception de deux sections de vanne revêtues de rubans et d'ÉLF. Étant donné que de la FCST a été détectée sur la partie revêtue de goudron de houille de la ligne 100-1, pipeline parallèle adjacent, on considère que la majeure partie de la ligne des Prairies est vulnérable à la FCST.

Tous les tronçons de la ligne des Prairies devant être convertis font l'objet, dans le cadre d'un programme de gestion de la corrosion, d'une surveillance au moyen d'outils d'inspection interne à FFM.

#### **2.6.1.1 Antécédents d'exploitation et de rendement**

Pour atteindre une marge de sécurité additionnelle, la pression maximale d'exploitation de cette ligne a parfois été réduite afin de corriger des problèmes ou d'effectuer des réparations. La pression d'exploitation est actuellement restreinte dans tout ce tronçon étant donné que de la corrosion nécessitant des réparations a été détectée. Cette corrosion sera corrigée dans le cadre de la phase 3 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion.

Les trois défaillances pour ce tronçon sont attribuées à la FCST :

- défaillance au cours d'un essai hydrostatique de la vanne de canalisation principale section 13 en 2008
- défaillance au cours d'un essai hydrostatique de la vanne de canalisation principale section 31 en 2005
- défaillance en cours d'exploitation à Rapid City, au Manitoba, en 1995

#### **2.6.1.2 Corrosion externe**

Toutes les sections de la ligne des Prairies, à l'exception du franchissement existant de la rivière Assiniboine (qui doit être remplacée par un nouveau pipeline de 1 067 mm (DN 42) dans le cadre de la conversion), ont été inspectées au moyen d'outils FFM entre 2010 et 2014.

### 2.6.1.3 Corrosion interne

On procédera à l'évaluation à l'égard de la corrosion interne au cours des opérations pétrolières en même temps que les inspections pour la corrosion externe; toutefois, un certain nombre de mesures préventives seront mises en œuvre au moment de la conversion. Plus particulièrement, les séparateurs de condensat et les croisements seront enlevés afin d'éliminer les tronçons morts<sup>3</sup> qui se trouvent dans ces configurations.

Au cours de la première année d'exploitation, des outils de nettoyage seront passés à deux reprises dans cette section afin d'enlever les sédiments déposés au cours du remplissage et de l'exploitation initiale.

### 2.6.1.4 Fissuration éco-assistée – fissuration par corrosion sous tension

Comme il est indiqué à la section 2.3, au cours de la phase 1 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion, les inspections au moyen de l'outil à TÉA, conjuguées aux excavations connexes, atténueront le risque de FCST jusqu'à l'utilisation des outils d'inspection interne à ondes de cisaillement ultrasonores au début des opérations pétrolières. Les excavations de corrélation combinées aux excavations de contrôle en fonction de la susceptibilité environnementale ont confirmé l'efficacité des outils à TÉA et permis d'améliorer les méthodes d'évaluation des signaux en vue de la phase 2. La plupart des fissures détectées au cours de la phase 1 ont été réparées pendant les travaux d'excavation visant à confirmer l'efficacité de l'outil à TÉA. Les autres fissures seront réparées à la phase 3.

### 2.6.1.5 Vices de fabrication

Les résultats des inspections effectuées au moyen de l'outil à TÉA n'ont pas indiqué de fissure dans la soudure, mais sept caractéristiques linéaires qui auraient normalement été considérées comme non dommageables pour un joint DSAW, ont tout de même été excavées. Les excavations ont confirmé que ces structures étaient non dommageables.

### 2.6.1.6 Défauts des soudures et vices d'installation

Le premier passage au moyen de la technologie à FFM à haute résolution de nouvelle génération sera effectué sur les sections MLV 2 à MLV 9 et visera à fournir des données plus précises sur les défauts circonférentiels potentiels des soudures circulaires.

---

<sup>3</sup> Au sens de la norme API 2611, *Terminal Piping Inspection-Inspection of In-Service Terminal Piping Systems*, les tronçons morts (deadlegs) sont les parties internes d'un réseau de canalisations dans lesquelles il ne passe aucun débit.

En l'absence de charge externe importante, les défauts des soudures circulaires demeurent habituellement stables en raison de leur orientation par rapport à la contrainte transversale exercée sur les parois de la conduite.

#### **2.6.1.7 Dommages mécaniques existants**

L'inspection par diamètreur des sections MLV 25 à 34-4 en 2012 et l'inspection par diamètreur des sections MLV 36 à 41-4 en 2013 n'ont permis de déceler aucune bosselure qui, selon les critères employés, nécessite de mesure corrective à court terme. Trois autres inspections par diamètreur ciblant les sections MLV 2 à MLV 25 seront réalisées en 2014 afin de terminer l'évaluation de la contrainte point à point des bosselures sur la ligne des Prairies.

La bosselure présentant la plus forte contrainte, la bosselure la plus profonde et la bosselure couvrant la plus grande superficie détectées au cours de ces cinq inspections par diamètreur courantes de la ligne des Prairies feront l'objet d'analyses de fatigue détaillées. Si une bosselure ne satisfait pas aux critères de fatigue, elle sera désignée comme devant être réparée, et la bosselure se classant en deuxième rang dans la catégorie de bosselures en question sera évaluée, et ainsi de suite jusqu'à ce que les critères soient satisfaits.

#### **2.6.1.8 Altération climatique et forces externes (risque géotechnique)**

Les zones présentant des risques d'affaissement, de gonflement et de subsidence du sol font l'objet d'inspections aériennes régulières afin de détecter les dangers potentiels pour le pipeline.

Les quelques pentes qui ont été initialement désignées comme présentant un risque d'affaissement modéré ou élevé font l'objet d'un programme de surveillance de pente au moyen d'instruments ou seront réévaluées au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion.

En ce qui a trait au risque hydrotechnique, les emplacements qui ne sont pas considérés comme à faible risque seront réévalués afin d'élaborer de nouveaux programmes de surveillance ou de valider les programmes existants, selon le cas.

### **2.6.2 Ligne du nord de l'Ontario – Ligne 100-3 et sections de la ligne 100-4**

La partie de la ligne 100-3 devant être convertie est principalement revêtue d'ÉLF, à l'exception de cinq sections de vanne revêtues de ruban de polyéthylène. Les sections revêtues de rubans font actuellement l'objet d'un programme d'essais hydrostatiques visant à détecter la FCST et d'un programme de gestion de la corrosion utilisant des évaluations fondées sur la FFM. Toutefois, les sections revêtues d'ÉLF n'ont pas été antérieurement évaluées au moyen d'outils d'inspection interne, sauf à l'occasion des

inspections de mise en service faisant appel à des diamètres qui ont été réalisées après la construction afin de détecter les dommages mécaniques<sup>4</sup>. De même, les sections de la ligne 100-4 devant être converties sont enduites d'ÉLF, mais n'ont pas été évaluées au moyen d'outils d'inspection interne, sauf à l'occasion des inspections de mise en service faisant appel à des diamètres.

Seules des sections isolées de cette ligne peuvent actuellement être inspectées au moyen d'outils d'inspection interne. Par conséquent, la majeure partie des évaluations pour cette ligne faisant appel à des outils d'inspection interne seront réalisées au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion au moyen de gares temporaires d'insertion et de retrait des racleurs.

Avant le début du transport du pétrole, des gares permanentes d'insertion et de retrait des outils d'inspection internes seront installées sur cette ligne afin d'assurer une couverture complète de cette ligne par les outils d'inspection interne.

#### **2.6.2.1 Antécédents d'exploitation et de rendement**

Depuis sa construction initiale, la LNO transporte du gaz naturel sec non corrosif à une pression essentiellement identique à celle prévue pour le transport du pétrole. À l'occasion, la pression maximale d'exploitation a été réduite afin de corriger des problèmes ou d'effectuer des réparations.

La ligne 100-3 ou la ligne 100-4 le long de la LNO n'ont subi aucune défaillance au cours d'essais hydrostatiques ou en cours d'exploitation.

#### **2.6.2.2 Corrosion externe**

Au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion, la LNO sera inspectée au moyen d'outils de FFM à haute résolution afin d'évaluer la corrosion externe.

#### **2.6.2.3 Corrosion interne**

On procédera à l'évaluation à l'égard de la corrosion interne au cours du transport du pétrole en même temps que celle pour la corrosion externe. Toutefois, un certain nombre de mesures préventives seront mises en œuvre au moment de la conversion. Plus particulièrement, les séparateurs de condensat et les croisements seront enlevés afin d'éliminer les tronçons morts qui se trouvent dans ces configurations.

---

<sup>4</sup> On trouvera une analyse du rendement des revêtements d'ÉLF en ce qui a trait à la corrosion externe et à la corrosion sous tension à la section 2.2.2.

Au cours de la première année de transport du pétrole dans ce tronçon, des outils de nettoyage seront utilisés à deux reprises afin d'enlever les sédiments déposés au cours du remplissage de la ligne et de l'exploitation initiale.

#### **2.6.2.4 Fissuration par corrosion sous tension**

Les cinq sections de cette partie du pipeline devant être converti qui sont enduites de rubans sont présumées vulnérables à la FCST. Toutefois, le reste de la conduite est enduit d'ÉLF et n'est pas vulnérable à ce risque.

Les cinq sections de vanne seront inspectées au moyen de l'outil à TÉA et de la technologie de FFM circulaire connexe afin de détecter et d'évaluer la présence de FCST. Le reste de la conduite sera inspecté au moyen de l'outil à TÉA afin de repérer les tronçons enduits de rubans sur cette ligne. Les données de l'outil à TÉA portant sur les tronçons enduits de rubans ainsi détectés seront examinées afin de vérifier la présence de signes de fissuration.

#### **2.6.2.5 Vices de fabrication**

Le risque de vices de fabrication n'est pas un risque préoccupant, mais les données des outils d'inspection interne d'évaluation des fissurations seront tout de même passées en revue afin de détecter les signes d'anomalies dans les régions des soudures.

#### **2.6.2.6 Défauts des soudures et vices d'installation**

En l'absence de charge externe importante, les défauts des soudures circulaires demeurent habituellement stables en raison de leur orientation par rapport à la contrainte transversale exercée sur les parois de la conduite.

#### **2.6.2.7 Dommages mécaniques causés par des tiers**

L'inspection par diamètre des sections MLV 25 à 34-4 en 2012 et l'inspection par diamètre des sections MLV 36 à 14-4 en 2013 n'ont permis de déceler aucune bosselure qui, selon les critères employés, nécessite des mesures correctives à court terme. Trois autres inspections par diamètre ciblant les sections MLV 2 à MLV 25 seront réalisées en 2014 afin de terminer l'évaluation de la contrainte point à point des bosselures sur la LNO.

La bosselure présentant la plus forte contrainte, la bosselure la plus profonde et la bosselure couvrant la plus grande superficie détectées au cours de ces 19 inspections par diamètres de la LNO feront l'objet d'analyses de fatigue détaillées.

Si une bosselure ne satisfait pas aux critères de fatigue de cette analyse, elle sera désignée comme devant être réparée, et la bosselure se classant en deuxième rang dans la catégorie de bosselures en question sera évaluée, et ainsi de suite jusqu'à ce que les critères soient satisfaits.

### **2.6.2.8 Altération climatique et forces externes (risque géotechnique)**

Les zones présentant des risques d'affaissement, de gonflement et de subsidence du sol feront l'objet d'inspections aériennes régulières afin de détecter les dangers potentiels pour le pipeline. Les quelques pentes qui ont été initialement désignées comme présentant un risque d'affaissement modéré ou élevé font déjà l'objet d'un programme de surveillance au moyen d'instruments ou seront réévaluées au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion. En ce qui a trait au risque hydrotechnique, les emplacements qui ne sont pas considérés comme à faible risque seront réévalués afin d'élaborer de nouveaux programmes de surveillance ou de valider les programmes existants, selon le cas.

### **2.6.3 Raccourci de North Bay – Ligne 1200-2**

La construction du RNB a commencé pendant les années 90 et s'est poursuivie jusqu'en 2006. À l'instar des autres sections revêtues d'ÉLF, cette conduite n'a pas été évaluée au moyen d'outils d'inspection interne, sauf à l'occasion des inspections de mise en service faisant appel à des diamètres qui ont été réalisées après la construction afin de détecter les dommages mécaniques<sup>5</sup>.

L'évaluation de cette ligne au moyen d'outils d'inspection interne sera effectuée au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion.

#### **2.6.3.1 Antécédents d'exploitation et de rendement**

Depuis sa construction initiale, cette ligne transporte du gaz naturel sec non corrosif à une pression essentiellement identique à celle prévue pour le transport du pétrole. À l'occasion, la pression maximale d'exploitation a été réduite afin de corriger des problèmes ou d'effectuer des réparations.

La ligne 1200-2 n'a subi aucune défaillance au cours d'essais hydrostatiques ou en cours d'exploitation.

#### **2.6.3.2 Corrosion externe**

Au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion, le RNB sera inspecté au moyen d'outils à FFM à haute résolution afin d'évaluer la corrosion externe.

---

<sup>5</sup> On trouvera une analyse du rendement des revêtements d'ÉLF en ce qui a trait à la corrosion externe et à la corrosion sous tension à la section 2.2.2.

### **2.6.3.3 Corrosion interne**

On procédera à l'évaluation à l'égard de la corrosion interne au cours du transport du pétrole en même temps que celle pour la corrosion externe. Toutefois, un certain nombre de mesures préventives seront mises en œuvre au moment de la conversion. Plus particulièrement, les séparateurs de condensat et les croisements seront enlevés afin d'éliminer les tronçons morts qui se trouvent dans ces configurations.

Au cours de la première année de transport de pétrole, des outils de nettoyage seront utilisés à deux reprises dans ce tronçon afin d'enlever les sédiments déposés au cours du remplissage de la ligne et de la période d'exploitation initiale.

### **2.6.3.4 Fissuration par corrosion sous tension**

Au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion, le RNB sera inspecté au moyen de l'outil à TÉA afin de repérer les tronçons enduits de rubans. Les données de l'outil à TÉA portant sur les tronçons enduits de rubans ainsi détectés seront examinées afin de vérifier la présence de signes de fissuration.

### **2.6.3.5 Vices de fabrication**

Le risque de vice de fabrication n'est pas un risque préoccupant, mais les données des outils d'inspection interne utilisés pour détecter la fissuration dans les tronçons revêtus de rubans seront tout de même passées en revue afin de détecter les signes d'anomalies dans les régions des soudures.

### **2.6.3.6 Défauts des soudures et vices d'installation**

En l'absence de charge externe importante, les défauts des soudures circulaires demeurent habituellement stables en raison de leur orientation par rapport à la contrainte transversale exercée sur les parois de la conduite.

### **2.6.3.7 Dommages mécaniques causés par des tiers**

L'inspection par diamètre des sections MLV 25 à 34-4 en 2012 et l'inspection par diamètre des sections MLV 36 à 14-4 en 2013 n'ont permis de déceler aucune bosselure qui, selon les critères employés, nécessite de mesure corrective à court terme. Trois autres inspections par diamètre ciblant les sections MLV 2 à MLV 25 seront réalisées en 2014 afin de terminer l'évaluation de la contrainte point à point des bosselures sur le RNB.

La bosselure présentant la plus forte contrainte, la bosselure la plus profonde et la bosselure couvrant la plus grande superficie détectées au cours de ces deux inspections par diamètre du RNB feront l'objet d'analyses de fatigue détaillées. Si une bosselure ne satisfait pas aux critères de fatigue de cette analyse, elle sera désignée comme devant être réparée, et la bosselure se classant en deuxième rang

dans la catégorie de bosselures en question sera évaluée, et ainsi de suite jusqu'à ce que les critères soient entièrement satisfaits.

#### **2.6.3.8 Altération climatique et forces externes (risque géotechnique)**

Les zones présentant des risques d'affaissement, de gonflement et de subsidence du sol font l'objet d'inspections aériennes régulières afin de détecter les dangers potentiels pour le pipeline.

Les quelques pentes qui ont été initialement désignées comme présentant un risque d'affaissement modéré ou élevé font déjà l'objet d'un programme de surveillance au moyen d'instruments ou seront réévaluées au cours de la phase 2 du programme de gestion de l'intégrité pour la conversion. En ce qui a trait au risque hydrotechnique, les emplacements qui ne sont pas considérés comme à faible risque seront réévalués afin d'élaborer de nouveaux programmes de surveillance ou de valider les programmes existants, selon le cas.

### **3.0 ISOLEMENT DES INSTALLATIONS DE GAZ DU PIPELINE**

Énergie Est a identifié les installations de gaz de la canalisation principale de TransCanada qui doivent être modifiées en vue de la conversion, y compris :

- stations de compression – isolement de la ligne devant être convertie et retrait des raccordements de la canalisation aux stations de compression ou, réaligement du pipeline autour des stations
- doublements de la ligne 100-4 – déviation du pipeline devant être converti, de la ligne 100-3 vers les sections disponibles de la ligne 100-4
- vannes de la canalisation principale – isolement et retrait des vannes de gaz de la canalisation principale, ou contournement de celles-ci aux sites de franchissement de rivières et aux sites où les installations sont encombrées
- stations de comptage – déconnexion des stations de la ligne devant être convertie
- condensat – retrait des séparateurs de condensat de gazoduc
- gares d’insertion et de retrait des racleurs – enlèvement des gares d’insertion et de retrait des racleurs du gazoduc.

Pour connaître les détails des modifications requises et les sites qui requièrent un isolement des installations de gaz, consultez l’Annexe Vol 5-3.

Pour connaître les types et teneurs des matériaux du pipeline, sa catégorie, son épaisseur et sa pression d’exploitation maximale, consultez la section 4.1 : Détails de conception du pipeline.

Pour une description générale des revêtements du pipeline et des éléments de protection contre la corrosion devant être utilisés pour les nouvelles conduites dans le cadre des travaux de modification, consultez le Volume 4, Section 2 : Conception générale.

### **3.1 MODIFICATION DU DÉBIT – EMPLACEMENTS DES INSTALLATIONS DE GAZ**

Des stations de compression et des emplacements de vannes de la canalisation principale ont été identifiés dans des endroits où la ligne devant être convertie peut être isolée des installations de gaz en ayant peu ou pas d’incidence sur le débit de gaz, tout en permettant au pétrole d’être acheminé au moyen des installations de la ligne convertie.

Les modifications apportées à ces installations comprendront généralement :

- déconnexion de l’alimentation en gaz de combustion

- retrait des vannes et des commandes de vannes, des colonnes montantes, des brides, du frettage et des supports en béton
- retrait des conduites d'aspiration et de refoulement du compresseur aux stations de compression
- retrait des raccords en aval et en amont existants, y compris les tés, les vannes, les mécanismes de commande et les supports
- installation d'une nouvelle conduite de 1 067 mm (DN 42) afin de remplacer l'assemblage de vannes de la canalisation principale et les raccords latéraux
- installation, au besoin, de nouvelles conduites de raccordement en aval et en amont pour les lignes de transport de gaz déjà en place.

Pour connaître les détails des modifications pour chaque emplacement, consultez l'Annexe Vol 5-3. Cet annexe indique les installations approuvées par l'ONÉ ou celles visées par l'ordonnance de simplification des demandes en vertu de l'Article 58.

La figure 3-1 présente un diagramme de configuration d'isolement du débit pour trois installations (stations de compression ou vannes de la canalisation principale) du pipeline devant être converti.

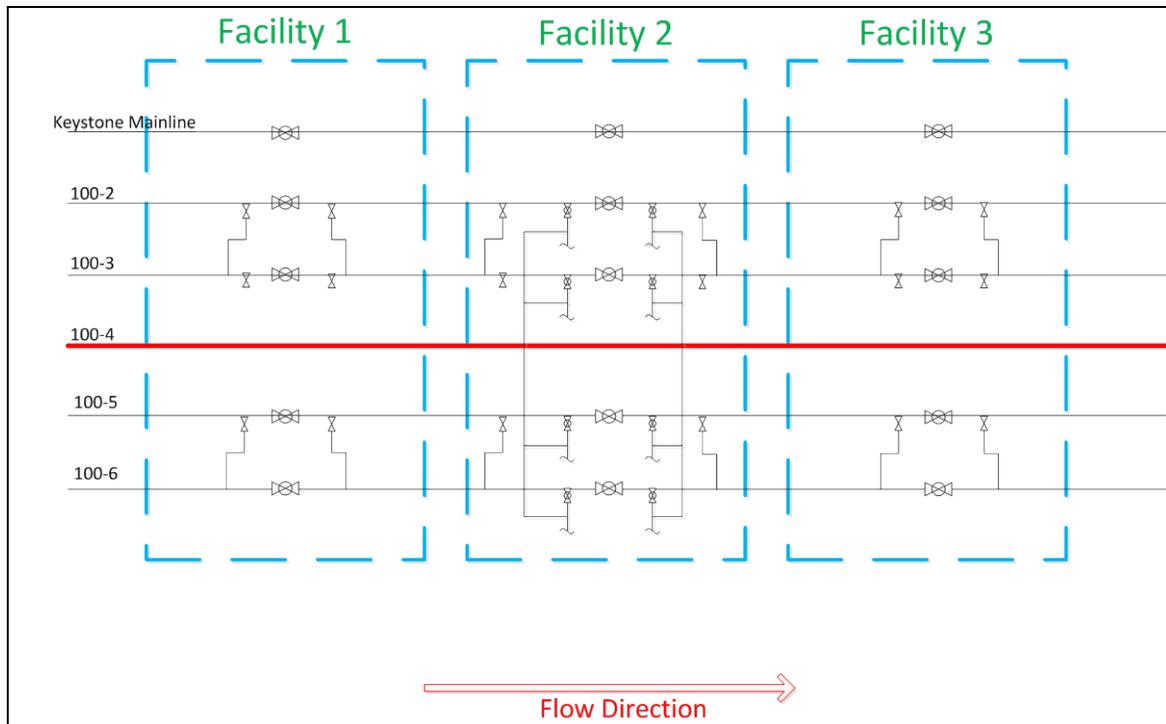


Figure 3-1 : Configuration du débit – Diagramme

<b>Anglais</b>	<b>Français</b>
Facility	Installation
Keystone Mainline	Canalisation principale Keystone
Flow Direction	Sens du débit

Les conceptions types relatives aux modifications du débit sont énumérées au Tableau 3-1 et sont présentées aux Annexes Vol 5-4 à Vol 5-9.

Une liste préliminaire des stations de compression qui connaîtront des modifications de débit peut être consultée au Tableau 3-2.

**Tableau 3-1 : Modifications de conceptions types du débit**

<b>Tronçon</b>	<b>Sujet</b>	<b>Numéro de dessin de conception type</b>	<b>Annexe</b>
Ligne des Prairies : ligne 100-4	Modification du débit des stations de compression	4721-01-ML-07-812	Vol 5-4
Ligne des Prairies : ligne 100-4	Modification du débit des vannes de la canalisation principale	4721-01-ML-07-827	Vol 5-5
Ligne du nord de l'Ontario : ligne 100-3	Modification du débit des stations de compression	4721-01-ML-07-822	Vol 5-6
Ligne du nord de l'Ontario : ligne 100-3	Modification du débit des vannes de la canalisation principale	4721-01-ML-07-833	Vol 5-7
Raccourci de North Bay : ligne 1200-2	Modification du débit des stations de compression	4721-01-ML-07-824	Vol 5-8
Raccourci de North Bay : ligne 1200-2	Modification du débit des vannes de la canalisation principale	4721-01-ML-07-838	Vol 5-9

**Tableau 3-2 : Liste préliminaire des emplacements où les stations de compression connaîtront des modifications de débit**

<b>N° de la MLV</b>	<b>Nom de la station</b>	<b>Province</b>	<b>Coordonnées</b>		<b>Tronçon</b>
			<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>	
MLV 21-4	Grenfell	SK	50°17'12"N	102°56'50"O	Ligne des Prairies
MLV 34-4	Portage La Prairie	MB	49°54'49"N	98°31'03"O	Ligne des Prairies
MLV 49-3	Kenora	ON	49°47'25"N	94°29'26"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 58-3	Ignace	ON	49°28'45"N	91°57'31"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 86-3	Hearst	ON	49°45'44"N	84°55'09"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 92-3	Mattice	ON	49°35'17"N	83°09'55"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 99-3	Smooth Rock Falls	ON	49°15'17"N	81°37'52"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 107-3	Kirkland Lake	ON	47°57'39"N	80°01'00"O	Ligne du nord de l'Ontario

N° de la MLV	Nom de la station	Province	Coordonnées		Tronçon
			Latitude	Longitude	
MLV 112	Martin River	ON	46°50'50"N	79°48'31"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 116-3	North Bay	ON	46°22'39"N	79°28'16"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 1206-2	Deux Rivières	ON	46°14'20"N	78°07'55"O	Raccourci de North Bay
MLV 1211-2	Pembroke	ON	45°44'43"N	77°06'23"O	Raccourci de North Bay
MLV 1217-2	Stittsville	ON	45°13'01"N	75°55'16"O	Raccourci de North Bay

Pour connaître les 65 emplacements de vannes de la canalisation principale où des modifications de débit seront apportées, consultez l'Annexe Vol 5-10.

Conformément à la norme Z662-11 de l'Association canadienne de normalisation, toute vanne de la canalisation principale servant au transport de gaz qui est retirée et identifiée pour une remise à neuf fera l'objet d'une évaluation technique afin de s'assurer qu'elle convient au transport du pétrole.

### 3.2 RÉALIGNEMENTS DU PIPELINE

Des stations de compression ont été identifiées à des endroits où la conception du débit à l'intérieur des stations serait trop complexe (dans des zones encombrées où l'on regroupe plusieurs installations) ou nécessiterait des interruptions sur les canalisations ou aux stations de compression de la canalisation principale de TransCanada. À ces emplacements, le pipeline devant être converti contournera la station de compression.

Les réalignements de pipeline autour de ces stations comprendront généralement :

- le retrait d'une section de conduite de 1 067 mm (DN 42) en amont et en aval des raccords qui se retrouvent en amont de la station de compression
- le capuchonnage du pipeline existant en amont et en aval de la station de compression
- l'installation d'une conduite de 1 067 mm (DN 42) autour de la station qui passe, au besoin, sous les autres lignes, et le raccordement de la conduite devant être convertie en amont et en aval de la station.

Le pipeline devant être converti sera également réaligné autour des vannes de gaz de la canalisation principale suivantes en raison du remplacement de trois franchissements de rivières ou de la complexité des raccords :

- MLV 36 à la Rivière Assiniboine
- MLV 65
- MLV 74
- MLV 1214 et 1215 à la Rivière Madawaska

- MLV 1218 et 1219 à la Rivière Rideau.

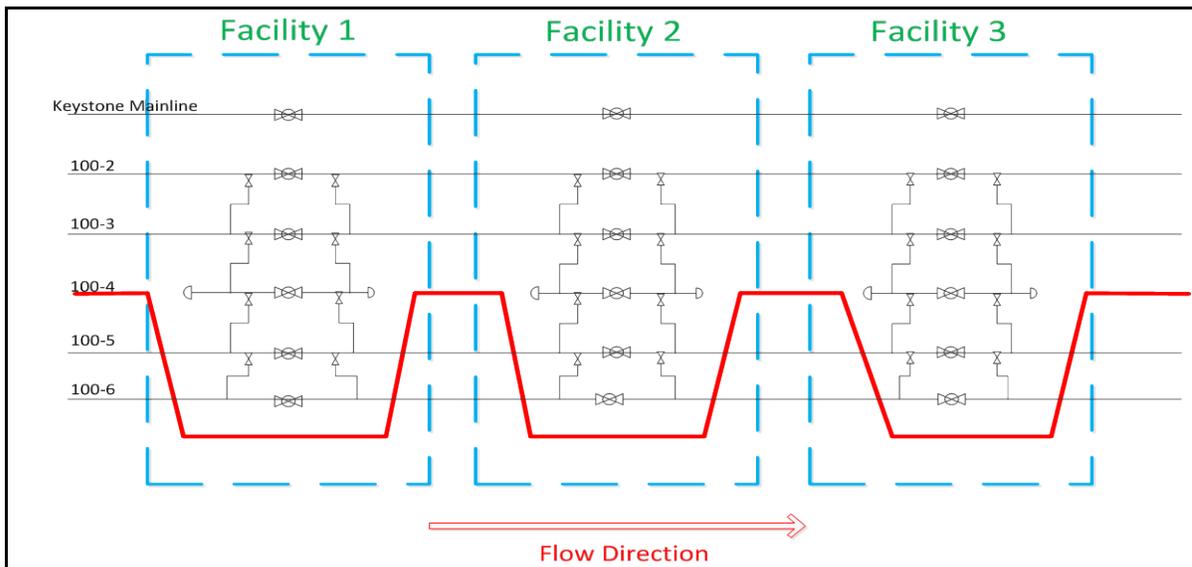
Dans ces cas, le pipeline devant être converti sera réaligné afin de contourner complètement la vanne et les conduites de raccordement connexes. La vanne restera raccordée aux conduites de gaz existantes et restera en service.

Un programme d’essais hydrostatiques sera mis au point durant la phase de conception détaillée des nouveaux tronçons nécessaires.

Pour connaître l’étendue des travaux nécessaires aux réalignements autour des stations de compression et des vannes de gaz de la canalisation principale, consultez l’Annexe Vol 5-3.

La figure 3-2 présente un diagramme du réalignement du tracé autour de trois installations (stations de compression ou vannes de la canalisation principale).

Les conceptions types relatives aux modifications de réalignement sont énumérées au Tableau 3-3 et présentées dans les Annexes 5-11 à 5-14.



Anglais	Français
Facility	Installation
Keystone Mainline	Canalisation principale Keystone
Flow Direction	Sens du débit

**Figure 3-2 : Réalignement du pipeline autour des stations de compression ou des vannes de la canalisation principale**

**Tableau 3-3 : Réalignement – Modifications des conceptions types**

<b>Tronçon</b>	<b>Sujet</b>	<b>Numéro de dessin de conception type</b>	<b>Annexe</b>
Ligne des Prairies : ligne 100-4	Modification de réalignement des stations de compression	4721-01-ML-07-811	Vol 5-11
Ligne des Prairies : ligne 100-4	Modification de réalignement de la canalisation principale	4721-01-ML-07-826	Vol 5-12
Ligne du nord de l'Ontario : ligne 100-3	Modification de réalignement des stations de compression	4721-01-ML-07-814	Vol 5-13
Ligne du nord de l'Ontario : ligne 100-3	Modification de réalignement de la canalisation principale	4721-01-ML-07-835	Vol 5-14

Le Tableau 3-4 présente une liste préliminaire des stations de compression et des vannes de la canalisation principale autour desquelles il est prévu de réaligner le pipeline devant être converti.

Les réalignements du tracé et les plans et profils d'origine, tels qu'approuvés par l'Office, sont fournis dans les Annexes Vol 5-15 à Vol 5-30.

### **3.3 LIGNE DU NORD DE L'ONTARIO – TRANSFERT VERS LA LIGNE 100-4**

La ligne 100-3 sera convertie pour le transport du pétrole dans la majeure partie du nord de l'Ontario. Cependant, aux endroits où des sections de la ligne 100-4 sont en place, ces sections seront converties pour le transport du pétrole au lieu de celles de la ligne 100-3.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> À l'exception des MLV 112 à 114, où la ligne 100-3 sera convertie au lieu de la ligne 100-4 disponible.

**Tableau 3-4 : Réalignements du tracé le long de la ligne devant être convertie**

N° de vanne de la canalisation principale	Nom de la station	Province	Coordonnées		Ligne de la canalisation principale de TransCanada	Longueur approx. (m)	Numéro de dessin PPLR d'origine <sup>1</sup>	Plan de réalignement et numéro de dessin de profil	Renvoi aux annexes
			Latitude	Longitude					
MLV 5-4	Cabri	SK	50°36'27"N	108°42'24"O	Ligne des Prairies	659,6	ROW-S3-1	4721-08-ML-02-200	Vol 5-15
MLV 9-4	Herbert	SK	50°32'17"N	107°18'33"O	Ligne des Prairies	767,6	ROW-S4-3	4721-08-ML-02-201	Vol 5-16
MLV 13-4	Caron	SK	50°28'54"N	105°51'54"O	Ligne des Prairies	574,8	ROW-S6-1A/B	4721-08-ML-02-202	Vol 5-17
MLV 17-4	Regina	SK	50°23'35"N	104°24'35"O	Ligne des Prairies	574,8	ROW-S8-1	4721-08-ML-02-203	Vol 5-18
MLV 25-4	Moosomin	SK	50°12'27"N	101°29'09"O	Ligne des Prairies	382,4	ROW-S11-4A	4721-08-ML-02-204	Vol 5-19
MLV 30-4	Rapid City	MB	50°04'36"N	99°59'55"O	Ligne des Prairies	267,4	ROW-M3-4A/B	4721-08-ML-02-205	Vol 5-20
MLV 36-4 et longueur du franchissement de rivière	Rivière Assiniboine	MB	49°53'46"N	98°23'26"O	Ligne des Prairies	1 549,2	ROW-M6-2	4721-08-ML-02-206	Vol 5-21
MLV 41-4	Ile-des-Chênes	MB	49°43'10"N	96°58'55"O	Ligne des Prairies	779,9	HT-71-4-39	4721-08-ML-02-207	Vol 5-22
MLV 65-4	Poste des vannes de la canalisation principale	ON	48°56'09"N	90°08'34"O	Ligne du nord de l'Ontario	228,1	ROW-O7-12	4721-08-ML-02-210	Vol 5-23
MLV 74-3	Poste des vannes de la canalisation principale	ON	49°07'52"N	88°17'41"O	Ligne du nord de l'Ontario	221,1	ROW-O8-17	4721-08-ML-02-211	Vol 5-24
MLV 75-3	Nipigon	ON	49°17'40"N	88°05'54"O	Ligne du nord de l'Ontario	352,3	ROW-O9-01	4721-08-ML-02-217	Vol 5-25
MLV 88-3	Calstock	ON	49°44'48"N	84°04'27"O	Ligne du nord de l'Ontario	147,9	XG-49-92 (Dispense de PPLR)	4721-08-ML-02-212	Vol 5-26
MLV 95-3	Kapuskasing	ON	49°23'24"N	82°26'22"O	Ligne du nord de l'Ontario	155,2	XG-26-92 (Dispense de PPLR)	4721-08-ML-02-213	Vol 5-27
MLV 105-3	Ramore	ON	48°25'03"N	80°20'18"O	Ligne du nord de l'Ontario	112,8	ROW-O16-6	4721-08-ML-02-214	Vol 5-28
MLV 1214-2 et 1215-2 franchissement de rivière	Rivière Madawaska	ON	45°24'27"N	76°29'26"O	Raccourci de North Bay	1 286,2	1200-1 Approbation PPLR GPL-T1-105-82 Autorisation de construction LP-T1-72-82	4721-08-ML-02-215	Vol 5-29

N° de vanne de la canalisation principale	Nom de la station	Province	Coordonnées		Ligne de la canalisation principale de TransCanada	Longueur approx. (m)	Numéro de dessin PPLR d'origine <sup>1</sup>	Plan de réalignement et numéro de dessin de profil	Renvoi aux annexes
			Latitude	Longitude					
MLV 1218-2 et franchissement de rivière	Rivière Rideau	ON	45°06'1"N	75°37'29"N	Raccourci de North Bay	1 165,5	1200-1 Approbation PPLR GPL-T1-105-82 Autorisation de construction LP-T1-72-82	4721-08-ML-02-216	Vol 5-30
Note : 1. Plan, profil et livre de renvoi									

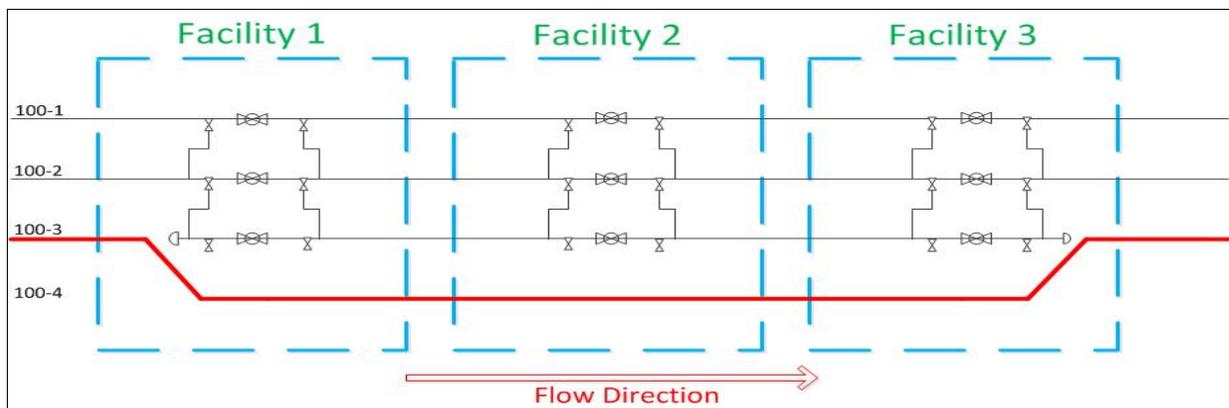
Ces sections de la ligne 100-4 sont habituellement positionnées à l'extérieur des quatre pipelines dans l'emprise, améliorant ainsi l'accès et simplifiant les activités d'isolement.

Le transfert vers la ligne 100-4 comprend :

- l'installation de deux nouvelles parties de conduite, à l'extrémité amont et l'extrémité aval de la section existante de la ligne 100-4 afin de la raccorder à la ligne 100-3
- l'achèvement des modifications du débit des stations de compression ainsi que les autres modifications définies dans la présente section portant sur la ligne 100-4.

Pour connaître l'étendue des travaux nécessaires au transfert vers la ligne 100-4 pour les emplacements identifiés dans le nord de l'Ontario, consultez l'Annexe Vol 5-3.

La Figure 3-3 présente un diagramme du transfert d'une ligne devant être convertie, de la ligne 100-3 à la ligne 100-4, et vice-versa.



Anglais	Français
Facility	Installation
Flow Direction	Sens du débit

**Figure 3-3 : Exemple de transfert de pipeline vers la ligne 100-4 dans le nord de l'Ontario – Diagramme**

Les conceptions types relatives aux modifications effectuées dans le cadre du transfert vers la ligne 100-4 sont énumérées dans le Tableau 3-5 et présentées dans les Annexes Vol 5-31 à Vol 5-34.

**Tableau 3-5 : Modification des conceptions types– Transfert vers la ligne 100-4**

Tronçon	Sujet	Numéro de dessin de conception type	Annexe
Ligne du nord de l'Ontario : Transfert de la ligne 100-3 vers la ligne 100-4	Transfert de la station de compression 100-3 vers la ligne 100-4	4721-01-ML-07-816	Vol 5-31
Ligne du nord de l'Ontario : Transfert de la ligne 100-3 vers la ligne 100-4	Transfert de la vanne de la canalisation principale 100-3 vers la ligne 100-4	4721-01-ML-07-830	Vol 5-32
Ligne du nord de l'Ontario : Transfert à nouveau vers la ligne 100-3	Transfert de la station de compression 100-4 vers la ligne 100-3	4721-01-ML-07-817	Vol 5-33
Ligne du nord de l'Ontario : Transfert à nouveau vers la ligne 100-3	Transfert de la vanne de la canalisation principale 100-4 vers la ligne 100-3	4721-01-ML-07-829	Vol 5-34

Pour une liste préliminaire des emplacements des stations de compression où les doublements de la ligne 100-4 seront convertis de préférence à la ligne 100-3, consultez le Tableau 3-6.

**Tableau 3-6 : Stations de compression et vannes de la canalisation principale des emplacements où la ligne 100-4 sera convertie de préférence à la ligne 100-3**

Numéro de vanne de la canalisation principale	Nom de station	Province	Coordonnées		Tronçon de la canalisation principale de TransCanada
			Latitude	Longitude	
MLV 43-4	Spruce	MB	49°39'32"N	96°09'44"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 44-4	Emplacement de MLV	MB	49°38'51"N	95°49'01"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 45-4	Falcon Lake	MB	49°40'51"N	95°22'16"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 46-4	Emplacement de MLV	ON	49°43'39"N	95°08'32"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 47-4	Emplacement de MLV	ON	49°43'05"N	94°46'53"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 51-4	Emplacement de MLV	ON	49°50'18"N	93°50'19"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 52-4	Vermilion Bay	ON	49°49'38"N	93°38'09"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 53A-4	Emplacement de MLV	ON	49°49'09"N	93°13'39"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 55-4	Dryden	ON	49°47'15"N	92°45'56"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 56-4	Emplacement de MLV	ON	49°43'36"N	92°34'56"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 59-4	Emplacement de MLV	ON	49°23'50"N	91°36'21"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 60-4	Martin	ON	49°16'04"N	91°13'55"O	Ligne du nord de l'Ontario

Numéro de vanne de la canalisation principale	Nom de station	Province	Coordonnées		Tronçon de la canalisation principale de TransCanada
			Latitude	Longitude	
MLV 62-4	Upsala	ON	49°02'02"N	90°30'39"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 67-4	Emplacement de MLV	ON	48°58'12"N	89°33'22"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 69-4	Eaglehead	ON	49°03'35"N	89°16'56"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 71-4	Emplacement de MLV	ON	49°03'55"N	88°56'49"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 72-4	Emplacement de MLV	ON	49°06'22"N	88°37'39"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 77-4	Jellicoe	ON	49°40'46"N	87°35'39"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 78-4	Emplacement de MLV	ON	49°42'13"N	87°24'39"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 80-4	Geraldton	ON	49°48'13"N	86°45'28"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 82-4	Emplacement de MLV	ON	49°48'01"N	86°31'43"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 83-4	Emplacement de MLV	ON	49°47'25"N	86°06'53"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 84-4	Klotz Lake	ON	49°47'37"N	85°51'23"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 102-4	Potter	ON	48°52'17"N	80°53'36"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 103-4	Emplacement de MLV	ON	48°39'05"N	80°42'09"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 110-4	Haileybury	ON	47°26'49"N	79°45'53"O	Ligne du nord de l'Ontario
MLV 111-4	Emplacement de MLV	ON	47°11'15"N	79°43'51"O	Ligne du nord de l'Ontario

### 3.4 MODIFICATIONS AUX STATIONS DE COMPTAGE DE GAZ

Sur la ligne des Prairies, deux stations de comptage de la canalisation principale de TransCanada seront déconnectées de la ligne 100-4 afin d'aider à la conversion vers le transport du pétrole. La continuité de l'approvisionnement en gaz sera maintenue grâce à l'utilisation des lignes de transport de gaz parallèles.

Le long de la LNO, deux stations de comptage seront déconnectées de la ligne 100-3 afin d'aider à la conversion vers le transport du pétrole. La continuité de l'approvisionnement en gaz sera maintenue grâce à l'utilisation des lignes de transport de gaz parallèles.

Le long du raccourci de North Bay, neuf stations de comptage seront déconnectées de la ligne 1200-2 afin d'aider à la conversion vers le transport du pétrole. La continuité de l'approvisionnement en gaz sera maintenue grâce à l'utilisation des lignes de transport de gaz parallèles.

Pour consulter une liste préliminaire des emplacements où des stations de comptage seront isolées du pipeline devant être converti, voir le Tableau 3-7.

**Tableau 3-7 : Emplacements préliminaires des modifications aux stations de comptage**

Numéro d'identification	Nom de la station de comptage	Type	Emplacement	Province	Coordonnées	
					Latitude	Longitude
MLV 16-4 + 0.000	Grande Coulee	Réception	Grand Coulee	SK	50°24'08"N	104°46'45"O
MLV 36-4 + 28.300	Carman	Ventes	Carman	SK	49°50'46"N	98°00'21"O
MLV 49-3 + 6.667	Robinet Kenora East	Ventes	Kenora	ON	49°48'02"N	94°24'08"O
MLV 92-3 + 27.500	Robinet Cargill	Ventes	Cargill London	ON	49°30'58"N	82°49'31"O
MLV 1203-2 + 0.000	Robinet Rutherglen	Robinet	Bonfield	ON	46°15'37"N	79°01'59"O
MLV 1203-2 + 14.888	Calvin	Ventes	Calvin	ON	46°16'53"N	78°51'30"O
MLV 1204-2 + 0.000	Robinet Mattawa	Robinet	Mattawa	ON	46°17'12"N	78°41'09"O
MLV 1208-2 + 0.000	Robinet Deep River	Robinet	Deep River	ON	46°04'45"N	77°31'04"O
MLV 1209-2 + 0.000	Robinet Chalk River	Robinet	Chalk River	ON	46°00'28"N	77°26'04"O
MLV 1210-2 + 2.440	Petawawa	Livraison	Petawawa	ON	45°52'05"N	77°16'01"O
MLV 1213-2 + 0.000	Haley Station	Ventes	Hailey Station	ON	45°33'05"N	76°45'35"O
MLV 1217-2 + 0.000	Richmond	Ventes	Richmond	ON	45°13'06"N	75°55'33"O
MLV 1219-2 + 0.000	Robinet Kemptville	Robinet	Kemptville	ON	45°05'55"N	75°36'48"O

Pour plus de détails concernant le travail de déconnexion nécessaire pour chacune des conversions des stations de comptage, consultez l'Annexe Vol 5-3. Les conceptions types relatives aux modifications de déconnexion des stations de comptage sont énumérées au Tableau 3-8, et présentées aux Annexes Vol 5-35 à Vol 5-37.

**Tableau 3-8 : Modifications des conceptions types – Déconnexion des stations de comptage**

Tronçon	Sujet	Numéro de dessin de conception type	Annexe
Ligne des Prairies : ligne 100-4	Modifications de déconnexion des stations de comptage du tronçon des Prairies	4721-01-ML-07-840	Vol 5-35
Ligne du nord de l'Ontario (LNO) : ligne 100-3	Modifications de déconnexion des stations de comptage du tronçon de la LNO	4721-01-ML-07-841	Vol 5-36
Raccourci de North Bay (RNB) : ligne 1200-2	Modifications de déconnexion des stations de comptage du tronçon du RNB	4721-01-ML-07-842	Vol 5-37

### 3.5 RETRAIT DES SÉPARATEURS DE CONDENSAT DU PIPELINE

Les séparateurs de condensat sont utilisés afin de retirer les liquides du flux de gaz de la canalisation principale en aval des compresseurs. Les séparateurs de condensat seront retirés durant la conversion.

Pour plus de détails concernant l'étendue des travaux nécessaires au retrait des séparateurs de condensat des pipelines convertis, consultez l'Annexe Vol 5-3.

Pour les conceptions types relatives à l'isolement des séparateurs de condensat de la canalisation principale, consultez l'Annexe Vol 5-38.

Pour une liste provisoire des emplacements où les séparateurs de condensat de gazoduc seront retirés et éliminés, conformément à la réglementation en matière d'environnement, de santé et de sécurité applicable, consultez le Tableau 3-9.

**Tableau 3-9 : Emplacements où les séparateurs de condensat seront retirés**

Numéro du séparateur	Emplacement	Province	Coordonnées	
			Latitude	Longitude
2-4-1	Burstall	SK	50°40'30"N	109°53'00"O
9-4-1	Herbert	SK	50°32'6"N	107°13'05"O
13-4-1	Caron	SK	50°28'19"N	105°43'07"O
17-4-1	Regina	SK	50°23'00"N	104°17'52"O
21-4-1	Grenfell	SK	50°17'11"N	102°51'17"O
25-4-1	Moosomin	SK	50°12'02"N	101°22'41"O
30-4-1	Rapid City	MB	50°04'23"N	99°56'12"O
34-4-1	Portage la Prairie	MB	49°53'42"N	98°24'17"O
41-4-1	Ile-des-Chênes	MB	49°42'15"N	96°53'25"O
43-4-1	Spruce	MB	49°39'50"N	96°06'25"O
45-4-1	Falcon Lake	ON	49°42'45"N	95°18'29"O
49-3-1	Kenora	ON	49°47'47"N	94°25'46"O
52-4-1	Vermilion Bay	ON	49°49'25"N	93°32'29"O
55-4-1	Dryden	ON	49°45'33"N	92°40'07"O
58-3-1	Ignace	ON	49°27'54"N	91°54'41"O
60-3-1	Martin	ON	49°15'56"N	91°08'49"O
62-4-1	Upsala	ON	49°01'21"N	90°27'14"O
69-4-1	Eaglehead	ON	49°03'40"N	89°14'35"O
75-3-1	Nipigon	ON	49°18'16"N	88°05'24"O
77-4-1	Jellicoe	ON	49°41'12"N	87°32'56"O
80-4-1	Geraldton	ON	49°48'32"N	86°40'32"O
84-4-1	Klotz Lake	ON	49°47'48"N	85°47'48"O
86-3-1	Hearst	ON	49°46'08"N	84°49'07"O
88-3-1	Calstock	ON	49°44'10"N	84°00'40"O

Numéro du séparateur	Emplacement	Province	Coordonnées	
			Latitude	Longitude
92-3-1	Mattice	ON	49°34'34"N	83°07'07"O
95-3-1	Kapuskasing	ON	49°22'52"N	82°22'38"O
99-3-1	Smooth Rock Falls	ON	49°13'36"N	81°33'03"O
102-4-1	Potter	ON	48°49'38"N	80°50'51"O
105-3-1	Ramore	ON	48°23'12"N	80°17'29"O
107-3-1	Kirkland Lake	ON	47°55'34"N	79°59'54"O
110-4-1	Haileybury	ON	47°23'20"N	79°45'30"O
112-3-1	Martin River	ON	46°47'09"N	79°48'22"O
1201-2-1	North Bay	ON	46°22'31"N	79°25'57"O
1206-2-1	Deux Rivières	ON	46°12'47"N	78°02'41"O
1211-2-1	Pembroke	ON	45°42'00"N	77°03'31"O
1217-2-1	Stittsville	ON	45°10'34"N	75°52'00"O

### 3.6 ENLÈVEMENT DES GARES D'INSERTION ET DE RETRAIT DE RACLEURS POUR LE TRANSPORT DU GAZ

Le programme d'intégrité de la conversion comprendra l'enlèvement des gares d'insertion et de retrait des outils d'inspection en ligne utilisés dans le transport du gaz sur la ligne des Prairies, la LNO et le RNB. Ces gares resteront sur la canalisation principale et pourraient être remises en service au besoin, en soutien aux inspections en ligne sur d'autres sections de la canalisation principale.

De nouvelles gares d'insertion et de retrait de racleurs seront installées sur le pipeline converti afin de permettre l'inspection interne et l'utilisation d'outils de nettoyage, ainsi que d'autres activités d'entretien périodique. Ces nouvelles gares seront installées dans les stations de pompage et sont décrites dans le Volume 6A, Sections 2 et 3. Cet enlèvement n'aura pas d'incidence sur la capacité de mener des inspections internes sur les lignes de gaz restantes.

Pour une liste préliminaire des emplacements où les gares d'insertion et de retrait des outils d'inspection internes seront retirées, consultez l'Annexe Vol 5-39.

Pour les conceptions types relatives à l'isolement des gares d'insertion et de retrait des racleurs, consultez l'Annexe Vol 5-40.

Pour les caractéristiques préliminaires des installations d'inspection interne des liquides, consultez le Volume 4, section 2.5 : Installations d'inspection interne.

#### **4.0 CONSTRUCTION DU NOUVEAU PIPELINE ET DES INSTALLATIONS CONNEXES**

Un nouveau pipeline et des installations connexes seront nécessaires afin de permettre aux pipelines convertis de fonctionner de manière adéquate et sécuritaire pour le transport du pétrole. La section suivante présente une description des facteurs et des philosophies de conception qui seront appliqués pour cet aspect du processus de conversion.

#### **4.1 DÉTAILS DE CONCEPTION DU PIPELINE**

##### **4.1.1 Diamètre extérieur de la conduite**

La ligne des Prairies, la ligne du nord de l'Ontario et le raccourci de North Bay ont un diamètre extérieur de 1 067 mm (DN 42) à l'exception des franchissements des rivières Assiniboine, Madawaska et Rideau, qui ont un diamètre extérieur de 914 mm (DN 36). Le franchissement de la rivière Assiniboine sera remplacé par une conduite de 1 067 mm (DN 42). Les franchissements des rivières Madawaska et Rideau existants continueront à servir au transport du gaz et de nouveaux franchissements de rivières de 1067 mm de diamètre (DN 42) seront construits pour le Projet.

##### **4.1.2 Type, catégorie et nuance de matériau de la conduite**

La conduite d'acier utilisée conformément aux exigences de modification en vue de la conversion répondra aux exigences CSA Z245.1 et CSA Z662-11 pour des installations enfouies de catégorie II, allant à des températures de -5 °C.

Les conduites pour les raccordements aux stations de pompage, les sections de remplacement de la conduite existante, les modifications et les conduites connexes seront fabriquées conformément aux exigences CSA Z662-11

La nouvelle tuyauterie de surface (conduites préfabriquées) répondra aux exigences CSA Z245.1 et CSA Z662-11 pour des installations de catégorie II ou III, pouvant aller jusqu'à une température de -45 °C.

##### **4.1.3 Facteurs relatifs aux classes d'emplacement**

TransCanada a réalisé une évaluation annuelle des classes d'emplacement pour les lignes devant être converties, selon ce qui est mentionné dans le CSA Z662-11. La classe d'emplacement est établie en fonction de la densité de population locale et de la proximité de dangers potentiels. La classe d'emplacement est un facteur qui entre dans le calcul de l'épaisseur de la paroi des pipelines. Pour connaître les catégories de classes d'emplacement par longueur de conduite pour le pipeline devant être converti, veuillez consulter le tableau 4-1.

Les facteurs pour les classes d'emplacement CSA pour les lignes de gaz varient de la classe 1 (1.0) à la classe 4 (0.5). Les facteurs pour les classes d'emplacement pour les pipelines à basse pression de vapeur demeurent constants à 1.0.

#### 4.1.4 Pression maximale d'exploitation

Pour connaître la pression maximale d'exploitation de la ligne des Prairies, de la ligne du nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay, veuillez consulter le tableau 4-2.

**Tableau 4-1 : Évaluation des classes d'emplacement – Pipeline devant être converti**

Classe d'emplacement	Longueur du pipeline par emplacement (km)
Classe 1	2 963
Classe 2	30
Classe 3	3
Classe 4	0

**Tableau 4-2 : Paramètres de conception – Pipeline devant être converti**

Paramètre de conception	Ligne 100-4 (MLV 2 à MLV 41) <sup>1</sup> Ligne des Prairies	Ligne 100-3/100-4 (MLV 41 à MLV 116) <sup>1</sup> Ligne du nord de l'Ontario	Ligne 1200-2 (MLV 1201 à MLV 1401) <sup>1</sup> Raccourci de North Bay
Diamètre de la conduite	1 067 mm (DN 42)	1 067 mm (DN 42)	1 067 mm (DN 42)
Résistance à l'effet d'entaille	Catégorie II	Catégorie II	Catégorie II
Pression d'exploitation maximale	6 065 kPa	6 895 kPa	6 895 kPa
Méthode de production	DSAS <sup>2</sup>	DSAS <sup>2</sup>	DSAS <sup>2</sup>
Facteur de conception	0,8	0,8	0,8
Facteur d'assemblage	1,0	1,0	1,0
Facteur de température	1,0	1,0	1,0
<b>Facteurs d'emplacement</b>			
Conduite de la canalisation de remplacement	1,0	1,0	1,0
Conduite de remplacement pour la tuyauterie et les installations de la canalisation <sup>3</sup>	0,8	0,8	0,8
Conduite de remplacement à une VCP <sup>1</sup>	0,8	0,8	0,8
Notes :			
1. Vanne du réseau principal			
2. Double soudure à l'arc submergé			
3. La plupart du temps, la tuyauterie installée pour pipeline devant être converti se trouvera aux installations en place. La nouvelle conduite sera conçue selon les mêmes facteurs de conception que ceux utilisés pour le pipeline en place dans chacune des installations – CSA Z662.			

#### 4.1.5 Épaisseur des parois de la conduite

L'épaisseur minimale des parois de la conduite est établie au moyen de la formule de conception du CSA Z662–11. Cette formule est utilisée afin de calculer l'épaisseur de paroi minimale exigée en fonction de la force de rupture de l'acier duquel est composée la conduite (établie en fonction de la nuance d'acier), de la pression d'exploitation maximale, du diamètre extérieur de la conduite et des facteurs relatifs à la conception, à l'emplacement, aux joints et à la température.

En plus des exigences minimales en matière d'épaisseur de paroi fournies par la formule du CSA Z662-11, Énergie Est prendra en considération l'intégrité de la structure de la conduite aux étapes du transport, de la manipulation, du pliage et de la soudure, en plus de prendre en compte les exigences en matière d'installation et de remblais lorsqu'elle choisira l'épaisseur de paroi nécessaire. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter le Volume 4, section 2 : Conception générale.

Au besoin, des conduites à parois épaisses seront utilisées aux franchissements de cours d'eau nouvellement installés. La longueur de conduite à paroi épaisse et l'épaisseur de paroi exigée à chaque franchissement seront dictées par la conception technique et par les méthodes de construction choisies.

#### 4.1.6 Paramètres de conception de la conduite

Pour connaître les paramètres préliminaires de conception de conduite pour la conduite installée le long des tronçons devant être convertis, veuillez consulter le tableau 4-2. La nouvelle conduite répondra aux exigences du CSA Z662-11.

Pour connaître les spécifications générales de la conduite nécessaire aux tronçons devant être convertis, y compris les épaisseurs minimales de paroi, veuillez consulter le tableau 4-3.

**Tableau 4-3 : Spécifications préliminaires en matière d'épaisseur minimale de parois de conduite – Pipeline devant être converti**

Diamètre nominal de la conduite	Diamètre extérieur de la conduite (mm)	Épaisseur minimale de la paroi (mm)	Nuance de matériau de la conduite (MPa)	Norme des matériaux de la conduite
Tube de canalisation DN 42	1 067	9,4	483	CSA Z245.1
Conduite FDH DN 42	1 067	19,1	483	CSA Z245.1

#### 4.1.7 Description des revêtements de la conduite

Le revêtement principal de la surface externe des conduites souterraines sera constitué d'époxy appliqué par fusion et appliqué en usine. Les soudures de joints circonférentiels seront protégées par un revêtement compatible appliqué sous forme

liquide. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter le Volume 4, section 2 : Conception générale.

#### **4.1.8 Installations et éléments de protection contre la corrosion**

Les tronçons des Prairies, du nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay n'auront pas besoin d'un nouveau système de protection cathodique dédié (PC) puisqu'ils partageront celui qui protège actuellement la canalisation principale de TransCanada.

De nouvelles stations d'essai pourraient être installées à des intervalles appropriés le long de ces tronçons afin de surveiller l'efficacité du courant de PC.

### **4.2 DÉTAILS DE CONCEPTION DES INSTALLATIONS PIPELINIÈRES CONNEXES**

Plusieurs nouvelles vannes de canalisation principale et des gares d'insertion et de retrait de racleurs devront être construites sur le pipeline devant être converti :

- de nouvelles vannes ou des vannes remises à neuf seront installées afin de permettre l'isolement de sections du pipeline de manière contrôlée, pour son exploitation normale ou ses activités d'entretien, ou afin de minimiser les effets d'un rejet accidentel
- de nouveaux postes d'insertion et de retrait de racleurs conçus pour permettre la surveillance de l'intégrité des oléoducs
- des franchissements de rivières (voir la section 4.2.4)

#### **4.2.1 Nouvelles vannes de canalisation principale**

Des vannes de canalisation principale seront installées le long de l'emprise sur les nouveaux pipelines et les pipelines convertis afin de permettre l'isolement de sections du pipeline et ainsi minimiser les conséquences potentielles d'un rejet accidentel.

Les nouvelles vannes de canalisation principale seront installées :

- à toutes les stations de pompage afin de permettre l'isolement de la canalisation principale et la déviation du débit vers ces stations
- à certains franchissements de cours d'eau et à d'autres emplacements respectueux de l'environnement, en fonction d'une analyse des effets potentiels
- à d'autres endroits afin de faciliter les activités du réseau, si nécessaire

Les vannes de canalisation principale seront contrôlées et surveillées à distance.

Pour une description du processus de sélection des emplacements de vannes, veuillez consulter le Volume 4, section 2.11 : Disposition des vannes.

Pour connaître les emplacements des vannes de canalisation principale, veuillez consulter l'Annexe 5-41 : Liste des emplacements des nouvelles vannes de la

canalisation principale. La sélection des emplacements de vannes sera complétée durant la phase de conception détaillée.

#### 4.2.2 Nouveaux postes d'insertion et de retrait de racleurs pour l'inspection interne

L'inspection interne est un outil essentiel à la sécurité et à la fiabilité des pipelines ainsi qu'à la protection de l'environnement. Des installations d'inspection interne, y compris des gares d'insertion et de retrait de racleurs, seront installées afin de soutenir les outils d'inspection interne, les outils de nettoyage et les activités d'entretien périodique. Pour un résumé des installations d'inspection interne, veuillez consulter le Volume 4, section 2.5 : Installations d'inspection interne.

#### 4.2.3 Emplacement des postes d'insertion et de retrait des racleurs

Les nouveaux outils d'inspection interne d'insertion et de retrait de racleurs seront installés aux emplacements des stations de pompage, à l'installation de contrôle de la pression de Burstall et aux sites d'approvisionnement et de livraison. En plaçant les gares d'insertion et de retrait de racleurs à l'intérieur des stations de pompage, le nombre de sites devant être mis en place par Énergie Est sera réduit, permettant ainsi l'utilisation d'un seul réseau de puisards et l'établissement d'une seule zone de confinement des déversements par paire de gares d'insertion et de retrait de racleurs.

Pour connaître les emplacements préliminaires où les installations d'inspection interne seront installées pour la partie du Projet devant être convertie, veuillez consulter le tableau 4-4. Les emplacements définitifs seront confirmés pendant la phase de conception détaillée.

Pour des renseignements sur la conception des gares d'insertion et de retrait de racleurs, veuillez consulter le Volume 4, section 2.5.1 : Conception des postes d'insertion et de retrait de racleurs.

**Tableau 4-4 : Emplacement préliminaire des outils d'inspection interne d'insertion et de retrait de racleurs**

Nom	Borne kilométrique (BK)	Gare d'insertion	Gare de retrait	Distance de la gare d'insertion en amont (km) <sup>1</sup>
Installation de contrôle de la pression de Burstall	276	DN 42	DN 42	285
Station de pompage de Herbert	461	DN 42	DN 42	176
Station de pompage de Regina	683	DN 42	DN 42	222
Terminal de réservoir de Moosomin	894	DN 42	DN 42	210
Station de pompage de l'Île-des-Chênes	1 222	DN 42	DN 42	328
Station de pompage de Vermillion Bay	1 474	DN 42	DN 42	252
Station de pompage de Martin	1 671	DN 42	DN 42	197

**Tableau 4-4 : Emplacement préliminaire des outils d’inspection interne d’insertion et de retrait de racleurs (suite)**

Nom	Borne kilométrique (BK)	Gare d’insertion	Gare de retrait	Distance de la gare d’insertion en amont (km) <sup>1</sup>
Station de pompage de Nipigon	1 937	DN 42	DN 42	266
Station de pompage de Hearst	2 205	DN 42	DN 42	269
Station de pompage de Smooth Rock Falls	2 457	DN 42	DN 42	252
Station de pompage de Haileybury	2 721	DN 42	DN 42	264
Station de pompage de Deux Rivières	2 992	DN 42	DN 42	271
Point de jonction Iroquois	3 282	DN 42	DN 42	290

Note :

1. Les nombres de cette colonne sont arrondis.

#### 4.2.4 Franchissements de rivières

Trois nouveaux franchissements de rivière d’un diamètre extérieur de 1 067 mm (DN 42) doivent être construits afin de remplacer les franchissements de 914 mm (DN 36) déjà en place. Les trois nouveaux franchissements de rivière (de remplacement) traverseront la rivière Assiniboine au Manitoba, et les rivières Madawaska et Rideau en Ontario. Pour connaître les emplacements des trois franchissements de remplacement, veuillez consulter le tableau 4-5.

Ces nouveaux franchissements permettront d’insérer les outils d’inspection en ligne et de nettoyage à partir de gares d’insertion situées en amont du pipeline, ce qui aura pour effet :

- de réduire le nombre total de gares d’insertion et de retrait dans la conception
- de permettre que l’intérieur de ces franchissements de rivières soit inspecté en conjonction avec le pipeline principal devant être converti plutôt que séparément

**Tableau 4-5 : Emplacements préliminaires des franchissements de rivières**

Nom du cours d’eau	Emplacement préliminaire		Méthode préliminaire de franchissement de la canalisation	Méthode de franchissement de rechange préliminaire
	Latitude	Longitude		
Rivière Assiniboine	49°53’42”N	98°23’38”O	À ciel ouvert	S.O.
Rivière Rideau	45°5’59”N	75°37’13”O	FDH	Avec tranchée
Rivière Madawaska	45°24’23”N	76°29’31”O	FDH	Avec tranchée

#### 4.2.4.1 Franchissement de la rivière Assiniboine

Un rapport de faisabilité préliminaire relatif à un forage directionnel horizontal (FDH) a été préparé par un consultant indépendant, Entec Inc. (Entec), afin d'étudier la faisabilité d'un franchissement FDH pour les franchissements. Entec a conclu qu'un FDH pour ce franchissement n'était pas techniquement faisable et qu'une méthode de franchissement avec tranchée serait nécessaire. Énergie Est a accepté ces conclusions et prévoit effectuer, tel que recommandé, un franchissement avec tranchée. Pour le rapport de faisabilité, veuillez consulter l'Annexe Vol 5-42 : Étude de faisabilité des nouveaux franchissements de rivières.

Le franchissement de rivière de 914 mm (DN 36) en place sera désactivé entre la MLV 34-4+8,289 km à 9,766 km sur la canalisation principale de TransCanada. La désactivation se fera conformément au *Règlement sur les pipelines terrestres* et à la norme CSA Z662-11, article 10.15.1, *Deactivation of Piping*.

Les activités de construction relatives à la désactivation comprendront minimalement :

- l'isolement physique du réseau pipelinier raccordé et en service de la conduite devant être désactivée (voir l'Annexe Vol 5-43)
- le nettoyage des liquides ou des débris de la canalisation devant être désactivée au moyen de racleurs propulsés à l'air, suivi d'une vérification des matériaux recueillis et de leur mise au rebut
- l'excavation des deux bouts de la conduite devant être désactivée, le découpage et le retrait d'un court tronçon de la conduite, suivie du soudage de capuchons DN 36 avec raccords soudés bout à bout (weldolets) et de robinets à tournant DN 2 à chaque bout
- l'application d'un revêtement aux bouts dénudés de la conduite, la reconnexion du système de protection cathodique à la section désactivée et le remblayage

Énergie Est propose de purger le tronçon de canalisation désactivée avec de l'azote et d'effectuer la surveillance dans le cadre de ses activités d'exploitation pipelinières régulières.

Pour de plus amples renseignements sur la désactivation du franchissement existant de la rivière Assiniboine, veuillez consulter le Volume 7, section 3.2.5 : Franchissements de rivières

#### 4.2.4.2 Franchissements des rivières Madawaska et Rideau

Les franchissements des rivières Madawaska et Rideau seront installés au moyen du FDH. Les franchissements de 914 mm (DN 36) de diamètre extérieur qui traversent ces rivières resteront reliés au réseau de transport de gaz en place et demeureront en service.

Les rapports de faisabilité préliminaires FDH ont été préparés par Entec afin d'étudier la faisabilité de franchissements FDH pour ces franchissements. Pour les rapports de faisabilité pour chacun des franchissements FDH, veuillez consulter l'Annexe Vol 5-44 et l'Annexe Vol 5-45.

Afin de s'assurer que la tuyauterie installée est en bon état avant de la découper pour former le pipeline devant être converti, la tuyauterie d'installation FDH prévue subira deux essais hydrostatiques – un premier avant son passage dans la trajectoire de forage et un second, lorsqu'elle aura été installée et connectée à la tuyauterie de raccordement.

Une analyse de contraintes approfondie sera réalisée sur la conception afin de s'assurer que la tuyauterie peut résister à son passage dans la trajectoire de forage. La conception FDH utilise des parois de conduite épaisses d'une nuance supérieure : nuance 550 de 19,1 mm (X80). Ceci sera confirmé à mesure que la conception avance et que les données géotechniques sont recueillies et analysées.

### **4.3 CONCEPTION GÉOTECHNIQUE**

Des études géotechniques ont été réalisées le long de la partie visée par la conversion à l'égard du Projet afin d'évaluer la possibilité que des géorisques nuisent à l'exploitation sécuritaire du pipeline. Les résultats sont résumés dans les paragraphes suivants.

#### **4.3.1 Instabilité des pentes**

Sept emplacements le long du tracé du pipeline devant être converti sont considérés comme ayant un fort potentiel d'instabilité des pentes. Les sept emplacements sont inclus dans un programme de gestion de l'intégrité géotechnique pour la canalisation principale, en vertu duquel des inspections des emplacements sont effectuées et des mesures sont prises régulièrement au moyen d'instruments géotechniques afin de surveiller la tenue des pentes. Des mesures correctives seront prises lorsque le mouvement mesuré des pentes excédera les critères préétablis.

#### **4.3.2 Risques sismiques**

Le tracé de conversion se trouve dans une zone où l'activité sismique semble historiquement faible et où le risque que l'activité sismique cause des dommages futurs semble faible.

Dans tous les documents examinés pour le Projet, aucune faille active (dans le Quaternaire) n'a été identifiée dans les environs du tracé de conversion, et aucun signe de faille active n'a été observé lors de la reconnaissance aérienne.

Les valeurs d'accélération maximale du sol (AMS)<sup>1</sup> pour la périodicité prévue de 475 ans sont basses, se situant en moyenne entre 0,01 et 0,03 g le long de la majeure partie du tracé, et augmentent légèrement, à environ 0,12 g, le long de la partie la plus à l'est du tracé. Les valeurs prévues d'AMS se situent dans le classement des risques « faibles » pour les secousses sismiques.

#### **4.3.3 Potentiel d'affouillement**

Plusieurs franchissements de cours d'eau identifiés le long du tracé de conversion présentent un haut potentiel d'affouillement latéral et/ou vertical. D'autres études et évaluations hydrotechniques sont prévues pour ces franchissements. Des mesures d'atténuation seront conçues et mises en place lorsque nécessaire afin de minimiser l'incidence du risque causé par l'affouillement à l'intégrité du pipeline.

#### **4.3.4 Subsidence du sol et autres géorisques**

Des endroits à risque potentiel de subsidence du sol ont été identifiés le long du tracé de conversion, y compris :

- des mines souterraines au Manitoba et en Ontario
- des régions karstiques potentielles ou connues, ou présentant des caractéristiques karstiques, au Manitoba et en Ontario
- des zones de subsidence potentielle causée par le retrait des fluides souterrains au Manitoba

Bien qu'aucun signe de subsidence du sol n'ait été observé sur l'emprise actuelle ou aux alentours de celle-ci lors de la reconnaissance aérienne, quelques zones situées le long du tracé ont été classées à risque « moyen à élevé » en raison de leur proximité avec le tracé de conversion. Ces zones seront régulièrement surveillées au moyen de patrouilles aériennes et, si nécessaire, d'inspections au sol, dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité d'Énergie Est.

En plus de la subsidence du sol, des zones de terrains gonflants ont été identifiées le long du tracé de conversion. Les terrains gonflants ne constituent pas une menace à l'intégrité des pipelines mais peuvent causer des dommages aux installations construites sur des fondations superficielles.

---

<sup>1</sup> L'accélération maximale du sol (AMS) est une mesure de l'accélération des tremblements de terre au sol. Celle-ci peut être utilisée afin d'exprimer, en nombre décimal, l'accélération causée par la gravité de la Terre (l'équivalent de la force g).

#### **4.4 ZONES PROTÉGÉES DÉSIGNÉES**

Énergie Est a identifié de nombreux emplacements où les parties visées par la conversion à l'égard du Projet traversent des zones protégées désignées (consulter les cartes détaillées du tracé dans les volumes 12G à 12J).

Bien que bon nombre d'aspects de la conversion ne nécessitent pas d'approbation particulière ou supplémentaire, dans certains cas, des autorisations et des permis spéciaux pourraient être requis. Ces cas sont identifiés dans le tableau 4-6 pour les tronçons des Prairies, de l'ouest de l'Ontario, du nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay.

Les lignes de gaz transférées et converties se trouveront dans l'emprise existante. Les terrains pour ces lignes ont été préalablement acquis par TransCanada et seront transférés à Énergie Est. Les servitudes existantes couvrent le transport d'hydrocarbures liquides.

Si un accès à l'extérieur de l'emprise était nécessaire pour ces activités, là où aucune entente n'a été préalablement établie, Énergie Est devra obtenir l'accord des propriétaires fonciers ou, dans le cas de terres domaniales, obtenir l'approbation du gouvernement provincial. Après avoir communiqué avec les agences de réglementation clés responsables de la gestion des zones concernées, un processus de consultation sera enclenché.

Pour de plus amples renseignements à propos des zones désignées et des mesures d'atténuation qui ont été mises au point jusqu'à maintenant dans le cadre du Projet, veuillez consulter l'ÉES (Volume 2, Parties B et C, section 2 : Évaluation biophysique, section 8 : Végétation et milieux humides et section 9 : Faune et habitat de la faune, ainsi que le Volume 13 : Évaluation socio-économique, section 2 : Occupation humaine et utilisation des ressources).

Des renseignements supplémentaires sur les zones désignées potentiellement touchées et sur les mesures d'atténuation qui ont été mises au point seront fournis dans les versions mises à jour des plans de protection environnementale et les cartes-tracé environnementales devant être soumises dans des dépôts supplémentaires au quatrième trimestre de 2014.

Tableau 4-6 : Nouvelles installations et réaligements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay

Tronçon du pipeline	Section du pipeline	Activité	Noms	Empreinte totale (ha)	Zone protégée désignée	Champ de compétence	Lois et règlements	Autorité compétente	Nom de l'approbation potentielle
Prairies	Liebenthal	Emplacement de vannes de gaz devant être retiré	MLV4-4	1	Protection de l'habitat de la faune	Provincial	<i>Wildlife Habitat Protection Act (W-13.2 - Loi sur la protection et la gestion des terres domaniales pour l'agriculture et la faune)</i>	Ministère de l'Environnement de la Saskatchewan	—
Ouest de l'Ontario	Falcon Lake	Emplacement de vanne de gaz devant être retiré	MLV 45-3	1	Parc provincial Whiteshell	Provincial	<i>Loi sur les terres domaniales, C.P.L.M. c. C340</i>	Manitoba Conservation and Water Stewardship	Il est peu probable qu'une approbation soit requise pour les activités d'installation et de retrait sur les servitudes existantes en autant que l'accès aux chantiers s'effectue le long de l'emprise ou à partir de terrains qui sont la propriété de TransCanada.
Ouest de l'Ontario	Falcon Lake	Séparateur de condensat devant être retiré	Séparateur 45-3-1	1					
Ouest de l'Ontario	Falcon Lake	Nouvelle vanne (3 ensembles de vannes)	FALEP-BV-20-0 FALEP-SV-20-0 FALEP-SV-20-1		Parc provincial Whiteshell	Provincial	<i>Loi sur les terres domaniales, C.P.L.M. c. C340</i>	Manitoba Conservation and Water Stewardship	Il est peu probable qu'une approbation soit requise pour les activités d'installation et de retrait sur les servitudes existantes en autant que l'accès aux chantiers s'effectue le long de l'emprise ou à partir de terrains qui sont la propriété de TransCanada.
Ouest de l'Ontario	Eagle Head, Nipigon, Jellicoe	8 emplacements de vannes de gaz devant être retirés	MLV 73-3; MLV 74-3; MLV 75-3; MLV 76-3; MLV 76A-3; MLV 77-3; MLV 78-3; MLV 79-3	8	Zone protégée de migration du caribou	Provincial et fédéral	<i>Loi sur les espèces en péril, Programme de rétablissement du caribou des bois (caribou forestier, population boréale) en Ontario, en vertu de la Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition, L.O. 2007, C-6 et l'Accord pour la protection des espèces en péril</i>	Ministère des Ressources naturelles, Ontario Environnement Canada	Il est peu probable qu'une approbation soit requise pour les activités d'installation et de retrait sur la servitude existante, toutefois, l'accès aux sites pourrait nécessiter un permis en vertu de la Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition L.O. 2007, C 6.
Ouest de l'Ontario	Eagle Head, Nipigon, Jellicoe	6 nouvelles vannes	ELHEP-BV-28-2; ELHEP-BV-28-3; NPGEP-BV-29-1; NPGEP-BV-29-2; JLCEP-BV-30-1; JLCEP-BV-30-2	6					
Ouest de l'Ontario	Nipigon	Nouvelle vanne (gare d'insertion et de retrait)	NPGEP-RT-29-0 NPGEP-LT-29-0	1					
Ouest de l'Ontario	Nipigon	Séparateur de condensat devant être retiré	Séparateur 75-3-1	—	Nipigon Palisades conservation reserve	—	—	—	—

Tableau 4-6 : Nouvelles installations et réalignements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay (suite)

Tronçon du pipeline	Section du pipeline	Activité	Noms	Empreinte totale (ha)	Zone protégée désignée	Champ de compétence	Lois et règlements	Autorité compétente	Nom de l'approbation potentielle
Ouest de l'Ontario	Eagle Head	Réalignement du tracé		1	Zone protégée de migration du caribou	Provincial et fédéral	<i>Loi sur les espèces en péril</i> , Programme de rétablissement du caribou des bois (caribou forestier, population boréale) en Ontario, en vertu de la <i>Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition</i> , L.O. 2007, C-6 et l'Accord pour la protection des espèces en péril  <i>Loi sur les espèces en péril</i> , programme de rétablissement du caribou des bois (caribou forestier, population boréale) au Canada, en vertu de la <i>Loi sur les espèces en péril</i> , L.C. 2002, ch. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril.	Ministère des Ressources naturelles, Ontario Environnement Canada	Si la réalignement du tracé déborde de la servitude existante, un permis en vertu de la <i>Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition</i> , L.O. 2007, C-6 pourrait être requis.
Ouest de l'Ontario	Nipigon	Réalignement du tracé	—	1	Zone protégée de migration du caribou	Provincial et fédéral	<i>Loi sur les espèces en péril</i> , Programme de rétablissement du caribou des bois (caribou forestier, population boréale) en Ontario, en vertu de la <i>Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition</i> , L.O. 2007, C-6 et l'Accord pour la protection des espèces en péril  <i>Loi sur les espèces en péril</i> , Programme de rétablissement du caribou des bois (caribou forestier, population boréale) au Canada, en vertu de la <i>Loi sur les espèces en péril</i> , L.C. 2002, ch. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril.	Ministère des Ressources naturelles, Ontario Environnement Canada	Si la réalignement du tracé déborde de la servitude existante, un permis en vertu de la <i>Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition</i> , L.O. 2007, C-6 pourrait être requis.
Ouest de l'Ontario	Jellicoe	Nouvelle vanne (3 ensembles de vannes)	JLCEP-BV-30-0, JLCEP-SV-30-0, JLCEP-SV-30-1	1	Zone protégée de migration du caribou	Provincial et fédéral	<i>Loi sur les espèces en péril</i> , Programme de rétablissement du caribou des bois (caribou forestier, population boréale) en Ontario, en vertu de la <i>Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition</i> , L.O. 2007, C-6 et l'Accord pour la protection des espèces en péril  <i>Loi sur les espèces en péril</i> , Programme de rétablissement du caribou des bois (caribou forestier, population boréale) au Canada, en vertu de la <i>Loi sur les espèces en péril</i> , L.C. 2002, ch. 29 et de l'Accord pour la protection des espèces en péril.	Ministère des Ressources naturelles, Ontario Environnement Canada	Il est peu probable qu'une approbation soit requise pour les activités d'installation et de retrait sur la servitude existante, toutefois, l'accès aux sites pourrait nécessiter un permis en vertu de la <i>Loi de 2007 sur les espèces en péril</i> , L.O. 2007, C 6
Ouest de l'Ontario	Jellicoe	Séparateur de condensat devant être retiré	Séparateur 77-3-1	1					
Nord de l'Ontario	Geraldton, Klotz Lake, Hearst, Kapuskasing, Smooth Rock Falls, Potter	12 emplacements de vannes de gaz devant être retirés	MLV 80-3; MLV 82-3; MLV 83-3; MLV 84-3; MLV 85-3; MLV 86-3; MLV 87-3; MLV 97-3; MLV 99-3; MLV 100-3; MLV 101-3; MLV 102-3	12					
Nord de l'Ontario	Geraldton, Klotz Lake, Hearst, Smooth Rock Falls, Potter	5 séparateurs de condensat devant être retirés	Séparateur 80-4-1; Séparateur 84-4-1; Séparateur 86-3-1; Séparateur 99-3-1; Séparateur 102-3-1	5					

Tableau 4-6 : Nouvelles installations et réalignements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay (suite)

Tronçon du pipeline	Section du pipeline	Activité	Noms	Empreinte totale (ha)	Zone protégée désignée	Champ de compétence	Lois et règlements	Autorité compétente	Nom de l'approbation potentielle
Nord de l'Ontario	Geraldton, Klotz Lake, Hearst, Smooth Rock Falls	15 nouvelles vannes	GRTEP-BV-31-1; GRTEP-BV-31-2; GRTEP-BV-31-3; KLZEP-BV-32-1; KLZEP-BV-32-2; HRTEP-BV-33-1; HRTEP-BV-33-2; KPKEP-BV-36-3; SRFEP-BV-37-1; SRFEP-BV-37-2; SRFEP-BV-37-3; SRFEP-BV-37-4; SRFEP-BV-37-5; SRFEP-BV-37-6; SRFEP-BV-37-7;	15	Zone protégée de migration du caribou	—	—	—	—
Nord de l'Ontario	Klotz Lake	Nouvelle vanne (3 ensembles de vannes)	KLZEP-BV-32-0, KLZEP-SV-32-0, KLZEP-SV-32-1	1		—	—	—	—
Nord de l'Ontario	Hearst	Nouvelle vanne (gare d'insertion et de retrait)	HRTEP-RT-33-0 HRTEP-LT-33-0	1		—	—	—	—
Nord de l'Ontario	Smooth Rock Falls	Nouvelle vanne (gare d'insertion et de retrait)	SRFEP-RT-37-0 SRFEP-LT-37-0	1	Zone protégée de migration du caribou	—	—	—	—
Nord de l'Ontario	Potter	Nouvelle vanne (3 ensembles de vannes)	PTREP-BV-38-0 PTREP-SV-38-0 PTREP-SV-38-1	1		—	—	—	—
Nord de l'Ontario	Marten River	Emplacement de vannes de gaz devant être retiré	MLV 114-3	1	McLaren Forest Conservation Park	Provincial	Règlement de l'Ontario 42/06 en vertu de la <i>Loi sur les offices de protection de la nature</i> , L.R.O. 1990, c C.27.	Offices de protection de la nature	Permis en vertu du Règlement de l'Ontario 42/06 en application de la <i>Loi sur les offices de protection de la nature</i> , L.R.O. 1990, c C.27
Nord de l'Ontario	Marten River	Nouvelle vanne	MTNEP-BV-42-1	1					
Raccourci de North Bay	North Bay	Nouvelles vannes	NBYEP-BV-43-3 NBYEP-BV-43-4	1	Parc provincial de la Rivière Mattawa <sup>1</sup>	—	Règlement de l'Ontario 42/06 en vertu de la <i>Loi sur les offices de protection de la nature</i> , L.R.O. 1990, c C.27.	Offices de protection de la nature	Permis en vertu du Règlement de l'Ontario 42/06 en application de la <i>Loi sur les offices de protection de la nature</i> , L.R.O. 1990, c C.27
Raccourci de North Bay	Stittsville	Séparateur de condensat devant être retiré	Séparateur 1217-2-1	1	Richmond Fen Conservation area	—	Règlement de l'Ontario 42/06 en vertu de la <i>Loi sur les offices de protection de la nature</i> , L.R.O. 1990, c C.27.	—	—
Raccourci de North Bay	Stittsville	Emplacement de vannes de gaz devant être retirées	MLV 1218-2	1	Baxter Conservation area	—	—	—	—

Tableau 4-6 : Nouvelles installations et réalignements du tracé dans les zones protégées désignées – Tronçons de l'Ouest de l'Ontario, du Nord de l'Ontario et du raccourci de North Bay (suite)

Tronçon du pipeline	Section du pipeline	Activité	Noms	Empreinte totale (ha)	Zone protégée désignée	Champ de compétence	Lois et règlements	Autorité compétente	Nom de l'approbation potentielle
Raccourci de North Bay	Stittsville	Réalignement du tracé	Réalignement du tracé de la Rivière Rideau	2	Lieu historique national du Canada du Canal-Rideau	—	<i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i> L.C. 1991, ch. 50 Règlement sur les canaux historiques DORS/93-220	—	Permis pour les ouvrages riverains et en milieu aquatique : Canal-Rideau en vertu du Règlement sur les canaux historiques DORS/93-220
<p>Notes :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>La Rivière Mattawa fait également partie du Réseau des rivières du patrimoine canadien.</li> <li>Le raccourci de North Bay croise le lieu historique national du Canada du Canal-Rideau au sud d'Ottawa, en Ontario. Le Canal-Rideau est la propriété de Parcs Canada et est administré par celui-ci; des autorisations en vertu de la <i>Loi sur les immeubles fédéraux et les biens réels fédéraux</i> seront requises. De plus, un permis pour les ouvrages riverains et en milieu aquatique : Canal-Rideau en vertu de la <i>Loi sur le ministère des Transports</i> sera requis. La <i>Loi sur le ministère des Transports</i> fournit le cadre réglementaire pour la gestion, l'utilisation et la protection du Canal-Rideau conformément à la <i>Politique sur les canaux historiques de Parcs Canada</i> (1994) et au <i>Plan directeur du lieu historique national du Canada du Canal-Rideau</i> (2005). Le Canal-Rideau est également classé au patrimoine mondial par l'Organisation des Nations Unies pour l'éducation, la science et la culture (UNESCO) et fait partie du Réseau des rivières du patrimoine canadien.</li> </ol>									

## **5.0 GESTION DE L'INTÉGRITÉ DU GAZODUC**

Les programmes d'entretien visant à assurer l'intégrité du gazoduc pour la canalisation principale de TransCanada continueront d'être gérés par l'équipe d'intégrité du gazoduc, conformément au plan de gestion de l'intégrité (PGI) du gazoduc existant de TransCanada.

TransCanada applique une méthode prescriptive fondée sur l'évaluation des risques pour veiller à ce que les actifs du gazoduc soient exploités et gérés conformément aux exigences réglementaires et aux normes de l'industrie applicables. Dépassant le simple niveau de la conformité, l'engagement de TransCanada envers l'excellence en matière d'exploitation vise à s'assurer que tous les éléments du programme d'intégrité contribuent à l'atteinte des objectifs suivants :

- tenter de prévenir les incidents et les répercussions sur le public, le personnel de TransCanada et l'environnement
- améliorer continuellement notre rendement et travailler de concert avec nos partenaires et le public pour gérer les risques
- assurer efficacement la sécurité de tous les gazoducs
- assurer un service fiable sur tous les gazoducs
- voir à l'optimisation des coûts de cycle de vie

Le PGI prévoit un cadre de travail pour l'élaboration des processus de gestion de l'intégrité. Les éléments de ces processus comprennent la cueillette et l'interprétation des données, l'identification des menaces, l'évaluation des risques, la correction, la réparation et les mesures adéquates de prévention et d'atténuation.

Le résultat des processus relatifs au PGI consiste en un plan d'évaluation propre à chaque type d'actif, c'est-à-dire un plan d'entretien du gazoduc (PEG) qui permet d'identifier les menaces et de prévoir des stratégies d'atténuation pour un système de gazoducs, comme la canalisation principale de TransCanada. Des examens annuels des processus de gestion de l'intégrité de TransCanada permettront d'en assurer l'amélioration continue.

### **5.1 STRATÉGIE D'ÉVALUATION ET D'ATTÉNUATION**

Le PGI du gazoduc prévoit un cadre de travail global visant la gestion des menaces qui sont source de préoccupations. Le PEG par type d'actif documente quant à lui les menaces précises, en tenant compte des stratégies opérationnelles et commerciales distinctes associées à chaque actif gazier.

TransCanada a procédé à une analyse hydraulique approfondie du système de canalisation principale modifié pour déterminer les répercussions découlant de la

conversion proposée d'Énergie Est sur la livraison et l'exploitation. L'équipe d'intégrité du pipeline a utilisé les résultats de l'analyse comme fondement pour la préparation des PEG à court et à long terme.

Les actifs gaziers de la canalisation principale de TransCanada dans la section de la conversion d'Énergie Est peuvent être regroupés en trois principales régions géographiques :

- (1) Ligne des Prairies – région qui traverse la Saskatchewan et l'ouest du Manitoba
- (2) Ligne du nord de l'Ontario – région qui traverse l'est du Manitoba pour atteindre North Bay en Ontario
- (3) Raccourci de North Bay – région qui s'étend jusqu'à Iroquois, en Ontario

Les actifs gaziers restants en service continueront d'être entretenus conformément au PGI du gazoduc et à ses procédures et processus connexes. Ces mesures comprennent l'examen des risques permanents posés à l'intégrité de ces actifs et la préparation d'un PEG pour aborder chaque zone géographique par section de vanne.

Les lignes gazières restantes de TransCanada ont été construites entre 1955 et 2006. Le type de revêtement appliqué à la conduite influe sur le type de risque posé et sur le type d'analyse nécessaire pour évaluer l'intégrité du gazoduc. Les différents revêtements sur ces conduites gazières restantes comprennent le goudron de houille, le bitume, le ruban et l'époxyde liquide et l'époxyde lié par fusion (veuillez vous reporter au Tableau 5-1).

**Tableau 5-1 : Risques historiques sur la canalisation principale de TransCanada par type de revêtement**

Type de revêtement	Principaux risques
Goudron de houille	Corrosion, dommages mécaniques, fissuration par corrosion sous contrainte
Bitume	Corrosion, dommages mécaniques, fissuration par corrosion sous contrainte
Ruban de polyéthylène	Corrosion, dommages mécaniques, fissuration par corrosion sous contrainte
Époxyde liquide et époxyde lié par fusion	Dommages mécaniques

Les risques auxquels est exposée la canalisation principale de TransCanada sont semblables à ceux identifiés dans l'évaluation technique pour les pipelines de conversion proposés (veuillez vous reporter à l'Annexe Vol 5-1), et comprennent la corrosion, les dommages mécaniques, la fissuration par corrosion sous contrainte, les conditions météorologiques et extérieures, et les procédés de fabrication et de construction.

Le risque de corrosion est géré au moyen d'inspections internes, d'analyses de la propagation de la corrosion, d'excavations, de réparations et de réductions temporaires de la pression d'exploitation. Les réductions de pression sont appliquées pour améliorer la sécurité jusqu'à ce que le personnel puisse achever l'inspection et la réparation du pipeline. Le risque de dommage mécanique est géré au moyen de la signalisation, de la sensibilisation du public, d'inspections internes et d'excavations. Le risque de fissuration par corrosion sous contrainte est quant à lui géré au moyen d'une combinaison d'inspections internes, d'épreuves hydrauliques, de creusement de tranchées ciblées, d'excavations, de réparations et de réductions temporaires de la pression. Enfin, les forces météorologiques et les forces extérieures, ainsi que les risques posés par les procédés de fabrication et de construction, sont gérés au moyen de programmes permanents de surveillance et d'atténuation qui demeureront en vigueur après la cession des actifs.

Le texte qui suit présente une description du PEG pour chacune des sections qui courent en parallèle de la conduite de conversion d'Énergie Est.

## **5.2 LIGNE DES PRAIRIES**

La ligne des Prairies comprend la canalisation principale du pipeline depuis la section MLV 2 jusqu'à la section MLV 41. Les canalisations restantes dans cette région ont été construites entre 1957 et les années 1990. Les différents revêtements comprennent l'époxyde lié par fusion, l'époxyde liquide, le goudron de houille, le bitume et le ruban.

Les conséquences de la cession d'actifs proposée sur la ligne des Prairies n'entraînent aucun changement au PEG à long terme. Le texte qui suit présente un bref sommaire de la stratégie actuelle de gestion de l'intégrité pour chacun des éléments indiqués :

- La ligne 100-1 a été convertie au transport du pétrole jusqu'à la MLV 37. La section restante de la ligne 100-1 servant toujours au transport gazier, entre la MLV 37 et la MLV 41, a été inspectée en 2012 au moyen d'outils d'inspection interne pour y déceler de la corrosion. La prochaine inspection est prévue pour 2019. Une inspection interne en vue de détecter toute fissuration par corrosion sous contrainte est prévue pour 2016.
- Les sections de la ligne 100-2 ont toutes été inspectées au moyen d'outils d'inspection interne en vue d'y déceler de la corrosion, et de nouvelles inspections ont été prévues. Une inspection interne pour déceler toute fissuration par corrosion sous contrainte a été prévue pour quatre sections, et des épreuves hydrauliques sont planifiées pour deux sections d'ici la fin de 2016. À compter de 2017, les programmes d'inspection interne seront prévus en fonction de la capacité requise et du progrès réalisé sur le raccordement des stations de comptage aux lignes 100-5 et 100-6.

- Les sections de la ligne 100-3 ont toutes été inspectées au moyen d'outils d'inspection interne en vue de déceler de la corrosion, et de nouvelles inspections ont été prévues. La ligne 100-3 comporte un revêtement en bitume et n'est donc pas considérée comme posant un risque élevé de fissuration par corrosion sous contrainte. Aucune inspection interne en vue de déceler toute fissuration par corrosion sous contrainte n'est prévue pour la ligne 100-3 avant la fin de 2016. À compter de 2017, les programmes d'inspection interne seront prévus en fonction de la capacité requise et du progrès réalisé sur le raccordement des stations de comptage aux lignes 100-5 et 100-6.
- Quatre des cinq sections de la ligne 100-5 ont été inspectées au moyen d'outils d'inspection interne en vue d'y déceler de la corrosion. La dernière section devrait être inspectée en 2017. La ligne devrait par ailleurs faire l'objet d'une évaluation de la fissuration par corrosion sous contrainte d'ici la fin de 2017.
- Les lignes 100-6 et 100-7 devraient faire l'objet d'une évaluation pour y déceler de la corrosion aux termes d'une inspection interne prévue d'ici 2018. Ces lignes comportent un revêtement d'époxyde lié par fusion et ne sont donc pas considérées comme étant susceptibles à la fissuration par corrosion sous contrainte.

### 5.3 LIGNE DU NORD DE L'ONTARIO

La ligne du nord de l'Ontario (LNO) comprend les canalisations entre la MLV 41 et la MLV 116. Les lignes restantes de la LNO ont été construites entre les années 1950 et les années 1990. Les différents revêtements employés comprennent l'époxyde lié par fusion, le goudron de houille, le bitume, l'époxyde liquide et le ruban.

Pour répondre aux obligations commerciales sur la LNO, les canalisations restantes du gazoduc devront être exploitées à la pression d'exploitation maximale après l'achèvement de la cession des actifs. Les rajustements rendus nécessaires au PEG comprennent l'accélération de l'échéancier d'évaluation en vue de déceler de la corrosion et toute fissuration par corrosion sous contrainte pour la ligne 100-2, et le maintien de l'échéancier actuel pour les évaluations de la ligne 100-1.

L'inspection de la ligne 100-1 peut être réalisée au moyen d'outils d'inspection interne, et toutes les sections ont été évaluées au moyen de l'inspection interne pour y déceler de la corrosion. De nouvelles inspections sont prévues en fonction des résultats des évaluations antérieures. Les évaluations pour déceler toute fissuration par corrosion sous contrainte pour la ligne 100-1 ont été achevées pour 31 des 71 sections de vanne sur la LNO. Les sections ont été classées par ordre de priorité en fonction du processus d'évaluation des risques PRIME de TransCanada. Il est prévu que les évaluations des sections restantes seront réalisées d'ici la fin de 2018.

L'intégrité de la canalisation 100-2 a récemment été gérée au moyen de réductions progressives dans la pression d'exploitation. L'accélération des évaluations d'intégrité en vue d'atteindre la pleine pression d'exploitation maximale devrait comprendre des inspections internes de détection de corrosion pour 29 sections de vanne, des inspections internes de détection de fissurations par corrosion sous contrainte pour 59 sections de vanne et des épreuves hydrauliques de détection de fissurations par corrosion sous contrainte pour 17 sections de vanne, avant la date de cession des actifs.

De même, notre intention serait de prévoir les excavations connexes au cours de la même période, dans la mesure où les conditions météorologiques et environnementales le permettent.

Conformément au processus de gestion de l'intégrité applicable, la portée des travaux proposés fait l'objet chaque année d'un examen et de rajustements en fonction des données courantes. L'atteinte de l'objectif consistant à soutenir l'exploitation de la ligne 100-2 à sa pleine pression d'exploitation maximale avant la cession des actifs à Énergie Est demeurera le principal jalon du programme. Les ressources et les technologies pour réaliser l'étendue des travaux proposés dans les délais prévus ont été vérifiées et sont actuellement disponibles.

#### **5.4 RACCOURCI DE NORTH BAY**

Les actifs gaziers restants de la ligne 1200-1 ont été construits dans les années 1990, et comportent un revêtement en époxyde lié par fusion. En raison de son revêtement, cette ligne n'est pas considérée comme étant susceptible à la fissuration par corrosion sous contrainte. Une inspection interne menée en 2013 pour déceler la corrosion sur la ligne 1200-1 a démontré qu'aucune réparation n'était nécessaire. Le programme de surveillance de la corrosion sur la ligne 1200-1 se poursuivra conformément aux procédures de TransCanada, et une inspection interne de suivi pour déceler toute corrosion est prévue pour 2020. Les obligations commerciales pour cette ligne nécessitent qu'elle demeure en service à la pression d'exploitation maximale à long terme. Aucun changement n'est nécessaire au PEG à long terme, puisque le plan existant consiste à maintenir l'exploitation de la ligne à sa pression d'exploitation maximale.

#### **5.5 PLAN DE CONVERSION**

Tel qu'il est discuté dans la Section 3, le processus de conversion exige des modifications aux stations de compression existantes et aux sites existants de vannes de la canalisation principale existantes le long du tronçon entre Burstall (MLV 2) et le raccordement au pipeline Iroquois (MLV 1401). Un plan a été élaboré pour identifier les modifications nécessaires (veuillez vous reporter à la Section 3 : Isolement des installations de gaz du pipeline). La philosophie sous-jacente aux modifications vise à

minimiser les tronçons morts (c'est-à-dire des tronçons de conduite qui ne permettent pas un débit continu dans la conduite) et veiller à ce que toutes les conduites de la canalisation principale permettent des inspections futures. Les conduites de stations demeurées en place continueront d'accueillir un débit afin d'éviter les problèmes de tronçons morts.

Les conduites de la canalisation principale qui demeurent enfouies aux stations pourront être inspectées au moyen soit d'outils d'inspection interne, soit d'outils de forage au câble. Le plan comprendra un examen des plus récentes données d'inspection interne et l'élaboration d'un échancier relatif aux premières inspections après la cession des actifs. Les lignes directrices suivantes ont servi à élaborer le plan :

- enlèvement des installations et des raccordements de vanne de la canalisation principale
- enlèvement de tous les séparateurs de condensat de la canalisation principale
- enlèvement de tous les robinets de gaz combinés

En respectant le PGI du gazoduc et les procédures et processus connexes, TransCanada continuera d'assurer une exploitation sécuritaire des pipelines de la canalisation principale.

## **Annexe Vol 5-1**

### **Évaluation technique**

**\*En cours, sera disponible le 31 janvier 2014**