



TRANS MOUNTAIN PIPELINE ULC

Normes de service **concernant le transport du pétrole**

APPLICATION GÉNÉRALE

Les normes de service contenues dans le présent document s'appliquent au réseau pipelinier de Trans Mountain.

Publication : 30 août 2024

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} décembre 2024

Publication de :
Services aux expéditeurs
Trans Mountain Pipeline ULC
300, 5^e Avenue S.-O., bureau 2700
Calgary (Alberta) T2P 5J2
<https://www.transmountain.com/fr>

Introduction

Les présentes normes de service¹ fournissent des renseignements généraux concernant Trans Mountain Pipeline ULC, en tant que commandité de Trans Mountain Pipeline L.P. (« **Trans Mountain** » ou « **Transporteur** »), l'exploitation du réseau pipeline et les niveaux de service applicables aux livraisons par le réseau principal de Trans Mountain et aux livraisons par le réseau de Trans Mountain Pipeline (Puget Sound) LLC (« **Puget** »). Les activités d'exploitation du réseau et les niveaux de service peuvent varier en fonction du débit et des types de pétrole. Les activités d'exploitation du réseau et les niveaux de service seront conformes aux obligations du transporteur en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie du Canada* et, le cas échéant, la filiale du transporteur se conformera à ses obligations en vertu de la Federal Energy Regulatory Commission (« **FERC** »).

Le transporteur est tenu de fournir des services de transport sur le réseau de la conduite principale conformément aux modalités et conditions spécifiées dans les règles et règlements déposés auprès de la Régie et, dans le cas du réseau Puget, les règles et règlements du tarif local Puget déposés auprès de la FERC. Les présentes normes de service ne visent pas à modifier les règles et règlements de Trans Mountain ou de Puget.

Ces normes de service sont divisées en six sections :

1.0	Activités d'exploitation de l'oléoduc.....	3
2.0	Exploitation maritime	7
3.0	Qualité.....	8
4.0	Logistique.....	12
5.0	Communications et rapports	13
6.0	Litiges entre expéditeurs	18
Annexe A : Procédure de stock d'exploitation et de contenu de conduite		20
Annexe B : Procédure de période de chargement.....		26

Pour le pétrole transporté, les présentes normes de service décrivent généralement les itinéraires et la mise en lots normaux, la capacité de transport, les délais de transit prévus, l'utilisation des réservoirs, la taille des lots, le contenu de la conduite, la qualité et les pratiques de gestion des interfaces.

Les termes en majuscules utilisés dans les présentes normes de service, mais qui ne sont pas définis ici auront la signification qui leur est attribuée dans les Règles et règlements.

¹ Toutes les procédures auxquelles on fait référence dans les présentes normes de service se trouvent sur le site Web du transporteur : <https://www.transmountain.com/fr/tolls-tariffs>.

1.0 ACTIVITÉS D'EXPLOITATION DE L'OLÉODUC

1.1 Description du réseau

Le réseau de la conduite principale de Trans Mountain reçoit du pétrole brut et du pétrole raffiné aux points de réception d'Edmonton, en Alberta (Terminal d'Edmonton) et de Kamloops, en Colombie-Britannique, et transporte du pétrole brut et du pétrole raffiné vers des points de livraison à Edmonton, en Alberta, à Kamloops (pétrole raffiné uniquement), à Sumas et à Burnaby, en Colombie-Britannique.

Puget, relié à Trans Mountain à la frontière internationale située juste au sud de la Station de Sumas, transporte du pétrole brut de Sumas, en Colombie-Britannique, vers les raffineries de Cherry Point, Ferndale et Anacortes dans l'État de Washington.

Trans Mountain fournit un service de transport par lots par lequel le pétrole brut léger, le pétrole brut lourd, le pétrole raffiné ou tout autre pétrole est transporté, ou mis en lots, par l'intermédiaire du réseau de la conduite principale. Ces produits pétroliers sont séquencés pour minimiser les impacts sur la qualité et la manipulation de l'interface et la configuration du lot suit généralement les limites établies. Trans Mountain s'engage à fournir un service de transport sûr et fiable tout en maximisant le débit du réseau de la conduite principale. Dans des conditions normales d'exploitation, le transporteur alloue le pétrole brut léger et le pétrole raffiné à la conduite 1 et le pétrole brut lourd à la conduite 2, mais chacune des deux conduites est capable de transporter à la fois du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd.

L'injection de pétrole brut lourd dans la conduite 1 peut avoir un impact négatif sur la capacité globale. Par conséquent, le transporteur prendra en considération l'impact global sur la répartition lors de l'acceptation du pétrole brut lourd dans la conduite 1.

1.2 Accumulation de lots à Edmonton

Les réservoirs du Terminal d'Edmonton de Trans Mountain, à l'exception des réservoirs sous contrat, ont pour seul objectif d'accumuler le pétrole brut exploité en commun et le pétrole raffiné afin d'assurer l'approvisionnement continu des lots acheminés par oléoduc. Les réservoirs d'Edmonton sont alloués au pétrole brut exploité en commun et au pétrole raffiné afin de satisfaire aux exigences de désignation mensuelles. Les réservoirs sont répartis de manière à permettre à la fois des injections proportionnelles dans le réseau de la conduite principale et des réceptions provenant des oléoducs d'amenée d'Edmonton. Quand les désignations mensuelles d'un pétrole ou d'une exploitation en commun sont insuffisantes pour l'attribution d'un réservoir pour un mois de désignation entier, ou peuvent autrement avoir un impact négatif sur la capacité du transporteur à respecter les présentes normes de service ou les règles et règlements, le transporteur peut exiger que l'expéditeur ou les expéditeurs livrent de manière non proportionnelle à Edmonton et/ou reçoivent au point de livraison.

1.3 Mélange de pétrole brut au Terminal d'Edmonton

Le Terminal d'Edmonton de Trans Mountain peut mélanger jusqu'à quatre types de pétrole brut différents pour une injection simultanée dans le réseau de la conduite principale.

1.4 Exploitation en commun

Pour maximiser l'utilisation des réservoirs, Trans Mountain accumule le pétrole brut dans des exploitations en commun aux points de réception et de livraison. Pour le pétrole brut exploité en commun injecté à partir d'installations d'injection directe de tiers, le transporteur exige un approvisionnement proportionnel de ce tiers pour garantir une qualité d'exploitation en commun constante au Terminal de Burnaby. Les expéditeurs peuvent demander des injections séparées auprès d'installations d'injection directe tierces par l'intermédiaire du processus d'approbation

des produits de base. Trans Mountain évaluera ces demandes de séparation et tout impact sur les procédures existantes, les autres expéditeurs et les installations de Trans Mountain.

Chaque exploitation en commun est définie par la densité mesurée, le soufre, l'indice d'acidité, le micro-résidus de carbone, la pression de vapeur (37,8 °C), et toutes les caractéristiques supplémentaires mises à jour de temps à autre par le transporteur (« **Critères des exploitations en commun** »). La plupart des types de pétrole brut approuvés sont affectés à une exploitation en commun et tout nouveau pétrole brut doit être examiné par rapport aux Critères des exploitations en commun en vue d'une éventuelle inclusion. Quand du pétrole brut a été attribué à une exploitation en commun, Trans Mountain surveillera les réceptions pour garantir la conformité aux Critères des exploitations en commun et les expéditeurs veilleront à ce que le pétrole brut livré à Trans Mountain satisfasse aux Critères des exploitations en commun. Si les Critères des exploitations en commun ne sont pas respectés, le pétrole brut peut être reclassé dans une autre exploitation en commun s'il est admissible ou s'il est soumis aux restrictions du Brut séparé. La séparation est requise pour certains pétroles bruts (« **Brut séparé** ») dont les caractéristiques ne conviennent pas à l'exploitation en commun ou qui nécessitent une manipulation particulière. Dans des conditions d'exploitation normales, les bruts séparés seront fournis par des installations d'injection directe de tiers; toutefois, si les conditions d'exploitation le permettent et à la seule discrétion du transporteur, ce dernier peut choisir de fournir des réservoirs pour le brut séparé.

Trans Mountain peut limiter les exploitations en commun à six (6) : Mélange Pacifique (« **PB** »), Synbit (« **SYB** »), Pacific Cold Lake (« **PCL** »), Mélange de pétrole brut non corrosif (« **MSW** »), Mélange de pétrole brut corrosif (« **MSR** ») et Synthétique (« **SYN** »). Le pétrole raffiné sera séparé.

Les expéditeurs peuvent consulter la composition prévue pour chaque exploitation en commun grâce au portail des expéditeurs en ligne du transporteur, qui fournira les volumes désignés agrégés de chaque pétrole pour cette exploitation en commun. Les détails seront disponibles peu après la date de désignation mensuelle et peuvent être modifiés tout au long du mois à mesure que les désignations sont mises à jour. Les pourcentages réels d'injection dans l'exploitation en commun peuvent différer des pourcentages de composition de désignation agrégés (par exemple, en raison de la disponibilité de l'approvisionnement, des contraintes opérationnelles, etc.).

Critères des exploitations en commun de pétrole brut

Exploitation en commun		Densité (kg/m ³)		Soufre (% en poids)		TAN (mg KOH/g)	MCR (% en poids)	VPCR ₄ (37,8 °C) (kPa)
Nom de l'exploitation en commun	Code	Min.	Max.	Min.	Max.			
Synthétique ¹	SYN	800	< 880	-	0,25	-	< 0,25	≤85 / 95 ⁵
Mélange de pétrole brut non corrosif	MSW	800	< 880	-	0,5	-	< 4,0	≤85 / 95 ⁵
Mélange de pétrole brut corrosif	MSR	800	< 880	> 0,5	3	-	< 4,5	≤85 / 95 ⁵
Mélange Pacifique ²	PB	904	< 940	-	5	<1,1	<8,0	≤70 / 76 ⁴
Pacific Cold Lake ²	PCL	904	< 940	-	5	≤1,1	<8,0	≤70 / 76 ⁴

Synbit ³	SYB	904	< 940	-	5		<9,0	≤70 / 76 ⁴
---------------------	-----	-----	-------	---	---	--	------	-----------------------

¹ Provenant de procédés de valorisation

² Bitume dilué avec du brut <800 kg/m³

³ Bitume dilué avec du brut ≥800 kg/m³

⁴ La spécification de pression de vapeur de ≤70 kPa est applicable du 1^{er} mai au 30 novembre, ≤76 kPa est applicable du 1^{er} décembre au 30 avril.

⁵ La spécification de pression de vapeur de ≤85 kPa est applicable du 1^{er} mai au 31 octobre, ≤95 kPa est applicable du 1^{er} novembre au 30 avril.

1.5 Approvisionnement tiers à Edmonton

Les expéditeurs peuvent désigner le volume à partir d'une installation connectée à un tiers qui peut contourner les compteurs de réception, le collecteur ou les pompes de surpression de Trans Mountain (ou une combinaison des trois), permettant ainsi une flexibilité de mélange ou d'accumulation supplémentaire en plus des capacités de Trans Mountain. Les Bruts séparés seront normalement désignés à partir d'installations tierces connectées.

En règle générale, Trans Mountain peut accepter l'approvisionnement par un tiers d'un lot de 100 % à 15 % du volume du lot, limité par les capacités des installations de Trans Mountain et du tiers ou par d'autres facteurs. Trans Mountain peut exiger i) que le volume fourni soit mélangé uniformément avec d'autres composants du lot fournis par les installations de stockage de Trans Mountain ou d'autres installations tierces ou ii) que le volume fourni soit fourni sous forme de lot autonome, le tout à la discrétion du transporteur. À sa discrétion, Trans Mountain peut faire un mélange à partir d'un maximum de quatre installations.

Les demandes approuvées de pétrole brut séparé destinées au Terminal maritime Westridge doivent être fournies conformément aux directives de Trans Mountain.

1.6 Livraisons à Kamloops

Le pétrole raffiné est livré au terminal de distribution de Suncor.

Les réservoirs de Kamloops peuvent être utilisés pour stocker du pétrole brut pour l'entretien et l'intégrité du transporteur ou pour faire face aux interruptions de service. À sa discrétion, le transporteur peut exiger que le pétrole reçu à Kamloops soit i) injecté dans un lot de passage ou ii) pompé en tant que lot distinct lors des livraisons de pétrole raffiné.

1.7 Livraisons à Sumas

Les lots de pétrole brut sont acheminés par l'intermédiaire des réservoirs de Sumas pour être éventuellement transférés vers le réseau Puget pour être livrés aux raffineries de l'État de Washington. En période de forte demande et pour garantir une capacité maximale aux raffineries de l'État de Washington, le transporteur peut utiliser une activité de purge au parc de réservoirs de Sumas où un lot est simultanément reçu dans un réservoir de Sumas et injecté dans le réseau Puget. Cela peut entraîner le mélange de lots séquentiels d'un expéditeur, ce qui rend la séparation de plusieurs mélanges ou produits pour un seul expéditeur difficile et préjudiciable à la capacité.

1.8 Activités d'exploitation de Puget

Le réseau Puget fonctionne à un débit inférieur à celui du réseau de la conduite principale. Le segment en amont (de Sumas à Laurel) peut fonctionner à un débit plus élevé que l'un ou l'autre des segments en aval (de Laurel à Cherry Point et Ferndale ou de Laurel à Anacortes). En période de forte demande et pour garantir une capacité maximale aux raffineries de l'État de Washington, le transporteur peut utiliser une activité de purge au moyen des réservoirs de rupture Laurel. Les lots du segment Sumas à Laurel sont livrés simultanément au segment en aval prévu et à un réservoir Laurel pour tenir compte de la différence de débit entre les segments en amont et en aval. Une fois que le lot complet a passé Laurel, tout volume de lot dirigé vers un réservoir Laurel

est immédiatement réinjecté dans le segment en aval, gardant ainsi l'intégralité du volume du lot intact. Tout en améliorant la capacité globale du réseau Puget, la purge peut entraîner davantage de rotations de résidu de réservoir pour les expéditeurs.

1.9 Livraisons à Burnaby

Les livraisons sont effectuées à la raffinerie de Parkland par les réservoirs de Burnaby ou au terminal de produits Suncor. Les lots de pétrole raffiné destinés au terminal Suncor n'entrent pas dans les réservoirs du Terminal de Burnaby. Les volumes destinés à l'exportation ultérieure par le Terminal maritime Westridge sont également regroupés dans les réservoirs de Burnaby.

2.0 EXPLOITATION MARITIME

2.1 Mouvements maritimes

La majorité du volume transporté dans l'oléoduc Trans Mountain, quand il est pleinement utilisé, sera livré aux navires du Terminal maritime Westridge. Afin de faciliter les livraisons par navire et d'assurer l'efficacité des activités d'exploitation de l'oléoduc, Trans Mountain attribuera à chaque expéditeur une période de chargement conformément à la *procédure de période de chargement* jointe à l'annexe B des présentes normes de service et publiée sur le site Web du transporteur. En raison de la durée nécessaire pour accumuler les réceptions et transiter par le réseau de la conduite principale, les périodes de chargement pour un mois de désignation commencent généralement entre le 12 et le 14 du mois en cours et se terminent entre le 11 et le 13 du mois suivant.

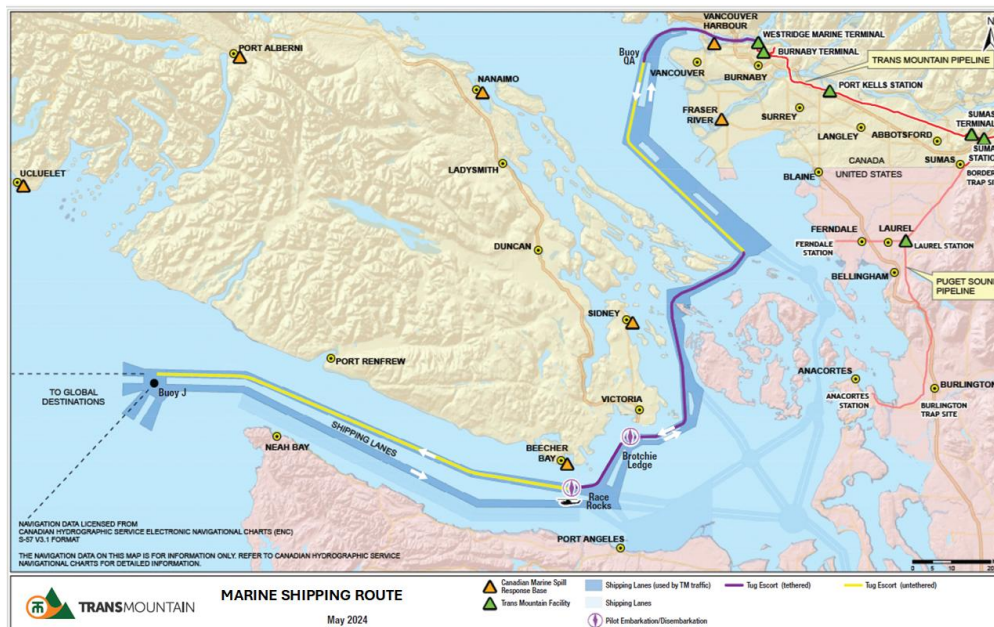
Il incombe aux expéditeurs de s'assurer que leurs navires de levage ont la capacité de soulever la quantité désignée de pétrole brut et de satisfaire aux exigences de la norme d'acceptation des navires (VAS) de Trans Mountain. Trans Mountain se réserve le droit de refuser les privilèges de transfert de produits à tout navire qui ne satisfait pas aux critères de la VAS et présélectionnera tous les navires désignés en conséquence.

Trans Mountain a publié le document *Règlement et Guide d'exploitation du Terminal maritime Westridge*, qui fournit des conseils aux navires sur la conduite d'activités sûres et efficaces au Terminal maritime Westridge. Des renseignements sur le terminal, la navigation, les réglementations du terminal, les procédures et les interventions d'urgence sont fournis. Au cours du processus de présélection, on demande aux navires de fournir un accord préalable pour se conformer aux directives fournies dans ce document.

De plus, Trans Mountain se réserve le droit de refuser l'accès au poste d'amarrage ou les privilèges de transfert à tout navire, ce qui peut inclure la suspension des activités ou la demande de retrait de tout navire du Terminal maritime Westridge, en raison du non-respect des exigences de la VAS.

Un expéditeur doit informer le transporteur dès que possible si son navire de levage arrive en retard ou n'est pas en mesure de soulever la quantité désignée de pétrole brut pendant la période de chargement.

Afin de garantir une durée de transit suffisante dans la Zone 2 de la zone de contrôle de la circulation du deuxième défilé (TCZ2), les navires doivent prévoir d'arriver à la zone d'attente en mer désignée, située à environ 50 milles nautiques de la bouée J, entre 18 et 24 heures avant le début de leur période de chargement.



2.2 Tolérances opérationnelles pour les navires de levage

Conformément aux règles et règlements, le transporteur doit livrer, et les expéditeurs doivent recevoir, autant que possible, la totalité du volume de pétrole proposé pour un navire de levage; sous réserve toutefois des règles et règlements et de l'acceptation du transporteur, l'expéditeur peut demander, avant l'amarrage, une quantité de chargement finale comprise dans une gamme de +/-5 % du volume offert par l'expéditeur en soumettant une désignation conformément à la règle 6.7 des Règles et règlements du réseau de la conduite principale.

3.0 QUALITÉ

Toute la séparation du pétrole de Trans Mountain est soumise aux impacts normaux de l'exploitation et est entreprise sur la base d'efforts raisonnables.

3.1 Tampons et rinçage

Certains pétroles bruts peuvent avoir des caractéristiques considérées comme préjudiciables au pétrole d'autres expéditeurs pour lesquelles Trans Mountain a déterminé que certaines mesures doivent être prises pendant le transport ou le stockage, appelées « manutention spéciale ». Une manutention spéciale peut nécessiter la mise en tampon, la purge ou les deux pour certains lots, et peut comprendre d'autres mesures. Tout tampon ou rinçage requis est inclus dans l'attribution de capacité de l'expéditeur pour le mois en question.

Trans Mountain transporte une gamme de pétrole brut et de pétrole raffiné. Afin de réduire la dégradation de la qualité entre les lots de pétrole léger et lourd, les expéditeurs dont des lots de pétrole brut lourd sont injectés dans la conduite 1 seront tenus de fournir un tampon de pétrole brut léger, selon une quantité à déterminer par le transporteur, pour protéger les autres pétroles bruts légers et le pétrole raffiné. Aucun tampon n'est requis pour les lots de pétrole brut lourd

injectés dans la conduite 2, à moins qu'ils ne soient considérés comme contenant des caractéristiques nuisibles.

Les expéditeurs qui désignent du pétrole oléfinique devront fournir un volume de rinçage de pétrole brut adéquat à injecter séparément. Le volume général requis est trois fois supérieur au volume de résidu de réservoir de chaque réservoir utilisé par le pétrole brut oléfinique. Le rinçage des réservoirs d'Edmonton et de Sumas ou de Burnaby est requis. Le même matériau de rinçage peut être utilisé pour deux parcs de réservoirs (Edmonton et Sumas ou Edmonton et Burnaby) par chargement de navire.

3.2 Processus d'approbation des produits de base

Le transporteur exige que tout nouveau pétrole ou pétrole inactif pour lequel un expéditeur demande l'accès au réseau soit soumis à un processus d'approbation. Le processus d'approbation des produits de base assure une préparation ordonnée du réseau pour la manipulation du pétrole nouveau ou réactivé, y compris : l'analyse des installations requises, l'impact sur le réseau, les exigences de manutention spéciales, les affectations d'exploitations en commun et de réservoirs et les implications en matière de qualité. Le processus d'approbation des produits de base se trouve sur le site Web du transporteur et toute demande doit être soumise au transporteur au moins treize (13) semaines avant la première désignation du pétrole nouveau ou réactivé.

Le pétrole qui n'a pas été reçu à un point de réception pendant douze (12) mois consécutifs sera désactivé et nécessitera l'approbation du transporteur conformément à une nouvelle demande d'approbation de produit de base avant d'être réactivé. Le transporteur doit publier tous les trimestres sur son site Web une liste mise à jour du pétrole approuvé.

3.3 Séparation du pétrole

La séparation est réalisée grâce à l'attribution des réservoirs et à la gestion des lots et est soumise aux impacts opérationnels normaux. Le transporteur fera des efforts raisonnables pour garantir que le pétrole compatible utilise le même réservoir. Quand du pétrole mélangé est reçu dans des parcs de réservoirs en aval, les exigences de séparation seront basées sur la qualité attendue du mélange ou sur les caractéristiques de qualité de la qualité de pétrole la plus basse du mélange, comme cela est déterminé par le transporteur.

MÉLANGE DE RÉSIDUS :

En réponse à l'évolution des désignations, des conditions d'exploitation ou de l'atténuation des risques opérationnels, le transporteur peut être amené à modifier les attributions de réservoirs d'un pétrole à un autre (« **Mélange de résidus** »). Le transporteur informera les expéditeurs si les attributions de réservoirs s'écartent de la norme, comme cela est indiqué dans le tableau ci-dessous.² Aucune modification ne sera apportée au tableau ci-dessous sans consultation avec les expéditeurs.

² Le but du tableau est de déterminer la méthode (séparée, mélangée, résidus) utilisée quand le service d'un réservoir est modifié. La qualité de pétrole précédente fait référence à la qualité de pétrole pour laquelle le réservoir était utilisé avant le changement de service. La nouvelle qualité de pétrole fait référence à la qualité de pétrole pour laquelle le réservoir sera utilisé après le changement de service.

		NOUVELLE QUALITÉ DE PÉTROLE								
		Produits raffinés	Condensats	Synthétique	Mélange de pétrole brut non corrosif	Mélange de pétrole brut corrosif	Synbit	Pacific Cold Lake	Mélange Pacifique	Pétrole brut lourd séparé ¹
QUALITÉ PÉTROLIÈRE PRÉCÉDENTE	Produits raffinés	S	B ²	B ²	B ²	B ²	B ²	B ²	B ²	B ²
	Condensats	S	C	B	B	B	B ²	B ²	B ²	B ²
	Synthétique	S	B	C	B	B	B ²	B ²	B ²	B ²
	Mélange de pétrole brut non corrosif	S	B	B	C	B	B ²	B ²	B ²	B ²
	Mélange de pétrole brut corrosif	S	B	S	B	C	B ²	B ²	B ²	B ²
	Synbit	S	S	S	B ²	B ²	C	B	B	B
	Pacific Cold Lake	S	S	S	B ²	B ²	B	C	B	B
	Dilbit du Pacifique	S	S	S	B ²	B ²	B	B	C	B
	Pétrole brut lourd séparé ¹	S	S	S	B ²	B ²	B	B	B	B

Remarque : S = Séparé, C = Mélangé, B = Résidu

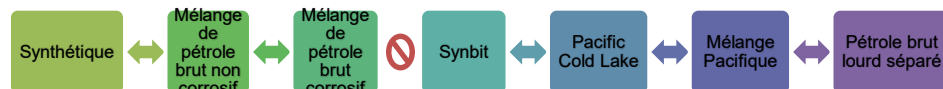
¹ Aucun mélange de résidus ne sera entrepris impliquant des pétroles bruts oléfiniques

² La préférence sera accordée aux mélanges de résidu de produits similaires

REEMPLISSAGE DE RÉSERVOIR :

Quand un lot arrive à un terminal et que le stockage de la même exploitation en commun n'est pas disponible et qu'aucun réservoir vide n'est prévu, le transporteur déchargera la totalité ou une partie du lot dans un réservoir partiellement occupé par un autre pétrole ou une exploitation en commun de type similaire (« **Remplissage de réservoir** »).

La priorité pour le remplissage de réservoir sera la suivante :



Quand un réservoir adjacent de qualité inférieure n'est pas disponible, le réservoir de qualité supérieure suivant peut être utilisé. Aucun remplissage de réservoir ne sera effectué entre les pétroles bruts lourds et légers ou impliquant des pétroles bruts oléfiniques.

3.4 Contrôle qualité et gestion des interfaces

Pour gérer l'interface et la qualité entre les différents lots qui transitent par le réseau, le transporteur utilise diverses techniques de manutention. Les lots de pétrole brut similaires adjacents sont généralement coupés à une interface médiane, bien que d'autres techniques de manutention soient possibles avec l'accord des expéditeurs concernés. Les interfaces avec le pétrole brut lourd, ou les types de produits susceptibles de dégrader le lot précédent ou suivant, seront généralement réduites en fonction de la densité et l'augmentation du volume d'interface

sera de la responsabilité de l'expéditeur qui reçoit ce volume. Les modalités de gestion de l'interface sont déterminées et convenues entre les parties concernées et le transporteur avant que le lot n'entre dans l'oléoduc.

3.5 Tests de qualité et échantillonnage

On effectue l'échantillonnage du pétrole conformément aux normes API MPMS et aux pratiques acceptées à des fins de transfert de garde et pour confirmer la qualité du pétrole reçu et livré. Des échantillons représentatifs sont prélevés et analysés pour déterminer les niveaux de sédiments et d'eau (« **S&W** »), qui sont ensuite utilisés pour calculer le volume standard net de pétrole marchand et pour garantir que les exigences du tarif pétrolier pour un maximum de 0,5 % de S&W sont respectées.

En plus des tests réguliers pour les critères de sédiments et d'eau et d'exploitation en commun, le transporteur effectue également d'autres analyses de routine, qui consistent en divers tests physiques et chimiques pour chaque type de pétrole brut, et ce, au moins une fois par an. On effectue des tests plus fréquents, selon les besoins. Le tableau suivant illustre les paramètres et la fréquence du programme de tests des transporteurs en ce qui concerne différents types de pétrole :

	S&W	Densité	Soufre total	H2S dans le liquide	Viscosité	Point d'écoulement	TAN	Oléfines	C30+	Pression de vapeur	Chlorures organiques
Produits raffinés		R, D				R Annuel		R Annuel	R Annuel	R Annuel	R Annuel
Condensats	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel				R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel
Synthétique	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel		R Annuel		R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel
Mélange de pétrole brut non corrosif	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel		R Annuel		R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel
Mélange de pétrole brut corrosif	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel		R Annuel		R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel
Synbit	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel	R Mensuel	R Annuel	R Mensuel	R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel
Pacific Cold Lake	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel	R Mensuel	R Annuel	R Mensuel	R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel
Mélange Pacifique	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel	R Mensuel	R Annuel	R Mensuel	R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel
Pétrole brut lourd séparé¹	R, D	R, D	R Mensuel	R Trimestriel	R Mensuel	R Annuel	R Mensuel	R Annuel	R Annuel	R Trimestriel	R Annuel

Remarque : R = Réception, D = Livraison

3.6 Températures de référence

Le pétrole dont la viscosité dépasse 350 cSt à la température de référence indiquée ne peut pas transiter par le réseau de la conduite principale. La viscosité est une fonction de la température et est mesurée à une température de conduite de référence qui est fournie à des intervalles d'un demi-mois. Le tableau des températures de référence se trouve sur le site Web du transporteur.

3.7 Spécification de la viscosité à l'écoulement

Le pétrole dont la viscosité dépasse 600 cSt à sa température d'écoulement ne peut pas transiter par le réseau de la conduite principale. Le pétrole dont la teneur en soufre dépasse 600 cSt à sa température d'écoulement est nocif pour les installations du transporteur et nuit à sa capacité à assurer des débits maximaux.

4.0 LOGISTIQUE

4.1 Configuration des trains de lots

Trans Mountain est une entreprise unique en ce sens qu'elle transporte par le même oléoduc le pétrole brut et le pétrole raffiné selon un processus que l'on appelle mise en lots. Des configurations de lots spécifiques se sont développées au fil du temps, au fur à mesure que la proportion de types de pétrole raffiné et de pétrole brut transportés a changé.

Les lots individuels de l'oléoduc sont soigneusement séquencés en trains de lots qui prennent en compte la qualité, la gestion de l'interface et les problèmes d'évaluabilité. On trouve généralement 5 trains de produits pompés à intervalles réguliers par mois. La taille et la configuration injectée de ces trains de lots sont soumises aux désignations, au débit, aux injections proportionnelles et aux livraisons à tous les expéditeurs et à la capacité de chaque point de livraison en aval.

4.2 Tailles des lots

4.2.1 Taille minimale de lot

Les tailles minimales de lots sont généralement limitées à 8 000 m³ dans la conduite 1 et à 16 000 m³ dans la conduite 2 pour une livraison à un (1) point de livraison, mais sont influencées par le type de pétrole et le point de livraison. Des tailles minimales de lots sont nécessaires en raison de la croissance de l'interface qui se produit pendant le transport des lots distincts. Les injections distinctes de pétrole d'une taille de lot inférieure à la taille minimale sont autorisées si le pétrole fait partie d'un train de lots plus grand, comme c'est le cas avec les trains de pétrole raffiné ou les tampons de pétrole brut.

Les lots de pétrole brut destinés au Terminal maritime Westridge seront généralement programmés en deux (2) lots par désignation de navire, mais pourront être programmés jusqu'à la désignation complète du navire, en fonction de la disponibilité de l'approvisionnement, du réservoir du Terminal de Burnaby et des impacts sur les destinations terrestres.

4.2.2 Taille maximale de lot

Les tailles maximales de lots sont dictées par les préoccupations de traçabilité de tout le pétrole qui circule dans le réseau et également influencées par les exigences raisonnables en matière de puissance hydraulique. De plus, la disponibilité des réservoirs et d'autres considérations opérationnelles limiteront la taille des lots.

4.2.3 Taille maximale de train de lots

Des trains de lots maximums, généralement composés de pétrole raffiné, sont nécessaires pour assurer des livraisons proportionnelles à d'autres points de livraison et pour permettre les activités de maintenance normales de Trans Mountain. La taille des trains de lots se limite généralement à 80 000 m³ ou moins.

4.3 Utilisation des réservoirs

Le transport efficace du pétrole au sein du réseau dépend d'une gestion efficace des réservoirs du réseau. Les réservoirs sont attribués de manière à assurer une séparation raisonnable, afin de garantir que les lots peuvent être accumulés et injectés conformément aux présentes normes de service et au tarif pétrolier.

Les réservoirs du Terminal d'Edmonton, à l'exclusion des réservoirs sous contrat, sont fournis pour permettre la réception proportionnelle des oléoducs d'amenée et l'injection de lots, à la fois exploités en commun et séparés. Certains produits pétroliers séparés sont limités par la logistique

du point de livraison et les volumes de produits pétroliers distincts. Le transporteur peut raisonnablement réaffecter le volume de réservoir au besoin afin de maximiser l'utilisation du réservoir à tout moment.

4.4 Durées de transit prévues

Les durées de transit dépendent du niveau des désignations du mois et peuvent également être influencées par les livraisons aux points de livraison en amont. Par exemple, lorsqu'un lot est livré au Terminal de Sumas, le tronçon d'oléoduc entre Sumas et Burnaby est fermé, ce qui entraîne l'immobilisation de tous les lots qui restent dans ce tronçon jusqu'à ce que l'oléoduc reprenne son activité vers Burnaby.

À titre de référence, le contenu de conduite approximatif entre les points clés de réception et de livraison est le suivant :

CONDUITE 1	BARILS
Edmonton à Kamloops	1 550 000
Edmonton à Sumas	2 000 000
Edmonton à Burnaby	2 120 000

CONDUITE 2	BARILS
Edmonton à Sumas	4 490 000
Edmonton à Burnaby	4 760 000

Le débit nominal de la conduite 1 est de 350 000 b/j et celui de la conduite 2 est de 540 000 b/j. En utilisant un débit de 540 000 b/j, il faudrait environ 9 jours pour qu'un lot transite d'Edmonton à Burnaby dans la conduite 2 (4 760 000/540 000) en supposant qu'il n'y ait aucun impact des points de livraison en amont.

4.5 Remplissage de contenu de conduite en transit et statique

Le remplissage de contenu de conduite en transit et statique (comme cela est défini dans l'annexe A : Procédure de stock d'exploitation et de contenu de conduite) décrit le volume spécifique dans les réseaux Trans Mountain et Puget pour un expéditeur particulier à un moment donné. Il est généralement mesuré à la fin du mois à des fins de contrôle des stocks et des soldes des expéditeurs. Le contenu de conduite en transit correspond au volume contenu dans les réseaux pipeliniers et dans les réservoirs au-dessus des résidus de réservoir. Le contenu de conduite statique comprend les résidus de réservoir et le contenu de conduite de station, des volumes qui ne sont généralement pas disponibles pour les transactions commerciales quotidiennes.

Il s'agit d'un volume de pétrole requis par le transporteur pour les activités et la planification. L'attribution de ces volumes sera déterminée conformément à la *Procédure de stock d'exploitation et de contenu de conduite*, jointe à l'annexe A des présentes normes de service et publiée sur le site Web du transporteur.

5.0 COMMUNICATIONS ET RAPPORTS

5.1 Désignations

Pour chaque mois, les fonctions de planification commencent avec la réception des désignations au sujet des avis d'expédition fournis par les expéditeurs au plus tard aux dates indiquées sur le site Web du transporteur (<https://www.transmountain.com/fr/dates-de-presentations-des-candidatures>). Si une répartition est nécessaire, le transporteur vérifiera les volumes désignés soumis. Si, après vérification des désignations, la répartition existe toujours, les désignations seront réparties conformément au tarif pétrolier en vigueur à ce moment-là.

La date de désignation maritime mensuelle pour les désignations au Terminal maritime Westridge sera fixée au moins trente (30) jours avant le début prévu du calendrier de la période de chargement pour ce mois. Cela donne aux expéditeurs maritimes suffisamment de temps pour sécuriser un navire de levage pour les navires ayant besoin d'un transit transpacifique. À cette

fin, le premier jour du calendrier de la période de chargement sera considéré comme étant le douze (12) du mois. Les dates de désignations maritimes mensuelles pour chaque année civile seront publiées par le transporteur en novembre ou décembre de l'année précédente, de manière similaire aux dates de désignations mensuelles.

5.2 Calendriers d'injection et de livraison

Les calendriers mensuels d'injection et de livraison se réalisent dans un délai d'environ huit (8) jours ouvrables après la date de désignation mensuelle, à condition que le transporteur dispose de toute l'information requises pour créer ce calendrier (par exemple, les désignations mises à jour et les calendriers d'approvisionnement). Le transporteur fournira des mises à jour des calendriers d'injection et de livraison au moins deux fois par semaine, mais les mises à jour se produisent généralement tous les jours ouvrables tout au long du mois pour refléter les conditions changeantes ou les désignations révisées. Le transporteur fournit également des mises à jour au besoin quand des changements importants surviennent. Le traitement des modifications de désignation peut prendre jusqu'à deux (2) jours ouvrables et les modifications reçues après 14 h HR seront examinées le jour ouvrable suivant.

Les expéditeurs qui demandent des modifications dans les soixante-douze (72) heures suivant la livraison doivent inclure une explication pour la demande tardive. Le transporteur examinera les impacts opérationnels et sur l'expéditeur, mais n'est pas obligé de répondre à une telle demande.

5.3 Approvisionnement et gestion des stocks

Le transporteur informe régulièrement les expéditeurs de l'approvisionnement et de la gestion du pétrole transporté sur les réseaux Trans Mountain et Puget. Le tableau suivant est indicatif des rapports concernés.

Activités de gestion de l'approvisionnement		
Processus	Activité	Rapports
Désignations	Dues à une date et une heure précises, comme cela est indiqué sur le site Web du transporteur	Le calendrier annuel de désignation sera remis à tous les expéditeurs avant le 15 décembre.
Répartition	Toute l'information de désignation est compilée pour déterminer si une répartition est nécessaire. Le cas échéant, la répartition est annoncée l'après-midi du jour suivant la date d'échéance des désignations (comme cela est indiqué dans le calendrier de prévision COLC). Les désignations révisées doivent être retournées avant la fin du jour ouvrable suivant la date de l'annonce.	Le transporteur envoie une lettre à tous les expéditeurs, aux oléoducs d'amenée et aux parties intéressées.
Divisions de fin de mois	Les oléoducs d'amenée sont informés du total des livraisons de fin de mois à Trans Mountain avant la fin du 2 ^e jour ouvrable du nouveau mois pour le mois précédent. Les oléoducs d'amenée fournissent à Trans Mountain les divisions de fin de mois au plus tard le 3 ^e jour ouvrable.	Aucun rapport.

Rapport sur le pétrole raffiné	Indique les délais et volumes de livraison prévus pour les livraisons de pétrole raffiné après consultation avec les expéditeurs	Disponible en ligne en téléchargement sur le portail des expéditeurs du transporteur.
Solde mensuel des expéditeurs	Publié conformément à la date fixée par le calendrier de prévision COLC.	Disponible en ligne en téléchargement sur le portail des expéditeurs du transporteur.
Facturation des droits et tarifs	Délivrée le 4 ^e jour ouvrable après le 15 et le 4 ^e jour ouvrable après le dernier jour ouvrable du mois	Disponible en ligne en téléchargement sur le portail des expéditeurs du transporteur.
Volumes cumulés des expéditeurs de services garantis	Indique le volume cumulé disponible pour la désignation par un expéditeur de service garanti et les dates d'expiration applicables de ces volumes.	Disponible en ligne en téléchargement sur le portail des expéditeurs du transporteur.

5.4 Portail des expéditeurs (VISTA)

Le système Vista du transporteur offre un accès en ligne qui permet à un expéditeur de fournir des désignations, des directives de planification, une vérification des désignations en amont/aval, d'examiner les rapports et de soumettre des demandes et d'accéder aux désignations actuelles et historiques d'un expéditeur (jusqu'à 18 mois), aux calendriers d'injection et de livraison, aux rapports de livraison, au solde de l'expéditeur, à la facturation, à un tableau de messages électroniques et plus encore. Il s'agit du principal outil de communication utilisé par le transporteur tout au long du mois pour informer les expéditeurs de leur calendrier mensuel.

Les activités du Terminal maritime Westridge, comme le contrôle des navires en vue de leur acceptation, seront également réalisées grâce à un système logiciel en ligne (OceanSmart).

Un accord d'accès électronique sera requis avant qu'un expéditeur et ses utilisateurs aient accès à un portail des expéditeurs (Vista et OceanSmart). Les expéditeurs désigneront un ou plusieurs représentants qui géreront l'accès au système pour leur entreprise. Pour demander accès, les utilisateurs doivent envoyer un courriel à Customer_Logistics@transmountain.com en indiquant le nom de l'utilisateur, l'adresse courriel et les rôles requis avec l'accusé de réception du ou des représentants désignés de l'expéditeur. Un utilisateur qui a accès au portail des expéditeurs, en tout ou en partie, doit être : (i) un employé ou un sous-traitant de l'expéditeur; (ii) un employé ou un sous-traitant d'une filiale de l'expéditeur, comme cela est défini dans la règle 1.4(a), (b) ou (c) ou les règles et règlements; ou (iii) un agent courtier en douane si l'expéditeur livre aux États-Unis par l'intermédiaire du réseau Puget. Le transporteur effectuera des évaluations régulières (semestrielles) des utilisateurs avec les représentants désignés de l'expéditeur pour valider les rôles des utilisateurs et l'accès au portail des expéditeurs. Dans tous les cas, les représentants désignés de l'expéditeur sont responsables de garantir un accès utilisateur approprié au portail des expéditeurs et doit informer le transporteur dès que possible de tout changement apporté à l'accès ou aux rôles d'un utilisateur.

5.5 Chronologie des activités de planification des mouvements des navires



5.6 Événements planifiés ou imprévus

Les événements planifiés ou imprévus qui influenceront ou perturberont matériellement les calendriers dans la mesure où les livraisons seront touchées feront l'objet d'une discussion avec les parties concernées dans un délai de deux (2) jours ouvrables ou plus tôt si des livraisons sont prévues. Si l'on prévoit que les perturbations seront d'une ampleur suffisante pour avoir le potentiel de toucher la communauté maritime dans son ensemble, on publiera dans un délai de deux (2) jours ouvrables un bulletin destiné à « tous les expéditeurs et parties intéressées ». Au besoin, un cas de force majeure sera émis conformément au tarif pétrolier.

Des changements importants dans les activités d'exploitation de Trans Mountain peuvent avoir un impact important sur les marchés pétroliers et, par conséquent, sur les producteurs, les distributeurs, les expéditeurs et les raffineurs. Ainsi, le transporteur s'efforcera de fournir aux parties concernées un accès rapide à l'information.

Les événements imprévus ou non planifiés qui ont une incidence ou qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur les activités d'exploitation de Trans Mountain seront communiqués aux personnes qui figurent sur la liste des parties intéressées du transporteur, composée généralement de producteurs, de négociants, d'expéditeurs et de raffineurs ainsi que de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, et ce, aussi rapidement que raisonnablement possible. Idéalement, les modifications apportées aux événements planifiés ou prévus seront communiquées avec préavis. En règle générale, et quand cela est possible, l'objectif sera d'informer les parties concernées des événements ou des circonstances afin qu'il n'y ait « aucune surprise » concernant le fonctionnement du réseau.

Le transporteur a une dépendance réciproque envers ses expéditeurs pour fournir de l'information précise et opportune afin de respecter les obligations ci-dessus.

6.0 LITIGES ENTRE EXPÉDITEURS

Dans un réseau pipelinier par lots dans lequel les expéditeurs et les compagnies pétrolières partagent les mêmes installations, il est inévitable que les expéditeurs et les compagnies pétrolières soient touchées par les activités de l'oléoduc et/ou d'autres expéditeurs. Le transporteur s'efforcera d'assurer la séparation du pétrole et des services de manière à ce que les conflits entre les expéditeurs soient réduits au minimum. Toutefois, des priorités conflictuelles peuvent finalement aboutir à un conflit entre les expéditeurs.

Dans ces circonstances, le transporteur s'efforcera de résoudre rapidement le litige tout en tenant compte de l'impact opérationnel sur les autres expéditeurs et sur le fonctionnement du réseau dans son ensemble. Le transporteur prendra des décisions opérationnelles fondées sur le bien commun de tous les utilisateurs du réseau et des activités du réseau tout en minimisant l'impact supplémentaire de la condition qui a donné lieu au litige. Puisque la confidentialité de l'expéditeur est un aspect important qui influence la résolution de la plupart des litiges, le transporteur s'efforcera de fournir toute l'information nécessaire pour résoudre le litige, à condition toutefois qu'il ne soit pas tenu de violer la confidentialité de l'expéditeur.

Afin de minimiser l'escalade des litiges, le transporteur s'adressera d'abord à l'expéditeur fautif pour résoudre les éventuels impacts opérationnels et lui demander de corriger la situation afin de ne pas avoir un impact sur les autres expéditeurs.

Dans le cas où l'expéditeur fautif ne peut pas corriger la situation dans un délai suffisant et que cela a un impact sur d'autres expéditeurs tiers, le transporteur s'efforcera d'abord de minimiser l'impact sur les expéditeurs tiers, puis, en collaboration avec les expéditeurs concernés, tentera de résoudre la situation par voie de négociation directe.

Si une tentative de négociation d'une résolution échoue, le transporteur aura recours à toutes les mesures à sa disposition, qu'elles soient prévues par la loi ou par le tarif pétrolier, afin de rectifier la situation et de rétablir le fonctionnement normal du réseau dans les meilleurs délais.

ANNEXE A
PROCÉDURE DE STOCK D'EXPLOITATION ET DE
CONTENU DE CONDUITE

TRANS MOUNTAIN PIPELINE ULC

Procédure de stock d'exploitation et de contenu de conduite

Publication : 1^{er} novembre 2023

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} décembre 2023

Publication de :
Services aux expéditeurs
Trans Mountain Pipeline ULC
300, 5^e Avenue S.-O., bureau 2700
Calgary (Alberta) T2P 5J2
<https://www.transmountain.com/fr>

Trans Mountain Pipeline ULC

Procédure de stock d'exploitation et de contenu de conduite

1. INTRODUCTION

Trans Mountain a proposé un modèle de contenu de conduite simple et dynamique qui offrira à tous les expéditeurs de services garantis une flexibilité importante pendant la durée de leur contrat.

La majorité du contenu de conduite sera attribuée aux expéditeurs en fonction du volume en transit, qui sont les volumes qui ont été reçus au point de réception mais qui n'ont pas encore été livrés au point de livraison avant la fin du mois et qui comprennent le pétrole dans l'oléoduc et au-dessus des résidus de réservoirs (« **Contenu de conduite en transit** »). Ce contenu de conduite en transit est donc représentatif des désignations du mois en cours, que ce soit en raison d'un changement de débit global, d'un changement de préférence de produit ou d'un changement de points de livraison.

Le contenu de conduite restant représente environ dix-neuf pour cent du contenu de conduite total du réseau et sera attribué de manière permanente, sous réserve de la section 3 de la présente procédure. Ce volume comprend les résidus de réservoirs et le contenu de conduite de station qui ne font pas partie du contenu de conduite en transit et ne sont donc pas disponibles pour les transactions commerciales quotidiennes (« **contenu de conduite statique** »).

Compte tenu de la nature dynamique de leurs désignations, les expéditeurs non garantis qui livrent au Terminal maritime Westridge ne se verront pas attribuer de contenu de conduite statique, car cela augmenterait la charge administrative pour les transporteurs et les expéditeurs de services garantis avec peu d'avantages globaux. Les expéditeurs non garantis se verront attribuer leur part de contenu de conduite en transit.

Les expéditeurs non garantis affiliés des installations connectées à Burnaby et dans l'État de Washington se verront attribuer des résidus de réservoirs aux points de livraison de Burnaby et de Sumas (« **contenu de conduite statique non garanti** »), comme cela est déterminé par le transporteur, qui agit de manière raisonnable, et fournis à cet expéditeur. Tout contenu de conduite statique restant sera attribué aux expéditeurs de services garantis (« **contenu de conduite statique garanti** ») conformément à la présente procédure.

Les termes en majuscules utilisés dans la présente procédure, mais qui ne sont pas définis ici auront la signification qui leur est attribuée dans Tarif pétrolier de Trans Mountain Pipeline ULC : Règles et règlements.³

³ Tarifs de Trans Mountain Pipeline ULC : Les droits qui s'appliquent au pétrole et les règles et règlements qui régissent le transport de pétrole sont déposés auprès de la Régie de l'énergie du Canada et on peut les consulter sur le site Web du transporteur à l'adresse <https://www.transmountain.com/fr/droits-et-tarifs>.

2. ATTRIBUTION DE CONTENU DE CONDUITE STATIQUE

Étape 1 : Attribution de contenu de conduite statique non garanti

Le transporteur attribuera à chaque expéditeur non garanti affilié d'une installation connectée située à Burnaby ou dans l'État de Washington les résidus de réservoirs principalement utilisés pour appuyer les livraisons de pétrole à cette installation.

Étape 2 : Attribution du contenu de conduite statique garanti⁴

Le transporteur attribue un contenu de conduite statique garanti pour chaque emplacement et type de pétrole en fonction de la demande.

Étape 3 : Détermination de la part du volume du contrat de l'expéditeur de services garantis par catégorie

Le transporteur détermine la part en pourcentage du contenu de conduite statique garanti de chaque expéditeur de services garantis en fonction de l'emplacement et du type de pétrole, en divisant le volume contractuel de chaque expéditeur de services garantis par la somme du volume contractuel de tous les expéditeurs de services garantis dans chaque catégorie. Les catégories seront divisées comme ceci : Pétrole brut léger, Pétrole raffiné, Pétrole brut lourd, et ce, pour chacun des points de réception et de livraison du transporteur.

Étape 4 : Détermination de l'attribution du contenu de conduite statique garanti des expéditeurs de services garantis

Le transporteur détermine l'attribution de contenu de conduite statique garanti de l'expéditeur de services garantis en multipliant la part en pourcentage de cet expéditeur de services garantis par catégorie, comme cela a été calculé à l'étape 3, par le contenu de conduite statique garanti total requis par site et type de pétrole attribué à l'étape 2 en utilisant la méthodologie suivante :

- Part en pourcentage du contrat de pétrole brut léger
 - Résidus de réservoir de pétrole léger d'Edmonton
 - Résidus de réservoir de pétrole léger de Kamloops
 - Pétrole brut léger du contenu de conduite de station (tous les sites)
- Part en pourcentage du contrat de pétrole raffiné
 - Résidus de réservoir de pétrole raffiné d'Edmonton
 - Pétrole raffiné du contenu de conduite de station (tous les sites)
- Part en pourcentage du contrat de pétrole brut lourd
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd d'Edmonton
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd de Kamloops
 - Pétrole brut lourd du contenu de conduite de station (tous les sites)
- Part en pourcentage du contrat de pétrole brut léger de Sumas
 - Résidus de réservoir de pétrole léger de Sumas
 - Résidus de réservoir de pétrole léger de Laurel
- Part en pourcentage du contrat de pétrole brut lourd de Sumas
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd de Sumas
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd de Laurel
- Part en pourcentage du contrat de pétrole brut léger du Terminal maritime Westridge
 - Résidus de réservoir de pétrole léger de Burnaby
- Part en pourcentage du contrat de pétrole brut lourd du Terminal maritime Westridge
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd de Burnaby

Un exemple d'attribution de contenu de conduite statique garanti est présenté à l'annexe A

⁴ Le contenu de conduite statique de pétrole brut lourd peut ne pas inclure de pétrole spécialisé tel que cela est déterminé par le processus d'approbation des produits de base de Trans Mountain.

3. RÉATTRIBUTION DU CONTENU DE CONDUITE STATIQUE

Le transporteur surveille en permanence l'attribution du contenu de conduite statique. Si le transporteur détermine qu'une réattribution est nécessaire, il doit fournir aux expéditeurs un préavis de 60 jours à cet effet. L'attribution ou la réattribution de contenu de conduite statique peut s'effectuer au moyen de la procédure de règlement des stocks du transporteur ou de transactions physiques, comme cela est déterminé par le transporteur.

Annexe A : Exemple d'attribution de contenu de conduite statique garanti

Volume contractuel* de l'expéditeur de services garantis « A » (« **Expéditeur A** ») :

Pétrole brut léger vers Sumas – 25 000 b/j

Pétrole brut lourd vers le Terminal maritime Westridge – 50 000 b/j

Contrat total de l'expéditeur A – 75 000 b/j

Total de tous les contrats de pétrole brut léger de Sumas – 50 000 b/j*

Total de tous les contrats de pétrole brut lourd du Terminal maritime Westridge – 350 000 b/j*

Total de tous les contrats de pétrole brut léger – 125 000 b/j*

Total de tous les contrats de pétrole brut lourd – 400 000 b/j*

**Remarque : Les volumes contractuels et les volumes contractuels totaux sont simplifiés à des fins d'exemple et ne reflètent pas les volumes contractuels réels.*

Étape A : Attribution du contenu de conduite statique garanti

Pour cet exemple, le contenu de conduite statique garanti devrait être composé des volumes estimés suivants, pour un total de 1 595 900 barils :

- Résidus de réservoir de pétrole léger d'Edmonton (252 000 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole lourd d'Edmonton (331 000 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole raffiné d'Edmonton (87 000 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole léger de Kamloops (18 200 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole lourd de Kamloops (18 200 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole léger de Sumas (76 000 barils)⁵
- Résidus de réservoir de pétrole lourd de Sumas (31 000 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole léger de Laurel (7 250 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole lourd de Laurel (7 250 barils)
- Résidus de réservoir de pétrole léger de Burnaby (133 000 barils)⁵
- Résidus de réservoir de pétrole lourd de Burnaby (535 000 barils)
- Pétrole brut léger du contenu de conduite de station (tous les sites) (30 000 barils)
- Pétrole raffiné du contenu de conduite de station (tous les sites) (10 000 barils)
- Pétrole brut lourd du contenu de conduite de station (tous les sites) (60 000 barils)

⁵ N'inclut pas le contenu de conduite statique non garanti attribué à l'étape 1 de cette procédure

Étape B : Détermination de la part du volume du contrat de l'expéditeur de services garantis par catégorie

- Déterminer la part en pourcentage du volume contractuel d'un expéditeur de services garantis par catégorie en divisant le volume contractuel de chaque expéditeur de services garantis par la somme du volume contractuel de tous les expéditeurs de services garantis dans cette catégorie
 - Exemple : Expéditeur A
 - Contrat de pétrole brut léger de l'expéditeur A / Total de tous les contrats de pétrole brut léger
 - $25\,000 / 125\,000 = 20\%$
 - Contrat de pétrole brut lourd de l'expéditeur A / Total de tous les contrats de pétrole brut lourd
 - $50\,000 / 400\,000 = 12,5\%$
 - Contrat de pétrole léger de l'expéditeur A à Sumas / Total de tous les contrats de pétrole léger à Sumas
 - $25\,000 / 50\,000 = 50\%$
 - Contrat de pétrole brut lourd de l'expéditeur A au Terminal maritime Westridge / Total de tous les contrats de pétrole brut lourd au Terminal maritime Westridge
 - $50,0000 / 350\,000 = 14,286\%$

Étape C : Détermination de l'attribution du contenu de conduite statique garanti des expéditeurs de services garantis

- Déterminer l'attribution de contenu de conduite statique garanti par expéditeur de services garantis
 - Exemple : Expéditeur A
 - Résidus de réservoir de pétrole léger d'Edmonton
 - $20\% * 252\,000 \text{ barils} = 50\,400 \text{ barils}$
 - Résidus de réservoir de pétrole léger de Kamloops
 - $20\% * 18\,200 \text{ barils} = 3\,640 \text{ barils}$
 - Pétrole brut léger du contenu de conduite de station (tous les sites)
 - $20\% * 30\,000 \text{ barils} = 6\,000 \text{ barils}$
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd d'Edmonton
 - $12,5\% * 331\,000 \text{ barils} = 41\,375 \text{ barils}$
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd de Kamloops
 - $12,5\% * 18\,200 \text{ barils} = 2\,275 \text{ barils}$
 - Pétrole brut lourd du contenu de conduite de station (tous les sites)
 - $12,5\% * 60\,000 \text{ barils} = 7\,500 \text{ barils}$
 - Résidus de réservoir de pétrole léger de Sumas
 - $50\% * 76\,000 \text{ barils} = 38\,000 \text{ barils}$
 - Résidus de réservoir de pétrole léger de Laurel
 - $50\% * 7\,250 \text{ barils} = 3\,625 \text{ barils}$
 - Résidus de réservoir de pétrole lourd de Burnaby
 - $14,286\% * 535\,000 \text{ barils} = 76\,430 \text{ barils}$
 - Exigence totale de contenu de conduite statique garanti de l'expéditeur A = 229 245 barils
 - Pétrole brut léger = 101 665 barils
 - Pétrole brut lourd = 127 580 barils

ANNEXE B

PROCÉDURE DE PÉRIODE DE CHARGEMENT

TRANS MOUNTAIN PIPELINE ULC

Procédure de période de chargement

Publication : 1^{er} novembre 2023

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} décembre 2023

Publication de :
Services aux expéditeurs
Trans Mountain Pipeline ULC
300, 5^e Avenue S.-O., bureau 2700
Calgary (Alberta) T2P 5J2
<https://www.transmountain.com/fr>

Trans Mountain Pipeline ULC

Procédure de période de chargement

1. INTRODUCTION

Le Terminal maritime Westridge (« **Terminal** ») constitue un lien important entre le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et les marchés extracôtiers, notamment l'Asie et la Californie. La capacité de l'oléoduc Trans Mountain à transporter plusieurs produits vers plusieurs destinations et ses obligations de transporteur général signifient que toute solution de gestion de la période de chargement doit prendre en compte les besoins de tous les utilisateurs du réseau pipelinier Trans Mountain.

Les mouvements aux terminaux représentent plus de 75 % de la capacité contractuelle du réseau de la conduite principale et nécessitent donc une méthodologie de période de chargement pratique pour garantir des mouvements efficaces par le Terminal de Burnaby très utilisé. Les mouvements de navires à destination et en provenance du terminal sont soumis aux règles du Port de Vancouver et aux périodes de transit disponibles. L'objectif du transporteur est de fournir un calendrier à long terme stable et prévisible avec la flexibilité nécessaire pour permettre à tous les expéditeurs maritimes d'apporter des modifications tout en minimisant les impacts sur les autres expéditeurs maritimes.

Les termes en majuscules utilisés dans les présentes normes de service, mais qui ne sont pas définis ici auront la signification qui leur est attribuée dans Tarif pétrolier de Trans Mountain Pipeline ULC : Règles et règlements.⁶

2. DÉFINITIONS

Calendrier des prévisions : Il s'agit d'un calendrier de périodes de chargement non contraignant fourni par le transporteur aux expéditeurs maritimes après la date de soumission des prévisions et avant la fin du mois en cours. Ce calendrier fournit aux expéditeurs maritimes des périodes de charge estimées pour les deux mois suivant la période de désignation, comme cela est décrit plus en détail dans la section 3.

Soumission des prévisions : Il s'agit d'une désignation non contraignante fournie par les expéditeurs de services garantis au transporteur au plus tard à la date de soumission des prévisions et qui contient le point de livraison prévu, les produits de base, le volume et le nombre de navires et la taille des chargements à retirer du terminal (le cas échéant) dans les deux mois suivant la période de désignation. Par exemple, à la date de soumission des prévisions qui a lieu quatre jours ouvrables après la date de désignation mensuelle de janvier, les prévisions pour les périodes de désignation de février et de mars seraient soumises.

Date de soumission des prévisions : Elle a lieu quatre jours ouvrables après la date de désignation mensuelle.

Exploitations en commun de pétrole brut léger : Il s'agit du pétrole brut léger, tel que défini dans les règles et règlements du tarif pétrolier de Trans Mountain Pipeline ULC, qui a été désigné comme Mélange de pétrole brut non corrosif, Mélange de pétrole brut corrosif ou Pétrole brut synthétique par le processus d'approbation des produits de base.

Période de transit : Établie par le Port de Vancouver à proximité des marées hautes et basses pendant les périodes de vitesse de marée réduite pour permettre aux navires de transiter par le deuxième défilé.

⁶Tarifs de Trans Mountain Pipeline ULC : Les droits qui s'appliquent au pétrole et les règles et règlements qui régissent le transport de pétrole sont déposés auprès de la Régie de l'énergie du Canada et on peut les consulter sur le site Web du transporteur à l'adresse

<https://www.transmountain.com/fr/droits-et-tarifs>.

3. CALENDRIERS D'ATTRIBUTION DE PÉRIODES DE CHARGEMENT

Afin d'aider les expéditeurs maritimes à planifier à long terme, le transporteur fournira un calendrier de prévisions, produit à partir des soumissions de prévisions des expéditeurs de services garantis. Le calendrier de prévisions sera remplacé par le calendrier de périodes de chargement après la date de désignation mensuelle de ce mois.

Voici un exemple de chronologie des calendriers de périodes de chargement :

Commented [ML2]: formatting needed here

- Soumission des désignations pour le mois 1
- Exemple : Les désignations de mai doivent être soumises le 11 avril

- Date de désignation maritime mensuelle plus un jour ouvrable
- Exemple : Le 12 avril, les périodes de charge désignées de mai sont fournies et s'étendent du 12 mai au 11 juin

- Date de désignation mensuelle plus quatre jours ouvrables
- Prévisions soumises par les expéditeurs de services garantis
- Exemple : Pour les désignations de juin (mois 2) et de juillet (mois 3)

- Après la date de soumission des prévisions et avant le début du mois en cours
- Exemple : Avant le 1^{er} mai, le calendrier de périodes de chargement de juin mis à jour et le premier calendrier de périodes de chargement de juillet sont fournis

Les calendriers de prévisions ne sont précis que dans la mesure des données fournies dans les soumissions de prévisions, ce qui inclut l'absence de désignations d'expéditeurs non garantis. Si un expéditeur maritime ne fournit pas de soumission de prévisions, le volume de l'expéditeur maritime ne sera pas inclus dans le calendrier des prévisions.

Les calendriers de périodes de chargement peuvent différer du calendrier des prévisions précédent en fonction des modifications apportées au volume attribué (y compris les désignations d'expéditeurs non garantis), aux produits de base et à la taille des chargements par rapport à la soumission des prévisions pour ce mois de désignation. Par conséquent, les demandes de modification à la période de chargement par les expéditeurs maritimes lors des soumissions des prévisions ne peuvent être garanties qu'une fois indiquées sur le calendrier de périodes de chargement.

4. PROCÉDURE D'ATTRIBUTION DE PÉRIODE DE CHARGEMENT

Le transporteur suivra les étapes suivantes lors de l'attribution des périodes de chargement pour le calendrier de périodes de chargement et le calendrier de prévisions (le cas échéant). Les quatre premières étapes se concentrent sur les activités d'exploitation de l'oléoduc; le processus peut être itératif avec, par exemple, l'attribution de l'étape 3 qui remplace les aspects de l'étape 2. L'objectif principal de ces étapes est de maximiser la capacité de l'oléoduc et de réduire le risque de perturbations de l'oléoduc. L'étape finale se concentre sur une attribution équitable et transparente pour les expéditeurs. Les demandes de périodes de chargement spécifiques de la part des expéditeurs seront prises en compte dans les limites de la procédure ci-dessous.

Étape 1 : Détermination et répartition proportionnelle du nombre requis de périodes de chargement

Selon le total des désignations (ou des prévisions) et en tenant compte de toute maintenance programmée ou autre activité sur le réseau de la conduite principale ou qui influence le réseau de la conduite principale qui aurait un impact sur le terminal, attribuer proportionnellement le nombre applicable de périodes de chargement pour ce mois (en tenant compte des impacts susmentionnés). Les installations raccordées directement à l'oléoduc Trans Mountain recherchent généralement un calendrier prévisible et échelonné. Il est donc impératif pour tous les expéditeurs d'assurer une distribution proportionnelle des livraisons vers toutes les destinations.

Étape 2 : Affectation proportionnelle des produits de base aux périodes de chargement

En tenant compte des étapes 3 et 4 ci-dessous, attribuer un produit de base à chaque période de chargement en garantissant une distribution proportionnelle tout au long du mois. En règle générale, on y parvient en attribuant d'abord le produit de base le plus important, suivi du deuxième produit de base le plus important, et ainsi de suite.

Étape 3 : Assurance d'un écart suffisant nécessaire entre les produits de base dans les réservoirs

Le transporteur et les expéditeurs souhaitent minimiser la contamination causée par les événements de mélange de résidus et de remplissage de réservoir, ce qui signifie de réduire au minimum le nombre de produits de base stockés au Terminal de Burnaby à un moment donné. Quand le Terminal de Burnaby fonctionne à des taux d'utilisation élevés, il est probable que les produits de base à faible débit se partagent l'espace de stockage. Le transporteur espacera les périodes de chargement de ces produits de base afin de minimiser la contamination. Par exemple, il est généralement prévu que les exploitations en commun de pétrole brut léger partagent les réservoirs du Terminal de Burnaby.

Étape 4 : Répartition proportionnelle par type de navire des périodes de chargement des produits de base

La principale considération porte sur la distinction entre les pétroliers et les barges, mais on tiendra compte d'autres considérations comme la taille des navires dans chacune des catégories de pétroliers et de barges (par exemple, Aframax contre Panamax, barge contre remorqueur et barge articulés).

Étape 5 : Affectation des expéditeurs aux périodes de chargement

Le transporteur attribuera aux expéditeurs une période de chargement en fonction des critères suivants :

- 1) Attribution de l'expéditeur maritime au moins précédent du calendrier de périodes de chargement
 - a) Le transporteur tentera de maintenir l'attribution de la période de chargement du mois précédent de chaque expéditeur maritime à plus ou moins une période de chargement.
 - i) Le transporteur informera l'expéditeur maritime concerné s'il n'est pas en mesure d'atteindre cet objectif.
 - ii) Un expéditeur maritime qui modifie sa désignation par rapport au mois précédent est plus susceptible de se voir attribuer une période de chargement en dehors de cette cible.

- 2) Expéditeurs maritimes à navires multiples
 - a) Attribuer proportionnellement les périodes de chargement, dans le cadre de la distribution des produits de base précédemment établie, en tenant compte des éléments suivants :
 - i) Volume total désigné
 - ii) Nombre de navires désignés
 - iii) Taille des navires désignés
 - b) Si deux expéditeurs maritimes ou plus désignent le même volume, le même type de produit de base et le même nombre et type de navires, l'attribution sera alors classée en fonction du volume contractuel.
 - i) Si deux expéditeurs maritimes ou plus ont le même volume contractuel, leur classement sera déterminé par ordre alphabétique, soit de A à Z (face) ou de Z à A (pile), sur la base d'un tirage au sort au cours de ce mois.
- 3) Expéditeurs maritimes à navire unique
 - a) Attribuer la première période de chargement disponible, dans le cadre de la distribution des produits de base précédemment établie, classée par taille de navire
 - b) Si deux expéditeurs maritimes ou plus désignent la même taille de navire, l'attribution sera classée en fonction du volume contractuel.
 - i) Si deux expéditeurs maritimes ou plus ont le même volume contractuel, leur classement sera déterminé par ordre alphabétique, soit de A à Z (face) ou de Z à A (pile), sur la base d'un tirage au sort au cours de ce mois.
- 4) Expéditeurs non garantis en fonction du prix de l'offre et dans le cadre de la distribution des produits de base précédemment établie aux étapes ci-dessus.

5. AVANCEMENT D'UNE PÉRIODE DE CHARGEMENT

Le transporteur doit fournir aux expéditeurs un préavis d'au moins 30 jours pour l'avancement d'une période de chargement. Le transporteur doit faire preuve de diligence raisonnable pour minimiser l'impact de ces changements sur les expéditeurs. L'avancement d'une période de chargement au cours d'une période de 30 jours n'aura lieu qu'avec le consentement écrit de l'expéditeur.

Le défaut d'un expéditeur de donner son consentement pour avancer une période de chargement dans le délai de 30 jours peut entraîner le remplissage du réservoir de produits de base au Terminal de Burnaby, comme cela est décrit plus en détail dans la section 3.3 des Normes de service.

6. ÉCHANGES DE PÉRIODES DE CHARGEMENT

Les expéditeurs maritimes peuvent demander au transporteur un échange de période de chargement avec un autre expéditeur maritime et, à condition que les conditions opérationnelles le permettent, en tenant compte du type de produit de base et de la taille du navire, le transporteur peut accepter cet échange de période de chargement. Remarque : Les demandes effectuées après le début du mois de désignation en cours deviennent plus difficiles à satisfaire au fur et à mesure que les plans de réception et de livraison sont mis en œuvre.

7. LEVAGE COMMUN

Les expéditeurs maritimes sont autorisés à désigner des volumes à charger conjointement sur un seul navire de levage. Ces expéditeurs maritimes doivent désigner un représentant pour assurer la liaison avec le terminal pour toutes les questions liées au chargement.