



Pipelines Enbridge Inc.

Manuel général

Système de bilan matières

(Caviardé pour des raisons de sécurité et d'ordre commercial exclusives)

**Déposé conformément à la condition 12
de l'ordonnance XO-E101-003-2014 de l'Office national de l'énergie**

Le 15 juillet 2014

TABLE DES MATIÈRES

NOMENCLATURE	IV
PRÉFACE	V
POLITIQUE ET ENGAGEMENT D'ENBRIDGE ENVERS LA DÉTECTION DE FUITES	VI
EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES À L'ÉGARD DES SYSTÈMES DE DÉTECTION DES FUITES.....	IX
1 INTRODUCTION	1
2 APERÇU DU SBM.....	3
2.1 DONNÉES DU MODÈLE FIXE.....	5
2.2 DONNÉES MESURÉES.....	7
2.3 LOGICIEL D'ESTIMATION DE L'ÉTAT DU PIPELINE	9
2.3.1 [REDACTED] Caviarde - Renseignements exclusifs d'un tier	9
2.3.2 Répétabilité, flux diagnostiques et FBP.....	10
2.4 MÉTHODOLOGIE D'ANALYSE DES FUITES.....	11
2.4.1 Raison d'être de plusieurs fenêtres de temps	13
2.4.2 Effet des seuils sur la performance	15
2.4.3 Seuils doubles.....	15
2.4.4 Alarmes.....	15
2.5 AFFICHAGES	16
2.6 ARCHITECTURE DU SBM.....	18
2.6.1 Architecture des serveurs.....	20
2.6.2 Architecture du fichier du modèle.....	21
3 LE SYSTÈME SCADA.....	23
3.1 STRUCTURE DU SYSTÈME SCADA	23
4 INSTRUMENTATION.....	25
4.1 DÉBITMÈTRES	25
4.2 TRANSMETTEURS DE PRESSION	25
4.3 TRANSMETTEURS DE TEMPÉRATURE	26
4.4 DENSITOMÈTRES	26
4.5 VISCOSIMÈTRES.....	26
4.6 [REDACTED] Caviarde - Renseignements exclusifs	26
4.7 INSTRUMENTS POUR VANNES.....	27
4.8 INSTRUMENTS POUR POMPES	27
4.9 ÉQUIPEMENTS ESSENTIELS ET IMPORTANTS.....	27
5 DÉGRADATION DU SBM.....	28
5.1 SOURCES D'ERREUR	28
5.2 TYPES DE DÉGRADATION	31
6 PERFORMANCE DU SBM.....	33

6.1	SENSIBILITÉ	33
6.2	PRÉCISION	34
6.3	FIABILITÉ	35
6.4	ROBUSTESSE.....	36
6.5	SPÉCIFICATION ET PRIORISATION DES PARAMÈTRES DE PERFORMANCE.....	37
7	ÉVALUATION DE LA PERFORMANCE DU SBM.....	38
8	RÔLES ET RESPONSABILITÉS DU PERSONNEL	40
9	PROCÉDURES DE DÉTECTION DES FUITES.....	41
9.1	PROCÉDURES POUR LES ANALYSTES	41
10	ÉVALUATION ET FORMATION DES ANALYSTES	42
10.1	PHASE 1 : ORIENTATION	42
10.2	PHASE 2: APPRENTISSAGE FONDÉ SUR LA TÂCHE	42
10.3	PHASE 3 : FORMATION EN ANALYSE	43
10.4	ÉVALUATION DE L'ÉTAT DE PRÉPARATION.....	43
11	ENTRETIEN.....	44
11.1	ENTRETIEN PRÉVENTIF	44
11.2	RÉPARATIONS/REPLACEMENT.....	45
11.3	PLANS D'AMÉLIORATION DU MODÈLE	46
12	TENUE DES REGISTRES	48
12.1	CONSERVATION DES REGISTRES.....	48
12.2	PÉRIODES DE CONSERVATION DE L'HISTORIQUE.....	49
	ANNEXE A: CARACTÉRISTIQUES DES FLUIDES.....	50
	ANNEXE B : FONCTIONNALITÉ DU SBM POUR DES CONDITIONS D'EXPLOITATION SPÉCIFIQUES	54
	ANNEXE C : LISTE DE DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE	56
	ANNEXE D : RÔLES, RESPONSABILITÉS ET AUTORITÉ DU PERSONNEL EN CAS DE FUITE SUSPECTÉE	57
	GLOSSAIRE.....	61

Liste des figures

Figure 1: Aperçu géographique des pipelines de liquides d'Enbridge	1
Figure 2 : Aperçu de la structure du SBM	3
Figure 3 : Schéma d'un modèle de pipeline simple	5
Figure 4 : Données mesurées utilisées dans le modèle	7
Figure 5 : Caviarde - Renseignements exclusifs d'un tiers	9
Figure 6 : Exemple illustratif par « analogie du baril »	12
Figure 7 : Tracé de distance montrant la tête de ligne, le débit et le profil d'élévation	14
Figure 8 : Tracé de temps montrant les volumes diagnostiques et les seuils de la section	17
Figure 9 : Affichage de texte montrant les pressions, les débits et les autres valeurs utiles ...	17
Figure 10 : Environnement SCADA de la cartographie d'hébergement du SBM	18
Figure 11 : Cartographie organisationnelle du serveur du SBM	19
Figure 12 : Répertoires du modèle SBM	20
Figure 13 : Schéma du système SCADA de haut niveau	21
Figure 14 : Diverses sources d'erreur dans le système SBM	24
Figure 15 : Cibles démontrant la précision (gauche) et la répétabilité (droite).....	28
Figure 16 : Erreur de quantification d'une conversion analogique à numérique	29
Figure 17 : Tracé des précisions pour de multiples sections de pipeline	34

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Descriptions des répertoires du modèle du SBM	22
Tableau 2 : Priorisation des quatre paramètres de performance	37

Nomenclature

Système d'acquisition et de contrôle de données	SCADA
Agent réducteur de frottement	ARF
Association canadienne de normalisation	CSA
Bilan volumique	BV
Contrôleur à logique programmable	PLC
Détection alternative des fuites	DAF
Gestion du centre de contrôle	GSC
Jauge de contrôle du pipeline (Racleur)	JCP
Limite inférieure d'explosivité	LIE
Modèle d'écoulement transitoire en temps réel	METTR
Opérations du centre de contrôle	OCC
Surveillance computationnelle des pipelines	SCP
Système de bilan matières	SBM
Systèmes de contrôle pipeliniers et détection des fuites	SCPDF
Test de fuite simulée	TFS
Test de retrait des fluides	TRF
Transfert de propriété	TP
Transmetteur de pression	PT
Transmetteur de température	TT
Terminal à distance	RTU

Ce document vaut pour tous les pipelines d'Enbridge qui sont contrôlés à partir du centre de contrôle d'Edmonton. Les pipelines d'Enbridge qui ne relèvent pas du centre de contrôle d'Edmonton peuvent répondre à des contenus distincts de ceux du présent document.

Préface

Ce manuel est le premier d'une série de manuels qui décrivent le système de bilan matières (« SBM ») d'Enbridge. Il fournit des explications détaillées sur les aspects du SBM qui sont communs à la totalité du système d'Enbridge. Toutes les informations sur le SBM de pipelines particuliers peuvent être obtenues dans les manuels qui se rapportent à ceux-ci : *Manuel du système de bilan matières : modèle de la canalisation XX*. Ces manuels complémentaires complètent la série, fournissant de l'information détaillée sur les tracés, les opérations et la modélisation de chaque pipeline.

Ensemble, les manuels de cette série sont conçus pour répondre aux exigences de la norme Z662-11 Annexe E (*Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides*) de l'Association canadienne de normalisation (« CSA ») et la norme API RP-1130 (*Surveillance computationnelle des pipelines pour liquides*).

Ce manuel sert de ressource à tous les membres du personnel d'Enbridge travaillant sur un SBM.

Remarque : À compter de la section 1 : Introduction, les mots en caractères gras de ce document sont définis dans le glossaire. Seule leur première occurrence est en caractères gras.

Politique et engagement d'Enbridge envers la détection de fuites

Engagement de l'entreprise à l'égard de la détection de fuites

Pipelines Enbridge Inc. (« Enbridge ») s'engage à utiliser les méthodologies de pointe de l'industrie en détection de fuites. Elle y parvient en répondant ou en allant au-delà de toutes les normes techniques en vigueur et exigences réglementaires, et en employant les technologies les mieux adaptées.

Conformité réglementaire

Enbridge s'engage à adhérer à toutes les exigences réglementaires en vigueur pour la détection des fuites et adoptera toutes les normes pertinentes pour tous ses systèmes pipeliniers. Le réseau de pipelines de liquides d'Enbridge s'étend à travers l'Amérique du Nord et doit répondre à des normes techniques et à des exigences réglementaires variées. Peu importe la situation, Enbridge s'efforce d'appliquer les critères de détection de fuites les mieux adaptés à tous ses pipelines afin de s'assurer qu'ils répondent aux attentes ou les excèdent.

Leadership sectoriel, approche et pratiques exemplaires

Enbridge s'engage à employer les pratiques exemplaires de l'industrie et à mettre au point des technologies de détection des fuites. Elle entend y arriver en utilisant les meilleures technologies, processus mis au point et personnels qualifiés. Enbridge s'engage également à améliorer continuellement sa stratégie de détection des fuites qui repose sur une approche exhaustive et à multi-volets pour son réseau de pipelines. La stratégie porte sur cinq méthodes principales de surveillance des fuites, chacune couvrant un angle différent et reposant sur des technologies, des ressources et des moments d'intervention distincts. Utilisées conjointement, ces méthodes nous dotent de capacités de détection de fuites complètes et qui se chevauchent.

- **Surveillance visuelle et rapports** – Il s'agit de rapports sur la présence de pétrole ou d'odeur de pétrole par des tiers et par des patrouilles aériennes ou terrestres le long des canalisations. Enbridge traite les rapports des tiers par l'entremise de sa ligne téléphonique d'urgence et communique avec la population concernée et les responsables des services d'urgence par le biais de son programme de sensibilisation du public. Les patrouille aériennes et terrestres sont réalisées conformément aux exigences réglementaires et aux approches fondées sur le risque.

- **Calculs planifiés du bilan des canalisations** – Ces calculs sont parfois appelés « rapports excédents / déficits » dans l’industrie pipelinère et consistent en des calculs des stocks de pétrole réalisés à intervalle fixe, habituellement à toutes les deux heures et 24 heures. Une mesure aux 24 heures mobile est aussi faite selon des calculs effectués à un moment précis chaque jour. On vise par ces calculs à identifier les pertes imprévues dans les stocks des canalisations susceptibles d’indiquer une fuite éventuelle. Enbridge utilise les calculs de bilan de canalisation dans son système de suivi du mouvement des marchandises.
- **Surveillance par contrôleur** – Le contrôleur de pipeline d’Enbridge surveille la condition du pipeline (par ex., la pression de la canalisation) au moyen du système d’acquisition et de contrôle des données (« SCADA ») qui est conçu pour détecter les variations opérationnelles inattendues, comme les baisses de pression, qui peuvent signaler une fuite. Des capteurs additionnels contrôlés par SCADA, comme les concentrations de vapeur explosive, les bris de joint de pompe, les niveaux de vibration des équipements et les niveaux des puisards, peuvent aussi être utilisés par le contrôleur pour identifier des fuites potentielles.
- **Surveillance computationnelle des pipelines (« SCP »)** – Les systèmes de surveillance des pipelines par ordinateur utilisent des mesures et des données des pipelines pour détecter des anomalies susceptibles d’indiquer des fuites éventuelles. Le système de surveillance de pipeline qu’emploie Enbridge met à sa disposition un modèle informatique de pointe de ses pipelines et surveille continuellement les variations dans les volumes calculés des liquides.
- **Inspection interne d’émissions acoustiques** – En plus d’un plan complet de gestion de l’intégrité, le recours à une technologie d’outil d’inspection interne fondée sur l’acoustique va permettre de détecter une activité acoustique anormale associée aux fuites ou aux poches de gaz piégé dans les conduites sous pression. En bref, les outils sont réglés pour « écouter » s’il y a des fuites. Cette méthode discontinue repose sur une technologie conçue pour détecter de très petites fuites.

Déploiement de nouvelles technologies

Enbridge s’engage à continuellement rechercher et tester de nouvelles technologies. Enbridge va évaluer de nouvelles technologies de détection des fuites et les déployer si elles améliorent substantiellement les capacités de détection des fuites.

Engagements précis

Enbridge s’engage à réaliser les activités suivantes sur tous ses systèmes pipeliniers :

- Le réseau de pipelines d'Enbridge ne sera pas exploité sans un système de détection des fuites en fonction, peu importe le mode d'exploitation.
- Toutes les alarmes de fuites seront prises en compte, analysées et évaluées.
- Du personnel qualifié sera formé selon les normes de l'industrie et de la réglementation en vigueur. Le personnel recevra une formation spécifique sur l'utilisation et l'opération des systèmes de détection des fuites d'Enbridge servant à évaluer les données hydrauliques du pipeline aux fins de l'analyse des fuites du pipeline. Les contrôleurs du pipeline seront équipés d'une structure de soutien pour les aider à analyser des fuites et soutenus par les systèmes informatiques.

Exigences réglementaires à l'égard des systèmes de détection des fuites

Le système de pipelines d'Enbridge est exploité à la fois au Canada et aux États-Unis d'Amérique. Divers gouvernements et autorités dictent les règlements et pratiques et surveillent également les activités liées au transport des hydrocarbures liquides. Enbridge s'engage à respecter tous les règlements en vigueur.

On trouvera ci-après les normes réglementaires et de l'industrie sur les systèmes de surveillance computationnelle des pipelines et sur la détection des fuites. Ce sont les principales références, mais cette liste peut ne pas être exhaustive. Le système SBM est conçu de façon à se conformer aux exigences de ces normes.

Canada

Fédéral

- *Loi sur l'Office national de l'énergie, Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres 1999 (DORS/99-294) : art. 37.*

Alberta

- *Alberta Regulation 91/2005, Pipeline Act, Pipeline Rules: Part 2, Materials and Design, subsection 9(4), Part 4, Inspection and Record, sections 47, 48, 49.*

États-Unis d'Amérique

- Code of Federal Regulations, Title 49: *Transportation, Part 195: Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline, 2008 rev:*
 - Sec. 195.134 CPM leak detection (design requirements);
 - Sec. 195.444 CPM leak detection; and
 - Sec. 195.452 Pipeline integrity management in high consequence areas (Operations and Maintenance).

Normes de l'industrie

- Norme CSA Z662 (version la plus récente), *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, annexe E : Pratiques recommandées pour la détection des fuites dans les systèmes pipeliniers d'hydrocarbures liquides.*
- Publication API 1130 : *Computational Pipeline Monitoring for Liquids Pipelines.* 42 p., 2007.

Enbridge recourt à de multiples approches pour détecter les fuites sur ses pipelines. Ces approches sont conçues pour la doter de capacités complètes de détection des fuites qui se chevauchent. Les cinq principales approches sont les suivantes :

1. Surveillance visuelle et rapports. Celles-ci proviennent des patrouilles de canalisations d'Enbridge (aériennes et terrestres) et de rapports de tiers sur des traces de pétrole ou d'odeur de pétrole.
2. Calculs planifiés du bilan des canalisations. Appelés parfois « rapports excédents/déficits » dans l'industrie, ceux-ci consistent en des calculs de stocks de pétrole à intervalle fixe.
3. Surveillance par contrôleur. Il s'agit de la surveillance continue des conditions du pipeline (par ex., la pression du pipeline) par le contrôleur du pipeline.
4. Surveillance computationnelle des pipelines. Il s'agit d'une surveillance réalisée par ordinateur en se fondant sur des mesures continues des conditions du pipeline.
5. Inspection interne des émissions acoustiques. Une technologie d'outil d'inspection interne fondée sur l'acoustique qui sert à détecter une activité acoustique anormale associée aux fuites ou aux poches de gaz piégé dans les conduites sous pression.

Ces approches sont utilisées concurremment afin de déceler des conditions de fuites potentielles.

Le SBM d'Enbridge est ce qu'Enbridge a mis en œuvre comme système de SCP pour la détection des fuites en temps réel dans les pipelines de liquides. Il est conçu pour respecter les exigences en détection des fuites, et même les excéder, telles que précisées dans les *pratiques recommandées de la CSA pour la détection des fuites des oléoducs* (« pratiques recommandées ») et conformément à la norme *API RP-1130 sur la surveillance computationnelle des pipelines*.

Si le SBM détecte une fuite potentielle, celui-ci va acheminer une alarme de fuite à l'opérateur du pipeline. L'opérateur engagera ensuite une procédure d'enquête, en faisant appel à un analyste en détection des fuites en fonction 24/7, qui déterminera si l'alarme est valide ou non valide. Enbridge emploie des analystes en détection des fuites afin d'établir la cause de toutes les alarmes de fuite. Cette mesure va au-delà de toutes les exigences réglementaires du gouvernement et de l'industrie.

L'analyse des alarmes est nécessaire parce que plusieurs situations peuvent ressembler à une fuite, dont les problèmes liés aux instruments aux communications et à la modélisation. Dans ces cas les alarmes de fuite sont réputés invalides.

2 Aperçu du SBM

Le SBM est un système de SCP qu'Enbridge utilise pour révéler les détections de fuites sur les pipelines de liquides. Le SBM emploie un **modèle d'écoulement transitoire en temps réel** (« METTR ») qui simule la situation hydraulique du pipeline en temps réel, dont les conditions d'écoulement transitoire. On trouvera à la Figure 2 une vue d'ensemble du SBM.

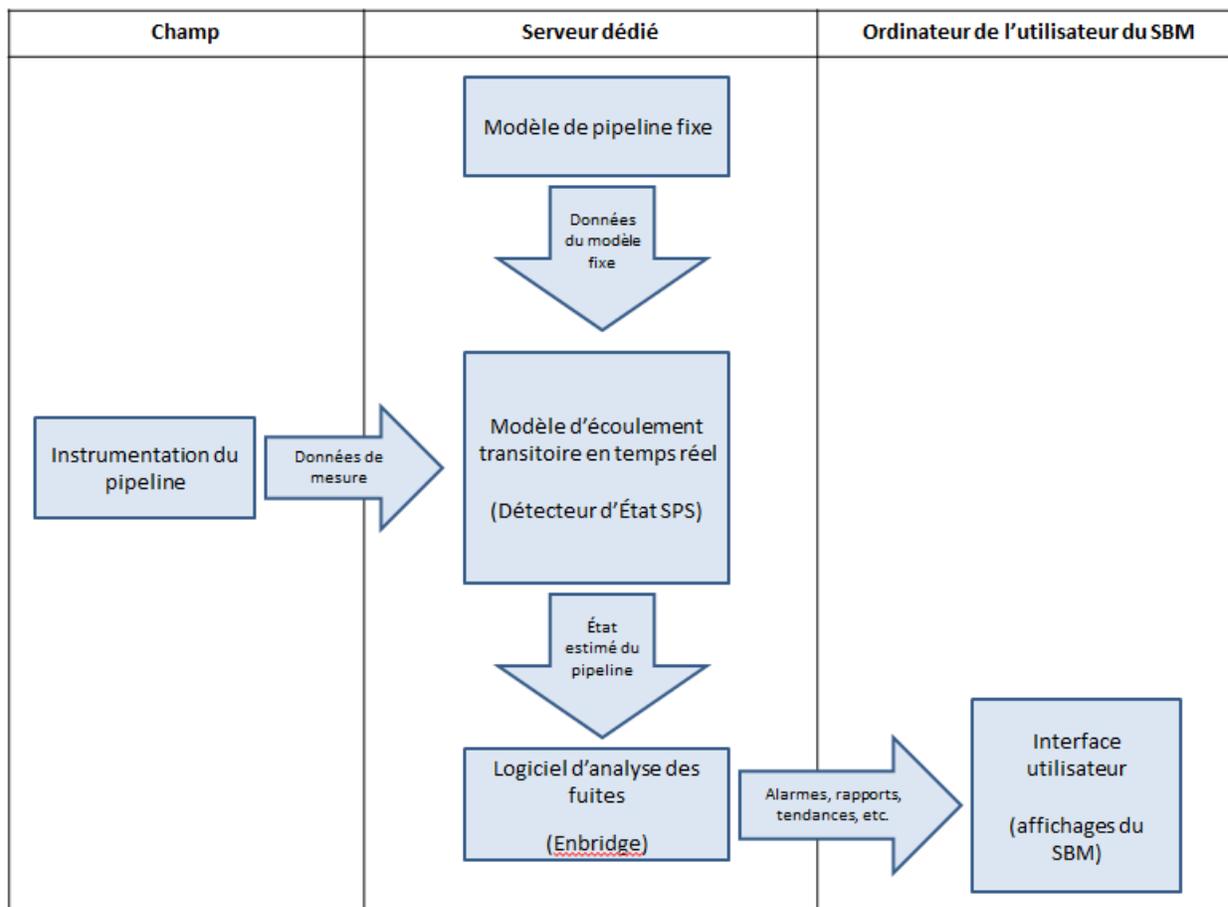


Figure 2 : Aperçu de la structure du SBM

Pour chaque pipeline, un modèle computationnel est créé qui réplique les propriétés physiques constantes (fixes) du pipeline. Toute information qui a une incidence sur les données hydrauliques du pipeline, sans être affectée par l'exploitation des pipelines, est contenue dans le modèle de pipeline fixe.

Les données mesurées provenant de l'instrumentation de terrain sont nécessaires pour calculer les données hydrauliques du pipeline. Les mesures de pression et de taux de débit sont essentielles au modèle, mais d'autres mesures comme la température ou les propriétés des fluides sont également utilisées.

Le METTR calcule une estimation de l'état hydraulique de la totalité du système. Ce logiciel fait appel aux données mesurées et aux données du modèle de pipeline fixe pour calculer cette estimation. Les écarts entre l'état estimé du pipeline et les valeurs mesurées sont conciliés avec les **débits de diagnostic** (« DD »).

La détection des fuites est réalisée par le logiciel d'analyse des fuites qui examine l'état calculé du pipeline. Les résultats de l'analyse des fuites peuvent être obtenus par une interface utilisateur de l'ordinateur de l'utilisateur du SBM, sous forme d'alarmes de fuites, de courbes de temps, de courbes de distance et d'affichage de texte.

2.1 Données du modèle fixe

Le modèle du pipeline est composé de données qui décrivent les caractéristiques physiques du pipeline. Les données contenues dans le modèle sont fixées durant l'exploitation du pipeline et donc ne changent pas quand le METTR est en fonction. Toute l'information contenue dans le modèle est employée pour calculer les données hydrauliques du pipeline et est nécessaire pour le METTR. Les données fixes habituelles comprennent :

- profil altimétrique;
- données sur la conduite : longueur; diamètre; épaisseur des parois; et rugosité de surface;
- localisation des postes : borne kilométrique/borne milliaire précise de la localisation des postes;
- installations des postes : instruments importants sur le plan hydraulique (pression, débit, etc.);
- localisation des sites de vannes : borne kilométrique/borne milliaire précise de la localisation des sites de vannes;
- installations des sites de vannes : instruments importants sur le plan hydraulique; et
- propriétés des fluides.

Le schéma d'un modèle de pipeline simple est montré à la Figure 3. De gauche à droite, se trouvent un poste où le fluide est injecté et dispose d'une pression de refoulement, certaines conduites, une vanne de sectionnement de conduite principale, encore plus de conduites et un poste final doté d'une pression d'aspiration et d'un point de livraison. Les points (nœuds) en noir représentent les points de connexion des éléments du modèle. Il y a lieu de noter que certaines informations, comme le profil altimétrique et la longueur des conduites, n'apparaissent pas sur ce schéma.

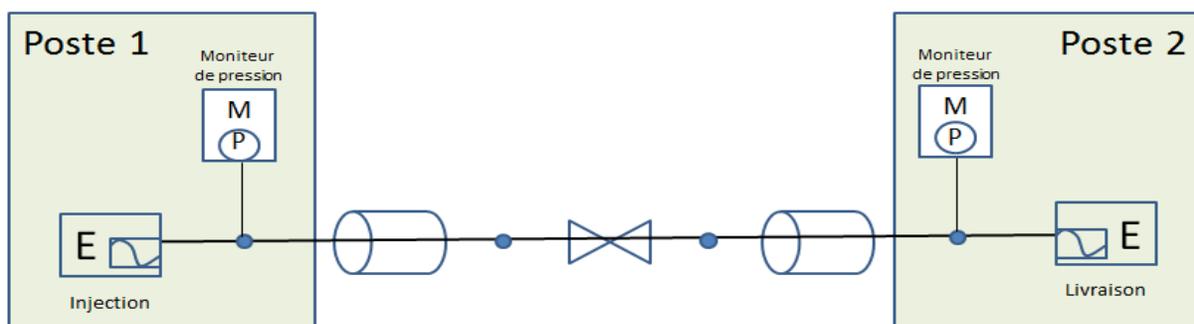


Figure 3 : Schéma d'un modèle de pipeline simple

Il n'est pas nécessaire de modéliser tous les aspects physiques d'un pipeline, essentiellement ceux qui ont un effet sur les données hydrauliques du pipeline. Par exemple, dans la réalité, il y aurait une pompe au Poste 1 pour faire cheminer le fluide à travers le pipeline. Cette pompe n'apparaît pas dans le modèle, car la pression de refoulement et le débit sont les seuls intrants requis pour modéliser la situation hydraulique du pipeline.

2.2 Données mesurées

Les données mesurées de l'instrumentation de terrain doivent être ajoutée au modèle statique de façon à créer un modèle d'écoulement transitoire en temps réel et opérer le SBM.

Le modèle numérique montré à la Figure 3 est assorti d'emplacements pour des données mesurées. Par exemple, les moniteurs de pression du modèle reçoivent des données des transmetteurs de pression du pipeline réel. Également, la quantité de fluide injectée et livrée est alimentée par les mesures prises en temps réel des compteurs de débit. Même la vanne de sectionnement est réglée pour ouvrir et fermer en fonction de l'information provenant d'une vanne réelle de sectionnement.

La Figure 4 montre un modèle identique à celui de la Figure 3, tout en faisant ressortir certaines mesures utilisées pour alimenter le modèle.

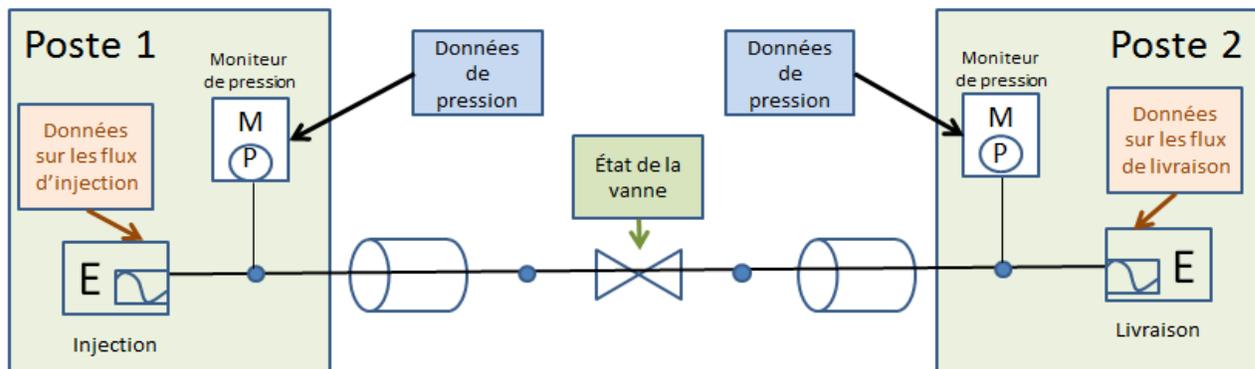


Figure 4 : Données mesurées utilisées dans le modèle

Une fois les données mesurées alimentées dans le modèle, le METTR peut créer une estimation de la situation. Les types de mesures incorporées dans le modèle incluent les suivantes :

- Débit d'injection et de livraison
- Débit de la canalisation principale
- Pressions
- Température des fluides
- Température du sol
- Viscosité des fluides
- Densité des fluides
- Vitesse du son dans le fluide
- État de la vanne
- État de la pompe

Les propriétés mesurées des fluides peuvent surpasser les valeurs des données du modèle statique.

Veillez noter que le modèle peut colliger et afficher de l'information qui ne contrôle pas directement les éléments du modèle. Par exemple, les mesures de transmetteurs de pression de réserve peuvent quand même être lues par des utilisateurs du SBM.

2.3 Logiciel d'estimation de l'état du pipeline

Le logiciel du SBM compte deux composantes : le logiciel d'estimation de l'état du pipeline et le logiciel d'analyse des fuites. Cette section traite du logiciel d'estimation de l'état du pipeline.

Le SBM d'Enbridge fait appel à un produit logiciel commercial, appelé *Statefinder*, qui a été mis au point par DNV GL. *Statefinder* simule la situation hydraulique de la totalité du pipeline en temps réel, faisant de celui-ci un METTR.

À chaque cycle de balayage, les données mesurées actuelles (voir section 2.2) sont traitées par *Statefinder* et intégrées aux données du pipeline fixe (voir section 2.1). Les données de pression et de débit sont utilisées à titre de conditions limites pour calculer une estimation de l'état du pipeline. Le calcul de l'état du pipeline offre une représentation précise de l'état actuel du pipeline quand les conditions limites sont exactes.

2.3.1

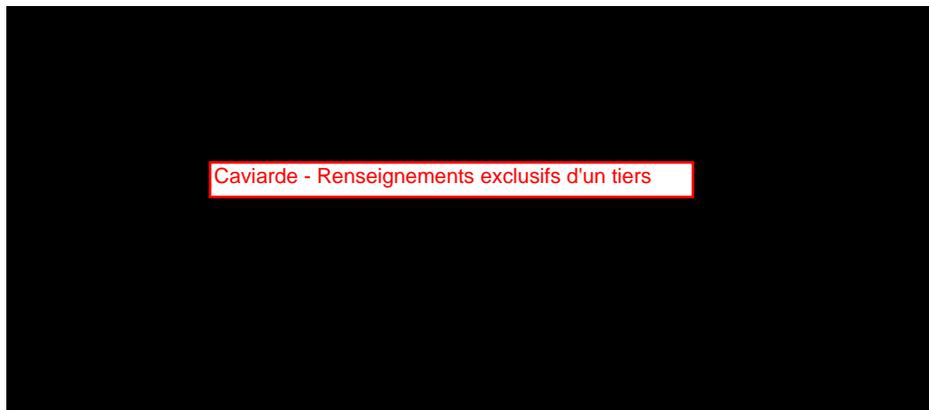
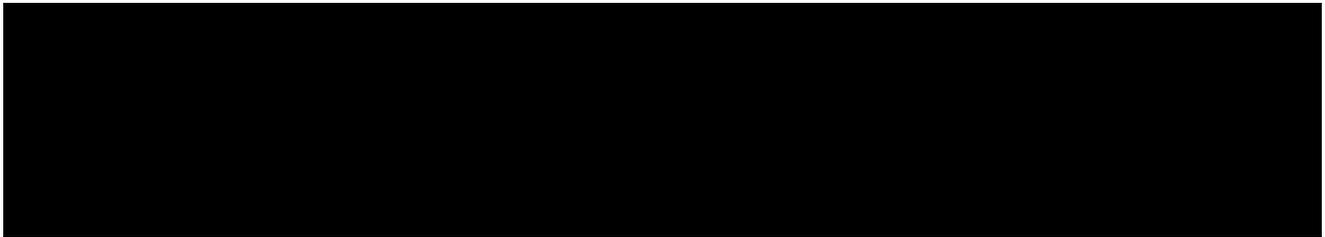
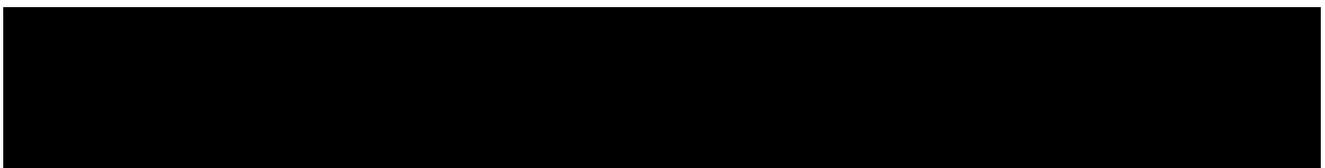


Figure 5 :



2.3.2 Répétabilité, flux diagnostiques et FBP

Toutes les valeurs utilisées par *Statefinder* pour calculer l'état du pipeline comportent un certain degré d'incertitude. Afin de tenir compte de ces incertitudes, les valeurs mesurées par le modèle peuvent se voir assigner une valeur de **répétabilité**. La répétabilité représente l'écart maximal dont une valeur du modèle peut dévier par rapport à sa valeur mesurée.

Par exemple, si un débitmètre présente une lecture de 100 m³/h, et possède une répétabilité de ±1 m³/h, le modèle peut employer toute valeur se situant entre 99 m³/h et 101 m³/h. La valeur dont se sert le modèle est déterminé par [REDACTED] qui prend en considération toutes les autres mesures et leur pondération.

Caviarde - Renseignements exclusifs d'un tiers

Si la solution du modèle ne correspond pas à une valeur mesurée et que la répétabilité n'est pas suffisamment prononcée pour compenser l'écart, *Statefinder* peut additionner ou soustraire des flux [REDACTED] pour réconcilier les écarts. Ces flux portent le nom de FD [REDACTED]

Caviarde - Renseignements exclusifs d'un tiers

À titre illustratif, supposons qu'un transmetteur de pression donne une lecture de 550 kPa et qu'il est modélisé avec une répétabilité de 20 kPa. Supposons maintenant que *Statefinder* a déterminé que la pression modélisée à ce point est de 500 kPa. Le modèle pourrait ajuster la pression à 530 kPa, maximisant pleinement la répétabilité afin de parvenir le plus près possible de la valeur modélisée. Cependant, il reste un écart de 30 kPa entre la valeur modélisée et la valeur mesurée après ajustement. [REDACTED]

Caviarde - Renseignements exclusifs d'un tiers

Il y a un certain nombre de raisons pour lesquelles les FD [REDACTED] sont nécessaires. Dans l'illustration précédente, cela peut avoir été dû par une lecture incorrecte du transmetteur de pression ou que le modèle était lui-même erronée et ne reflétait pas la réalité. De cette façon, les FD [REDACTED] peuvent déceler un problème lié au modèle. Toutefois, ces corrections ne surviennent pas seulement en raison d'erreurs dans la modélisation; les FD sont nécessaires à la modélisation et à l'identification des fuites de pipeline.

Quand une fuite se produit, *Statefinder* devra retirer du fluide du modèle sous forme de débit diagnostique pour tenir compte du fluide non mesuré sortant du pipeline. Par exemple, si une fuite de 30 % survient sur un pipeline opéré à 100 m³/h, le modèle comporterait un débit diagnostique totalisant 30 m³/h à proximité de la fuite. (Veuillez noter qu'en pratique, le débit diagnostique ne correspondrait pas parfaitement au taux réel de la fuite du fait des incertitudes liées au modèle.

2.4 Méthodologie d'analyse des fuites

Le logiciel d'analyse des fuites applique les algorithmes de détection des fuites au METTR. Contrairement au logiciel d'estimation de l'état du pipeline, le logiciel d'analyse des fuites est mis au point et entretenu par Enbridge. L'entreprise a créé des algorithmes qui examinent la taille et la distribution du débit diagnostique afin de déterminer si une fuite est en cours.

Le modèle est divisé en une ou plusieurs sections appelées **sections de bilan volumique**. Tous les débits diagnostiques d'une section sont additionnés ensemble et intégrés sur trois période de temps : 5 minutes; 20 minutes; et 2 heures. Les résultats de ces intégrations forment les **volumes diagnostiques**, qu'on nomme parfois déséquilibres volumétriques. Dans un modèle idéal, les débits diagnostiques, et par conséquent les volumes diagnostiques, seraient essentiellement différents de zéro en cas de fuite. En réalité, il y a un certain nombre de sources d'erreur qui peuvent mener à une volumétrie diagnostique différente de zéro.

En vue de mieux distinguer les volumes diagnostiques causés par des fuites de ceux causés par des erreurs, **des seuils de volumes diagnostiques** sont établis pour chaque période de temps dans chaque section de bilan volumique. Si le volume diagnostique excède ce seuil, une alarme de fuite est enclenchée. Il y a lieu de noter qu'une alarme ne signifie pas que le SMB a détecté une fuite; elle ne fait qu'aviser le contrôleur du pipeline qu'une fuite a pu se produire et qu'une recherche plus poussée est nécessaire.

Les sections de bilan volumique sont habituellement créées pour chaque section de « débit mètre à débitmètre ». Pour les conduites pourvues de plusieurs débitmètres, une couche supplémentaire de sections en chevauchement peut être utilisée, comme le montre la Figure 5. Les sections en chevauchement rendent le système plus robuste et peuvent procurer une meilleure sensibilité aux fuites.

Pour les conduites dont les opérations sont complexes, il peut être nécessaire de créer des sections de bilan volumique (BV) supplémentaires ou des sections activés/désactivés pour divers modes d'exploitation. Les sections de bilan volumique sont configurées de telle façon à ce qu'il y ait toujours au moins une section activées, peu importe la portion de pipeline donnée, et les sections sont délimités par un débitmètre ou une vanne fermée.

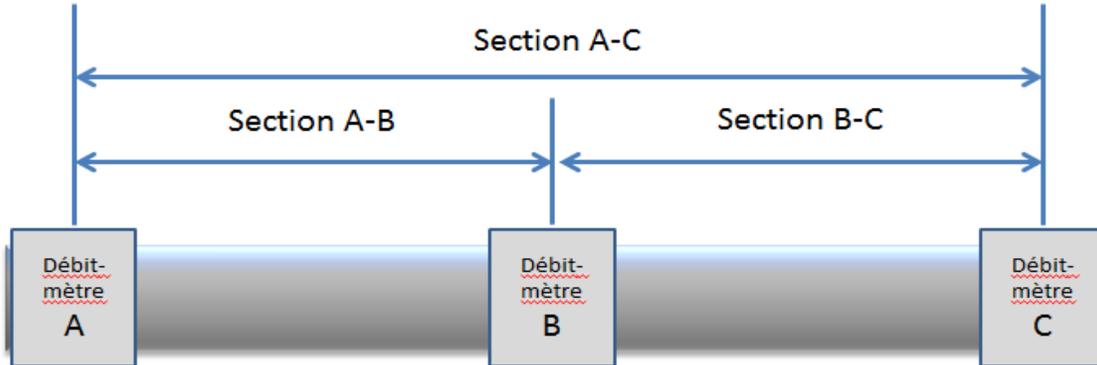


Figure 6 : Pipeline à plusieurs sections de bilan volumique

2.4.1 Raison d'être de plusieurs fenêtres de temps

Comme mentionné dans la section précédente, Le SBM calcule les déséquilibres de diagnostics sur de multiples intervalles de temps ou **fenêtres de temps**. Trois fenêtres sont habituellement utilisées pour les pipelines d'Enbridge : des fenêtres de 5 minutes; 20 minutes; et de 2 heures.

En évaluant les bilans matières sur trois périodes de temps différentes, le SBM est en mesure de détecter des fuites de différentes tailles de façon ponctuelle. Les exemples suivants illustrent l'utilité de chaque fenêtre de temps.

Supposons la présence d'une petite fuite dans le baril illustré à la Figure 6. Le volume diagnostique est surveillé sur des fenêtres de temps de 5 minutes, 1 heure et 24 heures. Sur une courte période (par ex., 5 minutes), le niveau de liquide du baril baisse très lentement, et rend très difficile la détection d'une petite fuite. Sur une période si courte, il est ardu de différencier une fuite réelle d'une variation de volume résultant d'une mesure inexacte. Sur une plus longue période, toutefois, la fuite peut être constatée de façon distincte, car le volume qui s'échappe augmente régulièrement, pendant que diminue la perspective d'un déséquilibre en raison d'une mesure inexacte.

Supposons donc que sur une fenêtre de 5 minutes, la fuite entraîne une diminution d'une unité de hauteur d'un baril plein. Notons toutefois que l'inexactitude de mesure est aussi d'une unité (plus ou moins). Il est par conséquent difficile de distinguer au cours d'une fenêtre de 5 minutes si la perte de fluide est causée par une fuite ou par une erreur de donnée. Sur des fenêtres plus longues, le montant total de l'écart augmente régulièrement. Néanmoins, la donnée inexacte demeure la même dans le temps (plus ou moins une unité). Sur la base de la même inexactitude totale, le véritable écart potentiel est maintenant d'au moins 10 unités. La situation de la fuite sur 24 heures montre une capacité de détectabilité encore plus élevée. Sur 24 heures, la fuite totale atteint dès lors 288 unités (24 fois une perte horaire de 12 unités). Pendant que l'inexactitude de mesures demeure inchangée, l'écart potentiel total est maintenant de 286 unités.

On peut conclure que la surveillance des volumes diagnostiques sur différentes fenêtres de temps améliore la performance du SBM, permettant de détecter rapidement des fuites importantes dans de brèves fenêtres de temps et de détecter des petites fuites dans des fenêtres de temps plus longues.

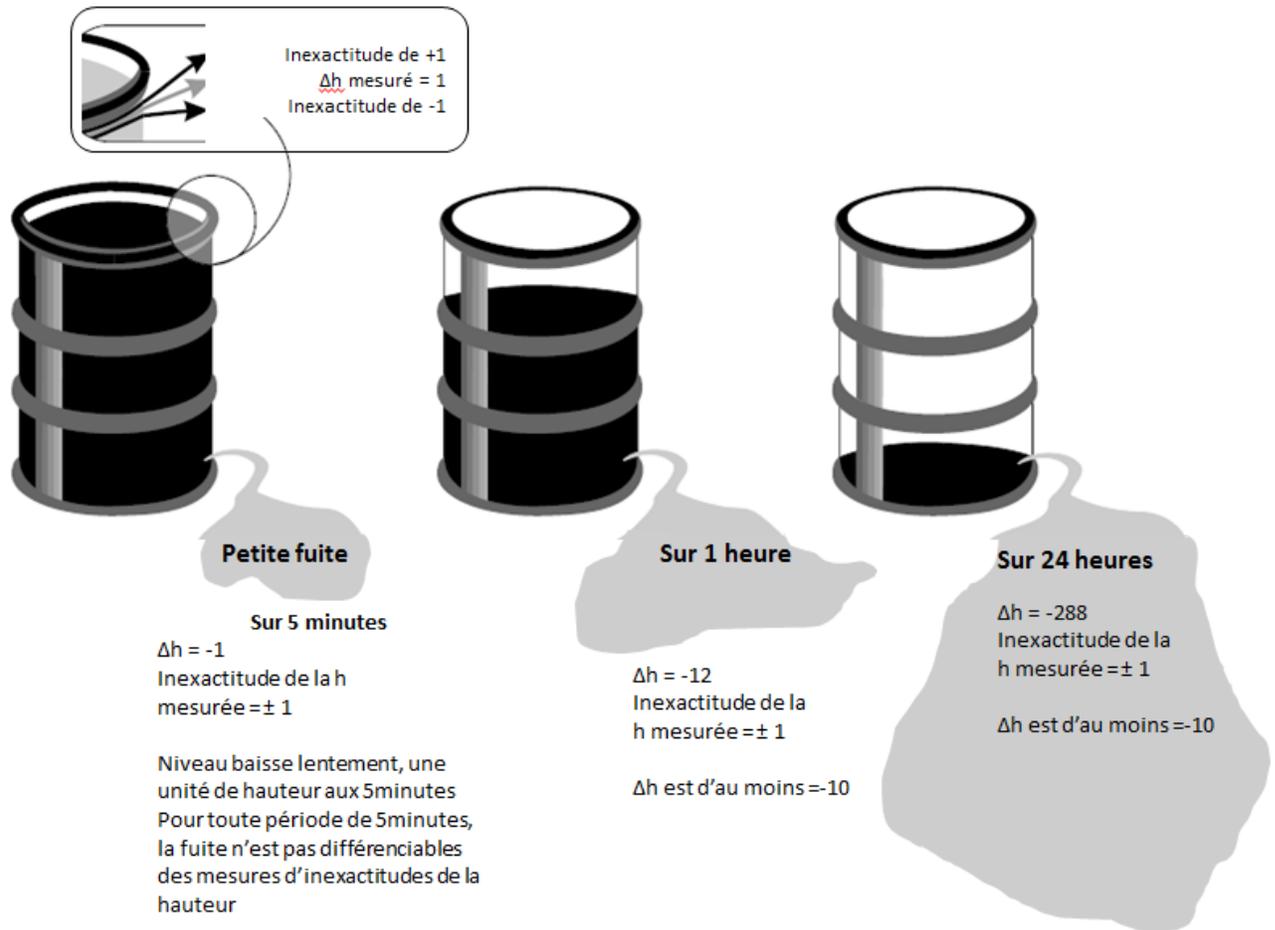


Figure7 : Exemple illustratif par « analogie du baril »

2.4.2 Effet des seuils sur la performance

Les seuils d'alarme du SBM sont ajustés pour parvenir à un équilibre entre la fiabilité du système et sa sensibilité. Assouplir les seuils réduit les alarmes de fausses fuites causées par des inexactitudes de données (meilleure fiabilité), mais hausse la taille minimale des fuites détectables et le temps requis pour les détecter (sensibilité réduite). Resserrer les seuils permet de détecter plus rapidement les plus petites fuites (meilleure sensibilité), mais peut se traduire par plus de fausses alarmes (fiabilité réduite).

2.4.3 Seuils doubles

Lors de changements rapides (écoulements transitoires), l'incertitude dans le modèle est accrue. Compte tenu de ce fait, des **seuils doubles** sont utilisés pour accroître les seuils lors de conditions d'écoulement transitoire. Quand le pipeline est exploité dans des conditions de stabilité et que les incertitudes sont à leur plus bas, les seuils vont se resserrer, procurant ainsi une meilleure sensibilité. Quand le système est en mode transitoire, les seuils sont relaxés, améliorant ce faisant la fiabilité.

2.4.4 Alarmes

Si un volume diagnostique atteint son seuil d'alarme de fuite, le SBM va déclencher une **alarme de fuite** pour cette fenêtre de temps. L'alarme est distincte pour chaque fenêtre de temps.

Le SBM peut aussi déclencher une **alarme de panne du SBM**. Deux causes sont à l'origine d'une alarme de panne du SBM. La première tient au fait que le processus qui envoie les données du SBM à l'opérateur n'a pas été en communication pour plus de quatre minutes. La deuxième intervient quand l'horodateur du processus prend plus de quatre minutes de retard par rapport au temps réel.

En bref, les quatre types d'alarme sont les suivants :

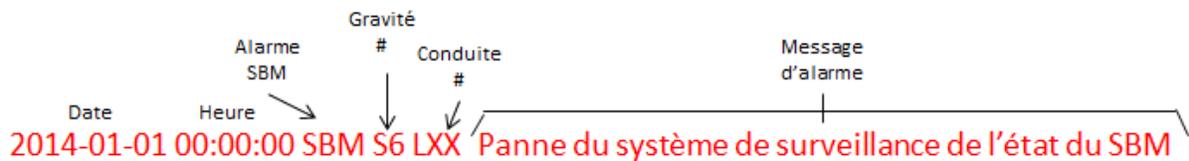
- alarme de fuite de 5 minutes;
- alarme de fuite de 20 minutes;
- alarme de fuite de 2 heures; et
- alarme de panne du SBM.

Les alarmes sont envoyées à l'opérateur du pipeline et celui-ci est responsable de communiquer avec un analyste de détection de fuites pour évaluer la cause de cette alarme. Les alarmes sont acheminées directement à l'opérateur car cela permet à l'opérateur de réagir immédiatement si les données opérationnelles affichent des signes évidents de fuite. Les alarmes sont aussi immédiatement présentées à l'analyste de détection de fuites au moyen d'une application LD Alarm Viewer. Ceci permet à l'analyste d'engager de façon proactive les activités d'analyse des causes fondamentales de l'alarme.

Exemple d'alarme de fuite :



Exemple d'alarme de panne du SBM :



2.5 Affichages

Les affichages du SBM sont les interfaces de l'utilisateur avec le système SBM. *Statefinder* permet de créer sur mesure des tracés de temps, des tracés de distance et des affichages de texte. Une information détaillée sur les affichages du SBM d'Enbridge est disponible dans le document *Normes d'affichage du SBM* qui indique tous les affichages standards du SBM. Des exemples des affichages habituellement utilisés sont illustrés dans les Figure 3, Figure 4 et Figure 5.

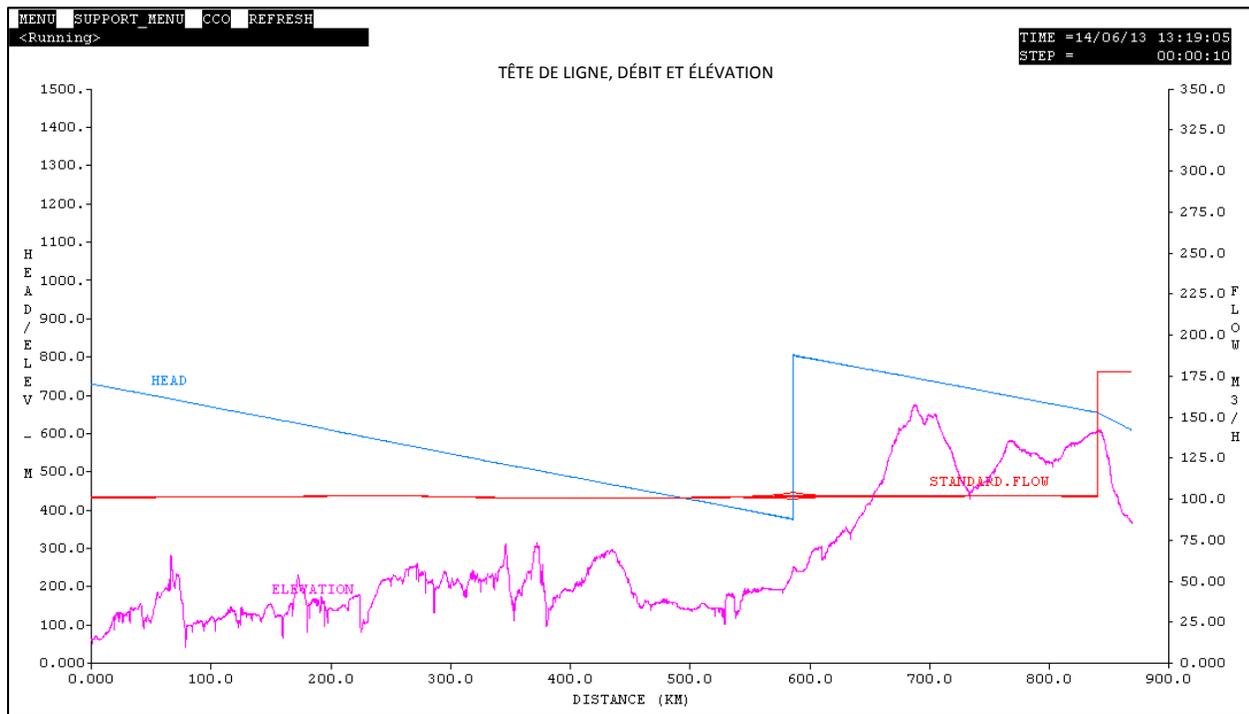


Figure 8 : Tracé de distance montrant la tête de ligne, le débit et le profil d'élévation

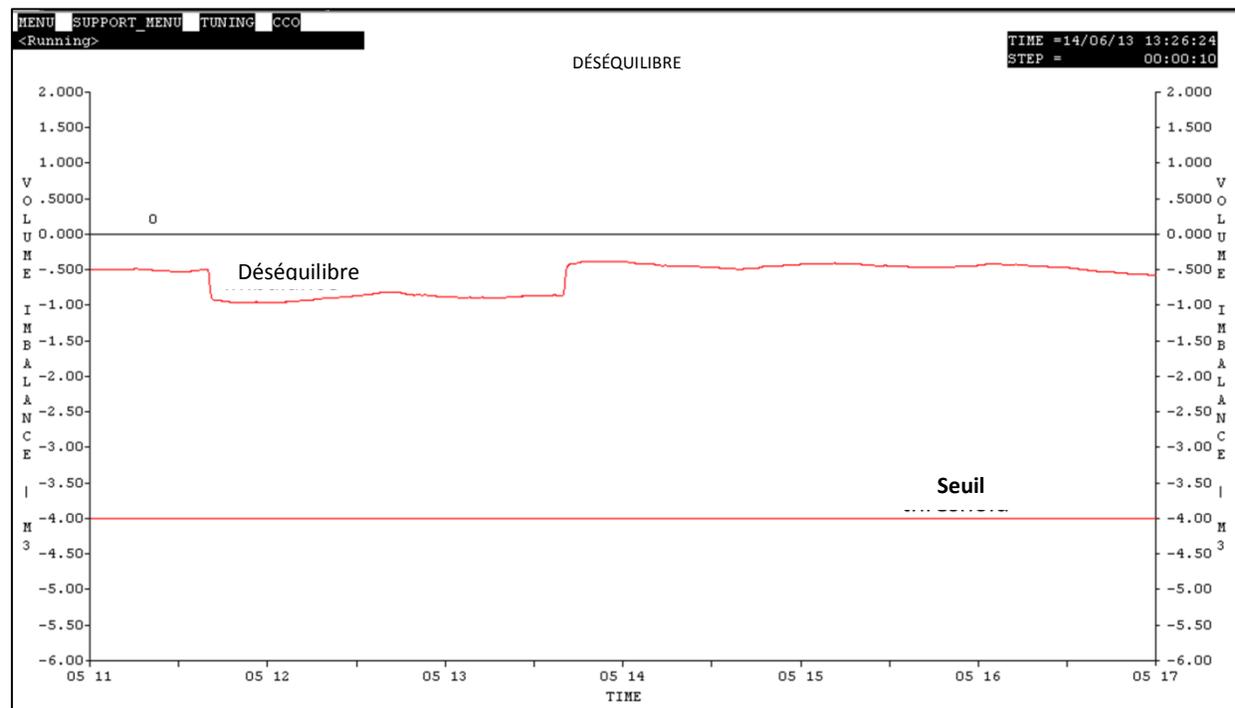


Figure 9 : Tracé de temps montrant les volumes diagnostiques et les seuils de la section

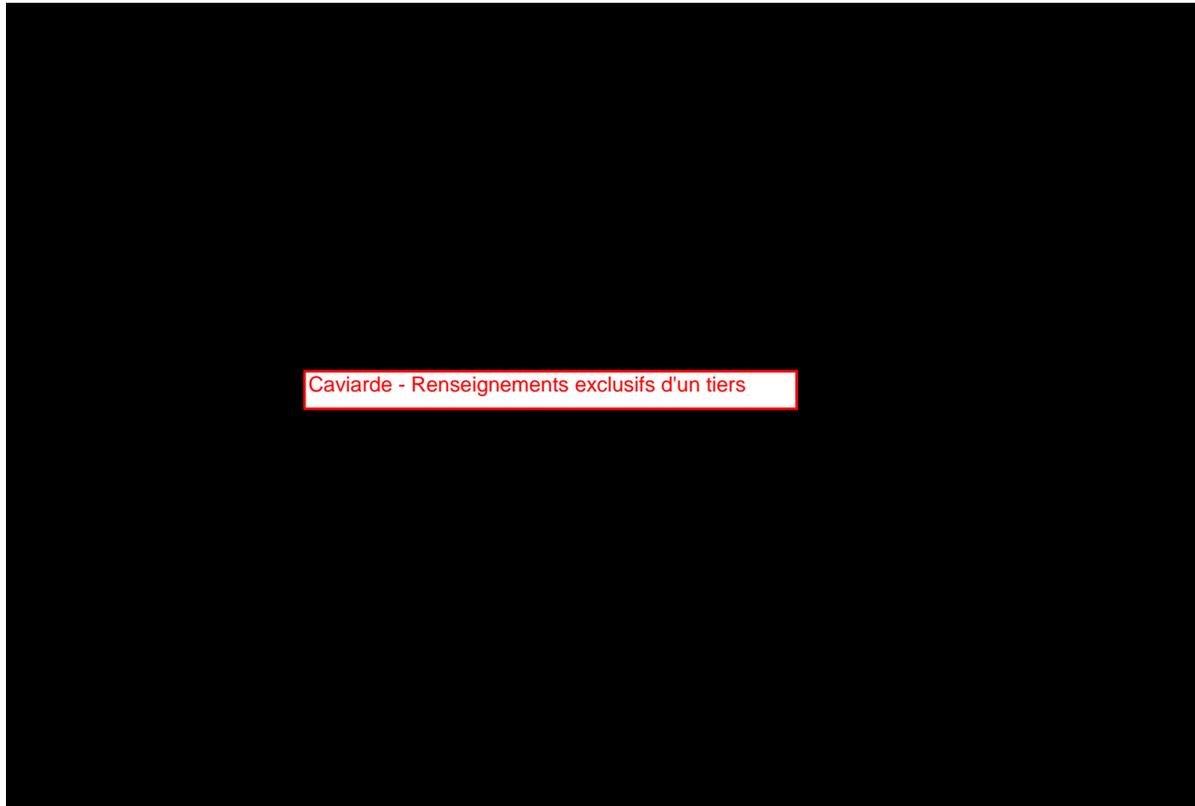


Figure 10 : Affichage de texte montrant les pressions, les débits et les autres valeurs utiles

2.6 Architecture du SBM

Le SBM comporte de nombreuses composantes si bien qu'une structure organisationnelle cohérente est nécessaire pour que le système demeure gérable. La Figure 6 présente les pipelines, les modèles pipeliniers, les serveurs et les **environnements SCADA**.

Tous les modèles du SBM sont hébergés sur trois serveurs différents : le serveur de production principal; le serveur de production de sauvegarde; et le serveur de développement. Le serveur de production principal sert à héberger le modèle actif du SBM qui est opéré en temps réel et qui envoie les alarmes à l'opérateur. Le serveur de production de sauvegarde est installé pour prendre la relève en cas de problème avec le serveur principal. Le serveur de développement est utilisé pour vérifier les modifications et mises à niveau apportées au modèle avant leur mise en œuvre.

Il y a lieu de remarquer que parfois plus de deux conduites sont regroupées dans le même modèle.



Figure 11 : Environnement SCADA de la cartographie d'hébergement du SBM

2.6.1 Architecture des serveurs

Chaque serveur possède la même structure. Plusieurs disques sont utilisés pour différents types de fichiers comme le montre la Figure 7.

Le disque de production sert à opérer le système SBM. Le disque d'évaluation est une réplique du disque de production et peut être utilisé au cas où il y aurait une difficulté avec les modèles du disque de production. Le système est en place pour agir comme système de sécurité, de façon similaire aux couplages redondants des serveurs de production principale et de sauvegarde.

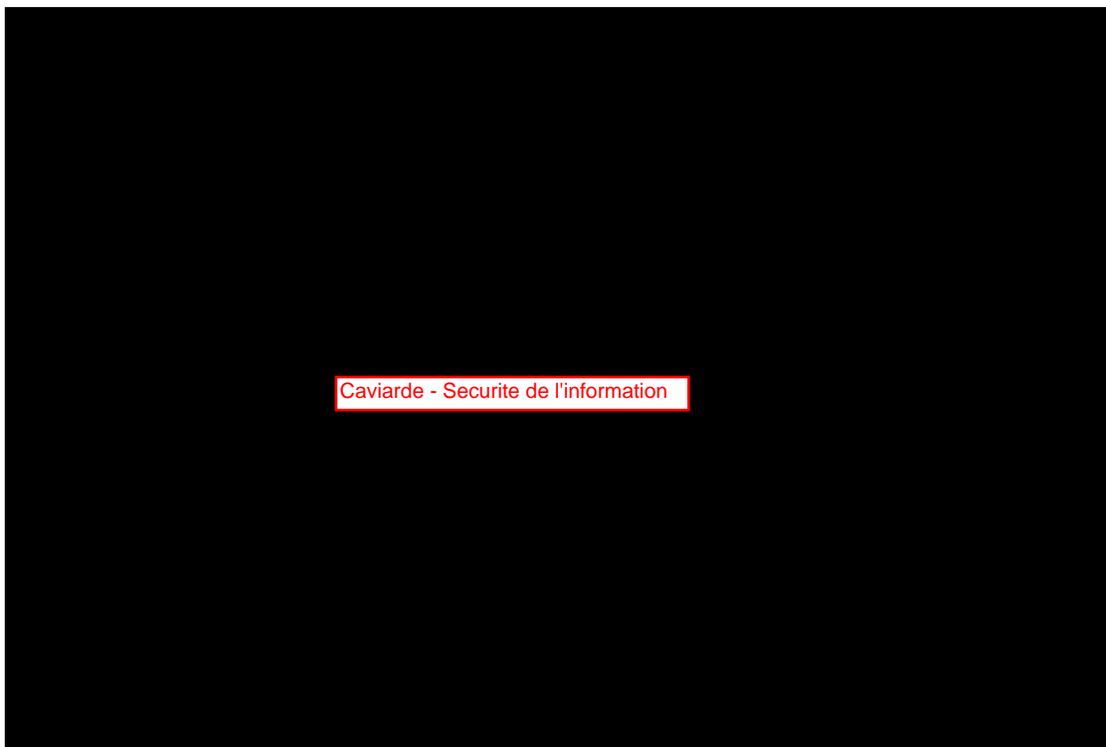


Figure 12 : Cartographie organisationnelle du serveur du SBM

2.6.2 Architecture du fichier du modèle

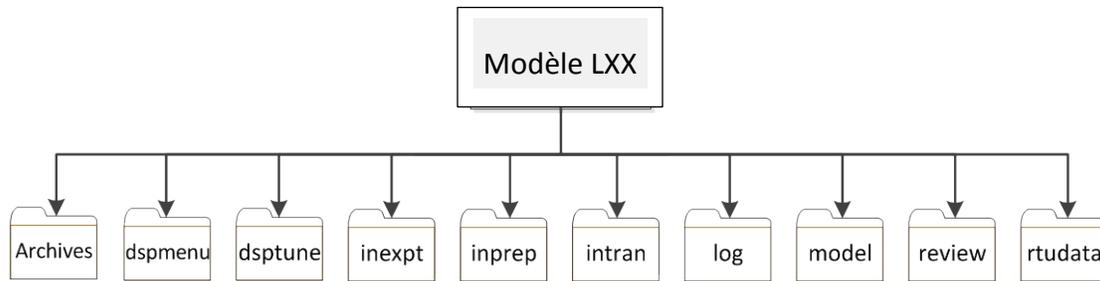


Figure 5 : Répertoires du modèle SBM

Tout comme les serveurs, les modèles ont tous une structure organisationnelle commune. Chaque modèle peut avoir des fichiers uniques, mais ces types de fichier sont regroupés dans les répertoires montrés à la Figure 8. Le Tableau 1 décrit chacun des répertoires du modèle.

Tableau 1 : Descriptions des répertoires du modèle du SBM

Répertoire	Description
archives	Contient des fichiers qui archivent les données hydrauliques calculés du modèle. Les fichiers d'archives peuvent être utilisés pour démarrer rapidement le modèle pour toute période qui a déjà été calculée.
dspmenu	Comporte les fichiers affichés qui contiennent l'information requise pour les affichages d'utilisateurs. Quelques fichiers affichés sont aussi stockés dans dsptune.
dsptune	Comporte les fichiers affichés qui contiennent l'information requise pour les affichages d'utilisateurs. Quelques fichiers affichés sont aussi stockés dans dspmenu.
inexpt	Contient le fichier INEXPT utilisé pour exporter les données du modèle.
inprep	Stocke les fichiers contenant toutes les données statiques du modèle. Le profil d'élévation, les propriétés de la conduite et les instruments de connectivité sont tous stockés ici.
intran	Stocke quelques fichiers de simulation et les fichiers d'analyse des fuites. Les fichiers de simulation exécutent des tâches comme ouvrir et fermer des vannes, alors que les fichiers d'analyse des fuites comportent de l'information sur des éléments comme les seuils et les alarmes.
log	Une archive du fichier des données d'alarme, qui contient les données de toutes les alarmes du SBM produites par le modèle, est stockée dans ce répertoire.
model	Contient divers fichiers que le modèle lit et auquel il écrit quand le SBM est en fonction.
review	Comprend le fichier REVIEW qui stocke les données pour les tracés du temps et de la distance.
rtudata	Stocke les fichiers de données du SCADA qui sont mis à jour en temps réel.

3 Le système SCADA

Les données de toute l'instrumentation répartie sur les 26 000 km de pipelines de liquides d'Enbridge sont recueillies, organisées et mises à disposition par un type de système de surveillance et de contrôle connu sous le nom de **système d'acquisition et de contrôle des données** (« SCADA »).

Le rôle premier du système SCADA est de permettre que les pipelines soient opérés à distance. Les opérateurs de pipeline peuvent surveiller et contrôler le réseau entier de pipelines d'Enbridge à partir d'un seul immeuble, appelé le centre de contrôle. L'information provenant des pipelines est envoyée au centre de contrôle et affichée pour les opérateurs de pipeline et les commandes des opérateurs peuvent être renvoyées par l'entremise de SCADA pour activer des instruments, comme les vannes et les pompes.

Le SBM utilise également le système SCADA. Les modèles lisent les données des instruments à partir de SCADA et, le cas échéant, le SBM peut envoyer des alarmes de fuite à l'opérateur de pipeline au centre de contrôle par l'entremise de SCADA.

Précisons que les systèmes SCADA ne sont pas exclusifs aux pipelines. Plusieurs processus industriels ont recours à un type de système SCADA. Par exemple, une centrale électrique peut employer un système SCADA pour contrôler certains processus.

Le système SCADA d'Enbridge a été développé par Enbridge qui s'occupe de le tenir à jour.

3.1 Structure du système SCADA

Le système SCADA comprend une hiérarchie de sous-systèmes. Les composantes principales sont les suivantes :

- Serveurs SCADA;
- Unité terminale distante (« RTU »);
- Contrôleur à logique programmable (« PLC »);
- De l'instrumentation.

Toutes les données, que ce soit une commande de démarrage de pompe envoyée du centre de contrôle ou une valeur mesurée à partir d'un transmetteur de pression à distance, doivent passer à travers chacune des composantes ci-haut à tour de rôle. Par exemple, la situation d'une vanne mesurée voyagera à partir du serveur de la vanne à travers → PLC → RTU → SCADA. Le SBM et le centre de contrôle pourraient ensuite lire la situation à partir d'un fichier du serveur.

La Figure 9 montre un schéma de haut niveau du système SCADA

1. Les données d'instruments sont lues et échelonnées par le PLC.
2. La RTU recueille toutes les données de chaque site en sondant tous les PLC toutes les 5 secondes (cela peut prendre plus de temps pour les terminaux comptant plusieurs PLC).
3. Lors d'une boucle distincte de 5 secondes, la RTU envoie les données aux serveurs SCADA en mode exceptionnel, ce qui veut dire qu'elle n'envoie que les valeurs qui sont différentes de la lecture des dernières 5 secondes.
4. Le serveur SCADA horodate les données quand elles sont reçues et les transcrit dans le fichier RTUdata. Chaque 5 secondes, le fichier de RTUdata est transcrit sur une base de « rapport en mode exceptionnel » et, toutes les 60 secondes, toutes les valeurs transcrites dans les fichiers sont réécrites.
5. Le centre de contrôle et le SBM peuvent lire le fichier RTUdata pour accéder aux données de l'instrument.

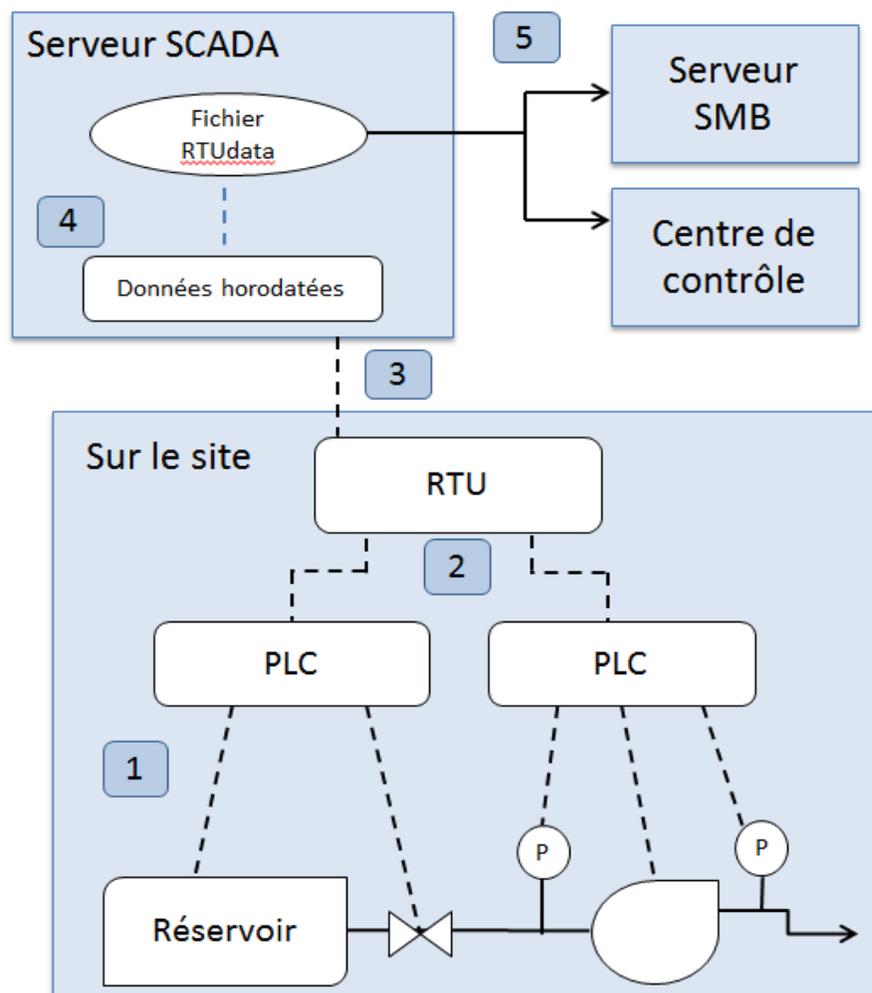


Figure 14 : Schéma du système SCADA de haut niveau

4 Instrumentation

Cette section offre un bref aperçu des instruments de terrain utilisés par le SMB d'Enbridge aux fins de la détection des fuites. Des précisions supplémentaires comme la localisation des instruments et la réglementation en vigueur sont disponibles dans la norme *D12-105* d'Enbridge : *Exigences relatives aux équipements et à l'instrumentation de détection de fuites des canalisations principales*. Le SBM utilise les types suivants d'instrumentation.

- débitmètres;
- transmetteurs de pression;
- transmetteurs de température;
- densitomètres;
- viscosimètres;

Caviarde - Renseignements exclusifs

- Instruments pour vannes;
- Instruments pour pompes.

4.1 Débitmètres

Les débitmètres sont utilisés pour mesurer le débit à l'injection et à la livraison, le débit de la canalisation principale et le débit des **agents réducteurs de frottement** (« ARF »).

Enbridge utilise des débitmètres à déplacement positif, des débitmètres à turbine, des débitmètres déprimogènes sectoriels et des débitmètres à ultrason. Les débitmètres à ultrason peuvent consister en un compteur à plaque d'ancrage ou à applique et aussi avoir la capacité de mesurer la vitesse sonique.

Les compteurs pour transfert de propriété (« TP ») sont préférables, si disponibles. Tout type de débitmètre peut être un compteur TP, à condition qu'il réponde à certains critères de performance, comme disposer d'un taux d'incertitude maximal de 0,25 %. Les compteurs TP sont habituellement plus précis que les débitmètres de canalisation principale, dont le niveau d'incertitude suggéré est de 1 %.

4.2 Transmetteurs de pression

Les transmetteurs de pression (« PT ») sont utilisés pour mesurer les pressions d'aspiration et de refoulement et du carter d'un poste de même que les pressions au site des vannes et les

pressions différentielles des débitmètres sectoriels. Les PT offrent généralement une précision de mesure suggérée de 0,25 %.

4.3 Transmetteurs de température

Les transmetteurs de température (« TT ») servent à mesurer la température des fluides aux entrées et sorties d'un poste ainsi que la température des fluides sur certains sites de vannes.

Quand c'est possible, Enbridge emploie les TT à sonde thermométrique, mais ce ne sont pas toutes les localisations qui conviennent à ces instruments, car les TT à sonde thermométriques pénètrent à l'intérieur du pipeline et seront cisailés au passage des jauges de contrôle du pipeline (« JCP »). Les TT de type revêtement qui s'enroule à l'extérieur du pipeline sont utilisés là où le site ne se prête pas à l'utilisation de TT à sonde thermométrique.

La température du sol des postes est aussi mesurée. Ces mesures sont requises pour un mode de modélisation thermique avancée, appelé modélisation trans-thermique.

4.4 Densitomètres

Les densitomètres sont affectés à mesurer la densité des fluides aux sites d'injection. Les densitomètres peuvent aussi être utilisés aux sites de pompes intermédiaires [REDACTED]

Caviarde - Renseignements exclusif d'un tiers

Enbridge emploie à la fois des densitomètres à tube vibrant et des densitomètres nucléaires.

Les densitomètres en usage chez Enbridge sont d'une précision recommandée de $\pm 0,5 \text{ kg/m}^3$.

4.5 Viscosimètres

Les viscosimètres servent à mesurer la viscosité des fluides aux sites d'injection.

Les viscosimètres utilisés chez Enbridge sont d'une précision recommandée de $\pm 1 \text{ cSt}$.

4.6 [REDACTED]

Caviarde - Renseignements exclusifs

4.7 Instruments pour vannes

Enbridge a recours à différents types de vannes pour ses pipelines, dont des clapets anti-retour, des vannes de sectionnement et des vannes de régulation de pression. Les vannes sont équipées d'instruments qui transmettent l'état des vannes (par ex., ouverte ou fermée). Le SBM fait appel à l'état des vannes pour établir l'état des vannes du modèle.

Quelques vannes opérées manuellement peuvent ne pas être connectées au système SCADA.

4.8 Instruments pour pompes

En plus des pompes évidentes de la canalisation principale, d'autres pompes servent à l'injection d'ARF.

Les pompes sont dotées d'instruments rapportant l'état des pompes (par ex., allumée ou éteinte). L'état de la pompe peut être utilisé pour alimenter les pompes du modèle SBM.

4.9 Équipements essentiels et importants

Il y a deux catégories différentes d'équipement de terrain qui jouent un rôle substantiel dans le système de détection des fuites.

L'équipement essentiel représente tout instrument ou capteur qui fournit des intrants en temps réel au système de détection des fuites et qui peut avoir une incidence sur la performance du système de détection des fuites.

L'équipement important correspond à tout instrument ou capteur qui apporte en temps réel des intrants au système de détection des fuites et qui n'affecte pas la performance du système de détection des fuites. Ces informations peuvent être utilisées à des fins analytiques.

5 Dégradation du SBM

On considère que le système SBM se dégrade, s'il y a des conditions en cours qui dégradent la performance du SBM. Cette section traite des différentes façons dont se présentent les erreurs dans le système et des diverses manières avec lesquelles le SBM peut se dégrader.

5.1 Sources d'erreur

La mesure, la transmission et le traitement des données sont susceptibles d'introduire des erreurs dans le système SBM. Dans des conditions normales d'exploitation, les sources individuelles d'erreur sont généralement négligeables. Leur effet combiné peut toutefois avoir une incidence palpable sur la performance du système SBM. La Figure 15 montre là où divers types d'erreur peuvent survenir dans le système.

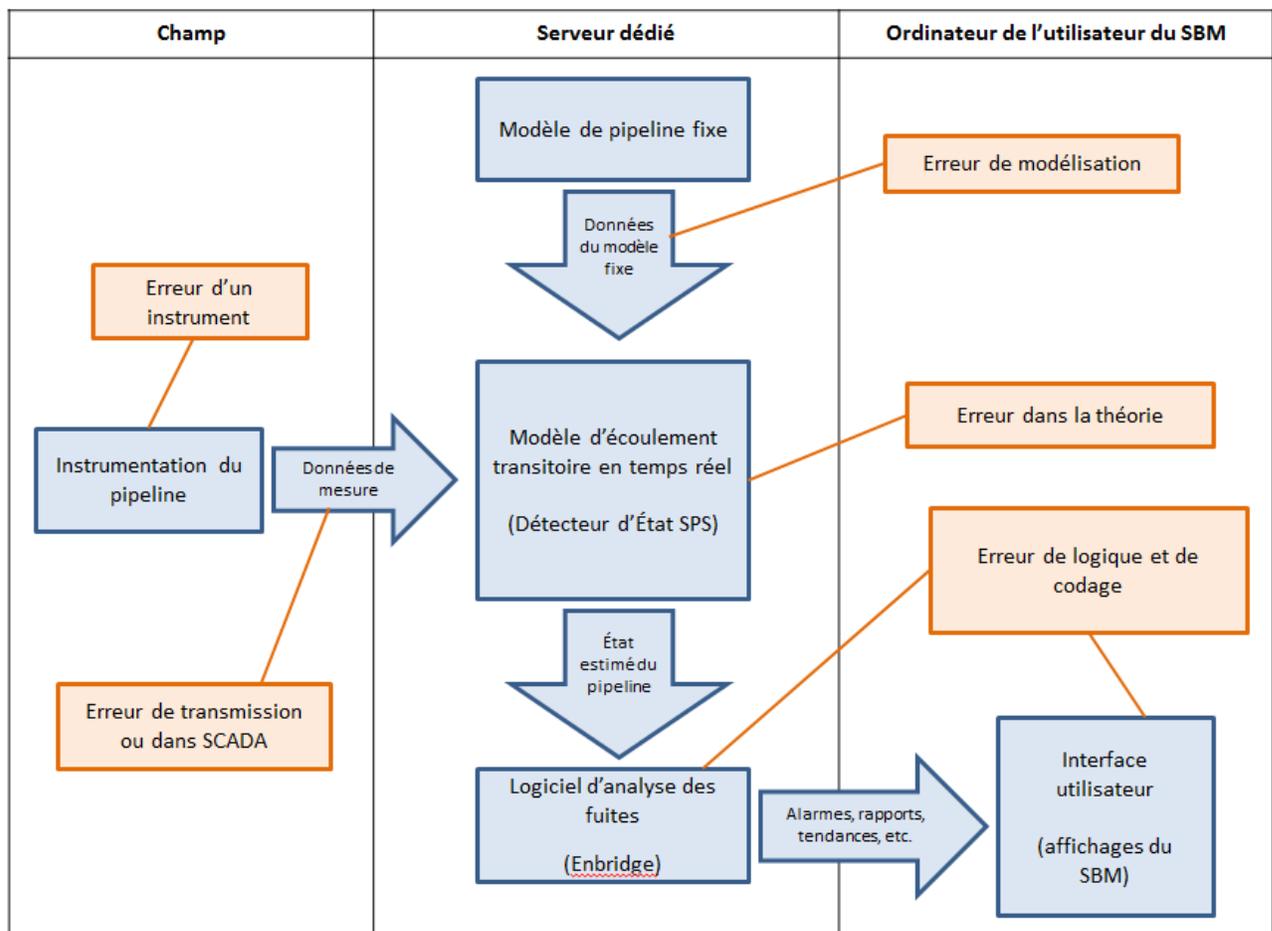


Figure 15 : Diverses sources d'erreur dans le système SBM

Erreur d'un instrument

La performance des dispositifs de mesure est caractérisée par la précision et la répétabilité. La précision se vérifie par la proximité entre la mesure et la valeur réelle, alors que la répétabilité tient à la constance avec laquelle une mesure est prise. Ceci est montré conceptuellement en comparant les cibles de la Figure 11.

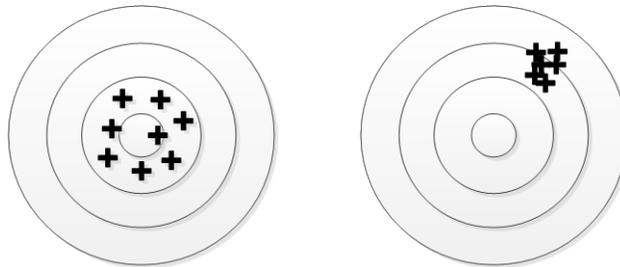


Figure 16 : Cibles démontrant la précision (gauche) et la répétabilité (droite)

Erreur de transmission/SCADA

La transmission de données d'instruments peut occasionner des erreurs dans le système. Les valeurs mesurées sont assorties d'erreurs de quantification en étant converties d'un signal analogique à un signal numérique. Comme le montre la Figure 12, le signal linéaire analogique (ligne bleue) est converti en un signal numérique à créneaux (ligne rouge). Les signaux peuvent être tronqués davantage à diverses étapes de la transmission.

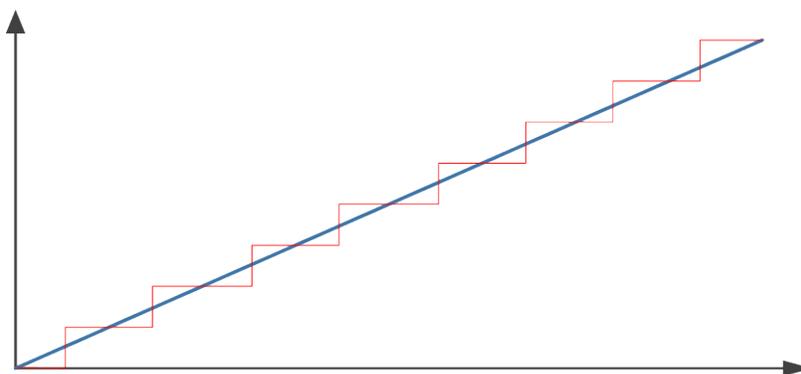


Figure 17 : Erreur de quantification d'une conversion analogique à numérique

Une autre importante source d'erreur tient au délai de propagation. Du fait des temps de sondage de la RTU, le temps entre le moment de la mesure et son horodatage peut ne pas concorder.

Plus de précisions sur les données d'instruments et les erreurs qui en découlent se trouvent à la section 3 : *Le système SCADA*.

Erreurs de modélisation

Toute déviation entre le modèle et les caractéristiques physiques du pipeline entraînera des inexactitudes. De même, des inexactitudes dans les propriétés des fluides seront aussi source d'erreurs. Chaque détail, comme ceux soulignés à la section 2.1 : *Données fixes du modèle*, doit être modélisé avec précaution pour éviter un cumul excessif d'erreurs.

Erreur dans la théorie

Le modèle mathématique utilisé par *Statefinder* pour calculer les données hydrauliques des pipelines n'offre pas une représentation parfaite du système réel. Dans des conditions stables, ce type d'erreur est négligeable, mais il peut affecter la performance du modèle lors de conditions transitoires, là où la théorie sur les conditions hydrauliques est moins robuste.

Erreur de logique et de codage

Les ingénieurs en détection de fuites ont la responsabilité de créer et de maintenir des modèles de SBM précis et fiables. De simples erreurs de codage ou de logique du SBM peuvent être faites aisément, mais sont souvent difficiles à repérer. Les modèles de SBM doivent être validés avec d'être mis en production et doivent être vérifiés annuellement.

5.2 Types de dégradation

Il y a trois modes majeurs de dégradation : propriétés hydrauliques en situation de déséquilibre; pannes de communication; et pannes d'instruments.

1. Propriétés hydrauliques en situation de déséquilibre et séparation de colonnes / débit de canalisation avec poche d'air

Les transitoires et la séparation de colonnes augmentent l'incertitude. Ceci est dû aux propriétés physiques plus complexes associées à ces conditions. La séparation de colonnes peut dégrader la fiabilité et la sensibilité du système ainsi qu'augmenter la difficulté dans les analyses d'alarme. De ce fait, toutes les alarmes de fuite associée à la séparation de colonnes sont présumées valides et communiquées au centre de contrôle de cette façon.

2. Pannes de communication

Les pannes de communication surviennent lorsqu'il y a une panne chez un fournisseur de services ou d'une composante du système SCADA et interrompt les communications avec le dispositif de mesure. Cela peut se produire n'importe où sur le système à des degrés de gravité divers. Par exemple, une panne de serveur SCADA pourrait entraîner une perte de communications avec la totalité d'un pipeline, alors qu'une panne du PLC ne causerait une perte de communications qu'avec quelques instruments.

3. Pannes d'instrument

Si un instrument arrête de fournir des données mesurées au SBM ou communique des données qui sont incorrectes, la performance du SBM se dégradera. Les pannes d'instrument ne sont habituellement pas réglées jusqu'à ce que l'instrument soit réparé. Cela peut prendre du temps et pourrait nécessiter d'apporter des modifications au modèle SBM, soit le remappage des points de données habituellement réalisé par un ingénieur en détection des fuites.

La gravité de la dégradation dépend du type d'instrument et de sa localisation, tel que précisé ci-après :

Débitmètres : un débitmètre défectueux va dégrader la section du bilan du débit mesurée par le compteur. S'il y a un chevauchement de la section du BV afin de couvrir les sections du BV dégradées, la sensibilité du modèle est à peine réduite. Cependant, s'il n'y a pas de section de chevauchement du BV, la dégradation est suffisamment grave pour considérer que le modèle n'est pas fiable et qu'une **détection alternative des fuites** (« DAF ») doit être réalisée. La perte de tout débitmètre à l'injection ou à la livraison est sérieuse et exige une DAF.

Transmetteurs de pression : les transmetteurs de pression en panne ont un impact sur la précision du modèle, menant possiblement à des pressions et débits calculés erronés. Toutefois, si le modèle du SBM constate que les transmetteurs de pression sont en panne, il

peut effectuer des ajustements en conséquence afin de réduire de façon importante la dégradation.

Instruments des propriétés des fluides à l'entrée : La perte de mesures des propriétés à un point d'entrée peut dégrader la performance du modèle. Si le fluide injecté dans la canalisation a des propriétés erronées, le système va se dégrader jusqu'à ce que le fluide quitte le modèle. Par exemple, si un densitomètre enregistre une lecture élevée durant 10 minutes, le fluide injecté durant ce temps sera d'une densité incorrecte. Le modèle sera dégradé jusqu'à la livraison du fluide, ce qui peut prendre des jours selon la longueur du pipeline.

Caviarde - Renoncements exclusifs d'un tiers

Transmetteurs de température : Si la température n'est pas correctement modélisée cela se répercutera sur la viscosité du fluide modélisée et la pression de la vapeur. Une viscosité erronée entraînera une chute de pression dans le modèle, affectant les données hydrauliques du modèle. Une pression de vapeur incorrecte peut entraîner la formation de séparation de colonnes dans le modèle.

6 Performance du SBM

Pour caractériser la performance d'un système de détection des fuites, il y a lieu d'évaluer sa capacité à identifier rapidement les conditions de fuite, et sans rupture, de façon à minimiser la perte de fluide, les dommages à la propriété et le risque de blessure du personnel.

La norme API 1130 regroupe la performance du système sous quatre catégories. Ces catégories ou paramètres ont trait à la fiabilité, la sensibilité, la précision et la robustesse du système. Ensemble, elles caractérisent la performance de la détection des fuites.

On trouvera ci-après une définition de chacun de ces paramètres de performance du système d'Enbridge, et un exposé à cet effet.

6.1 Sensibilité

Définition de la norme API 1130

La sensibilité est définie comme une mesure composite de la taille d'une fuite qu'un système est en mesure de détecter et du temps qu'il faut pour que le système lance une alarme, si une fuite de cette taille devait se produire.

Quantification

Les mesures suivantes sont utilisées pour quantifier la sensibilité du SBM :

- taux minimal de fuites détectables dans une fenêtre de temps de 5 minutes;
- taux minimal de fuites détectables dans une fenêtre de temps de 20 minutes; et
- taux minimal de fuites détectables dans une fenêtre de temps de 2 heures.

Remarques

- Chaque fenêtre de temps est assortie d'un degré de sensibilité différent. Plus la fenêtre de temps est longue, plus la sensibilité est élevée. Enbridge a pour cible des degrés de sensibilité de 30 %, 15 % et 5 % du taux de débit des canalisations pour les fenêtres de 5 minutes, 20 minutes et 2 heures, respectivement.
- Plusieurs facteurs, comme le taux de débit et les incertitudes, peuvent affecter les degrés de sensibilité. Par conséquent, des pipelines différents ont des degrés de sensibilité distincts. Toute dégradation d'un système va réduire de degré de sensibilité.
- La sensibilité du modèle de SBM est déterminée à partir d'évaluations systématiques. Pour plus de précisions sur les évaluations du SBM, voir la section 7, Évaluation de la performance du SBM.

6.2 Précision

Définition de la norme API 1130

La validité des estimations de paramètres de fuites (par ex., le taux de débit de la fuite, le volume total perdu, le type de fluide perdu et la localisation de la fuite au sein du réseau de canalisations dans certaines conditions de pipelines) représente une troisième mesure de performance que l'on appelle précision.

Quantification

- Localisation de la fuite : partout dans la section de l'alarme
- Type de fluide perdu : tout fluide compris dans la section de la fuite
- Taille de la fuite : tracé du pourcentage de la fuite détectée comparativement au taux de fuite, comme montré à la Figure 13



Figure 18 : Tracé des précisions pour de multiples sections de pipeline

• Remarques

- Les taux et tailles de fuite sont habituellement sous-estimés en raison des incertitudes et inexactitudes du modèle, comme une erreur de débitmètre ou dans les propriétés du fluide.
- Le SBM n'est pas conçu pour déterminer la localisation des fuites. Si le SBM détecte une fuite, la localisation peut se trouver n'importe où en dedans de la section de l'alarme. Les analystes peuvent toutefois mieux évaluer le site d'une fuite si la fuite est circonscrite par des moniteurs de pression au sein de la section.

6.3 Fiabilité

Définition de la norme API 1130

La fiabilité est définie comme la mesure de la capacité d'un système de détection des fuites à transmettre des décisions précises sur l'existence possible d'une fuite sur le pipeline, tout en opérant dans le cadre d'une enveloppe établie dans le design du système de détection des fuites. Il s'ensuit que la fiabilité est directement liée à la probabilité de détecter une fuite, si tant est qu'une fuite existe réellement ainsi qu'à la probabilité de déclarer erronément une fuite, si tant est qu'aucune fuite ne s'est produite. On considère qu'un système est plus fiable s'il détecte avec constance des fuites réelles sans générer de déclarations incorrectes. En revanche, un système qui tend à déclarer erronément des fuites est souvent considéré comme moins fiable. Ceci se vérifie particulièrement dans les cas où le contrôleur du pipeline a de la difficulté à distinguer une fuite réelle de déclarations incorrectes. D'autre part, un haut taux de déclarations incorrectes de fuites peut être considéré comme moins significatif si les opérateurs du pipeline ont accès à des informations additionnelles qui peuvent être utilisées pour valider ou écarter une alarme de fuite.

Quantification

- Nombre de fausses alarmes de fuite
- Nombre et durée du temps d'arrêt du pipeline en raison d'une fausse alarme
- Nombre des fuites réelles non détectées par le système

Remarques

- Un système fiable ne fournira que peu de fausses alarmes quand la canalisation fonctionne normalement. Le nombre de fausses alarmes devrait augmenter si le système est dégradé de quelque façon que ce soit.
- Les mesures signalées plus faut sont suivies par les rapports d'événements du SBM.
- Le personnel qui analyse les alarmes suit des procédures bien définies pour diminuer les divergences entre les méthodes d'analyse et accroître la fiabilité du système. Si des informations supplémentaires sont disponibles (par ex., des données indépendantes de celles du système de détection de fuites qui sont inquiétantes), la fiabilité peut alors être mieux gérée.
- Le double seuil caractéristique des modèles de SBM améliore le degré de sensibilité de la détection des fuites dans des conditions d'exploitation normale et améliore la fiabilité, lors des opérations transitoires.

6.4 Robustesse

Définition de la norme API 1130

La robustesse se définit ici comme la mesure de la capacité d'un système de détection des fuites à continuer de fonctionner et à fournir de l'information utile, même dans des conditions changeantes d'exploitation du pipeline ou dans des situations où les données sont perdues ou suspectes. On considère qu'un système est robuste s'il continue de fonctionner quand les conditions ne sont pas idéales. D'autre part, si le système désactive certaines fonctions, il pourrait alors atteindre une meilleure fiabilité, mais serait considéré comme moins robuste.

Quantification

- Nombre de fois que la DAF est requise
- Nombre d'alarmes d'échec du SBM
- Rapports de dysfonctionnement
- Présence d' « angles morts »

Remarques

- La DAF est réalisée chaque fois que le SBM n'est pas disponible ou est gravement dégradé. Cela peut être dû au fait que le système SBM n'est pas actif ou en raison d'une dégradation sérieuse, comme la perte d'un débitmètre. Le nombre de recours à une DAF est ainsi une mesure directe de la robustesse.
- Si le SBM ne fonctionne pas durant plus de quatre minutes, une alarme d'échec du SBM est enclenchée. Si le SBM peut être redémarré rapidement, la DAF pourra ne pas être requise. Le nombre d'alarmes d'échec du SBM fournit ainsi une deuxième mesure de la robustesse.
- Les rapports de dysfonctionnement sont créés chaque fois que le système SBM est non opérationnel durant 60 minutes ou plus. Pour effectuer un suivi précis de la robustesse, il est important de surveiller ces événements rares.
- Un angle mort correspond à tout ce que le SBM ne peut pas « voir » dans les données hydrauliques du modèle. Par exemple, un segment de pipeline isolé qui ne contient pas de transmetteurs de pression ne peut pas être « vu » par le SBM. Les angles morts sont extrêmement rares dans des conditions d'opération normales, mais peuvent se présenter quand un pipeline est désactivé et que les vannes de sectionnement de la canalisation principale sont fermées.
- Voir l'ANNEXE B : Fonctionnalité du SBM pour des conditions d'exploitation spécifiques, pour un tableau des conditions opérationnelles détaillées et leur impact sur la fonctionnalité du SBM.

6.5 Spécification et priorisation des paramètres de performance

Les quatre paramètres de performance (sensibilité, précision, fiabilité et robustesse) sont classés par ordre d'importance. Cette hiérarchisation est utilisée comme guide d'entretien et de conception du SBM d'Enbridge. Le Tableau 2 montre chaque paramètre et son classement.

Tableau 2 : Priorisation des quatre paramètres de performance

Classement prioritaire	Paramètre
1 (primauté)	Robustesse
2	Fiabilité
3	Sensibilité
4	Précision

La robustesse prend le premier rang parce qu'elle est une mesure de la capacité du SBM à fonctionner et qu'il est de première importance que l'on s'assure que le SBM soit opérationnel en tout temps. Les autres paramètres sont inutiles si le SBM ne fonctionne pas.

La fiabilité occupe le second rang du fait qu'il est fondamental qu'un événement portant sur une fuite puisse être distingué d'une fausse alarme.

La sensibilité est au troisième rang. La capacité de détecter rapidement les petites fuites est un indicateur clé de la performance du SBM. Elle est toutefois classée après la fiabilité puisque la détection d'une fuite n'est d'aucun avantage, si on la méprend avec une fausse alarme.

La précision ou la taille et la localisation d'une fuite occupe la quatrième place. Le paramètre de la précision prend le dernier rang du fait que son plus grand avantage vient de simplement pouvoir identifier une fuite pour que le pipeline puisse être désactivé et confiné en sections. Les autres paramètres permettent d'identifier une fuite alors que la précision offre une information utile, sans être critique.

7 Évaluation de la performance du SBM

Les documents réglementaires CSA Z662-11 Annexe E et API 1130 recommandent divers types d'évaluation des fuites qui démontrent que les systèmes de détection des fuites (« SDF ») fonctionnent comme prévu. Les évaluations suivantes du SBM d'Enbridge sont réalisées :

- Évaluation initiale¹ quand un système de détection de fuites est mis en service pour la première fois;
- Réévaluation de la performance du SBM quand des changements importants sont apportés au système SDF ou au pipeline réel lors d'améliorations ou d'entretiens;
- Évaluations périodiques à des intervalles de temps prédéterminés pour la reconfiguration de la performance du SBM².

Plusieurs méthodes d'évaluation des fuites sont employées pour mesurer la sensibilité du SBM : évaluations selon la norme API 1130 (manipulation des paramètres), **évaluations de fuites simulées** (« ÉFS ») et **évaluation de retraits de fluide** (« ÉRF »). De plus, il existe une méthodologie de l'industrie décrite par la norme API 1149, *Incertitudes des mesures variables des pipelines et leurs effets sur la détectabilité des fuites* qui est utilisée pour fournir une prévision théorique de la sensibilité des systèmes de bilan massique.

La méthode prescrite par la norme API 1149 est une prévision utile pour les décisions de conception, comme pour les canalisations qui n'existent pas encore ou pour évaluer les effets sur la sensibilité de mises à niveau potentielles des instruments. Il s'agit d'une méthode comparativement facile et peu coûteuse, mais aussi le plus imprécise et théorique.

Les évaluations selon la norme API 1130 offrent une mesure de la sensibilité. Ces tests demandent légèrement plus de temps que celle de l'API 1149, mais sont également plus simples à exécuter.

Les ÉFS offrent une mesure plus précise de la sensibilité, mais sont onéreuses, longues à réaliser et à forte intensité de main d'œuvre. On peut les utiliser pour mesurer la sensibilité en tout lieu le long du pipeline et au cours de tous les modes d'exploitation de l'oléoduc.

Une ÉRF procure le portrait le plus réaliste de la sensibilité du SBM. Certains désavantages inhérents aux ÉRF doivent toutefois être surmontés :

¹ Des évaluations initiales des nouveaux pipelines sont nécessaires pour confirmer que le SBM va déclencher une alarme aux seuils préétablis.

² Le SBM est évalué au moins une fois l'an, selon les techniques de l'API 1130, pour valider la continuité de son efficacité.

1. Les ÉRF sont effectuées à un moment donné, en un seul lieu et selon un même mode opérationnel. Autrement dit, même avec des évaluations de retrait des fluides successives sur le même pipeline, le même jour, au même débit de conduite et taux de fuite, la sensibilité du SBM peut fluctuer. Cela est dû aux pompes activant et stoppant l'écoulement le long de la conduite, des différents lots se déplaçant dans la conduite et des autres facteurs qui affectent l'état d'un pipeline à un moment donné.
2. La grande quantité de fluide à retirer, particulièrement à des taux de fuite plus faibles (pour détection lors de fenêtres de temps plus longues), cause des problèmes logistiques sur le plan du stockage et du transport du fluide.

Idéalement, les ÉRF sont réalisées à plus d'un endroit, mais ceci peut être limité par les coûts et la logistique. Il est aussi recommandé que certains tests ne soient pas annoncés, de sorte que le centre de contrôle ne soit pas avisé qu'une évaluation de fuite est en cours. On peut ainsi évaluer la réaction du contrôleur et de l'analyste aux alarmes.

D'autres tests, comme le basculement des processus critiques et la surveillance des processus critiques du logiciel d'échec du SBM, seront considérés comme faisant partie du SCADA. La décision d'évaluer et de réévaluer le SBM relève de l'ingénierie et de la direction.

8 Rôles et responsabilités du personnel

L'exécution de la détection des fuites sur les pipelines d'Enbridge est le fruit d'un travail concerté entre le groupe des OCC et le groupe des systèmes de contrôle du pipeline et de détection des fuites (« SCPDF »).

L'annexe D précise les rôles et responsabilités à la fois du personnel des OCC et des SCPDF en cas de fuite appréhendée.

9 Procédures de détection des fuites

9.1 Procédures pour les analystes

Des analystes reçoivent des **appels de soutien** des opérateurs lorsque les OCC reçoivent une alarme ou constatent une anomalie du modèle. S'agissant des alarmes, les analystes doivent déterminer si celles-ci sont valides ou non, puis aviser l'opérateur en conséquence (même si l'opérateur peut désactiver le système dans les cas évidents de rupture de conduite ou d'anomalie opérationnelle du pipeline).

Afin de minimiser les effets d'un déversement sur la santé humaine, l'environnement, la propriété et les équipements, les analystes de détection des fuites doivent s'assurer que leur méthode apporte une solution rapide et adéquate au problème de modèle observé. Pour soutenir les analystes dans leurs fonctions, Enbridge a recours à des procédures et des lignes directrices pour s'assurer que toutes les alarmes de fuite et les anomalies du modèle font l'objet d'un examen adéquat et systématique.

Procédures d'analyse

Ces procédures indiquent les étapes requises pour répondre à un appel de soutien, allant de l'identification du type d'appel (alarme par opposition à anomalie) à l'analyse suggérée d'événements particuliers, comme les erreurs d'instrument ou une séparation de colonnes lors d'une fermeture de conduite.

Lignes directrices sur les tâches

Les lignes directrices sur les tâches couvrent une grande variété de tâches que les analystes de détection de fuite peuvent avoir à remplir. Il y a des lignes directrices pour les tâches d'entretien de routine d'équipements et de modèles, comme les modèles d'activation et de désactivation, les serveurs de synchronisation et la création de rapports du SBM. Les tâches d'urgence, comme l'évacuation des édifices ou qui aviser en cas de fuite, sont également couvertes par des lignes directrices.

Documents de référence

En plus des procédures et des lignes directrices, des documents de référence à la disposition des analystes de détection des fuites leur viennent en aide. Des informations, comme les numéros de téléphone de contacts importants, les listes d'équipement de détection de fuite critiques ou les taux de débit d'ARF, se trouvent dans ces documents de référence.

10 Évaluation et formation des analystes

Un programme en trois phases a été conçu pour s'assurer que les nouveaux analystes (apprentis) en détection de fuites sont formés adéquatement et sont en mesure de remplir leurs fonctions. Ces phases comportent (1) l'orientation, (2) l'apprentissage fondée sur les tâches et (3) la formation en analyse. À la fin de la phase 3, l'apprenti doit réussir une évaluation de l'état de sa préparation avant de devenir un analyste en détection de fuite autonome. À cette étape, ces personnes seront en mesure de gérer des appels sans supervision directe.

10.1 Phase 1 : Orientation

À l'étape de l'orientation, on vise à familiariser l'apprenti avec les politiques, procédures et pratiques d'Enbridge. Au nombre des principales composantes de cette phase, mentionnons :

- Processus d'accueil d'Enbridge;
- Introduction au SBM; et
- Introduction aux OCC.

Au terme de la phase 1, l'apprenti pourra entreprendre les étapes en poste du programme de formation des analystes en détection de fuites (phases 2 et 3).

10.2 Phase 2: Apprentissage fondé sur la tâche

Au cours de la phase 2, les apprentis deviendront plus familiers avec le SBM. Les apprentis seront jumelés pour les tâches à un mentor durant cette phase. Les mentors montreront et expliqueront toutes les tâches essentielles que l'apprenti devra exécuter, comme les tâches et documents liés au SBM. Des documents écrits supplémentaires seront utilisés pour renforcer les objectifs d'apprentissage. Ces documents additionnels comprennent :

- rôles et responsabilités des analystes et autres employés affectés à la détection des fuites;
- fondements de l'hydraulique des pipelines;
- équipements essentiels et leur rôle dans la détection des fuites;
- examen des quatre types d'alarmes du SBM;
- système SBM – composantes, répertoire et affichages; et
- Règlements et normes régissant les systèmes de détection de fuites utilisés dans les pipelines de liquides.

Les apprentis passent à la phase 3 quand ils peuvent exécuter les tâches requises.

10.3 Phase 3 : Formation en analyse

Lors de la dernière phase du programme de formation, les apprentis vont commencer à assumer des tâches d'analyste. Les apprentis seront jumelés à un mentor durant cette phase. Les mentors vont montrer et expliquer toutes les tâches analytiques et l'apprenti devra les exécuter. Le contenu analytique couvert dans cette phase comprend :

- procédures de détection de fuites et d'analyses, comme répondre à un appel de soutien;
- données d'affichage et de tendance du SCADA et du SBM pour l'évaluation des alarmes;
- procédures d'évaluation des alarmes dans des applications comme la séparation de colonnes, le déséquilibre entre les lots et l'erreur des instruments; et
- interprétation, validation et résolution des alarmes en temps voulu.

10.4 Évaluation de l'état de préparation

L'évaluation de l'état de préparation de l'analyste est conçue pour offrir une évaluation-repère des aptitudes et des connaissances de l'apprenti analyste et assurer des qualifications et un degré de soutien conséquents.

L'évaluation de l'état de préparation comporte trois volets : un examen écrit; des exercices de simulation; et des exercices d'analyse.

Un apprenti est réputé compétent à titre d'analyste quand il obtient au volet écrit de l'évaluation une note de 90 % et plus, démontre sa compréhension du rôle de l'analyste lors d'exercices de simulation et établit sa compétence dans les analyses qu'il réalise.

Cet exercice doit être authentifié par une personne qui possède suffisamment de connaissance et d'expertise pour vérifier si l'analyse des causes fondamentales est correctement exécutée.

11 Entretien

L'entretien et le soutien rapides et continus sont nécessaires pour que le système SMB soit exploité à haut rendement. Les procédures d'entretien et de calibration standard d'Enbridge sont appliquées à la fois pour l'entretien préventif et les réparations.

Des informations détaillées sur les procédures d'entretien se trouvent dans les manuels d'exploitation et de maintenance, *livre 6 entretien de l'équipement*.

11.1 Entretien préventif

L'entretien préventif consiste habituellement en une calibration planifiée des capteurs et des instruments. Dans un sens plus large, l'entretien préventif peut aussi comprendre les mises à niveau de logiciels ou de nouvelles versions qui réparent les bogues de logiciels ou améliorent la performance.

Les points à noter relativement à l'entretien préventif des instruments essentiels du SBM comprennent, sans s'y limiter, les suivants :

- Des améliorations aux logiciels ou de nouvelles versions du logiciel du SDF seront apportées au besoin selon les décisions d'ingénierie prises individuellement. Il peut être nécessaire de réévaluer le logiciel après une mise à niveau ou l'installation d'une nouvelle version. Le besoin de réévaluer doit être déterminé sur une base individuelle par le personnel du SCPDF.
- L'entretien préventif des capteurs de pression est décrit dans des règlements en vertu desquels les capteurs de pression doivent être examinés deux fois l'an. L'examen est normalement par la recalibration de l'instrument de pression.
- Normalement les capteurs de température devraient être calibrés annuellement.
- Les instruments devraient être calibrés conformément aux recommandations du fabricant et les calibrations devraient se conformer aux normes du National Institute for Standards and Testing.
- Le plan d'entretien préventif pour les instruments essentiels peut aussi être élaboré à partir de l'expérience opérationnelle.
- Une procédure d'avis pour la maintenance de terrain qui peut affecter le SBM est en vigueur. Les analystes de détection des fuites devraient être avisés quand un instrument du SDF est bloqué ou désactivé et fait en sorte que le système est exploité en mode dégradé. On ne doit pas supposer toutefois que les alarmes sont causées par

les travaux de maintenance et que toutes les alarmes sont présumés valides ou ayant fait l'objet d'une recherche.

- La plupart des activités de maintenance sont réalisées de façon à permettre des ajustements du SBM.

11.2 Réparations/remplacement

Les réparations et remplacements des instruments essentiels du SBM ou des processus critiques doivent être effectués en haute priorité. La qualité des instruments et des données mesurées peuvent affecter la performance du SDF. Tant la disponibilité que la précision des mesures produites par les instruments essentiels sont indispensables pour parvenir à la performance désirée de détection de fuite du SBM. Les considérations relatives à la réparation des instruments essentiels ou la relance/réparation des applications critiques sont composées, sans s'y limiter, des suivantes.

- Le SBM peut identifier des données suspectes et, donc, des instruments suspects en utilisant des avertisseurs de qualité de base du SCADA. Cette indication peut être évaluée et une décision peut être prise quant à la réparation ou au recalibrage de l'instrument.
- La réparation ou le recalibrage d'instruments essentiels doit être réalisé en haute priorité, particulièrement quand les « mauvaises » données causent des alarmes ou une dégradation importante des capacités du SDF. La surveillance des tendances peut être un outil utile pour évaluer l'état d'un instrument douteux. Les affichages de tendance du SBM sont conçus pour répondre aux exigences de l'analyse des antécédents.
- L'analyste en détection de fuites doit communiquer avec l'équipe sur le terrain pour enregistrer un appel de réparation d'instrument et pour savoir quand la réparation sera complétée. Les communications en continu sont cruciales.
- Le personnel sur le terrain doit communiquer avec les OCC quand la calibration de l'instrument est planifiée. Il doit entrer en contact avec les OCC avant d'effectuer le travail et après.
- L'analyste en détection de fuites doit communiquer immédiatement avec le personnel de soutien des logiciels quand la surveillance du logiciel d'échec du SBM indique une difficulté majeure de processus ou quand une application a cessé de fonctionner.
- Tout besoin de calibration ou de réparation devrait être enregistré dans les registres électroniques.

- Si possible, faire appel à un autre capteur durant les travaux ou régler l'instrument à « mauvais » pendant que les activités de maintenance sont en cours.

11.3 Plans d'amélioration du modèle

La philosophie d'Enbridge est à la fois d'entretenir et d'améliorer la performance du SBM des pipelines d'Enbridge. Les objectifs principaux du plan d'amélioration sont les suivants :

- améliorer continuellement le SDF ;
- réduire les fausses alarmes du SDF;
- modifier le SDF pour qu'il détecte des petites fuites plus rapidement;
- être à jour concernant les changements liés aux pipelines, à l'instrumentation et aux opérations; et
- mettre en œuvre les résultats de toute évaluation de risques.

Diverses techniques sont employées pour évaluer l'efficacité du système SBM afin d'atteindre ces objectifs. Celles-ci peuvent comprendre les suivantes :

1. Évaluation de la performance actuelle du SBM en utilisant :
 - a. une mesure de la sensibilité au retrait de fluide;
 - b. une mesure de la sensibilité d'évaluation de fuite simulée;
 - c. une mesure de la sensibilité d'évaluation d'une fuite selon l'API 1130;
 - d. une prévision de la sensibilité en utilisant les calculs de la norme API 1149, qui sont une approximation théorique de la sensibilité dans le meilleur des cas, afin de déterminer quels types d'autres instruments seraient requis pour élever le SBM de la canalisation X à la hauteur des normes d'Enbridge pour la détectabilité des fuites; et
 - e. le suivi et l'évaluation de toutes les fausses alarmes.
2. Révision des engagements réglementaires:
 - a. effectuer une évaluation selon l'API 1130; et
 - b. revoir les engagements réglementaires pris dans les dossiers de projets déposés.
3. Révision de l'état actuel du système SBM.
4. Évaluation qualitative du système SBM.
5. Réalisation d'une analyse des écarts.
6. Utilisation d'une analyse de scénarios.

7. Suivi des retombées de la recherche industrielle, examen des documents de conférence et évaluation des technologies nouvelles ou de rechange utilisées pour la détection des fuites.
8. Examen à intervalle régulier des documents de formation afin de s'assurer que les activités pipelinières en cours et les caractéristiques particulières sont bien couvertes.
9. Recommandations à l'égard des problèmes.

12 Tenue des registres

La rétention des données et des rapports issus du SBM est régie par différents facteurs, comme :

- les exigences réglementaires;
- les politiques ou pratiques d'Enbridge;
- les exigences de l'ingénierie et de l'exploitation;
- Les besoins de formation.

Il est recommandé d'apporter une attention minutieuse à ce qui devrait être conservé en sus des exigences réglementaires. Les considérations à cet égard devraient aussi comprendre les types de données et d'informations qui pourraient être utiles ou profitables à l'avenir, par exemple les données d'une fuite ou d'une évaluation de fuite qui pourraient être employées pour vérifier la performance de la SCP à la suite de changements apportés au système.

12.1 Conservation des registres

Les registres suivants devraient être documentés chronologiquement afin de respecter les exigences de la norme API 1130 :

- toutes les occurrences des déclarations de fuite;
- les informations de registres électroniques des analystes en détection des fuites;
- les rapports d'évaluation (tant pour les tests initiaux que pour les nouveaux tests) détaillant les raisons de ces tests, les paramètres et la méthodologie des tests et les résultats des tests;
- les registres des résultats des analyses d'alarme, particulièrement aux fins de la formation;
- les particularités de toutes les alarmes du système;
- les précisions sur l'occurrence et la durée du non fonctionnement ou de la dégradation grave d'un système de détection de fuites;
- le contrôle de version du logiciel pour que toutes les versions du logiciel du SDF utilisées puissent être recréées;
- l'information en sus et à court; et
- les registres de formation et de recyclage des analystes sur la détection de fuites.

12.2 Périodes de conservation de l'historique

- Les registres sur les fuites du système doivent être conservés pour toute la durée de vie du pipeline.
- Les registres portant sur la maintenance, la vérification et l'évaluation des fuites du système de détection des fuites doivent être conservés durant cinq ans.
- L'information des documents électroniques doit être gardée durant au moins six mois.
- Le contrôle des versions de la version du logiciel doit être conservé pour toute la durée de vie du logiciel.
- L'information en sus et à court doit être gardée au moins un an.
- Les manuels de toute sorte liés à la détection des fuites doivent être conservés pour la durée de vie du pipeline.
- Tous les registres doivent être facilement accessibles pour le personnel d'exploitation et doivent être revus à intervalles appropriés.

ANNEXE A: Caractéristiques des fluides

* Résultats à partir des caractéristiques du brut de 2010.

** Résultats à partir des caractéristiques du brut de 2009.

*** Marchandise non déplacée. Les résultats sont antérieurs aux caractéristiques du brut de 2009.

s.o. = Le test n'a pas été effectué.

Identificateur de produit	Type de brut (Nom au long)	Soufre total (% en poids)	Point d'écoulement (deg C)	Pression de vapeur Reid (kPa)	Densité (kg/m ³)	Viscosité (cSt) à température spécifiée (degré Celsius)				
						10,00	20,00	30,00	40,00	45,00
AHS	ALBIAN HEAVY SYNTHETIC	2,52	<-30	56,3	934,2	253	127	70,8	43,0	34,2
AMH	ALBIAN MUSKEG RIVER HEAVY	3,87	<-30	49,0	924,0	272	142	81,8	50,7	40,8
ARB	ALBIAN RESIDUAL BLEND	2,87	<-30	29,0	923,9	302	156	88,6	54,4	43,6
AWB	ACCESS WESTERN BLEND	3,92	<-30	52,0	923,0	293	152	87,2	53,9	43,3
BG	BONNIE GLEN	0,32	<-30	63,0	804,3	2,65	2,20	1,86	1,61	1,50
BHB	BOREALIS HEAVY BLEND	3,48	<-30*	41,0*	925,6	265*	140*	80,8*	50,3*	40,5*
BR	BOW RIVER	2,80	<-30	36,3	923,3	175	94,8	56,2	35,8	29,2
BSH	BP SYN HVY BLEND	3,10	s.o.	s.o.	931,0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
BSO	BP CAVERN SWEET/SOUR	1,03	s.o.	44,0	844,4	10,7	7,57	5,55	4,30	3,86
CAL	CENTRAL ALBERTA PIPELINE	1,08	-15	77,0	853,6	12,8	8,66	6,39	4,92	4,40
CAM	AMOCO CONDENSATE	0,03	<-30	69,8	708,7	0,770	0,660	0,610	0,560	0,580
CCA	CAROLINE CONDENSATE	0,38	<-30	40,3	742,0	0,660	0,590	0,540	0,490	0,470
CDB	CHRISTINA LAKE DIL-BIT BLEND	3,85	s.o.	s.o.	926,6	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
CFD	FEDERATED CONDENSATE	0,06	<-30	74,3	711,1	0,600	0,550	0,500	0,460	Ébullition
CFT	FORT SASKATCHEWAN CONDENSATE	0,04	<-30	86,3	678,2	0,550	0,500	0,460	0,440	0,420
CGB	GIBSON CONDENSATE	0,23	<-30	78,3	741,1	0,710	0,660	0,610	0,560	0,520
CGY	GIBSON CONDENSATE HARDISTY	s.o.	s.o.	s.o.	728,0	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
CL	COLD LAKE	3,58	<-30	53,0	925,7	288	151	86,7	54,4	44,8

CNS	CNRL LIGHT SWEET SYNTHETIC BLEND	0,08	<-30	20,0	851,4	5,16	3,93	3,11	2,55	2,31
CPC	PETROCANADA CONDENSATE	0,00	<-30	56,3	700,1	0,650	0,540	0,500	0,460	0,450
CPM	PEMBINA CONDENSATE	0,14	<-30	69,0	760,1	1,60	1,36	1,17	1,04	1,09
CPN	PEMBINA NEXUS CONDENSATE	0,15	s.o.	80,0	750,1	1,16	1,00	0,860	0,760	0,750
CPR	PEACE PIPE CONDENSATE	0,16	<-30	79,5	749,3	1,11	0,990	0,880	0,800	0,770
CRL	RANGELAND CONDENSATE	0,30	<-30	80,0	742,8	1,08	0,960	0,830	0,760	Ébullition
CRW	CONDENSATE BLEND	0,10	<-30	76,7	709,5	0,610	0,550	0,490	0,470	0,430
F	FOSTERTON	3,20	<-30	29,0	928,7	245	131	75,3	45,8	36,7
FD	FEDERATED	0,38	<-30	76,7	825,7	5,58	4,31	3,38	2,76	2,50
HO	APACHE	0,70	0	47,5	821,8	6,77	4,52	3,44	2,78	2,50
HSB	HUSKY SYNTHETIC BLEND	0,11	<-30	41,0	859,4	11,9	8,32	6,14	4,69	4,18
ISH	ISH	0,68	<-30	37,0	833,8	7,83	5,79	4,47	3,55	3,21
LLB	LLOYDMINSTER BLEND	3,53	<-30	50,5	928,1	282	148	85,8	53,3	43,2
LLK	LLOYDMINSTER KERROBERT	3,23	<-30	53,0	928,0	296	155	88,3	54,9	44,1
LSB	LIGHT SOUR BLEND	0,99	<-30	74,5	838,8	5,66	4,39	3,47	2,79	2,52
M	MIDALE BLEND	2,22	-3	42,5	876,6	20,4	12,9	8,74	6,48	5,75
MCG	ICG LIGHT SOUR	0,68	-2	91,3	829,6	11,4	8,62	3,92	3,03	2,80
MGL	GIBSON LIGHT	0,44	-21	83,0	839,0	7,19	5,38	4,06	3,21	2,91
MGS	GIBSON SOUR	2,33	<-30	83,0	862,9	20,1	14,6	10,5	7,82	6,91
MJT	MOOSE JAW TOPS	1,66	<-30	44,3	826,8	5,56	3,54	2,84	2,35	2,14
MKH	MACKAY RIVER HEAVY	2,88	<-30	15,0	935,7	316*	157*	86,8*	52,4*	41,6*
MLN	JOARCAM	0,20	-6	71,0	830,7	10,5	6,98	5,10	3,92	3,53
MLS	TUNDRA LIGHT SOUR	0,55	<-30	85,7	830,3	6,08	4,34	3,34	2,70	2,46
MM	MANITOBA MEDIUM	2,11	<-30	40,7	896,3	32,6	21,2	14,3	10,1	8,82
MML	MANITOBA LIGHT	1,78	-15	74,7	859,0	11,6	8,34	6,13	4,73	4,25
MPR	PEACE PIPE LIGHT	0,43	-15	66,0	817,5	5,73	4,28	3,36	2,74	2,49
MSM	WESPUR MIDALE	2,11	-12	42,3	877,6	17,1	10,6	7,32	5,54	4,94

MST	MANITOBA SWEET - TUNDRA	0,43	-21	76,7	824,4	4,74	3,67	2,95	2,43	2,21
MSY	LIGHT SMILEY	0,33	-3	40,8	851,9	15,2	9,22	6,59	5,10	4,57
NSA	PREMIUM NEWGRADE SYNTHETIC	0,09	<-30	59,3	855,4	9,87	7,03	5,27	4,09	3,66
NW	NORMAN WELLS	0,31	<-30	88,7	823,0	4,86	3,93	3,19	2,61	2,11
OCC	SUNCOR-CRACKED C	3,25	<-30	4,5	924,5	22,3	14,3	9,77	7,03	6,12
OSA	SUNCOR - A	0,17	<-30	31,7	857,5	9,38	6,68	5,00	3,88	3,48
OSC	SUNCOR - C	0,06	<-30	4,0	870,5	4,31	3,34	2,67	2,21	2,01
OSH	SUNCOR-OSH	3,03	<-30	17,7	935,2	141	71,2	40,1	24,7	19,9
OSN	SUNCOR - N	0,01	<-30	64,4	723,8	0,750	0,670	0,610	0,560	0,530
P	PEMBINA	0,38	-15	69,3	825,9	6,27	4,77	3,60	2,85	2,57
PAS	PREMIUM ALBIAN SYNTHETIC	0,05	<-30	5,7	859,1	7,99	5,82	4,43	3,50	3,14
PBS	PINE BEND SPECIAL	3,48	<-30	19,5	925,3	98,4	53,1	32,8	21,7	18,0
PH	PEACE HEAVY	4,82	<-30	53,0	925,4	257	136	78,8	48,2	38,6
PHO	PEMBINA HIGH SOUR	2,63	<-30	73,0	864,1	17,3	11,8	8,56	6,46	5,74
PLS	PEMBINA LIGHT SOUR FOR SLE	0,76	<-30	70,0	825,8	5,53	4,28	3,35	2,72	2,49
PSB	PEMBINA SWEET BLEND	0,42	<-30	64,0	828,1	7,21	5,33	4,07	3,25	2,93
PSC	LONG LAKE SWEET SYNTHETIC BLEND	0,07	<-30	23,3	839,1	6,60	4,85	3,73	2,97	2,68
PSH	LONG LAKE HEAVY DILSYNBIT BLEND	3,28	<-30	20,5	929,5	469	230	125	74,2	58,6
RA	RAINBOW LIGHT	0,38	-18	69,7	825,3	6,26	4,43	3,46	2,83	2,57
RSW	RANGELAND SWEET	0,38	-18	81,3	824,4	6,19	4,68	3,61	2,85	2,49
SC	SMILEY COLEVILLE HEAVY	2,94	<-30	42,7	931,1	281	147	84,5	52,3	42,1
SCB	STATOIL CHEECHAM BLEND	3,79	<-30	34,5	924,3	135	76,8	47,4	31,0	25,6
SES	SOUTH EAST SASK	0,84	-18	67,3	830,8	5,46	4,19	3,27	2,66	2,42
SH	BLACK ROCK SEAL HEAVY	4,72	<-30	49,3	932,4	246	132	77,4	48,8	39,7
SHB	SURMONT HEAVY BLEND	2,89	<-30	21,3	933,6	279	143	80,7	49,4	39,5
SHE	EDMONTON HIGH SOUR	2,43	<-30	62,8	860,4	22,5	15,5	11,0	8,16	Ébullition

SLD	SOUTHERN LIGHTS DILUENT	0,03	<-30	81,2	676,7	0,520	0,480	0,430	0,400	Ébullition
SLE	EDMONTON LOW SOUR	0,96	<-30	80,0	839,5	7,67	5,54	4,27	3,41	3,05
SO	MIXED BLEND SOUR	1,89	<-30	67,0	858,3	26,9	17,5	12,3	8,91	7,83
SPR	PEACE PIPE SOUR	2,70	<-30	59,3	870,0	27,9	18,7	13,1	9,52	8,34
SPX	SHELL PREMIUM SYNTHETIC	0,06	<-30	3,0	866,3	11,0	7,65	5,61	4,30	3,82
SSS	SARNIA SPECIAL	0,93	-15	55,0	899,6	176	94,0	53,9	34,4	27,7
SSX	SHELL SYNTHETIC LIGHT	0,13	<-30	21,7	862,8	15,1	10,3	7,41	5,54	4,90
SW	MIXED BLEND SWEET	0,41	-21	71,6	830,7	6,80	5,04	3,85	3,06	2,75
SYN	SYNCRUDE	0,18	<-30	32,0	862,6	7,40	5,44	4,17	3,32	2,98
UHC	U.S. HIGH SWEET - CLEARBROOK	0,19	-29	77,0	814,9	3,79	3,04	2,47	2,08	1,89
UHL	U.S. HIGH SWEET - LEWISTON	0,44	-8	59,1	802,3	5,81	3,23	2,45	2,01	1,34
UOC	U.S. SOUR - CLEARBROOK	2,20	13	36,5	882,5	49,6	21,4	13,3	9,16	7,83
WCB	WESTERN CANADIAN BLEND	3,01	<-30	27,0	929,1	287	149	84,9	52,5	42,3
WCS	WESTERN CANADIAN SELECT	3,35	<-30	51,7	928,0	302	157	89,6	55,3	44,4
WH	WABASCA HVY	4,30	<-30	44,0	931,9	256	134	77,5	47,5	37,5
ZA	ZAMA	0,31	<-30	88,0	821,8	4,71	3,64	2,93	2,43	2,20

ANNEXE B : Fonctionnalité du SBM pour des conditions d'exploitation spécifiques

Condition	Fonctionnel (Oui/Non/S.O.)	Remarque
Débit régulier	Oui	Sensibilité normale/fiabilité et précision attendue
Conditions transitoires	Oui	Réduction temporaire prévue de la sensibilité en corrélation avec la longueur/l'ampleur de l'écoulement transitoire. Attendue lors du démarrage du pipeline, de la désactivation et de taux de changement.
Fermeture de la conduite/ fermeture partielle	Oui	Le METTR est fonctionnel lors de la fermeture de pipelines. D'autres systèmes (comme le bilan volumique) peuvent ne pas l'être.
Séparation de colonnes	Oui/Non	Si la séparation de colonnes se produit entre deux transmetteurs de pression, le SBM est fonctionnel, mais la fiabilité et la sensibilité peuvent être affectées négativement. Si la séparation de colonne se produit entre un transmetteur de pression et une vanne fermée, le SBM est « aveugle » dans la région située entre la vanne et le point de séparation de colonnes. Les alarmes dues à une séparation de colonnes sont toujours traitées comme des alarmes valides par le centre de contrôle.
Entretien de terrain	Oui	La sensibilité et la fiabilité peuvent être affectées, selon le type et la durée de l'entretien.
Perte de débitmètres à l'injection ou la livraison	Non	Le SBM est considéré non fonctionnel et non conforme aux normes d'Enbridge quand les compteurs à l'injection ou la livraison sont défectueux parce qu'on sait que la sensibilité est gravement dégradée. D'autres moyens de détection de fuites sont nécessaires jusqu'à la réparation du compteur.
Perte de débitmètres aux limites régionales	Non	Pour les SBM dépourvus de sections de chevauchement VÉ à travers les limites régionales, les pertes de débitmètre de la canalisation principale sont traitées de la même manière que les pertes de compteurs à l'injection ou la livraison.
Perte d'autres équipements	Oui	Similaires aux effets de l'entretien, la sensibilité et la fiabilité pourraient être affectés, selon le type d'équipement perdu. Voir le rapport L19 SLT sur l'impact de la dégradation sur le SBM

ARF	Oui	Les SBM peuvent modéliser l'ARF et compenser jusqu'à un certain degré les erreurs du modèle ARF.
Isolation du poste	Oui/Non	Quand un poste est isolé de la canalisation principale, les conduits du poste ne sont plus protégés par le SBM. Les conduits du poste doivent être ouverts à la pression de la canalisation principale pour que le SBM puisse les protéger. Le reste du pipeline conserve ses possibilités de détection de fuite, mais celles-ci peuvent être dégradées.
Fermeture de la vanne d'isolement à distance	Oui/Non	Les segments de tuyaux de la canalisation principale isolés par des vannes de sectionnement fermées dotées d'un transmetteur de pression sont fonctionnels dans le SBM. Les sections isolées qui n'ont pas de transmetteur de pression ne sont pas surveillées par le SBM, créant ainsi un point mort.
Perte de la totalité du SCADA	Non	Le SBM ne peut fonctionner sans des données en temps réel du SCADA

ANNEXE C : Liste de documents de référence

1. API 1149 (*Incertitudes des mesures variables des pipelines et leurs effets sur la détectabilité des fuites*)
2. API RP-1130 (*Surveillance computationnelle des pipelines pour liquides*)
3. CSA Z662 Annexe E (*Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides*)
4. Document d'Enbridge - Définition opérationnelle de la liste d'équipements critiques à la détection de fuites
5. Document d'Enbridge – Manuel sur le système de bilan matière : modèle de la canalisation XX
6. Document d'Enbridge – Normes d'affichage du SBM
7. Document d'Enbridge – Le manuel de maintenance de l'équipement
8. Norme- D12-105 d'Enbridge : Exigences en équipements et instruments de détection de fuites de la canalisation principale

ANNEXE D : Rôles, responsabilités et autorité du personnel en cas de fuite suspectée

Activités anormales – Opérateur

- Identifier, analyser et régler les conditions d'exploitation anormales (« CEA »), et poser les gestes appropriés.
- Analyser et régler les CEA identifiés initialement par d'autres ou lors de quarts précédents et poser les gestes appropriés.
- L'opérateur a l'autorité d'exécuter une fermeture d'urgence du système si nécessaire lors d'opérations anormales sans autorisation ou approbation additionnelle.
- Apporter le soutien et l'assistance aux autres opérateurs du centre de contrôle comme requis, par exemple en revoyant l'information sur les antécédents, les cartes et schémas, les procédures ou surveiller les affichages du SCADA au cours des CEA.
- Gérer les postes aux limites des pannes de communication (de la façon la plus prudente) quand nécessaire.
- Exécuter les procédures des OCC en cas d'une panne de communication généralisée.
- Documenter les problèmes des équipements de terrain et du SCADA, et des CEA, conformément aux normes et procédures des OCC.

Activités anormales – Superviseur de quart

- Réaliser les processus d'analyse des incidents et des appels de fermeture ainsi que de la documentation connexe.
- Remplir le formulaire de réception d'incident.
- Accompagner les opérateurs pour les évaluations liées aux drogues et à l'alcool.
- Exécuter les procédures et avis requis à la suite d'alarmes du SBM.
- S'assurer que les procédures des OCC d'Enbridge sont observées dans tous les cas.

Activités anormales – Conseiller technique principal

- Fournir les données et analyses techniques au superviseur du quart comme requis.
- Aider les opérateurs à répondre aux alarmes du SBM et aviser le superviseur de quart quand nécessaire.
- Effectuer les recherches et apporter son soutien lors de CEA du pipeline ou du terminal.
- Remplir la documentation de réévaluation de la qualification des opérateurs dans le cadre du processus lié à un incident.
- Apporter son soutien aux opérateurs ayant à composer avec des CEA.
- Coordonner et documenter la détection alternative de fuites (« DAF »).
- Réaliser ou passer en revue les analyses de pression.
- S'assurer que les processus sur les équipements essentiels sont suivis intégralement.

- Entreprendre des communications claires et directes par l'entremise de courriels ou d'autres moyens avec divers services (Services techniques, Qualité du pétrole, Ingénierie, Conformité aux OCC, TI, Bureau d'assistance, Soutien au suivi des déplacements de la marchandise (« SDM »)) lorsque requis pour obtenir de l'information technique additionnelle.
- Surveiller les activités pour s'assurer que les procédures des OCC d'Enbridge ont été exécutées et sont observées dans tous les cas.

Activités anormales – Analyste en détection de fuites (« DF »)

- Répondre aux avis de l'opérateur des OCC sur les alarmes du SBM.
- Analyser le SBM à l'égard de mauvais fonctionnements et d'erreurs de données.
- Aviser les opérateurs des OCC et les superviseurs de quart sur l'état du SBM.

Activités anormales – Personnel de soutien technique

- Guider et soutenir techniquement les analyses et les recherches sur les activités anormales.

Opérations d'urgence – Opérateur

- Détient l'autorité et l'obligation d'exécuter les procédures d'urgence et les avis lorsqu'il constate des CEA telles qu'indiquées dans les procédures d'urgence du centre de contrôle.
- Exécute les procédures d'urgence ou répond aux alarmes multi-console de haute gravité pour le compte d'un autre opérateur absent temporairement de la console ou incapable d'intervenir, y compris exécuter une fermeture d'urgence du pipeline, si requis par les procédures.
- Réalise des analyses et des calculs de séparation de colonnes (opérateurs de pipeline seulement).
- Analyse les données du SCADA et le système de SDM pour la présence de déclencheurs de fuites.
- Analyse les données du SCADA pour la présence de déclencheurs d'obstruction ou de surpression.
- Fournit des informations opérationnelles aux analystes en détection de fuites lors d'une alarme du SBM (opérateurs de pipeline seulement).
- Apporte son soutien et son assistance aux autres opérateurs du centre de contrôle lorsque requis, par exemple en revoyant l'information sur les antécédents, les cartes et schémas, les procédures ou surveiller les affichages du SCADA au cours de conditions d'urgence.
- Effectue les tâches conformément aux procédures d'exploitation des OCC en cas d'urgence à la salle de contrôle.

Opérations d'urgence – Superviseur de quart

- Point premier de contact pour toutes les situations d'urgence.
- Exécution des avis d'urgence comme requis.
- Exécution de la procédure d'avis à l'équipe de haute direction.
- Coordination de l'intervention d'urgence avec la direction régionale.
- Analyse et documentation complète des incidents.
- Remplir le formulaire de réception des incidents.
- Accompagnement des opérateurs pour les évaluations liées aux drogues et à l'alcool.
- Contact premier du téléphone d'urgence d'Enbridge.
- Informe la direction des OCC quand une condition de séparation de colonnes est sur le point de dépasser dix minutes.
- Met en œuvre les procédures et avis requis à la suite d'alarmes du SBM.
- S'assure que les procédures d'urgence des OCC d'Enbridge sont suivies dans tous les cas.
- Réalise les tâches conformément aux procédures d'urgence des OCC en cas d'urgence à la salle de contrôle.

Opérations d'urgence – Conseiller technique principal

- Point secondaire de contact pour toutes les situations d'urgence, tel que requis.
- Recueille les données techniques relatives aux exigences de documentation de l'intervention d'urgence.
- Fournit les données et analyses techniques au superviseur de quart comme requis.
- Peut être appelé à couvrir l'opérateur sujet à évaluation jusqu'à ce que de l'aide puisse intervenir.
- Contact secondaire du téléphone d'urgence d'Enbridge.
- Soutient les opérateurs dans la collecte des données historiques lors de conditions de séparation de colonnes.
- Informe les superviseurs de quart des alarmes du SBM lorsqu'elles sont réputées valides, incomplètes ou qu'elles excèdent dix minutes, et apporte son soutien aux analyses techniques requises.
- Surveille les activités afin de s'assurer que les procédures d'urgence des OCC d'Enbridge ont été exécutées et sont suivies dans tous les cas, et que la documentation qui s'y rapporte est complétée.
- Complète/revoit les analyses de suppression.
- Réalise les évaluations de suppressions potentielles de pipeline ou de terminal.
- Réalise les tâches conformément aux procédures d'urgence des OCC en cas d'urgence à la salle de contrôle.

Opérations d'urgence – Analyste en détection de fuites

- Fournit les analyses de causes fondamentales, l'interprétation et les solutions aux alarmes du SBM conformément aux procédures de DF établies.
- Surveille le SBM en matière de mauvais fonctionnement et d'erreurs de données.
- Exécute la procédure d'escalade des détections de fuite afin de s'assurer que la direction est avisée lorsqu'une fuite potentielle se produit.

Opérations d'urgence – Soutien technique

- Appuie le superviseur de quart dans la mise en œuvre des actions et procédures requises lorsqu'une urgence survient.

GLOSSAIRE

Agent de réduction du frottement (« ARF ») : un polymère conçu pour réduire la quantité de friction dans un pipeline une fois ajouté au fluide transporté.

Alarme d'échec du SBM : une alarme émise quand il y a un écart de quatre minutes entre le temps du modèle du SBM et le temps réel. Elle peut signaler un échec du modèle.

Alarme de fuite : une alarme déclenchée quand un volume diagnostique atteint son seuil prédéfini, indiquant que le système SBM a identifié un scénario de fuite potentielle.

Analyste en détection de fuites (« analyste ») : employé responsable de l'analyse des alarmes de fuite du SBM et d'autres anomalies.

Appel de soutien : un appel d'un opérateur de pipeline à un analyste en détection de fuites pour engager une recherche sur une alarme de fuite ou une anomalie d'un modèle.

Détection alternative de fuites (« DAF ») : une forme de détection de fuites qui est réalisée quand le SBM est considéré comme non fiable. La DAF consiste en une comparaison manuelle de l'opérateur des volumes en réservoir à des intervalles de temps spécifiés.

Doubles seuils : seuils de volumes diagnostiques qui modifient les limites selon l'état hydraulique du pipeline. Les conditions d'écoulement transitoire augmentent les seuils, tolérant une incertitude supplémentaire et réduisant les fausses alarmes.

Environnement SCADA : le logiciel que l'on retrouve dans les serveurs SCADA qui assurent les communications et le contrôle des pipelines.

Fenêtre de temps : une période de temps spécifique au cours de laquelle les débits diagnostiques sont intégrés, donnant un volume diagnostique cumulé.

Flux diagnostique (« FD ») : un flux fictif ajouté au METTR pour concilier les écarts entre les états de pipeline mesurés et calculés.

Force de baisse de pression (« FBP ») : une baisse de pression fictive ajoutée à un METTR afin de concilier les écarts entre les états mesurés et calculés du pipeline.

Modèle d'écoulement transitoire en temps réel (« METTR ») : un modèle mathématique d'un pipeline qui recourt à des valeurs mesurées (comme les pressions, les débits et les températures) pour calculer les données hydrauliques d'un pipeline en temps réel. Le METTR est le type de SCP utilisé par Enbridge pour la détection des fuites auquel on réfère sous le terme de SBM.

Répétabilité : dans le logiciel d'estimation de l'état d'un pipeline, *Statefinder*, la répétabilité correspond à la somme maximale dont une valeur mesurée peut dévier de façon à convenir le mieux à la solution pour l'état hydraulique du pipeline, tel que déterminée par le modèle.

Section de bilan volumique : une région du modèle de pipeline pour laquelle les volumes diagnostiques sont calculés. Les sections de bilan volumique sont habituellement séparées par des débitmètres.

Seuils de volumes diagnostiques : le volume diagnostique maximum permissible alloué avant l'émission d'une alarme de fuite.

Surveillance computationnelle des pipelines (« SCP ») : une expression mise au point par l'API référant aux outils de surveillance algorithmiques fondés sur un logiciel qui sont utilisés pour améliorer les capacités du contrôleur de pipeline à reconnaître des anomalies hydrauliques dans le pipeline. Les systèmes de SCP sont souvent appelés génériquement des systèmes de détection de fuites. La détection de fuites de pipeline peut toutefois être réalisée par une variété de techniques comme : la patrouille terrestre et aérienne; les signalements de tiers; des inspections par des employés de la société; des capteurs de détection d'hydrocarbures; la surveillance des conditions du pipeline réalisée à l'aide du SCADA par les contrôleurs du pipeline; et la surveillance à partir de logiciels. Aux fins d'une référence claire, le terme SCP a été mis au point spécifiquement pour couvrir les détections de fuite en utilisant des outils algorithmiques fondés sur un logiciel [définition extraite de l'API 1130].

Système d'acquisition et de contrôle de données (« SCADA ») : un système de contrôle qui utilise les ordinateurs pour surveiller à distance et contrôler un processus. Les systèmes SCADA sont utilisés dans diverses industries pour différentes applications.

Système de bilan matière (« SBM ») : le nom donné au système de surveillance computationnelle des pipelines d'Enbridge. Le nom est dérivé des systèmes de bilan massique qui utilisent la conservation de la masse pour modéliser le système physique.

Test de fuite simulée (« TFS ») : une méthode pour mesurer la sensibilité à la détection de fuites qui repose sur le retrait artificiel de fluide d'un modèle de pipeline pour simuler des conditions de fuite.

Test de retrait de fluides (« TRF ») : une méthode pour mesurer la sensibilité à la détection de fuites qui nécessite l'extraction réelle de fluide d'un pipeline en exploitation.

Volume de contrôle : un volume conceptuel utilisé dans le développement de modèles mathématiques qui est employé habituellement dans les domaines de la mécanique et de la thermodynamique des fluides.

Volume diagnostique (« VD ») : un volume cumulé de flux diagnostiques obtenu en intégrant les flux diagnostiques dans une section du SBM sur une certaine période de temps. On réfère parfois aux VD sous l'expression de déséquilibre volumique.

Volume stocké : le volume de fluide contenu dans un pipeline.



Pipelines Enbridge Inc.

**Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de
la capacité de la canalisation 9**

**Manuel du système de bilan matières:
Modèle de la ligne 9 après l'inversion de la
canalisation 9B et l'accroissement de la
capacité de la canalisation 9**

**(Caviardé pour des raisons de sécurité et d'ordre commercial
exclusives)**

**Déposé conformément à la condition 12 de
l'ordonnance XO-E101-003-2014 de l'Office national de l'énergie**

Le 15 juillet 2014

Table des matières

1	Introduction	1
2	Description du pipeline	2
3	Fonctionnement du pipeline.....	5
3.1	Modes de fonctionnement	5
3.2	Produits.....	5
3.3	Débits	6
3.4	Désalignement de lot.....	6
3.5	Agents réducteurs de frottement (« ARF »)	6
3.6	Séparation de colonnes	6
4	Description du SBM.....	7
4.1	Seuils	8
4.2	Remarques au sujet du SBM propre à la canalisation	8
5	Rendement du système de bilan matières	9
	ANNEXE A : List de 'équipement de détection des fuites apres le project.....	10

Liste des figures

Figure 1 : Aperçu géographique de la canalisation 9.....	2
Figure 2 : Configuration actuelle de la canalisation 9.....	3
Figure 3: Configuration de la canalisation 9 après les travaux.....	3
Figure 4 : Profil altimétrique (de RE à ML) et emplacement des stations et de certaines vannes d'isolement	4
Figure 5 : Diagramme des sections du SBM de la canalisation 9 après les travaux	7

Liste des tableaux

Tableau 1 : Noms des stations	4
Tableau 2 : Propriétés des fluides.....	5
Tableau 3 : Sections du SBM après les travaux	7
Tableau 4 : Estimations de la sensibilité et quantité maximale estimée de produits libérés avant qu'une fuite soit détectée, selon la norme API 1149	9

1 Introduction

Le système de bilan matières (« SBM ») d'Enbridge est la mise en application par Enbridge d'un système de surveillance computationnelle du pipeline (« SCP »), basé sur le modèle d'écoulement transitoire en temps réel (METTR). Il a été conçu pour satisfaire et surpasser les exigences énoncées dans par l'Association canadienne de normalisation (« ACN ») dans l'Annexe E du document CSA Z662-11 (*Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides*) ainsi que pour se conformer à la norme API RP-1130 (*Surveillance computationnelle d'un pipeline pour les liquides*).

Ce manuel décrit la mise en application du SBM spécifique à la canalisation 9, après les travaux d'inversion de la canalisation 9B et de l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (le « Projet »), et comprend des descriptions détaillées et des renseignements sur le fonctionnement de la canalisation 9 (une fois les travaux complétés). Ce manuel est offert en supplément du Manuel général du système de bilan matières qui décrit et explique les composantes du SBM qui sont communes à tous les modèles.

2 Description du pipeline

Le SBM tient compte des paramètres du pipeline qui décrivent les caractéristiques physiques du pipeline, les emplacements de pompes intermédiaires et de vannes, des points de raccordement latéraux, l'emplacement des points de mesure et le profil altimétrique. Cette section présente les renseignements sur le pipeline et le tracé qui sont utilisés dans la procédure de détection des fuites pour la canalisation 9.



Figure 1 : Aperçu géographique de la canalisation 9

La canalisation 9 est un pipeline d'une longueur de 833 kilomètres (505 milles) et d'un diamètre de 750 millimètres (30 pouces) qui, une fois les travaux complétés, reliera Sarnia Est¹ (« RE ») à Montréal (« ML »). De plus, la canalisation 9 peut aussi effectuer des livraisons à Westover (« WS ») par le biais d'une canalisation latérale de 0,8 kilomètre (0,5 mille) de long, 500 millimètres (20 pouces) de diamètre qui se ramifie à partir de la canalisation 9 à North Westover (« NW »).

Actuellement, la canalisation 9 est divisée en deux segments : la canalisation 9A et la canalisation 9B, tel que représentée dans les Figures 2 et 3. La canalisation 9A a été inversée en 2013 lors de la phase 1 du projet d'inversion de la canalisation 9 et

¹ Le Terminal de Sarnia a l'indicatif «SA», mais en raison de la structure du système de communication, les données de Sarnia sont divisées entre Sarnia Ouest (« RW ») et Sarnia Est (« RE »). Le SBM de la canalisation 9 reçoit des données en tant que RE, et donc RE a été utilisé dans ce document comme indicatif de Sarnia -Est pour le SBM de la canalisation 9.

s'écoule désormais de Sarnia jusqu'à Westover. La canalisation 9B est actuellement purgée à l'azote, mais elle sera inversée à la fin de 2014 dans le cadre du Projet, ce qui permettra les livraisons de RE à ML et l'accroissement de la capacité du pipeline de 240 000 barils par jour (« bpj ») à 300 000 bpj.

L'illustration 4 montre le profil altimétrique de la canalisation 9. Un résumé des stations est fourni dans le tableau 1.

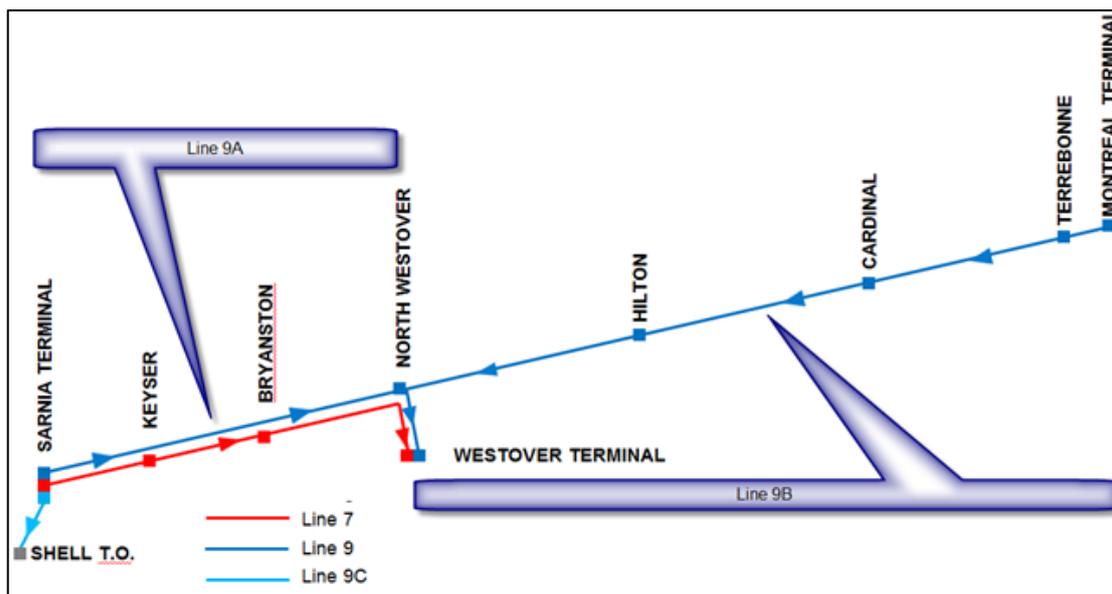


Figure 2 : Configuration actuelle de la canalisation 9

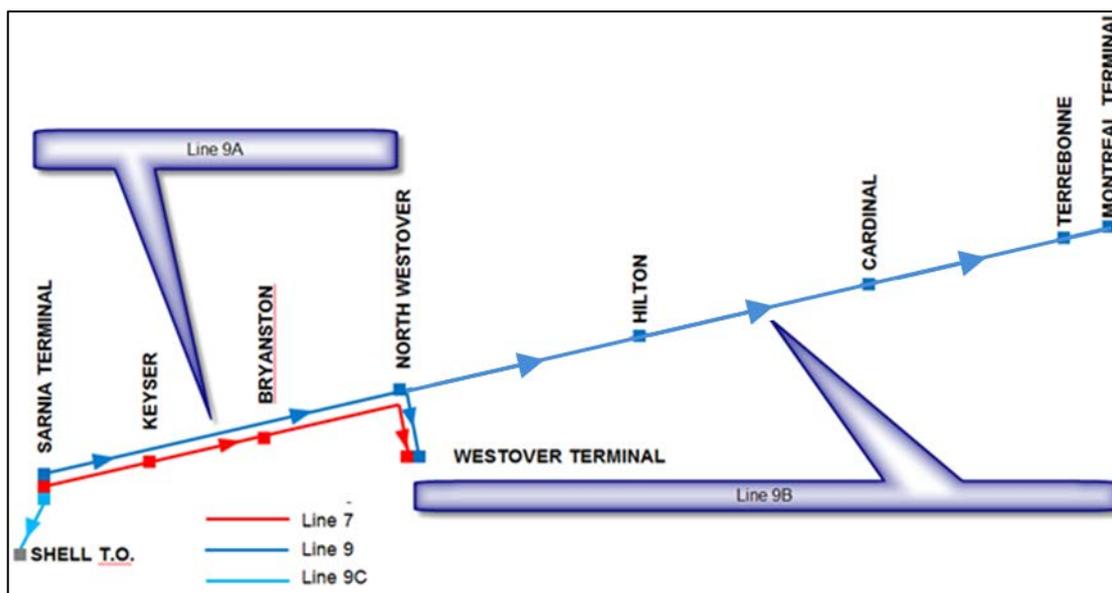


Figure 3: Configuration de la canalisation 9 après les travaux

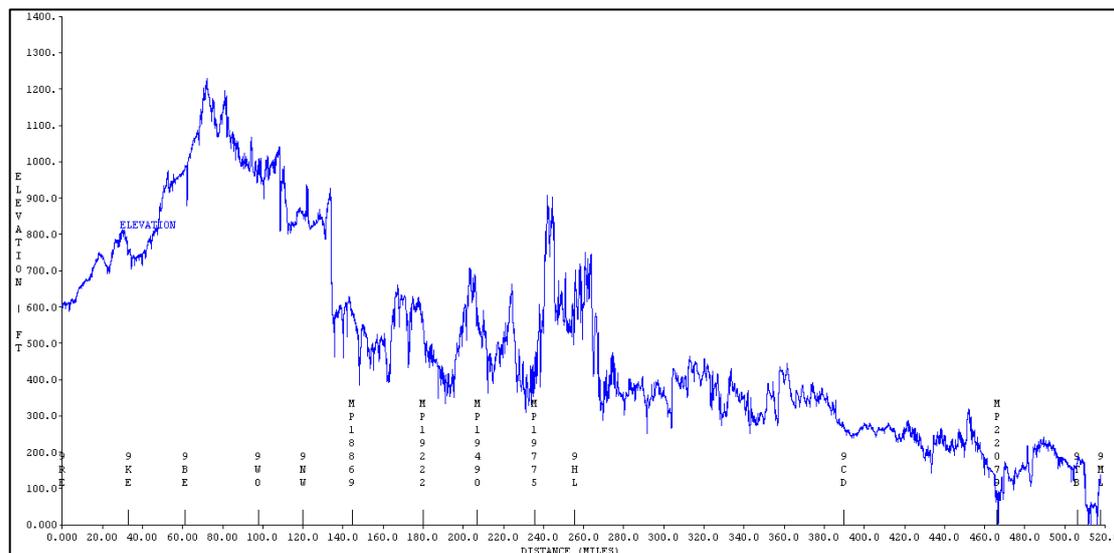


Figure 4 : Profil altimétrique (de RE à ML) et emplacement des stations et de certaines vannes d'isolement

Tableau 1 : Noms des stations

Indicatif.	Nom de la station	Fonction avant le Projet	Fonction après le Projet	Borne milliaire / kilométrique
RE	Sarnia Est	Injection à pleine charge	Injection à pleine charge	1741.90 / 2803.32
KE	Keyser	Vanne d'isolement	Vanne d'isolement	1775.75 / 2857.79
BE	Bryanston	Vanne d'isolement	Vanne d'isolement	1803.86 / 2903.03
NW	North Westover	Jonction pour les livraisons à WS	Station de pompage / jonction pour les livraisons à WS	1862.56 / 2997.50
WS	Westover	Livraison à pleine charge	Livraison à pleine charge	1863.25 / 2998.61
HL	Hilton	Station de pompage	Station de pompage	1997.32 / 3214.37
CD	Cardinal	Station de pompage	Station de pompage	2131.53 / 3430.37
TB	Terrebonne	Station de pompage	Détection de lot	2247.75 / 3617.40
ML	Montréal	Injection à pleine charge	Injection à pleine charge	2258.59 / 3634.85

3 Fonctionnement du pipeline

Le SBM tient compte de nombreux paramètres fonctionnels du pipeline. Le type et la quantité de fluide, le taux de transport et plusieurs autres facteurs de fonctionnement affectent l'architecture et la performance du modèle.

3.1 Modes de fonctionnement

Après les travaux, la canalisation 9 effectuera principalement des livraisons au terminal de Montréal. Toutes les livraisons à Westover par la canalisation 9 seront à injections à pleine charge. Par conséquent, pendant les livraisons vers WS, le tronçon NW-ML de la canalisation sera fermé.

3.2 Produits

Après les travaux, la canalisation 9 transportera tant des lots de pétrole brut léger que de pétrole brut lourd, en plus d'utiliser des agents réducteurs de frottement lourds et légers. Les fluides suivants ont été tirés de la Proposition de la conception hydraulique de l'inversion de la canalisation 9 et sont représentatifs des fluides qui seront transportés par la canalisation 9 après les travaux.

Tableau 2 : Propriétés des fluides

Fluide	Densité (kg/m ³)	Viscosité à 7,5 °C (50 °F) (cSt)	Viscosité à 18,3 °C (65 °F) (cSt)	PVR (kPa)
OX1	935,0	408,39	215,00	55,09
HVB.Q1	928,3	288,85	157,71	60,00
HVB.Q3	935,0	654,61	328,03	60,00
SYN	864,2	6,99	5,44	40,68
HSB	859,8	11,10	8,32	45,51
LSB	847,4	14,00	8,91	57,71
SW	830,3	7,36	5,64	56,88
UHC	825,9	9,48	7,11	44,88

3.3 Débits

Minimum après les travaux : 1 258 m³/heure

Maximum après les travaux : 2 098 m³/heure

3.4 Désalignement de lot

Les désalignements d'un lot du modèle surviennent lorsque les emplacements des interfaces des lots du modèle sont différents que les emplacements des interfaces des lots réels, causant ainsi des baisses de pression différentes dans le modèle que les baisses de pression réelles. Les désalignements de lots peuvent être un problème sur la canalisation 9 puisque celle-ci transportera des pétroles bruts légers et lourds par lots.

Caviarde - Renseignements exclusifs d'un tiers

3.5 Agents réducteurs de frottement (« ARF »)

Actuellement, aucun agent n'est utilisé sur la canalisation 9. Cependant, le projet ajoutera de l'ARF à la canalisation. La canalisation 9 emploiera de l'ARF léger pour les lots de pétrole brut léger et de l'ARF lourd pour les lots de pétrole brut lourd. Les sites d'injection d'ARF seront RE, NW, Hilton (« HL ») et Cardinal (« CD »). Les injections d'ARF seront automatisées au lieu d'être faites manuellement par l'opérateur.

3.6 Séparation de colonnes

La séparation de colonnes survient aux sommets d'élévation

Caviarde - Sécurité de l'information

Veillez noter que ceci réfère aux bornes milliaires des emprises d'Enbridge, et ne correspond pas à la Figure 4. Ces emplacements se situent environ aux miles 75 et 84 de l'Figure 4. Il s'agit généralement de la conséquence du refroidissement de la canalisation pendant de longs arrêts, ce qui fait baisser la pression de la canalisation sous la pression de la vapeur.

Caviarde - Sécurité de l'information

4 Description du SBM

Après les travaux, la canalisation 9 utilisera les sections du SBM décrites dans la Figure 5 et le Tableau 3.

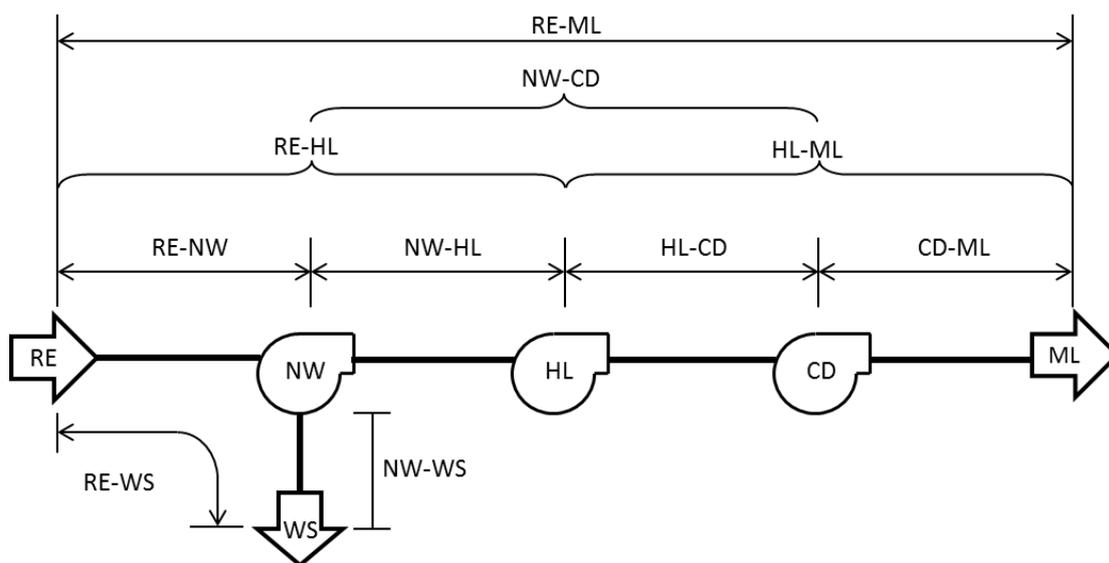


Figure 5 : Diagramme des sections du SBM de la canalisation 9 après les travaux

Tableau 3 : Sections du SBM après les travaux

Catégorie de section	Sections	Critère d'activation ou de désactivation
Tronçons de compteur à compteur	RE-NW	Désactiver pour les livraisons entre RE et WS, car le tronçon est hydrauliquement incomplète. Le tronçon sera couvert par RE-WS.
	NW-HL	Toujours activé
	HL-CD	Toujours activé
	CD-ML	Toujours activé
	RE-WS	Activer pour les livraisons entre RE et WS. Désactiver lorsqu'il n'y a pas de livraison à WS car le tronçon est hydrauliquement subdivisé.
Tronçons superposés	RE-HL	Désactiver pour les livraisons entre RE et WS car le tronçon est hydrauliquement subdivisé.
	HL-ML	Toujours activé
	NW-CD	Toujours activé

	RE-ML	Activer seulement si au moins deux débitmètres consécutifs de la canalisation principale tombent en panne. Désactiver lorsqu'il n'y a pas de livraison à WS, car le tronçon est hydrauliquement subdivisé.
Tronçons d'isolement	NW-WS	Désactiver pour les livraisons entre RE et WS, car le tronçon est hydrauliquement incomplet. Ce tronçon couvre la canalisation d'embranchement NW-WS, lorsqu'il n'y a pas de livraison vers WS.

4.1 Seuils

Les seuils exacts après les travaux ne peuvent être établis jusqu'à ce que le modèle puisse être calibré d'après les données de fonctionnement. Cependant, il est prévu que les seuils respecteront ou excéderont les objectifs de rendement déterminés.

4.2 Remarques au sujet du SBM propre à la canalisation

1. Après les travaux, la canalisation 9 sera dotée de trois fenêtres d'alarme de modèle transitoire en temps réel (5 minutes, 20 minutes et 1 heure) ainsi que de trois fenêtres temporelles de bilan volumique (1 jour, 1 semaine et 1 mois). Les calculs de détection des fuites du SBM sont effectués à chaque intervalle de temps, lequel varie entre une fois toutes les 6 secondes et une fois par minute. Les calculs du bilan volumique seront effectués aux fréquences estimées appropriées.

5 Rendement du système de bilan matières

Il y a quatre mesures employées pour caractériser le rendement d'un système de détection des fuites : la fiabilité, la sensibilité, l'exactitude et la robustesse. Les définitions de ces mesures sont données dans le *Manuel du système de bilan matières*.

Les estimations de la sensibilité aux fuites selon la norme API 1149 ainsi que la quantité maximale estimée de produit libéré avant qu'une fuite soit détectée après les travaux sur la canalisation 9 sont fournies dans le Tableau 4. Les estimations de la sensibilité selon la norme API 1149 repose sur les valeurs d'incertitude présumées des instruments. La sensibilité réelle du modèle dépendra du rendement réel de l'instrument et d'autres facteurs.

Les autres données de mesure de rendement après les travaux ne peuvent pas être établies avant que le SBM de la canalisation 9 après les travaux soit mis en service.

Tableau 4 : Estimations de la sensibilité et quantité maximale estimée de produits libérés avant qu'une fuite soit détectée, selon la norme API 1149

Canalisation 9	Alarme de 5 minutes (% du débit nominal)	Alarme de 20 minutes (% du débit nominal)	Alarme de 120 minutes (% du débit nominal)
Rendement prévu en matière de sensibilité aux fuites du système SCP (y compris les améliorations d'instrumentation)	25 % - 36 %	6 % - 9 %	2 %
Volume estimatif nécessaire pour déclencher l'alarme du système SCP (300 000 baril/jour)	260 – 375 barils	250 – 375 barils	500 barils

ANNEXE A : Texte caviardé ici texte caviardé ici

Emplacement	Description de l'emplacement	Borne milliaire	Borne kilométrique	Variable	FTNS	Identificateur du SBM
RE	Sarnia	██████	██████	Densité	E1741.90-9-DT-1	L09_RE_DEN_DS_9DT1
RE	Sarnia	██████	██████	Température	E1741.90-9-TIT-2D	L09_RE_TSK_DS_9TT2D
RE	Sarnia	██████	██████	Pression	E1741.90-9-PIT-3D	L09_RE_P_DS_9PT3D
RE	Sarnia	██████	██████	Signal du racleur	E1741.90-9-ZS-1	L09_RE_ST_PIG_9ZS1
RE	Sarnia	██████	██████	État des vannes	E1741.90-9-V-2	L09_RE_ST_SV_9V2
RE	Sarnia	██████	██████	État des vannes	RE-9-V-3	L09_RE_ST_BV_9V3
RE	Sarnia	██████	██████	État des vannes	RE-9-TSV-1	L09_RE_ST_BV_9TSV1
RE	Sarnia	██████	██████	État des vannes	RE-9-SDV-1	L09_RE_ST_BV_9SDV1
RE	Sarnia	██████	██████	Pression	RE-9-PIT-1D	L09_RE_P_DS_9PT1D
RE	Sarnia	██████	██████	Pression	RE-9-PIT-2D	L09_RE_P_DS_9PT2D
RE	Sarnia	██████	██████	% d'ouverture de la valve de ventilation forcée du carter	RE-9-PCV-2	L09_RE_PCT_PCV_9PCV2
RE	Sarnia	██████	██████	Pression	RE-9-PIT-2C	L09_RE_P_CA_9PT2C
RE	Sarnia	██████	██████	Pression	RE-9-PT-1C	L09_RE_P_CA_9PT1C
RE	Sarnia	██████	██████	État des vannes	RE-9-V-1000A	L09_RE_ST_BV_9V1000A
RE	Sarnia	██████	██████	Pression	RE-9-PIT-1000	L09_RE_P_LO_9PT1000
RE	Sarnia	██████	██████	État de la pompe	RE-9-ICP-1000	L09_RE_ST_PU_9ICP1000
RE	Sarnia	██████	██████	Pression	RE-9-PIT-1003	L09_RE_P_LO_9PT1003

Caviarde - Sécurité de l'information

RE	Sarnia			Densité	RE-9-DIT-1003	L09_RE_DEN_LO_9DT1003
RE	Sarnia			Température	RE-9-TIT-1003B	L09_RE_T_LO_9TT1003B
RE	Sarnia			Viscosité	RE-9-NIT-1005	L09_RE_VISC_LO_9NT1005
RE	Sarnia			Température	RE-9-TIT-1005	L09_RE_T_LO_9TT1005
RE	Sarnia			Débit	RE-9-FIT-1004	L09_RE_QMA_LO_9FT1004
RE	Sarnia			État des vannes	RE-9-V-1000B	L09_RE_ST_BV_9V1000B
RE	Sarnia			État de la pompe	RE-9-UPM-3	L09_RE_ST_PU_9UPM3
RE	Sarnia			État de la pompe	RE-9-UPM-2	L09_RE_ST_PU_9UPM2
RE	Sarnia			État de la pompe	RE-9-UPM-1	L09_RE_ST_PU_9UPM1
RE	Sarnia	Caviarde - Sécurité de l'information		Vitesse de l'entraînement à fréquence variable		L09_RE_PCT_VFD_9VFD
RE	Sarnia			Pression	RE-9-PIT-31	
RE	Sarnia			État des vannes	RE-9-USV-31	
RE	Sarnia			État des vannes	RE-9-UDV-31	
RE	Sarnia			Pression	RE-9-PIT-21	
RE	Sarnia			État des vannes	RE-9-USV-21	
RE	Sarnia			État des vannes	RE-9-UDV-21	
RE	Sarnia			Pression	RE-9-PIT-11	
RE	Sarnia			État des vannes	RE-9-USV-11	
RE	Sarnia			État des vannes	RE-9-UDV-11	
RE	Sarnia			Pression	RE-9-PT-6S	L09_RE_P_SU_9PT6S
RE	Sarnia			Pression	RE-9-PT-1S	L09_RE_P_SU_9PT1S

RE	Sarnia	██████	██████	Température	RE-9-TIT-11	L09_RE_T_SU_9TT11
RE	Sarnia	██████	██████	Vitesse sonique	RE-9-M-1	L09_RE_CSO_SU_9M1
RE	Sarnia	██████	██████	Densité	RE-9-M-1	L09_RE_DSO_SU_9M1
RE	Sarnia	██████	██████	Débit	RE-9-M-1	L09_RE_QSO_SU_9M1
RE	Sarnia	██████	██████	Débit	RE-9-M-1	L09_RE_QSO_SU_9M1A
RE	Sarnia	██████	██████	Reynolds	RE-9-M-1	L09_RE_RSO_SU_9M1
RE	Sarnia	██████	██████	Température	RE-9-M-1	L09_RE_TSO_SU_9M1
RE	Sarnia	██████	██████	Viscosité	RE-9-M-1	L09_RE_VSO_SU_9M1
RE	Sarnia	██████	██████	État des vannes	RE-9-SSV-1	L09_RE_ST_BV_9SSV1
RE	Sarnia	██████	██████	État de la pompe de l'ARF		L09_RE_ST_PU_HDRA
RE	Sarnia	Caviarde - Sécurité de l'information		Débit massique de l'ARF		L09_RE_QMA_INJ_HDRA
RE	Sarnia	██████	██████	DRA État de la pompe		L09_RE_ST_PU_LDRA
RE	Sarnia	██████	██████	Débit massique de l'ARF		L09_RE_QMA_INJ_LDRA
RE	Sarnia	██████	██████	Température	RE-9-TIT-10	L09_RE_T_GND_9TT10
		██████	██████	Densité		
		██████	██████	État des vannes	M1750.01-9-V-1	L09_17500_ST_SV_9V1
		██████	██████	Pression		
KE	Keyser	██████	██████	État des vannes	M1775.75-9-V-1	L09_KE_ST_SV_9V1
KE	Keyser	██████	██████	Pression	M1775.7-9-PT-1	L09_KE_P_DN_9PT1
		██████	██████	État des vannes	M1788.36-9-V-1	L09_17883_ST_SV_9V1

				Pression		
BE	Bryanston			État des vannes	M1803.86-9-V-1	L09_BE_ST_SV_9V1
BE	Bryanston			Pression	M1803.86-9-PT-3	L09_BE_P_DN_9PT3
				État des vannes	M1805.56-9-V-1	L09_18055_ST_SV_9V1
				État des vannes	M1820.58-9-V-1	L09_18205_ST_SV_9V1
				Pression		
				Pression		
				État des vannes	M1829.75-9-V-1	L09_18297_ST_SV_9V1
				Pression		
				Pression		
				Température		
		Caviarde - Sécurité de l'information		Température		
WO	Wolverton			État des vannes	M1840.37-9-V-1	L09_WO_ST_SV_9V1
WO	Wolverton			Pression	M 1840.3-9-PT-3	L09_WO_P_DN_9PT3
				État des vannes	M1849.43-9-V-1	L09_18494_ST_SV_9V1
				Pression	M1849.43-9-PIT-1A	L09_18494_P_UP_9PT1A
				Pression	M1849.43-9-TIT-1B	L09_18494_P_DN_9PT1B
				Température	M1849.43-9-TIT-1	L09_18494_T_ML_9TT1
				État des vannes		L09_18512_ST_SV_9V1
NW	North Westover			Pression	M1862.56-9-PIT-3S	L09_NW_P_SU_9PT3S
NW	North Westover			Pression	M1862.56-9-PIT-2S	L09_NW_P_SU_9PT2S
NW	North Westover			État des vannes	M1862.56-9-V-4	L09_NW_ST_SV_9V4
NW	North Westover			État des vannes	M1862.56-9-V-3	L09_NW_ST_SV_9V3

NW	North Westover			Signal du racleur	M1862.56-9-ZS-1S	L09_NW_ST_PIG_9ZS1S
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-DELV-1	L09_NW_ST_BV_9DELV1
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-4D	L09_NW_P_DN_9PT4D
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-BV-1	L09_NW_ST_BV_9BV1
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-BV-2	L09_NW_ST_BV_9BV2
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-TRV-1	L09_NW_ST_BV_9TRV1
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-SSV-1	L09_NW_ST_BV_9SSV1
NW	North Westover			Température	NW-9-TIT-1S	L09_NW_T_SU_9TT1S
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-SSV-2	L09_NW_ST_BV_9SSV2
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-SDV-2	L09_NW_ST_BV_9SDV2
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-PCV-1	L09_NW_PCT_PCV_9PCV1
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-1D	L09_NW_P_DS_9PT1D
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-2D	L09_NW_P_DS_9PT2D
NW	North Westover			Vitesse sonique	NW-9-M-1	L09_NW_CSO_DS_9M1
NW	North Westover			Densité	NW-9-M-1	L09_NW_DEN_DS_9M1
NW	North Westover			Débit	NW-9-M-1	L09_NW_QSO_DS_9M1
NW	North Westover			Débit	NW-9-M-1	L09_NW_QSO_DS_9M1A
NW	North Westover			Reynolds	NW-9-M-1	L09_NW_RSO_DS_9M1
NW	North Westover			Température	NW-9-M-1	L09_NW_T_DS_9M1
NW	North Westover			Viscosité	NW-9-M-1	L09_NW_VISC_DS_9M1
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-4	L09_NW_P_BV_9PT4
NW	North Westover			Température	NW-9-TIT-1D	L09_NW_T_DS_9TT1D
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-TSV-1	L09_NW_ST_BV_9TSV1

Caviarde - Sécurité de l'information

NW	North Westover			État des vannes	NW-9-SDV-1	L09_NW_ST_BV_9SDV1
NW	North Westover			Signal du racler	M1862.56-9-ZS-1D	L09_NW_ST_PIG_9ZS1D
NW	North Westover			Signal du racler	M1862.56-9-ZS-2D	L09_NW_ST_PIG_9ZS2D
NW	North Westover			État des vannes	M1862.56-9-V-2	L09_NW_ST_SV_9V2
NW	North Westover			État des vannes	M1862.56-9-V-1	L09_NW_ST_SV_9V1
NW	North Westover			Pression	M1862.56-9-PIT-3D	L09_NW_P_DS_9PT3D
NW	North Westover			Température	M1862.56-9-TIT-2D	L09_NW_TSK_DS_9TT2D
NW	North Westover			DRA État de la pompe		L09_NW_ST_PU_HDRA
NW	North Westover	Caviarde - Securite de l'information		Débit massique de l'ARF		L09_NW_QMA_INJ_HDRA
NW	North Westover			État de la pompe de l'ARF		L09_NW_ST_PU_LDRA
NW	North Westover			Débit massique de l'ARF		L09_NW_QMA_INJ_LDRA
NW	North Westover			Température	NW-9-TIT-10	L09_NW_T_GND_9TT10
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-1S	L09_NW_P_SU_9PT1S
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-6S	L09_NW_P_SU_9PT6S
NW	North Westover			État de la pompe	NW-9-UPM-3	L09_NW_ST_PU_9UPM3
NW	North Westover			État de la pompe	NW-9-UPM-4	L09_NW_ST_PU_9UPM4
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-1C	L09_NW_P_CA_9PT1C
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-2C	L09_NW_P_CA_9PT2C
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-USV-31	L09_NW_ST_BV_9USV31
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-UDV-31	L09_NW_ST_BV_9UDV31

NW	North Westover			État des vannes	NW-9-USV-41	L09_NW_ST_BV_9USV41
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-UDV-41	L09_NW_ST_BV_9UDV41
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-V-5	L09_NW_ST_BV_9V5
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-001	L09_NW_P_LO_9PT001
NW	North Westover			État de la pompe	NW-9-ICP-001	L09_NW_ST_PU_9ICP001
NW	North Westover			Pression	NW-9-PIT-1003	L09_NW_P_LO_9PT1003
NW	North Westover			Densité	NW-9-DIT-001	L09_NW_DEN_LO_9DT001
NW	North Westover			Température	NW-9-TE-1003	L09_NW_T_LO_9TT1003
NW	North Westover			Viscosité	NW-9-NIT-1003	L09_NW_VISC_LO_9NT1003
NW	North Westover	Caviarde - Sécurité de l'information		Débit	NW-9-FIT-1004	
NW	North Westover			État des vannes	NW-9-V-6	L09_NW_ST_BV_9V6
NW	North Westover			Densité	9-DT-1	L09_NW_DEN_SU_9DT1
WS	Westover			Pression	WS-200-PT-3H	L09_WS_P_HO_200PT3H
WS	Westover			Pression	WS-200-PT-3M	L09_WS_P_MF_200PT3M
WS	Westover			Pression	WS-200-PT-4H	L09_WS_P_HO_200PT4H
WS	Westover			Pression	WS-200-PT-4M	L09_WS_P_MF_200PT4M
WS	Westover			Pression	WS-9-PIT-1H	L09_WS_P_HO_9PT1H
WS	Westover			Débit	WS-200-M-2	L09_WS_QSO_DEL_200M2
WS	Westover			Vitesse sonique	WS-200-M-2	L09_WS_CSO_DEL_200M2
WS	Westover			Force du signal	WS-200-M-2	L09_WS_SSO_DEL_200M2
WS	Westover			État des vannes	WS-200-V-11	L09_WS_ST_BV_200V11
WS	Westover			État des vannes	WS-200-V-2	L09_WS_ST_BV_200V2
WS	Westover			Température	WS-201-TT-1	L09_WS_T_MF_201TT1

WS	Westover			Température	WS-9-TIT-10	L09_WS_T_GND_9TT10
				État des vannes	M1870.28-9-V-1	L09_18702_ST_SV_9V1
				Pression		
				Pression		
				État des vannes	M1879.01-9-V-1	L09_18790_ST_SV_9V1
				Pression	M1879.01-9-PT-1	
				Densité	M1886.99-9-DT-1	L09_18869_DEN_ML_9DT1
				État des vannes	K1886.99-9-DELV-1	L09_18869_ST_BV_9DELV1
				Pression	M1886.99-9-PT-1	L09_18869_P_DN_9PT1
				État des vannes	K1886.99-9-V-1	L09_18869_ST_SV_9V1
				État des vannes	M1890.48-9-V-1	L09_18904_ST_SV_9V1
				État des vannes	M1898.31-9-V-1	L09_18983_ST_SV_9V1
				État des vannes	M1906.20-9-V-1	L09_19062_ST_SV_9V1
				État des vannes	M1914.66-9-V-1	L09_19146_ST_SV_9V1
				Pression	M1914.66-9-PIT-1A	L09_19146_P_UP_9PT1A
				Pression	M1914.66-9-TIT-1B	L09_19146_P_DN_9PT1B
				Température	M1914.66-9-TIT-1	L09_19146_T_ML_9TT1
				État des vannes	M1915.09-9-V-1	L09_19150_ST_SV_9V1
				Pression	M1915.09-9-PIT-1A	L09_19150_P_UP_9PT1A
				Pression	M1915.09-9-TIT-1B	L09_19150_P_DN_9PT1B
				Température	M1915.09-9-TIT-1	L09_19150_T_ML_9TT1
				État des vannes	M1922.23-9-V-1	L09_19222_ST_SV_9V1
				Pression	M1922.23-9-PT-1	L09_19222_P_DN_9PT1

Caviarde - Sécurité de l'information

				État des vannes	M1932.91-9-V-1	L09_19329_ST_SV_9V1
				Pression	M1932.91-9-PT-1	
				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
				Température		
				Température		
				État des vannes	M1949.02-9-V-1	L09_19490_ST_SV_9V1
				Pression	M1949.02-9-PT-1	L09_19490_P_DN_9PT1
				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
				Température		
				Température		
				État des vannes	M1968.28-9-V-1	L09_19682_ST_SV_9V1
				Pression	M1968.28-9-PT-1	
				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
				Température		
				Température		
				État des vannes	M1977.50-9-V-1	L09_19775_ST_SV_9V1
				Pression	M1977.50-9-PT-1	L09_19775_P_DN_9PT1

Caviarde - Securite de l'information

				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
				Température		
				Température		
				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
		Caviarde - Sécurité de l'information		Température		
				Température		
HL	Hilton			Pression	M1997.32-9-PIT-3S	L09_HL_P_SU_9PT3S
HL	Hilton			Pression	M1997.32-9-PIT-2S	L09_HL_P_SU_9PT2S
HL	Hilton			État des vannes	M1997.32-9-V-4	L09_HL_ST_SV_9V4
HL	Hilton			État des vannes	M1997.32-9-V-3	L09_HL_ST_BV_9V3
HL	Hilton			Signal du racleur		
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-TRV-1	L09_HL_ST_BV_9TRV1
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-SSV-1	L09_HL_ST_BV_9SSV1
HL	Hilton			Température	HL-9-TIT-1S	L09_HL_T_SU_9TT1S
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-SSV-2	L09_HL_ST_BV_9SSV2
HL	Hilton			Pression	HL-9-PIT-1S	L09_HL_P_SU_9PT1S
HL	Hilton			Pression	HL-9-PIT-6S	L09_HL_P_SU_9PT6S
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-USV-31	L09_HL_ST_BV_9USV31
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-UDV-31	L09_HL_ST_BV_9UDV31

HL	Hilton			État des vannes	HL-9-USV-41	L09_HL_ST_BV_9USV41
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-UDV-41	L09_HL_ST_BV_9UDV41
HL	Hilton			État de la pompe	HL-9-UPM-3	L09_HL_ST_PU_9UPM3
HL	Hilton			État de la pompe	HL-9-UPM-4	L09_HL_ST_PU_9UPM4
HL	Hilton			Pression	HL-9-PIT-2C	L09_HL_P_CA_9PT2C
HL	Hilton			Pression	HL-9-PIT-1C	L09_HL_P_CA_9PT1C
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-PCV-1	L09_HL_ST_PCV_9PCV1
HL	Hilton	Caviarde - Securite de l'information		Pression	HL-9-PIT-1D	L09_HL_P_DS_9PT1D
HL	Hilton			Pression	HL-9-PIT-2D	L09_HL_P_DS_9PT2D
HL	Hilton			État des vannes	HL-9-SDV-2	L09_HL_ST_BV_9SDV2
HL	Hilton			Vitesse sonique	HL-9-M-1	L09_HL_CSO_DS_9M1
HL	Hilton			Densité	HL-9-M-1	L09_HL_DSO_DS_9M1
HL	Hilton			Débit	HL-9-M-1	L09_HL_QSO_DS_9M1
HL	Hilton			Débit	HL-9-M-1	L09_HL_QSO_DS_9M1A
HL	Hilton			Reynolds	HL-9-M-1	L09_HL_RSO_DS_9M1
HL	Hilton			Température	HL-9-M-1	L09_HL_TSO_DS_9M1
HL	Hilton			Viscosité	HL-9-M-1	L09_HL_VSO_DS_9M1
HL	Hilton			Pression	HL-9-PIT-4	L09_HL_P_DS_9PT4
HL	Hilton			Température	HL-9-TIT-1D	L09_HL_T_DS_9TT1D
HL	Hilton			État de la pompe de l'ARF		L09_HL_ST_PU_HDRA
HL	Hilton			Débit massique de l'ARF		L09_HL_QMA_DS_HDRA

HL	Hilton	██████	██████	État de la pompe de l'ARF		L09_HL_ST_PU_LDRA
HL	Hilton	██████	██████	Débit massique de l'ARF		L09_HL_QMA_DS_LDRA
HL	Hilton	██████	██████	État des vannes	HL-9-SDV-1	L09_HL_ST_BV_9SDV1
HL	Hilton	██████	██████	État des vannes	HL-9-TSV-1	L09_HL_ST_BV_9TSV1
HL	Hilton	██████	██████	Signal du racleur		
HL	Hilton	██████	██████	État des vannes	M1997.32-9-V-2	L09_HL_ST_BV_9V2
HL	Hilton	██████	██████	État des vannes	M1997.32-9-V-1	L09_HL_ST_SV_9V1
HL	Hilton	██████	██████	Pression	M1997.32-9-PIT-3D	L09_HL_P_DS_9PT3D
HL	Hilton	██████	██████	Température	M1997.32-9-TIT-2D	L09_HL_TSK_DS_9TT2D
HL	Hilton	██████	██████	Température	HL-9-TIT-10	L09_HL_T_GND_9TT10
		██████	██████	État des vannes		
		██████	██████	État des vannes	M2011.83-9-V-1	
		██████	██████	Pression		
		██████	██████	Pression		
		██████	██████	Température		
		██████	██████	État des vannes		
		██████	██████	Pression		
		██████	██████	Pression		
		██████	██████	Température		
		██████	██████	Température		
		██████	██████	État des vannes		

Caviarde - Sécurité de l'information

				État des vannes		
				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
				Température		
				Température		
				État des vannes		
				État des vannes	M2068.99-9-V-1	
				Pression		
				Pression		
				Température		
				État des vannes	M2071.07-9-V-1	
				Pression		
				Pression		
				Température		
				État des vannes		
				État des vannes		
				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
				Température		
				Température		
				État des vannes		

Caviarde - Sécurité de l'information

				État des vannes		
				Pression		
				Pression		
				Température		
				Température		
				État des vannes		
		Caviarde - Sécurité de l'information		État des vannes		
CD	Cardinal			Pression	M1997.32-9-PIT-3S	L09_CD_P_SU_9PT3S
CD	Cardinal			Pression	M1997.32-9-PIT-2S	L09_CD_P_SU_9PT2S
CD	Cardinal			État des vannes	M1997.32-9-V-4	L09_CD_ST_SV_9V4
CD	Cardinal			État des vannes	M1997.32-9-V-3	L09_CD_ST_BV_9V3
CD	Cardinal			Signal du racleur		
CD	Cardinal			État des vannes	CD-9-TRV-1	L09_CD_ST_BV_9TRV1
CD	Cardinal			État des vannes	CD-9-SSV-1	L09_CD_ST_BV_9SSV1
CD	Cardinal			Température	CD -9-TIT-1S	L09_CD_T_SU_9TT1S
CD	Cardinal			État des vannes	CD-9-SSV-2	L09_CD_ST_BV_9SSV2
CD	Cardinal			Pression	CD -9-PIT-1S	L09_CD_P_SU_9PT1S
CD	Cardinal			Pression	CD -9-PIT-6S	L09_CD_P_SU_9PT6S
CD	Cardinal			État des vannes	CD -9-USV-31	L09_CD_ST_BV_9USV31
CD	Cardinal			État des vannes	CD -9-UDV-31	L09_CD_ST_BV_9UDV31
CD	Cardinal			État des vannes	CD -9-USV-41	L09_CD_ST_BV_9USV41
CD	Cardinal			État des vannes	CD -9-UDV-41	L09_CD_ST_BV_9UDV41
CD	Cardinal			État de la pompe	CD-9-UPM-3	L09_CD_ST_PU_9UPM3

CD	Cardinal	██████	██████	État de la pompe	CD-9-UPM-4	L09_CD_ST_PU_9UPM4
CD	Cardinal	██████	██████	Pression	CD -9-PIT-2C	L09_CD_P_CA_9PT2C
CD	Cardinal	██████	██████	Pression	CD -9-PIT-1C	L09_CD_P_CA_9PT1C
CD	Cardinal	██████	██████	État des vannes	CD-9-PCV-1	L09_CD_ST_PCV_9PCV1
CD	Cardinal	██████	██████	Pression	CD -9-PIT-1D	L09_CD_P_DS_9PT1D
CD	Cardinal	Caviarde - Securite de l'information	██████	Pression	CD -9-PIT-2D	L09_CD_P_DS_9PT2D
CD	Cardinal	██████	██████	État des vannes	CD-9-SDV-2	L09_CD_ST_BV_9SDV2
CD	Cardinal	██████	██████	Vitesse sonique	CD-9-M-1	L09_CD_CSO_DS_9M1
CD	Cardinal	██████	██████	Densité	CD-9-M-1	L09_CD_DSO_DS_9M1
CD	Cardinal	██████	██████	Débit	CD-9-M-1	L09_CD_QSO_DS_9M1
CD	Cardinal	██████	██████	Débit	CD-9-M-1	L09_CD_QSO_DS_9M1A
CD	Cardinal	██████	██████	Reynolds	CD-9-M-1	L09_CD_RSO_DS_9M1
CD	Cardinal	██████	██████	Température	CD-9-M-1	L09_CD_TSO_DS_9M1
CD	Cardinal	██████	██████	Viscosité	CD-9-M-1	L09_CD_VSO_DS_9M1
CD	Cardinal	██████	██████	Pression	CD-9-PIT-4	L09_CD_P_DS_9PT4
CD	Cardinal	██████	██████	Température	CD -9-TIT-1D	L09_CD_T_DS_9TT1D
CD	Cardinal	██████	██████	État de la pompe de l'ARF		L09_CD_ST_PU_HDRA
CD	Cardinal	██████	██████	Débit massique de l'ARF		L09_CD_QMA_DS_HDRA
CD	Cardinal	██████	██████	État de la pompe de l'ARF		L09_CD_ST_PU_LDRA
CD	Cardinal	██████	██████	Débit massique de l'ARF		L09_CD_QMA_DS_LDRA

CD	Cardinal			État des vannes	CD-9-SDV-1	L09_CD_ST_BV_9SDV1
CD	Cardinal			État des vannes	CD-9-TSV-1	L09_CD_ST_BV_9TSV1
CD	Cardinal			Signal du racleur		
CD	Cardinal			État des vannes	M1997.32-9-V-2	L09_CD_ST_BV_9V2
CD	Cardinal			État des vannes	M1997.32-9-V-1	L09_CD_ST_SV_9V1
CD	Cardinal			Pression	M1997.32-9-PIT-3D	L09_CD_P_DS_9PT3D
CD	Cardinal			Température	M1997.32-9-TIT-2D	L09_CD_TSK_DS_9TT2D
CD	Cardinal			Température	CD -9-TIT-10	L09_CD_T_GND_9TT10
				État des vannes	M2175.99-9-V-1	L09_21759_ST_SV_9V1
				État des vannes	M2201.58-9-V-1	L09_22015_ST_SV_9V1
				État des vannes	M2207.98-9-V-1	L09_22079_ST_SV_9V1
				Pression	M2207.98-9-PT-1	
				État des vannes	M2209.84-9-V-1	L09_22098_ST_SV_9V1
				Pression		
				État des vannes	M2211.18-9-V-1	L09_22111_ST_SV_9V1
				État des vannes	M2216.63-9-V-1	L09_22166_ST_SV_9V1
				État des vannes	M2224.96-9-V-1	L09_22249_ST_SV_9V1
				État des vannes	M2237.96-9-V-1	L09_22379_ST_SV_9V1
TB	Terrebonne			Température	M2247.75-9-TIT-1S	L09_TB_TSK_ML_9TT1S
TB	Terrebonne			Température	TB-9-TIT-10	L09_TB_T_GND_9TT10
TB	Terrebonne			Pression	M2247.75-9-PIT-1S	L09_TB_P_UP_9PT1S
TB	Terrebonne			État des vannes	M2247.75-9-V-2	L09_TB_ST_SV_9V2
TB	Terrebonne			État des vannes	M2247.75-9-BV-2	L09_TB_ST_SV_9BV2

TB	Terrebonne	██████	██████	État des vannes	M2247.75-9-V-1	L09_TB_ST_SV_9V1
TB	Terrebonne	██████	██████	Pression	M2247.75-9-PIT-1D	L09_TB_P_DN_9PT1D
TB	Terrebonne	██████	██████	État des vannes	M2247.75-9-V-1000A	L09_TB_ST_BV_9V1000A
TB	Terrebonne	██████	██████	Pression	M2247.75-9-PIT-1000	L09_TB_P_LO_9PT1000
TB	Terrebonne	██████	██████	État de la pompe	M2247.75-9-ICP-1000	L09_TB_ST_PU_9ICP1000
TB	Terrebonne	██████	██████	Pression	M2247.75-9-PI-1003	L09_TB_P_LO_9PI1003
TB	Terrebonne	██████	██████	Densité	M2247.75-9-DIT-1003	L09_TB_DEN_LO_9DT1003
TB	Terrebonne	██████	██████	Température	M2247.75-9-TIT-1003	L09_TB_T_LO_9TT1003
TB	Terrebonne	██████	██████	Viscosité	M2247.75-9-NIT-1005	L09_TB_VISC_LO_9NT1005
TB	Terrebonne	██████	██████	Température	M2247.75-9-TIT-1005	L09_TB_T_LO_9TT1005
TB	Terrebonne	██████	██████	Débit	M2247.75-9-FE-1004	L09_TB_QMA_LO_9FE1004
TB	Terrebonne	██████	██████	État des vannes	M2247.75-9-V-1000B	L09_TB_ST_BV_9V1000B
		██████	██████	État des vannes	M2253.34-9-V-1	L09_22533_ST_SV_9V1
		██████	██████	État des vannes	M2253.76-9-V-1	L09_22537_ST_SV_9V1
		██████	██████	État des vannes	M2257.64-9-V-1	L09_22576_ST_SV_9V1
		██████	██████	État des vannes	M2258.01-9-V-1	L09_22580_ST_SV_9V1
ML	Montréal	██████	██████	Pression	M2259.58-9-PIT-3S	L09_ML_P_HO_9PT3S
ML	Montréal	██████	██████	Pression	M2259.58-9-PIT-2S	L09_ML_P_HO_9PT2S
ML	Montréal	██████	██████	Température	M2259.58-9-TIT-1S	L09_ML_TSK_HO_9TT1S
ML	Montréal	██████	██████	État des vannes	M2259.58-9-V-1	L09_ML_ST_SV_9V1

ML	Montréal			Signal du racleur	M2259.58-9-ZS-1	L09_ML_ST_PIG_9ZS1
ML	Montréal			État des vannes	ML-9-SSV-1	L09_ML_ST_BV_9SSV1
ML	Montréal			État des vannes	ML-9-TRV-1	L09_ML_ST_BV_9TRV1
ML	Montréal			Pression	ML -9-PIT-1H	L09_ML_P_HO_9PT1H
ML	Montréal			Pression	ML -9-PIT-2H	L09_ML_P_HO_9PT2H
ML	Montréal	Caviarde - Securite de l'information		Température	ML-9-TIT-2S	L09_ML_T_HO_9TT2S
ML	Montréal			État des vannes	ML -100-PCV -1031	L09_ML_PCT_PCV_100PCV1031
ML	Montréal			Pression	ML -101-PIT-2M	L09_ML_P_MF_101PT2M
ML	Montréal			Pression	ML -101-PIT-1M	L09_ML_P_MF_101PT1M
ML	Montréal			Température	ML-9-TIT-10	L09_ML_T_GND_9TT10
ML	Montréal			État des vannes	ML-151-V-1000A	L09_ML_ST_BV_151V1000A
ML	Montréal			Pression	ML -151-PIT -1000	L09_ML_P_LO_151PT1000
ML	Montréal			État de la pompe	ML -151-ICP -1000	L09_ML_ST_PU_151ICP1000
ML	Montréal			Pression	ML -151-PIT -1003	L09_ML_P_LO_151PT1003
ML	Montréal			Densité	ML -151-DIT -1003	L09_ML_DEN_LO_151DT1003
ML	Montréal			Température	ML-151-TE-1003A	L09_ML_T_LO_151TT1003A
ML	Montréal			Température	ML-151-TE-1003B	L09_ML_T_LO_151TT1003B
ML	Montréal			Viscosité	ML -151-NIT-1005	L09_ML_VISC_LO_151NT1005
ML	Montréal			Température	ML-151-TE-1005	L09_ML_T_LO_151TT1005
ML	Montréal			Débit	ML-151-FIT-1004	L09_ML_QMA_LO_151FT1004
ML	Montréal			État des vannes	ML-151-V-1000B	L09_ML_ST_BV_151V1000B
ML	Montréal			Température	ML-151-TE-1008A	L09_ML_T_MF_151TT1008A
ML	Montréal			Température	ML-151-TE-1008B	L09_ML_T_MF_151TT1008B

ML	Montréal	██████	██████	Pression	ML-151-PIT-1007A	L09_ML_P_MF_151PT1007A
ML	Montréal	██████	██████	Pression	ML-151-PIT-1007B	L09_ML_P_MF_151PT1007B
ML	Montréal	██████	██████	Pression	ML-151-PIT-1001	L09_ML_P_MF_151PT1001
ML	Montréal	Caviarde - Sécurité de l'information		Température	ML-151-TIT-1001A	L09_ML_T_MF_151TT1001A
ML	Montréal	██████	██████	Température	ML-151-TIT-1001B	L09_ML_T_MF_151TT1001B
ML	Montréal	██████	██████	Débit	ML-151-M-11	L09_ML_QCT_DEL_151M11
ML	Montréal	██████	██████	Débit	ML-151-M-12	L09_ML_QCT_DEL_151M12
ML	Montréal	██████	██████	Débit	ML-151-M-13	L09_ML_QCT_DEL_151M13
ML	Montréal	██████	██████	Débit	ML-151-M-14	L09_ML_QCT_DEL_151M14