

Lignes directrices en matière de mesure

Date de publication : 28 octobre 2024

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

C-TNLOHE
240, chemin Waterford Bridge, bureau 7100
Tower Corporate Campus – West Campus Hall
St. John's (T.-N.-L.) A1E 1E2
Tél. : 709 778-1400
Téléc. : 709 778-1473

OCNEHE
201, avenue Brownlow, bureau 27
Dartmouth (N.-É.) B3B 1W2
Tél. : 902 422-5588
Téléc. : 902 422-1799

ISBN : 978-1-77865-016-1

Résumé des changements		
Date de révision	Sections (le cas échéant)	Description du changement
28 octobre 2024	Généralités	On a mis les présentes lignes directrices dans le nouveau format et le nouveau style, on a mis à jour les références aux règlements, on a éliminé le chevauchement avec d'autres lignes directrices et l'on a révisé et mis à jour les références aux normes, le cas échéant.

Avant-propos

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et l'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) (les *organismes de réglementation*) ont publié les présentes lignes directrices afin d'aider les exploitants à concevoir, à créer et à exploiter des systèmes de comptage pour lesquels l'approbation de l'*organisme de réglementation* est nécessaire en vertu de l'article 14 du *Règlement-cadre*.

Les lignes directrices sont conçues pour aider les personnes ayant des responsabilités prévues par la loi (exploitants, employeurs, employés, superviseurs, fournisseurs de services, fournisseurs de biens, etc.) en vertu des lois de mise en œuvre et des règlements. Elles permettent de comprendre les moyens de répondre aux exigences réglementaires. Dans certains cas, les buts, objectifs et exigences de la législation sont tels qu'aucune orientation n'est nécessaire. Dans d'autres cas, les lignes directrices indiqueront comment assurer la conformité réglementaire.

Le pouvoir de publier des lignes directrices et des notes d'interprétation à l'égard de la législation est décrit aux articles 151.1 et 205.067 de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador*, L.C. 1987, ch. 3 (LMOAACTNL), aux articles 147 et 201.64 de la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*, RSNL 1990, ch. C-2, au paragraphe 156(1) et à l'article 210.068 de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, L.C. 1988, ch. 28 (LMOACNEHE), et à l'article 148 et au paragraphe 202BQ(1) de la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*. Les *lois de mise en œuvre* stipulent également que les lignes directrices et les notes d'interprétation ne sont pas réputées constituer des textes réglementaires.

Ces lois sont désignées en tant que « *lois de mise en œuvre* » dans les présentes lignes directrices. Les références à la LMOAACTNL, à la LMOACNEHE ou aux règlements dans les présentes lignes directrices renvoient aux versions fédérales des *lois de mise en œuvre* et aux règlements connexes.

TABLE DES MATIÈRES

1.0	ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS	6
2.0	DÉFINITIONS	6
3.0	OBJECTIF ET PORTÉE	7
4.0	EXIGENCES	7
4.1	Vérification de la conformité	8
4.1.1	Organisme de réglementation	8
4.1.2	Autorité de certification	9
4.1.3	Tiers	9
4.2	Innovations	9
4.3	Flexibilité pour les cas marginaux	10
5.0	OBJECTIFS NÉCESSITANT LA MESURE	11
6.0	CATÉGORIES DE SYSTÈMES DE MESURE	12
6.1	Aperçu des catégories de mesure	12
6.2	Incertitude des mesures	14
6.3	Mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal	15
6.4	Répartition des champs ou des plateformes	17
6.5	Mesure de la répartition des puits	18
6.6	Gaz combustible, gaz injecté et gaz canalisé	18
6.7	Eau produite et eau injectée	18
6.8	Injection de déblais de forage et de fluides résiduels	18
7.0	NORMES	19
8.0	EXIGENCES EN MATIÈRE DE DOCUMENTATION	19
8.1	Système d'écoulement	19
8.2	Méthode de calcul du débit	20
8.3	Méthode de répartition du débit	21
8.4	Autres exigences en matière de soumission	21
9.0	ASSIETTE DE L'INSTALLATION	22
10.0	MESURE DU PÉTROLE LIQUIDE	22
10.1	Mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal des liquides pétroliers	23
10.1.1	Méthode de mesure	23
10.1.2	Compteurs et tuyauterie associée	23
10.1.3	Mesures secondaires	24
10.1.4	Boucles d'étalonnage et détecteurs sphériques	24
10.1.5	Installations de recirculation	26
10.1.6	Transmission d'impulsion (compteurs à déplacement et à turbine)	26
10.1.7	Totalisateurs et compensateurs	27
10.1.8	Autres instruments	28
10.1.9	Sécurité	29
10.1.10	Installations d'étalonnage	29
10.2	Répartition des champs ou des plateformes	29
10.2.1	Mesure continue	30
10.2.2	Mesure intermittente	31
10.3	Répartition des puits et gestion des réservoirs – Séparateurs d'essai	33
11.0	MESURE DU GAZ	34
11.1	Mesure de la qualité du gaz aux fins du prélèvement fiscal	34
11.1.1	Méthode de mesure	34
11.1.2	Critères de conception	35
11.1.3	Ordinateurs et compensateurs	37
11.1.4	Calcul de l'incertitude nominale	39

11.2	Répartition des champs ou des plateformes	40
11.2.1	Mesure du gaz sec	40
11.2.2	Mesure du gaz humide	41
11.3	Répartition des puits et gestion des réservoirs – Séparateurs d’essai	42
11.4	Mesure du gaz combustible, du gaz injecté et du gaz canalisé	43
11.5	Mesure du gaz torché ou des gaz évacués	44
12.0	PÉTROLE MULTIPHASE	44
12.1	Mesure de la qualité du pétrole multiphase aux fins du prélèvement fiscal	45
12.2	Répartition des champs ou des plateformes	45
12.3	Répartition des puits	46
12.4	Normes	47
13.0	EAU PRODUITE ET INJECTÉE	47
14.0	MESURE ET INJECTION DE DÉBLAIS DE FORAGE ET DE FLUIDES RÉSIDUELS	47
15.0	PROCÉDURES D’EXPLOITATION	48
15.1	Systèmes de mesure des hydrocarbures liquides	48
15.1.1	Étalonnage des compteurs étalons	48
15.1.2	Détermination des caractéristiques des compteurs	49
15.1.3	Étalonnage de contrôle des compteurs en service	50
15.1.4	Indices des compteurs	51
15.2	Systèmes de mesure du gaz	51
15.2.1	Avant la mise en service	52
15.2.2	Précautions de démarrage	52
15.2.3	Mesure de la pression différentielle	52
15.2.4	Instruments auxiliaires	52
15.2.5	Inspection des diaphragmes à orifice et des conduites des compteurs	54
15.2.6	Autres compteurs	55
15.3	Systèmes de mesure multiphase	55
15.4	Procédures générales	55
15.4.1	Documentation des stations de comptage	56
15.4.2	Rapport direct à l’organisme de réglementation	57
16.0	BIBLIOGRAPHIE	58

1.0 Acronymes et abréviations

API	American Petroleum Institute
BS&W	Eau et sédiments
C-TNLOHE	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
DE	Délégué à l’exploitation
DSE	Demande de système d’écoulement
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
ISO	Organisation internationale de normalisation
LMOAACTNL¹	<i>Loi de mise en œuvre de l’Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador</i>
LMOACNEHE²	<i>Loi de mise en œuvre de l’Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers</i>
N.-É.	Nouvelle-Écosse
OCNEHE	Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
PGP	Proportion gaz-pétrole
RLG	Rapport liquide-gaz
T.-N.-L.	Terre-Neuve-et-Labrador

2.0 Définitions

Les termes comme « autorisation », « délégué à l’exploitation », « agent du contrôle de l’exploitation », « plan de mise en valeur », « puits d’exploitation », « exploitant » et « déchets » mentionnés dans les présentes lignes directrices ont la même signification que dans les *lois de mise en œuvre*.³

Se reporter également aux termes définis dans le *Règlement-cadre*.

¹ Les références à la LMOAACTNL dans les présentes lignes directrices renvoient à la version fédérale de la *Loi de mise en œuvre*.

² Les références à la LMOACNEHE dans les présentes lignes directrices renvoient à la version fédérale de la *Loi de mise en œuvre*.

³ LMOAACTNL, 2, 135 et LMOACNEHE, 2, 138

Les termes suivants sont en majuscules et en italique lorsqu'ils sont utilisés dans les présentes lignes directrices. Les définitions suivantes s'appliquent.

<i>Lois de mise en œuvre</i>	<i>Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act, Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve et Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act.</i>
<i>Organisme de réglementation</i>	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers ou Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, selon le cas.
<i>Règlement-cadre</i>	<i>Règlement-cadre sur les opérations relatives aux hydrocarbures dans la zone extracôtière Canada — Terre-Neuve-et-Labrador, DORS/2024-25, et Règlement-cadre sur les opérations relatives aux hydrocarbures dans la zone extracôtière Canada — Nouvelle-Écosse, DORS/2024-26.</i>
<i>Règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière</i>	Pratiques, méthodes, normes et procédures généralement acceptées et appliquées par un personnel prudent, diligent, qualifié et expérimenté dans le cadre des activités d'exploration pétrolière, de mise en valeur et de production.

3.0 Objectif et portée

L'objectif des présentes lignes directrices est d'aider les exploitants à soumettre un système d'écoulement, une méthode de calcul du débit et une méthode de répartition du débit aux fins d'approbation dans le cadre d'un projet de production en vertu de l'article 14 du *Règlement-cadre*. La section 14 des *Lignes directrices du cadre* fournit également de l'orientation supplémentaire. Cette demande est appelée « demande de système d'écoulement » (DSE) dans les présentes lignes directrices.

4.0 Exigences

Les exigences relatives à la mesure et aux systèmes d'écoulement sont fournies aux articles 74 à 78 du *Règlement-cadre*. Conformément à ces articles, il faut mesurer tous les fluides produits et injectés (c.-à-d. gaz ou liquide ou gaz et liquide combinés) et, le cas échéant, les répartir conformément selon le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit approuvés par l'*organisme de réglementation*. Étant donné que les gouvernements de Terre-Neuve-et-Labrador (T.-N.-L.) et de la Nouvelle-Écosse (N.-É.) sont titulaires de redevance, l'*organisme de réglementation* concerné consultera les représentants gouvernementaux à propos de l'adéquation du compteur de transfert.

Il faut par ailleurs tenir compte des éléments suivants lors de l'élaboration d'une DSE :

- Les dispositions des *lois de mise en œuvre*⁴, interdisant le gaspillage;
- Les articles 79 à 85 relatifs à la conservation de la production du *Règlement-cadre*;
- Les articles 194, 196, 197, 198 et 202 du *Règlement-cadre* exigent des dossiers et des rapports d'exploitation et de production.

Lorsque les hydrocarbures sont acheminés au rivage par un pipeline qui sert de réseau de transport commun à un certain nombre de champs, la « méthode de mesure » comprend la mesure des hydrocarbures au terminal desservant le pipeline en question et les méthodes de répartition utilisées pour déterminer la part de chaque champ dans les hydrocarbures utilisés au terminal ou exportés à partir de celui-ci.

Afin d'obtenir de l'aide pour déterminer l'objectif et choisir une catégorie de mesure, l'exploitant doit communiquer avec l'*organisme de réglementation* à un stade précoce du projet de mise en valeur envisagé (c.-à-d. à l'étape du plan de mise en valeur). On recommande à l'exploitant de soumettre un document sur la philosophie de comptage à l'*organisme de réglementation*, soit à cette étape ou suivant la conception du système, afin d'obtenir des précisions, au besoin, en ce qui concerne les exigences en matière de mesure.

4.1 Vérification de la conformité

Les activités de vérification de la conformité suivantes pourraient être menées.

4.1.1 Organisme de réglementation

Les agents du contrôle de l'exploitation peuvent, à leur discrétion, examiner les systèmes de comptage à tout moment, de la construction à la mise en service. Pendant l'exploitation, les exploitants peuvent s'attendre à ce que les agents du contrôle de l'exploitation vérifient régulièrement le système d'écoulement et les méthodes de calcul et de répartition du débit afin de satisfaire aux exigences de l'*organisme de réglementation*.

En tant que titulaires de redevance, les gouvernements provinciaux de T.-N.-L. et de la N.-É. ont conclu divers accords et adopté diverses lois concernant le calcul de leur part de redevances. La consignation et la déclaration exactes des volumes de pétrole sont essentielles à ce calcul. Par conséquent, les gouvernements de T.-N.-L. et de la N.-É. se réservent le droit de participer pleinement à toute activité de vérification, y compris à l'observation et à l'approbation des compteurs à des fins de transfert de propriété. En outre, le délégué à l'exploitation (DE) fournira des exemplaires de tous les documents pertinents et assurera la liaison avec le gouvernement provincial en ce qui concerne les compteurs aux fins de

⁴ LMOAACTNL, 154 et LMOACNEHE, 159

transfert de propriété.

4.1.2 Autorité de certification

La conception et l'inspection associée, la mise à l'essai et l'entretien du système d'écoulement sont également inclus dans le plan de certification et la portée des travaux de l'autorité de certification. Se reporter aux exigences et aux orientations connexes présentées à la partie 5 du *Règlement-cadre*.

4.1.3 Tiers

L'organisme de réglementation peut également exiger une vérification par un tiers de la conception du système d'écoulement ou des procédures associées aux étapes suivantes :

- Avant de commencer les activités de construction;
- Avant l'utilisation initiale des méthodes ou du système d'écoulement;
- Dans les six mois suivant le début de la production pétrolière.

L'organisme de réglementation peut également exiger une vérification par un tiers au cours des activités de production. La vérification par un tiers sera coordonnée par *l'organisme de réglementation* ou par l'exploitant. Dans les deux cas, tous les coûts sont à la charge de l'exploitant. Lorsque *l'organisme de réglementation* demande à l'exploitant de coordonner la vérification par un tiers, l'exploitant doit, avant la vérification, fournir de l'information sur la portée de la vérification et une liste de vérificateurs potentiels à *l'organisme de réglementation* à des fins d'approbation. Un exemplaire de tous les rapports de vérification par un tiers doit être fourni à *l'organisme de réglementation* et à l'exploitant.

4.2 Innovations

Si un exploitant souhaite utiliser une nouvelle technologie ou déployer une technologie existante dans un cadre novateur, il doit se reporter aux exigences et aux orientations connexes en matière d'innovation présentées à l'article 103 du *Règlement-cadre*. Dans le cadre de ce processus, l'exploitant doit fournir une justification complète à *l'organisme de réglementation* et à l'autorité de certification, le cas échéant. Il faut convenir à l'avance des objectifs, de la conception, de la méthodologie et des critères d'acceptation de tout programme de qualification de la technologie pour le système d'écoulement avec *l'organisme de réglementation*. *L'organisme de réglementation* ou l'autorité de certification, selon le cas, doivent avoir la possibilité d'assister aux essais à sa discrétion et/ou peut demander à assister aux essais en présence d'un témoin.

Si l'utilisation d'un compteur multiphase est proposée à des fins fiscales, on s'attend à ce qu'il permette d'obtenir des résultats équivalents, voire meilleurs, par rapport à la méthode traditionnelle du séparateur d'essai. Cette technologie n'en est qu'à ses balbutiements, et l'on craint que son évolution soit très rapide. Divers organismes de normalisation, tant nationaux qu'internationaux, pourraient ne pas être en mesure d'élaborer des normes ou des codes de pratique dans un délai permettant un déploiement rapide.

4.3 Flexibilité pour les cas marginaux

Si une technologie ou un processus de rechange peut produire des résultats comparables aux systèmes de mesure existants, leur utilisation peut être envisagée dans des cas marginaux. Les exemples de cas marginaux comprennent, sans s'y limiter, la mise en valeur de champs économiquement marginaux, un faible débit, des changements de débit au cours de la durée de vie du champ et un assouplissement potentiel des exigences justifié par une expérience d'exploitation acquise au fil du temps.

Par exemple, dans le cas de la mise en valeur de champs économiquement marginaux, la nécessité de la séparation triphasique pour répondre aux normes en matière de mesure les plus élevées uniquement réalisables sur des fluides à phase unique peut rendre ce projet de mise en valeur non rentable. Par conséquent, lors de l'examen des propositions de mesures d'un exploitant pour un champ dit « marginal », par voie d'exception, *l'organisme de réglementation* peut assouplir les exigences en matière de mesure, comme le prescrivent les présentes lignes directrices, dans le but d'encourager la mise en valeur de ces réserves de pétrole et de gaz.

Pour qu'un tel assouplissement soit accordé dans le cas d'un argument économique, *l'organisme de réglementation* exigera une justification économique de la part de l'exploitant. Cette justification devrait inclure les éléments suivants :

- Les détails des paramètres économiques pertinents du champ (par exemple, les profils de production et les coûts de mise en valeur prévus);
- Les options de mesure envisagées (dont l'une sera nécessairement une solution de qualité aux fins du prélèvement fiscal);
- Le coût approximatif qu'aurait représenté pour le projet la mise en place d'un système de mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal et la justification économique du rejet de cette solution;
- Le coût du système proposé et les économies qui en découlent par rapport à la solution de qualité aux fins du prélèvement fiscal.

Dans de nombreux cas, les facteurs économiques sont si clairs qu'il n'y a guère de choix quant à la catégorie de mesure appropriée pour la mise en valeur d'un

champ particulier. Toutefois, dans d'autres cas, l'exploitant se heurte parfois à un choix difficile : mettre en péril ses revenus en mettant en place un système de mesure moins coûteux, mais plus incertain, ou réduire l'exposition opérationnelle à des biais systématiques défavorables en investissant dans un système de mesure de meilleure qualité.

L'organisme de réglementation conseillera généralement cette dernière approche dans de tels cas.

Pour d'autres types d'exceptions, les exploitants pourraient être en mesure de démontrer l'équivalence des résultats sur le plan technique par une autre approche ou d'utiliser des antécédents d'exploitation pour justifier un assouplissement.

5.0 Objectifs nécessitant la mesure

La première tâche à accomplir pour déterminer l'adéquation d'un ou de plusieurs systèmes de mesure proposés est de déterminer les objectifs pour lesquels la mesure est nécessaire. Cet exercice comprend les considérations suivantes.

- Dans quels cas les mesures doivent tenir compte du pétrole produit dans la zone de licence, notamment :
 - Pour protéger les revenus des champs pour lesquels on paie des redevances;
 - Pour répartir la production des installations partagées entre différents champs ou régimes financiers.
- Dans quels cas les mesures visent à permettre la gestion des réservoirs, notamment aux fins suivantes :
 - Pour suivre le volume total des réservoirs afin de déterminer l'efficacité de la récupération et d'établir des objectifs;
 - Pour améliorer la compréhension du comportement des réservoirs pour permettre la mise en œuvre de stratégies efficaces de gestion des réservoirs;
 - Pour suivre les volumes produits et injectés aux fins du maintien de la pression et de la conservation de l'ensemble des ressources;
- Pour déterminer clairement si un réservoir n'est plus économiquement viable avant d'entamer la procédure d'abandon;
- À d'autres fins associées à la licence ou au permis, notamment :
 - Pour établir la viabilité d'un réservoir en tant que candidat pour la production, par exemple, au moyen d'essais d'écoulement de formation prolongés et de projets pilotes;
 - Pour mesurer le gaz torché, le gaz combustible et l'utilisation des services publics;
 - Pour surveiller l'environnement;
 - Pour comptabiliser les déblais de forage et les fluides résiduels injectés dans une formation;
 - Pour mesurer tout autre fluide produit ou injecté conformément au *Règlement-cadre*.

6.0 Catégories de systèmes de mesure

La présente section offre un aperçu des catégories de mesures et des exigences en matière de mesure. Il est impossible de prendre en compte tous les cas, et des détails supplémentaires sont fournis dans les sections suivantes des présentes lignes directrices, celles-ci devraient donner un aperçu des attentes pour la plupart des opérations normales. Bien que certains exemples soient fournis pour plus de clarté, il convient de noter que l'on n'a pas cherché à illustrer tous les cas possibles par un exemple. Dans chaque catégorie de mesure, il y aura une certaine flexibilité pour modifier la méthode détaillée pour atteindre l'objectif de mesure.

Au début des discussions, l'exploitant et l'*organisme de réglementation* conviendront de la catégorisation d'un système de mesure et des exigences en matière de précision associées. Pour la mise en valeur de nouveaux champs, l'exploitant est encouragé à communiquer avec l'*organisme de réglementation* dès le début de la phase de mise en valeur des champs pour discuter de la catégorie de mesure appropriée. Il faut adapter la technique de mesure employée et son incertitude, ainsi que les procédures d'exploitation utilisées au fluide et au service en question. Plutôt que d'adapter une catégorie de mesure à un champ particulier, il est préférable de tenir compte, à l'étape de la conception, des facteurs économiques d'un champ particulier et de l'étalon de mesure qui sera pris en charge. Cela indiquera si les facteurs économiques du projet permettent ou non la séparation et le traitement des fluides avant leur mesure et leur exportation. L'*organisme de réglementation* demandera aux exploitants d'appliquer la meilleure norme de mesure compatible selon les considérations économiques.

Une fois que l'on a convenu de la catégorie de mesure appropriée pour une mise en valeur particulière, cela doit seulement être considéré comme une « première étape ». Quelle que soit la catégorie des systèmes de mesure, l'incertitude ciblée sera uniquement atteinte si des mesures de soutien adéquates sont adoptées.

Par exemple, un système dont l'incertitude est supérieure à 0,25 % est potentiellement réalisable s'il est mis en place, exploité et entretenu adéquatement.

Le niveau d'entretien approprié pour un système de mesure dépend de la « catégorie » de mesure souhaitée. Les systèmes de mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal requièrent généralement la plus grande attention.

6.1 Aperçu des catégories de mesure

Pour les fluides pétroliers, l'*organisme de réglementation* prend en compte trois niveaux de précision du comptage, lesquels sont présentés dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 – Catégories de mesure

	<u>Hydrocarbures liquides</u>	<u>Hydrocarbures gazeux</u>
Mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal ou de transfert de propriété	0,25 %	1 %
Répartition des champs ou des plateformes	1 %	3 %
Répartition des puits	5 %	5 %

Les trois catégories de mesures sont définies comme suit :

- La **mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal ou du transfert de propriété** est requise aux points de transfert de propriété et à l'exportation du système extracôtier lorsque les deux points sont différents. Le système extracôtier peut comprendre plus d'une plateforme de production reliée;
- La **répartition des champs ou des plateformes** indique la précision requise pour que le débit total d'un système soit attribué à un seul champ ou à une seule plateforme dans le cadre de la mise en valeur de plusieurs champs ou plateformes, le débit total étant ensuite mesuré plus loin dans le flux de production par un compteur de la qualité aux fins du prélèvement fiscal approuvé, selon la description ci-dessus;
- La **répartition des puits** est le niveau de précision requis pour la répartition du débit total dans un puits individuel.

Après avoir obtenu l'accord de l'*organisme de réglementation*, un système d'écoulement pourrait ne pas permettre de mesurer la qualité aux fins du prélèvement fiscal, même s'il s'agit d'un point de transfert de propriété. Dans un tel cas, lorsque la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal serait normalement requise, mais qu'elle a été exclue, on utilise la mesure de la qualité inférieure de la répartition des champs, des plateformes ou des puits aux fins du prélèvement fiscal.

Un exemple de répartition des champs est présenté ci-dessous. Cet exposé peut également s'appliquer à la répartition des puits, bien que les précisions diffèrent, comme le montre le tableau 1. La précision de la répartition est normalement suivie au jour le jour à l'aide du facteur de proration. Par exemple, si une précision de la répartition des plateformes de 3 % est requise pour le gaz, le facteur de proration du volume mesuré aux fins du prélèvement fiscal par rapport à la somme des volumes d'écoulement mesurés des plateformes serait idéalement de 1,0, mais peut varier entre 0,97 et 1,03 en moyenne, sur la base d'un volume par période de production de rapport. Il est possible d'obtenir le facteur de proration à l'aide de la formule suivante :

$$\text{Facteur de proration} = \frac{\text{Volume réel}}{\text{Volume estimé}}$$

Le volume réel est le volume exact, mesuré par un compteur plus précis, à répartir, et le volume estimé est la somme des volumes provenant des compteurs moins précis. Par exemple, dans le cas de la mise en valeur de plusieurs champs avec plusieurs plateformes, le facteur de proratisation du champ ou de la plateforme serait calculé en utilisant le volume réel mesuré par le compteur d'exportation du système aux fins du prélèvement fiscal, et le volume estimé serait la somme des volumes individuels des plateformes ou des champs mesurés avec moins de précision. Les volumes doivent correspondre à une période de production de rapport, qu'elle soit quotidienne, mensuelle ou convenue autrement.

Pour une plateforme comportant trois puits, le facteur de proratisation des puits serait calculé en utilisant le volume réel mesuré à l'exportation de la plateforme, et le volume estimé serait la somme des volumes mesurés ou estimés des trois puits.

Bien que la surveillance du facteur de proratisation soit le moyen d'assurer un suivi du rendement métrologique sur une base régulière, la base de conception du système de mesure doit également permettre de démontrer qu'il est possible d'atteindre les précisions requises (par exemple, 3 % pour le comptage total du gaz des champs ou des plateformes, 5 % pour le comptage des puits individuels).

6.2 Incertitude des mesures

Tableau 2 – Incertitude globale des mesures

	Incertainitude globale des mesures
Qualité aux fins du prélèvement fiscal, pétrole	±0,25 %
Qualité aux fins du prélèvement fiscal, gaz	±1 %
Pétrole attribué aux plateformes ou aux champs	±1 %
Gaz attribué aux plateformes ou aux champs	±3 %
Eau produite dans les plateformes	±4 %
Pétrole produit dans les puits	±5 %
Gaz produit dans les puits	±5 %
Eau produite dans les puits	±5 %
Torchage	
(a) Torchage à haute pression	±5 %
(b) Torchage à basse pression	±10 %
Gaz combustible	±3 %
Eau injectée	±4 %
Injection de gaz	±3 %
Injection de fluides résiduels	±15 %

Gaz canalisé*	±3 %
---------------	------

* Le gaz canalisé est défini plus en détail dans la section 11.4 des présentes lignes directrices.

Remarque : Les exigences en matière de mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal et de répartition des plateformes, des champs et des puits sont décrites à la section 6.1 des présentes lignes directrices. La mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal peut être exigée ou utilisée pour les plateformes, les champs ou les puits, s'ils relèvent de régimes de redevances distincts ou constituent la seule source de production avant l'exportation à partir d'une installation extracôtière. Encore une fois, si des exceptions sont nécessaires, il est recommandé de communiquer rapidement avec l'*organisme de réglementation*.

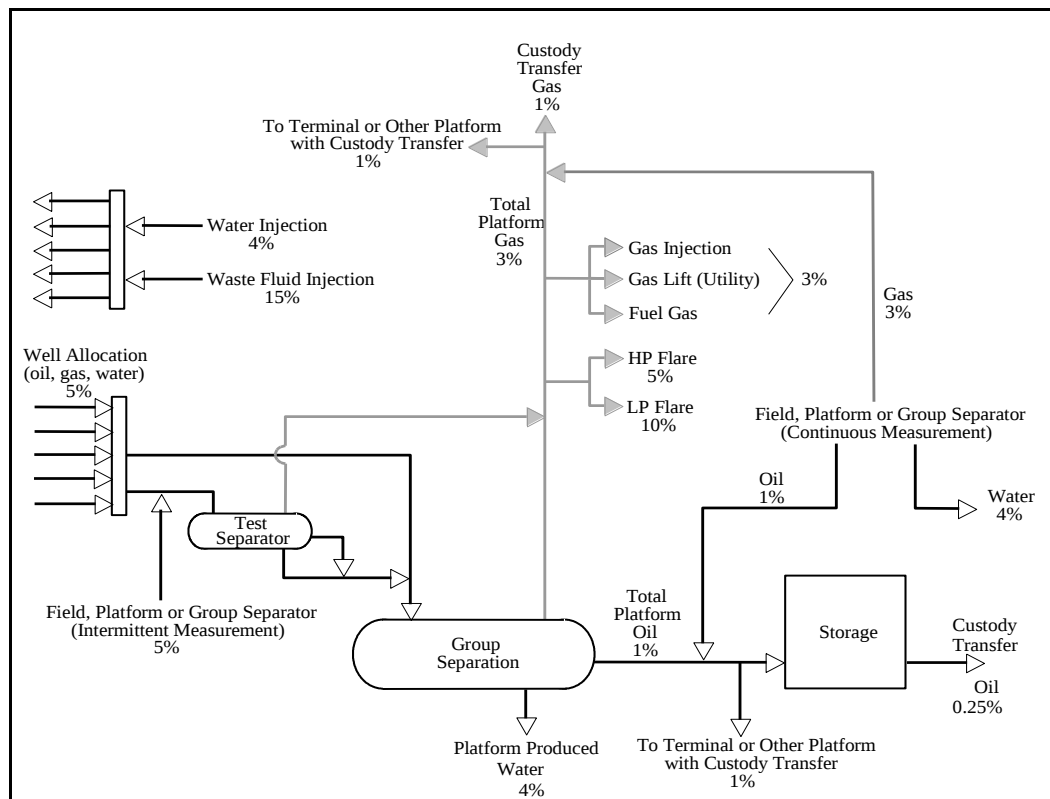


Figure 2 – Schéma de circulation des fluides montrant l'incertitude des mesures

6.3 Mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal

Dans le contexte des systèmes de mesure, l'adjectif « fiscal » peut avoir des définitions diverses dans différentes régions du monde. La présente section décrit l'adjectif « fiscal » tel qu'il est utilisé dans les présentes lignes directrices. Dans sa définition la plus simple, l'adjectif « fiscal » désigne un système de mesure de la plus haute qualité ou précision. Bien qu'à proprement parler, le

terme « comptage aux fins du prélèvement fiscal » implique un service et non un niveau de qualité, il est utilisé tout au long des présentes lignes directrices pour représenter également un niveau de qualité.

L'adjectif « fiscal » signifie littéralement « qui concerne les finances publiques ». Le comptage aux fins du prélèvement fiscal peut donc être défini comme le comptage des fluides qui auront en fin de compte une incidence sur les finances publiques. Les recettes publiques peuvent être affectées par les facteurs suivants :

- Les redevances;
- L'impôt sur les sociétés.

Les redevances sont prélevées plus ou moins directement sur la production et l'impôt sur les sociétés, sur les bénéfices des entreprises – qui sont clairement liés à la production.

Dans la compétence de l'*organisme de réglementation*, la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal est la mesure de la plus haute qualité requise à tous les points de transfert de propriété et au point d'exportation des systèmes extracôtiers lorsque ces deux points de mesure sont différents.

Un compteur aux fins du prélèvement fiscal est un système, ou un élément de ce système, utilisé pour déterminer les taux de production qui généreront en fin de compte des revenus pour un exploitant.

En fonction du mécanisme de répartition propre à un champ, le prélèvement fiscal peut donc potentiellement s'appliquer à la mesure de ce qui suit :

- Le débit des séparateurs;
- Le débit des essais de puits;
- Le gaz torché;
- Le gaz combustible et canalisé;
- Le gaz injecté;
- La teneur en hydrocarbures de l'eau produite rejetée.

Il convient de noter que, bien que la prise de ces mesures ne soit pas nécessaire pour assurer la précision de la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal comme décrite dans les présentes lignes directrices, il est possible de les utiliser aux fins du prélèvement fiscal.

L'*organisme de réglementation* exigera une mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal avec, selon le consensus de l'industrie, une incertitude de $\pm 0,25$ % pour les hydrocarbures liquides (c.-à-d. le pétrole, le gaz de pétrole liquéfié [GPL], le condensat) et de $\pm 1,0$ % pour le gaz pour tous les champs dotés d'un ouvrage de production qui traite le pétrole et le gaz avant de quitter

l'installation ou à un point de transfert de la propriété. (L'« installation » peut être un groupe de plateformes reliées.) Il s'agit de l'incertitude globale, dérivée d'une combinaison statistique appropriée de l'incertitude des composants du système de mesure. L'équipement utilisé pour atteindre ce niveau de rendement variera en fonction des circonstances particulières de chaque projet de mise en valeur, et l'utilisation de toute nouvelle technologie devrait se traduire par une incertitude égale ou inférieure, comme indiqué à la section 4.2 des présentes lignes directrices.

6.4 Répartition des champs ou des plateformes

Cette catégorie de mesure est généralement considérée comme une mesure selon laquelle une quantité de produit mesurée en fonction d'une norme plus élevée est attribuée à différentes sources. Une mesure continue avec une incertitude maximale de $\pm 1,0\%$ et $\pm 3,0\%$ serait respectivement nécessaire pour les hydrocarbures liquides et les hydrocarbures gazeux, à condition que l'incertitude globale la plus grande ne masque pas des erreurs systématiques importantes qui introduiraient un biais dans la comptabilité de la production. Les facteurs de proration devraient rester dans les plages suivantes :

Fluide	Plage du facteur de proration
Hydrocarbures liquides	0,99 à 1,01
Hydrocarbures gazeux	0,97 à 1,03

On attend de l'exploitant qu'il étudie la cause des facteurs de proration en dehors de ces plages. On surveillera les facteurs de proration sur une base mensuelle après la soumission des rapports mensuels de production en vertu de l'article 198 du *Règlement-cadre*. À la suite d'une demande de l'*organisme de réglementation*, les exploitants seront tenus de signaler la cause et les mesures correctives prises à la suite d'écarts répétés en dehors des plages acceptées. Les facteurs de proration peuvent faire l'objet d'une surveillance plus fréquente lors du démarrage d'un projet ou à la suite de périodes d'écarts répétés. De plus amples détails sur les exigences en matière de rapports sont abordés à la section 15.4.2 des présentes lignes directrices.

L'eau issue de plateformes (eau produite, eau injectée et eau injectée dans le flux de traitement) doit être mesurée avec une précision de $\pm 4\%$.

Dans le cas où les aspects économiques du champ ne permettraient pas d'effectuer une mesure continue, la répartition par échantillonnage du débit sera envisagée par voie d'exception. (Il ne faut pas confondre le terme « échantillonnage du débit » et la pratique de « répartition par essai de puits » de l'industrie. L'échantillonnage du débit renvoie à la répartition du débit vers différents champs à l'aide d'un séparateur d'essai, tandis que la répartition par essai de puits renvoie à la répartition du débit total d'un champ à différents puits

à l'aide d'un séparateur d'essai). Pour permettre l'utilisation d'un séparateur d'essai pour la répartition à des champs, il peut être nécessaire d'améliorer la capacité de mesure du séparateur d'essai, à la fois en ce qui a trait aux instruments utilisés et aux procédures d'exploitation. La répartition par échantillonnage du débit doit avoir une incertitude ciblée de $\pm 5\%$.

6.5 Mesure de la répartition des puits

La précision de l'écoulement des puits doit être de $\pm 5\%$. Lorsque les fluides produits par un gisement ne sont pas directement mesurés au niveau d'un puits, il faut estimer les volumes produits sur la base d'un calcul du débit et d'une procédure de répartition permettant de déterminer avec une précision raisonnable les fluides produits par chaque puits du gisement. Les facteurs de proration mensuels doivent rester dans la plage de 0,95 à 1,05 pour le pétrole, l'eau et le gaz. On attend de l'exploitant qu'il étudie la cause des facteurs de proration en dehors de cette plage. En ce qui concerne le comptage de la répartition des champs et des plateformes, à la suite d'une demande de *l'organisme de réglementation*, les exploitants seront tenus de signaler la cause et les mesures correctives prises à la suite d'écarts répétés en dehors des plages acceptées.

6.6 Gaz combustible, gaz injecté et gaz canalisé

Pour le gaz combustible, le gaz injecté et le gaz canalisé, la mesure est généralement considérée comme une mesure normale de la qualité du processus. L'incertitude de la mesure attendue pour cette catégorie de mesure est de $\pm 3,0\%$.

6.7 Eau produite et eau injectée

L'incertitude de la mesure attendue pour l'eau produite et l'eau injectée est de $\pm 4,0\%$.

6.8 Injection de déblais de forage et de fluides résiduels

Il faut mesurer tous les fluides injectés dans un puits. Il est possible d'utiliser un étalon de mesure assoupli à cette fin. L'incertitude de la mesure attendue pour cette catégorie de mesure est de $\pm 15\%$.

7.0 Normes

Les normes couramment utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière pour la mesure du pétrole sont disponibles auprès de l'API, du groupe BSI, de l'Energy Institute et de l'Organisation internationale de normalisation. Les normes traitent, en raison de leur nature, de méthodes et de technologies établies et n'offrent aucune orientation quant aux pratiques exemplaires en matière de déploiement de technologies nouvelles et émergentes pour la mesure de l'écoulement des fluides et à des sujets connexes. Les exploitants doivent utiliser les normes les plus récentes pour guider et orienter leurs discussions avec l'*organisme de réglementation* afin de parvenir à un consensus sur ce qui constitue les *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière* dans le contexte précis de l'exploitation proposée.

On attend des installations et des activités qu'elles soient conformes à la dernière révision des normes disponible au moment de l'approbation, et les exploitants doivent évaluer l'incidence de la modification ultérieure des normes sur leurs activités. De l'orientation sur les normes adoptées ou incorporées par renvoi dans la réglementation est fournie à l'article 2 du *Règlement-cadre*. Si un exploitant propose de déployer une nouvelle technologie pour la méthode de mesure proposée pour laquelle il n'existe pas de normes reconnues, il devra cibler toute mesure supplémentaire découlant des évaluations des risques entreprises. Pour de l'orientation supplémentaire sur l'introduction de nouvelles technologies, consulter la section 4.2 des présentes lignes directrices.

8.0 Exigences en matière de documentation

Conformément à l'article 14 du *Règlement-cadre*, l'exploitant d'un champ ou d'un terminal doit présenter une demande à l'*organisme de réglementation* pour obtenir l'approbation d'une DSE, laquelle comprend les éléments suivants :

- Le système d'écoulement et la méthode de calcul du débit;
- La méthode de répartition du débit.

Il faut soumettre et faire approuver ces procédures avant l'approbation d'une demande d'autorisation incluant la production d'un champ. Il est conseillé de le faire rapidement afin d'éviter que l'exploitant n'utilise un système dont la conception est inacceptable pour l'*organisme de réglementation*. Ces discussions porteront uniquement sur la conception achevée à ce moment, mais l'on s'attend au moins à aborder la philosophie de comptage ou la conception.

8.1 Système d'écoulement

La demande d'approbation du système d'écoulement doit comprendre les éléments suivants :

- Des schémas indiquant l'emplacement de tous les compteurs utilisés dans la procédure de mesure et de répartition et de tous les flux qui seront estimés plutôt que directement mesurés;
- Les exigences relatives au type, à la configuration et à la dimension des compteurs et des sections de mesure, l'équipement d'étalonnage de contrôle des compteurs, les dispositifs d'échantillonnage utilisés pour prélever des échantillons de fluides en vue de déterminer la teneur en sédiments et en eau, les dispositifs permettant de corriger les quantités de pétrole mesurées pour tenir compte des effets de la température et de la pression et les dispositifs de mesure de la température ou de la pression à utiliser dans le cadre de la méthode de calcul du débit;
- Une description de chaque type de compteur, y compris :
 - La plage de débit, la température d'exploitation et la pression;
 - Tout dispositif de mesure, d'échantillonnage, de surveillance ou de compensation à utiliser avec le compteur;
 - Les détails des conditions d'exploitation auxquelles chaque compteur sera soumis, y compris la plage de débit, intermittent ou continu, la température et la chute de pression maximale du compteur;
 - Des détails sur la précision des compteurs et une description de la procédure d'exploitation proposée, y compris l'étalonnage et la vérification de l'équipement pour en assurer la précision;
- Une description des séparateurs d'essai et la base pour le choix de la capacité et de la quantité des séparateurs d'essai.

8.2 Méthode de calcul du débit

La demande d'approbation de la méthode de calcul du débit doit comprendre les éléments suivants :

- Une description de l'équipement, du logiciel et des formules mathématiques à utiliser pour convertir les données brutes du compteur en une quantité mesurée de pétrole, de gaz ou d'eau;
- Une description de l'équipement, du logiciel, des formules mathématiques et des corrélations de pression, de volume et de température à utiliser pour convertir la quantité de pétrole, de gaz ou d'eau dans des conditions mesurées en un volume équivalent dans des conditions standard à des fins de production de rapports ou pour estimer les quantités de pétrole, de gaz et d'eau dans des flux qui ne sont pas directement mesurés;

- La fréquence à laquelle les calculs seront effectués et une évaluation de la précision de l'algorithme de calcul, y compris les effets des erreurs d'arrondi involontaires pour chaque emplacement de comptage;
- Des spécimens de calculs indiquant la manière dont les quantités déclarées de pétrole, de gaz et d'eau sont obtenues, en indiquant les facteurs de correction proposés pour convertir les relevés des compteurs et des instruments dans des conditions standard.

8.3 Méthode de répartition du débit

La demande d'approbation de la méthode de répartition du débit doit comprendre les éléments suivants :

- Les procédures proposées pour l'échantillonnage du débit ou les essais de puits, leur durée et leur fréquence;
- Une description de l'équipement, du logiciel et des formules mathématiques utilisés dans la méthode de répartition;
- La capacité de précision de la méthode de répartition, y compris une analyse de la précision de la mesure du système à l'aide des procédures établies dans la norme *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'API;
- Une description des gisements auxquels la production sera attribuée;
- Les détails de la méthode de répartition de la production à un puits type, y compris un exemple de calcul avec une explication de chaque élément utilisé et un schéma de circulation des fluides montrant les points où l'on a pris les mesures.

8.4 Autres exigences en matière de soumission

En outre, l'exploitant est invité à fournir les éléments suivants :

- Une description de la structure organisationnelle en place pour la gestion du système de mesure, y compris les responsabilités, la formation et les compétences du personnel;
- Les dispositions relatives à la sécurité en cas de modification des calculs du débit et des méthodes de répartition;
- Une description des procédures qui seront utilisées pour estimer le débit pendant les courtes périodes où un compteur peut être hors service;
- Une liste des compteurs essentiels au système d'écoulement pour lesquels l'exploitant doit informer l'*organisme de réglementation* en cas de défaillance;
- La philosophie en matière de pièces de rechange et une liste des pièces de rechange pour assurer la disponibilité continue des compteurs et des instruments clés.

La liste des pièces de rechange doit également être mise à jour pour refléter

l'expérience en matière d'exploitation acquise. Se reporter aux exigences et aux orientations supplémentaires sur l'intégrité des biens et les programmes d'entretien qui sont présentées aux articles 153 et 159 du *Règlement-cadre*.

En ce qui concerne les dossiers et les exigences en matière de rapports, se reporter aux exigences et aux orientations connexes présentées aux articles suivants du *Règlement-cadre* :

- Pour les dossiers quotidiens relatifs à la production, voir l'article 194.
- Pour les rapports quotidiens, voir l'article 197.
- Pour les rapports mensuels de production, voir l'article 198.

9.0 Assiette de l'installation

L'exploitant est tenu de maintenir l'assiette de l'installation pour tous les fluides produits, injectés, transférés, éliminés ou utilisés pour le combustible, l'injection de gaz ou d'autres services publics. En outre, pour les champs de gaz, l'exploitant est tenu de soumettre l'assiette globale de l'installation sur une base mensuelle. L'assiette de l'installation intègre tous les puits en mer, les plateformes et les points de transfert de propriété.

10.0 Mesure du pétrole liquide

La présente section des lignes directrices doit être utilisée pour du pétrole liquide (par exemple, pétrole brut, GPL ou condensat de gaz) dont la pression est suffisamment supérieure à sa pression de vapeur et lorsqu'il n'y a pas de risque important d'émanation de gaz au niveau du compteur. Lorsque cette condition n'est pas remplie, il est vivement conseillé aux exploitants de faire preuve de prudence dans l'application des principes et des conseils fournis dans le présent document.

Bien que la présente section des lignes directrices soit principalement axée sur les compteurs de type mécanique pour la mesure du pétrole brut, du GPL et du condensat de gaz, elle ne vise pas à restreindre les autres types de compteurs susceptibles d'atteindre la précision de la mesure requise. Avant d'utiliser des technologies plus récentes (aux fins du prélèvement fiscal), l'exploitant doit prouver à l'*organisme de réglementation* qu'elles conviennent à l'application envisagée. C'est pourquoi il est encouragé d'établir rapidement le dialogue. Il est nécessaire d'obtenir l'approbation de l'*organisme de réglementation* pour l'utilisation de ces technologies aux fins du prélèvement fiscal avant la conception du système d'écoulement.

10.1 Mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal des liquides pétroliers

10.1.1 Méthode de mesure

Il faut rapporter la mesure des hydrocarbures en unités volumétriques et la réaliser en mètres cubes. Le niveau global d'incertitude requis pour la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal du pétrole liquide est de $\pm 0,25\%$. La mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal est requise aux points de transfert de propriété et au point d'exportation des ouvrages de production extracôtière, dans les cas où ces deux points sont différents.

Il faut rapporter les volumes aux conditions de référence standard, à savoir une température de 15 °C et une pression de 101,325 kPa. Le système de comptage doit calculer les volumes par la compensation de la température des compteurs individuels et au moyen de totalisateurs. La compensation de la pression sera toujours nécessaire, que ce soit en continu ou par un facteur fixe déterminé à chaque étalonnage de contrôle, selon le cas. Il est possible d'envisager d'autres systèmes donnant des résultats équivalents.

10.1.2 Compteurs et tuyauterie associée

Le compteur doit générer le signal électrique directement à partir du mouvement des composantes internes du compteur, sans aucun engrenage ou pièce mécanique intermédiaire. Les systèmes d'interpolation électroniques peuvent être acceptés. Bien que les compteurs traditionnellement utilisés pour ce service soient des compteurs à déplacement ou à turbine, il existe de nouveaux types de compteurs qui, s'ils sont adéquatement mis en place et utilisés, peuvent offrir un rendement semblable. Voici d'autres points à considérer.

- **Nombre de sections de mesure** – Il faut prévoir un nombre suffisant de flux parallèles de compteurs pour garantir que, au taux de production nominal maximal, au moins un compteur de réserve est disponible, afin de maintenir un niveau élevé de disponibilité.
- **Vannes d'isolement** – Il faut prévoir une disposition adéquate des vannes pour que l'on puisse mettre hors service les compteurs individuels en toute sécurité sans mettre hors service l'ensemble du système de comptage.
- **Critères généraux de conception et d'installation** – Les stations de comptage doivent avoir un collecteur d'entrée commun et, si nécessaire, un collecteur de sortie commun afin de garantir des conditions de mesure uniformes pour tous les flux mesurés, les transducteurs de température et de pression et les densimètres. Toutefois, si des trains de production distincts produisent des fluides aux propriétés physiques différentes qui ne sont pas entièrement combinés avant le comptage, il peut s'avérer nécessaire de mesurer séparément les différents fluides.

10.1.3 Mesures secondaires

Mesure de la température et de la pression

Les points de mesure de la température et de la pression doivent être représentatifs des conditions à l'entrée des compteurs et situés aussi près que possible des compteurs tout en respectant les exigences de la norme *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'API. Dans la pratique, cela signifie que les points de mesure doivent être situés à environ cinq fois le diamètre des compteurs en aval de ces derniers. Les mesures de température qui affectent la précision du système de comptage doivent avoir une précision générale de la boucle d'au moins 0,5 °C, et la lecture correspondante doit avoir une résolution d'au moins 0,2 °C. Cela équivaut à une incertitude d'environ 0,05 % dans la valeur de C_{TL} (température corrigée d'un volume de liquide). Il faut prévoir des puits thermométriques à côté des transmetteurs de température pour permettre la vérification de la température au moyen de thermomètres certifiés. Les mesures de pression qui affectent la précision du système de comptage doivent avoir une précision générale de la boucle d'au moins 50 kPa, et la lecture correspondante doit avoir une résolution d'au moins 10 kPa.

Densimètres

Il faut normalement utiliser deux densimètres, qui doivent comporter un système d'alarme en cas d'écart de densité. En cas d'utilisation de systèmes de densimètres simples, il faut utiliser des alarmes de points de consigne hauts et bas. Dans tous les cas, il faut prévoir des installations d'échantillonnage appropriées à proximité immédiate du ou des densimètres. Il convient de prévoir le rinçage au solvant des systèmes dans lesquels le dépôt de cire peut poser un problème. Il faut installer les densimètres aussi près que possible des compteurs volumétriques et être équipés de puits thermométriques et de manomètres afin de pouvoir démontrer qu'il n'y a pas de différence importante par rapport aux conditions d'entrée des compteurs volumétriques. Si ce n'est pas le cas, une compensation de température et de pression est nécessaire. Si les densimètres se trouvent dans une boucle de recirculation, la sonde d'entrée doit être une sonde de prélèvement d'échantillon adéquatement conçue et positionnée de manière à extraire un écoulement de composition représentative.

10.1.4 Boucles d'étalonnage et détecteurs sphériques

De préférence, les boucles d'étalonnage doivent être de type bidirectionnel afin d'éliminer tout biais directionnel potentiel. Elles doivent être dotées d'un revêtement approprié. Les joints à brides pour le volume étalonné doivent être de type métal/métal, et l'alésage doit être continu.

Il faut prévoir des raccordements sur la boucle d'étalonnage pour faciliter le réétalonnage à l'aide d'un appareil d'étalonnage approprié, qui peut être un réservoir de stockage d'eau ou une boucle d'étalonnage portative et un compteur de transfert ou encore un tube étalon de petit volume.

Les compteurs étalons doivent respecter les critères suivants :

- Le nombre d'impulsions de comptage générées sur le volume balayé doit être d'au moins 20 000 impulsions (ce qui équivaut à 10 000 impulsions entre les détecteurs sur les tubes étalons bidirectionnels ou à une précision équivalente supérieure à 1 impulsion sur 10 000);
- La résolution du système de détecteur/palpeur doit être compatible avec ce qui précède;
- La vitesse du palpeur ne doit pas dépasser 3 m/s afin d'éviter tout glissement à partir de celui-ci, mais elle peut être plus élevée avec les étalons à piston s'il est possible de démontrer l'intégrité de l'étanchéité.

Étant donné que la résolution du système de détecteur/palpeur peut uniquement être mesurée en fonction du rendement réel du compteur étalon, *l'organisme de réglementation* attend du fabricant qu'il démontre une répétabilité acceptable lors de l'étalonnage du compteur étalon, de sorte que sur cinq allers-retours consécutifs, la gamme de volumes ne dépasse pas $\pm 0,01$ % du volume moyen. Il est également possible d'utiliser un critère de répétabilité statistiquement équivalent pour les tubes étalons de petit volume ou les systèmes de comptage électronique d'impulsions.

Pour une utilisation en zone extracôtière ou dans des endroits éloignés, les boucles d'étalonnage doivent être équipées de détecteurs sphériques doubles et d'interrupteurs à chaque extrémité du volume balayé. Il faut étalonner au moins deux volumes afin que la défaillance d'un détecteur ou d'un interrupteur n'invalide pas l'étalonnage du compteur étalon. Le détecteur doit être conçu de manière à ce que la tête de contact du détecteur dépasse suffisamment dans le tube du compteur étalon pour assurer la commutation à tous les débits observés lors de l'étalonnage et du fonctionnement normal. Les détecteurs et les interrupteurs doivent être suffisamment étanches pour résister à un milieu marin corrosif. Se reporter également aux exigences et aux orientations connexes sur les systèmes électriques, de commande et de surveillance qui sont présentées aux articles 122, 123, 124, 125 et 169 du *Règlement-cadre*.

Dans le cas des interrupteurs mécaniques, chaque détecteur sphérique doit avoir un microcontact. L'actionnement de chaque détecteur doit être réglé lors de la fabrication de manière à ce que, s'il s'avère nécessaire de remplacer un détecteur en service, le volume étalonné du compteur étalon soit modifié de façon minimale.

REMARQUE : Il est possible d'envisager l'utilisation d'autres modèles de compteurs étalons, à condition qu'ils soient conformes aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière. En cas de défaillance d'un élément essentiel du compteur étalon, il faut communiquer avec le DE afin de convenir d'une stratégie appropriée pour la revérification des compteurs.

10.1.5 Installations de recirculation

Lorsque des systèmes de recirculation sont mis en place autour du système de comptage, il convient de mener une diagraphie complète des flux de recirculation et de tout autre flux non exporté passant par les compteurs. Il faut exploiter et entretenir tout système de ce type de façon adéquate.

Il faut mettre en place les installations de recirculation destinées à la mise à l'essai des pompes, etc., en amont du système de comptage.

10.1.6 Transmission d'impulsion (compteurs à déplacement et à turbine)

Un système de récupération à double tête de compteur doit générer les signaux de comptage, conformément aux niveaux A ou B du document *HM 23 Fidelity and security of measurement data transmission systems. Section 1 : Electric and/or electronic pulsed data cabled transmission for fluid metering systems*. Le système indique donc si les signaux sont « bons » ou de signaler une défaillance émergente du compteur ou de la transmission d'impulsion.

Il faut mettre en place un comparateur d'impulsions qui déclenche une alarme lorsqu'un nombre prédéfini d'impulsions d'erreur apparaît sur l'une ou l'autre des lignes de transmission conformément au code ci-dessus. Le niveau d'alarme préétabli doit être réglable et, lorsqu'une alarme se déclenche, elle doit être enregistrée sur un enregistreur comparateur sans remise à zéro. Lorsque l'alarme d'impulsion d'erreur est déterminée par un taux d'erreur, le seuil d'erreur doit être inférieur à 1 sur 106. Il faut empêcher les écarts d'impulsions qui surviennent lorsque le débit est faible lors du démarrage et de l'arrêt des compteurs. Cela a pour but d'éviter le déclenchement d'alarmes dans le cadre de processus normaux, ce qui tendrait à diminuer la vigilance à l'égard des alarmes en général.

La transmission des impulsions aux compteurs étalons doit se faire à partir de l'une ou des deux lignes sécurisées vers le comparateur d'impulsions, et il faut prendre des précautions pour éviter toute interférence de signal du bruit de la ligne du comparateur. Cela garantit que l'indice des compteurs est déterminé selon des impulsions de qualité (c.-à-d. aussi bonnes que les impulsions utilisées pour totaliser la production).

10.1.7 Totalisateurs et compensateurs

Stockage des constantes

Toutes les fonctions de nature informatique et de compensation, autres que les conversions de données, doivent être exécutées selon des méthodes numériques. Toutes les constantes de calcul doivent être stockées en toute sécurité dans l'ordinateur et doivent être facilement accessibles aux fins d'inspection à la résolution appropriée.

Chaque section de mesure doit être équipée d'un instrument calculant les volumes non corrigés aux conditions des canalisations, et il doit être possible de régler l'indice des compteurs à une résolution d'au moins 0,03 % de la valeur. Dans les systèmes de mesure volumétrique, il est possible d'inclure une correction de la pression du liquide dans le calcul, car cette correction est généralement faible et d'une ampleur constante. Lorsqu'une plateforme de comptage fonctionne de façon régulière dans un large éventail de pressions, une correction continue des effets de la pression peut s'avérer nécessaire.

Totalisateurs

Les totalisateurs des compteurs individuels et des compteurs totalisateurs de stations doivent être conçus pour afficher suffisamment de chiffres afin d'éviter que la valeur mesurée ne dépasse la capacité d'affichage plus d'une fois tous les deux mois. La résolution des totalisateurs doit être telle qu'elle respecte ce critère de retour à zéro. Les totalisateurs doivent offrir une résolution suffisante pour la réalisation des vérifications de la totalisation dans un délai raisonnablement court.

Les totalisateurs et les compteurs totalisateurs doivent être sans remise à zéro et dotés d'une mémoire de secours à batterie ou d'une mémoire permanente lorsqu'ils sont non mécaniques.

Les fabricants de débitmètres-ordinateurs doivent envisager de fournir un registre de totalisation d'entretien distinct à utiliser lors des vérifications de la totalisation.

Les procédures à utiliser pour corriger le débit au cours d'une période d'erreur de mesure doivent être fournies.

Pour le mode de mesure volumétrique, la compensation automatique de température doit être appliquée. La compensation de température doit être effectuée pour chaque flux de compteur individuel. Le coefficient de dilatation thermique du liquide doit être entièrement réglable sur la plage qu'il est possible d'atteindre en pratique et avoir une résolution d'au moins 1 %.

Les corrections apportées au débit du compteur pour tenir compte de la teneur en eau et en sédiments doivent être appliquées a posteriori sur la base de l'analyse de l'échantillon proportionnel au débit. Toutefois, il est reconnu que la nouvelle génération de mesureurs d'eau dans l'huile se rapproche des niveaux de rendement associés aux méthodes traditionnelles et qu'ils devraient être acceptés durant la période couverte par le présent document. Toute demande d'utilisation de nouvelles méthodes sera examinée au cas par cas, conformément à la politique d'adoption de nouvelles technologies.

10.1.8 Autres instruments

Afin de fournir un historique de l'exploitation des compteurs et des conditions d'écoulement et de consigner les défaillances des compteurs, chaque section de mesure doit être dotée d'un diagramme d'enregistrement continu du débit et de la température de mesure. L'enregistrement électronique des données est également accepté à condition que la fréquence d'enregistrement soit adéquate et que le système enregistre toutes les alarmes de comptage. Des intervalles d'enregistrement ne dépassant pas quatre (4) heures seront normalement considérés comme adéquats.

Dans les systèmes de mesure de la masse, un enregistreur graphique ou un enregistreur de données électronique doit également enregistrer en continu les signaux de densité émis par les densimètres selon les mêmes intervalles que ceux indiqués ci-dessus. Les dispositifs d'affichage numérique doivent avoir une résolution d'au moins quatre (4) chiffres significatifs.

Système d'échantillonnage

Les systèmes de comptage du pétrole brut doivent être dotés de systèmes d'échantillonnage automatique à débit proportionnel pour la détermination de la teneur moyenne en eau et de la densité moyenne, et à des fins d'analyse. Il est important d'utiliser des sondes d'échantillonnage adéquatement conçues et de les positionner de manière à garantir un échantillonnage représentatif. Les taux de prélèvement des échantillons doivent être « isocinétiques », conformément à la *norme ISO 3171*. Ces échantillons sont nécessaires pour tenir compte des quantités d'huile sèche et des quantités attribuées déterminées. Il est également possible de les utiliser à des fins d'évaluation. Dans des circonstances particulières où le débit est précisément maintenu à un niveau constant (par exemple, lors d'essais de puits), un échantillonnage ponctuel ou fondé sur le temps peut être acceptable. L'utilisation de détecteurs d'eau dans l'huile en ligne sera traitée conformément aux procédures relatives aux nouvelles technologies.

Dans les systèmes de pétrole brut où des bouchons d'eau peuvent se former, il faut installer des sondes de détection d'eau en ligne pour détecter les niveaux anormaux de teneur en eau. Il faut prévoir l'enregistrement continu de la teneur

en eau en pourcentage et un système d'alarme de niveau élevé. Il ne faut normalement pas utiliser les données de cette source pour déterminer les quantités d'huile sèche. Il est uniquement possible de les utiliser en cas d'échec des procédures d'échantillonnage et d'analyse convenues.

10.1.9 Sécurité

Afin de démontrer s'il y a eu une interférence accidentelle ou malveillante avec ces composants essentiels, il faut protéger tous les réglages de l'indice des compteurs et les boutons de réinitialisation, lorsqu'ils sont autorisés, par un sceau, un verrou ou un mot de passe afin d'empêcher tout réglage non autorisé. Il faut également sécuriser les détecteurs sphériques à boucle d'étalonnage et les microcontacts associés par des verrous ou des sceaux.

Les vannes des conduites de recirculation, fournies aux fins de l'essai hors ligne des compteurs par le biais des boucles de recirculation, doivent être munies de verrous d'un type approuvé.

10.1.10 Installations d'étalonnage

Des installations d'essai adéquates doivent être fournies avec des systèmes de comptage pour faciliter la vérification et l'étalonnage de tous les systèmes informatiques et de totalisation. L'équipement d'essai doit être étalonné conformément aux pratiques exemplaires en matière de mesure, conformément à l'alinéa 77(1)b) du *Règlement-cadre*.

10.2 Répartition des champs ou des plateformes

La **répartition des champs ou des plateformes** indique la précision requise pour que le débit total d'un système soit attribué à un seul champ ou à une seule plateforme dans le cadre de la mise en valeur de plusieurs champs ou plateformes, le débit total étant ensuite mesuré plus loin dans le flux de production par un compteur de la qualité aux fins du prélèvement fiscal approuvé, comme décrit à la section 6.1 des présentes lignes directrices.

Un système d'écoulement qui est un point de transfert de la propriété peut ne pas permettre la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal. Dans ce cas, lorsque la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal serait normalement requise, mais a été exclue, on utilise la mesure de la qualité inférieure de la répartition des champs, des plateformes ou des puits aux fins du « prélèvement fiscal ».

Deux scénarios de mesure (continue et intermittente) sont reconnus dans cette situation, le premier étant le plus souhaitable. Il est encouragé de discuter en

amont avec l'*organisme de réglementation* afin de convenir de la catégorie de mesure qui sera utilisée.

10.2.1 Mesure continue

Il convient de procéder à la mesure continue des hydrocarbures liquides avec une incertitude ne dépassant pas $\pm 1,0$ %. Les facteurs de proration doivent rester dans la plage de 0,99 à 1,01.

Il faut mettre en place des trains de séparation et de traitement dotés d'une capacité de mesure de haut niveau pour atteindre ce niveau de précision. Les meilleurs niveaux de comptage de la répartition peuvent parfois être conformes aux normes aux fins du « prélèvement fiscal ». Pour garantir la conformité aux normes en matière de comptage de la répartition aux fins du prélèvement fiscal, il serait nécessaire de traiter séparément les flux de production.

Dans la plupart des cas, on utilisera de l'équipement traditionnel dans la conception des systèmes de comptage et de répartition conformes aux normes aux fins du prélèvement fiscal. La principale différence par rapport aux normes en matière de comptage aux fins du prélèvement fiscal sera probablement l'élimination des exigences d'étalonnage de contrôle sur place. Les compteurs seraient mis en place à la sortie du dernier séparateur, et chaque train serait nominalelement identique. La production mesurée aux fins du prélèvement fiscal par le compteur d'exportation ou des ventes serait alors calculée au prorata des quantités mesurées par le compteur.

Cette méthode présente l'avantage de réduire l'effet des erreurs systématiques possibles dans les systèmes de comptage et de répartition, mais que l'incertitude aléatoire globale plus importante des compteurs camoufle.

Lorsqu'il n'est pas possible de traiter entièrement les flux de production, la meilleure solution consiste à placer les compteurs dans la tuyauterie de sortie du premier séparateur. Cette option présente le risque que les flux de production comportent du gaz libre, sauf si l'on prend des précautions pour s'assurer que les compteurs sont mis en place dans une position qui empêche toute émanation de gaz.

Si les compteurs choisis ne sont pas traditionnels, mais sont des compteurs à effet de Coriolis ou à ultrasons, par exemple, il faut veiller à faire correspondre l'amplitude prévue des conditions de traitement à l'enveloppe opérationnelle du type de compteurs choisis. Ces nouveaux compteurs peuvent être particulièrement sensibles aux effets de l'installation ou aux conditions de traitement, notamment si le flux de production risque de comporter du gaz libre.

10.2.2 Mesure intermittente

Il convient de procéder à la mesure intermittente des hydrocarbures liquides avec une incertitude ne dépassant pas $\pm 5,0$ %. Les facteurs de proration doivent rester dans la plage de 0,95 à 1,05.

Cela survient dans des situations où il n'est pas possible de mettre en place des trains de séparation et de traitement dédiés ni d'effectuer une mesure continue. Dans ce cas, la répartition au moyen de techniques d'échantillonnage intermittent ou d'« échantillonnage du débit » peut être autorisée. Dans la plupart des cas, cela impliquera l'utilisation d'un séparateur d'essai triphasique. Ces essais sont généralement effectués au moins deux fois par mois. En fin de compte, la fréquence des essais sera dictée par le rendement d'exploitation. À cet égard, *l'organisme de réglementation* peut modifier la fréquence des essais requis en fonction du respect ou du non-respect des tolérances du facteur de proration.

Dans le cas d'une nouvelle mise en valeur pour laquelle on propose dès le départ l'utilisation d'un seul ouvrage de production pour plus d'un champ, il convient d'exploiter au maximum les possibilités offertes par une nouvelle installation pour configurer l'équipement de traitement afin de maximiser la précision du séparateur d'essai qui sera utilisé.

Il pourrait être possible de placer le séparateur d'essai à proximité de l'étalon du compteur d'exportation. Dans un tel cas, l'ajout de quelques mètres de tuyaux et de quelques vannes, qui représentent un petit investissement supplémentaire, offre la possibilité de réaliser l'étalonnage de contrôle sur place du ou des compteurs de séparateurs d'essai. Lorsqu'associée au choix d'instruments et de débitmètres-ordinateurs de haute qualité, cette méthode permettra d'influencer le moins possible l'incertitude globale des mesures utilisées pour la répartition des données de sortie combinées par les compteurs. Le principal facteur de contribution à l'incertitude proviendra alors de causes indépendantes de la volonté de l'exploitant. Cette incertitude provient principalement de la variabilité des conditions de traitement en ce qui concerne le débit, la densité, la teneur en eau, la séparation incomplète, le gaz libre dans les flux de liquide, la quantité de liquides transférés dans les flux gazeux, le pétrole restant dans l'eau, etc.

Dans les cas où la mesure du séparateur d'essai est utilisée aux fins de prélèvement fiscal, l'un des détecteurs d'eau dans l'huile de nouvelle génération devrait être mis en place dans la jambe de pétrole du séparateur afin de réduire l'erreur de comptage de l'huile sèche lorsque la teneur en eau du flux de pétrole est importante.

S'il faut répartir le débit dans des puits présentant des propriétés physiques et des conditions de traitement très différentes à l'aide de techniques d'échantillonnage du débit, des précautions supplémentaires seront nécessaires

pour garantir un processus de répartition équitable pour chaque puits. La pression et la température dans les séparateurs de production principaux peuvent être sensiblement différentes de celles obtenues dans le séparateur d'essai au cours de différents essais de puits. Il en résultera une proportion gaz-pétrole (PGP) d'essai différente de la PGP de production. Pour compenser cela, il faut réaliser une simulation de processus pour chaque puits sur le séparateur d'essai et le séparateur de production principal. Cela permettra de déterminer un facteur de correction ou de « contraction ». L'utilisation d'un tel facteur devrait permettre de faire correspondre plus adéquatement la somme de la production des têtes de puits à la somme des données de sortie de l'installation. Ces réglages ont tendance à réduire les différences systématiques entre les puits aux propriétés sensiblement différentes lors de l'utilisation de l'échantillonnage du débit à des fins de répartition. Cela est particulièrement important si certains des puits sont des installations de complétion sous-marines reliées à de longues conduites d'écoulement sous-marines.

Lorsque la coproduction d'un nouveau champ satellite doit être assurée à l'aide de l'équipement de traitement existant sur une plateforme mère, le fonctionnement des séparateurs d'essai aux niveaux de précision réalisables dans le cas d'une nouvelle installation décrit ci-dessus est fortement limité.

Si un exploitant propose d'utiliser un séparateur d'essai existant pour répartir la production entre différents champs, il devra fournir à l'*organisme de réglementation* tous les détails techniques du séparateur d'essai et de ses instruments afin qu'une évaluation de son rendement probable en tant que dispositif d'échantillonnage du flux de répartition puisse être effectuée. En général, il est peu probable qu'il faille modifier la tuyauterie, mais lorsque l'amélioration de la métrologie est possible par la mise à niveau des instruments et des débitmètres-ordinateurs, cela serait normalement nécessaire.

Bien que la mise en œuvre d'installations permanentes d'étalonnage de contrôle sur place des compteurs pour les séparateurs d'essai soit peu probable, il convient d'envisager l'étalonnage de contrôle sur place des compteurs à l'aide d'un tube étalon de petit volume. Il est reconnu que des restrictions d'espace et d'accès peuvent rendre cette approche irréalisable.

La répartition de la production combinée doit se faire au prorata des sommes de la production à la tête de puits (corrigée au besoin pour tenir compte des différences entre les conditions de traitement d'essai et de production) de chaque champ contributeur. Cette procédure a pour effet de réduire au maximum l'incidence des erreurs systématiques non détectées sur l'équité de la répartition.

Dans des circonstances exceptionnelles, lorsque la migration de l'incertitude causée par les débits relatifs et l'incertitude différente des méthodes de

comptage n'introduit pas de biais inacceptable dans la répartition de la production, l'utilisation de méthodes différentes peut être autorisée.

10.3 Répartition des puits et gestion des réservoirs – Séparateurs d'essai

Étant donné que les séparateurs d'essai peuvent être utilisés pour mettre à l'essai des puits présentant de très grandes différences en matière de qualité de la production, de conditions de traitement et de débit, il n'est pas réaliste de s'attendre à des normes universelles élevées en matière de comptage. Les conditions allant de l'écoulement permanent d'huile sèche à l'écoulement piston de pétrole à haute teneur en eau avec des quantités importantes de solides produits, ainsi que les variations de température allant des conditions du fond marin à une température de 100 °C, imposent d'importantes limites quant aux résultats qu'il est possible d'obtenir. C'est pourquoi un large éventail d'incertitude est associé à ce type de mesure. L'incertitude ciblée type est de $\pm 5\%$. Il est reconnu que certaines installations bénéficiant de conditions d'exploitation très favorables peuvent améliorer ces chiffres de manière importante.

Bien qu'un séparateur d'essai conventionnel puisse être utilisé avec un ou plusieurs compteurs à turbine dans la jambe de pétrole, un diaphragme à orifice dans la jambe de gaz et un débitmètre magnétique dans la jambe d'eau, la configuration des compteurs de séparateurs d'essai peut varier considérablement. Les exploitants peuvent examiner si les compteurs à effet de Coriolis, les débitmètres à vortex, les compteurs à ultrasons ou d'autres types de compteurs offrent des avantages par rapport aux compteurs de séparateurs d'essai.

La majorité des puits sont mis à l'essai en détournant le puits à mettre à l'essai du séparateur de production principal vers le séparateur d'essai pour un essai exclusif direct du puits. Dans certaines circonstances, l'essai par différence peut être une option viable, voire préférable. Lorsque les circonstances le permettent, l'essai par différence peut présenter des avantages, notamment dans le cas des puits, des champs et des gisements satellites sous-marins. Pour les projets de mise en valeur pour lesquels il n'est pas nécessaire de prévoir le nettoyage au moyen d'un racleur, l'élimination d'une canalisation d'essai sous-marine peut être bénéfique pour l'économie des champs.

Des précautions particulières peuvent s'avérer nécessaires lors des essais de puits satellites reliés à une plateforme mère par de longues canalisations sous-marines et lors du passage de la production à la mise à l'essai, afin que la pression d'écoulement des têtes de colonne de production soit la même dans les deux configurations (essai et production). Le fait de ne pas mettre le puits à l'essai dans des conditions d'exploitation normales introduira des erreurs supplémentaires dans les données d'essai.

11.0 Mesure du gaz

La présente partie des lignes directrices est destinée à un usage exclusif pour le gaz monophasique. En cas de présence présumée de liquides ou d'autres contaminants, il est vivement conseillé aux exploitants de faire preuve de prudence dans l'application des principes et des conseils fournis dans le présent document.

Bien que la présente partie soit principalement axée sur les débitmètres à diaphragme pour la mesure du gaz, elle ne vise pas à restreindre les autres types de compteurs susceptibles d'atteindre la précision de la mesure requise. Les compteurs à ultrasons ont fait des progrès importants à cet égard. Toutefois, avant d'utiliser ces technologies plus récentes, l'exploitant doit prouver à l'*organisme de réglementation* qu'elles conviennent à l'application envisagée. C'est pourquoi il est encouragé d'établir un dialogue en amont avec ce dernier. Il est nécessaire d'obtenir l'approbation de l'*organisme de réglementation* pour utiliser ces technologies avant la conception du système d'écoulement.

11.1 Mesure de la qualité du gaz aux fins du prélèvement fiscal

11.1.1 Méthode de mesure

Il faut rapporter la mesure du pétrole et du gaz en unités volumétriques et la réaliser en mètres cubes conformément aux exigences de la réglementation. Le niveau global d'incertitude requis pour la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal du pétrole gazeux est de $\pm 1,0\%$. La mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal est requise aux points de transfert de propriété et au point d'exportation des ouvrages de production extracôtière, dans les cas où ces deux points sont différents.

Il faut rapporter toutes les mesures en unités volumétriques et les réaliser sur des flux de gaz monophasique. Il faut rapporter les volumes aux conditions de référence standard, à savoir une température de 15 °C et une pression absolue de 101,325 kPa (sèche au niveau prescrit dans les spécifications contractuelles).

Échantillonnage

Des installations d'échantillonnage appropriées doivent être prévues pour obtenir des échantillons représentatifs. Cette exigence peut être influencée par le type d'instruments intégrés dans le système de mesure. On trouve de l'orientation supplémentaire dans les *Lignes directrices sur l'acquisition de données*.

Densité de gaz

La mesure continue de la densité de gaz est préférable, mais il est possible de calculer la densité de gaz mesurée à partir des mesures de pression et de température ainsi que de la composition du gaz, et ce, à l'aide d'une équation d'état appropriée et de techniques de calcul convenues.

Il est important que le gaz entrant dans le densimètre soit représentatif du gaz présent dans la canalisation, en ce qui a trait à sa composition, sa température et sa pression. Cela devient extrêmement important si, comme c'est généralement le cas, on ne mesure pas la pression et la température directement au niveau du densimètre.

Les exploitants peuvent donc envisager d'utiliser des densimètres équipés de capteurs de température, bien que la revérification de ces capteurs de température puisse elle-même être problématique. Il n'existe actuellement aucun dispositif standard permettant de mesurer la température directement au niveau du densimètre.

Par conséquent, à moins que la température soit mesurée directement au niveau du densimètre, l'équipement doit être conçu de manière à respecter les exigences suivantes :

- L'effet des conditions ambiantes (normalement un refroidissement) sur la température de l'échantillon de gaz doit être réduit au maximum. Cela peut signifier que la conduite d'entrée du densimètre doit être en contact thermique étroit avec la conduite du compteur; il faut idéalement la placer sous un quelconque isolant. Dans des cas extrêmes, il peut être nécessaire de chauffer la conduite; dans ce cas, il faut veiller à ne pas surchauffer l'échantillon;
- Il n'y a pas de chute de pression entre le densimètre et le point du système où la pression est normalement mesurée. Par conséquent, toutes les vannes d'isolement entre le densimètre et le point de mesure de la pression doivent être de type pleine capacité.

Les installations de densimètres doivent être conçues de manière à répondre aux critères susmentionnés et à permettre un retrait facile et efficace des densitomètres et, de préférence, de voir facilement leurs numéros de série à des fins de vérification.

11.1.2 Critères de conception

Lorsque des systèmes de débitmètres à diaphragme sont utilisés, la conception et l'exploitation doivent être conformes à la *norme ISO 5167-1*, mais également aux prescriptions supplémentaires indiquées ci-dessous. Il faut utiliser les critères suivants, mais il est possible d'envisager d'autres solutions pour autant que l'exploitant puisse démontrer que l'objectif de 1 % d'incertitude est toujours réalisable. Les critères sont les suivants :

- a) Un rapport bêta maximal de 0,6k
- b) Un nombre de Reynolds maximal de $3,3 \times 10^7$;
- c) Une pression différentielle maximale de 50 kPa est préférable; Des pressions différentielles plus élevées peuvent être permises lorsqu'il est démontré que les conditions énoncées aux points e), f) et g) sont remplies;
- d) L'ensemble de comptage doit être conçu et construit de manière que l'incertitude minimale prescrite par la *norme ISO 5167-1* soit respectée;
- e) La déformation totale, y compris la déformation statique et élastique du diaphragme à orifice à la pression différentielle maximale, doit être inférieure à 1 %;
- f) L'incertitude du débit causée par la déformation totale du diaphragme à orifice doit être inférieure à 0,1 %;
- g) L'emplacement des prises de pression différentielle par rapport au diaphragme à orifice doit respecter les tolérances indiquées dans la *norme ISO 5167-1* dans la zone de fonctionnement des transmetteurs de pression différentielle. Lorsque les supports de diaphragme utilisent des joints d'étanchéité résilients, il faut veiller à ce que la charge maximale exercée sur la plaque par la pression différentielle maximale ne fasse pas sortir le diaphragme de la tolérance de prise de pression;
- h) Des considérations particulières peuvent s'appliquer lorsque des pulsations sont inévitables, mais il faut normalement maintenir l'incertitude due à de tels effets en dessous de 0,1 %

Pour les systèmes de comptage existants, dans lesquels des débitmètres à diaphragme sont utilisés, il faut discuter des propositions visant à mettre en œuvre des exigences nouvelles ou modifiées dans la révision actuelle de la *norme ISO 5167-1*, que ce soit en partie ou en totalité, avec l'*organisme de réglementation* au préalable.

Lorsque l'on prévoit d'utiliser des systèmes de comptage autres que des diaphragmes à orifice, les systèmes et leurs dispositifs de compensation du débit doivent être approuvés par l'*organisme de réglementation*, et il faut les étalonner sur la plus grande plage possible de pression d'exploitation, de température et de débit. Il faut présenter les propositions d'extrapolation de ces étalonnages et de corrélations des conditions d'exploitation.

Sections de mesure

Il faut prévoir un nombre suffisant de sections de mesure pour s'assurer que, au taux nominal de production maximal des champs ou au taux des services publics, au moins un compteur de réserve est disponible. Il faut envisager de prévoir des vannes adéquates permettant de mettre hors service des compteurs individuels sans mettre hors service l'ensemble du système de comptage.

Instruments secondaires

Les instruments secondaires, la pression et la température des canalisations, la pression différentielle, la densité de l'écoulement, la densité aux conditions de base ou de référence, le cas échéant, et les débitmètres-ordinateurs doivent être prescrits, et il faut choisir leur position dans le système de manière à garantir une mesure représentative. Dans de nombreuses applications, l'analyse de la composition du gaz est requise, et il est nécessaire de prévoir un échantillonnage du gaz ou une analyse en ligne.

Lors de la conception d'un système de mesure, il convient d'envisager de prévoir des instruments de secours en cas de défaillance des instruments normaux, ainsi que des installations appropriées pour l'étalonnage sur place de l'équipement de comptage secondaire.

Éviter la pénétration de liquides

Les stations de comptage doivent être conçues de manière à être exemptes de toute pénétration de liquides dans la section de comptage et de toute condensation ou séparation qui aurait un effet important sur l'incertitude de mesure.

Précision générale de la conception et incertitude de mesure

Il faut fournir une indication de la précision générale de la conception et de l'incertitude de mesure du système de comptage, ainsi que des sources d'erreur, conformément à la *norme ISO 5167-1*. Il faut calculer l'évaluation de l'incertitude dans la mesure du gaz conformément à la *norme ISO 5167-1*.

11.1.3 Ordinateurs et compensateurs

Débitmètres-ordinateurs dédiés

Un débitmètre-ordinateur doit être utilisé pour chaque section de mesure. Par ailleurs, si plusieurs sections de mesure sont calculées par une seule machine, il convient de prévoir un débitmètre-ordinateur de réserve pour permettre son entretien ou son remplacement sans interrompre le débit.

Stockage des constantes

Toutes les fonctions de nature informatique et de compensation, autres que les conversions de données, doivent être exécutées selon des méthodes numériques. Toutes les constantes de calcul doivent être stockées en toute sécurité dans l'ordinateur et doivent être facilement accessibles aux fins d'inspection. L'équipement doit être conçu de manière que seul le personnel

autorisé puisse régler les constantes. Après l'accord initial sur le stockage des constantes, comme il figure dans la DSE, on peut uniquement effectuer des modifications ultérieures de l'ordinateur avec l'accord de *l'organisme de réglementation*. Lorsqu'il est nécessaire de saisir manuellement des données dans l'ordinateur (par exemple, la densité de base), l'utilisation de ces données doit être automatiquement enregistrée.

Les débitmètres-ordinateurs et les bases de données doivent être conçus de manière qu'une résolution inadéquate de l'affichage des constantes critiques ne compromette pas la précision de la mesure.

Totalisateurs

Les totalisateurs des compteurs individuels et des compteurs totalisateurs de stations doivent être conçus pour afficher suffisamment de chiffres afin d'éviter que la valeur mesurée ne dépasse la capacité d'affichage plus d'une fois tous les deux mois. Les totalisateurs doivent normalement avoir une résolution de 1000 m³ standard ou correspondant à des sous-multiples décimaux de celle-ci. Les totalisateurs et les compteurs totalisateurs doivent être sans remise à zéro et, lorsqu'ils sont non mécaniques, dotés d'une mémoire de secours à batterie ou d'une mémoire permanente.

Lorsque des totalisateurs ou des compteurs totalisateurs externes ne sont pas mis en place, la résolution des totalisateurs des débitmètres-ordinateurs doit satisfaire à ce critère de retour à zéro et également permettre d'effectuer des essais de totalisation avec la tolérance requise. Ces totalisateurs doivent également être sans remise à zéro. Si la résolution des totalisateurs ne permet pas de répondre à la fois aux exigences en matière de retour à zéro et d'essais de totalisation, il faut envisager de prévoir une fonction d'essai de totalisation dans les débitmètres-ordinateurs ou l'ordinateur des bases de données.

Les fabricants de débitmètres-ordinateurs doivent envisager de fournir un registre de totalisation d'« entretien » distinct à utiliser lors des vérifications de la totalisation.

La compensation des paramètres influents, comme la pression et la température, doit être effectuée dans les débitmètres-ordinateurs au moyen de méthodes numériques utilisant des algorithmes approuvés.

S'il est proposé d'utiliser une nouvelle technologie comme les compteurs à ultrasons à temps de vol, il faut discuter des détails de l'équipement proposé, de la disposition et des procédures de vérification avec *l'organisme de réglementation* le plus rapidement possible.

Cohérence des systèmes

Dans un réseau collecteur de gaz, l'exploitant responsable de la collecte doit s'assurer que les données de comptage de base, les formules de débit et les techniques de calcul sont compatibles dans tous les champs reliés au réseau collecteur.

Détermination du pouvoir calorifique

Il faut communiquer le pouvoir calorifique moyen (énergie par unité de volume, moyenne pondérée en fonction du débit) du gaz aux fins du transfert de propriété, le cas échéant, à l'*organisme de réglementation* sur une base mensuelle. Il faut prévoir la détermination du pouvoir calorifique du gaz aux fins du transfert de propriété.

Exigences en matière d'avis à l'organisme de réglementation

En ce qui concerne le paragraphe 77(a) du *Règlement-cadre*, l'*organisme de réglementation* exigera l'envoi d'un avis pour l'inspection des installations et l'étalonnage de l'équipement primaire et secondaire, y compris les débitmètres-ordinateurs, afin que les agents du contrôle de l'exploitation puissent assister à ces essais à leur discrétion.

De l'équipement de vérification ou, le cas échéant, d'étalonnage adéquat doit être fourni pour permettre l'évaluation du rendement des compteurs, des ordinateurs, des totalisateurs, etc. Un laboratoire dont la traçabilité par rapport aux normes nationales est reconnue doit certifier les étalons de référence ou de transfert.

Les exigences relatives à l'étalonnage des compteurs de transfert sont fournies à l'article 77 du *Règlement-cadre*.

11.1.4 Calcul de l'incertitude nominale

Lors de l'utilisation de débitmètres à orifice conformément à la *norme ISO 5167-1*, l'incertitude globale doit être supérieure à $\pm 1,0\%$ pour des débits de production normaux.

Dans le cas des transmetteurs de pression différentielle, il est important d'utiliser des données réalistes sur le terrain, car le choix de la valeur d'incertitude a une incidence sur la diminution du fonctionnement du système et également sur le réglage du ou des points de transition pour les systèmes de comptage intégrant à la fois des transmetteurs de basse et de haute pression.

11.2 Répartition des champs ou des plateformes

La **répartition des champs ou des plateformes** indique la précision requise pour que le débit total d'un système soit attribué à un seul champ ou à une seule plateforme dans le cadre de la mise en valeur de plusieurs champs ou plateformes, le débit total étant ensuite mesuré plus loin dans le flux de production par un compteur de la qualité aux fins du prélèvement fiscal approuvé, comme décrit à la section 6.1 des présentes lignes directrices.

Un système d'écoulement qui est un point de transfert de la propriété peut ne pas permettre la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal. Dans ce cas, lorsque la mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal serait normalement requise, mais a été exclue, on utilise la mesure de la qualité inférieure de la répartition des champs, des plateformes ou des puits aux fins du « prélèvement fiscal ».

Il convient de procéder à la mesure continue de la production de gaz avec une incertitude ne dépassant pas $\pm 3,0\%$. On s'attend à ce que les facteurs de proration restent dans la plage de 0,97 à 1,03.

11.2.1 Mesure du gaz sec

Aux fins de la présente section, on entend par « gaz sec » un gaz dont la température est suffisamment au-dessus du point de rosée pour qu'il n'y ait pas de condensation dans les conduites des compteurs en amont de l'élément principal de mesure du débit ou dans la section en aval des conduites entre l'élément principal et le point de prélèvement des échantillons.

Dans les cas où le statut fiscal de la production de différents champs utilisant des processus ou des infrastructures de transport communs ne nécessite pas un comptage complet de la qualité aux fins du prélèvement fiscal, il est normal de se reporter à la catégorie des systèmes de mesure pour le comptage de la « répartition ». Il faut faire la distinction entre le *processus* de répartition, pour lequel une mesure de la qualité aux fins du prélèvement fiscal peut être nécessaire, et la *catégorie* de mesure fréquemment appelée « mesure de la répartition », pour laquelle des normes de mesure assouplies peuvent être appropriées.

L'incertitude pour les systèmes de comptage et de répartition du gaz sec sera de $\pm 3,0\%$. Pour atteindre ce niveau d'incertitude, la conception de base de la station de comptage sera semblable à celle d'une station de comptage de la qualité aux fins du prélèvement fiscal. Le niveau d'incertitude assoupli est obtenu grâce à des procédures simplifiées pour l'exploitation et la vérification périodique du système de comptage.

Si un compteur à ultrasons à trajets multiples est l'instrument privilégié pour une application particulière, il peut être possible, selon les circonstances, d'éliminer des sections de mesure redondantes. Ces instruments à trajets multiples peuvent être considérés comme fournissant le niveau de redondance nécessaire. Pour qu'une telle configuration soit acceptée, il faut démontrer que la perte de précision due à la défaillance d'une corde ne fait pas sortir le système de l'incertitude convenue et qu'un ensemble de transducteurs de rechange est disponible pour permettre de rétablir la pleine capacité d'exploitation dans un délai raisonnable.

Si l'on propose d'utiliser un système de comptage à flux unique, il faut pleinement évaluer la capacité de changer de transmetteur dans le cas d'un système sous pression. Si, pour des raisons de sécurité ou d'exploitation, il n'est pas possible de remplacer les transmetteurs sous pression, il convient de prévoir des vannes d'isolement appropriées en amont et en aval du compteur et de reconnaître l'incidence d'une telle configuration sur la capacité de l'installation à répondre aux exigences quotidiennes en matière de nominations lorsqu'il est nécessaire d'intervenir sur le compteur.

Si le système de comptage et de répartition proposé doit être installé sur une installation non fréquentée, il peut être nécessaire, pour garantir le niveau de disponibilité requis et éviter des visites imprévues de l'installation, d'inclure un niveau approprié de redondance pour les instruments associés au ou aux compteurs.

11.2.2 Mesure du gaz humide

Aux fins de la présente section, on entend par « gaz humide » un gaz en équilibre avec de l'eau, des condensats de gaz ou les deux dans le courant d'écoulement du gaz. Il ne s'agit pas de la mesure du gaz ayant une teneur en liquide suffisante pour être considéré comme un écoulement diphasique. Il est impossible d'indiquer la valeur précise du rapport liquide-gaz (RLG) définissant le gaz humide ou la limite d'un écoulement biphasique, car elle dépend des variables de traitement comme la vitesse du gaz, le rapport eau/condensat et la température et la pression de la conduite. À titre indicatif, des RLG supérieurs à environ 0,2 % pour un écoulement stratifié et à 0,5 % pour un écoulement annulaire à brouillard sont susceptibles de nécessiter des techniques de mesure de l'écoulement diphasique.

Les types de compteurs actuellement considérés comme adaptés au comptage du gaz humide sont les diaphragmes à orifice avec trous de drainage, les débitmètres Venturi, les compteurs V-Cone et les compteurs à ultrasons.

Il faut prendre des précautions particulières, en plus de celles requises pour le gaz sec, lors de la conception et de l'exploitation de tout compteur destiné à être utilisé avec du gaz humide.

Les débitmètres Venturi doivent être conçus et mis en place conformément à la norme ISO 5167-1.

Si un exploitant choisit de faire le comptage du gaz humide à l'aide d'un débitmètre Venturi, il ne doit pas utiliser la disposition des prises de pression inférieures citée dans la norme ISO 5167-1, car du liquide pourrait alors se retrouver dans les tuyaux d'impulsion des transmetteurs de pression et de pression différentielle. Une seule prise de pression sur le dessus du compteur devrait normalement suffire.

Lorsqu'on utilise un dispositif de pression différentielle pour mesurer du gaz humide, il faut appliquer des corrections au coefficient de débit pour tenir compte de la teneur en liquide. Il est possible d'utiliser les méthodes de Murdock⁵ et Chisholm⁶ modifiées par Jamieson et Dickenson⁷ pour corriger l'effet de la teneur en liquide.

Comme les travaux actuels visant à corréliser la différence entre la récupération de pression calculée et la pression mesurée en fonction de la teneur en liquide laissent présager une mesure directe en ligne de la teneur en liquide, tous les nouveaux projets de mise en valeur doivent prévoir une prise de pression à la position de la pression récupérée dans la section en aval de la conduite des compteurs. Ce petit investissement préalable permet d'envisager, dans un avenir proche, la mesure continue du RLG en ligne à un coût négligeable.

Les exploitants de systèmes de comptage du gaz humide existants doivent déterminer si les avantages potentiels d'un tel système justifient l'ajout ultérieur d'une prise de pression appropriée.

S'il faut installer des compteurs de gaz humide sur des installations non fréquentées, il convient d'utiliser des instruments redondants afin de réduire au maximum la nécessité de visites imprévues des installations tout en assurant un niveau élevé de disponibilité.

11.3 Répartition des puits et gestion des réservoirs – Séparateurs d'essai

Étant donné que les séparateurs d'essai peuvent être utilisés pour mettre à l'essai des puits présentant de très grandes différences en matière de qualité de la production, de conditions de traitement et de débit, il n'est pas réaliste de

⁵Murdock, J. W. (1962). Two-Phase Flow Measurements with Orifices. *Journal of Basic Engineering*.

⁶Chisholm, D. (1977). Two Phase Flow Through Sharp Edged Orifices. Research Note. *Journal of Mechanical Engineering Science*.

⁷Jamieson, A. W. et Dickenson, P. F. (1993). High Accuracy Wet Gas Metering. *North Sea Flow Measurement Workshop*.

s'attendre à des normes universelles élevées en matière de comptage. Les conditions allant de l'écoulement permanent d'huile sèche à l'écoulement piston de pétrole à haute teneur en eau avec des quantités importantes de solides produits, ainsi que les variations de température allant des conditions du fond marin à une température de 100 °C, imposent d'importantes limites quant aux résultats qu'il est possible d'obtenir. C'est pourquoi un large éventail d'incertitude est associé à ce type de mesure. L'incertitude ciblée type est de $\pm 5\%$. Il est reconnu que certaines installations bénéficiant de conditions d'exploitation très favorables peuvent améliorer ces chiffres de manière importante.

Si la mesure des séparateurs d'essai constitue une partie de la mesure totale des plateformes, elle nécessitera une incertitude de mesure conforme à celle requise pour la répartition des champs ou des plateformes, c'est-à-dire qu'il faut appliquer une incertitude ne dépassant pas $\pm 3,0\%$ pour le gaz.

Les instruments traditionnels peuvent encore être l'option privilégiée pour l'exploitation des séparateurs d'essai dans les champs de gaz. Toutefois, s'il faut également utiliser des compteurs de répartition du gaz humide pour les installations, l'utilisation d'un séparateur d'essai pour déterminer le RGL prend une importance supplémentaire, ainsi que la fonction de gestion des réservoirs.

11.4 Mesure du gaz combustible, du gaz injecté et du gaz canalisé

Lorsque le gaz est utilisé pour la prestation de services publics, comme l'injection de gaz, l'extraction d'oxygène et la production d'électricité, ou pour l'injection de gaz ou l'élimination de gaz acide, la mesure de la qualité du processus sera généralement considérée comme adéquate. Le niveau d'incertitude de mesure considéré comme approprié pour cette catégorie des systèmes de mesure est de $\pm 3\%$. L'utilisation d'un seul point de mesure sera normalement considérée comme suffisante pour rendre compte de l'ensemble de l'utilisation des services publics (à l'exclusion de l'injection de gaz). Toutefois, pour des raisons opérationnelles, l'exploitant peut souhaiter utiliser des compteurs distincts pour chaque unité de consommation d'une installation. Cela sera acceptable pour *l'organisme de réglementation*. Il faut inclure les détails du système de mesure choisi dans les documents envoyés à *l'organisme de réglementation* aux fins d'examen.

Si le gaz utilisé dans une installation ne provient pas du champ exploité par la plateforme mère, la mise en place d'autres procédures peut être nécessaire.

Lorsqu'un champ satellite est exploité au moyen de l'équipement de traitement d'une installation mère, il convient de prévoir une méthode de comptabilisation de la quantité de gaz utilisée pour l'exploitation du champ satellite. Dans certains cas, cela peut impliquer l'utilisation d'un équipement de mesure précis. Il est

également possible de tenir compte de l'utilisation du champ individuel en fonction des proportions relatives de services requis. Cela peut prendre en compte des facteurs comme le débit, les besoins de pompage ou de compression du gaz, de traitement de l'eau ou d'injection d'eau et tout autre service dont la prestation implique l'utilisation de gaz.

Si une installation manque de gaz et qu'il est nécessaire d'importer du gaz à partir d'un réseau pipelinier pour la production d'électricité et les services publics, il sera normalement nécessaire de disposer d'un système de comptage de la « qualité aux fins du prélèvement fiscal » pour comptabiliser le gaz importé, car le pipeline transportera du gaz mesuré aux fins du « prélèvement fiscal ».

La qualité du gaz transporté entre deux installations par un pipeline spécialisé en vue d'être utilisé sur la plateforme d'importation pour la prestation de services publics peut, en fonction du statut fiscal de l'installation d'exportation, être mesurée à des fins autres que le prélèvement fiscal.

11.5 Mesure du gaz torché ou des gaz évacués

Il faut mesurer ou calculer le gaz torché. Il faut mesurer les gaz évacués ou autrement en rendre compte. Dans les dernières années, les technologies de mesure du gaz torché ont connu des avancées importantes. Les exploitants sont encouragés à mesurer, dans la mesure du possible, les quantités de gaz évacués d'une installation. L'incertitude possible dans les systèmes de comptage du gaz torché sera de l'ordre de $\pm 5\%$ pour les réseaux-torches à haute pression et de $\pm 10\%$ pour les réseaux-torches à basse pression.

Se reporter aux exigences et aux orientations connexes sur le torchage et l'évacuation de gaz qui sont présentées aux articles 82 et 83 du *Règlement-cadre*.

12.0 Pétrole multiphase

La capacité de mesurer le pétrole, le gaz et l'eau avec un degré d'incertitude satisfaisant dans des mélanges multiphases sans avoir recours à des techniques de séparation coûteuses est peut-être le plus grand défi auquel se heurte l'industrie de la mesure du pétrole et du gaz.

La présente partie vise à fournir aux exploitants de l'orientation sur les considérations pertinentes concernant l'application potentielle, le choix, l'exploitation et la vérification des compteurs multiphases.

Tout exploitant qui envisage d'utiliser des compteurs multiphases doit communiquer avec l'*organisme de réglementation* le plus rapidement possible.

L'acceptabilité d'un compteur multiphase pour une mise en valeur particulière dépendra

dans une large mesure de l'adéquation entre les caractéristiques d'exploitation des instruments et les conditions de traitement prévues « en service ». Dans certaines circonstances, il peut être nécessaire de mettre en œuvre un programme de qualification de la technologie afin d'évaluer l'adéquation d'un compteur à un ensemble particulier de conditions de traitement. Se reporter à l'orientation fournie à la section 4.2 des présentes lignes directrices.

12.1 Mesure de la qualité du pétrole multiphase aux fins du prélèvement fiscal

Le comptage multiphase n'est pas l'option privilégiée pour les applications de mesure aux fins du prélèvement fiscal. Cela s'explique principalement par les difficultés à atteindre les niveaux d'incertitude souhaités et par les coûts élevés de la revérification sur place des compteurs pour les champs marginalement économiques.

12.2 Répartition des champs ou des plateformes

La première tâche à accomplir lorsque l'on envisage d'utiliser un compteur multiphase à des fins de répartition est de déterminer les niveaux d'incertitude appropriés pour chaque phase. Cela dépendra de la valeur de la phase et du taux de production. Il est clair que la mesure très précise d'une phase représentant une faible proportion de la production n'est probablement ni rentable ni nécessaire. La précision avec laquelle il est possible de déterminer les flux d'hydrocarbures prévaudra sur la précision des flux d'eau. Toutefois, la mesure de la fraction d'eau peut avoir une grande importance en fonction de la valeur absolue de la teneur en eau dans un écoulement multiphasique donné.

À l'heure actuelle, il n'existe pas de compteur multiphase « universel » couvrant tous les régimes d'écoulement et toutes les proportions de phases possibles de 0 à 100 % de pétrole, d'eau et de gaz. Il faut envisager dès le départ la nécessité possible d'utiliser, au début de la production, des types de compteurs multiphasés différents de ceux qui peuvent être nécessaires à différents stades de la durée de vie du champ. Une évaluation détaillée des profils de production prévus en matière d'évolution de la PGP et de la teneur en eau attendue pendant la durée de vie du champ donnera des indications sur les changements potentiels à prévoir dans les compteurs multiphasés.

Comme ces instruments présentent actuellement une grande incertitude, il existe un risque que l'incertitude aléatoire globale masque des erreurs systématiques importantes. Lorsque l'on envisage d'utiliser ces compteurs, la bonne répétabilité est un critère important à prendre en compte, en particulier lorsqu'il est possible de procéder à un étalonnage sur place. En considérant d'autres points de mesure dans l'ensemble du système de production et de transport, il est possible d'élaborer des procédures pour établir l'existence d'un biais et de prendre des mesures pour l'éliminer dans le cadre de la vérification

initiale. Si ces possibilités n'existent pas dans la conception de base des ouvrages de production, il faut envisager des modifications pour permettre la réalisation d'essais de vérification.

Il est impossible de suggérer des dispositions en matière de vérification à prendre dans le présent document, car toute disposition de ce type sera nécessairement adaptée au type particulier d'instruments et à l'environnement du processus dans lequel ils sont utilisés.

12.3 Répartition des puits

Il existe un certain nombre d'options pour l'utilisation de compteurs multiphases pour les essais de puits. Parmi les avantages potentiels, on peut citer l'élimination des séparateurs d'essai ou la réduction de la durée et de la fréquence des essais de puits. La mise en valeur de champs, de puits ou de gisements satellites sous-marins avec de longues conduites d'écoulement sous-marines peut également bénéficier de cette technologie. Ces avantages s'appliquent uniquement si les caractéristiques de traitement des champs individuels se prêtent à un tel traitement. En fonction de la configuration des conduites et de la stratégie de déploiement des compteurs multiphases, un autre avantage potentiel est la surveillance continue des puits ou, à défaut, la surveillance fréquente des puits à intervalles quotidiens.

Il est possible d'utiliser les compteurs multiphases des installations en surface seuls ou en combinaison avec un séparateur d'essai. Un compteur multiphase dans chaque conduite d'écoulement des puits peut fournir un niveau satisfaisant de renseignements sur la gestion des puits sans qu'il soit nécessaire d'utiliser un séparateur d'essai, bien que cela rende plus difficile l'extraction des échantillons de puits. Dans certains cas, un séparateur d'essai peut être nécessaire pour l'étalonnage des compteurs multiphases et l'échantillonnage des puits.

Si l'on propose de ne pas utiliser de séparateurs d'essai et de s'en remettre entièrement à des compteurs multiphases pour les essais de puits, il faut veiller à ce que toutes les conditions de traitement des puits se situent dans l'enveloppe de rendement des compteurs choisis. Si la plage de débits des puits que le système doit gérer est très large, il peut être nécessaire de mettre en place plus d'un compteur pour couvrir tous les débits et toutes les conditions de traitement probables. Étant donné qu'un seul compteur ou type de compteur peut ne pas couvrir l'ensemble des conditions probables pendant la durée de vie de l'installation, il convient d'envisager dès le départ la nécessité potentielle de modifier la taille ou le type d'instrument nécessaire.

Dans le cas de grappes de puits satellites sous-marins, il convient d'envisager l'utilisation de compteurs de puits individuels ou d'un seul compteur sur un collecteur d'essai. Si les propriétés du fluide de traitement sont telles qu'un

nettoyage au moyen d'un racleur n'est pas nécessaire, l'économie d'une canalisation d'essai sous-marine peut être importante par rapport aux coûts des compteurs multiphases sous-marins.

12.4 Normes

Se reporter à la norme *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20.3, Measurement of Multiphase Flow* de l'API.

Rapport sur le rendement des compteurs

Il est essentiel, lors de l'examen des énoncés de rendement et de précision d'un fabricant, de comprendre les implications de la manière d'exprimer la précision. La précision des compteurs multiphases est présentée de trois manières différentes :

- a) Pourcentage du débit volumétrique de phase;
- b) Pourcentage du débit multiphase total;
- c) Pourcentage du débit de gaz et de liquide plus l'incertitude absolue de la teneur en eau en phase liquide.

La méthode a) est privilégiée par les métrologues et représente clairement le rendement tel qu'il est énoncé. Cette méthode n'est peut-être pas la plus pratique pour les cas extrêmes de fractionnement des phases. Les méthodes b) et c), tout en citant des nombres relativement faibles de l'ordre de 5 à 10 % pour l'incertitude des phases gazeuses/liquides et de 2 ou 3 % pour le pourcentage de teneur en eau, peuvent néanmoins présenter des erreurs de phases individuelles très importantes de 100 % ou plus en fonction de la valeur absolue du pourcentage d'eau. Le guide *Handbook of Multiphase Flow Metering*, publié par la *Norwegian Society for Oil and Gas Measurement*, constitue un guide utile sur le comptage multiphase.

13.0 Eau produite et injectée

Lorsque l'eau est produite en association avec du pétrole ou du gaz ou injectée dans un réservoir afin de maintenir la pression ou aux fins d'élimination, la mesure de la qualité du processus sera généralement considérée comme adéquate. Le niveau d'incertitude de mesure considéré comme approprié pour cette catégorie des systèmes de mesure est de l'ordre de ± 4 %. Il faut inclure les détails du système de mesure choisi dans les documents envoyés à l'*organisme de réglementation* aux fins d'examen.

En ce qui concerne la répartition de la production d'eau à des puits individuels, une précision de ± 5 % est considérée comme raisonnable.

14.0 Mesure et injection de déblais de forage et de fluides résiduels

Il faut mesurer tous les fluides et les déblais injectés dans un puits. Les déblais de forage et la boue sont des exemples de fluides résiduels. Il faut inclure les détails du système de mesure choisi dans les documents envoyés à l'*organisme de réglementation* aux fins d'examen.

En ce qui concerne la répartition de l'injection de déblais de forage et de fluides résiduels à des puits individuels, une précision de $\pm 15\%$ est considérée comme raisonnable.

15.0 Procédures d'exploitation

15.1 Systèmes de mesure des hydrocarbures liquides

Ces procédures comprennent le comptage du volume d'hydrocarbures liquides, avec un accent particulier sur la mesure du pétrole brut, et sont basées sur les caractéristiques opérationnelles attendues d'une station de comptage typique équipée de compteurs à turbine. Lorsque l'utilisation d'autres types de compteurs a été approuvée, une variante de ces procédures peut être appropriée. Le rendement de chaque station de comptage dépendra des caractéristiques particulières du système de comptage et du système d'écoulement, ainsi que du type d'hydrocarbure mesuré : il peut donc être nécessaire de s'écarter de ces procédures dans des cas particuliers, par exemple pour la mesure du pétrole brut très visqueux ou de fluides à faible pouvoir lubrifiant comme le condensat de gaz.

Les exploitants sont tenus de soumettre leurs propositions concernant l'exploitation et l'étalonnage de leurs systèmes de comptage à l'*organisme de réglementation* avant le début de la mise en service et de l'exploitation.

15.1.1 Étalonnage des compteurs étalons

L'étalonnage des boucles d'étalonnage doit avoir lieu dans les installations du fabricant selon les méthodes décrites dans les normes ISO ou de l'API, dans le cadre de la vérification des systèmes et après l'installation sur place. Il faut envoyer deux exemplaires des certificats d'étalonnage pour chacune d'entre elles et pour tout étalonnage ultérieur à l'*organisme de réglementation*. Il faut soumettre les certificats au C-TNLOHE à l'adresse information@cnlopb.ca ou à l'OCNEHE à l'adresse info@cnsopb.ns.ca. Ces certificats doivent indiquer les numéros de référence des détecteurs sphériques utilisés pour l'étalonnage et la traçabilité par rapport aux normes nationales des appareils d'étalonnage. Il faut également étalonner les compteurs et l'équipement connexe conformément à la partie 14 du règlement de l'Alberta intitulé *Oil and Gas Conservation Regulations*.

Tant qu'une station de comptage est en service, il faut étalonner les boucles d'étalonnage au moins une fois par an. Lorsque cela n'est pas possible pour des raisons opérationnelles ou météorologiques, un délai de grâce de deux mois sera

accordé. L'exploitation au-delà de cette période nécessite une autorisation de la part de l'*organisme de réglementation*.

Pour les champs de petite taille ou marginaux ou les champs qui sont en déclin et qui produisent à un taux qui n'est qu'une fraction du taux initialement approuvé dans le plan de mise en valeur (c.-à-d. une réduction de la fréquence de transfert de propriété/de déchargement), l'*organisme de réglementation* peut envisager d'allonger l'intervalle d'étalonnage des compteurs étalons au-delà de 12 mois, à condition que les conditions suivantes soient remplies :

- Au cours des cinq plus récents étalonnages des compteurs étalons, chaque volume étalonné est resté dans une plage de $\pm 0,02$ % de sa moyenne.
- Les cinq plus récents étalonnages des compteurs étalons montrent que du premier au cinquième étalonnage, le changement de chaque volume étalonné est de $\pm 0,02$ %.

Les exploitants qui souhaitent envisager la possibilité de prolonger l'étalonnage des compteurs étalons au-delà de 12 mois et dont les systèmes répondent aux critères susmentionnés doivent communiquer avec l'*organisme de réglementation* afin d'en discuter davantage.

L'inspection de toutes les vannes et de tous les instruments essentiels ainsi que des débitmètres sphériques, la vérification de la taille des débitmètres, de la sphéricité, etc., doivent avoir lieu avant l'étalonnage. Après l'étalonnage, il faut sceller les détecteurs sphériques et les interrupteurs.

Il ne faut pas entreprendre de travail d'entretien sur le compteur étalon susceptible d'affecter le volume balayé (par exemple, le remplacement des détecteurs sphériques et des interrupteurs) sans en informer au préalable l'*organisme de réglementation*, qui indiquera si un réétalonnage est nécessaire.

En vertu de l'article 78 du *Règlement-cadre*, l'*organisme de réglementation* doit être informé au moins 30 jours à l'avance de tout étalonnage des boucles d'étalonnage afin que des dispositions puissent être prises en matière d'observation.

15.1.2 Détermination des caractéristiques des compteurs

Pour les compteurs nouveaux ou modifiés que l'on utilisera sur une large plage de débit couvrant des débits inférieurs à 50 % du maximum, il faut déterminer les courbes caractéristiques de l'indice du compteur en fonction du débit pour chaque compteur. Ces courbes doivent couvrir une plage d'environ 20 % à 100 % du débit maximal, sous réserve de toute restriction de débit des systèmes. Ces courbes permettent de déterminer les variations de débit admissibles pour un réglage donné de l'indice des compteurs.

Les compteurs qu'il faut uniquement utiliser normalement à un débit maximal supérieur à 50 %, sauf pendant le démarrage et l'arrêt, ne sont pas soumis à l'exigence ci-dessus, à condition que l'on soit en mesure de démontrer que la variation de l'indice des compteurs ne dépasse pas 0,1 % sur la plage de débit de fonctionnement.

15.1.3 Étalonnage de contrôle des compteurs en service

Les exigences régissant les intervalles entre l'étalonnage de contrôle des compteurs sont les suivantes :

- Pour une station de comptage nouvellement mise en service dans un système de production continue (par opposition au chargement de pétroliers), il faut effectuer l'étalonnage de contrôle des compteurs trois fois par semaine, à des intervalles à peu près égaux. Si la dispersion de l'indice des compteurs est acceptable pour *l'organisme de réglementation*, il est possible de réduire cette fréquence à deux fois par semaine à la fin du premier mois et à une fois par semaine à la fin du deuxième mois;
- Pour les systèmes de chargement de pétroliers, la fréquence d'étalonnage de contrôle dépend de la durée du chargement et des caractéristiques de chaque système de production. En général, il faut effectuer l'étalonnage de contrôle une fois pendant le chargement des pétroliers, lorsque l'écoulement est stabilisé.

Il faut également effectuer l'étalonnage de contrôle des compteurs dans les conditions suivantes :

- a) Lorsque le débit à travers les compteurs change de façon importante. Cette variation de débit dépendra du gradient des caractéristiques d'écoulement des compteurs dans toute installation particulière et sera normalement telle qu'une variation de débit n'entraîne pas une variation d'indice des compteurs supérieure à 0,1 %. Si la variation de débit est planifiée à long terme, il faut étalonner de nouveau le ou les compteurs à la première occasion. Si la variation de débit n'est pas planifiée, il faut étalonner à nouveau les compteurs si sa durée estimée est de six heures ou plus;
- b) Lorsqu'un changement important d'une variable du processus comme la température, la pression ou la densité des hydrocarbures liquides se produit pendant des périodes prolongées, comme pour le débit au point a) ci-dessus, une variation d'indice des compteurs de 0,1 % ou plus est susceptible de se produire. Les valeurs pratiques de ces limites sont de l'ordre de 5 °C (température), 1 000 kPa (pression) et 2 % (densité);
- c) En cas de dépôt de tartre ou de cire, il peut être nécessaire d'augmenter la fréquence d'étalonnage de contrôle jusqu'à ce que le problème soit résolu.

Lorsqu'on utilise des compteurs qui ne sont pas des compteurs à turbine, l'*organisme de réglementation* déterminera le type et la fréquence de l'indice des compteurs fournis par l'exploitant au cas par cas après consultation de ce dernier. On tiendra compte du type de compteurs, du fluide de traitement et du cycle de charge d'exploitation. Lorsqu'on utilisera des compteurs exploitant une nouvelle technologie, des périodes d'évaluation et des essais supplémentaires seront généralement nécessaires avant l'approbation d'un calendrier d'exploitation à long terme.

15.1.4 Indices des compteurs

Les indices des compteurs doivent être basés sur la moyenne d'au moins cinq essais d'étalonnage de contrôle. Le résultat des cinq essais d'étalonnage de contrôle consécutifs doit se situer à $\pm 0,05$ % de la valeur moyenne. Les détails complets des essais, ainsi que les débits, les pressions et les températures doivent être consignés dans le dossier d'étalonnage de contrôle des compteurs.

Dans des situations particulièrement difficiles, lorsque le processus n'est pas suffisamment stable aux fins d'étalonnage de contrôle, il est possible de convenir d'un régime d'étalonnage de contrôle particulier après consultation de l'*organisme de réglementation*. L'objectif d'un régime d'étalonnage de contrôle non standard est de parvenir à un bon indice des compteurs moyen qui représente le rendement des compteurs dans des conditions d'exploitation instables. En cherchant à déterminer l'indice des compteurs dans des conditions de traitement instables, il est reconnu qu'une proportion importante de la variabilité de l'indice des compteurs n'est pas due à la répétabilité intrinsèque des compteurs, mais aux variations des conditions de traitement pendant l'étalonnage de contrôle des compteurs.

Pour les installations de comptage dont l'indice des compteurs est réglé manuellement, il faut effectuer le changement d'indice de manière à éviter toute perte dans la mesure du débit. En outre, une deuxième personne doit vérifier le nouvel indice établi et apposer sa signature dans le dossier d'étalonnage de contrôle des compteurs.

15.2 Systèmes de mesure du gaz

Ces procédures concernent le comptage du pétrole en phase gazeuse. Elles peuvent également s'appliquer au gaz à haute pression, qui est parfois qualifié de « fluide en phase dense ». Ces procédures concernent principalement les stations de comptage des diaphragmes à orifice. De nombreuses dispositions s'appliqueront aux stations de comptage utilisant d'autres technologies de mesure et varieront, le cas échéant.

Les exploitants sont tenus de soumettre leurs propositions concernant l'exploitation et la vérification périodique de leurs systèmes de comptage à l'*organisme de réglementation* avant le début de la mise en service et de l'exploitation. Elles comprendront les intervalles d'étalonnage proposés pour les instruments auxiliaires.

15.2.1 Avant la mise en service

L'exploitant doit préparer un calendrier des essais préalables à la mise en service destinés à démontrer l'exploitabilité des aspects principaux de la métrologie, comme décrit dans la *norme ISO 5167-1*. En particulier, il faut examiner l'intérieur des conduites des compteurs et des diaphragmes à orifice pour s'assurer qu'ils sont conformes aux dispositions pertinentes de la norme.

15.2.2 Précautions de démarrage

Si le processus en amont des compteurs risque de contenir des débris, y compris de la poussière, de la calamine ou d'autres corps étrangers, il faut envisager l'utilisation de plaques de « démarrage » afin d'éviter d'endommager les éléments principaux pour un service de comptage à long terme. Il faut isoler les instruments susceptibles d'être endommagés ou défectueux s'ils sont exposés à des corps étrangers du processus pendant les 24 à 48 heures suivant le démarrage. Les instruments les plus susceptibles d'être affectés sont les densitomètres et les chromatographes en phase gazeuse. Pendant cette période, les débitmètres-ordinateurs doivent de préférence utiliser une composition de gaz par défaut pour calculer la densité de gaz dans les conditions d'exploitation ou utiliser une valeur du clavier de densité de gaz représentative des conditions d'exploitation. Dès que le nettoyage est terminé, l'ordinateur doit continuer à transmettre la densité en temps réel.

15.2.3 Mesure de la pression différentielle

Il faut étalonner les transmetteurs de pression différentielle à une pression statique élevée représentative de la pression d'exploitation normale des instruments. Lorsque cela n'est pas possible, il faut réaliser un étalonnage de la pression statique élevée dans une installation d'étalonnage appropriée et, par la suite, l'enregistrer à la pression atmosphérique aux fins de vérification périodique en mer. Comme aucune installation locale n'est disponible pour cette technique, l'incertitude globale de la précision de comptage doit prendre en compte les effets liés à l'étalonnage à différentes pressions statiques.

15.2.4 Instruments auxiliaires

Il faut préparer des procédures détaillées pour la vérification des instruments auxiliaires (pression, température, chromatographie en phase gazeuse, densité,

densité relative, etc.), le cas échéant, aux fins d'examen par l'*organisme de réglementation*.

Les systèmes d'échantillonnage pour la caractérisation des produits peuvent utiliser des méthodes conventionnelles ou, le cas échéant, des chromatographes en phase gazeuse en ligne.

L'étalonnage doit être effectué à l'aide d'équipement d'essai spécialisé pour les systèmes de comptage et traçable par rapport aux normes nationales.

Il faut inclure la fréquence de réétalonnage pour chaque composant du système dans le document sur les procédures. Au départ, la fréquence d'étalonnage de la plupart des composants devrait être mensuelle. Au fur et à mesure qu'un historique de la stabilité des instruments est établi, il peut être approprié d'augmenter les intervalles de réétalonnage. Comme il s'agirait d'une modification de la « méthode de mesure », l'exploitant doit demander l'autorisation avant l'assouplissement des procédures d'étalonnage. Pour étayer une telle demande, il sera nécessaire de montrer que les instruments restent dans les limites de tolérance lors d'un certain nombre de réétalonnages successifs et qu'ils sont remis en service dans l'état où on les a trouvés.

L'*organisme de réglementation* peut envisager un calendrier de réétalonnage basé sur des procédures de « vérification de l'état » dans les cas où des systèmes d'analyse des données et des signaux sont en place pour surveiller l'état des instruments et indiquer lorsqu'ils s'écartent de leurs normes de conception. Si un exploitant souhaite adopter de telles procédures, il doit en informer l'*organisme de réglementation*. Cela doit inclure une analyse des effets de ces procédures sur l'incertitude globale du système de comptage.

Pour calculer l'incertitude globale des installations de comptage, les exploitants doivent utiliser des valeurs réalistes « sur le terrain » pour les instruments auxiliaires plutôt que les valeurs déclarées par les fabricants. L'incertitude déclarée par les fabricants pour leur équipement est généralement la meilleure qu'il est en mesure de fournir dans des conditions de laboratoire idéales.

Dans le cas des transmetteurs de pression différentielle, il est important d'utiliser des données réalistes sur le terrain, car le choix de la valeur d'incertitude a une incidence sur le réglage des points de transition pour les systèmes intégrant des transmetteurs de basse et de haute pression.

Les tolérances utilisées lors du réétalonnage des instruments auxiliaires doivent être établies à un niveau qui, tout en n'étant pas trop serré au point de rendre leur atteinte dans les conditions de terrain extrêmement difficile, ne doit pas être trop laxiste au point de risquer de compromettre l'incertitude globale ciblée pour la catégorie de mesure en question.

Lorsque la densité est calculée à partir d'une analyse de la composition et des conditions de traitement de pression et de température à l'aide d'une équation d'état approuvée, la précision des instruments auxiliaires revêt une importance supplémentaire. Les sensibilités typiques de la densité calculée des variables de traitement sont les suivantes :

Variable	Variation	Variation de la densité (%)
Pression	1 %	1,0
Température	1 °C	0,7
Poids moléculaire	1 %	1,6

15.2.5 Inspection des diaphragmes à orifice et des conduites des compteurs

Au départ, l'intervalle entre deux inspections successives des diaphragmes à orifice doit être d'un mois.

Lorsqu'on a établi que la contamination des diaphragmes est improbable, il est possible de prolonger cet intervalle après consultation de l'*organisme de réglementation*. Voici un exemple de séquence d'inspection typique, en supposant que l'état des diaphragmes est satisfaisant à chaque fois :

- Six inspections des diaphragmes à des intervalles d'un mois;
- Deux inspections des diaphragmes à des intervalles de trois mois;
- Deux inspections des diaphragmes à des intervalles de six mois;
- Inspection annuelle des diaphragmes.

En cas de contamination des diaphragmes, il faut automatiquement revenir à l'étape précédente de la fréquence d'inspection dans la séquence ci-dessus. Toutefois, il faut inspecter les diaphragmes à la suite d'une perturbation opérationnelle susceptible de les endommager.

Lors de l'examen d'un diaphragme à orifice sur le terrain, il n'est pas nécessaire de procéder à un examen complet de calibrage selon les tolérances de la *norme ISO 5167-1*. Les principaux points à vérifier lors de l'inspection sur le terrain d'un diaphragme à orifice sont la planéité du diaphragme, sa propreté, l'absence de dommages sur ses surfaces et, en particulier, l'état de l'arête vive (endommagée ou arrondie).

Il peut être nécessaire, de temps à autre, d'examiner l'état des conduites des systèmes de comptage de la pression différentielle (diaphragme à orifice ou débitmètre Venturi) pour s'assurer que la corrosion, l'érosion ou la contamination ne sont pas susceptibles d'affecter la précision des compteurs. Ces examens peuvent être jugés nécessaires si les examens périodiques des

diaphragmes révèlent une contamination persistante. Il faut accorder une attention particulière à la section d'une longueur correspondant à deux fois le diamètre des conduites en amont du diaphragme à orifice et à l'état de la pénétration des prises de pression à travers la paroi de la conduite des compteurs. Si l'on utilise des tranquilliseurs d'écoulement, il faut également les examiner.

15.2.6 Autres compteurs

Lorsque l'on utilise des compteurs autres que des débitmètres à diaphragme, comme des compteurs à turbine ou à ultrasons à trajets multiples, seuls ou combinés, il faut discuter des procédures d'exploitation et de vérification appropriées à l'étape de la conception avec l'*organisme de réglementation*.

15.3 Systèmes de mesure multiphase

Les exploitants doivent discuter des détails de leurs procédures d'exploitation proposées à un stade précoce avec l'*organisme de réglementation*. Il faut étudier toutes les possibilités de vérification périodique. Cela impliquera probablement d'utiliser l'interruption planifiée des flux de production contributeurs afin d'assurer le bon fonctionnement continu des compteurs. Il faut également mettre en place des plans pour utiliser de manière opportuniste les arrêts non planifiés afin de fournir des preuves du rendement des compteurs.

La technologie se développant rapidement, les exploitants doivent continuer à surveiller les évolutions susceptibles d'affiner leur capacité d'instrumentation grâce à des techniques de traitement des signaux de plus en plus sophistiquées. Au fur et à mesure que notre compréhension du comptage multiphase progresse, il existe de larges possibilités d'utiliser des techniques avancées de traitement des signaux afin d'obtenir plus de renseignements de meilleure qualité à partir du matériel de comptage multiphase existant.

15.4 Procédures générales

Il faut exploiter et entretenir les stations de comptage conformément aux recommandations des fabricants. Il faut accorder une attention particulière à la stabilisation de l'écoulement avant l'étalonnage de contrôle des compteurs et la vérification de l'étanchéité des vannes d'isolement et de purge.

Il faut utiliser les totaux de compensation de température associés aux compteurs individuels comme base des mesures approuvées à chaque station de comptage.

15.4.1 Documentation des stations de comptage

L'exploitant doit tenir un carnet de bord (rédigé à la main ou dans un format électronique approuvé par l'*organisme de réglementation*) pour le compteur étalon, détaillant tout étalonnage, tous les numéros de série des détecteurs sphériques et tout travail d'entretien effectué sur la boucle d'étalonnage et l'équipement associé.

Il doit tenir un manuel ou un registre électronique approuvé par l'*organisme de réglementation* pour chaque compteur et indiquer les détails suivants :

- Le type et les caractéristiques d'identification, y compris l'emplacement et le produit mesuré;
- Les relevés du ou des totalisateurs au début du comptage;
- Toutes les réparations ou tous les réglages mécaniques ou électriques effectués sur les compteurs ou leur équipement de lecture;
- Les erreurs de comptage dues au dysfonctionnement de l'équipement, à une exploitation incorrecte, etc., y compris la date, l'heure et les relevés des totalisateurs, à la fois au moment de la détection d'une condition d'erreur et lorsque les mesures correctives sont achevées;
- Les alarmes, ainsi que les raisons qui expliquent leur déclenchement;
- Toute panne des compteurs ou retrait du service normal, y compris l'heure des relevés et les valeurs des totalisateurs;
- Le remplacement des sceaux de sécurité lorsqu'ils sont brisés;
- L'enregistrement de toutes les activités de recirculation.

L'exploitant doit également tenir un registre d'étalonnage de contrôle de chaque compteur, en indiquant tous les détails de chaque étalonnage de contrôle. Il est possible de conserver ce registre sur support papier ou dans un format électronique approuvé par l'*organisme de réglementation*, et il doit inclure un diagramme d'étalonnage ou une carte de contrôle semblable, de manière qu'il soit possible de détecter facilement toute fluctuation ou tout changement excessifs de l'indice des compteurs.

Il faut également tenir un registre manuel ou effectuer un enregistrement automatique, à des intervalles ne dépassant pas quatre (4) heures, pour les paramètres suivants :

- Tous les relevés du totalisateur des compteurs;
- Le débit des compteurs (ainsi que l'indice des compteurs pertinents), la pression et la température et (si elle est mesurée en continu) la densité;
- Tout changement dans les relevés des registres du comparateur d'impulsions des compteurs.

L'une de ces séries de relevés doit être effectuée à minuit ou à l'heure convenue pour la collecte des données de fermeture quotidiennes, si elles diffèrent.

D'autres paramètres comme la densité des liquides et le pourcentage de teneur en eau et en sédiments doivent être enregistrés à des intervalles convenus, s'ils ne sont pas déjà inclus dans le registre automatique.

Il faut conserver les registres des paramètres comme le débit des compteurs, la température et la densité des liquides à la station de comptage pendant au moins quatre (4) mois.

Tous les documents susmentionnés doivent être disponibles à tout moment raisonnable aux fins d'inspection par un agent du contrôle de l'exploitation.

15.4.2 Rapport direct à l'organisme de réglementation

Conformément au paragraphe 77(2) et aux articles 162 et 170 du *Règlement-cadre*, les exploitants doivent informer l'*organisme de réglementation* avant toute activité d'entretien ou de réétalonnage des systèmes de mesure et d'étalonnage de contrôle. L'*organisme de réglementation* doit également être informé de toute situation anormale ou erreur susceptible de nécessiter des ajustements importants du débit total des compteurs.

S'il faut enlever ou remplacer un débitmètre, il faut envoyer un avis à l'*organisme de réglementation* détaillant les numéros de série des compteurs concernés et les raisons de la mesure prise.

Lorsqu'il faut apporter des corrections aux données totalisées des compteurs en raison d'erreurs de comptage connues, il faut soumettre un rapport à l'*organisme de réglementation* détaillant l'heure de l'événement, les relevés des totalisateurs au début et à la fin, les corrections à apporter à ces relevés et les raisons expliquant les erreurs survenues.

En cas de défaillance d'un débitmètre, il faut informer l'*organisme de réglementation* conformément au processus décrit dans la *procédure de signalement des incidents et d'enquête*. L'avis écrit doit inclure des détails des mesures correctives prises, y compris la procédure utilisée pour estimer les volumes pendant que le compteur est hors service. Il faut informer l'*organisme de réglementation* ou l'agent du contrôle de l'exploitation lorsque l'on a rectifié la situation et réparé/remplacé le débitmètre et lorsque celui-ci fonctionne correctement.

16.0 Bibliographie

1. *API Manual of Petroleum Measurement Standards (plusieurs volumes avec différentes dates de publication).*
2. *Chisholm, D. (1977). Two Phase Flow Through Sharp Edged Orifices. Research Note. Journal of Mechanical Engineering Science.*
3. *C-TNLOHE/OCNEHE, Lignes directrices sur l'acquisition de données.*
4. *C-TNLOHE/OCNEHE, Lignes directrices pour la notification des incidents et la réalisation des enquêtes.*
5. *Department of Energy and Climate Change, Royaume-Uni, Guidance Notes for Standards for Petroleum Measurement Under the Petroleum (Production) Regulations de l'Oil and Gas Office, décembre 2003, numéro 7.*
6. *Energy Institute, HM 23 Fidelity and security of measurement data transmission systems. Section 1: Electric and/or electronic pulsed data cabled transmission for fluid metering systems.*
7. *Handbook of Multiphase Metering, Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, mars 2005.*
8. *ISO 3171, Produits pétroliers liquides – Échantillonnage automatique en oléoduc, 1988.*
9. *ISO 5167-1, Mesurage de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire – Partie 1 : Principes généraux et exigences générales, 2003.*
10. *Jamieson, A. W. et Dickenson, P. F. (1993). High Accuracy Wet Gas Metering. North Sea Flow Measurement Workshop.*
11. *Murdock, J. W. (1962). Two-Phase Flow Measurements with Orifices. Journal of Basic Engineering.*