

Lignes directrices sur les rapports mensuels de production

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

Télec. : 709 778-1473

ISBN : 978-1-77865-022-2

Résumé des changements		
Date de révision	Sections (le cas échéant)	Description du changement
28 octobre 2024		On a mis les présentes lignes directrices dans le nouveau format et le nouveau style, on a mis à jour les références aux règlements et l'on a mis à jour les codes de l'annexe C afin d'enlever les anciens codes et d'inclure les nouveaux.

Avant-propos

L'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE ou *l'organisme de réglementation*) a publié les présentes lignes directrices afin d'aider les exploitants à soumettre les rapports mensuels de production exigés en vertu de l'article 198 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 comment l'on peut 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 paragraphes 151.1(1) et 205 067(1) de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador*, L.C. 1987, ch. 3 (LMOAACTNL), et aux paragraphes 147(1) et 201.64(1) de la *Canada-Newfoundland AMD Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland AMD Labrador Act*, RSNL 1990, ch. C-2. 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 ou aux règlements des 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	RELEVÉS MENSUELS ET FEUILLES DE CALCUL DE PRODUCTION	9
4.1	Relevé mensuel de production NF-S1	9
4.2	Feuille de calcul mensuelle des essais au prorata NF-S1a	13
4.3	Relevé mensuel d'élimination NF-S2	16
4.4	Feuille de calcul mensuelle des détails sur les pétroliers NF-S2a	23
4.5	Relevé mensuel d'injection/d'évacuation NF-S18	25
	ANNEXE A – FORMAT PDF	32
	ANNEXE B – FICHER PLAT EN FORMAT ASCII	39
	ANNEXE C – IDENTIFIANTS ET CODES ASSIGNÉS	51
	Tableau A – Identifiants	51
	Tableau B – Exigences de codage des puits et des gisements	54
	Tableau C – Codes de modification	55
	Tableau D – Codes de types de réception et de livraison	56
	Tableau E – Codes des fluides	57

1.0 Acronymes et abréviations

C-TNLOHE	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
DE	Délégué à l’exploitation
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
LMOAACTNL¹	<i>Loi de mise en œuvre de l’Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador</i>
PDF	Format de document portable (format de fichier créé par Adobe)
PGP	Proportion gaz-pétrole
RAP	Récupération assistée du pétrole
RPE	Rapport pétrole-eau

2.0 Définitions

Les termes comme « autorisation », « agent principal du contrôle de 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*.²

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

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 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.
<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.</i>

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

² LMOAACTNL 2, 135.

Zone extracôtière« Zone extracôtière » au sens des *lois de mise en œuvre*.**3.0 Objectif et portée**

L'objectif des présentes lignes directrices est d'aider les exploitants à soumettre des rapports mensuels de production dans le cadre de projets de production en vertu de l'article 198 du *Règlement-cadre*. Les exigences et les orientations connexes pour la mesure et la mise à l'essai de la production sont présentées aux articles 74 à 76 du *Règlement-cadre*. Avant de commencer la production d'un champ, l'exploitant doit obtenir l'approbation du délégué à l'exploitation concernant le système d'écoulement et les procédures de calcul et de répartition du débit à utiliser conformément aux exigences et orientations connexes présentées à l'article 14 du *Règlement-cadre*. Il faut déterminer le volume indiqué dans le rapport mensuel de production à l'aide des installations et des procédures de comptage approuvées par le DE. L'orientation fournie se limite aux installations produisant du pétrole. Si l'on a l'intention de produire du gaz à partir d'une installation, il faut en informer l'*organisme de réglementation*, car une révision des présentes lignes directrices sera nécessaire.

Il faut soumettre les relevés mensuels et les feuilles de calcul pertinents avec les rapports de production mensuels.

Il existe trois types de relevés mensuels :

- Relevé mensuel de production NF-S1;
- Relevé mensuel d'élimination NF-S2;
- Relevé mensuel d'injection/d'évacuation NF-S18.

Il existe deux types de feuilles de calcul mensuelles :

- Feuille de calcul mensuelle sur les essais de production NF-S1a;
- Feuille de calcul mensuelle des détails sur les pétroliers NF-S2a.

Il faut soumettre tous les relevés et toutes les feuilles de calcul qui composent les rapports mensuels de production à l'*organisme de réglementation* par voie électronique, en format PDF et ASCII (fichier plat), au plus tard le 15^e jour du mois suivant.

Pour chaque type de rapport, deux formats sont nécessaires.

- **Format PDF** – se reporter à l'annexe A pour obtenir de l'orientation sur les formulaires dans ce format. Les données présentées dans les relevés et les feuilles de calcul de l'annexe A représentent également un scénario de terrain réaliste que l'exploitant est invité à reproduire en format PDF et ASCII pour vérifier la conformité aux exigences en matière de soumission. Ces formats sont conçus comme des « modèles » à partir desquels un exploitant doit concevoir son système de production de rapport. Il faut

également soumettre les documents PDF en format 8,5 pi x 14 pi (format paysage), en indiquant « Page _ de _ » dans le titre de bas de page du document.

- **Fichier plat en format ASCII** – se reporter à l'annexe B pour obtenir de l'orientation sur les formulaires dans ce format. Avant qu'un champ n'entre en production, l'exploitant doit soumettre un fichier de données basé sur le scénario de terrain représenté à l'annexe A pour démontrer qu'il est en mesure de se conformer aux exigences en matière de soumission.

Exigences générales applicables à tous les relevés et à toutes les feuilles de calcul

- Les formats fournis servent de modèles selon lesquels un exploitant doit concevoir son système de déclaration. Chaque relevé ou feuille de calcul comprend des renseignements d'en-tête, une ou plusieurs sections de données propres à la déclaration ou à la feuille de calcul et des coordonnées.
- L'en-tête situé en haut de chaque page doit indiquer l'exploitant, l'année et le mois de production, le champ, la région, l'installation, l'état des modifications et le numéro de page. L'en-tête doit apparaître sur chaque page du relevé ou de la feuille de calcul.
- La partie concernant les données du relevé ou de la feuille de calcul est organisée en une ou plusieurs sections de données. Il faut remplir chaque section de données avant d'en commencer une autre avec des données récapitulatives, comme des totaux fournis à la fin de chaque section de données.

Les coordonnées de la « personne-ressource » indiquent la personne désignée par l'exploitant comme responsable des données soumises à l'*organisme de réglementation*. Les coordonnées des « personnes-ressources » doivent figurer à la dernière page du relevé ou de la feuille de calcul. La personne responsable de l'exactitude et de l'intégrité des données doit vérifier chaque relevé ou feuille de calcul.

Lors de la soumission des données :

- Il est recommandé d'utiliser le système international d'unités.
- Il faut rapporter les données sous forme volumétrique selon les exigences suivantes :
 - Liquides : en mètres cubes (m^3) à 15 °C et 101,325 kPa, rapportés à une décimale près.
 - Gaz : en milliers de mètres cubes ($10^3 m^3$) à 15 °C et 101,325 kPa, rapportés à une décimale près.
- Lorsque les zones assignées pour les données volumétriques sont laissées en blanc, ces zones seront réputées être 0,0.

S'il est nécessaire d'utiliser un autre format que celui susmentionné pour la soumission des données, l'exploitant doit obtenir l'approbation du DE. Tous les relevés et toutes les feuilles de calcul doivent être vérifiés par une personne ayant certifié que les renseignements fournis

sont exacts et que les zones attribuées aux données volumétriques sont censées être nulles, si elles sont laissées en blanc. Toute modification des données doit être soumise de façon officielle.

Lorsqu'un exploitant souhaite modifier des données qu'il a soumises à l'*organisme de réglementation*, il doit soumettre une modification du relevé ou de la feuille de calcul précédemment soumise. Étant donné que les relevés modifiés nécessitent souvent des modifications correspondantes à d'autres relevés ou feuilles de calcul associés, les modifications déposées en format électronique doivent consister en un ensemble complet de données comprenant tous les relevés ou toutes les feuilles de calcul, que la modification des données les concernent ou non. Les modifications soumises en format PDF peuvent toutefois se limiter aux relevés ou feuilles de calcul concernés.

Il faut soumettre les modifications concernant les mois de production passés séparément des rapports mensuels soumis de façon périodique.

Les sections suivantes contiennent des renseignements sur le format de chaque type de rapport.

4.0 Relevés mensuels et feuilles de calcul de production

4.1 Relevé mensuel de production NF-S1

Le relevé NF-S1 est un relevé mensuel de production de pétrole brut, de bitume brut, de condensat, de gaz et d'eau pour un ou plusieurs puits. Il faut déclarer la production pour tous les puits de production et d'injection, qu'ils aient été ou non en activité au cours de la période de production de rapport. Lorsque les sections suivantes mentionnent des codes assignés, l'exploitant doit se reporter au tableau approprié de l'annexe C pour connaître les exigences de codage pertinentes. La version PDF du relevé NF-S1 figurant à l'annexe A devrait être lue conjointement à l'orientation fournie dans les sections suivantes, et les exigences à respecter en matière de soumission des relevés NF-S1 en format ASCII (fichiers plats) sont fournies à l'annexe B.

Détermination de l'en-tête	
Nom et adresse de l'exploitant	Indiquer le nom et l'adresse postale de l'exploitant de l'installation.
Détails du mois visé	
Année	Indiquer l'année des rapports sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.
Mois	Indiquer le mois visé (de 01 à 12).
Exploitant	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'exploitant.
Champ	Indiquer le code alphanumérique attribué au champ.
Région	Indiquer le code alphanumérique attribué à la région.
Installation	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'installation.
Détails du mois de modification	

Année	Indiquer l'année de la modification sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.	
Mois	Indiquer le mois de la modification (de 01 à 12).	
Jour	Indiquer le jour de la modification (de 01 à 31).	
Code	Indiquer le code de modification à deux chiffres pertinent pour indiquer la raison principale de la modification :	
REMARQUE : Il est possible d'utiliser un seul code en association avec un relevé modifié ou sa feuille de calcul associée. S'il faut modifier le relevé NF-S1 et la feuille de calcul NF-S1a et s'il existe plus d'une raison (code) pour ce changement, utiliser le code 99 sur les deux versions du relevé et de la feuille de calcul soumis.	Description de la modification	Code
	• codes d'identification	01
	• au prorata	02
	• heures	03
	• numéro de cycle	04
	• coordonnées	05
	• recoupement NF-S1/NF-S2	06
	• autres	50
	• deux ou plusieurs des éléments ci-dessus	99
Détermination des personnes-ressources		
Nom de la ou des personnes-ressources	Indiquer le nom de la personne responsable de l'exactitude et de l'intégrité des données soumises.	
Date	Indiquer l'année, le mois et le jour où les données ont été créées.	
Indicatif régional/téléphone	Indiquer le numéro de téléphone de la personne responsable.	
Détails des puits	Déclarer les détails d'un puits sur la base d'un gisement. Lorsque la production combinée de deux ou plusieurs gisements a été approuvée, l'exploitant doit utiliser plusieurs lignes au besoin.	
Identifiant du puits et du gisement	Se reporter au tableau B de l'annexe C pour connaître les exigences en matière de codage.	
Champ (Fld)	Quatre (4) caractères alphanumériques du champ	
Unité (U)	Un (1) caractère alphanumérique du champ (A à P)	
Section (Sec)	Trois (3) caractères numériques du champ (001 à 100)	
Séquence de puits (Seq)	Trois (3) caractères numériques du champ (001 à 999)	
Puits dérivé (S)	Un (1) caractère alphanumérique du champ (en blanc, Z à A)	
Nom du puits	Indiquer le nom du puits désigné par l'exploitant.	
Identifiant du gisement	Six (6) caractères alphanumériques du champ	
Essai du rapport eau-gaz	Pour les puits de gaz uniquement. Se reporter à la section 40 – Installations de gaz (ajout futur).	
Proportion gaz-pétrole	Indiquer la PGP lorsqu'une exemption de mesurage du gaz dans une installation ou un puits a été approuvée. Actuellement non actif – disposition future.	
Numéro de cycle (CYC)	Pour les puits impliqués dans des opérations de recyclage, indiquez le numéro de cycle. Où les opérations de recyclage sont effectuées : • Répéter l'identifiant du puits et l'identifiant du gisement pour chaque numéro de cycle; • Indiquer le numéro consécutif de chaque cycle en commençant par le cycle 1 pour le premier mois au cours duquel des activités de production ont lieu sur un puits en recyclage; • Indiquer le volume de production et les heures* associées à la phase de production de chaque cycle au cours du mois.	

	* La somme des heures de production et d'injection pour chaque puits ne devrait pas dépasser les heures du mois.
Indicateur de condensat (CDN)	Indiquer « N » – pétrole, « Y » – condensat. Cet indicateur est utilisé pour déterminer le type de production liquide d'un puits de production. Dans le cas d'un puits complété sur un intervalle pétrolifère, indiquer « N » pour indiquer une production de pétrole où tout condensat retiré en association avec le gaz dissous est combiné au flux de pétrole du groupe. Pour un puits complété à l'intérieur de la calotte de gaz (c.-à-d. la purge) d'un champ pétrolifère, indiquer « Y » pour indiquer la production de condensat. Tout condensat produit de cette manière doit être déclaré comme faisant partie du flux de pétrole du groupe aux fins de répartition au prorata vers les puits individuels.
Production estimée	Les volumes de production estimés pour un puits et un gisement doivent correspondre à ceux indiqués sur la feuille de calcul mensuelle des essais au prorata NF-S1a.
Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Indiquer le volume de production de pétrole ou d'eau (m ³) estimé au puits pendant le mois visé.
Gaz	Indiquer le volume de production de gaz (10 ³ m ³) estimé au puits pendant le mois visé.
Eau	Indiquer le volume de production d'eau (m ³) estimé au puits pendant le mois visé.
Production mesurée	
Heures (h)	Indiquer à l'heure près le nombre d'heures de production mesurée pour le puits pendant le mois visé.
Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Indiquer le volume de production de pétrole ou de condensat (m ³) mesuré au puits pendant le mois visé.
Gaz	Indiquer le volume de production de gaz (10 ³ m ³) mesuré au puits pendant le mois visé.
Eau	Indiquer le volume de production d'eau (m ³) mesuré au puits pendant le mois visé.
Production au prorata	La production au prorata d'un puits est déterminée en multipliant la production estimée pour un puits par le facteur de prorata déterminé pour le pétrole, le gaz ou l'eau.
Heures (h)	Indiquer à l'heure près le nombre d'heures de production au prorata pour le puits pendant le mois visé.
Nombre d'essais (N/T)	Indiquer le nombre d'essais au prorata effectués au cours du mois visé.
Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Indiquer le volume de production de pétrole ou de condensat (m ³) réparti au prorata au puits pendant le mois visé.
Gaz	Indiquer le volume de production de gaz (10 ³ m ³) réparti au prorata au puits pendant le mois visé.
Eau	Indiquer le volume de production d'eau (m ³) réparti au prorata au puits pendant le mois visé.
Totaux	Indiquer les totaux de la production estimée, mesurée et calculée au prorata pour une installation le long de la ligne comme indiqué dans le relevé NF-S1, annexe A.
Production totale estimée	

Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Indiquer la somme de la production « nette » de pétrole et/ou de condensat (m ³) estimée pour tous les puits pendant le mois visé.
Gaz	Indiquer la somme de la production « nette » de gaz (10 ³ m ³) estimée pour tous les puits pendant le mois visé.
Eau	Indiquer la somme de la production « nette » d'eau (m ³) estimée pour tous les puits pendant le mois visé.
Production totale mesurée	
Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Indiquer la somme de la production « nette » de pétrole ou de condensat (m ³) mesurée pour tous les puits pendant le mois visé.
Gaz	Indiquer la somme de la production « nette » de gaz (10 ³ m ³) mesurée pour tous les puits pendant le mois visé.
Eau	Indiquer la somme de la production « nette » d'eau (m ³) mesurée pour tous les puits pendant le mois visé.
Production totale au prorata	Le volume total de pétrole/condensat, de gaz et d'eau à répartir au prorata entre les puits pour le mois est le ou les volumes représentant la production du flux de groupe reporté du relevé NF-S2 et déclaré sur le relevé NF-S1 dans la section « Production totale de l'installation », moins le volume total de toute production mesurée.
Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Indiquer le volume total de pétrole/condensat « net » (m ³) à répartir au prorata. Ce volume devrait être égal à la somme de la production au prorata de pétrole/condensat attribuée aux puits de production au cours du mois.
Gaz	Indiquer le volume total de gaz « net » (10 ³ m ³) à répartir au prorata. Ce volume doit être égal à la somme de la production au prorata de gaz attribuée aux puits de production au cours du mois.
Eau	Indiquer le volume total d'eau « net » (m ³) à répartir au prorata. Ce volume doit être égal à la somme de la production au prorata d'eau attribuée aux puits de production au cours du mois.
Facteurs de proration	Il faut calculer le ou les facteurs de proration avec une précision décimale maximale pour déterminer le volume au prorata d'un puits, puis arrondir à cinq (5) décimales pour les besoins du rapport.
Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Facteur de proration = production totale de pétrole brut et/ou de condensat ÷ production totale de pétrole brut et/ou de condensat estimée
Gaz	Facteur de proration = production totale de gaz au prorata ÷ production totale de gaz estimée
Eau	Facteur de proration = production totale d'eau au prorata ÷ production totale d'eau estimée
Production totale de l'installation	Les volumes déclarés dans la section « Production totale de l'installation » sont reportés du relevé NF-S2 (« Production de pétrole », « Production de gaz » et « Production d'eau ») et doivent être égaux à la somme de la « production totale mesurée » et de la « production totale au prorata » déclarées pour le mois.
Pétrole/condensat (Pétrole/Cnd)	Indiquer le volume total de pétrole/condensat « net » (m ³) produit dans l'installation au cours du mois visé.
Gaz	Indiquer le volume total de gaz « net » (10 ³ m ³) produit dans l'installation au cours du mois visé.
Eau	Indiquer le volume total d'eau « net » (m ³) produit dans l'installation au cours du mois visé.

4.2 Feuille de calcul mensuelle des essais au prorata NF-S1a

Conformément à l'article 76 du *Règlement-cadre*, la feuille de calcul NF-S1a fournit des détails supplémentaires concernant les essais au prorata chaque mois à l'appui du relevé mensuel de production NF-S1.

Il faut déclarer la production pour tous les puits de production, qu'ils aient été ou non en activité au cours de la période de production de rapport.

Lorsque les sections suivantes mentionnent des codes assignés, l'exploitant doit se reporter au tableau approprié de l'annexe C pour connaître les exigences de codage pertinentes.

La version PDF de la feuille de calcul NF-S1a figurant à l'annexe A **devrait être lue conjointement** avec l'orientation fournie dans les sections suivantes, et les exigences relatives à la soumission des feuilles de calcul NF-S1a sont combinées à celles des relevés NF-S1 en format ASCII (fichiers plats), comme fournis à l'annexe B.

Détermination de l'en-tête		
Nom et adresse de l'exploitant	Indiquer le nom et l'adresse postale de l'exploitant de l'installation.	
Détails du mois visé	Se reporter au tableau B de l'annexe C pour connaître le codage pertinent.	
Année	Indiquer l'année des rapports sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.	
Mois	Indiquer le mois visé (de 01 à 12).	
Exploitant	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'exploitant.	
Champ	Indiquer le code alphanumérique attribué au champ.	
Région	Indiquer le code alphanumérique attribué à la région.	
Installation	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'installation.	
Détails du mois de modification		
Année	Indiquer l'année de la modification sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.	
Mois	Indiquer le mois de la modification (de 01 à 12).	
Jour	Indiquer le jour de la modification (de 01 à 31).	
Code REMARQUE : Il est possible d'utiliser un seul code en association avec un relevé modifié ou sa feuille de calcul associée. S'il faut modifier le relevé NF-S1 et la feuille de calcul NF-S1a et s'il existe plus d'une raison (code) pour ce changement, utiliser le code 99 sur le relevé et la feuille de calcul soumis.	Indiquer le code de modification à deux chiffres pertinent pour indiquer la raison principale de la modification :	
	Description de la modification	Code
	• codes d'identification	01
	• heures	15
	• taux	16
	• pressions	17
	• coefficients	18
	• production estimée	19
	• autres	50
• deux ou plusieurs des éléments ci-dessus	99	

Résumé des essais	Indiquer dans la section « Résumé des essais » les détails propres à chaque essai au prorata tel qu'il s'applique au mois de production en cours.
Date de l'essai	Indiquer la date à laquelle le puits a été mis à l'essai (aaaaammjj), c'est-à-dire la date à laquelle le puits a été dévié vers le séparateur d'essai. Il faut répartir les essais uniformément tout au long du mois. Lorsqu'un essai ne commence pas au début d'un mois de rapport, indiquer les résultats du dernier essai effectué au cours du mois précédent.
Réduction du taux (O/N)	Indiquer par un « O » (oui) ou un « N » (non) si une réduction du débit a été nécessaire pour la mise à l'essai de ce puits. « O » s'applique uniquement aux puits de pétrole pour lesquels l'organisme de réglementation a donné l'autorisation de produire à un débit supérieur à la capacité du séparateur d'essai.
Durée de l'essai (h)	Durée totale de l'essai, c'est-à-dire la durée, rapportée à l'heure la plus proche, pendant laquelle le puits est hors ligne de la chaîne de traitement principale.
Heures de débit stabilisé	Indiquer, à l'heure près, le nombre d'heures de débit stabilisé pendant lesquelles le puits a été soumis à l'essai. Le débit stabilisé peut être défini comme un puits s'écoulant à un débit stable pour une pression de débit stable. Il faut stabiliser le débit pendant un minimum de quatre (4) heures. Lorsque la réduction du débit s'applique, le temps nécessaire à l'apparition d'un écoulement stabilisé est généralement plus long que pour les puits où le débit n'est pas réduit avant l'essai. Une fois qu'un puits a atteint des conditions de débit stabilisé, celui-ci doit être stable pendant un minimum de quatre (4) heures.
Résumé du débit stabilisé	Rapporté corrigé aux conditions standard
Pétrole/Cnd (m^3/j)	Indiquer le taux de débit stabilisé pour le pétrole/condensat.
Gaz ($10^3 \text{ m}^3/\text{j}$)	Indiquer le taux de débit stabilisé pour le gaz.
Eau (m^3/j)	Indiquer le taux de débit stabilisé pour l'eau.
Résumé de l'essai de pression	Il faut étayer tout écart de pression d'un essai à l'autre par des données de mise hors service, des données à débits multiples extrapolées ou une réponse de rabattement.
P_{res} (kPaa)	« Pression du réservoir à la surface du sable » à partir des données de mise hors service.
P_{bpt} (kPaa)	« Pression du point de bulle à la surface du sable » à partir des données du laboratoire.
P_{wf} (kPaa)	« Pression finale d'écoulement au fond du trou à la surface du sable » mesurée.
P_{wh} (kPaa)	« Pression finale d'écoulement en tête de puits » mesurée.
P_c (kPaa)	« Pression statique finale de fermeture de la tête de puits » issue de la corrélation et utilisée lorsque des courbes de productibilité de la tête de puits sont employées.
Coefficient de contre-pression/indices de productivité (pétrole)	Veuillez indiquer sur la version PDF si la productibilité des puits est exprimée sous forme de « coefficient de contre-pression » ou d'« indice de productivité », en précisant les unités utilisées en conséquence. Le coefficient de contre-pression ou les indices de productivité déterminés par l'essai au prorata doivent correspondre à ceux déterminés par l'essai à débits multiples. En cas d'écart important, l'exploitant devra rétablir des coefficients

	de contre-pression ou des indices de productivité valides, soit en vérifiant la pression du réservoir, soit en effectuant des essais à débits multiples. Les unités du coefficient de contre-pression sont les suivantes : $\text{m}^3/\text{j/kPa}$ lorsque l'on utilise la méthode de la pression delta et $(10^{-6}) \text{ m}^3/\text{j/kPa}^{2n}$ lorsque l'on utilise la méthode de la pression delta au carré. Les unités des indices de productivité sont $\text{m}^3/\text{j/kPa}$.
Fond de puits	Indiquer le coefficient de contre-pression ou l'indice de productivité du fond de puits tel que déterminé pour les conditions d'essai au prorata.
Tête de puits	Indiquer le coefficient de contre-pression de la tête de puits, le cas échéant, tel qu'il a été déterminé pour les conditions de l'essai au prorata.
Résumé de la production principale	Indiquer dans la section « Résumé de la production principale » les détails propres à la production totale estimée pour le puits et associée à l'essai au prorata en question.
Heures de fonctionnement	Indiquer le nombre d'heures de production au prorata de la production associée à chaque essai pour chaque puits pendant le mois. Il s'agit du nombre d'heures de production entre le début d'un essai et le début de l'essai suivant. Lorsqu'un essai ne commence pas au début du mois visé, l'exploitant doit utiliser le dernier essai effectué au cours du mois précédent comme base pour l'estimation de la production. Les « heures de fonctionnement » utilisées pour déterminer la production estimée sont calculées à partir du début du mois visé jusqu'au début du premier essai du mois visé.
Résumé de la pression principale	Nécessaire lorsque la réduction du débit des puits de pétrole s'applique. P_{wf} et P_{wh} représentent les pressions finales réalisées pendant la période de production principale avant le début de l'essai suivant.
P_{wf} (kPaa)	« Pression finale d'écoulement au fond du trou à la surface du sable » – mesurée.
P_{wh} (kPaa)	« Pression finale d'écoulement en tête de puits » – mesurée.
Production estimée	La production estimée représente la production de pétrole, de gaz et d'eau associée aux « heures de production » d'un essai à l'autre pour le mois visé. La somme de la production estimée au cours du mois doit être égale à celle indiquée sur le relevé mensuel de production NF-S1. Lorsque la réduction de taux pour les puits de pétrole s'applique, la production estimée de pétrole peut être simplement calculée comme la somme de : • La production estimée pendant les essais – basée sur le produit du débit d'écoulement stabilisé déclaré pour la période d'essai et le nombre d'heures pendant lesquelles le puits a été mis hors service pour les essais; • La production estimée une fois le puits remis en service – basée sur le produit du coefficient de contre-pression ou des indices de productivité et la différence entre la « pression du réservoir » et la « pression d'écoulement » sur le nombre de jours [(« heures de fonctionnement » – « durée de l'essai »)/24] pendant lesquels le puits est resté en production.

	Lorsque la réduction de taux pour les puits de pétrole ne s'applique pas, la production estimée est simplement le produit du taux de débit stabilisé pour le fluide donné et du nombre de jours de production entre les tests correspondant au nombre d'heures indiquées dans la section « Heures de fonctionnement ». La production estimée de gaz ou d'eau est obtenue en multipliant la production estimée de pétrole pour la période d'essai par la proportion gaz-pétrole ou la proportion eau-pétrole telle que mise à l'essai. Indiquer le total des « heures de fonctionnement » et de la « production estimée » pour chaque puits de production dans l'espace prévu à cet effet sur la feuille de calcul.
Pétrole/condensat (m ³)	Production estimée de pétrole/condensat pour la période d'essai.
Gaz (10 ³ m ³)	Production estimée de gaz pour la période d'essai.
Eau (m ³)	Production estimée d'eau pour la période d'essai.

4.3 Relevé mensuel d'élimination NF-S2

Le NF-S2 est un relevé mensuel de la disposition du pétrole, du gaz et de l'eau produits ou reçus par une installation. Le relevé doit refléter avec précision le mouvement du pétrole, du gaz et de l'eau vers et depuis une installation.

Le NF-S2 est divisé en trois sections selon le type de produit, c'est-à-dire pétrole, gaz et eau. Chaque section se compose de trois sous-sections qui documentent la réception de produits provenant de sources externes, la livraison de produits à des destinataires externes et un résumé qui détaille la production mensuelle de produits et les quantités reçues, livrées, stockées et consommées par l'installation.

Lorsque les sections suivantes mentionnent des **codes assignés**, l'exploitant doit se reporter au tableau approprié de l'annexe C pour connaître les exigences de codage pertinentes.

La version PDF du relevé NF-S2 figurant à l'annexe A **devrait être lue conjointement** à l'orientation fournie dans les sections suivantes, et les exigences relatives à la soumission des relevés NF-S2 en format ASCII (fichiers plats) sont fournies à l'annexe B.

Détermination de l'en-tête	
Nom et adresse de l'exploitant	Indiquer le nom et l'adresse postale de l'exploitant de l'installation.
Détails du mois visé	Se reporter au tableau B de l'annexe C pour connaître le codage pertinent.
Année	Indiquer l'année des rapports sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.

Mois	Indiquer le mois visé (de 01 à 12).	
Exploitant	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'exploitant.	
Champ	Indiquer le code alphanumérique attribué au champ.	
Région	Indiquer le code alphanumérique attribué à la région.	
Installation	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'installation.	
Détails du mois de modification		
Année	Indiquer l'année de la modification sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.	
Mois	Indiquer le mois de la modification (de 01 à 12).	
Jour	Indiquer le jour de la modification (de 01 à 31).	
Code	Indiquer le code de modification à deux chiffres pertinent pour indiquer la raison principale de la modification :	
REMARQUE : Il est possible d'utiliser un seul code en association avec un relevé modifié ou sa feuille de calcul associée. S'il faut modifier le relevé NF-S2 et la feuille de calcul NF-S2a et s'il existe plus d'une raison (code) pour ce changement, utiliser le code 99 sur le relevé et la feuille de calcul soumis.	Description de la modification	Code
	• codes d'identification	01
	• coordonnées	05
	• recoupement NF-S1/NF-S2	06
	• réceptions	07
	• livraisons	08
	• résumé du produit	10
	• recoupement NF-S2/NF-S18	12
	• autres	50
	• deux ou plusieurs des éléments ci-dessus	99
Détermination des personnes-ressources		
Nom de la ou des personnes-ressources	Indiquer le nom de la personne responsable de l'exactitude et de l'intégrité des données soumises.	
Date	Indiquer l'année, le mois et le jour où les données ont été créées.	
Indicatif régional/téléphone	Indiquer le numéro de téléphone de la personne responsable.	
« PÉTROLE » – Autres produits reçus		
Code du pétrolier/du pipeline/de l'installation (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code de la source des « autres produits reçus » de pétrole reçu dans l'installation, c'est-à-dire le code du pétrolier, du pipeline ou de l'installation si le pétrole provient d'une installation adjacente ou intégrée.	
Code du type de réception (se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent s'appliquer)	Saisir le code à deux chiffres du « type de réception » pour indiquer le type de transaction de débit de pétrole autre que celle provenant d'un pétrolier, d'un pipeline ou d'une installation adjacente.	
Volume	Mètres cubes (m ³) de pétrole « net » associé à chaque « autre réception » signalée au cours du mois.	
« PÉTROLE » – Livraisons	Ne pas indiquer le « nom de l'acheteur/code du détenteur d'un intérêt économique direct », le « code de l'acheteur ou du détenteur d'un intérêt économique direct » ou le « code du pétrolier/du pipeline/de l'installation » pour les volumes auxquels est attribué un « code de type de livraison ».	
Nom de l'acheteur	Indiquer le nom de l'acheteur, du détenteur d'un intérêt économique direct ou autre dans l'espace prévu à cet effet.	

Code de l'acheteur/du détenteur d'un intérêt économique direct (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code à trois chiffres de l'acheteur ou du détenteur d'un intérêt économique direct. Lorsqu'un pétrolier est utilisé par un certain nombre d'acheteurs ou de détenteurs d'un intérêt économique direct pour effectuer un transport combiné de pétrole brut, l'exploitant de l'installation doit indiquer sur le relevé NF-S2 le volume net de pétrole brut attribué à chaque acheteur ou détenteur d'un intérêt économique direct. Il faut additionner toutes les livraisons de pétrole attribuées à un « acheteur ou détenteur d'un intérêt économique direct » précis lorsque le nom du pétrolier est le même.						
Code du pétrolier/du pipeline/de l'installation (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code identifiant le destinataire de chaque livraison de pétrole, c'est-à-dire le code du pétrolier, du pipeline ou de l'installation si le pétrole est livré à une installation adjacente ou intégrée.						
Code du type de livraison (se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent s'appliquer)	Indiquer le code à deux chiffres du « type de livraison » pour désigner le type de transaction de débit de pétrole autre que vers un pétrolier, un pipeline ou une installation adjacente. Les transactions peuvent inclure : <table border="1"> <thead> <tr> <th>Description</th><th>Code</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>• Déversements</td><td>04</td></tr> <tr> <td>• Feu</td><td>08</td></tr> </tbody> </table>	Description	Code	• Déversements	04	• Feu	08
Description	Code						
• Déversements	04						
• Feu	08						
Volume	Mètres cubes (m ³) de pétrole « net » associé à chaque « livraison » signalée au cours du mois.						
« PÉTROLE » – Total							
Production de pétrole	Total en mètres cubes (m ³) du pétrole brut « net » produit par l'installation pendant le mois visé. Ce volume est identique et doit donc être égal au volume de pétrole brut déclaré dans les sections « Production totale de l'installation » et « Production totale au prorata » qui figurent dans le relevé mensuel de production NF-S1. Production de pétrole = total des livraisons + inventaire de clôture – total des autres produits reçus - inventaire d'ouverture						
Total des autres produits reçus	Total en mètres cubes (m ³) du pétrole « net » reçu comme « autres produits reçus » d'autres sources (externes à l'installation) au cours du mois visé. Total des autres produits reçus = somme du volume de toutes les « autres réceptions »						
Inventaire d'ouverture	Mètres cubes (m ³) de pétrole gardé en stock au début du mois visé. Il s'agit du pétrole « net », c'est-à-dire le volume brut moins le volume d'eau entraînée (c'est-à-dire le volume d'eau et de sédiments). Ce volume doit être égal à l'inventaire de clôture du mois précédent pour le pétrole.						

Inventaire de clôture	Mètres cubes (m³) de pétrole gardé en stock à la fin du mois visé. Il s'agit du pétrole « net », c'est-à-dire le volume brut moins le volume d'eau entraînée (c'est-à-dire le volume d'eau et de sédiments). Ce volume doit devenir l'inventaire d'ouverture du mois suivant pour le pétrole « net ».	
Total des livraisons	Total en mètres cubes (m³) du pétrole « net » livré au marché ou éliminé d'une autre manière pendant le mois visé. Total des livraisons = somme de tous les volumes de « livraison » de pétrole	
« GAZ » – Autres produits reçus		
Code du pétrolier/du pipeline/de l'installation (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code de la source des « autres produits reçus » de gaz dans l'installation, c'est-à-dire le code du pipeline ou de l'installation (si le gaz est reçu d'une installation adjacente ou intégrée).	
Code du type de réception (se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent s'appliquer)	Saisir le code à deux chiffres du « type de réception » pour indiquer le type de transaction de débit de gaz autre que celui provenant d'un pipeline ou d'une installation adjacente.	
Volume	Mètres cubes (10³ m³) de gaz « net » associé à chaque « autre réception » déclarée au cours du mois.	
« GAZ » – Livraisons		
Ne pas indiquer le « nom de l'acheteur/code du détenteur d'un intérêt économique direct », le « code de l'acheteur ou du détenteur d'un intérêt économique direct » ou le « code du pétrolier/du pipeline/de l'installation » pour les volumes auxquels est attribué un « code de type de livraison ».		
Nom de l'acheteur	Indiquer le nom de l'acheteur, du détenteur d'un intérêt économique direct ou autre dans l'espace prévu à cet effet.	
Code de l'acheteur/du détenteur d'un intérêt économique direct (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code à trois chiffres de l'acheteur ou du détenteur d'un intérêt économique direct. Lorsqu'un pipeline est utilisé pour transporter le gaz vers le marché, l'exploitant de l'installation doit détailler dans le relevé NF-S2 le volume attribué à chaque acheteur ou détenteur d'un intérêt économique direct.	
Code du pétrolier/du pipeline/de l'installation (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code identifiant le destinataire de chaque livraison de gaz, c'est-à-dire soit le code du pétrolier, du pipeline ou de l'installation si le gaz est livré à une installation adjacente ou intégrée.	
Code du type de livraison (se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent s'appliquer)	Indiquer le code à deux chiffres du « type de livraison » pour désigner le type de transaction de débit de gaz autre que vers un pétrolier, un pipeline ou une installation adjacente.	
	Description	Code
	• Feu	08
Volume	Mètres cubes (10³ m³) de gaz « net » associé à chaque « livraison » signalée au cours du mois.	

« GAZ » – Total	
Production de gaz	Total en milliers de mètres cubes (10^3 m^3) du gaz « net » produit dans l'installation au cours du mois visé. Ce volume est identique et doit donc être égal au volume de gaz déclaré dans les sections « Production totale de l'installation » et « Production totale au prorata », comme il figure dans le relevé mensuel de production NF-S1. Production de gaz = total des livraisons + gaz pour combustibles + gaz torché + gaz évacué + différence de comptage (+/-) - total des autres produits reçus
Total des autres produits reçus	Total en milliers de mètres cubes (10^3 m^3) du gaz « net » reçu en tant qu'« autres produits reçus » d'autres sources (externes à l'installation) au cours du mois visé. Total des autres réceptions = somme du volume de tous les « autres produits reçus »
Gaz injecté récupéré	Milliers de mètres cubes (10^3 m^3) d'injection de gaz récupérée au cours du mois visé. Ce volume de gaz doit être égal au volume de gaz livré aux installations d'injection de gaz pour être acheminé vers les puits pendant le mois visé.
Combustible	Milliers de mètres cubes (10^3 m^3) de gaz utilisés comme combustible pendant le mois visé.
Gaz torché	Milliers de mètres cubes (10^3 m^3) de gaz torché pendant le mois visé.
Gaz évacué	Milliers de mètres cubes (10^3 m^3) de gaz évacué dans l'atmosphère au cours du mois visé. Le volume de gaz évacué dans l'atmosphère représente un problème de sécurité et doit donc être réduit au minimum.
Différence de comptage (+/-)	Milliers de mètres cubes (10^3 m^3) de gaz perdu ou gagné en raison de la différence de comptage au cours du mois visé. Indiquer le signe (- ou +) pour indiquer si le volume de gaz déclaré représente une perte ou un gain. Le volume de gaz perdu ou gagné en raison d'une différence de comptage est le reflet à la fois de la précision du comptage et des procédures d'entretien et doit donc être réduit au minimum.
Total des livraisons	Total en milliers de mètres cubes (10^3 m^3) du gaz « net » livré au marché, aux installations d'injection ou éliminé d'une autre manière au cours du mois visé. Total des livraisons = somme de tous les volumes de « livraison » de gaz
« Eau » – Autres produits reçus	
Code du pétrolier/du pipeline/de l'installation (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les	Indiquer le code de la source des « autres produits reçus » d'eau; c'est-à-dire le code du pétrolier, du pipeline ou de l'installation si l'eau est reçue d'une installation adjacente ou intégrée.

désignations de codage valides)		
Code du type de réception (se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent s'appliquer)	Saisir le code à deux chiffres du « type de réception » pour indiquer le type de transaction de débit d'eau autre que celle provenant d'un pétrolier, d'un pipeline ou d'une installation adjacente.	
	Description	Code
	• injection d'eau de mer	22
	• fond de réservoir	12
Volume	Mètres cubes (m³) « nets » d'eau associée à chaque « autre réception » déclarée au cours du mois.	
« Eau » – Livraisons	Ne pas indiquer le « nom de l'acheteur/code du détenteur d'un intérêt économique direct », le « code de l'acheteur ou du détenteur d'un intérêt économique direct » ou le « code du pétrolier/du pipeline/de l'installation » pour les volumes auxquels est attribué un « code de type de livraison ».	
Nom de l'acheteur	Lorsque l'eau a été acquise en association avec des expéditions de pétrole par pétrolier ou par pipeline, indiquer le nom de l'acheteur de l'expédition de pétrole, du détenteur d'un intérêt économique direct ou autre dans l'espace prévu à cet effet.	
Code de l'acheteur/du détenteur d'un intérêt économique direct (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code à trois chiffres de l'acheteur ou du détenteur d'un intérêt économique direct. Lorsqu'un pétrolier est utilisé par un certain nombre d'acheteurs ou de détenteurs d'un intérêt économique direct pour effectuer un transport combiné de pétrole brut, l'exploitant de l'installation doit indiquer sur le relevé NF-S2 le volume net d'eau attribué à chaque acheteur ou détenteur d'un intérêt économique direct. Il faut additionner toutes les livraisons d'eau attribuées à un « acheteur ou détenteur d'un intérêt économique direct » précis lorsque le nom du pétrolier est le même.	
Code du pétrolier/du pipeline/de l'installation (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code identifiant le destinataire de chaque livraison d'eau, c'est-à-dire le code du pétrolier, du pipeline ou de l'installation (si l'eau est livrée à une installation adjacente ou intégrée).	
Code du type de livraison (se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent s'appliquer)	Indiquer le code à deux chiffres du « type de livraison » pour désigner le type de transaction de débit d'eau autre que vers un pétrolier, un pipeline ou une installation adjacente.	
	Description	Code
	• Rejet d'eau dans la mer	07
Volume	Mètres cubes (m³) « nets » d'eau associée à chaque « livraison » signalée au cours du mois.	
« Eau » – Total	Lorsque le support d'entreposage est ouvert sur la mer, le volume d'eau indiqué dans l'inventaire ci-dessus est le volume d'eau entraîné dans la colonne de pétrole. Lorsque le support d'entreposage est fermé, le volume d'eau déclaré comme inventaire est le volume total d'eau mesuré dans l'inventaire.	

Production d'eau	Total en mètres cubes (m³) « net » de l'eau produite dans l'installation pendant le mois visé. Ce volume est identique et doit donc être égal au volume d'eau déclaré dans les sections « Production totale de l'installation » et « Production totale au prorata » qui figurent dans le relevé mensuel de production NF-S1. Production d'eau = total des livraisons + inventaire de clôture + différence de comptage (+/-) - total des produits reçus – inventaire d'ouverture
Total des autres produits reçus	Total en mètres cubes (m³) « net » de l'eau reçue d'autres sources (externes à l'installation) au cours du mois visé. Total des autres réceptions = somme du volume de tous les « autres produits reçus »
Inventaire d'ouverture	Mètres cubes (m³) « nets » d'eau retenue en stock au début du mois visé. Ce volume doit être égal à l'inventaire de clôture du mois précédent pour l'eau.
Inventaire de clôture	Mètres cubes (m³) « nets » d'eau retenue en stock à la fin du mois visé. Ce volume doit devenir l'inventaire d'ouverture du mois suivant pour l'eau.
Différence de comptage (+/-)	Mètres cubes (m³) « nets » d'eau perdue ou gagnée en raison de la différence de comptage au cours du mois visé. Utiliser le signe (– ou +) pour indiquer si le volume d'eau rapporté représente une perte ou un gain. Le volume d'eau perdu ou gagné en raison d'une différence de comptage est le reflet à la fois de la précision du comptage et des procédures d'entretien et doit donc être réduit au minimum.
Total des livraisons	Total en mètres cubes (m³) « net » de l'eau livrée en association avec du pétrole ou éliminée d'une autre manière au cours du mois visé. Total des livraisons = somme du volume de toutes les « livraisons » d'eau

4.4 Feuille de calcul mensuelle des détails sur les pétroliers NF-S2a

La feuille de calcul NF-S2a transmet des détails supplémentaires concernant les expéditions et les chargements mensuels des pétroliers et doit actuellement être soumise pour appuyer le relevé mensuel de production NF-S2.

Les détails supplémentaires déclarés dans cette feuille de calcul comprennent l'état du pétrolier (c.-à-d. si le pétrolier est en cours de chargement ou s'il a été expédié), la date d'expédition, la destination du pétrolier et la distribution volumétrique du produit chargé ou expédié au cours du mois.

L'exploitant sera tenu de déclarer les détails associés à tous les pétroliers recevant des livraisons, comme indiqué sur le relevé mensuel d'élimination NF-S2 associé.

Lorsque les sections suivantes mentionnent des **codes assignés**, l'exploitant doit se reporter au tableau approprié de l'annexe C pour connaître les exigences de codage pertinentes.

La version PDF du relevé NF-S2 figurant à l'annexe A **devrait être lue conjointement** à l'orientation fournie dans les sections suivantes. Les exigences en matière de soumission de la feuille de calcul NF-S2a sont combinées avec celles pour le relevé NF-S2 en format ASCII (fichier plat) qui se trouve à l'annexe B.

Détermination de l'en-tête		
Nom et adresse de l'exploitant	Indiquer le nom et l'adresse postale de l'exploitant de l'installation.	
Détails du mois visé	Se reporter au tableau B de l'annexe C pour connaître le codage pertinent.	
Année	Indiquer l'année des rapports sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.	
Mois	Indiquer le mois visé (de 01 à 12).	
Exploitant	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'exploitant.	
Champ	Indiquer le code alphanumérique attribué au champ.	
Région	Indiquer le code alphanumérique attribué à la région.	
Installation	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'installation.	
Détails du mois de modification		
Année	Indiquer l'année de la modification sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.	
Mois	Indiquer le mois de la modification (de 01 à 12).	
Jour	Indiquer le jour de la modification (de 01 à 31).	
Code	Indiquer le code de modification à deux chiffres pertinent pour indiquer la raison principale de la modification :	
	Description de la modification	Code
	• codes d'identification	01
	• état du pétrolier	25
	• volume	26

d'une raison (code) pour ce changement, utiliser le code 99 sur le relevé et la feuille de calcul soumis.	• date d'expédition • destination • autres • deux ou plusieurs des éléments ci-dessus	27 28 50 99
Détails du pétrolier		
Nom du pétrolier	Indiquer le nom du pétrolier dans l'espace prévu à cet effet.	
Identifiant du pétrolier (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code alphanumérique attribué au pétrolier.	
Nom de l'acheteur/du détenteur d'un intérêt économique direct	Indiquer le nom de l'acheteur, du détenteur d'un intérêt économique direct ou autre dans l'espace prévu à cet effet. Lorsqu'un pétrolier est utilisé par un certain nombre d'acheteurs ou de détenteurs d'un intérêt économique direct pour effectuer un transport combiné de pétrole brut, l'exploitant de l'installation doit indiquer sur la feuille de calcul NF-S2a le volume net de pétrole brut attribué à chaque acheteur ou détenteur d'un intérêt économique direct.	
Identifiant de l'acheteur/du détenteur d'un intérêt économique direct (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'acheteur/au détenteur d'un intérêt économique direct	
État du pétrolier	Indiquez l'état du pétrolier à minuit à la fin du mois de rapport : • Lorsque le pétrolier a quitté avec sa cargaison, indiquer « S ». • Lorsque le pétrolier est en cours de chargement, indiquer « L ».	
Résumé du chargement	Déclarer le volume chargé au cours du mois visé. Il faut répartir le volume sur la base du pourcentage de chaque titulaire dans l'expédition.	
Volume brut	Indiquer le volume brut chargé (m ³).	
Fraction d'eau et de sédiments	Indiquer la fraction d'eau et de sédiments qui s'applique au volume chargé.	
Volume net de pétrole	Indiquer le volume net de pétrole chargé (m ³).	
Volume d'eau net	Indiquer le volume net d'eau chargée (m ³).	
Date d'expédition	Indiquer la date à laquelle le pétrolier a quitté les installations (aaaammjj) au cours du mois visé. Il faut indiquer les données dans l'ordre chronologique de la première à la dernière expédition du mois.	
Destination	Indiquer la destination du pétrolier aux fins de déchargement (20 caractères).	
Résumé de l'expédition	Indiquer le volume associé au transport par pétrolier.	
Volume brut	Indiquer le volume brut expédié (m ³).	
Fraction d'eau et de sédiments	Indiquer la fraction d'eau et de sédiments qui s'applique au volume expédié.	
Volume net de pétrole	Indiquer le volume net de pétrole expédié (m ³).	

Volume d'eau net	Indiquer le volume net d'eau expédié (m³).
------------------	--

Remarque : Dans la plupart des cas, le « résumé du chargement » et le « résumé de l'expédition » doivent correspondre pour le transport par pétrolier. Ce n'est que si un pétrolier est en cours de chargement à minuit à la fin du mois de rapport que ces résumés seront différents. Dans ce cas, il convient de déclarer le volume chargé jusqu'à minuit. Ce volume doit correspondre au volume livré au pétrolier sur le NF-S2 pour le mois de rapport. Le champ « État du pétrolier » doit indiquer que le pétrolier est en cours de chargement et, par conséquent, les champs « Date d'expédition », « Destination » et « Résumé de l'expédition » doivent rester en blanc. Pour le mois suivant, la NF-S2a devrait indiquer le volume supplémentaire chargé avant l'expédition, et le volume expédié refléterait les volumes combinés chargés sur le pétrolier pendant les deux mois.

4.5 Relevé mensuel d'injection/d'évacuation NF-S18

Le relevé NF-S18 rend compte des activités mensuelles d'une installation liées à l'injection et l'évacuation d'eau, à l'injection et au stockage de gaz, au stockage de GPL, à l'injection de solvants et à la RAP.

Le relevé NF-S18 est divisé en quatre sections qui résument la manipulation des produits associés à l'installation d'injection/d'évacuation. Notamment :

- La section « Détails des réceptions » résume la réception des produits aux fins d'injection ou d'évacuation.
- La section « Détails de l'injection/évacuation » résume l'injection ou l'évacuation des produits pour chaque puits.
- La section « Détails des autres livraisons » résume l'utilisation des produits restants.
- La section « Résumé de l'installation » résume l'utilisation des produits associés à l'installation d'injection/d'évacuation.

Il faut inclure dans le rapport tous les puits d'injection exploitables (y compris les puits expérimentaux, commerciaux et cycliques), qu'ils soient en production ou fermés.

Lorsque les sections suivantes mentionnent des **codes assignés**, l'exploitant doit se reporter au tableau approprié de l'annexe C pour connaître les exigences de codage pertinentes.

La version PDF du relevé NF-S18 figurant à l'annexe A **devrait être lue conjointement** à l'orientation fournie dans les sections suivantes, et les exigences relatives à la soumission des relevés NF-S18 en format ASCII (fichiers plats) sont fournies à l'annexe B.

Détermination de l'en-tête	
----------------------------	--

Nom et adresse de l'exploitant	Indiquer le nom et l'adresse postale de l'exploitant de l'installation.	
Détails du mois visé	Se reporter au tableau B de l'annexe C pour connaître le codage pertinent.	
Année	Indiquer l'année du rapport sous la forme d'un nombre à 4 chiffres.	
Mois	Indiquer le mois visé (de 01 à 12).	
Exploitant	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'exploitant.	
Champ	Indiquer le code alphanumérique attribué au champ.	
Région	Indiquer le code alphanumérique attribué à la région.	
Installation	Indiquer le code alphanumérique attribué à l'installation.	
Détails du mois de modification		
Année	Indiquer l'année de la modification sous la forme d'un nombre à quatre chiffres.	
Mois	Indiquer le mois de la modification (de 01 à 12).	
Jour	Indiquer le jour de la modification (de 01 à 31).	
Code	Indiquer le code de modification à deux chiffres pertinent pour indiquer la raison principale de la modification :	
REMARQUE : Il est possible d'utiliser un seul code en association avec un relevé modifié ou sa feuille de calcul associée. S'il faut modifier le relevé NF-S18 et s'il existe plus d'une raison (code) pour ce changement, utiliser le code 99 sur le relevé soumis.	Description de la modification	Code
	• codes d'identification	01
	• heures	03
	• numéro de cycle	04
	• coordonnées	05
	• réceptions	07
	• livraisons	08
	• injection/évacuation	09
	• résumé de l'installation	10
	• recoupement NF-S2/NF-S18	12
	• autres	50
	• deux ou plusieurs des éléments ci-dessus	99
Détermination des personnes-ressources		
Nom de la ou des personnes-ressources	Indiquer le nom de la personne responsable de l'exactitude et de l'intégrité des données soumises.	
Date	Indiquer l'année, le mois et le jour où les données ont été créées.	
Indicatif régional/téléphone	Indiquer le numéro de téléphone de la personne responsable.	
Identifiant du puits et du gisement (utiliser uniquement lorsque le volume de réception provient directement d'un puits)	Se reporter au tableau B de l'annexe C pour connaître les exigences en matière de codage.	
Champ (Fld)	Quatre (4) caractères alphanumériques du champ	
Unité (U)	Un (1) caractère alphanumérique du champ (A à P)	
Section (Sec)	Trois (3) caractères numériques du champ (001 à 100)	
Séquence de puits (Seq)	Trois (3) caractères numériques du champ (001 à 999)	
Puits dérivé (S)	Un (1) caractère alphanumérique du champ (en blanc, Z à A)	
Nom du puits	Indiquer le nom du puits désigné par l'exploitant.	
Gisement	Six (6) caractères alphanumériques du champ	
Identifiant de l'installation (se reporter au tableau a de l'annexe	Indiquer l'identifiant de l'installation qui reçoit les fluides d'une installation, d'un pétrolier ou d'un pipeline.	

C pour connaître les désignations de codage valides)		
Code du type de réception (Se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent exister)	Indiquer le code à deux chiffres du « type de réception » pour indiquer le type de transaction de fluides autre que celle provenant d'un puits ou d'une installation.	
	Description	Code
	• Injection d'eau de mer	22

Remarque : Il faut utiliser une seule des trois catégories ci-dessus (identifiant du puits et du gisement, identifiant de l'installation, code du type de réception) pour un « volume de réception » donné.

Code du fluide de réception (Se reporter au tableau E de l'annexe C pour connaître les désignations supplémentaires de codage des fluides)	Indiquer le code à deux chiffres du « fluide de réception » pour indiquer le type de fluide reçu à l'installation au cours du mois visé. Les fluides typiques reçus comprennent :		
	Description	Code	Unités
	• Gaz	02	10 ³ m ³
	• Eau	06	m ³
	• Déchets (par exemple, déblais)	08	m ³
	• Solvants	09	10 ³ m ³
Volume de réception	Indiquer le volume de fluide reçu de chaque source. Rapport en m ³ ou 10 ³ m ³ correspondant aux unités du type de fluide.		
Facteur d'équivalence de gaz	Applicable uniquement pour les fluides listés ci-dessous.		
	Le multiplicateur utilisé pour convertir 1 m ³ de liquide en volume de gaz que le liquide occuperait à l'état gazeux dans 1 000 m ³ comme indiqué dans le livre de données de la Natural Gas Processors Suppliers Association (NGPSA), avec une précision minimale requise de trois décimales. Cela s'applique uniquement aux fluides suivants :		
	Fluide	Code	
	• GPL	16	
	• Condensat	18	
	• Propane	53	
	• Butanes	54	
	• Éthane	55	
	• Éthane plus	56	
	• Pentanes plus	57	
	Le facteur d'équivalence en gaz doit être basé sur l'analyse d'un échantillon représentatif du fluide reçu. L'analyse et le facteur doivent en outre être mis à jour chaque année ou plus fréquemment si la composition varie.		
Volume	Indiquer le volume équivalent de gaz (10 ³ m ³). Volume équivalent de gaz = facteur d'équivalence de gaz x volume de réception		
Détails de l'injection/évacuation			
Identifiant du puits et du gisement	Se reporter au tableau B de l'annexe C pour connaître les exigences en matière de codage.		
Champ (Fld)	Quatre (4) caractères alphanumériques du champ		
Unité (U)	Un (1) caractère alphanumérique du champ (A à P)		

Section (Sec)	Trois (3) caractères numériques du champ (001 à 100)
Séquence de puits (Seq)	Trois (3) caractères numériques du champ (001 à 999)
Puits dérivé (S)	Un (1) caractère alphanumérique du champ (en blanc, Z à A)
Nom du puits	Indiquer le nom du puits désigné par l'exploitant.
Gisement	Six (6) caractères alphanumériques du champ
Numéro de cycle	Pour les puits impliqués dans des opérations de recyclage, indiquez le numéro de cycle. Où les opérations de recyclage sont effectuées : • Répéter l'identifiant du puits et du gisement pour chaque numéro de cycle; • Indiquer un numéro consécutif pour chaque cycle en commençant par le cycle no 1 pour le premier mois au cours duquel des opérations d'injection ont lieu dans un puits cyclique.
Code de réchauffement	Applicable aux opérations de pétrole lourd utilisant uniquement la stimulation par la vapeur, ce code à un chiffre est utilisé pour déterminer les opérations de réchauffement avant le début d'un nouveau cycle. Lorsque de telles opérations sont menées : • L'exploitant doit attribuer les codes A à Z de manière séquentielle dans un numéro de cycle donné; • S'assurer de saisir l'identifiant du puits et du gisement, le numéro du cycle, le code d'injection consécutive/concurrente (CCI), l'heure à laquelle se sont produites les injections et la plateforme de tête de puits en association avec chaque phase de réchauffement.
Code CCI	Code d'injection consécutive ou concurrente (un seul chiffre) pour l'injection de deux fluides ou plus dans le gisement d'un puits. Lorsque l'on injecte deux fluides ou plus dans le gisement d'un puits : • Les codes 1 à 6 sont utilisés pour retenir les renseignements d'injection en fonction de la ligne sur laquelle ils sont déclarés; • Si l'on injecte deux ou trois fluides simultanément, inscrire les fluides sur la même ligne avec le code CCI 1; • Si l'on injecte quatre à six fluides simultanément, inscrire trois fluides sur la première ligne avec le code CCI 1 et les autres fluides sur une deuxième ligne avec le code CCI 2; • Si l'on injecte deux ou plusieurs fluides consécutivement, inscrire chaque fluide sur une ligne distincte avec des codes CCI consécutifs, en commençant par 1 pour le premier fluide. Remarque : On laisse la section du code CCI en blanc si le puits n'injecte qu'un seul fluide au cours du mois.
Qualité de la vapeur (%)	Indiquer sous forme de nombre entier la qualité moyenne du volume de vapeur injecté au cours du mois, exprimée en pourcentage.
Heures d'injection	Indiquer, à l'heure près, le nombre total d'heures d'injection ou d'élimination au cours du mois. S'assurer d'exclure les heures de la phase de production d'un puits cyclique.

	Remarque : La somme des heures associées aux cycles de production et d'injection pour un puits donné ne doit pas dépasser les heures disponibles dans le mois donné.		
Plateforme de tête de puits (en kPa au manomètre)	Indiquer sous forme de nombre entier la pression moyenne à la tête du puits pendant le mois.		
Fluide d'injection/d'évacuation : (Se reporter au tableau E de l'annexe C pour connaître les désignations supplémentaires de codage des fluides)	Saisir le code à deux chiffres du « fluide » pour indiquer le type de fluide injecté ou évacué au cours du mois. Les fluides typiques reçus comprennent :		
	Description	Code	Unités
	• Gaz	02	10 ³ m ³
	• Eau	06	m ³
	• Déchets (par exemple, déblais)	08	m ³
	• Solvants ³	09	m ³
	• Vapeur ⁴	10	m ³
	• Air	11	10 ³ m ³
	• Azote	15	10 ³ m ³
	• Xylène	70	m ³
Volume	Volume de chaque fluide injecté ou évacué dans chaque puits au cours du mois (m ³ ou 10 ³ m ³ correspondant au fluide).		
Détails des autres livraisons			
Identifiant de l'installation (se reporter au tableau A de l'annexe C pour connaître les désignations de codage valides)	Indiquer l'« identifiant de l'installation » pour déterminer la destination des fluides à livrer.		
Type de livraison (se reporter au tableau D de l'annexe C pour connaître les désignations de codage supplémentaires qui peuvent exister)	Saisir le code à deux chiffres du « type de livraison » pour indiquer le type de transaction autre que pour une installation. Les transactions typiques comprennent :		
	Description	Code	
	• Déversements	04	
	• Rejet d'eau dans la mer	07	
	• Feu	08	
Remarque : Indiquer l'« identifiant de l'installation » ou le « Type de livraison », mais pas les deux, en association avec un volume de livraison donné.			
Type de livraison (se reporter au tableau E de l'annexe C pour connaître les désignations supplémentaires de codage des fluides)	Saisir le code à deux chiffres du « fluide de livraison » pour indiquer le type de fluide livré ou évacué au cours du mois. Les fluides typiques comprennent les suivants :		
	Description	Code	Unités
	• Gaz	02	10 ³ m ³
	• Pétrole	03	m ³
	• Eau	06	m ³
	• Déchets (déblais)	08	m ³
	• Carburant diesel	58	m ³

³ Comprendent le GPL, le condensat, le propane, les butanes, l'éthane, l'éthane plus et les pentanes plus, qui sont convertis en équivalent de gaz et additionnés en tant que solvants.

⁴ Volume équivalent d'eau froide.

Remarque : Utiliser les sections « Inventaire d'ouverture » et « Inventaire de clôture » ci-dessus pour rendre compte de l'entreposage des fluides nécessaires à l'injection.

⁷ Les inventaires de GPL, de condensat, de propane, de butane, d'éthane, d'éthane plus et de pentanes plus sont rapportés en volume équivalent de gaz en tant que solvants, résumé du fluide 09.

	La somme des volumes de livraison pour chaque fluide énuméré sous « Détails des autres livraisons » doit correspondre au volume livré sous « Total des autres livraisons » pour ce fluide.
Gaz torché	Milliers de mètres cubes (10^3 m^3) de gaz torché à l'installation d'injection/d'évacuation pendant le mois.

Remarque : Lorsqu'une plateforme d'installation est composée d'installations intégrées de production et d'injection/d'évacuation avec un système de torchage commun, il faut laisser le volume de gaz torché en blanc sur le relevé NF-S18 et l'indiquer uniquement sur le relevé NF-S2.

Combustible	Milliers de mètres cubes (10^3 m^3) de gaz utilisé en tant que combustible à l'installation d'injection/d'évacuation pendant le mois.
--------------------	---

Remarque : Lorsqu'une plateforme d'installation est composée d'installations intégrées de production et d'injection/d'évacuation, il faut laisser le volume de gaz utilisé en tant que combustible en blanc sur le relevé NF-S18 et l'indiquer uniquement sur le relevé NF-S2.

Différence de comptage (+/-)	Indiquer tout volume de fluide non comptabilisé en raison d'une différence de comptage. Cela inclut les volumes mineurs attribués à des pertes non comptabilisées ou simplement à des différences dans la précision des compteurs. Si le volume déclaré est négatif, inscrivez le signe moins (–) dans l'espace prévu à cet effet.
Volume total d'injection/d'évacuation	Indiquer le volume total de fluide évacué ou injecté dans les puits pendant le mois. La somme des volumes de chaque fluide détaillée dans la section « Détails de l'injection/évacuation » doit correspondre au « Volume total d'injection/évacuation » pour ce fluide, à l'exception de la vapeur, de l'eau alcaline et du micellaire qui sont additionnés en tant qu'eau (code de fluide 06). Le « volume total d'injection/d'évacuation » doit correspondre au total de tous les autres fluides déclarés, c'est-à-dire : Volume total d'injection/d'évacuation = total des réceptions + inventaire d'ouverture - inventaire de clôture - total des autres livraisons - gaz torché - combustible – différence de comptage (+ ou –)

Annexe A – Format PDF

La présente section contient les formats prescrits pour la soumission en format PDF des relevés mensuels NF-S1, NF-S2 et NF-S18 et des feuilles de calcul NF-S1a et NF-S2a.

Les données contenues dans les relevés et les feuilles de calcul de l'annexe A sont fictives et sont uniquement fournies à titre d'exemple.

Exigences générales qui s'appliquent à tous les relevés ou à toutes les feuilles de calcul :

- Les formats fournis servent de modèles selon lesquels un exploitant doit concevoir son système de déclaration. Chaque relevé ou feuille de calcul comprend des renseignements d'en-tête, une ou plusieurs sections de données propres à la déclaration ou à la feuille de calcul, et des coordonnées.
- L'en-tête situé en haut de chaque page indique l'exploitant, l'année et le mois de production, la région du champ, l'installation, l'état des modifications et le numéro de page. L'« en-tête » doit apparaître sur chaque page du relevé ou de la feuille de calcul.
- La partie sur les données du relevé ou de la feuille de calcul est organisée en une ou plusieurs sections de « données ». Il faut remplir chaque section de « données » avant d'en commencer une autre avec des données récapitulatives, comme un total fourni à la fin de chaque section de « données ».
- Les coordonnées de la « personne-ressource » indiquent la personne désignée par l'exploitant comme responsable des données soumises à l'*organisme de réglementation*. Il faut indiquer les coordonnées des « personnes-ressources » à la dernière page du relevé ou de la feuille de calcul. La personne responsable de l'exactitude et de l'intégrité des données doit vérifier chaque relevé ou feuille de calcul.

En vertu de l'article 198 du *Règlement-cadre*, l'exploitant doit soumettre le rapport mensuel de production à l'*organisme de réglementation* au plus tard le 15^e jour du mois suivant le mois de production.

Scénario pour la mise à l'essai de la conformité des soumissions

Ce « scénario de terrain » a été créé dans le but de vérifier la conformité d'un exploitant aux exigences en matière de soumission de l'*organisme de réglementation* avant la mise en production d'un champ. Le scénario est basé sur des données fictives pour un champ « ABC » produisant dans la région des Grands Bancs nord au large de Terre-Neuve-et-Labrador et exploité par l'exploitant « OPRT ». Le mois de production est le mois de mars 2000 au cours duquel le champ a commencé à produire. Le champ avait sept puits lorsqu'il est entré en production : quatre producteurs de pétrole, deux injecteurs de gaz et un injecteur d'eau. Les relevés suggèrent une ouvrage de production intégrée unique — ABCI01 avec une « installation d'injection » en ligne associée — ABCI01I.

L'exploitant doit reproduire les trois relevés (NF-S1, NF-S2 et NF-S18) et les deux feuilles de calcul (NF-S1a et NF-S2a) fournies à l'annexe A et créer un fichier ASCII qui accompagne chaque document soumis, conformément aux exigences de l'annexe B. L'objectif est de repérer et de corriger autant d'erreurs que possible dans le système de production de rapport d'un exploitant avant de lancer la production. Les essais de conformité doivent commencer trois (3) mois avant le début de la production prévue.

Appendix A
NF-S1 Monthly Production Statement
(Newfoundland Offshore Area)

 "Field Operator"	NF-S1 MONTHLY PRODUCTION STATEMENT Newfoundland Offshore Area	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><tr><th>Year</th><th>Month</th><th>Operator</th><th>Field</th><th>Region</th><th>Installation</th><th colspan="4">Amendment</th><th>Page</th></tr><tr><td>2000</td><td>03</td><td>OPRT</td><td>ABC</td><td>NGB</td><td>ABCI01</td><td>Year</td><td>Month</td><td>Day</td><td>Code</td><td>1 of 1</td></tr></table>	Year	Month	Operator	Field	Region	Installation	Amendment				Page	2000	03	OPRT	ABC	NGB	ABCI01	Year	Month	Day	Code	1 of 1																																																																																																																																																																																																																			
	Year	Month	Operator	Field	Region	Installation	Amendment				Page																																																																																																																																																																																																																																
	2000	03	OPRT	ABC	NGB	ABCI01	Year	Month	Day	Code	1 of 1																																																																																																																																																																																																																																
Gas Volumes in 10 ³ m ³ @ 101.326 kPa and 15 ^o C/Liquid Volumes in m ³ @101.325 kPa and 15 ^o C Assigned Areas for Volumetrics Data Are Deemed To Be Reported as 0.0 if Left Blank																																																																																																																																																																																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><thead><tr><th colspan="6">Well - Pool Identifiers</th><th colspan="2">Water-Gas Ratio Tst</th><th rowspan="2">Gas- Oil Ratio</th><th rowspan="2">C Y C</th><th rowspan="2">C N D</th><th colspan="3">Estimated</th><th colspan="4">Measured</th><th colspan="5">Prorated</th></tr><tr><th>Fld</th><th>U</th><th>Sec</th><th>Seq</th><th>S</th><th>Well Name</th><th>Pool</th><th>Date</th><th>Ratio</th><th>Oil/Cnd</th><th>Gas</th><th>Water</th><th>Hrs</th><th>Oil/Cnd</th><th>Gas</th><th>Water</th><th>Hrs</th><th>N/T</th><th>Oil/Cnd</th><th>Gas</th><th>Water</th></tr></thead><tbody><tr><td>ABC</td><td>J</td><td>020</td><td>001</td><td></td><td>TEST WELL - PROD #1</td><td>RKNB2</td><td></td><td></td><td></td><td>N</td><td>260152.0</td><td>33300.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>720</td><td>2</td><td>251841.0</td><td>29725.7</td><td>0.0</td></tr><tr><td>ABC</td><td>J</td><td>020</td><td>002</td><td>Z</td><td>TEST WELL - PROD #2</td><td>RKNB2</td><td></td><td></td><td></td><td>N</td><td>161729.0</td><td>20701.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>420</td><td>1</td><td>156562.3</td><td>18479.1</td><td>0.0</td></tr><tr><td>ABC</td><td>J</td><td>020</td><td>003</td><td></td><td>TEST WELL - GINJ #1</td><td>RKNB2</td><td></td><td></td><td></td><td>N</td><td>2500.0</td><td>320.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>20</td><td>1</td><td>2420.1</td><td>285.7</td><td>0.0</td></tr><tr><td>ABC</td><td>J</td><td>020</td><td>004</td><td></td><td>TEST WELL - GINJ #2</td><td>RKNB2</td><td></td><td></td><td></td><td>N</td><td>1867.0</td><td>239.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>16</td><td>1</td><td>1807.4</td><td>213.3</td><td>0.0</td></tr><tr><td>ABC</td><td>N</td><td>015</td><td>001</td><td></td><td>TEST WELL - PROD #3</td><td>RKNB3</td><td></td><td></td><td></td><td>N</td><td>216993.0</td><td>30379.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>612</td><td>2</td><td>210060.8</td><td>27118.2</td><td>0.0</td></tr><tr><td>ABC</td><td>N</td><td>015</td><td>002</td><td></td><td>TEST WELL - WINJ #1</td><td>RKNB3</td><td></td><td></td><td></td><td>N</td><td>2700.0</td><td>378.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>20</td><td>1</td><td>2613.7</td><td>337.4</td><td>0.0</td></tr><tr><td>ABC</td><td>N</td><td>015</td><td>003</td><td>Z</td><td>TEST WELL - PROD #4</td><td>RKNB3</td><td></td><td></td><td></td><td>N</td><td>68500.0</td><td>9590.0</td><td>11417.0</td><td></td><td></td><td></td><td>276</td><td>1</td><td>66311.7</td><td>8560.6</td><td>11545.0</td></tr><tr><td colspan="7"></td><td colspan="4" style="text-align: right;">Totals</td><td>714441.0</td><td>94907.0</td><td>11417.0</td><td></td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td></td><td></td><td>691617.0</td><td>84720.0</td><td>11545.0</td></tr></tbody></table>		Well - Pool Identifiers						Water-Gas Ratio Tst		Gas- Oil Ratio	C Y C	C N D	Estimated			Measured				Prorated					Fld	U	Sec	Seq	S	Well Name	Pool	Date	Ratio	Oil/Cnd	Gas	Water	Hrs	Oil/Cnd	Gas	Water	Hrs	N/T	Oil/Cnd	Gas	Water	ABC	J	020	001		TEST WELL - PROD #1	RKNB2				N	260152.0	33300.0					720	2	251841.0	29725.7	0.0	ABC	J	020	002	Z	TEST WELL - PROD #2	RKNB2				N	161729.0	20701.0					420	1	156562.3	18479.1	0.0	ABC	J	020	003		TEST WELL - GINJ #1	RKNB2				N	2500.0	320.0					20	1	2420.1	285.7	0.0	ABC	J	020	004		TEST WELL - GINJ #2	RKNB2				N	1867.0	239.0					16	1	1807.4	213.3	0.0	ABC	N	015	001		TEST WELL - PROD #3	RKNB3				N	216993.0	30379.0					612	2	210060.8	27118.2	0.0	ABC	N	015	002		TEST WELL - WINJ #1	RKNB3				N	2700.0	378.0					20	1	2613.7	337.4	0.0	ABC	N	015	003	Z	TEST WELL - PROD #4	RKNB3				N	68500.0	9590.0	11417.0				276	1	66311.7	8560.6	11545.0								Totals				714441.0	94907.0	11417.0		0.0	0.0	0.0			691617.0	84720.0	11545.0	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><thead><tr><th></th><th>Oil/Cnd</th><th>Gas</th><th>Water</th></tr></thead><tbody><tr><td>Proration Factors</td><td>0.96805</td><td>0.89266</td><td>1.01121</td></tr><tr><td>Total Installation Production</td><td>691617.0</td><td>84720.0</td><td>11545.0</td></tr></tbody></table>		Oil/Cnd	Gas	Water	Proration Factors	0.96805	0.89266	1.01121	Total Installation Production	691617.0	84720.0	11545.0
Well - Pool Identifiers						Water-Gas Ratio Tst		Gas- Oil Ratio	C Y C				C N D	Estimated			Measured				Prorated																																																																																																																																																																																																																						
Fld	U	Sec	Seq	S	Well Name	Pool	Date			Ratio	Oil/Cnd	Gas		Water	Hrs	Oil/Cnd	Gas	Water	Hrs	N/T	Oil/Cnd	Gas	Water																																																																																																																																																																																																																				
ABC	J	020	001		TEST WELL - PROD #1	RKNB2				N	260152.0	33300.0					720	2	251841.0	29725.7	0.0																																																																																																																																																																																																																						
ABC	J	020	002	Z	TEST WELL - PROD #2	RKNB2				N	161729.0	20701.0					420	1	156562.3	18479.1	0.0																																																																																																																																																																																																																						
ABC	J	020	003		TEST WELL - GINJ #1	RKNB2				N	2500.0	320.0					20	1	2420.1	285.7	0.0																																																																																																																																																																																																																						
ABC	J	020	004		TEST WELL - GINJ #2	RKNB2				N	1867.0	239.0					16	1	1807.4	213.3	0.0																																																																																																																																																																																																																						
ABC	N	015	001		TEST WELL - PROD #3	RKNB3				N	216993.0	30379.0					612	2	210060.8	27118.2	0.0																																																																																																																																																																																																																						
ABC	N	015	002		TEST WELL - WINJ #1	RKNB3				N	2700.0	378.0					20	1	2613.7	337.4	0.0																																																																																																																																																																																																																						
ABC	N	015	003	Z	TEST WELL - PROD #4	RKNB3				N	68500.0	9590.0	11417.0				276	1	66311.7	8560.6	11545.0																																																																																																																																																																																																																						
							Totals				714441.0	94907.0	11417.0		0.0	0.0	0.0			691617.0	84720.0	11545.0																																																																																																																																																																																																																					
	Oil/Cnd	Gas	Water																																																																																																																																																																																																																																								
Proration Factors	0.96805	0.89266	1.01121																																																																																																																																																																																																																																								
Total Installation Production	691617.0	84720.0	11545.0																																																																																																																																																																																																																																								

Contact Name	Area Code	Telephone
Jane Smith	(709)	222-3355
Signature		Date

Appendix A
NF-S1a Monthly Test Proration Worksheet
(Newfoundland Offshore Area)

CANADA-NEWFOUNDLAND and LABRADOR OFFSHORE PETROLEUM BOARD										NF-S1a MONTHLY TEST PRORATION WORKSHEET										
Name and Address of Operator 'Field Operator'										Year	Month	Operator	Field	Region	Installation	Amendment				Page
										2000	3	OPRT	ABC	NGB	ABCI01	Year	Month	Day	Code	1 of 1
Well Identifier										'Name of Installation'										
Field Unit Section Sequence Sidetrack										Pool id Installation Name										
Test Summary										Main Production Summary										
Test Date YYYYMMDD	Rate Reduction Y/N	Test Duration Hrs	Hours of Stabilized Flow	Stabilized Flow - Rate Summary Oil/Cnd m ³ /d	Gas 10 ³ m ³ /d	Water m ³ /d	P _{res} kPaa	P _{opt} kPaa	P _{wf} kPaa	P _{wh} kPaa	P _c kPaa	Backpressure Coeff. / Productivity Index Downhole Wellhead (refer to guidelines for units)	Hours On	Pressure Summary P _{wf} kPaa P _{wh} kPaa	Estimated Production Oil/Cnd m ³ Gas 10 ³ m ³ Water m ³					
ABC	J	20	1				RKNB2													
20000302	Y	12	8	3024.00	387.07	0.00	40000	28000	38200			1.68000*	336	35000	114912.0	14709.0	0.0			
20000316	Y	10	6	3000.00	384.00	0.00	39600	28000	37814			1.68000*	384	34100	145240.0	18591.0	0.0			
Totals													720		260152.0	33300.0	0.0			
ABC	J	20	2	Z			RKNB2													
20000314	Y	14	6	3200.00	409.60	0.00	39650	28000	37872			1.80000*	420	34400	161729.0	20701.0	0.0			
Totals													420		161729.0	20701.0	0.0			
ABC	J	20	3				RKNB2													
20000315	N	20	8	3000.00	384.00	0.00	39600	28000	37600			1.50000*	20	37600	2500.0	320.0	0.0			
Totals													20		2500.0	320.0	0.0			
ABC	J	20	4				RKNB2													
20000318	N	16	6	2800.00	358.40	0.00	39600	28000	37850			1.60000*	16	37850	1867.0	239.0	0.0			
Totals													16		1867.0	239.0	0.0			
ABC	N	15	1				RKNB3													
20000306	Y	20	8	3180.00	445.20	0.00	41000	26000	39410			2.00000*	360	37000	115983.0	16238.0	0.0			
20000321	Y	14	6	3160.00	442.40	0.00	40500	26000	38920			2.00000*	252	35500	101010.0	14141.0	0.0			
Totals													612		216993.0	30379.0	0.0			
ABC	N	15	2				RKNB3													
20000319	N	20	10	3240.00	453.60	0.00	40500	26000	39027			2.20000*	20	39027	2700.0	378.0	0.0			
Totals													20		2700.0	378.0	0.0			
ABC	N	15	3	Z			RKNB3													
20000320	Y	20	10	2400.00	336.00	400.00	40500	26000	39100			1.71429*	276	37000	68500.0	9590.0	11417.0			
Totals													276		68500.0	9590.0	11417.0			

* Expressed in terms of Productivity Index in units of m³/d/kPa

Contact Name	Area Code	Phone Number
Jane Smith	709	222-3355
Signature		Date

Appendix A
NF-S2 Monthly Production Statement
(Newfoundland Offshore Area)

 CANADA-NEWFOUNDLAND and LABRADOR OFFSHORE PETROLEUM BOARD NF-S2 MONTHLY DISPOSITION STATEMENT Newfoundland Offshore Area <table border="1" style="border-collapse: collapse;"><tr><th>Year</th><th>Month</th><th>Operator</th><th>Field</th><th>Region</th><th>Installation</th></tr><tr><td>2000</td><td>03</td><td>OPRT</td><td>ABC</td><td>NGB</td><td>ABCI01</td></tr></table><table border="1" style="border-collapse: collapse;"><tr><th colspan="4">Amendment</th></tr><tr><th>Year</th><th>Month</th><th>Day</th><th>Code</th></tr><tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr></table> Page 1 of 1												Year	Month	Operator	Field	Region	Installation	2000	03	OPRT	ABC	NGB	ABCI01	Amendment				Year	Month	Day	Code				
Year	Month	Operator	Field	Region	Installation																														
2000	03	OPRT	ABC	NGB	ABCI01																														
Amendment																																			
Year	Month	Day	Code																																
Gas Volumes in 10³m³ @ 101.326 kPa and 15°C/Liquid Volumes in m³ @101.325 kPa and 15°C Assigned Areas for Volumetrics Data Are Deemed To Be Reported as 0.0 if Left Blank																																			
Oil																																			
Other Receipts Deliveries																																			
Tanker/PipeLine/Inst Code		Rec Type	Volume	Name of Purchaser/WIO or Other		Purchaser or WIO		Tanker/PipeLine/Inst Code		Del Type	Volume																								
				NAME OF PURCHASER		X01		KOMETIK			353977.0																								
				NAME OF PURCHASER		X01		MATTEA			54854.0																								
				NAME OF PURCHASER		X02		MATTEA			106891.0																								
				NAME OF PURCHASER		X03		MATTEA			106891.0																								
Oil Production			Total Other Rcpts	Opening Inventory		Closing Inventory					Total Deliveries																								
691617.0			0.0	0.0		69004.0					622613.0																								
Gas																																			
Other Receipts Deliveries																																			
Tanker/PipeLine/Inst Code		Rec Type	Volume	Name of Purchaser/WIO or Other		Purchaser or WIO		Tanker/PipeLine/Inst Code		Del Type	Volume																								
				FIELD OPERATOR		X00		ABCI01I			62500.0																								
Gas Production			Total Other Rcpts	Gas Lift Gas Recovered		Fuel		Flared	Vented	Meter Diff (+/-)	Total Deliveries																								
84720.0			0.0	0.0		7300.0		14920.0	0.0	0.0	62500.0																								
Water																																			
Other Receipts Deliveries																																			
Tanker/PipeLine/Inst Code		Rec Type	Volume	Name of Purchaser/WIO or Other		Purchaser or WIO		Tanker/PipeLine/Inst Code		Del Type	Volume																								
				NAME OF PURCHASER		X01		KOMETIK			563.0																								
				NAME OF PURCHASER		X01		MATTEA			77.0																								
				NAME OF PURCHASER		X02		MATTEA			152.0																								
				NAME OF PURCHASER		X03		MATTEA			152.0																								
										07	9196.0																								
Water Production			Total Other Rcpts	Opening Inventory		Closing Inventory				Meter Diff (+/-)	Total Deliveries																								
11545.0			0.0	0.0		1405.0				0.0	10140.0																								

Contact Name		Area Code	Telephone
Jane Smith		(709)	222-3355
Signature		Date	

Page 37 de 58

Contact Name	Area Code	Telephone
Jane Smith	(709)	222-3355
Signature		Date

Appendix A
NF-S2a Monthly Tanker Details Worksheet
(Newfoundland Offshore Area)

 Name and Address of Operator	NF-S2a Monthly Tanker Shipment Details Worksheet																																					
	'Field Operator'																																					
					<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><tr><th>Year</th><th>Month</th><th>Operator</th><th>Field</th><th>Region</th><th>Installation</th></tr><tr><td>2000</td><td>3</td><td>OPRT</td><td>ABC</td><td>NGB</td><td>ABC101</td></tr></table>				Year	Month	Operator	Field	Region	Installation	2000	3	OPRT	ABC	NGB	ABC101	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"><tr><th colspan="4">Amendment</th><th>Page</th></tr><tr><th>Year</th><th>Month</th><th>Day</th><th>Code</th><td rowspan="2" style="text-align: center;">1 of 1</td></tr><tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr></table>				Amendment				Page	Year	Month	Day	Code	1 of 1				
Year	Month	Operator	Field	Region	Installation																																	
2000	3	OPRT	ABC	NGB	ABC101																																	
Amendment				Page																																		
Year	Month	Day	Code	1 of 1																																		
					'Name of Installation'																																	
					Installation Name																																	
Tanker Name	Tanker Code	Name of Purchaser/WIO or Other	Purchaser or WIO Code	Tanker Status	Loaded				Date Shipped YYYYMMDD	Destination	Shipped																											
					Gross Volume m ³	BSW Fraction	Net Oil Volume m ³	Net Water Volume m ³			Gross Volume m ³	BSW Fraction	Net Oil Volume m ³	Net Water Volume m ³																								
Kometik	KOMETIK	Name of Purchaser	X01	S	134350.0	0.0003722	134300.0	50.0	20000310	Transshipment Port	134350.0	0.0003722	134300.0	50.0																								
Mattea	MATTEA	Name of Purchaser	X01	S	27414.0	0.0005209	27400.0	14.0	20000315	Transshipment Port	27414.0	0.0005209	27400.0	14.0																								
Mattea	MATTEA	Name of Purchaser	X02	S	53489.0	0.0005209	53461.0	28.0	20000315	Transshipment Port	53489.0	0.0005209	53461.0	28.0																								
Mattea	MATTEA	Name of Purchaser	X03	S	53489.0	0.0005209	53461.0	28.0	20000315	Transshipment Port	53489.0	0.0005209	53461.0	28.0																								
Kometik	KOMETIK	Name of Purchaser	X01	S	134625.0	0.0021764	134332.0	293.0	20000319	Transshipment Port	134625.0	0.0021764	134332.0	293.0																								
Mattea	MATTEA	Name of Purchaser	X01	S	27517.0	0.0023027	27454.0	63.0	20000325	Transshipment Port	27517.0	0.0023027	27454.0	63.0																								
Mattea	MATTEA	Name of Purchaser	X02	S	53554.0	0.0023027	53430.0	124.0	20000325	Transshipment Port	53554.0	0.0023027	53430.0	124.0																								
Mattea	MATTEA	Name of Purchaser	X03	S	53554.0	0.0023027	53430.0	124.0	20000325	Transshipment Port	53554.0	0.0023027	53430.0	124.0																								
Kometik	KOMETIK	Name of Purchaser	X01	L	85565.0	0.0025711	85345.0	220.0																														

Contact Name	Area Code	Phone Number
Jane Smith	709	222-3355
Signature		Date

Annexe B – Fichier plat en format ASCII

Les pages suivantes présentent la structure des registres de données nécessaires à la soumission électronique des données des relevés et des feuilles de travail à l'*organisme de réglementation*, en vue de leur saisie dans la base de données de comptabilité de la production de ce dernier.

L'orientation suivante est fournie :

- Les documents doivent être des fichiers de données uniques composés de registres de données qui constituent les relevés et les feuilles de calcul nécessaires.
- Il faut soumettre les données des relevés NF-S1, NF-S2 et NF-S18 et des feuilles de calcul NF-S1a et NF-S2a du mois de production en cours dans un fichier de données distinct de celui des modifications soumises pour les mois précédents.
- Les règles suivantes s'appliquent à la création d'un fichier de données :
 - Le fichier de données doit être un fichier plat au format ASCII (texte uniquement), c.-à-d. sans virgule ni décimale dans les registres de données;
 - Il doit commencer par le registre d'en-tête (N000) propre à la date de création du fichier;
 - Les relevés pour l'année ou le mois de production doivent d'abord suivre la séquence des relevés NF-S1, puis des relevés NF-S2 et enfin, des relevés NF-S18.
- Lorsqu'un fichier de données contient des données de modification, il faut soumettre l'ensemble complet de données comprenant tous les relevés et toutes les feuilles de calcul associés, qu'il soit affecté ou non par les données de modification.
- Dans chaque relevé, les registres de données doivent suivre la séquence appropriée, c.-à-d. que les registres de données pour le relevé NF-S1 doivent suivre la séquence N011, N012, N015, puis N019.
- Ne pas inclure les registres de données lorsque les données n'existent pas.
- Les registres de données qui constituent le fichier de données ne doivent pas dépasser 180 octets et se terminent par un seul retour de fin de ligne.
- Chaque registre de données est généralement composé de plusieurs éléments de données. Un élément a une longueur fixe de tant de caractères ou d'octets et peut être de nature numérique ou alphanumérique. Les éléments de données numériques sont justifiés à droite, tandis que les éléments de données alphanumériques sont justifiés à gauche. Un élément de données numériques aura un format de 9(x)v9(y), « x » représentant le nombre de positions avant la décimale et « y » représentant le nombre de positions après la décimale. La somme de « x » + « y » doit être égale à la longueur de l'élément de données. Un élément de données alphanumériques aura le format X(x), « x » représentant la longueur de l'élément de données. Tous les éléments de données alphanumériques doivent être en majuscules lorsqu'ils représentent un identifiant ou un code.
- Lorsqu'il faut fournir des codes, veuillez vous assurer que le nombre de chiffres requis est indiqué.
- Les fichiers de données doivent se terminer par un seul retour de fin de ligne.
- Il faut fournir les fichiers de données à l'*organisme de réglementation* par courriel.
- L'exploitant doit vérifier chaque mois l'exactitude et le contenu des fichiers de données avant de les soumettre à l'*organisme de réglementation*.

Un exemple de « fichier de données » comme requis par l'*organisme de réglementation* est fourni à la fin de l'annexe B. Ce « fichier de données » représente les données réelles soumises par l'exploitant du champ Hibernia en rapport avec le mois de production de mars 1999 pour ce champ.

Remarque : Tous les exploitants devront vérifier la conformité de leur système de production de rapport aux exigences en matière de rapports de l'organisme de réglementation. Veuillez vous reporter à l'annexe A pour connaître les bases des essais de conformité.

Format de soumission

Registre d'en-tête (type de registre N000)

Chaque fichier de données doit contenir un registre d'en-tête (type de registre N000) qui indiquera la date et l'heure de création du fichier ainsi que le nom de l'entreprise et l'année de traitement et le mois en cours à des fins de traitement.

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois de traitement	1	6	X(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Remplissage	14	17	X(17)	« en blanc »
Type de registre	31	4	X(4)	« N000 »
Nom de l'entreprise	35	56	X(56)	
Date de création des données	91	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Heure de création des données	99	6	9(6)	« HHMMSS »
Remplissage	105	76	X(76)	« en blanc »

Remarque : La « date de création des données » et l'« heure de création des données » sont uniques au fichier de données créé ou modifié. La « date de création des données » ne peut pas précéder l'année/le mois du relevé ou la « date de modification » dans les registres ultérieurs.

Relevé mensuel de production NF-S1

Le relevé mensuel de production comprend jusqu'à quatre types de registres :

- Registres détaillés sur les puits pour la déclaration des données de production des puits individuels (un ou plusieurs registres) – « N011 »;
- Registre du total de l'installation pour la déclaration des données de production du total de l'installation (un registre) – « N012 »;
- Registre des détails des essais au prorata pour la déclaration des détails d'un essai de puits individuel (un ou plusieurs registres) – « N015 »;
- Registre des personnes-ressources de l'installation pour indiquer leur nom et leurs coordonnées en cas d'écart dans les rapports (un registre) – « N019 ».

a. Description du registre S-1 – Détails du puits (registre de type N011)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N011 »
Identifiant du puits – Champ	35	4	X(4)	
Identifiant du puits – Unité	39	1	X(1)	
Identifiant du puits – Section	40	3	9(3)	
Identifiant du puits – Séquence	43	3	9(3)	
Identifiant du puits – Puits dérivé	46	1	X(1)	
Identifiant du gisement	47	6	X(6)	
Date du rapport eau-gaz	53	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Rapport eau-gaz	61	6	9v9(5)	
Proportion gaz-pétrole	67	4	9(3)v9	
Numéro de cycle	71	2	9(2)	
Indicateur de condensat	73	1	X(1)	O – condensat, N – pétrole
Estimation du pétrole/condensat	74	8	9(7)v9	
Estimation du gaz	82	8	9(7)v9	
Estimation de l'eau	90	8	9(7)v9	
Heures produites mesurées	98	3	9(3)	
Pétrole/condensat mesuré	101	8	9(7)v9	
Gaz mesuré	109	8	9(7)v9	
Eau mesurée	117	8	9(7)v9	
Heures produites au prorata	125	3	9(3)	
Nombre d'essais effectués	128	2	X(2)	
Pétrole/condensat au prorata	130	8	9(7)v9	
Gaz au prorata	138	8	9(7)v9	
Eau au prorata	146	8	9(7)v9	
Remplissage	154	27	X(27)	« en blanc »

b. Description du registre S-1 – Total de l'installation (registre de type N012)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N012 »

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Production totale de pétrole/condensat estimée	35	9	9(8)v9	
Production totale de gaz estimée	44	9	9(8)v9	
Production totale d'eau estimée	53	9	9(8)v9	
Production totale de pétrole/condensat mesurée	62	9	9(8)v9	
Production totale de gaz mesurée	71	9	9(8)v9	
Production totale d'eau mesurée	80	9	9(8)v9	
Facteur de proration du pétrole/condensat	89	7	9(2)v9(5)	
Facteur de proration du gaz	96	7	9(2)v9(5)	
Facteur de proration de l'eau	103	7	9(2)v9(5)	
Production totale de pétrole/condensat au prorata*	110	9	9(8)v9	
Production totale de gaz au prorata*	119	9	9(8)v9	
Production totale d'eau au prorata*	128	9	9(8)v9	
Remplissage	137	44	X(44)	« en blanc »

* La somme de la production au prorata attribuée aux puits sur les registres N011 doit être égale au total de la production au prorata déclarée.

c. Description du registre S-1 – Détails des essais au prorata (registre de type N015)

Ces registres de données sont requis à l'appui du relevé mensuel de production.

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N015 »
Identifiant du puits – Champ	35	4	X(4)	
Identifiant du puits – Unité	39	1	X(1)	
Identifiant du puits – Section	40	3	9(3)	
Identifiant du puits – Séquence	43	3	9(3)	
Identifiant du puits – Puits dérivé	46	1	X(1)	
Identifiant du gisement	47	6	X(6)	
Date de l'essai	53	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Réduction des taux	61	1	X(1)	O/N
Durée de l'essai	62	3	9(3)	
Durée du débit stabilisé – essai	65	3	9(3)	

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Taux de pétrole/de condensat – essai	68	8	9(6)v9(2)	
Taux de gaz – essai	76	8	9(6)v9(2)	Moins de gaz injecté
Débit d'eau – essai	84	8	9(6)v9(2)	
Pression du réservoir	92	5	9(5)	
Pression du point de bulle du réservoir	97	5	9(5)	
Pression du fond du puits – essai	102	5	9(5)	
Pression de la tête de puits en écoulement – essai	107	5	9(5)	
Pression statique de mise hors service de la tête de puits – essai	112	5	9(5)	
Coefficient de contre-pression au fond du puits – essai	117	7	9(2)v9(5)	
Coefficient de contre-pression de la tête de puits – essai	124	7	9(2)v9(5)	
Heures de production – débit principal	131	3	9(3)	
Pression du fond du puits – débit principal	134	5	9(5)	
Pression de la tête du puits – débit principal	139	5	9(5)	
Production estimée* pétrole/condensat	144	8	9(7)v9	
Production estimée* de gaz	152	8	9(7)v9	
Production estimée* d'eau	160	8	9(7)v9	
Remplissage	168	13	X(13)	« en blanc »

* La production estimée de pétrole, de gaz et d'eau ci-dessus, lorsqu'elle est additionnée d'un essai à l'autre, doit être égale à la production de pétrole, de gaz et d'eau estimée pour un puits indiquée dans le registre N011 pour le mois de production.

d. Description du registre S-1 – Personnes-ressources de l'installation (registre de type N019)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N019 »
Nom de la ou des personnes-ressources	35	20	X(20)	
Numéro de téléphone	55	10	9(10)	
Remplissage	65	116	X(116)	« en blanc »

Relevé mensuel d'élimination NF-S2

Le relevé mensuel d'élimination comprend jusqu'à cinq types de registres distincts :

- Registres de réception de produits* (un ou plusieurs registres) – « N021 »;
- Registres de livraison de produits* (un ou plusieurs registres) – « N022 »;
- Registre du total des produits* (un registre) – « N023 »;
- Registres relatifs aux détails du transport par pétrolier (un ou plusieurs registres) – « N025 »;
- Registre des personnes-ressources de l'installation pour indiquer leur nom et leurs coordonnées en cas d'écart dans les rapports (un registre) – « N029 ».

*** Les registres N021, N022 et N023 nécessitent l'utilisation d'un code de produit pour désigner les produits comme étant du pétrole, du gaz ou de l'eau.**

a. Description du registre S-2 – Réception de produits (registre de type N021)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N021 »
Code de produit	35	2	X(2)	01 = Pétrole, 02 = Gaz, 03 = Eau
Autres produits reçus – identifiant de l'installation en surface/de la plateforme/de l'installation	37	7	X(7)	Annexe C, tableau A
Autres produits reçus – type de réception	44	2	9(2)	
Autres produits reçus – volume	46	9	9(8)v9	
Remplissage	55	126	X(126)	« en blanc »

b. Description du registre S-2 – Livraisons de produits (registre de type N022)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N022 »
Code de produit	35	2	X(2)	01 = Pétrole, 02 = Gaz, 03 = Eau
Livraison de produits – identifiant de l'acheteur	37	3	X(3)	Annexe C, tableau A
Livraison de produits – identifiant de l'installation en surface/de la plateforme/de l'installation	40	7	X(7)	Annexe C, tableau A

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Livraison de produits – type de livraison	47	2	9(2)	
Livraison de produits – volume	49	9	9(8)v9	
Remplissage	58	123	X(123)	« en blanc »

c. Description du registre S-2 – Total des produits (registre de type N023)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N023 »
Code de produit	35	2	X(2)	01 = Pétrole, 02 = Gaz, 03 = Eau
Volume de production	37	9	9(8)v9	Pétrole, gaz, eau
Autres produits reçus	46	9	9(8)v9	Pétrole, gaz, eau
Inventaire d'ouverture	55	9	9(8)v9	Pétrole, eau
Inventaire de clôture	64	9	9(8)v9	Pétrole, eau
Gaz injecté artificiel récupéré	73	7	9(6)v9	Gaz
Combustible	80	7	9(6)v9	Gaz
Gaz torché	87	7	9(6)v9	Gaz
Gaz évacué	94	7	9(6)v9	Gaz
Différence de comptage	101	7	9(6)v9	Gaz, eau
Signe de différence de comptage	108	1	X(1)	Gaz, eau
Total des livraisons	109	9	9(8)v9	Pétrole, gaz, eau
Remplissage	118	63	X(63)	« en blanc »

* Le « volume de production » indiqué ci-dessus pour le pétrole, le gaz et l'eau représente la « production totale de l'installation » pour le pétrole, le gaz et l'eau reportée et indiquée sur le relevé NF-S1.

d. Description du registre S-2 – Détails du transport par pétrolier (registre de type N025)

Ces registres de données sont requis à l'appui du relevé mensuel d'élimination.

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N025 »
Nom du pétrolier	35	15	X(15)	

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
ID du pétrolier	50	7	X(7)	
Nom de l'acheteur/du détenteur d'un intérêt économique direct	57	20	X(20)	
Identifiant de l'acheteur/du détenteur d'un intérêt économique direct	77	3	X(3)	
État du pétrolier*	80	1	X(1)	L = En cours de chargement, S = En cours d'expédition
Volume brut chargé	81	9	9(8)v9	
Fraction chargée d'eau et de sédiments	90	8	9v9(7)	
Volume net de pétrole chargé	98	9	9(8)v9	
Volume net d'eau chargé	107	9	9(8)v9	
Date d'expédition	116	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Destination	124	20	X(20)	
Volume brut expédié	144	9	9(8)v9	
Fraction expédiée d'eau et de sédiments	153	8	9v9(7)	
Volume net de pétrole expédié	161	9	9(8)v9	
Volume net d'eau expédié	170	9	9(8)v9	
Remplissage	179	2	X(2)	« en blanc »

* Lorsque le code « L » indique que le pétrolier en question était en cours de chargement à la fin du mois, il faut laisser en blanc les champs de saisie des données, de la « date d'expédition » au « volume net d'eau expédié ».

e. Description du registre S-2 – Données sur les personnes-ressources de l'installation (registre de type N029)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	
Nom de la ou des personnes-ressources	35	20	X(20)	
Numéro de téléphone	55	10	9(10)	
Remplissage	65	116	X(116)	« en blanc »

Relevé mensuel d'injection/d'évacuation NF-S18

Le relevé mensuel d'injections/évacuation comprend jusqu'à cinq types de registres distincts :

- Détails des registres de réception (un ou plusieurs registres) – « N181 »;
- Détails des registres d'injection/d'évacuation (un ou plusieurs registres) – « N182 »;

- Détails des autres registres de livraison (un ou plusieurs registres) – « N183 »;
- Registre récapitulatif de l'installation (un registre) – « N184 »;
- Registre de la ou des personnes-ressources de l'installation (un registre) – « N189 ».

a. Description du registre S-18 – Détails des réceptions (registre de type N181)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N181 »
Identifiant du puits d'approvisionnement en eau – Champ	35	4	X(4)	
Identifiant du puits d'approvisionnement en eau – Unité	39	1	X(1)	
Identifiant du puits d'approvisionnement en eau – Section	40	3	9(3)	
Identifiant du puits d'approvisionnement en eau – Séquence	43	3	9(3)	
Identifiant du puits d'approvisionnement en eau – Puits dérivé	46	1	X(1)	
Identifiant du gisement	47	6	X(6)	
Identifiant de l'installation de réception	53	7	X(7)	
Type de réception	60	2	9(2)	
Fluide de réception	62	2	9(2)	
Volume de réception	64	9	9(8)v9	
Facteur d'équivalence de gaz	73	6	9v9(5)	
Volume équivalent de gaz	79	9	9(8)v9	
Remplissage	88	93	X(93)	« en blanc »

b. Description du registre S-18 – Détails de l'injection/de l'évacuation (registre de type N182)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N182 »
Identifiant du puits d'injection/d'évacuation – Champ	35	4	X(4)	

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Identifiant du puits d'injection/d'évacuation – Unité	39	1	X(1)	
Identifiant du puits d'injection/d'évacuation – Section	40	3	9(3)	
Identifiant du puits d'injection/d'évacuation – Séquence	43	3	9(3)	
Identifiant du puits d'injection/d'évacuation – Puits dérivé	46	1	X(1)	
Identifiant du gisement	47	6	X(6)	
Numéro de cycle	53	2	9(2)	
Code de réchauffement	55	1	X(1)	
Code d'injection consécutive ou concurrente	56	1	X(1)	
Qualité de la vapeur (%)	57	3	9(3)	
Heures d'injection	60	3	9(3)	
Pression à la tête de puits (kPa)	63	5	9(5)	
Fluide d'injection/d'évacuation 1 – Code	68	2	9(2)	
Fluide d'injection/d'évacuation 1 – Volume	70	8	9(7)v9	
Fluide d'injection/d'évacuation 2 – Code	78	2	9(2)	
Fluide d'injection/d'évacuation 2 – Volume	80	8	9(7)v9	
Fluide d'injection/d'évacuation 3 – Code	88	2	9(2)	
Fluide d'injection/d'évacuation 3 – Volume	90	8	9(7)v9	
Remplissage	98	83	X(83)	« en blanc »

c. Description du registre S-18 – Détails des autres livraisons (registre de type N183)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N183 »
Autres livraisons – Identifiant de l'installation	35	7	X(7)	
Type de livraison	42	2	9(2)	
Fluide de livraison	44	2	9(2)	
Volume de livraison	46	9	9(8)v9	
Remplissage	55	126	X(126)	« en blanc »

d. Description du registre S-18 – Résumé de l'installation (registre de type N184)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N184 »
Résumé du fluide	35	2	9(2)	
Total des réceptions	37	9	9(8)v9	
Inventaire d'ouverture	46	9	9(8)v9	
Inventaire de clôture	55	9	9(8)v9	
Total des autres livraisons	64	9	9(8)v9	
Gaz torché	73	7	9(6)v9	
Combustible	80	7	9(6)v9	
Différence de comptage	87	7	9(6)v9	
Signe de différence de comptage	94	1	X(1)	
Volume total d'injection/d'évacuation	95	9	9(8)v9	
Remplissage	104	77	X(77)	« en blanc »

e. Description du registre S-18 – Personnes-ressources de l'installation (registre de type N189)

Nom de l'élément	Position de départ	Longueur	Format	Commentaires
Année/mois du relevé	1	6	9(6)	« AAAAMM »
Identifiant de l'exploitant	7	7	X(7)	
Identifiant de l'installation	14	7	X(7)	
Date de modification	21	8	9(8)	« AAAAMMJJ »
Code de modification	29	2	9(2)	
Type de registre	31	4	X(4)	« N189 »
Résumé du fluide	35	2	9(2)	
Nom de la ou des personnes-ressources	35	20	X(20)	
Numéro de téléphone	55	10	9(10)	
Remplissage	65	116	X(116)	« en blanc »

Appendix B

Example of a 'Data File' used in Electronic Submission in the Newfoundland Offshore Area
(Hibernia Field - March 1999 Production Month)

199903HMDC		N000Hibernia Management And Development Co. Ltd		19990625000003																	
199903HMDC	HIBI01	1999062599N011HIB	B016001 HIBB4	N	282132	79282	00			240	0	340120	76418	00							
199903HMDC	HIBI01	1999062599N011HIB	B016002 HIBB4	N	451282	190956	00			225	0	544035	184059	00							
199903HMDC	HIBI01	1999062599N011HIB	B016003 HIBB2	N	331478	114527	00			301	0	399607	110390	00							
199903HMDC	HIBI01	1999062599N011HIB	B016004ZHIBB4	N	235847	87002	00			257	0	284321	83860	00							
199903HMDC	HIBI01	1999062599N012	1300739 471767				00			120553	096388	000000	1568083	454727	00						
199903HMDC	HIBI01	1999062599N015HIB	B016001 HIBB4 19990225Y	4	4	251720	58680	00037895338513742014581	0	530000	0000002403736313771	282132	79282	00							
199903HMDC	HIBI01	1999062599N015HIB	B016002 HIBB4 19990225Y	8	8	243430	85440	00038958377703839118165	0	430000	0000002253783918097	451282	190956	00							
199903HMDC	HIBI01	1999062599N015HIB	B016003 HIBB2 19990221Y	16	16	152030	43570	00039003366013843217029	0	410000	0000003013835813836	331478	114527	00							
199903HMDC	HIBI01	1999062599N015HIB	B016004ZHIBB4 19990223Y	7	7	158720	48570	00037425338513701716253	0	390000	0000002573686016104	235847	87002	00							
199903HMDC	HIBI01	N019	Bill Cochran7097787359																		
199903HMDC	HIBI01	N02103	12 1680																		
199903HMDC	HIBI01	N02201101KOMETIK	582070																		
199903HMDC	HIBI01	N02201102KOMETIK	452720																		
199903HMDC	HIBI01	N02201106KOMETIK	103480																		
199903HMDC	HIBI01	N02201107KOMETIK	103480																		
199903HMDC	HIBI01	N02201106MATTEA	1343850																		
199903HMDC	HIBI01	N02202100HIBI01I	75497																		
199903HMDC	HIBI01	N02203101KOMETIK	450																		
199903HMDC	HIBI01	N02203102KOMETIK	350																		
199903HMDC	HIBI01	N02203106KOMETIK	80																		
199903HMDC	HIBI01	N02203107KOMETIK	80																		
199903HMDC	HIBI01	N02203106MATTEA	720																		
199903HMDC	HIBI01	N02301	1568083	00	1109290	91773				2585600											
199903HMDC	HIBI01	N02302	454727	00			00	44279	334951	00	00+	75497									
199903HMDC	HIBI01	N02303	00	1680	00	00	00			00+	1680										
199903HMDC	HIBI01	N025KOMETIK	KOMETIKMobil Oil Canada Pro1018	58252000007700	582070			45019990303United States of Ame		58252000007700	582070	450									
199903HMDC	HIBI01	N025KOMETIK	KOMETIKChevron Canada Resoul028	45307000007700	452720			35019990303United States of Ame		45307000007700	452720	350									
199903HMDC	HIBI01	N025KOMETIK	KOMETIKChevron Hibernia Hol1063	10356000007700	103480			8019990303United States of Ame		10356000007700	103480	80									
199903HMDC	HIBI01	N025KOMETIK	KOMETIKMobil Canada Hiberni1078	10356000007700	103480			8019990303United States of Ame		10356000007700	103480	80									
199903HMDC	HIBI01	N025MATTEA	MATTEA Chevron Hiberni Hol 1063	134457000005300	1343850			72019990320United States of Ame		134457000005300	1343850	720									
199903HMDC	HIBI01	N029	Bill Cochran7097787359																		
199903HMDC	HIBI01II	1999062508N181	2206 3878877																		
199903HMDC	HIBI01II	N181	HIBI01II 02 75497																		
199903HMDC	HIBI01II	1999062508N182HIB	B016006 HIBB4	161	450606	778282															
199903HMDC	HIBI01II	1999062508N182HIB	B016007 HIBB4	3701366206	1879969																
199903HMDC	HIBI01II	1999062508N182HIB	B016009 HIBB2	3471229606	1220626																
199903HMDC	HIBI01II	N182HIB	B016010ZHIBB5	32	750302	75497															
199903HMDC	HIBI01II	N18402	75497	00	00	00	00	00	00+	75497											
199903HMDC	HIBI01II	1999062508N18406	3878877	00	00	00	00	00	00+	3878877											
199903HMDC	HIBI01II	1999062508N189	Jane Smith 7095555555																		

Annexe C – Identifiants et codes assignés

Les pages suivantes présentent les identifiants et les codes assignés. L'exploitant doit communiquer avec *l'organisme de réglementation* pour demander un nouvel identifiant ou un nouveau code s'il ne figure pas dans la liste ci-dessous. La liste ci-dessous sera mise à jour périodiquement au fur et à mesure que des changements importants seront apportés.

Cela comprend ce qui suit :

- **Tableau A – Identifiants**
 - Région
 - Champ
 - Exploitant
 - Installation
 - Citerne
 - Pipeline
 - Acheteur/détenteur d'un intérêt économique direct
- **Tableau B – Exigences de codage des puits et des gisements**
- **Tableau C – Codes de modification**
- **Tableau D – Codes de type de réception/livraison**
 - Type de réception
 - Type de livraison
- **Tableau E – Codes des fluides**
 - Fluide de réception
 - Fluide d'injection/d'évacuation
 - Fluide de livraison
 - Résumé du fluide

Tableau A – Identifiants

Région

On a attribué cinq identifiants de régions à la *zone extracôtière*, conformément à la figure 1 du présent document. Identifiants

- | | |
|---|-----|
| ○ Plateau continental du Labrador | LS |
| ○ Plateau continental nord-est de Terre-Neuve | NNS |
| ○ Grands Bancs nord | NGB |
| ○ Grands Bancs sud | SGB |

- Ouest de Terre-Neuve

WN

Champ

On a attribué des identifiants aux champs suivants, lesquels sont actuellement en production, en cours de mise en valeur, en processus d’approbation du plan de mise en valeur ou envisagés pour des essais d’écoulement de formation étendue.

- Champ Hibernia HIB
- Champ Terra Nova TNV
- Champ Whiterose WRS
- Champ North Amethyst NA
- Champ Hebron HEB

Exploitant :

On a attribué des identifiants aux exploitants de champs suivants :

- Société d’exploitation et de développement d’Hibernia HMDC
- Suncor Énergie inc. SUNCOR
- Cenovus Energy Inc. CENOVUS
- ExxonMobil Canada Properties (EMCP) EMCP

Installation

On a attribué des identifiants aux installations actuellement en place :

Champ Hibernia

- Plateforme de production – Ouvrage de production HIBI01
- Plateforme de production – Installation d’injection HIBI01I
- Plateforme de production – Installation de levage de gaz HIBI01L

Champ Terra Nova

- Navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) – Ouvrage de production TNVI01
- NPSD – Installation d’injection TNVI01I
- NPSD – Installation d’injection de gaz TNVI01L

Champ White Rose

- Navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) – Ouvrage de production WRSI01
- NPSD – Installation d’injection WRSI01I
- NPSD – Installation de levage de gaz WRSI01L

Champ Hebron

- Plateforme de production – Ouvrage de production HBRI01
- Plateforme de production – Installation d'injection HBRI01I
- Plateforme de production – Installation d'injection de gaz HBRI01L

Pétroliers

On a attribué des identifiants aux pétroliers* suivants actuellement exploités :

- Pétrolier – BEOTHUKE BEOTHUKE SPIRIT
- Pétrolier – DORSET DORSET SPIRIT
- Pétrolier – NORSE NORSE SPIRIT

Remarque : Il est possible que des pétroliers soient affectés à divers champs de production.

Pipelines

On a attribué des identifiants aux pipelines de collecte suivants actuellement en place :
(Aucun en place).

Acheteurs/détenteurs d'un intérêt économique direct

On a attribué des identifiants* aux acheteurs/détenteurs d'un intérêt économique direct suivants :

Champ Hibernia (série 100) :

- Société d'exploitation et de développement d'Hibernia 100
- ExxonMobil Canada Properties (EMCP) 101
- Chevron Canada Resources 102
- Canada Hibernia Holding Corporation 104
- Chevron Hibernia Holding Company Ltd. (code 102 utilisé à partir de décembre 2000) 106
- ExxonMobil Canada Hibernia Company Ltd. 107
- Suncor Energy Inc. 110
- Nalcor Energy Oil and Gas 112

Champ Hebron (série 100)

- ExxonMobil Canada Properties (EMCP) 101
- Chevron Canada Resources 102
- Petro-Canada Hebron Partnership 110
- Nalcor Energy Oil and Gas 112

Champ Terra Nova (série 200)

- Petro-Canada (exigences relatives à l'installation) 200

○ Petro-Canada	201
○ ExxonMobil Canada Ltd.	202
○ Murphy Oil Company Ltd.	205
○ Chevron Canada Limited	207
○ Suncor Energy Inc.	208

Champ White Rose (série 300)

○ Cenovus Energy Inc. (Exigences de l'installation)	300
○ Cenovus	301
○ Suncor Energy Inc.	303
○ Nalcor	304

*** On a attribué l'identifiant x00 à l'exploitant de chaque champ pour tenir compte du volume de produits requis par l'installation à des fins opérationnelles, c'est-à-dire les besoins d'injection.**

Tableau B – Exigences de codage des puits et des gisements

Puits

Un puits doit être identifié par les cinq entités suivantes : « champ », « unité », « section », « séquence » et « déviation ». Les détails concernant le codage de ces entités sont les suivants :

Entité	Longueur/format	Description
Champ	X(4)	Les trois premiers caractères servent à abrégier le nom du champ, par exemple « HIB » pour désigner le champ Hibernia. Le quatrième caractère indique le prolongement du champ, le cas échéant (par exemple, S-sud).
Unité*	X(1)	A-P indique dans quelle unité se trouve le puits.
Section*	9(3)	1-100 indique dans quelle section se trouve le puits.
Séquence	9(3)	1-999 indique le numéro de séquence d'un puits à partir d'un emplacement de surface commun en fonction de la date de forage.
Déviation	X(1)	En commençant par « Z » pour représenter la première déviation, utilisez l'alphabet inverse pour indiquer la trajectoire du puits. Si un puits est dévié et que la partie abandonnée du puits contient des données significatives (c'est-à-dire des diagraphies, des mesures de fond pendant le forage ou des carottes), il faut le différencier par la lettre « Z ». L'alphabet avant A, B, C, etc., est réservé aux « reforage ». Un puits doit être désigné comme un reforage lorsque la tentative initiale de forage du puits échoue pour une raison quelconque à la surface ou près de celle-ci et qu'un autre puits doit être lancé à la surface ou près de celle-ci pour forer la même cible. La première tentative pour un reforage serait désignée « A » et la seconde « B ». Dans le cas d'un puits reforé qui est ensuite dévié, la première jambe

Entité	Longueur/format	Description
		déviée du puits est désignée par la lettre « Z », conformément à la convention de l'alphabet inversé.

L'astérisque (*) indique l'emplacement à la surface (fond marin) où le puits a été foré.

Gisements

Le code pour le « gisement » sera une chaîne alphanumérique à six champs reconnaissables avec les désignations de gisement approuvées, c'est-à-dire que le champ Hibernia – réservoir Hibernia B4 aura un identifiant de gisement de « HIBB4* ». Les trois premiers champs indiquent le réservoir. Les 4^e et 5^e champs désignent le gisement, et le dernier champ de caractères est réservé au cas où le gisement B4 serait à l'avenir reconnu comme deux gisements distincts, comme le permet actuellement la désignation de la zone existante. Si tel était le cas, « HIBB4* » serait subdivisé en deux gisements, « HIBB41 » et « HIBB42 ».

Tableau C – Codes de modification

Le codage des modifications suivant s'applique lors du dépôt des modifications des relevés mensuels ou des feuilles de calcul NF-S1, NF-S1a, NF-S2, NF-S2a et NF-S18.

L'exploitant doit préciser le code à deux chiffres qui représente le mieux les modifications apportées au relevé ou à la feuille de calcul en question. Lorsque les modifications apportées ne sont pas représentées de manière adéquate par les codes fournis ou lorsque plusieurs codes s'appliquent, l'exploitant doit utiliser le code 50 ou 99, selon le cas.

Description	Code	NF-S1	NF-S1a	NF-S2	NF-S2a	NF-S18
Codes d'identification	01	✓	✓	✓	✓	✓
Au prorata	02	✓				
Heures	03	✓				✓
Numéro de cycle	04	✓				✓
Coordonnées	05	✓	✓	✓	✓	✓
Recoupement S1/S2	06	✓		✓		
Réceptions	07			✓		✓
Livraisons	08			✓		✓
Injection/évacuation	09					✓
Résumé du produit/de l'installation	10			✓		✓
Recoupement S2/S18	12			✓		✓
TPW* – Heures	15		✓			
TPW – Débits	16		✓			
TPW – Pressions	17		✓			
TPW – Coefficients	18		✓			

TPW – Production estimée	19		✓			
TDW* – État du pétrolier	25				✓	
TDW – Volumes	26				✓	
TDW – Date d’expédition	27				✓	
TDW – Destination	28				✓	
Autres	50	✓	✓	✓	✓	✓
Deux ou plusieurs des éléments ci-dessus	99	✓	✓	✓	✓	✓

Remarques Il est possible d’utiliser un seul code en association avec un relevé modifié ou sa feuille de calcul associée. Si un relevé ou sa feuille de calcul doit être modifié et qu’il existe plus d’une raison (code) pour cette modification, il faut utiliser le code 99 sur le relevé ou la feuille de calcul comme il est soumis et sur le document numérique concerné qui est modifié.

*TPW – Feuille de calcul mensuelle des essais au prorata

*TDW – Feuille de calcul mensuelle des détails sur les pétroliers

Tableau D – Codes de types de réception et de livraison

Les codes « Type de réception » et « Type de livraison » sont requis, le cas échéant, sur le relevé mensuel d’élimination NF-S2 et le relevé mensuel d’injection/d’évacuation NF-S18 pour indiquer le type de transaction associée au volume reçu ou livré lorsque ce volume ne provient pas d’une installation, d’un pétrolier ou d’un pipeline ou n’y est pas acheminé.

Codes de type de réception

Code	Description
12	Fonds des réservoirs, ce qui comprend à la fois les réservoirs fermés et l’afflux d’eau de mer dans les réservoirs de stockage dynamique, c’est-à-dire le stockage de la structure gravitaire d’Hibernia.
22	Eau de mer pompée à bord sur le site pour répondre aux besoins d’injection d’eau du puits.
32	Fluide autre que de l’eau, transféré d’un navire de soutien à une ouvrage de production.

Codes de type de livraison

Code	Description
04	Déversements dans l’océan
07	Déversement de l’eau produite dans l’océan
08	Feu
12	Fonds des réservoirs, ce qui comprend à la fois les réservoirs fermés et l’écoulement de l’eau produite vers l’océan à partir des réservoirs de stockage dynamique, c’est-à-dire le stockage de la structure gravitaire d’Hibernia.

Remarque : Lorsque l'utilisation des codes « Type de réception » ou « Type de livraison » permet de déterminer le type de transaction associé au volume, aucun code supplémentaire pour les installations, les pétroliers, les pipelines ou les puits n'est autorisé.

Tableau E – Codes des fluides

Quatre catégories existent pour les codes de fluides, toutes propres au relevé mensuel d'injection/d'évacuation NF-S18. Il s'agit du « liquide de réception », du « liquide d'injection/d'évacuation », du « liquide de livraison » et du « résumé du fluide ».

Liquide de réception

La rubrique « Fluide de réception » est utilisée en association avec la section « Détails des réceptions » du relevé NF-S18 pour désigner le fluide reçu pour injection ou évacuation. Les fluides reconnus sont énumérés ci-dessous.

Code	Fluide	Unités	Code	Fluide	Unités
02	gaz	10 ³ m ³	50	ammoniac anhydre	m ³
03	pétrole	m ³	52	naphta	m ³
06	eau	m ³	53	propane*	m ³
08	déchets/déblais	m ³	54	butanes*	m ³
09	solvant	10 ³ m ³	55	éthane*	m ³
13	dioxyde de carbone	10 ³ m ³	56	éthane plus*	m ³
14	polymère	m ³	57	pentanes plus*	m ³
15	azote	10 ³ m ³	58	carburant diesel	m ³
16	GPL *	m ³	63	nitrate d'ammonium	m ³
18	condensat*	m ³	70	xylène	m ³
19	oxygène	10 ³ m ³			

* Convertir en volume équivalent de gaz (10³ m³).

Fluide d'injection/d'évacuation :

Le terme « Fluide d'injection/d'évacuation » est utilisé en association avec la section « Détails de l'injection/de l'évacuation » du relevé NF-S18 pour désigner le fluide injecté ou évacué. Les fluides reconnus sont énumérés ci-dessous.

Code	Fluide	Unités	Code	Fluide	Unités
02	gaz	10 ³ m ³	50	ammoniac anhydre	m ³
03	pétrole	m ³	52	naphta	m ³
06	eau	m ³	58	carburant diesel	m ³
08	déchets/déblais	m ³	59	eau alcaline	m ³
09	solvant*	10 ³ m ³	60	micellaire	m ³
10	vapeur**	m ³	63	nitrate d'ammonium	m ³
11	air	10 ³ m ³	70	xylène	m ³
13	dioxyde de carbone	10 ³ m ³			
14	polymère	m ³			

15	azote	10 ³ m ³			
19	oxygène	10 ³ m ³			

***Comprend le GPL, le condensat, le propane, les butanes, l'éthane, l'éthane plus et les pentanes plus, qui sont convertis en un volume équivalent de gaz et additionnés en tant que solvant.**

****Volume équivalent d'eau froide.**

Fluide de livraison

Le terme « fluide de livraison » est utilisé en association avec la section « détails des autres livraisons » du relevé NF-S18 pour désigner le fluide livré à d'autres installations. Les fluides reconnus sont énumérés ci-dessous.

Code	Fluide	Unités	Code	Fluide	Unités
02	gaz	10 ³ m ³	50	ammoniac anhydre	m ³
03	pétrole	m ³	52	naphta	m ³
06	eau	m ³	58	carburant diesel	m ³
13	dioxyde de carbone	10 ³ m ³	61	pétrole récupéré	m ³
15	azote	10 ³ m ³	62	émulsion récupérée	m ³
19	oxygène	10 ³ m ³	63	nitrate d'ammonium	m ³
			70	xylène	m ³

Résumé du fluide

La rubrique « Résumé du fluide » est utilisée en association avec la rubrique « Résumé de l'installation » du relevé NF-S18 pour résumer les fluides reçus dans l'installation d'injection/d'évacuation au cours du mois. Les fluides reconnus sont énumérés ci-dessous.

Code	Fluide	Unités	Code	Fluide	Unités
02	gaz	10 ³ m ³	50	ammoniac anhydre	m ³
03	pétrole	m ³	52	naphta	m ³
06	eau	m ³	58	carburant diesel	m ³
08	déchets/déblais	m ³	61	pétrole récupéré	m ³
09	solvant*	10 ³ m ³	62	émulsion récupérée	m ³
13	dioxyde de carbone	10 ³ m ³	63	nitrate d'ammonium	m ³
14	polymère	m ³	70	xylène	m ³
15	azote	10 ³ m ³			
19	oxygène	10 ³ m ³			

*** Comprend le GPL, le condensat, le propane, les butanes, l'éthane, l'éthane plus et les pentanes plus, qui sont convertis en un volume équivalent de gaz et additionnés en tant que solvant.**