CANADA

CONSOLIDATION

CODIFICATION

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

SOR/2018-66

DORS/2018-66

Current to November 19, 2019

À jour au 19 novembre 2019

Published by the Minister of Justice at the following address:
http://laws-lois.justice.gc.ca

Publié par le ministre de la Justice à l'adresse suivante :
http://lois-laws.justice.gc.ca

OFFICIAL STATUS OF CONSOLIDATIONS

Subsections 31(1) and (3) of the *Legislation Revision and Consolidation Act*, in force on June 1, 2009, provide as follows:

Published consolidation is evidence

31 (1) Every copy of a consolidated statute or consolidated regulation published by the Minister under this Act in either print or electronic form is evidence of that statute or regulation and of its contents and every copy purporting to be published by the Minister is deemed to be so published, unless the contrary is shown.

...

Inconsistencies in regulations

(3) In the event of an inconsistency between a consolidated regulation published by the Minister under this Act and the original regulation or a subsequent amendment as registered by the Clerk of the Privy Council under the *Statutory Instruments Act*, the original regulation or amendment prevails to the extent of the inconsistency.

CARACTÈRE OFFICIEL DES CODIFICATIONS

Les paragraphes 31(1) et (3) de la *Loi sur la révision et la codification des textes législatifs*, en vigueur le 1er juin 2009, prévoient ce qui suit :

Codifications comme élément de preuve

31 (1) Tout exemplaire d'une loi codifiée ou d'un règlement codifié, publié par le ministre en vertu de la présente loi sur support papier ou sur support électronique, fait foi de cette loi ou de ce règlement et de son contenu. Tout exemplaire donné comme publié par le ministre est réputé avoir été ainsi publié, sauf preuve contraire.

[...]

Incompatibilité — règlements

(3) Les dispositions du règlement d'origine avec ses modifications subséquentes enregistrées par le greffier du Conseil privé en vertu de la *Loi sur les textes réglementaires* l'emportent sur les dispositions incompatibles du règlement codifié publié par le ministre en vertu de la présente loi.

LAYOUT

The notes that appeared in the left or right margins are now in boldface text directly above the provisions to which they relate. They form no part of the enactment, but are inserted for convenience of reference only.

MISE EN PAGE

Les notes apparaissant auparavant dans les marges de droite ou de gauche se retrouvent maintenant en caractères gras juste au-dessus de la disposition à laquelle elles se rattachent. Elles ne font pas partie du texte, n'y figurant qu'à titre de repère ou d'information.

NOTE

This consolidation is current to November 19, 2019. Any amendments that were not in force as of November 19, 2019 are set out at the end of this document under the heading "Amendments Not in Force".

Shaded provisions in this document are not in force.

NOTE

Cette codification est à jour au 19 novembre 2019. Toutes modifications qui n'étaient pas en vigueur au 19 novembre 2019 sont énoncées à la fin de ce document sous le titre « Modifications non en vigueur ».

Les dispositions ombrées dans ce document ne sont pas en vigueur.

TABLE OF PROVISIONS

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Purpose and Overview

1 Protection of environment and reduction of harmful effects

Interpretation

2 Definitions

Responsibility

3 Operator

PART 1

Onshore Upstream Oil and Gas Facilities

Application

4 Onshore facilities

General Requirements

Hydrocarbon Gas Conservation and Destruction Equipment

5 Hydrocarbon gas conservation equipment

6 Records — conservation equipment

7 Conserved gas — use

8 Records — conserved gas used as fuel

9 Hydrocarbon gas destruction equipment

10 Records — hydrocarbon gas destruction equipment

Well Completion involving Hydraulic Fracturing

11 Application

12 Records — hydraulic fracturing

13 Non-application — British Columbia and Alberta

Compressors

14 Capture or venting of emissions

TABLE ANALYTIQUE

Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

Objet et aperçu

1 Protection de l'environnement et réduction des effets nocifs

Définitions et interprétation

2 Définitions

Responsabilité

3 Exploitant

PARTIE 1

Installations terrestres de pétrole et de gaz en amont

Application

4 Installations terrestres

Exigences générales

Équipement de conservation et de destruction de gaz d'hydrocarbures

5 Équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures

6 Renseignements à consigner — équipement de conservation

7 Gaz conservé – utilisation

8 Renseignements à consigner — utilisation du gaz conservé comme carburant

9 Équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

10 Renseignements à consigner — équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

Complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique

11 Champ d'application

12 Renseignements à consigner — fracturation hydraulique

13 Non-application — Colombie-Britannique et Alberta

Compresseurs

14 Capture ou évacuation d'émissions

15 Measurement of flow rate
16 Flow meters
17 Continuous monitoring devices
18 Corrective action
19 Records — compressors and vents

Conditional Requirements

Conditions

20 Application of sections 26 to 45
21 Records — non-application
22 Records — application

Determination of Volume of Gas

23 Applicable methods
24 Determination of gas-to-oil ratio
25 Records

Venting Limit

26 15 000 standard m3 per year
27 Records — volumes of hydrocarbon gas

Leak Detection and Repair Program

Establishment of Program

28 Non-application to certain equipment components
29 Regulatory or alternative LDAR programs

Regulatory LDAR Programs

30 Obligation to inspect
31 Leaks
32 Period for repair
33 Extension up to six months for repair
34 Revocation of extension

Alternative LDAR Programs

35 Requirements for alternative program

Records

36 Regulatory LDAR programs

Pneumatic Controllers and Pneumatic Pumps

37 Pneumatic controllers — bleed rate
38 Records — pneumatic controllers
39 Pneumatic pumps
40 Permit — pneumatic pumps
41 Tagging

15 Mesure du débit
16 Débitmètre
17 Dispositif de surveillance continue
18 Mesures correctives
19 Renseignements à consigner – compresseur et évent

Exigences conditionnelles

Conditions

20 Application des articles 26 à 45
21 Renseignements à consigner — non-application
22 Renseignements à consigner

Détermination du volume de gaz

23 Méthodes applicables
24 Détermination du rapport gaz-pétrole
25 Renseignements à consigner

Limite d'évacuation

26 15 000 m3 normalisés par année
27 Renseignements à consigner — volume de gaz d'hydrocarbures

Programme de détection et de réparation des fuites

Établissement d'un programme

28 Non-application — certains composants d'équipements
29 Programme réglementaire ou alternatif

Programme réglementaire

30 Obligation d'effectuer des inspections
31 Fuites
32 Calendrier de réparations
33 Réparations — prolongation d'au plus six mois
34 Révocation de la prolongation

Programme alternatif

35 Exigences du programme

Renseignements à consigner

36 Programme réglementaire

Régulateurs pneumatiques et pompes pneumatiques

37 Régulateur pneumatique
38 Renseignements à consigner — régulateur pneumatique
39 Pompe pneumatique
40 Permis — pompe pneumatique
41 Étiquetage

Other Equipment

42 Pipes and hatches

43 Sampling systems and pressure relief devices

44 Records — hatches, pipes, systems and devices

Revocation of Permit

45 Subsection 40(2)

PART 2

Offshore Upstream Oil and Gas Facilities

Application

46 Offshore facilities

Venting Limit

47 15 000 standard m3 per year

48 Records — annual volume vented

Compressors

49 Capture or venting of emissions

50 Continuous monitoring devices

51 Records

Gas Detection System and Repair of Leaks

52 Requirements

53 Records

PART 3

Administration

Registration

54 Registration report

55 Provision of information

Record-making and Updating and Keeping of Documents

56 Record-making and updates

Consequential Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

Autres équipements

42 Conduite et trappe d'accès

43 Système d'échantillonnage et limiteur de pression

44 Renseignements à consigner — conduite, trappe, système et limiteur

Révocation de permis

45 Paragraphe 40(2)

PARTIE 2

Installations extracôtières de pétrole et de gaz en amont

Application

46 Installations extracôtières

Limite d'évacuation

47 15 000 m3 normalisés par année

48 Renseignements à consigner — volume évacué par année

Compresseurs

49 Capture ou évacuation d'émissions

50 Dispositif de surveillance continue

51 Renseignements à consigner

Système de détection des gaz et réparation des fuites

52 Exigences

53 Renseignements à consigner

PARTIE 3

Administration

Enregistrement

54 Rapport d'enregistrement

55 Fourniture des renseignements

Consignation, mise à jour et conservation des documents

56 Délai de consignation et de mise à jour

Modification corrélative au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Coming into Force

58 January 1, 2020

SCHEDULE 1

Information for Extension of Period for Repair of Equipment Component

SCHEDULE 2

Information for Permit for Pneumatic Pumps

SCHEDULE 3

Information for Registration of a Facility

Entrée en vigueur

58 1er janvier 2020

ANNEXE 1

Renseignements en vue d'obtenir une prolongation pour effectuer des réparations sur un composant d'équipement

ANNEXE 2

Renseignements visant l'obtention d'un permis pour une pompe pneumatique

ANNEXE 3

Renseignements visant l'enregistrement de l'installation

Registration
SOR/2018-66 April 4, 2018

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

P.C. 2018-396 April 3, 2018

Whereas, pursuant to subsection 332(1)[a] of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*[b], the Minister of the Environment published in the *Canada Gazette*, Part I, on May 27, 2017, a copy of the proposed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*, substantially in the annexed form, and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Regulations or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

Whereas, pursuant to subsection 93(3) of that Act, the National Advisory Committee has been given an opportunity to provide its advice under section 6[c] of that Act;

And whereas, in accordance with subsection 93(4) of that Act, the Governor in Council is of the opinion that the proposed Regulations do not regulate an aspect of a substance that is regulated by or under any other Act of Parliament in a manner that provides, in the opinion of the Governor in Council, sufficient protection to the environment and human health;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment and the Minister of Health, pursuant to subsection 93(1), section 286.1[d] and subsection 330(3.2)[e] of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*[b], makes the annexed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*.

[a] S.C. 2004, c. 15, s. 31

[b] S.C. 1999, c. 33

[c] S.C. 2015, c. 3, par. 172(d)

[d] S.C. 2009, c. 14, s. 80

[e] S.C. 2008, c. 31, s. 5

Enregistrement
DORS/2018-66 Le 4 avril 2018

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

C.P. 2018-396 Le 3 avril 2018

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)[a] de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*[b], la ministre de l'Environnement a fait publier dans la Partie I de la*Gazette du Canada*, le 27 mai 2017, le projet de règlement intitulé *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, conforme en substance au texte ci-après, et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision;

Attendu que, conformément au paragraphe 93(3) de cette loi, le comité consultatif national s'est vu accorder la possibilité de formuler ses conseils dans le cadre de l'article 6[c] de celle-ci;

Attendu que la gouverneure en conseil est d'avis que, aux termes du paragraphe 93(4) de cette loi, le projet de règlement ne vise pas un point déjà réglementé sous le régime d'une autre loi fédérale de manière à offrir une protection suffisante pour l'environnement et la santé humaine,

À ces causes, sur recommandation de la ministre de l'Environnement et de la ministre de la Santé et en vertu du paragraphe 93(1), de l'article 286.1[d] et du paragraphe 330(3.2)[e] de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*[b], Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, ci-après.

[a] L.C. 2004, ch. 15, art. 31

[b] L.C. 1999, ch. 33

[c] L.C. 2015, ch. 3, al. 172d)

[d] L.C. 2009, ch. 14, art. 80

[e] L.C. 2008, ch. 31, art. 5

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

Purpose and Overview

Protection of environment and reduction of harmful effects

1 For the purpose of protecting the environment on which life depends and of reducing the immediate or long-term harmful effects of the emission of methane and certain volatile organic compounds on the environment or its biological diversity, these Regulations

(a) impose certain requirements on the oil and gas sector in order to reduce emissions of methane and certain volatile organic compounds; and

(b) designate the contravention of certain of its provisions as serious offences by adding them to the schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*.

Objet et aperçu

Protection de l'environnement et réduction des effets nocifs

1 Afin de protéger l'environnement essentiel à la vie et de réduire, immédiatement ou à long terme, les effets nocifs des émissions de méthane et de certains composés organiques volatils sur l'environnement ou sur sa diversité biologique, le présent règlement :

a) impose au secteur du pétrole et du gaz des exigences pour réduire les émissions de méthane et de certains composés organiques volatils;

b) désigne la contravention à certaines de ses dispositions comme étant des infractions graves en ajoutant ces dispositions à l'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

Interpretation

Definitions

2 (1) The following definitions apply in these Regulations.

authorized official means

(a) in respect of an operator who is an individual, that individual or another individual who is authorized to act on their behalf;

(b) in respect of an operator that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf; and

(c) in respect of an operator that is another entity, an individual who is authorized to act on its behalf. (*agent autorisé*)

combustion device means a device in which gaseous fuel is combusted to produce useful heat or energy. (*appareil à combustion*)

Définitions et interprétation

Définitions

2 (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

agent autorisé

a) Dans le cas où l'exploitant est une personne physique, celle-ci ou un individu autorisé à agir en son nom;

b) dans le cas où il est une personne morale, celui de ses dirigeants autorisés à agir en son nom;

c) dans le cas où il est une autre entité, la personne physique autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

appareil à combustion Appareil servant à la combustion du carburant gazeux afin de produire de la chaleur ou de l'énergie utiles. (*combustion device*)

completion means the process of making a well ready for production, including such a process that involves hydraulic fracturing. (*complétion*)

deliver means to transport hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility for a purpose other than to dispose of the gas as waste. (*livrer*)

design bleed rate means the rate, expressed in standard m^3/h, at which gas is expected, according to the manufacturer of a pneumatic controller, to be continuously emitted from the pneumatic controller while it operates at a given operational setting specified by the manufacturer. (*taux de purge nominal*)

destroy means to convert hydrocarbons contained in hydrocarbon gas to carbon dioxide and other molecules for a purpose other than to produce useful heat or energy, and includes the flaring of hydrocarbon gas. (*détruire*)

Dominion Lands Survey system means the system for the survey of public lands referred to in sections 54 to 70 of the *Dominion Lands Act*, chapter 55 of the Revised Statutes of Canada, 1906 that is used in Manitoba, Saskatchewan and Alberta under the name the Dominion Lands Survey system. (*système d'arpentage des terres fédérales*)

EPA Method 21 means the method of the Environmental Protection Agency of the United States entitled *Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, set out in Appendix A-7 to Part 60 of Title 40, chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States. (*méthode 21 de l'EPA*)

equipment component means a component of equipment at an upstream oil and gas facility that comes into contact with hydrocarbons and that has the potential to emit fugitive emissions of hydrocarbon gas. (*composant d'équipement*)

flowback means the process of recovering fluids, or fluids mixed with solids, that were injected into a well during hydraulic fracturing in order

(a) to prepare for further hydraulic fracturing;

(b) to prepare for cleanup of the well; or

(c) to initiate or resume production from the well. (*reflux*)

complétion Processus de préparation d'un puits pour la production, notamment tout processus qui fait appel à la fracturation hydraulique. (*completion*)

composant d'équipement Élément faisant partie de la composition de l'équipement d'une installation de pétrole et de gaz en amont qui est en contact avec des hydrocarbures et qui est susceptible d'émettre des émissions fugitives de gaz d'hydrocarbures. (*equipment component*)

conditions normalisées S'entend d'une température de 15 °C et d'une pression de 101,325 kPa. (*standard conditions*)

détruire Convertir en dioxyde de carbone et en d'autres molécules les hydrocarbures contenus dans des gaz d'hydrocarbures à des fins autres que la production de chaleur ou énergie utiles. La présente définition vise également le torchage de gaz d'hydrocarbures. (*destroy*)

équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures Équipement utilisé pour récupérer les gaz d'hydrocarbures en vue soit de les utiliser comme carburant, soit de les livrer, soit de les injecter dans un gisement souterrain à des fins autres que leur élimination comme déchets. (*hydrocarbon gas conservation equipment*)

évacuation Le fait d'émettre de manière contrôlée à partir d'une installation de pétrole et de gaz en amont des émissions de gaz d'hydrocarbures, sauf celles provenant de la combustion, qui résultent :

a) soit de la conception de l'équipement ou des modes opératoires dans l'installation;

b) soit d'un évènement à l'origine d'une pression supérieure à la capacité de rétention des gaz de l'équipement dans l'installation. (*venting)*

exploitant Personne ayant toute autorité à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont. (*operator*)

fracturation hydraulique Procédé consistant à injecter sous pression des fluides ou des fluides mélangés avec des particules solides dans un puits afin de provoquer des fractures dans un réservoir géologique souterrain par lesquelles des hydrocarbures et d'autres fluides peuvent migrer vers le puits. La présente définition vise notamment la refracturation hydraulique d'un puits ayant déjà fait l'objet d'une fracturation hydraulique. (*hydraulic fracturing*)

fugitive, in relation to emissions of hydrocarbon gas, means the emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility in an unintentional manner. (*fugitive*)

gas-to-oil ratio means the ratio of the volume of hydrocarbon gas produced, expressed in standard m^3, to the volume of hydrocarbon liquid produced, expressed in standard m^3. (*rapport gaz-pétrole*)

hydraulic fracturing means the process of injecting fluids, or fluids mixed with solids, under pressure into a well in order to create fractures in an underground geological reservoir through which hydrocarbons and other fluids can migrate toward the well and includes hydraulic refracturing, namely, hydraulic fracturing at a well that has previously undergone hydraulic fracturing. (*fracturation hydraulique*)

hydrocarbon means methane, which has the molecular formula CH_4, or a volatile organic compound referred to in item 65 of the List of Toxic Substances in Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*hydrocarbure*)

hydrocarbon gas conservation equipment means equipment used to recover hydrocarbon gas for use as fuel, for delivery or for injection for a purpose other than to dispose of the gas as waste into an underground geological deposit. (*équipment de conservation de gaz d'hydrocarbures*)

legal subdivision means a unit of land consisting of one quarter of a quarter-section and having an area of approximately 16 ha or 400 m by 400 m that is described in the Dominion Lands Survey system. (*subdivision officielle*)

natural gas gathering and boosting station means equipment that is located within a facility and that is used for the transportation of natural gas to a processing plant or natural gas transmission pipeline. (*station de collecte et de surpression de gaz naturel*)

natural gas processing plant means a plant used for the separation of

(a) natural gas liquids (NGLs) or non-methane gases from produced natural gas; or

(b) NGLs into two or more mixtures, each of which consists of only those NGLs. (*usine de traitement de gaz naturel*)

natural gas transmission compressor station means equipment that is located within a facility and that is

fugitive Se dit de l'émission de gaz d'hydrocarbures non intentionnelle provenant d'une installation de pétrole et de gaz en amont. (*fugitive*)

hydrocarbure Méthane, dont la formule moléculaire est CH_4, ou composé organique volatil visé à l'article 65 de la liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. (*hydrocarbon*)

installation de pétrole et de gaz en amont Ensemble des bâtiments, des autres structures et des équipements fixes qui sont situés soit sur un site unique, soit sur des sites contigus ou adjacents, soit sur des sites formant un réseau dans lequel un site central de traitement est relié par des conduites de collecte à un ou plusieurs sites sur lesquels se trouve un puits et qui servent :

a) à l'extraction d'hydrocarbures d'un gisement souterrain ou d'un réservoir géologique souterrain;

b) au traitement primaire de ces hydrocarbures;

c) au transport d'hydrocarbures, y compris le stockage qui se rapporte à leur transport, autre que pour la distribution locale.

La présente définition vise également les conduites de collecte, les pipelines de transport, les stations de collecte et de surpression de gaz naturel, les stations de compression de gaz naturel et les usines de traitement de gaz naturel. (*upstream oil and gas facility*)

livrer Transporter des gaz d'hydrocarbures à partir d'une installation de pétrole et de gaz en amont à des fins autres que leur élimination comme déchets. (*deliver*)

m^3 normalisé Mètre cube de fluide dans des conditions normalisées. (*standard m^3*)

méthode 21 de l'EPA La méthode de l'Environmental Protection Agency des États-Unis intitulée *Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, qui figure à l'annexe A-7 de la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis. (*EPA Method 21*)

pompe pneumatique Dispositif générant de l'énergie mécanique au moyen de gaz sous pression afin de pomper des liquides. (*pneumatic pump*)

ppmv Parties par million en volume. (*ppmv*)

produire S'agissant de gaz d'hydrocarbures ou d'hydrocarbures liquides, le fait de les extraire d'un

used for the transportation of natural gas through a natural gas transmission pipeline. (*station de compression de gaz naturel*)

operator means a person who has the charge, management or control of an upstream oil and gas facility. (*exploitant*)

pneumatic controller means a device that uses pressurized gas to generate mechanical energy for the purpose of controlling or maintaining the conditions under which a process is carried out. (*régulateur pneumatique*)

pneumatic pump means a device that uses pressurized gas to generate mechanical energy for the purpose of pumping liquid. (*pompe pneumatique*)

ppmv means parts per million by volume. (*ppmv*)

primary processing means any processing of hydrocarbons that is for the principal purpose of removing any of, or any combination of, the following:

(a) water;

(b) hydrocarbon liquids;

(c) sulphur compounds; and

(d) contaminants. (*traitement primaire*)

produce, in relation to hydrocarbon gas or liquid, means to extract hydrocarbon gas or liquid from an underground geological deposit or reservoir. (*produire*)

receive, in relation to hydrocarbon gas, means to receive at an upstream oil and gas facility, other than from a natural source, hydrocarbon gas that is raw or has undergone primary processing without having been subject to additional processing. (*recevoir*)

standard conditions means a temperature of 15°C and a pressure of 101.325 kPa. (*conditions normalisées*)

standard m³ means a cubic metre of fluid at standard conditions. (*m³ normalisé*)

upstream oil and gas facility means the buildings, other structures and stationary equipment — that are located on a single site, on contiguous or adjacent sites or on sites that form a network in which a central processing site is connected by gathering pipelines with one or more well sites — for the purpose of

(a) the extraction of hydrocarbons from an underground geological deposit or reservoir;

gisement souterrain ou d'un réservoir géologique souterrain. (*produce*)

puits Vise notamment le puits foré pour l'injection de fluides ou de fluides mélangés avec des particules solides. (*well*)

rapport gaz-pétrole Rapport entre le volume de gaz d'hydrocarbures produit, exprimé en m^3 normalisés, et le volume d'hydrocarbures liquides produit, exprimé en m^3 normalisés. (*gas-to-oil ratio*)

recevoir S'agissant de gaz d'hydrocarbures à l'état brut ou qui ont fait l'objet d'un traitement primaire mais d'aucun autre traitement, le fait de les recevoir dans une installation de pétrole et de gaz en amont d'une source autre qu'une source naturelle. (*receive*)

reflux Procédé de récupération des fluides ou des fluides mélangés avec des particules solides qui ont été injectés dans un puits durant la fracturation hydraulique pour, selon le cas :

a) préparer d'autres fracturations hydrauliques;

b) préparer le nettoyage du puits;

c) mettre ou remettre le puits en production. (*flowback*)

régulateur pneumatique Dispositif générant de l'énergie mécanique au moyen de gaz sous pression afin de contrôler ou de maintenir les paramètres d'un procédé. (*pneumatic controller*)

station de collecte et de surpression de gaz naturel Équipement situé à l'intérieur d'une installation servant au transport de gaz naturel vers une usine de traitement ou un pipeline de transport de gaz naturel. (*natural gas gathering and boosting station*)

station de compression de gaz naturel Équipement situé à l'intérieur d'une installation servant au transport du gaz naturel par un pipeline de transport de gaz naturel. (*natural gas transmission compressor station*)

subdivision officielle Unité de territoire d'une superficie d'environ 16 ha ou 400 m x 400 m représentant le quart d'un quart de section et dont la description figure dans le système d'arpentage des terres fédérales. (*legal subdivision*)

système d'arpentage des terres fédérales Système d'arpentage des terres publiques visé aux articles 54 à 70 de la *Loi des terres fédérales*, chapitre 55 des Statuts

(b) the primary processing of those hydrocarbons; or

(c) the transportation of hydrocarbons — including their storage for transportation purposes — other than for local distribution.

It includes a gathering pipeline, transmission pipeline, natural gas gathering and boosting station, natural gas transmission compressor station and natural gas processing plant. (*installation de pétrole et de gaz en amont*)

venting, in relation to emissions of hydrocarbon gas, means the emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility in a controlled manner, other than the emission of gas arising from combustion, due to

(a) the design of equipment or operational procedures at the facility; or

(b) the occurrence of an event that pressurizes the gas beyond the capacity of the equipment at the facility to retain the gas. (*évacuation*)

well includes a well drilled to allow for the injection of fluids or fluids mixed with solids. (*puits*)

révisés du Canada de 1906, et utilisé au Manitoba, en Saskatchewan et en Alberta sous le nom de Dominion Lands Survey system. (*Dominion Lands Survey system*)

taux de purge nominal Débit des émissions de gaz continu, exprimé en m^3 normalisés/h, prévu par le fabricant d'un régulateur pneumatique lorsque celui-ci fonctionne en conformité avec un ensemble donné de conditions de fonctionnement précisées par le fabricant. (*design bleed rate*)

traitement primaire Traitement d'hydrocarbures dont le but principal est de retirer l'un ou plusieurs des éléments suivants :

a) l'eau;

b) les hydrocarbures liquides;

c) les composés sulfurés;

d) les contaminants. (*primary processing*)

usine de traitement de gaz naturel Usine où sont séparés :

a) les liquides de gaz naturel ou le gaz autre que le méthane du gaz naturel produit;

b) les liquides de gaz naturel en deux ou plusieurs mélanges composés uniquement de ces mêmes liquides. (*natural gas processing plant*)

Interpretation of documents incorporated by reference

(2) For the purpose of interpreting any document that is incorporated by reference into these Regulations, "should" must be read to mean "must" and any recommendation or suggestion must be read as an obligation, unless the context requires otherwise. For greater certainty, the context of the accuracy or repeatability of a measurement can never require otherwise.

Interprétation des documents incorporés par renvoi

(2) Pour l'interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, sauf indication contraire du contexte, le mot « should » ainsi que toute recommandation ou suggestion doivent être interprétés comme exprimant une obligation. Il est entendu que l'indication contraire du contexte ne peut prévaloir dans le cas de l'exactitude ou de la répétabilité d'une mesure.

Inconsistency

(3) In the event of an inconsistency between a provision of these Regulations and any document incorporated by reference into these Regulations, that provision prevails to the extent of the inconsistency.

Dispositions incompatibles

(3) Les dispositions du présent règlement l'emportent sur les dispositions incompatibles de tout document qui y est incorporé par renvoi.

Documents incorporated by reference

(4) Any document that is incorporated by reference into these Regulations is incorporated as amended from time to time.

Documents incorporés par renvoi

(4) Dans le présent règlement, tout renvoi à un document s'entend de sa version éventuellement modifiée.

Responsibility

Operator

3 An operator for an upstream oil and gas facility must ensure that a requirement set out in these Regulations in respect of the facility or equipment at the facility — along with any related requirement in respect of recording information, keeping documents and providing reports — is complied with.

Responsabilité

Exploitant

3 Tout exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont veille au respect des exigences prévues par le présent règlement à l'égard de l'installation ou de l'équipement s'y trouvant, y compris les exigences relatives à la consignation des renseignements, à la conservation des documents et à la transmission des rapports.

PART 1

Onshore Upstream Oil and Gas Facilities

Application

Onshore facilities

4 This Part applies in respect of upstream oil and gas facilities other than those located offshore.

PARTIE 1

Installations terrestres de pétrole et de gaz en amont

Application

Installations terrestres

4 La présente partie s'applique aux installations de pétrole et de gaz en amont autres que les installations extracôtières de pétrole et de gaz en amont.

General Requirements

Hydrocarbon Gas Conservation and Destruction Equipment

Hydrocarbon gas conservation equipment

5 (1) Hydrocarbon gas conservation equipment that is used at an upstream oil and gas facility must

(a) be operated in such a manner that at least 95% of the hydrocarbon gas that is routed to the equipment — based on a calculation of the volumetric flow rates at standard conditions — is captured and conserved;

(b) be operating continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

(c) be operated and maintained in accordance with the applicable recommendations of its manufacturer.

Exception to paragraph (1)(c)

(2) Despite paragraph (1)(c), no recommendation referred to in that paragraph need be treated as a requirement and complied with if the operator for a facility has a record that establishes that without that compliance the

Exigences générales

Équipement de conservation et de destruction de gaz d'hydrocarbures

Équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures

5 (1) Tout équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit :

a) fonctionner de manière qu'au moins 95 % des gaz d'hydrocarbures, fondé sur le calcul des débits volumiques dans des conditions normalisées, dirigés vers l'équipement soient captés et conservés;

b) fonctionner de manière continue sauf pendant les périodes où il fait l'objet d'un entretien normal ou de réparations opportunes;

c) fonctionner et être entretenu selon les recommandations applicables du fabricant.

Exception à l'alinéa (1)c)

(2) Les recommandations applicables du fabricant visées à l'alinéa 1c) n'ont pas à être respectées si l'exploitant de l'installation a des renseignements consignés établissant que malgré cette non-conformité, l'exigence prévue à l'alinéa (1)a) est respectée.

hydrocarbon gas conservation equipment's ability to respect paragraph (1)(a) is unaffected.

Records — conservation equipment

6 A record in respect of any hydrocarbon gas conservation equipment used at an upstream oil and gas facility must be made that indicates

(a) for each month during which the equipment is used, the percentage, at any given moment, of the hydrocarbon gas routed to the equipment that is captured and conserved, along with a calculation of the volumetric flow rates on which that percentage is based, with supporting documents; and

(b) how the equipment was operated and maintained, along with an indication of any recommendations of its manufacturer for its operation and maintenance, with supporting documents.

Conserved gas — use

7 Hydrocarbon gas that has been captured and conserved in hydrocarbon gas conservation equipment must be conserved until it is

(a) used at the facility as fuel in a combustion device that releases at most 5% of the combusted hydrocarbon gas to the atmosphere as hydrocarbon gas;

(b) delivered; or

(c) injected into an underground geological deposit for a purpose other than to dispose of the gas as waste.

Records — conserved gas used as fuel

8 A record in respect of any hydrocarbon gas that is combusted as fuel in a combustion device referred to in paragraph 7(a) must be made that indicates for each month during which the device is used, the percentage, at any given moment, of the combusted hydrocarbon gas that is released as hydrocarbon gas, with supporting documents, based on

(a) tests conducted when the device operates under conditions recommended by the manufacturer for determining this percentage; or

(b) measurements taken when the device operates under those conditions.

Renseignements à consigner — équipement de conservation

6 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont :

a) pour chaque mois au cours duquel l'équipement est utilisé, le pourcentage, à tout moment, des gaz d'hydrocarbures dirigés vers l'équipement qui ont été captés et conservés ainsi que le calcul, documents à l'appui, des débits volumiques sur lequel ce pourcentage se fonde;

b) son fonctionnement et son entretien ainsi que, le cas échéant, une indication précisant les recommandations du fabricant à cet égard, documents à l'appui.

Gaz conservé – utilisation

7 Les gaz d'hydrocarbures qui ont été captés et conservés dans un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures doivent y être conservés jusqu'au moment où ils sont :

a) soit utilisés dans l'installation de pétrole et de gaz en amont comme carburant dans un appareil à combustion qui rejette dans l'atmosphère au plus 5 % des gaz d'hydrocarbures brûlés;

b) soit vendus;

c) soit injectés dans un gisement souterrain à des fins autres que leur élimination comme déchets.

Renseignements à consigner — utilisation du gaz conservé comme carburant

8 Pour chaque mois au cours duquel un appareil à combustion visé à l'alinéa 7a) est utilisé, doit être consigné le pourcentage, à tout moment, des gaz d'hydrocarbures rejetés dans l'atmosphère, documents à l'appui, lequel est fondé sur l'un ou l'autre des éléments suivants :

a) les essais effectués dans les conditions recommandées par le fabricant pour déterminer ce pourcentage;

b) les mesures prises lorsque l'appareil fonctionne dans ces conditions.

Hydrocarbon gas destruction equipment

9 Hydrocarbon gas destruction equipment that is used at an upstream oil and gas facility must satisfy the requirements related to the destruction of hydrocarbon gas set out in

(a) Sections 3.6 and 7 of Version 4.5 of the guideline entitled *Flaring and Venting Reduction Guideline*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia in June 2016, if the facility is located in British Columbia;

(b) section 3 of the directive entitled *Directive S-20: Saskatchewan Upstream Flaring and Incineration Requirements*, published by the Government of Saskatchewan on November 1, 2015, if the facility is located in Manitoba or Saskatchewan; and

(c) sections 3.6 and 7 of the directive entitled *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, published by the Alberta Energy Regulator on March 22, 2016, in any other case.

Records — hydrocarbon gas destruction equipment

10 A record in respect of any hydrocarbon gas destruction equipment used at an upstream oil and gas facility must be made that demonstrates, with supporting documents, that the requirements related to the destruction of hydrocarbon gas set out in the applicable document referred to in section 9 are satisfied.

Well Completion involving Hydraulic Fracturing

Application

11 (1) This section applies in respect of an upstream oil and gas facility that includes a well that undergoes hydraulic fracturing and whose production has a gas-to-oil ratio of at least 53:1, based on the most recent determination of the gas-to-oil ratio prior to the hydraulic fracturing.

No venting

(2) Hydrocarbon gas associated with flowback at a well at an upstream oil and gas facility must not be vented during flowback but must instead be captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

9 Tout équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit satisfaire aux exigences relatives à la destruction de gaz d'hydrocarbures énoncées :

a) aux articles 3.6 et 7 de la version 4.5 de la ligne directrice intitulée *Flaring and Venting Reduction Guideline*, publiée par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique en juin 2016, si l'installation est située en Colombie-Britannique;

b) à l'article 3 de la directive intitulée *Directive S-20: Saskatchewan Upstream Flaring and Incineration Requirements*, publiée par le gouvernement de la Saskatchewan le 1er novembre 2015, si l'installation est située au Manitoba ou en Saskatchewan;

c) aux articles 3.6 et 7 de la directive intitulée *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, publiée par l'Alberta Energy Regulator le 22 mars 2016, dans tout autre cas.

Renseignements à consigner — équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

10 Pour chaque équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont, doivent être consignés, documents à l'appui, des renseignements qui démontrent que les exigences relatives à la destruction de gaz d'hydrocarbures énoncées dans le document applicable visé à l'article 9 sont remplies.

Complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique

Champ d'application

11 (1) Le présent article s'applique à l'égard de toute installation de pétrole et de gaz en amont qui comprend un puits où a lieu la fracturation hydraulique et dont la production a un rapport gaz-pétrole d'au moins 53:1, fondé sur la plus récente détermination du rapport gaz-pétrole effectuée avant la fracturation hydraulique.

Interdiction d'évacuer

(2) Les gaz d'hydrocarbures liés au reflux d'un puits ne peuvent, pendant le reflux, être évacués, mais doivent être captés et dirigés vers un équipement soit de conservation, soit de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Exception

(3) Subsection (2) does not apply if all the gas associated with flowback at the well does not have sufficient heating value to sustain combustion.

Records — hydraulic fracturing

12 A record in respect of each well at an upstream oil and gas facility that undergoes hydraulic fracturing must be made

(a) that indicates the gas-to-oil ratio, based on the most recent determination of the gas-to-oil ratio prior to the hydraulic fracturing;

(b) if that gas-to-oil ratio is at least 53:1, that demonstrates, with supporting documents, that the hydrocarbon gas associated with flowback was captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment; and

(c) if hydrocarbon gas associated with flowback at the well is vented, the heating value of that gas.

Non-application — British Columbia and Alberta

13 Sections 11 and 12 do not apply in respect of an upstream oil and gas facility that is located in

(a) British Columbia, if the facility is subject to the requirements with respect to well completion involving hydraulic fracturing that are set out in the guideline entitled *Flaring and Venting Reduction Guideline*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia in June 2016; and

(b) Alberta, if the facility is subject to the requirements with respect to well completion involving hydraulic fracturing that are set out in the directive entitled *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, published by the Alberta Energy Regulator on March 22, 2016.

Compressors

Capture or venting of emissions

14 The emissions of hydrocarbon gas from the seals of a centrifugal compressor, or from the rod packings and distance pieces of a reciprocating compressor, that has a rated brake power of 75 kW or more at an upstream oil and gas facility must be

(a) captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment; or

Exception

(3) Le paragraphe (2) ne s'applique pas si tous les gaz liés au reflux du puits n'ont pas un pouvoir calorifique suffisant pour entretenir la combustion.

Renseignements à consigner — fracturation hydraulique

12 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque puits d'une installation de pétrole et de gaz en amont où a lieu la fracturation hydraulique :

a) le rapport gaz-pétrole, fondé sur le résultat de la plus récente détermination du rapport gaz-pétrole effectuée avant la fracturation hydraulique;

b) dans le cas où ce rapport est d'au moins 53:1, les éléments, documents à l'appui, qui démontrent que les gaz d'hydrocarbures liés au reflux ont été captés et dirigés vers l'équipement soit de conservation, soit de destruction de gaz d'hydrocarbures;

c) dans le cas où les gaz d'hydrocarbures liés au reflux du puits sont évacués, le pouvoir calorifique de ces gaz.

Non-application — Colombie-Britannique et Alberta

13 Les articles 11 et 12 ne s'appliquent pas à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont située :

a) en Colombie-Britannique, si l'installation est assujettie aux exigences de complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique énoncées dans la ligne directrice intitulée *Flaring and Venting Reduction Guideline*, publiée par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique en juin 2016;

b) en Alberta, si l'installation est assujettie aux exigences de complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique énoncées dans directive intitulée *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, publiée par l'Alberta Energy Regulator le 22 mars 2016.

Compresseurs

Capture ou évacuation d'émissions

14 Les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des joints d'un compresseur centrifuge ou des garnitures de tiges et des pièces d'écartement d'un compresseur alternatif dont la puissance au frein nominale est de 75 kW ou plus dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent :

(b) routed to vents that release those emissions to the atmosphere.

a) soit être captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures;

b) soit être dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère.

Measurement of flow rate

15 The flow rate of emissions of hydrocarbon gas released from the vents referred to in paragraph 14(b) of a compressor must be measured by means of

(a) a flow meter, other than a calibrated bag, in accordance with section 16; or

(b) a continuous monitoring device in accordance with section 17.

Mesure du débit

15 Le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures rejetées par les évents d'un compresseur qui sont visés à l'alinéa 14b) doit être mesuré :

a) soit au moyen d'un débitmètre, autre qu'un sac étalonné, conformément à l'article 16;

b) soit au moyen d'un dispositif de surveillance continue conformément à l'article 17.

Flow meters

16 (1) The flow meter must be calibrated in accordance with the manufacturer's recommendations such that its measurements have a maximum margin of error of ±10%.

Débitmètre

16 (1) Le débitmètre doit être étalonné conformément aux recommandations du fabricant de sorte que les mesures ont une marge d'erreur maximale de ±10 %.

Measurements by flow meters

(2) Those measurements must be made

(a) in accordance with the recommendations set out in the manufacturer's manual, if any;

(b) in the case of a measurement made without the use of negative pressure or a vacuum, while there is a tight seal over the vent;

(c) in the case of a measurement on a centrifugal compressor, when the compressor is operating under conditions that are representative of the conditions during the previous seven days; and

(d) in the case of a measurement on a reciprocating compressor, when the compressor is pressurized.

Mesures par débitmètre

(2) Ces mesures doivent être prises :

a) conformément aux recommandations précisées dans le manuel du fabricant, le cas échéant;

b) dans le cas où elles sont prises en l'absence de pression négative ou de vide absolu, pendant qu'un joint étanche recouvre l'évent;

c) dans le cas où elles sont prises sur un compresseur centrifuge, au moment où le compresseur est exploité dans des conditions représentatives des conditions des sept derniers jours;

d) dans le cas où elles sont prises sur un compresseur alternatif, au moment où le compresseur est sous pression.

Initial and subsequent measurements

(3) The flow rate must be measured within the following periods:

(a) initially, the period that ends on

(i) January 1, 2021, if the compressor is installed at the facility before January 1, 2020, and

(ii) the 365th day after the day on which the compressor was installed at the facility, in any other case; and

Mesures initiale et subséquentes

(3) Le débit doit être mesuré :

a) pour la première fois :

(i) au plus tard le 1er janvier 2021, si le compresseur est installé dans l'installation avant le 1er janvier 2020,

(ii) au plus tard le trois cent soixante-cinquième jour suivant la date de l'installation du compresseur dans l'installation, dans les autres cas;

(b) subsequently, the period that ends on the 365th day after the day on which a previous measurement was taken.

b) par la suite, au plus tard le trois cent soixante-cinquième jour suivant la date de la dernière prise de mesure.

Measurements — maximum or average

(4) The initial and each subsequent measurement of the flow rate must be based on measurements made by the flow meter over a continuous period of at least five minutes and is

Mesures — valeur maximale ou moyenne

(4) La mesure initiale ou chaque mesure subséquente du débit est fondé sur des mesures prises par le débitmètre sur une période continue d'au moins cinq minutes et correspond :

(a) the maximum of the flow rates measured, if the measurements are made over a continuous period of at least five minutes and less than 15 minutes; or

a) à la valeur maximale des débits mesurés, si les mesures sont prises sur une période continue d'au moins cinq minutes mais de moins quinze minutes;

(b) the average of the flow rates measured, if the measurements are made over a continuous period of at least 15 minutes.

b) à la valeur moyenne des débits mesurés, si les mesures sont prises sur une période continue d'au moins quinze minutes.

Extension — not operating or not pressurized

(5) Despite subsection (3), if no measurement has been made by the last day of a period referred to in that subsection — but, on that day, the compressor is not operating, in the case of a centrifugal compressor, or the compressor is not pressurized, in the case of a reciprocating compressor — the measurement must be made under that subsection on or before the 30th day after the day on which the compressor is next operating or pressurized, as the case may be.

Prolongation — pour non mise en service ou non sous pression

(5) Malgré le paragraphe (3), si aucune mesure n'est prise au plus tard le dernier jour du délai visé à ce paragraphe, mais que le compresseur n'est pas en service ce jour-là, dans le cas d'un compresseur centrifuge, ou n'est pas sous pression, dans le cas d'un compresseur alternatif, la mesure doit être prise au plus tard le trentième jour suivant la date à laquelle le compresseur est à nouveau en service ou sous pression, selon le cas.

Extension — pressurized for < 1,314 hours per 3 years

(6) Despite subsection (3), a period referred to in that subsection is extended by 365 days if the operator for the facility makes a record that demonstrates that, during the three calendar years immediately before the end of the period, the compressor was pressurized for less than 1,314 hours, as determined by an hour meter or as recorded in a log of operations.

Prolongation — sous-pression < 1 314 heures par 3 ans

(6) Le délai visé au paragraphe (3) est prolongée de trois cents soixante-cinq jours si l'exploitant de l'installation consigne des renseignements démontrant que, pendant les trois années civiles précédant immédiatement la fin du délai, le compresseur a été mis sous pression moins de 1 314 heures, le nombre d'heures étant déterminé au moyen d'un compteur horaire ou à partir d'un registre des opérations.

Continuous monitoring devices

17 A continuous monitoring device must

Dispositif de surveillance continue

17 Le dispositif de surveillance continue doit satisfaire aux exigences suivantes :

(a) be calibrated in accordance with the recommendations of the manufacturer of the device such that its measurements have a maximum margin of error of ±10%;

a) il est étalonné conformément aux recommandations du fabricant pour permettre une prise de mesures avec une marge d'erreur maximale de ±10 %;

(b) be operated continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

b) il fonctionne de manière continue sauf pendant les périodes où il fait l'objet d'un entretien normal ou de réparations opportunes;

(c) be equipped with an alarm that is triggered when the applicable flow rate limit referred to in subsection 18(2) or (3) for the vents of the compressor is reached.

c) il est équipé d'une alarme qui se déclenche quand la limite du débit applicable prévue aux paragraphes 18(2) ou (3) pour les évents d'un compresseur est atteinte.

Corrective action

18 (1) If the flow rate of emissions of hydrocarbon gas released from vents referred to in paragraph 14(b) of a compressor, measured in accordance with subsection 16(2), is greater than the applicable flow rate limit set out in subsection (2) or (3) or if the alarm referred to in paragraph 17(c) is triggered, corrective action must be taken to reduce that flow rate to below or equal to that limit, as demonstrated by a remeasurement that results,

(a) when a flow meter is used for the remeasurement, in a reading that is below or equal to that limit; or

(b) when a continuous monitoring device is used for the remeasurement, in the absence of an alarm when the compressor resumes operation following the taking of the corrective action.

Mesures correctives

18 (1) Si le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures rejetées par des évents d'un compresseur qui sont visés à l'alinéa 14b), mesuré conformément au paragraphe 16(2), est supérieur à la limite du débit applicable visée aux paragraphes (2) ou (3), ou si l'alarme visée à l'alinéa 17c) se déclenche, des mesures correctives doivent être prises afin de ramener ce débit dans cette limite comme en témoigne :

a) d'après le résultat d'une nouvelle lecture, si le débitmètre a été utilisé pour prendre la nouvelle mesure;

b) l'absence de déclenchement de l'alarme une fois le compresseur remis en service, dans le cas où un dispositif de surveillance continue a été utilisé pour prendre la nouvelle mesure.

Flow rate limit — centrifugal compressors

(2) For emissions that are from the seals of a centrifugal compressor, the flow rate limit is

(a) if the compressor is installed on or after January 1, 2023, 0.14 standard m^3/min; and

(b) if the compressor is installed before January 1, 2023 and has a rated brake power of

(i) greater than or equal to 5 MW, 0.68 standard m^3/min, and

(ii) less than 5 MW, 0.34 standard m^3/min.

Limite du débit — compresseur centrifuge

(2) Lorsque les émissions proviennent des joints d'un compresseur centrifuge, la limite du débit est :

a) si le compresseur est installé le 1er janvier 2023 ou après cette date, 0,14 m^3 normalisé/min;

b) s'il est installé avant le 1er janvier 2023 et si sa puissance au frein nominale :

(i) est supérieure ou égale à 5 MW, 0,68 m^3 normalisé/min,

(ii) est inférieure à 5 MW, de 0,34 m^3 normalisé/min.

Flow rate limit — reciprocating compressors

(3) For emissions that are from the rod packings and distance pieces of a reciprocating compressor, the flow rate limit is

(a) if the compressor is installed on or after January 1, 2023, the product of 0.001 standard m^3/min and the number of pressurized cylinders that the compressor has; and

(b) if the compressor is installed before January 1, 2023, the product of 0.023 standard m^3/min and the number of those pressurized cylinders.

Limite du débit — compresseur alternatif

(3) Lorsque les émissions proviennent des garnitures de tiges et des pièces d'écartement d'un compresseur alternatif, la limite du débit est :

a) s'il est installé le 1er janvier 2023 ou après cette date, le produit de 0,001 m^3 normalisé/min et du nombre de cylindres sous pression de ce compresseur;

b) s'il est installé avant le 1er janvier 2023, le produit de 0,023 m^3 normalisé/min et du nombre de cylindres sous pression de ce compresseur.

Remeasurement

(4) The remeasurement referred to in paragraph (1)(a) or (b) must be taken in accordance with section 15 on or before the later of

(a) the 90th day after the day on which, as the case may be, the most recent measurement is taken under subsection 16(3) or the alarm referred to in paragraph 17(c) is triggered, and

(b) if the estimated volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that would, beginning from the day on which the applicable day described in paragraph (a), be emitted until that next planned shutdown if no corrective action were taken is equal to or less than the volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that would be emitted due to the purging of hydrocarbon gas in order to take the corrective action,

(i) the day on which the compressor begins to operate after the next planned shutdown, in the case of a centrifugal compressor, and

(ii) the day on which the compressor is first pressurized after the next planned shutdown, in the case of a reciprocating compressor.

Nouvelle mesure

(4) La nouvelle mesure visée aux alinéas (1)a) ou b) doit être prise conformément à l'article 15 au plus tard à celle des dates ci-aprèss qui est postérieure à l'autre :

a) le quatre-vingt-dixième jour suivant la date à laquelle la dernière mesure est prise en vertu du paragraphe 16(3) ou la date à laquelle l'alarme visée à l'alinéa 17c) s'est déclenchée;

b) si le volume estimé de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, calculé à partir du jour applicable visé à l'alinéa a) si aucune mesure corrective n'était prise est égal ou inférieur au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, en conséquence de la purge de gaz d'hyrocarbures qui doit être effectuée pour prendre les mesures correctives :

(i) la date de redémarrage du compresseur après son prochain arrêt programmé, dans le cas d'un compresseur centrifuge,

(ii) la date de sa première mise sous pression après son prochain arrêt programmé, dans le cas d'un compresseur alternatif.

Estimated volume

(5) The estimated volume of hydrocarbon gas must be based on the most recent flow rate of emissions of hydrocarbon gas released from vents referred to in paragraph 14(b) of the compressor, as determined by a flow meter or a continuous monitoring system in accordance with section 15.

Détermination du volume estimé

(5) Le volume estimé de gaz d'hydrocarbures est fondé sur le plus récent débit des émissions rejetées par les évents d'un compresseur qui sont visés à l'alinéa 14b), lequel débit est déterminé au moyen d'un débitmètre ou d'un dispositif de surveillance continue conformément à l'article 15.

Records — compressors and vents

19 (1) A record must be made that indicates for each compressor referred to in section 14

(a) its serial number;

(b) its make and model;

(c) its rated brake power;

(d) the date on which it was installed at the facility, if it was installed on or after January 1, 2020, or a demonstration, with supporting documents, that it was installed at the facility before January 1, 2020;

(e) if applicable, the type of hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment to which the emissions of hydrocarbon gas from the its seals or rod packing and distance pieces, as the case may be, are captured and routed, namely

Renseignements à consigner – compresseur et évent

19 (1) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque compresseur visé à l'article 14 :

a) son numéro de série;

b) sa marque et son modèle;

c) sa puissance au frein nominale;

d) sa date d'installation à l'installation s'il a été installé le 1er janvier 2020 ou après cette date ou les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, qu'il a été installé avant le 1er janvier 2020;

e) le cas échéant, une indication du type d'équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures vers lequel les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant de ses joints ou de ses

(i) a vapour recovery unit,

(ii) a vent gas capture system,

(iii) a flare,

(iv) an enclosed combustor, or

(v) another type, and if so, a description of the type;

(f) for each centrifugal compressor for which emissions from its seals are routed to vents that release those emissions to the atmosphere, whether the seals are dry or wet;

(g) for each reciprocating compressor from which emissions from its rod packings and distance pieces are routed to vents that release those emissions to the atmosphere, the number of those rod packings; and

(h) for each compressor for which the period within which a measurement by a flow meter must be made has been extended under subsection 16(6), the number of hours during which it was pressurized during the three calendar years referred to in that subsection.

garnitures de tiges et de ses pièces d'écartement, selon le cas, sont captées et dirigées parmi les suivants :

(i) une unité de récupération des vapeurs,

(ii) un système de captage des gaz évacués,

(iii) une torche,

(iv) une chambre de combustion encloisonnée,

(v) tout autre type et, le cas échéant, la description de celui-ci;

f) pour chaque compresseur centrifuge, lorsque les émissions provenant de ses joints sont dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère, une indication précisant s'il s'agit de joints secs ou humides;

g) pour chaque compresseur alternatif, lorsque les émissions provenant de ses garnitures de tiges et de ses pièces d'écartement sont dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère, le nombre de ces garnitures de tiges;

h) pour chaque compresseur pour lequel une période prévue pour la prise d'une mesure a été prolongée en vertu du paragraphe 16(6), le nombre d'heures pendant lesquelles il a été mis sous pression pendant une période de trois années civiles visée à ce paragraphe.

Records — flow meters

(2) A record must be made that indicates, for each measurement, including a remeasurement, the flow rate of emissions from a vent referred to in paragraph 14(b) made by means of a flow meter referred to in paragraph 15(a),

(a) the make and model of the flow meter;

(b) the maximum flow rate referred to in paragraph 16(4)(a) or the average flow rate referred to in paragraph 16(4)(b), as the case may be;

(c) the date on which the measurement was taken;

(d) the recommendations of the manufacturer for the calibration of the flow meter referred to in subsection 16(1), along with a demonstration, with supporting documents, that the measurements taken with that calibration have a maximum margin of error of ±10%;

(e) any recommendation for the taking of the measurement, along with supporting documents;

Renseignements à consigner — débitmètre

(2) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque mesure du débit, y compris chaque nouvelle mesure du débit des émissions rejetées par un évent visé à l'alinéa 14b) prise au moyen du débitmètre visé à l'alinéa 15a) :

a) la marque et le modèle du débitmètre;

b) la valeur maximale du débit mesuré en application de l'alinéa 16(4)a) ou la valeur moyenne du débit mesuré en application de l'alinéa 16(4)b);

c) la date de la prise de la mesure;

d) une mention précisant les recommandations du fabricant suivies pour l'étalonnage du débitmètre visé au paragraphe 16(1) ainsi que les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, que les mesures prises, une fois le dispositif étalonné, ont une marge d'erreur maximale de ±10 %;

(f) the duration of the continuous period referred to in paragraph 16(4)(a) or (b), as the case may be; and

(g) the name of the person who took the measurement and, if that person is a corporation, the name of the individual who took it.

e) une mention précisant les recommandations du fabricant suivies pour la prise de la mesure, le cas échéant, documents à l'appui;

f) la durée de la période continue visée aux alinéas 16(4)a) ou b), selon le cas;

g) le nom de la personne ayant pris la mesure et, s'il s'agit d'une personne morale, celui de l'individu ayant pris la mesure.

Records — continuous monitoring devices

(3) A record must be made that indicates, for each measurement, including a remeasurement, of the flow rate of emissions from a vent referred to in paragraph 14(b) made by means of a continuous monitoring device referred to in paragraph 15(b),

(a) a description of the device;

(b) if applicable, its serial number, make and model; and

(c) the recommendations of the manufacturer for the calibration of the continuous monitoring device referred to in paragraph 17(a) along with a demonstration, with supporting documents, that the measurements taken with that calibration have a maximum margin of error of ±10%.

Renseignements à consigner — dispositif de surveillance contenue

(3) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque mesure du débit, y compris chaque nouvelle mesure du débit des émissions rejetées par un évent visé à l'alinéa 14b) prise au moyen du dispositif de surveillance continue visé à l'alinéa 15b) :

a) une description du dispositif;

b) le cas échéant, son numéro de série, sa marque et son modèle;

c) une mention précisant les recommandations du fabricant suivies pour l'étalonnage du dispositif de surveillance continue visé à l'alinéa 17a) ainsi que les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, que les mesures prises, une fois le dispositif étalonné, ont une marge d'erreur maximale de ±10 %.

Records — corrective actions taken

(4) A record must be made that indicates, for each corrective action taken,

(a) a description of the corrective action, including a description of each step of the corrective action;

(b) the dates on which that corrective action was taken, along with the dates on which each of its steps was taken;

(c) for each remeasurement taken under paragraph 18(4)(b), the volume and estimated volume, determined for the purpose of that paragraph, along with supporting calculations; and

(d) if the corrective action was taken as a result of a measurement by means of a continuous monitoring device, the date on which the alarm was triggered.

Renseignements à consigner — mesure corrective

(4) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque mesure corrective prise :

a) la description de la mesure corrective, y compris celle de chaque démarche entreprise en vue de la prise de la mesure corrective;

b) les dates auxquelles la mesure corrective a été prise, y compris celles auxquelles les démarches ont été entreprises en vue de la prise de la mesure corrective;

c) pour chaque nouvelle mesure prise en application de l'alinéa 18(4)b), le volume et le volume estimé de gaz d'hydrocarbures, déterminés en application de cet alinéa, calculs à l'appui;

d) si elle est prise à la suite d'une mesure prise au moyen d'un dispositif de surveillance continue, la date de déclenchement de l'alarme.

Conditional Requirements

Conditions

Application of sections 26 to 45

20 (1) Sections 26 to 45 apply in respect of an upstream oil and gas facility as of the first day of the month that begins after the facility produces or receives — or is expected to produce or receive — a combined volume of more than 60 000 standard m^3 of hydrocarbon gas for a period of 12 months, determined as follows:

(a) if the facility has operated during at least 12 months, whether consecutive or not, with at least one day of operation in each of those months, the combined volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, produced or received based on records, for the most recent 12 of those months of operation;

(b) if the facility has operated during at least one month and less than 12 months, whether consecutive or not, with at least one day of operation in each of those months, the combined volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that the facility is expected to produce or receive for a 12-month period determined by prorating the combined volume, based on records, produced or received during those months of operation; and

(c) in any other case, the combined volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that the facility is expected to produce or receive during the 12-month period that begins after its first month of operation, as determined in accordance with the applicable method set out in section 23.

Well completion

(2) For the purpose of subsection (1), if a well at the facility undergoes well completion during a given month, the portion of the combined volume referred to in that subsection that corresponds to the production of hydrocarbon gas from the well must be based on the volume of hydrocarbon gas expected to be produced by the well for the 12-month period after the given month, as determined in accordance with the applicable method set out in section 23.

Records — non-application

21 If none of sections 26 to 45 apply, for a given month, in respect of an upstream oil and gas facility, a record, with supporting documents, must be made that indicates

Exigences conditionnelles

Conditions

Application des articles 26 à 45

20 (1) Les articles 26 à 45 s'appliquent à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont à compter du premier jour du mois qui suit la période de douze mois au cours de laquelle l'installation produit ou reçoit, ou s'attend à produire ou à recevoir, un volume combiné de gaz d'hydrocarbures de plus de 60 000 m^3 normalisés, déterminé de la manière suivante :

a) si l'installation a été exploitée au moins douze mois, consécutifs ou non, au cours desquels l'installation a été exploitée au moins un jour par mois, le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, produit ou reçu d'après les renseignements consignés, pendant les douze mois les plus récents de ces mois d'exploitation;

b) si l'installation a été exploitée au moins un mois mais moins de douze mois, consécutifs ou non, au cours desquels l'installation a été exploitée au moins un jour par mois, le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, que l'installation s'attend à produire ou à recevoir au cours d'une période de douze mois déterminée au prorata du volume combiné, d'après les renseignements consignés, durant ces mois d'exploitation;

c) dans tout autre cas, le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, que l'installation s'attend à produire ou à recevoir pendant les douze mois suivant la fin de son premier mois d'exploitation, déterminé conformément à la méthode applicable visée à l'article 23.

Complétion d'un puits

(2) Pour l'application du paragraphe (1), si un puits dans une installation fait l'objet d'une complétion au cours d'un mois donné, la portion du volume combiné visé à ce paragraphe qui correspond au volume de gaz d'hydrocarbures produit par ce puits est fondée sur le volume que ce puits devrait produire au cours des douze mois suivant ce mois, déterminé conformément à la méthode applicable visée à l'article 23.

Renseignements à consigner — non-application

21 Si aucun des articles 26 à 45 ne s'applique, pour un mois donné, à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont, les renseignements ci-après doivent être consignés, documents à l'appui :

(a) the gas-to-oil ratio and the volume of the hydrocarbon liquid produced or expected to be produced, expressed in standard m^3, during the given month;

(b) the combined volume of hydrocarbon gas produced and received, expressed in standard m^3, during the given month; and

(c) for a well at the facility that undergoes well completion during the given month, the volume expected to be produced by the well referred to in subsection 20(2).

a) le rapport gaz-pétrole et le volume d'hydrocarbures liquides produit ou qui devrait être produit, exprimé en m^3normalisés, au cours de ce mois;

b) le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m^3 normalisés, produit et reçu au cours de ce mois;

c) dans le cas où un puits dans une installation a fait l'objet d'une complétion au cours de ce mois donné, le volume visé au paragraphe 18(2) qui devrait être produit par ce puits.

Records — application

22 A record must be made that indicates the following information for the first month that begins after the facility produces or receives — or is expected to produce or receive — a combined volume of more than 60 000 standard m^3 of hydrocarbon gas for a period of 12 months as determined in accordance with subsection 20(1):

(a) that first month and the calendar year that includes that first month; and

(b) the combined volume, along with an indication as to which of paragraphs 20(1)(a) to (c) was used to determine that volume.

Renseignements à consigner

22 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour le premier mois qui suit la période de douze mois au cours de laquelle l'installation produit ou reçoit, ou s'attend à produire ou à recevoir, un volume combiné de gaz d'hydrocarbures de plus de 60 000 m^3 normalisés de gaz d'hydrocarbures déterminé conformément au paragraphe 20(1) :

a) ce premier mois et l'année civile qui comprend ce mois;

b) le volume combiné ainsi qu'une mention précisant lequel des alinéas 20(1)a) à c) a été utilisé pour déterminer ce volume.

Determination of Volume of Gas

Détermination du volume de gaz

Applicable methods

23 (1) For the purpose of sections 20 and 26, the volume of hydrocarbon gas produced, received, vented or destroyed at, or delivered from, an upstream oil and gas facility must be determined in accordance with the applicable method set out in

(a) the document entitled *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia on March 1, 2017, if the facility is located in British Columbia;

(b) the document entitled *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* and commonly referred to as Directive PNG017, published by the Government of Saskatchewan on August 1, 2017 (version 2.1), if the facility is located in Manitoba or Saskatchewan; and

Méthodes applicables

23 (1) Pour l'application des articles 20 et 26, le volume de gaz d'hydrocarbures produit, reçu, évacué ou détruit dans l'installation de pétrole et de gaz en amont ou livré à partir de cette installation est établi conformément à la méthode applicable prévue dans l'un ou l'autre des documents suivants :

a) le document intitulé *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations*, publié par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique le 1er mars 2017, si l'installation est située en Colombie-Britannique;

b) le document intitulé *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* et communément appelé Directive PNG017, publié par le gouvernement de la Saskatchewan le 1er août 2017 (version 2.1), si l'installation est située au Manitoba ou en Saskatchewan;

c) le document intitulé *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* et communément appelé

(c) the document entitled *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* and commonly referred to as AER Directive 017, published by the Alberta Energy Regulator on March 31, 2016, in any other case.

Directive 017 de l'AER, publié par l'Alberta Energy Regulator le 31 mars 2016, dans tout autre cas.

Directive PNG017 and AER 017

(2) Despite paragraphs (1)(b) and (c), for the purpose of sections 12.2.2.1 and 12.2.2.2 of the Saskatchewan Directive PNG017 and of the AER Directive 017, the gas production per well per day is to be determined

(a) if the expected gas production is greater than 2 000 standard m^3 per day, by direct measurement; and

(b) in any other case,

(i) by direct measurement, or

(ii) by means of an estimate based on a gas-to-oil ratio determined

(A) in accordance with section 24, or

(B) by the formula

$$-0.5P_w + 150$$

where

P_w is the average volume, expressed in standard m^3, of oil produced by the well for a day during the most recent month of production.

Directives PNG017 et 017 de l'AER

(2) Malgré les alinéas (1)b) et c), pour l'application des articles 12.2.2.1 et 12.2.2.2 de la directive PNG017 de la Saskatchewan et de la directive 017 de l'AER, le volume de gaz d'hydrocarbures produit par le puits par jour est déterminé de la façon suivante :

a) dans le cas où la production de gaz estimée est de plus 2 000 m^3 normalisés par jour, par la prise d'une mesure directe;

b) dans tout autre cas :

(i) soit par la prise d'une mesure directe,

(ii) soit par une estimation fondée sur le rapport gaz-pétrole déterminé :

(A) soit en conformité avec l'article 24,

(B) soit par la formule suivante :

$$-0,5P_p + 150$$

où :

P_p représente le volume de pétrole produit par le puits par jour pendant le mois de production le plus récent, exprimé en m^3.

Determination of gas-to-oil ratio

24 (1) The determination of a gas-to-oil ratio for the purpose of clause 23(2)(b)(ii)(A) is made using the formula

$$G/O$$

where

G is the average volume of gas produced by the well measured over a continuous period — of at least 72 hours or at least 24 hours, determined, as the case may be, in accordance with subsection (2) or (3) — under conditions, in particular in respect of flow rate and operating conditions, that are representative of the conditions that occurred during the most recent month of production; and

O is the average volume of oil produced by the well over the period that is used for the determination of G, based on measurements taken in accordance with subsection (4) as prorated to that period and under conditions, in particular in respect of flow rate and

Détermination du rapport gaz-pétrole

24 (1) La détermination du rapport gaz-pétrole pour l'application de la division 23(2)b)(ii)(A) est effectuée au moyen de la formule suivante :

$$G/P$$

où :

G représente le volume moyen de gaz produit par le puits, exprimé en m^3 normalisés, mesuré sur une période continue soit d'au moins 72 heures conformément au paragraphe (2), soit d'au moins 24 heures conformément au paragraphe (3), dans des conditions, notamment en ce qui concerne le débit et les conditions de fonctionnement, qui sont représentatives des conditions du mois de production le plus récent,

P le volume moyen de pétrole, exprimé en m^3 normalisés, produit par le puits durant la même période utilisée pour déterminer G, fondé sur les mesures prises conformément au paragraphe (4) au

operating conditions, that are representative of the conditions during the most recent month of production.

prorata de cette période dans des conditions, notamment en ce qui concerne le débit et les conditions de fonctionnement, qui sont représentatives des conditions du mois de production le plus récent.

Determination of value of G

(2) The measurements to determine the value of G must be taken over a continuous period of at least 72 hours with a continuous measuring device or using a flow meter with at least one reading taken every 20 minutes.

Détermination de la valeur de l'élément G

(2) La mesure visant à déterminer la valeur de l'élément G doit être prise sur une période continue d'au moins 72 heures au moyen d'un dispositif de mesure en continu ou d'un débitmètre qui prend au moins une lecture aux vingt minutes.

Exception

(3) Despite subsection (2), the measurements to determine the value of G may be taken over a continuous period of at least 24 hours, if

(a) the flow rate of gas from the well is greater than 100 standard m^3 per day; and

(b) the measurement is taken

(i) with a continuous measuring device and the variation of flow rate in that continuous period is such that the average flow rate for any 20-minute period is within ±5% of the average flow rate, or

(ii) using a flow meter with at least one reading taken every 20 minutes within that continuous period and the variation of flow rate in that continuous period is such that 95% of the readings taken are within ±5% of the average flow rate.

Exception

(3) Malgré le paragraphe (2), la mesure visant à déterminer la valeur de l'élément G peut être prise sur une période continue d'au moins 24 heures si, à la fois :

a) le débit du gaz provenant d'un puits est supérieur à 100 m^3 normalisés par jour;

b) la mesure est prise :

(i) soit au moyen d'un dispositif de mesure en continu lorsque la variation du débit est telle que le débit moyen mesuré aux vingt minutes au cours de cette période continue est compris entre ±5 % du débit moyen mesuré,

(ii) soit au moyen d'un débitmètre qui prend au moins une lecture aux vingt minutes au cours de cette période continue lorsque la variation du débit est telle que 95 % des mesures de débit prises sont comprises entre ±5 % du débit moyen.

Determination of the value of O

(4) The measurements to determine the value of O must be taken after the water has been separated from the liquid produced from the well and taken

(a) over the continuous period used to determine the value of G with a continuous measuring device that has a maximum margin of error of ±0.1 standard m^3; or

(b) over a continuous period of at least 10 days that includes the continuous period used to measure G with a continuous measuring device that has a maximum margin of error of ±1 standard m^3 and with the variation of flow rate in that continuous period such that the measured volume of oil produced for any day is within ±5% of the measured volume of oil produced for any other day in that continuous period.

Détermination de la valeur de l'élément P

(4) La mesure visant à déterminer la valeur de l'élément P doit être prise après que l'eau ait été séparée des liquides produits par le puits et :

a) au cours de la période utilisée pour déterminer G, au moyen d'un dispositif de mesure en continu ayant une marge d'erreur maximale de ±0,1 m^3 normalisé;

b) au cours d'une période continue d'au moins dix jours qui comprend la période continue utilisée pour la détermination de la valeur de l'élément G au moyen d'un dispositif de mesure en continu avec une marge d'erreur maximale de ±1 m^3 normalisé lorsque la variation du débit au cours de cette période continue est telle que le volume de pétrole produit et mesuré pour une journée est compris entre ±5 % du volume de pétrole produit et mesuré pour n'importe quelle autre journée est comprise dans cette période continue.

Steady state

(5) A measurement taken under any of subsections (2) to (4) must be taken while the well is operating in a steady state, that is, it must be taken only if no adjustment that could result in a change to the oil or gas production rates has been made to the production parameters for at least 48 hours before the measurement is taken.

Measuring equipment — directives

(6) The continuous measuring device or flow meter used to determine the gas-to-oil ratio must meet the requirements of section 2 of the Saskatchewan Directive PNG017 or section 2 of the AER Directive 017.

Frequency of determination

(7) A determination of the gas-to-oil ratio must be made

(a) at least once per year and at least 90 days after a previous determination, if

(i) in the case of an initial determination, the expected flow rate of the gas is at most 500 standard m^3 per day, and

(ii) in any other case, the flow rate of the gas according to the most recent determination was at most 500 standard m^3 per day;

(b) at least once every six months and at least 45 days after a previous determination, if

(i) in the case of an initial determination, the expected flow rate of the gas is greater than 500 standard m^3 per day and at most 1 000 standard m^3 per day, and

(ii) in any other case, the flow rate of the gas according to the most recent determination was greater than 500 standard m^3 per day and at most 1 000 standard m^3 per day; and

(c) at least once every month and at least seven days after a previous determination, if

(i) in the case of an initial determination, the expected flow rate of the gas is greater than 1 000 standard m^3 per day and at most 2 000 standard m^3 per day, and

(ii) in any other case, the flow rate of the gas according to the most recent determination was greater than 1 000 standard m^3 per day and at most 2 000 standard m^3 per day.

État stable

(5) Les mesures prises en vertu des paragraphes (2) à (4) ne peuvent être prises que lorsque le puits est exploité dans un état stable, c'est-à-dire qu'aucun ajustement qui pourrait entraîner des changements dans le taux de production de pétrole ou de gaz ne peut être effectué aux paramètres de production dans les 48 heures précédant la prise de ces mesures.

Équipements de mesure — directives

(6) Le dispositif de mesure en continu ou le débitmètre utilisé pour la détermination du rapport gaz-pétrole doit satisfaire aux exigences prévues à l'article 2 de la directive PNG017 de la Saskatchewan ou à l'article 2 de la directive 017 de l'AER.

Fréquence de la détermination

(7) La détermination du rapport gaz-pétrole est effectuée :

a) au moins une fois par année et au moins quatre-vingt-dix-jours après la dernière détermination si :

(i) le débit de gaz prévu est d'au plus 500 m^3 normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était au plus 500 m^3 normalisés par jour, dans tout autre cas;

b) au moins une fois tous les six mois et au moins quarante-cinq jours après la dernière détermination si :

(i) le débit de gaz prévu est plus de 500 m^3 normalisés par jour et d'au plus 1 000 m^3 normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était plus de 500 m^3 normalisés et d'au plus 1 000 m^3 normalisés par jour, dans tout autre cas;

c) au moins une fois par mois et au moins sept jours après la dernière détermination si :

(i) le débit de gaz prévu est plus de 1 000 m^3 normalisés par jour et d'au plus 2 000 m^3 normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était plus de 1 000 m^3 normalisés et d'au plus 2 000 m^3 normalisés par jour, dans tout autre cas.

Records

25 A record must be made that indicates

(a) all of the readings from a continuous measuring device and each reading taken using a flow meter;

(b) the flow rate over each period during which measurements were taken for each determination of the value of G and O;

(c) the dates, time and duration of each of those periods;

(d) the production parameters during each of those periods and the 48 hours before each of those periods begins; and

(e) whether the type of equipment used to take each measurement was a continuous measuring device or a flow meter and its make and model.

Renseignements à consigner

25 Les renseignements suivants doivent être consignés :

a) toutes les lectures prises au moyen d'un dispositif de mesure en continu et chaque lecture prise au moyen d'un débitmètre;

b) le débit pour chaque période au cours de laquelle les mesures ont été prises pour chaque détermination de la valeur de l'élément G et de l'élément P;

c) les date, heure et durée de ces périodes;

d) les paramètres de production durant chacune de ces périodes et durant les 48 heures précédant chacune de ces périodes;

e) une indication précisant le type d'équipement utilisé, selon qu'il s'agit d'un dispositif de mesure en continu ou d'un débitmètre ainsi que sa marque et son modèle.

Venting Limit

15 000 standard m^3 per year

26 (1) An upstream oil and gas facility must not vent more than 15 000 standard m^3 of hydrocarbon gas during a year.

Excluded volumes

(2) The volumes of hydrocarbon gas vented that arose from the following activities are excluded from the determination of the volume vented for the purpose of subsection (1):

(a) liquids unloading, that is, the removal of accumulated liquids from a gas well;

(b) a blowdown, that is, the temporary depressurization of equipment or pipelines;

(c) glycol dehydration, that is, the use of a liquid desiccant system to remove water from natural gas or natural gas liquids;

(d) the use of a pneumatic controller, pneumatic pump or compressor;

(e) the start-up and shutdown of equipment;

(f) well completion; and

(g) venting in order to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation.

Limite d'évacuation

15 000 m^3 normalisés par année

26 (1) L'installation de pétrole et de gaz en amont ne peut évacuer, au cours d'une année, plus de 15 000 m^3 normalisés de gaz d'hydrocarbures.

Volumes exclus

(2) Les volumes de gaz d'hydrocarbures évacués découlant des activités ci-après ne sont pas pris en compte pour la détermination du volume évacué pour l'application du paragraphe (1) :

a) le déchargement de liquides, qui consiste au retrait de liquides accumulés d'un puits de gaz;

b) la purge, qui consiste en la dépressurisation temporaire des équipements et des pipelines;

c) la déshydratation de glycol, qui est un système de dessiccation liquide utilisé pour l'élimination de l'eau du gaz naturel ou de l'eau des liquides de gaz naturel;

d) l'utilisation d'un régulateur pneumatique, d'une pompe pneumatique ou d'un compresseur;

e) le démarrage et l'arrêt de l'équipement;

f) la complétion de puits;

g) l'évacuation en vue d'éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d'une situation d'urgence.

Non-application of subsection (1)

(3) Subsection (1) does not apply in respect of a facility, as of a given month, if the combined volume of hydrocarbon gas that was vented or destroyed at, or delivered from, the facility was less than 40 000 standard m^3 for the 12 consecutive months before that given month.

Re-application of subsection (1)

(4) Despite subsection (3), subsection (1) does apply in respect of a facility referred to in subsection (3), as of a subsequent month, if the combined volume of hydrocarbon gas that was vented or destroyed at, or delivered from, the facility was equal to or greater than 40 000 standard m^3 for the 12 consecutive months before that subsequent month.

Records — volumes of hydrocarbon gas

27 For each month that an upstream oil and gas facility operates, a record, with supporting documents, must be made that indicates

(a) the volume of hydrocarbon gas that was vented, expressed in standard m^3;

(b) the volume of hydrocarbon gas vented that arose from the activities referred to in each of paragraphs 26(2)(a) to (g);

(c) the volume of hydrocarbon gas destroyed at the facility, expressed in standard m^3; and

(d) the volume of hydrocarbon gas delivered from the facility, expressed in standard m^3.

Leak Detection and Repair Program

Establishment of Program

Non-application to certain equipment components

28 (1) Sections 29 to 36 do not apply in respect of

(a) an equipment component used on a wellhead at a site at which there is no other wellhead or equipment except for gathering pipelines or a meter connected to the wellhead;

(b) a pair of isolation valves on a transmission pipeline if no other equipment is located on the segment of the pipeline that may be isolated by closing the valves; and

Non-application du paragraphe (1)

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas à l'égard d'une installation, à compter d'un mois donné, si le volume combiné de gaz d'hydrocarbures évacué ou détruit dans l'installation ou livré à partir de celle-ci est inférieur à 40 000 m^3 normalisés au cours d'une période de douze mois consécutifs précédant ce mois.

Ré-application du paragraphe (1)

(4) Malgré le paragraphe (3), le paragraphe (1) s'applique à l'égard d'une installation visée au paragraphe (3) à compter d'un mois subséquent, si le volume combiné de gaz d'hydrocarbures évacué ou détruit dans l'installation ou livré à partir de celle-ci est égal ou supérieur à 40 000 m^3 normalisés au cours d'une période de douze mois consécutifs précédant ce mois.

Renseignements à consigner — volume de gaz d'hydrocarbures

27 Les renseignements ci-après doivent être consignés, documents à l'appui, pour chaque mois au cours duquel une installation de pétrole et de gaz en amont est exploitée :

a) le volume de gaz d'hydrocarbures évacué à l'installation, déterminé, exprimé en m^3 normalisés;

b) le volume de gaz d'hydrocarbures évacué découlant des activités visées à chacun des alinéas 26(2)a) à g);

c) le volume de gaz d'hydrocarbures détruit à l'installation, exprimé en m^3 normalisés;

d) le volume de gaz d'hydrocarbures livré à partir de l'installation, exprimé en m^3 normalisés.

Programme de détection et de réparation des fuites

Établissement d'un programme

Non-application — certains composants d'équipements

28 (1) Les articles 29 à 36 ne s'appliquent pas à l'égard :

a) d'un composant d'équipement utilisé sur une tête de puits à un site où aucune autre tête de puits ou aucun autre équipement ne se trouve exception faite des conduites de collecte ou du compteur connectés à cette tête de puits;

b) d'une paire de vannes d'isolement installée sur un pipeline de transport si aucun autre équipement ne se

(c) an equipment component used at an upstream oil and gas facility whose inspection would pose a serious risk to human health or safety.

c) d'un composant d'équipement utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont si son inspection pourrait causer un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes.

Record

(2) A record must be made that indicates whether an equipment component is an equipment component referred to in any of paragraphs (1)(a) to (c).

Renseignement à consigner

(2) Si un composant d'équipement est visé aux alinéas 1a) à c), une mention à cet effet doit être consignée.

Regulatory or alternative LDAR programs

29 (1) An operator for a facility must — in order to limit fugitive emissions containing hydrocarbon gas from equipment components at the facility — establish and carry out at the facility

(a) a regulatory leak detection and repair program that satisfies the requirements of sections 30 to 33; or

(b) an alternative leak detection and repair program referred to in subsection 35(1) that results in at most the same quantity of those fugitive emissions as would result from a regulatory program referred to in paragraph (a), as demonstrated in a record, with supporting documents, made by the operator before the program is established and, at least once per year and at least 90 days after a previous demonstration, while the program is being carried out.

Programme réglementaire ou alternatif

29 (1) Afin de limiter les émissions fugitives qui contiennent des gaz d'hydrocarbures provenant d'une fuite des composants d'équipement d'une installation, l'exploitant établit et met en œuvre à l'installation l'un des programmes suivants :

a) un programme réglementaire de détection des fuites et de réparation qui satisfait aux exigences prévues aux articles 30 à 33;

b) un programme alternatif de détection des fuites et de réparation visé au paragraphe 35(1) qui résulte au plus en la même quantité d'émissions fugitives que celle qui résulterait d'un programme réglementaire visé à l'alinéa a), d'après les renseignements consignés, documents à l'appui, par l'exploitant avant l'établissement du programme et, au moins une fois par'année et à au moins quatre-vingt-dix jours d'intervalle, pendant toute la durée du programme.

Notice to Minister

(2) An operator for a facility that establishes a leak detection and repair program referred to in paragraph (1)(b) must, without delay, notify the Minister to that effect.

Avis au ministre

(2) L'exploitant d'une installation qui établit le programme alternatif de détection et de réparation des fuites visé à l'alinéa (1)b) en avise sans délai le ministre.

Regulatory LDAR Programs

Programme réglementaire

Obligation to inspect

30 (1) An equipment component at an upstream oil and gas facility must be inspected, during the periods referred to in subsection (3), for the release of hydrocarbons by means of an eligible leak detection instrument.

Obligation d'effectuer des inspections

30 (1) Tout composant d'équipement utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit être inspecté dans les périodes visées au paragraphe (3) pour les rejets d'hydrocarbures au moyen d'instruments de détection des fuites admissibles.

Eligible leak detection instruments

(2) The following leak detection instruments are eligible:

(a) a portable monitoring instrument if it

Instruments de détection des fuites admissibles

(2) Les instruments de détection des fuites admissibles sont les suivants :

(i) meets the specifications set out in Section 6 of EPA Method 21,

(ii) is operated in accordance with the requirements of Section 8.3 of EPA Method 21 to the extent that those requirements are consistent with its manufacturer's recommendations,

(iii) is calibrated in accordance with Sections 7, 8.1, 8.2 and 10 of EPA Method 21 before it is used, for each day on which it is used, and

(iv) undergoes a calibration drift assessment after its last use on each of those days in accordance with the requirements set out in Section 60.485a(b)(2) of Subpart VVa, entitled *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States; and

(b) an optical gas-imaging instrument if it is capable of imaging gas that is

(i) in the spectral range for the compound of highest concentration in the hydrocarbon gas to be measured,

(ii) half methane and half propane at a total concentration of at most 500 ppmv and at a flow rate of at least 60 g/h leaking from an orifice that is 0.635 cm in diameter, and

(iii) at the viewing distance determined in accordance with the requirements of the alternative work practice of the Environmental Protection Agency of the United States set out in Sections 60.18(h)(7)(i)(2)(i) to (v) of Section 60.18, entitled *General control device and work practice requirements*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States.

a) un instrument de surveillance portatif qui remplit les exigences suivantes :

(i) il est conforme aux exigences énoncées à l'article 6 de la méthode 21 de l'EPA,

(ii) il est utilisé conformément aux exigences de l'article 8.3 de la méthode 21 de l'EPA, pour autant qu'elles soient compatibles avec les recommandations du fabricant,

(iii) il est étalonné conformément aux articles 7, 8.1, 8.2 et 10 de la méthode 21 de l'EPA, avant son utilisation, chaque jour où il est utilisé,

(iv) après sa dernière utilisation chaque jour où il est utilisé, il fait l'objet d'une évaluation de la dérive de l'étalonnage conformément aux exigences énoncées à l'article 60.485a(b)(2) de la sous-partie VVa, intitulée *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, figurant à la partie 60, chapitre 1, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis;

b) un instrument optique de visualisation des gaz capable de réaliser l'imagerie des gaz qui sont :

(i) à l'intérieur de la plage spectrale pour le composé dont la concentration est la plus élevée parmi les gaz d'hydrocarbures à mesurer,

(ii) composés à 50 % de méthane et à 50 % de propane à une concentration totale d'au plus 500 ppmv et à un débit supérieur ou égal à 60 g/h, s'échappant d'un orifice de 0,635 cm de diamètre,

(iii) à la distance d'observation établie conformément aux exigences des pratiques de travail alternatives de l'Environmental Protection Agency des États-Unis énoncées aux articles 60.18(h)(7)(i)(2)(i) à (v) de l'article 60.18, intitulé *General control device and work practice requirements*, figurant à la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis.

Period for inspections

(3) The period for inspections is as follows:

(a) for the first inspection, on or before the later of May 1, 2020 and the day that occurs 60 days after the day on which production at the facility first began; and

Inspections

(3) L'inspection doit être effectuée :

a) pour la première fois, au plus tard, soit le 1er mai 2020, soit si elle est postérieure, à la date qui tombe soixante jours après le démarrage de la production;

(b) for subsequent inspections, at least three times per year and at least 60 days after a previous inspection.

b) par la suite, au moins trois fois par année et à au moins soixante jours d'intervalle.

Operation and maintenance

(4) An eligible leak detection instrument must be operated and maintained in accordance with the recommendations, if any, of its manufacturer.

Utilisation et entretien

(4) L'instrument de détection des fuites admissible doit être utilisé et entretenu selon les recommandations du fabricant, si de telles recommandations existent.

Training

(5) The inspection must be conducted by an individual who, not more than five years before the inspection, has received training in

(a) the operation and maintenance, in accordance with subsection (4), of eligible leak detection instruments; and

(b) the calibration requirements set out in subparagraphs (2)(a)(iii) and (iv), if an eligible portable monitoring instrument is used.

Formation requise

(5) L'inspection est effectuée par un individu ayant suivi, dans les cinq années précédentes, une formation portant sur les éléments suivants :

a) le fonctionnement et l'entretien des instruments de détection des fuites admissibles conformément au paragraphe (4);

b) les exigences relatives à l'étalonnage visées aux sous-alinéas (2)a)(iii) et (iv) si un instrument de surveillance portatif admissible est utilisé.

Leaks

31 (1) A release of hydrocarbons from an equipment component is a leak if

(a) the release consists of at least 500 ppmv of hydrocarbons, as determined by an inspection conducted by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21; or

(b) the release is detected

(i) during an inspection conducted by means of an eligible optical gas-imaging instrument, or

(ii) by means of an auditory method, an olfactory method or a visual method, including the observation of the dripping of hydrocarbon liquids from the equipment component.

Fuites

31 (1) Le rejet d'hydrocarbures provenant d'un composant d'équipement est une fuite dans les cas suivants :

a) il est supérieur ou égal à 500 ppmv d'hydrocarbures, tel que déterminé au cours d'une inspection effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21;

b) il est détecté :

(i) au cours d'une inspection effectuée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz admissible,

(ii) au moyen de méthodes auditives, olfactives ou visuelles, y compris l'observation d'égouttement d'hydrocarbures liquides du composant d'équipement.

Release not considered a leak

(2) A release that is detected under paragraph (1)(b) is no longer considered to be a leak if the equipment component undergoes an inspection conducted by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21 and the release is determined to consist of less than 500 ppmv of hydrocarbons.

Rejet non considéré comme une fuite

(2) Le rejet détecté en application l'alinéa (1)b) n'est plus considéré comme une fuite si le composant d'équipement est inspecté au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21 et s'il est établi qu'il est inférieur à 500 ppmv d'hydrocarbures.

Period for repair

32 (1) A leak from an equipment component that is detected, whether as a result of an inspection or otherwise, must be repaired

(a) if the repair can be carried out while the equipment component is operating, within 30 days after the day on which it was detected; and

(b) in any other case, within the period before the end of the next planned shutdown unless that period is extended under section 33.

Next planned shutdown

(2) The next planned shutdown must be scheduled not later than the date on which the estimated volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that, beginning from the day on which the leak is detected, would if no repairs are made be emitted from the leaking equipment component in question and from all other equipment components that are also leaking as of that day is equal to the volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m^3, that would be emitted due to purging of hydrocarbon gas from equipment components in order to carry out the repair.

Repair

(3) A leak in an equipment component is considered to be repaired if the release is determined to consist of less than 500 ppmv of hydrocarbons based on an inspection of the equipment component by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21 that is capable of measuring hydrocarbon concentrations in ppmv.

Extension up to six months for repair

33 (1) An operator for an upstream oil and gas facility that must repair an equipment component on or before the end of a period referred to in paragraph 32(1)(b) may, not later than 45 days before the end of the period, apply to the Minister to extend the period for up to six months.

Granting of extension

(2) The Minister must grant the application and extend the period for up to six months if the application contains the information set out in Schedule 1 and

(a) documents that establish that, as of the making of the application, there are reasonable grounds to conclude that it is not technically feasible to complete the repair of the equipment component before the end of the next planned shutdown;

Calendrier de réparations

32 (1) La fuite d'un composant d'équipement détectée au cours d'une inspection ou d'une autre façon doit être réparée :

a) dans les trente jours suivant la date de sa détection, si la fuite peut être réparée pendant que le composant d'équipement est en fonctionnement;

b) au plus tard avant la fin du prochain arrêt programmé, à moins que ce délai ne soit prolongé en vertu de l'article 33, dans tout autre cas.

Prochain arrêt programmé

(2) Le prochain arrêt doit être fixé au plus tard à la date à laquelle le volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, calculé à partir de la date de détection de la fuite, si le composant d'équipement qui fuit et tous les autres composants d'équipements qui fuient depuis cette date n'étaient pas réparés, est égal au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis, exprimé en m^3 normalisés, en conséquence de gaz d'hydrocarbures qui doivent être purgés de composants d'équipement pour effectuer la réparation.

Réparations

(3) La fuite d'un composant d'équipement est considérée réparée s'il est établi que le rejet est inférieur à 500 ppmv à la suite d'une inspection du composant d'équipement effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21 pouvant mesurer la concentration d'hydrocarbures en ppmv.

Réparations — prolongation d'au plus six mois

33 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont qui doit effectuer des réparations dans le délai prévu à l'alinéa 32(1)b) peut, au plus tard quarante-cinq jours avant la fin de ce délai, demander au ministre de lui accorder une prolongation ne pouvant dépasser six mois pour effectuer ces réparations.

Prolongation accordée

(2) Le ministre agrée la demande et accorde la prolongation pour une période d'au plus six mois si la demande comporte les renseignements visés à l'annexe 1 ainsi que les éléments suivants :

a) les documents établissant que, au moment du dépôt de la demande, il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques le demandeur n'est pas en mesure de réparer la fuite avant la fin du prochain arrêt programmé;

(b) documents that establish that the applicant has a plan to repair the equipment component that sets out

(i) the expected date for the completion of the repair,

(ii) the steps to be taken to ensure completion of the repair on or before that date,

(iii) a justification, with supporting documents, for the belief that that date is the earliest feasible date to complete the repair, and

(iv) measures to be taken to minimize, if not eliminate, any harmful effect on the environment or human health from the emission of hydrocarbon gas before the completion of the repair; and

(c) a statement that the implementation of the plan is to begin within 30 days after the day on which the extension is granted.

b) les documents établissant que le demandeur a un plan pour réparer le composant d'équipement, lequel comporte :

(i) la date prévue pour la réalisation de ce plan,

(ii) les mesures qui seront prises pour assurer la complétion des réparations au plus tard à cette date,

(iii) une justification, documents à l'appui, que cette date est la première date à laquelle les réparations peuvent être effectuées,

(iv) les démarches à prendre pour minimiser ou éliminer complètement tout effet nocif que les émissions d'hydrocarbures pourraient avoir sur l'environnement et la santé humaine avant la complétion des réparations;

c) un énoncé portant que le processus de mise en place du plan commencera dans les trente jours suivant la date à laquelle la prolongation a été accordée.

Renewal

(3) The period granted under subsection (2) may be further extended by application made under subsection (1). At most two applications for a further extension may be made.

Renouvellement

(3) La période accordée en vertu du paragraphe (2) peut être prolongée, au plus deux fois, à la suite d'une demande présentée en vertu du paragraphe (1).

Refusal of application

(4) The Minister must refuse the application if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in the application.

Rejet de la demande

(4) Le ministre rejette la demande s'il a des motifs raisonnables de croire que le demandeur a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande.

Revocation of extension

34 (1) The Minister must revoke the extension granted under subsection 33(2) if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in their application for the extension.

Révocation de la prolongation

34 (1) Le ministre révoque la prolongation accordée en vertu du paragraphe 33(2) s'il a des motifs raisonnables de croire que le titulaire a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis.

Conditions for revocation

(2) The Minister must not revoke the extension unless the Minister has provided the applicant with

(a) written reasons for the proposed revocation; and

(b) an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

Conditions de révocation

(2) Il ne peut toutefois révoquer la prolongation que si, à la fois :

a) il a avisé par écrit le titulaire des motifs de la révocation projetée;

b) il lui a donné la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

Alternative LDAR Programs

Requirements for alternative program

35 (1) The alternative leak detection and repair program must include measures respecting

(a) the inspection for leaks;

(b) the operation, maintenance and calibration of leak detection instruments, if applicable; and

(c) the repair of leaks detected.

Reversion to regulatory program

(2) An operator for a facility that has not made a demonstration required by paragraph 29(1)(b) must establish and carry out a regulatory leak detection and repair program.

Records

Regulatory LDAR programs

36 (1) A record, with supporting documents, must be made of the following information related to the carrying out of a regulatory leak detection and repair program:

(a) for each calibration of an eligible leak detection instrument,

(i) the dates of the calibration,

(ii) the result of each calibration drift assessment, and

(iii) the name, job title, if any, and address of the individual who carried out the calibration;

(b) for each inspection of an equipment component,

(i) the date of the inspection, along with the name of the individual who conducted it,

(ii) the type of equipment component,

(iii) the location of the equipment component within the facility or the Global Positioning System (GPS) coordinates, to five decimal places, of the equipment component,

(iv) the type of leak detection instrument used to conduct the inspection, including, if any, its make and model,

(v) in the case that an optical gas-imaging instrument referred to in subparagraph 31(1)(b)(i) was used to conduct the inspection, the images recorded

Programme alternatif

Exigences du programme

35 (1) Le programme alternatif de détection et de réparation des fuites doit comporter des mesures visant :

a) les inspections pour la détection des fuites;

b) l'utilisation, l'entretien et l'étalonnage de l'instrument de détection des fuites, le cas échéant;

c) la réparation des fuites détectées.

Retour au programme réglementaire

(2) L'exploitant d'une installation qui n'a pas démontré que son programme alternatif satisfait aux exigences prévues à l'alinéa 29(1)b) établit et met en œuvre un programme réglementaire.

Renseignements à consigner

Programme réglementaire

36 (1) Les renseignements ci-après relatifs à la mise en œuvre d'un programme de détection et de réparation des fuites réglementaire doivent être consignés, documents à l'appui :

a) pour chaque étalonnage d'un instrument de détection des fuites admissible :

(i) les dates d'étalonnage,

(ii) les résultats de chaque évaluation de la dérive de l'étalonnage,

(iii) le nom, le cas échéant, le titre du poste et l'adresse de l'individu qui a réalisé l'étalonnage;

b) pour chaque inspection d'un composant d'équipement :

(i) la date de l'inspection ainsi que le nom de l'individu l'ayant effectuée,

(ii) le type de composant d'équipement,

(iii) l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou ses coordonnées selon le système mondial de positionnement (GPS), au cent millième près,

(iv) le type d'instrument de détection des fuites utilisé pour l'inspection, y compris, le cas échéant, sa marque et son modèle,

with an embedded indication of the date and time when they were recorded, along with the location of the place where they were recorded within the facility or the GPS coordinates, to five decimal places, of the place, and

(vi) in the case that an inspection resulted in the detection of a leak, an indication of the means, among those set out in subsection 31(1), by which the leak was detected and, in the case of a leak detected by a means set out in paragraph 31(1)(b), an indication as to whether the release was determined in accordance with subsection 31(2) to consist of less than 500 ppmv and, if so, the date of that determination, the name of the person who made that determination — and if that person is a corporation, the name of the individual who made it — and its result, expressed in ppmv, along with the make and model, if any, of the instrument used to make that determination;

(c) for each leak detected by means of a method set out in paragraph 31(1)(b) that was not as a result of an inspection,

(i) an indication of whether the method was auditory, olfactory or visual,

(ii) the date on which the leak was detected, along with the name of the individual who detected it,

(iii) the type of equipment component,

(iv) the location of the equipment component within the facility or its GPS coordinates, to five decimal places, and

(v) an indication as to whether the release was determined in accordance with subsection 31(2) to consist of less than 500 ppmv and, if so, the date of that determination, the name of the person who made that determination — and if that person is a corporation, the name of the individual who made it — and its result, expressed in ppmv, along with the make and model, if any, of the instrument used to make that determination;

(d) for each individual who conducted an inspection and who received training in the operation and maintenance or in the calibration of leak detection instruments,

(i) their name, along with the name and business address of their employer, if their employer is not the operator,

(v) dans le cas où un instrument optique de visualisation des gaz visé au sous-alinéa 31(1)b)(i) a été utilisé pour l'inspection, les images enregistrées avec indication intégrée de l'heure et de la date de leur prise ainsi que l'emplacement dans l'installation où ces images ont été enregistrées ou les coordonnées GPS de cet emplacement, au cent millième près,

(vi) si une fuite a été détectée, une indication précisant le moyen utilisé parmi ceux visés au paragraphe 31(1) pour la détection et, dans le cas d'une fuite détectée par l'un des moyens visés à l'alinéa 31(1)b), une indication précisant si la fuite a été déterminée conformément au paragraphe 31(2), si le rejet est inférieur à 500 ppmv et, dans l'affirmative, le résultat, exprimé en ppmv, la date à laquelle ce résultat a été obtenu et le nom de la personne ayant effectué la détermination et, s'il s'agit d'une personne morale, celui de l'individu ayant effectué cette détermination ainsi que, le cas échéant, la marque et le modèle de l'instrument utilisé lors de cette détermination;

c) pour chaque fuite détectée au moyen d'une des méthodes visées à l'alinéa 31(1)b) et non à la suite d'une inspection :

(i) une indication précisant si la méthode de détection utilisée était auditive, olfactive ou visuelle,

(ii) la date de la détection ainsi que le nom de l'individu l'ayant détectée,

(iii) le type de composant d'équipement,

(iv) l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou ses coordonnées GPS, au cent millième près,

(v) une indication précisant s'il a été déterminé conformément au paragraphe 31(2) que le rejet est inférieur à 500 ppmv, et, dans l'affirmative, le résultat, exprimé en ppmv, la date de cette détermination et le nom de la personne ayant effectué la détermination et, si cette personne est une personne morale, celui de l'individu ayant effectué cette détermination ainsi que, le cas échéant, la marque et le modèle de l'instrument utilisé lors de cette détermination;

d) pour chaque individu qui effectue une inspection et qui a suivi une formation sur l'utilisation, l'entretien ou l'étalonnage des instruments de détection des fuites :

(ii) the name and business address of the entity that provided the training, along with the name and job title of the individuals who provided it,

(iii) the dates on which the training was provided and, for each of those dates, the number of hours of training, and

(iv) a description of the training;

(e) for each repair of a leak from an equipment component,

(i) a description of the steps that were taken to repair the leak, along with the dates on which those steps were taken, and

(ii) the result, expressed in ppmv, obtained following an inspection by means of an eligible portable monitoring system in accordance with EPA Method 21, along with the date on which that result was obtained; and

(f) for each repair that was not carried out within 30 days after the detection of the leak:

(i) an indication as to why the equipment component could not be repaired while it was operating, and

(ii) if applicable, the date determined in accordance with subsection 32(2), along with the information and calculation on which that determination was based.

(i) son nom ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur, si ce dernier n'est pas l'exploitant,

(ii) le nom et l'adresse d'affaires de l'entité qui a donné la formation ainsi que les noms et titres des individus qui ont donné la formation,

(iii) les dates auxquelles la formation a été donnée et, pour chaque date, le nombre d'heures de formation,

(iv) une description de la formation;

e) pour chaque réparation d'une fuite provenant d'un composant d'équipement, les renseignements suivants :

(i) la description des démarches entreprises pour réparer la fuite ainsi que les dates auxquelles celles-ci ont été entreprises,

(ii) le résultat, exprimé en ppmv, obtenu après les réparations, de l'inspection effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21 ainsi que la date à laquelle le résultat a été obtenu;

f) pour chaque réparations qui n'a pas été effectuée dans les trente jours suivant la détection d'une fuite :

(i) les raisons pour lesquelles il n'était pas possible de les effectuer alors que le composant d'équipement était en fonctionnement,

(ii) le cas échéant, la date déterminée conformément au paragraphe 32(2) ainsi que les données et les calculs ayant mené à cette détermination.

Alternative LDAR programs

(2) A record, with supporting documents, must be made of the following information related to the carrying out of an alternative leak detection and repair program:

(a) the date on which each inspection was conducted and, if applicable, the name of the person who conducted it;

(b) the type of equipment component that was inspected, along with its location within the facility or its GPS coordinates, to five decimal places;

(c) a description as to the means by which the leak was identified;

Programme alternatif

(2) Les renseignements ci-après relatifs à la mise en œuvre d'un programme alternatif de détection et de réparation des fuites doivent être consignés, documents à l'appui :

a) la date de l'inspection et, le cas échéant, le nom de la personne l'ayant effectuée;

b) le type de composant d'équipement qui a été inspecté ainsi que l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou ses coordonnées GPS, au cent millième près;

c) une description de la manière par laquelle la fuite a été détectée;

(d) if applicable, for each leak detection instrument used, a description of the operation, maintenance and calibration measures in relation to that instrument, along with the dates of its maintenance and calibrations and the names of the persons who carried out the maintenance and calibrations;

(e) for each repair of a leak from an equipment component,

(i) a description of the steps that were taken to repair the leak, along with the dates on which those steps were taken, and

(ii) the result obtained after the repair following an inspection, along with a description of the means by which that inspection was conducted, its date and, if applicable, the name of the person who conducted it; and

(f) the demonstrations referred to in paragraph 29(1)(b).

Document-keeping

(3) A copy of each recommendation of the manufacturer for the operation and maintenance, if any, of each eligible leak detection instrument that is used must be kept.

Pneumatic Controllers and Pneumatic Pumps

Pneumatic controllers — bleed rate

37 (1) A pneumatic controller at an upstream oil and gas facility must not operate using hydrocarbon gas, other than propane, unless

(a) it is operated at an operational setting such that its bleed rate for that operational setting is less than or equal to 0.17 standard m^3/h according to the manufacturer's operating manual or according to a written demonstration, with supporting documents, made by the operator for the facility; or

(b) the hydrocarbon emissions from it are captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Exception — control of production processes

(2) Despite paragraph (1)(a), a pneumatic controller at an upstream oil and gas facility may operate using hydrocarbon gas, other than propane, at an operational setting

d) le cas échéant, pour chaque instrument de détection utilisé, la description des mesures visant son utilisation, son entretien et son étalonnage, les dates d'entretien et d'étalonnage ainsi que les noms des personnes ayant effectué son entretien et son étalonnage;

e) pour chaque réparation d'une fuite provenant d'un composant d'équipement, les renseignements suivants :

(i) la description des démarches entreprises pour réparer la fuite ainsi que les dates auxquelles celles-ci ont été entreprises,

(ii) le résultat obtenu après les réparations, de l'inspection ainsi qu'une description de la manière dont l'inspection a été effectuée, y compris la date et, le cas échéant, le nom de la personne l'ayant effectuée;

f) les renseignements consignés en vertu de l'alinéa 29(1)b).

Conservation des documents

(3) Une copie de chaque recommandation du fabricant sur l'utilisation et l'entretien de tout instrument de détection des fuites admissible utilisé doit être conservée, le cas échéant.

Régulateurs pneumatiques et pompes pneumatiques

Régulateur pneumatique

37 (1) Aucun régulateur pneumatique dans une installation de pétrole et de gaz en amont ne peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures autre que le propane, sauf si :

a) il est utilisé conformément à un ensemble de conditions de fonctionnement pour lequel le taux de purge est inférieur ou égal à 0,17 m^3 normalisé/h, selon le manuel de fonctionnement du fabricant ou selon la démonstration écrite, documents à l'appui, de l'exploitant de l'installation;

b) ses émissions d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures ou un équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Exception — contrôle de procédés de production

(2) Malgré l'alinéa (1)a), un régulateur pneumatique dans une installation de pétrole et de gaz en amont peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures autre que

such that its bleed rate for that operational setting is more than 0.17 standard m^3/h if the operator for the facility has a written record, with supporting documents, that demonstrates that the pneumatic controller must operate at that operational setting because of the need for the pneumatic controller to have a sufficient response time to control a process in the facility's production activities.

le propane à un ensemble de conditions de fonctionnement pour lequel le taux de purge est supérieur à 0,17 m^3 normalisé/h, si l'exploitant de l'installation consigne, documents à l'appui, les renseignements qui démontrent qu'il est nécessaire de fonctionner à cet ensemble de conditions pour que le régulateur pneumatique ait un temps de réponse suffisant pour contrôler un procédé faisant partie des activités de production de l'installation.

Records — pneumatic controllers

38 A record in respect of each pneumatic controller used at an upstream oil and gas facility that operates using hydrocarbon gas must be made that indicates

(a) the identifier for the pneumatic controller;

(b) whether the pneumatic controller is used

(i) for controlling pressure or flow rate,

(ii) for controlling liquid levels,

(iii) for controlling temperature,

(iv) as a transducer,

(v) as a positioner, or

(vi) as an emergency response device, or

(vii) for another purpose or as another device and, if so, the purpose or type of device; and

(c) the design bleed rate for the pneumatic controller's operational setting, including its supply pressure and, if any, its band setting, or its bleed rate according to a written demonstration, with supporting documents, made by the operator for the facility at which the controller is used.

Renseignements à consigner — régulateur pneumatique

38 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque régulateur pneumatique utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures :

a) l'identifiant du régulateur pneumatique;

b) une indication précisant si le régulateur pneumatique est utilisé :

(i) pour contrôler la pression ou le débit,

(ii) pour contrôler le niveau de liquide,

(iii) pour contrôler la température,

(iv) comme transducteur,

(v) comme positionneur,

(vi) comme dispositif d'urgence,

(vii) pour toute autre fin ou comme toute autre dispositif et, dans l'affirmative, la fin ou le type de dispositif.

c) le taux de purge nominal correspondant à l'ensemble des conditions de fonctionnement du régulateur pneumatique, notamment sa pression d'alimentation et, le cas échéant, le réglage de sa bande, ou son taux de purge selon la démonstration écrite de l'exploitant de l'installation où le régulateur pneumatique est utilisé, documents à l'appui.

Pneumatic pumps

39 (1) Unless an operator for an upstream oil and gas facility has a permit issued in accordance with subsection 40(2), a pneumatic pump or a group of pneumatic pumps, used at the facility that pumps methanol into a common stream or an equipment component — must not operate using hydrocarbon gas if the pump or the group of pumps has, in a month, pumped more than 20 L of methanol per day on average over the month.

Pompe pneumatique

39 (1) La pompe pneumatique ou le groupe de pompes pneumatiques utilisé dans l'installation qui pompe du méthanol dans un débit commun ou dans un composant d'équipement ne peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures si cette pompe ou ce groupe de pompes pompe en moyenne plus de 20 L de méthanol par jour au cours d'un mois donné, à moins que l'exploitant de l'installation de pétrole et de gaz en amont ne soit

titulaire d'un permis délivré en vertu du paragraphe 40(2).

Demonstration of quantity of liquid pumped

(2) An operator for the facility must, for each pump or group of pumps referred to in subsection (1) that operates during a month at the facility, demonstrate the quantity of liquids that it pumped, on average, per day over the month by means of

(a) a record that indicates the quantity of liquid pumped during that month; or

(b) documents that establish that the pump or the group of pumps could not have pumped more than 20 L of liquid per day on average over the month.

Démonstration — quantité de liquide pompé

(2) L'exploitant de l'installation démontre, pour chaque pompe ou groupe de pompes visé au paragraphe (1) utilisé à l'installation durant un mois donné, la quantité de liquide que la pompe ou le groupe de pompes a pompé en moyenne par jour au cours de ce mois selon l'une des méthodes suivantes :

a) en consignant la quantité de liquide pompé durant ce mois;

b) au moyen des documents établissant que cette pompe ou groupe de pompe n'a pas pu pomper en moyenne plus de 20 L de liquide par jour au cours de ce mois.

When subsection (2) no longer applies

(3) Subsection (2) no longer applies in respect of a pump or group of pumps as of the end of a month during which it operated at the facility and records establish that it pumped, or could have pumped, more than 20 L of liquid per day on average over the month.

Cessation d'application du paragraphe (2)

(3) Le paragraphe (2) cesse de s'appliquer à l'égard d'une pompe ou à l'égard d'un groupe de pompes à compter de la fin d'un mois au cours duquel la pompe ou le groupe de pompes a été utilisé dans une installation, s'il est établi, au moyen des renseignements consignés ou d'autres documents, que la pompe ou le groupe de pompes a pompé ou aurait pu pomper plus de 20 L de liquide par jour en moyenne au cours de ce mois.

Non-application of subsections (1) and (2)

(4) Subsections (1) and (2) do not apply in respect of any pneumatic pump if hydrocarbon emissions from it are captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Non-application des paragraphes (1) et (2)

(4) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas à l'égard de toute pompe pneumatique dont les émissions d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures ou un équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Permit — pneumatic pumps

40 (1) An operator for an upstream oil and gas facility may, on or before June 30, 2022, apply to the Minister for a permit to have a pneumatic pump at the facility operate using hydrocarbon gas while its hydrocarbon emissions are not captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Permis — pompe pneumatique

40 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont peut, le 30 juin 2022 ou avant cette date, présenter au ministre une demande de permis en vue d'utiliser dans l'installation une pompe pneumatique fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures lorsque ses émissions d'hydrocarbures ne sont pas captées et dirigées vers un équipement soit de conservation soit de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Issuance of permit

(2) The Minister must issue the permit if the application contains the information set out in Schedule 2 and documents that establish that

(a) there are reasonable grounds to conclude that it is not feasible, technically or economically, for the applicant to have the pneumatic pump operate at the

Délivrance de permis

(2) Le ministre délivre le permis si la demande comporte les renseignements visés à l'annexe 2 ainsi que les documents établissant que :

a) il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques ou économiques, le demandeur n'est pas en mesure d'utiliser dans

facility without using hydrocarbon gas or to have the pneumatic pump function using hydrocarbon gas while its hydrocarbon emissions are captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment, including grounds based on

(i) the capital, operating and maintenance costs of any modifications at the facility to achieve that objective, and

(ii) the avoided costs and any economic benefits arising from the incurring of those capital, operating and maintenance costs; and

(b) the applicant has a plan that

(i) involves taking steps to minimize the emission of hydrocarbon gas from the pneumatic pump, including steps such as adjusting the capacity of the pump or its operational settings so as to achieve the desired rate of injection of chemicals from the pump with the least possible emissions, along with a schedule to implement the plan, and

(ii) can reasonably be regarded as feasible for the purpose of permitting the facility to comply with subsection 39(1) on or before January 1, 2026.

l'installation une pompe pneumatique ne fonctionnant pas au moyen de gaz d'hydrocarbures ou une pompe pneumatique fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures lorsque ses émissions de gaz d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures, notamment :

(i) les coûts en capital et les dépenses d'exploitation et d'entretien de toute modification à l'installation pour atteindre cet objectif,

(ii) les coûts évités et les avantages économiques qui découleraient de l'engagement de ces coûts en capital et dépenses d'exploitation et d'entretien;

b) le demandeur a un plan :

(i) qui comporte les démarches entreprises afin de minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant de la pompe pneumatique, notamment des mesures de réglage de sa capacité ou de l'ensemble de ses conditions de fonctionnement afin d'obtenir le moins d'émissions possible pour le taux d'injection de produits chimiques souhaité, accompagné d'un échéancier pour la réalisation de ce plan,

(ii) qui peut être considéré comme permettant à l'installation de se conformer au paragraphe 39(1) au plus tard le 1er janvier 2026.

Duration

(3) A permit takes effect on January 1, 2023 and expires on the earliest of

(a) the day on which the pneumatic pump ceases to function using hydrocarbon gas,

(b) the day on which the hydrocarbon emissions from the pneumatic pump begin to be captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment, and

(c) December 31, 2025.

Durée du permis

(3) Le permis prend effet le 1er janvier 2023 et expire selon la première des éventualités suivantes à survenir :

a) la date à laquelle la pompe pneumatique cesse de fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures;

b) le premier jour où les émissions d'hydrocarbures provenant de la pompe pneumatique sont captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures;

c) le 31 décembre 2025.

Refusal of application

(4) The Minister must refuse the application if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in the application.

Rejet de la demande

(4) Le ministre rejette la demande s'il a des motifs raisonnables de croire que le demandeur a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis.

Tagging

41 (1) A pneumatic controller that is referred to in subsection 37(2) or a pneumatic pump referred to in a permit issued under subsection 40(2) must be tagged to

Étiquetage

41 (1) Le régulateur pneumatique visé aux paragraphe 37(2) ou la pompe pneumatique visée par un permis délivré en vertu du paragraphe 40(2) doivent être

indicate that it is not subject to subsection 37(1) or 39(1) or an entry to that effect must be made in an electronic tracking system.

Identifier

(2) The tag or the entry must also include an identifier for the pneumatic controller or the pneumatic pump.

étiquetés de manière à signaler qu'ils ne sont pas assujettis aux paragraphes 37(1) ou 39(1) ou une mention à cet effet doit être inscrite dans un système de suivi électronique.

Identifiant

(2) L'étiquette ou la mention doivent également comporter un identifiant du régulateur pneumatique ou de la pompe pneumatique.

Other Equipment

Pipes and hatches

42 A hatch and the open end of a pipe at an upstream oil and gas facility must be closed — other than during an operation at the facility that requires the hatch or pipe to be open — in such a way as to minimize the emission of hydrocarbon gas.

Sampling systems and pressure relief devices

43 A sampling system or a pressure relief device used at an upstream oil and gas facility must be installed and operated in such a way as to minimize the emission of hydrocarbon gas from the system or the pressure relief device.

Records — hatches, pipes, systems and devices

44 A record must be made that indicates whether an upstream oil and gas facility has a hatch, a pipe with an open end or uses a sampling system or pressure relief device.

Autres équipements

Conduite et trappe d'accès

42 La trappe d'accès et l'extrémité ouverte d'une conduite dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent être fermées de façon à minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures, sauf si leur ouverture est requise pour des raisons opérationnelles.

Système d'échantillonnage et limiteur de pression

43 Le système d'échantillonnage et le limiteur de pression utilisés dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent être installés et utilisés de façon à minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures.

Renseignements à consigner — conduite, trappe, système et limiteur

44 Lorsque l'installation de pétrole et de gaz en amont qui comporte une conduite avec une trappe d'accès, une extrémité ouverte, un système d'échantillonnage ou un limiteur de pression, une indication à cet effet doit être consignée.

Revocation of Permit

Subsection 40(2)

45 (1) The Minister must revoke a permit issued under subsection 40(2) if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in their application for the permit.

Conditions for revocation

(2) The Minister must not revoke a permit unless the Minister has provided the applicant with

(a) written reasons for the proposed revocation; and

(b) an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

Révocation de permis

Paragraphe 40(2)

45 (1) Le ministre révoque le permis délivré en vertu du paragraphe 40(2) s'il a des motifs raisonnables de croire que le titulaire a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis.

Conditions de révocation

(2) Il ne peut toutefois révoquer le permis que si, à la fois :

a) il a avisé par écrit le titulaire des motifs de la révocation projetée;

b) il lui a donné la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

PART 2

Offshore Upstream Oil and Gas Facilities

Application

Offshore facilities

46 (1) This Part applies in respect of upstream oil and gas facilities located offshore.

Non-application

(2) Despite subsection (1), this Part does not apply in respect of an offshore facility if

(a) a regulation is made under the *Canada–Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Act* or the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* that applies in respect of the offshore facility and imposes requirements that are at least as stringent as those set out in sections 47 to 53; and

(b) the title of the regulation is published in the environmental registry established under section 12 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* for the purpose of this subsection.

Venting Limit

15 000 standard m³ per year

47 (1) An offshore facility must not vent more than 15 000 standard m^3 of hydrocarbon gas during a year.

Excluded volume — health or safety

(2) Any volume of hydrocarbon gas that is vented from the offshore facility in order to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation is excluded from the determination of the volume vented for the purpose of subsection (1).

Records — annual volume vented

48 (1) For each year that an offshore facility operates, a record, with supporting documents, must be made that indicates the volume of hydrocarbon gas that was vented, expressed in standard m^3.

PARTIE 2

Installations extracôtières de pétrole et de gaz en amont

Application

Installations extracôtières

46 (1) La présente partie s'applique à l'égard des installations extracôtières de pétrole et de gaz en amont.

Non-application

(2) Malgré le paragraphe (1), la présente partie ne s'applique pas à l'égard d'une installation extracôtière si, à la fois :

a) un règlement pris en vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador* ou de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* qui comporte des exigences au moins aussi sévères que celles prévues aux articles 47 à 53 s'applique à cette installation;

b) le titre de ce règlement est publié dans le Registre de la protection de l'environnement établi en vertu de l'article 12 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* pour l'application du présent paragraphe.

Limite d'évacuation

15 000 m³ normalisés par année

47 (1) L' installation extracôtière ne peut évacuer, au cours d'une année, plus de 15 000 m^3 normalisés de gaz d'hydrocarbures.

Volumes exclus — santé ou sécurité

(2) Pour l'application du paragraphe (1), dans la détermination du volume de gaz d'hydrocarbures, il n'est pas pris en compte le volume de gaz d'hydrocarbures évacué d'une installation extracôtière en vue d'éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d'une situation d'urgence.

Renseignements à consigner — volume évacué par année

48 (1) Pour chaque année où une installation extracôtière a été exploitée, doit être consigné, documents à l'appui, le volume, exprimé en m^3 normalisés, de gaz d'hydrocarbures évacué.

Records — emergency situation

(2) For each volume of vented hydrocarbon gas arising from an emergency situation referred to in subsection 47(2), a record must be made that indicates:

(a) the name of the offshore facility;

(b) the volume of hydrocarbon gas that was vented, expressed in standard m^3; and

(c) a description of the emergency situation.

Compressors

Capture or venting of emissions

49 The emissions of hydrocarbon gas from the seals of a centrifugal compressor at an offshore facility must be

(a) captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment; or

(b) routed to vents that release those emissions to the atmosphere.

Continuous monitoring devices

50 (1) The flow rate of emissions of hydrocarbon gas from vents referred to in paragraph 49(b) must be measured by means of a continuous monitoring device.

Requirements

(2) A continuous monitoring device must

(a) be calibrated in accordance with the manufacturer's recommendations such that its measurements have a maximum margin of error of ±10%;

(b) be operated continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

(c) be equipped with an alarm that is triggered when the applicable flow rate limit referred to in subsection (3) for the vents of the compressor is reached.

Flow rate limit

(3) The flow rate limit of emissions of hydrocarbon gas from the vents of a compressor is

Renseignements à consigner — situation d'urgence

(2) Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque volume de gaz d'hydrocarbures évacué découlant d'une situation d'urgence visée au paragraphe 47(2) :

a) le nom de l'installation extracôtière;

b) le volume de gaz d'hydrocarbures évacué, exprimé en m^3 normalisés;

c) une description de la situation d'urgence.

Compresseurs

Capture ou évacuation d'émissions

49 Les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des joints d'un compresseur centrifuge dans une installation extracôtière doivent :

a) soit être captées et dirigées vers un équipement de conservation ou de destruction de gaz d'hydrocarbures;

b) soit être dirigées vers des évents qui les rejettent dans l'atmosphère.

Dispositif de surveillance continue

50 (1) Le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des évents visés à l'alinéa 49b) doit être mesuré au moyen d'un dispositif de surveillance continue.

Exigences

(2) Le dispositif de surveillance continue doit satisfaire aux exigences suivantes :

a) il est étalonné conformément aux recommandations du fabricant pour permettre une prise de mesures avec une marge d'erreur maximale de ±10 %;

b) il fonctionne de manière continue sauf pendant les périodes où il fait l'objet d'un entretien normal ou de réparations opportunes;

c) il est équipé d'une alarme qui se déclenche quand la limite du débit applicable prévue au paragraphe (3) pour les évents d'un compresseur est atteinte.

Limite du débit

(3) La limite du débit des émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des évents d'un compresseur est :

(a) for a compressor that was installed before January 1, 2023,

(i) 0.68 standard m^3/min, if the compressor has a rated brake power of greater than or equal to 5 MW, and

(ii) 0.34 standard m^3/min, if the compressor has a rated brake power of less than 5 MW; and

(b) for a compressor that was installed on or after January 1, 2023, 0.14 standard m^3/min.

a) pour un compresseur installé avant le 1er janvier 2023 :

(i) de 0,68 m^3 normalisé/min, si sa puissance au frein nominale est supérieure ou égale à 5 MW,

(ii) de 0,34 m^3 normalisé/min, si sa puissance au frein nominale est inférieure à 5 MW;

b) pour un compresseur installé le 1er janvier 2023 ou après cette date, de 0,14 m^3 normalisé/min.

Corrective action

(4) If the alarm is triggered, corrective action must be taken to reduce the flow rate to below or equal to the applicable flow rate limit, as demonstrated by the absence of an alarm when the compressor begins to operate following the taking of that action.

Mesures correctives

(4) Si l'alarme se déclenche, des mesures correctives doivent être prises afin de ramener ce débit dans la limite applicable de sorte que l'alarme ne se déclenche pas une fois le compresseur remis en service.

Records

51 A record must be made that indicates the following information concerning centrifugal compressors:

(a) for each compressor referred to in section 49,

(i) its serial number,

(ii) its make and model,

(iii) whether it was installed at the facility before January 1, 2023 or on or after January 1, 2023,

(iv) if it was installed at the facility before January 1, 2023, its rated brake power, and

(v) an indication of the manufacturer's recommendations for the calibration of the continuous monitoring device, along with a demonstration, with supporting documents, that the measurements taken with that calibration have a maximum margin of error of ±10%;

(b) for each compressor for which an alarm referred to subsection 50(4) was triggered,

(i) its serial number, make and model,

(ii) the date on which the alarm was triggered,

(iii) the flow rate indicated by the continuous monitoring device when the alarm was triggered, and

(iv) a description of the corrective action that was taken, along with the dates on which that action was taken.

Renseignements à consigner

51 Les renseignements ci-après concernant les compresseurs centrifuges doivent être consignés :

a) pour chaque compresseur visé à l'article 49 :

(i) son numéro de série,

(ii) sa marque et son modèle,

(iii) une indication précisant s'il a été installé avant le 1er janvier 2023 ou le 1er janvier 2023 ou après cette date,

(iv) s'il a été installé avant le 1er janvier 2023, sa puissance au frein nominale,

(v) une mention des recommandations du fabricant suivies pour l'étalonnage du dispositif de surveillance continue ainsi que les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, que les mesures prises, une fois le dispositif étalonné, ont une marge d'erreur maximale de ±10 %;

b) pour chaque compresseur pour lequel l'alarme visée au paragraphe 50(4) a été déclenchée :

(i) son numéro de série, sa marque et son modèle,

(ii) la date à laquelle l'alarme a été déclenchée,

(iii) le débit indiqué par le dispositif de surveillance continue lorsque l'alarme s'est déclenchée,

(iv) une description des mesures correctives prises ainsi que les dates de prise.

Gas Detection System and Repair of Leaks

Requirements

52 (1) An offshore facility must be equipped with a gas detection system that satisfies the requirements of section 32 of the *Newfoundland Offshore Petroleum Installations Regulations* and section 32 of the *Nova Scotia Offshore Petroleum Installations Regulations*.

Repair

(2) A leak must be repaired within 730 days after the day on which it is detected by the gas detection system or is detected by means of an auditory method, an olfactory method or a visual method, including the observation of the dripping of hydrocarbon liquids from the equipment component.

Records

53 A record must be made that indicates the following information concerning the detection and repair of leaks:

(a) the date on which each leak was detected;

(b) the type of equipment that was leaking, along with its location within the facility or its identifier;

(c) the means by which the leak was identified; and

(d) the steps that were taken to repair each leak detected, along with the dates on which those steps were taken.

Système de détection des gaz et réparation des fuites

Exigences

52 (1) L'installation extracôtière doit être pourvue d'un système de détection de gaz qui satisfait aux exigences prévues à l'article 32 du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* et à l'article 32 du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*.

Réparation

(2) Toute fuite doit être réparée dans les sept cent trente jours suivant la date de sa détection soit au moyen d'un système de détection de gaz, soit au moyen de méthodes auditives, olfactives ou visuelles, y compris l'observation d'égouttement d'hydrocarbures liquides du composant d'équipement.

Renseignements à consigner

53 Les renseignements ci-après concernant la détection et la réparation des fuites doivent être consignés :

a) la date de la détection de chaque fuite;

b) le type d'équipement sur lequel la fuite a été détectée ainsi qu'une indication de son emplacement dans l'installation ou son identifiant;

c) une description de la manière dont la fuite a été détectée;

d) une description des démarches entreprises pour réparer chaque fuite détectée ainsi que les dates auxquelles ces démarches ont été entreprises.

PART 3

Administration

Registration

Registration report

54 (1) An upstream oil and gas facility in respect of which any of sections 5, 9, 11, 14 and 15 apply or in respect of which sections 26 to 45 apply and an offshore facility in respect of which section 46 applies must be registered by providing the Minister with a registration report for the facility that contains the information set out in Schedule 3.

PARTIE 3

Administration

Enregistrement

Rapport d'enregistrement

54 (1) Toute installation de pétrole et de gaz en amont à l'égard de laquelle s'applique l'un des articles 5, 9, 11, 14 et 15 ou les articles 26 à 45 et toute installation extracôtière à l'égard de laquelle s'applique l'article 46 doit être enregistrée en faisant parvenir au ministre le rapport d'enregistrement de l'installation qui comporte les renseignements visés à l'annexe 3.

Date of registration

(2) The facility must be registered not later than 120 days after the later of

(a) January 1, 2020, and

(b) the earlier of

(i) the first day on which any of sections 5, 9, 11, 14, 15 and 46 apply in respect of the facility, and

(ii) the first day of the month referred to in subsection 20(1) as of which sections 26 to 45 apply in respect of the facility.

Updated information

(3) If there is a change such that the information provided in the facility's registration report is no longer accurate, a notice to that effect that contains the updated information, along with the information referred to in item 4 of Schedule 3, must be sent to the Minister not later than 90 days after the change.

Provision of information

55 (1) Information that is required under section 54 to be in a registration report provided to the Minister may be provided to the Minister via an approved entity.

Deemed provision of registration report

(2) If all of the information required to be in a registration report is provided to the Minister via an approved entity, the operator for that facility must notify the Minister to that effect. The registration report is deemed to have been provided to the Minister on the day on which the Minister receives that notice.

Approval of entity

(3) The Minister may approve an entity for the purpose of subsection (1) if the Minister concludes an arrangement with the entity under which information referred to in section 54 that is provided to the entity is accessible to the Minister.

Publication of approved entities

(4) The Minister must publish a list of approved entities in the Environmental Registry established under section 12 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

Date d'enregistrement

(2) L'enregistrement doit se faire au plus tard :

a) soit le cent vingtième jour suivant le 1er janvier 2020;

b) soit, si elle est postérieure, celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(i) le cent vingtième jour suivant le premier jour où l'un des articles 5, 9, 11, 14, 15 et 46 s'applique à l'égard de l'installation,

(ii) le cent vingtième jour suivant le premier jour du mois visé au paragraphe 20(1) à compter duquel l'installation devient assujettie aux articles 26 à 45.

Mise à jour des renseignements

(3) S'il y a un changement de sorte qu'un renseignement fourni dans le rapport d'enregistrement n'est plus exact, un avis à cet effet qui comporte les renseignements à jour, ainsi que ceux visés à l'article 4 de l'annexe 3, doit être fourni au ministre au plus tard le quatre-vingt-dixième jour suivant ce changement.

Fourniture des renseignements

55 (1) Les renseignements requis en vertu de l'article 54 pour les fins du rapport d'enregistrement peuvent être fournis au ministre par l'entremise de toute entité approuvée par lui.

Rapport d'enregistrement réputé fourni

(2) Si tous les renseignements requis pour les fins du rapport d'enregistrement ont été fournis au ministre par l'entremise de l'entité approuvée, l'exploitant de cette installation en avise le ministre. Le rapport d'enregistrement est réputé avoir été fourni au ministre à la date de la réception de l'avis.

Approbation de l'entité

(3) Le ministre peut approuver l'entité pour l'application du paragraphe (1), s'il a conclu avec cette entité un arrangement aux termes duquel les renseignements visés à l'article 54 qui sont fournis à cette entité sont accessibles au ministre.

Publication — liste des entités approuvées

(4) Le ministre publie la liste des entités approuvées dans le Registre de la protection de l'environnement établi en vertu de l'article 12 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

Withdrawal of approval

(5) The Minister may withdraw the approval of an entity and publish a notice to that effect in the Environmental Registry.

Record-making and Updating and Keeping of Documents

Record-making and updates

56 (1) A record that is required to be made under these Regulations must be made within 30 days after the day on which the information to be recorded becomes available. The record must be updated within 30 days after the information to be updated becomes available.

Record-keeping — indefinite

(2) A record, along with supporting documents, of information that applies on an ongoing basis must be kept indefinitely until an update is required.

Record-keeping — five years

(3) If an update referred to in subsection (2) is required, the record of the information, along with its supporting documents, as recorded before the updating must be kept for five years after the updating.

Record-keeping — five years

(4) A record, along with supporting documents, of information that applies only in respect of a given day, must be kept for five years after that given day.

Document-keeping

(5) A document that is required to be kept under these Regulations must be kept for five years.

Place kept

(6) The records and documents must be kept at the upstream oil and gas facility to which they relate or at another place in Canada where they can be inspected.

Provision of records

(7) On the Minister's request, the operator must, within 60 days after the day on which the request was made, provide any of the records or documents kept to the Minister.

Retrait de l'approbation

(5) Le ministre peut retirer l'approbation à une entité. Il publie alors un avis à cet effet dans le Registre de la protection de l'environnement.

Consignation, mise à jour et conservation des documents

Délai de consignation et de mise à jour

56 (1) Les renseignements à consigner en vertu du présent règlement doivent l'être dans les trente jours suivant la date à laquelle ils deviennent disponibles. En outre, ils doivent être mis à jour dans les trente jours suivant la date à laquelle les renseignements deviennent disponibles.

Période de conservation — indéfiniment

(2) Tout renseignement à conserver, documents à l'appui, qui s'applique de manière continue et qui ne requiert pas une mise à jour doit être conservé indéfiniment.

Période de conservation — cinq ans

(3) Toutefois, si ce renseignement requiert une mise à jour, sa version avant sa mise à jour doit être conservée pour une période de cinq ans après la mise à jour.

Période de conservation — cinq ans

(4) Tout renseignement à conserver, documents à l'appui, qui s'applique seulement à l'égard d'un jour donné, doit être conservé pour une période de cinq ans suivant ce jour donné.

Conservation des documents

(5) Tout document à conserver en vertu du présent règlement est conservé pour une période de cinq ans.

Lieu de conservation

(6) Ces renseignements et documents sont conservés dans l'installation de pétrole et de gaz en amont en cause ou dans un autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés.

Fourniture

(7) Sur demande du ministre, l'exploitant lui fournit, dans les soixante jours suivant la date de la demande, tout renseignement et document conservés.

Consequential Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

57 [Amendment]

Coming into Force

January 1, 2020

58 (1) Subject to subsection (2), these Regulations come into force on January 1, 2020.

January 1, 2023

(2) Sections 26, 27 and 37 to 41 of these Regulations and paragraphs 32(p), (q), (v), (w) and (x) of the schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*, as enacted by section 57 of these Regulations, come into force on January 1, 2023.

Modification corrélative au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

57 [Modification]

Entrée en vigueur

1er janvier 2020

58 (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement entre en vigueur le 1er janvier 2020.

1er janvier 2023

(2) Les articles 26, 27 et 37 à 41 du présent règlement et les alinéas 30p), q), v), w) et x) de l'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, édictés par l'article 57 du présent règlement, entrent en vigueur le 1er janvier 2023.

SCHEDULE 1

(Subsection 2(1) and 33(2))

Information for Extension of Period for Repair of Equipment Component

1 The name and civic address of the operator.

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility and the federal and provincial identification numbers for the facility, if any, and its civic address or, if the civic address is not available,

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

5 The date on which the next planned shutdown of the facility is to end.

6 The following information in respect of the equipment component for which the extension to the period by which it must be repaired is applied for:

(a) the identifier for the equipment component, along with its make and model, if that information is available;

(b) the name of its manufacturer, along with the manufacturing location;

(c) a description of the equipment component, including an explanation of its functions within the production processes of the facility and how those functions are carried out; and

(d) any other information that is relevant to determine whether it is technically feasible to complete the repair of the equipment component before the end of the next planned shutdown.

ANNEXE 1

(paragraphes 2(1) et 33(2))

Renseignements en vue d'obtenir une prolongation pour effectuer des réparations sur un composant d'équipement

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 Le nom, le poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, ses numéros d'identification provincial et fédéral, le cas échéant, et son adresse municipale ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

5 La date de fin du prochain arrêt programmé.

6 Les renseignements ci-après sur le composant d'équipement pour lequel la période de prolongation en vue d'effectuer des réparation s'applique :

a) le cas échéant, l'identifiant du composant d'équipement ainsi que ses marque et modèle;

b) le nom de son fabricant et le lieu de sa fabrication;

c) la description du composant d'équipement, y compris une explication sur ses fonctions dans le processus de production dans l'installation et comment ceux-ci sont effectués;

d) tout autre renseignement pertinent pour décider si la réparation de la fuite avant la fin du prochain arrêt programmé est faisable techniquement.

SCHEDULE 2

(Subsection 40(2))

Information for Permit for Pneumatic Pumps

1 The name and civic address of the operator.

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility and the federal and provincial identification numbers for the facility, if any, and its civic address or, if the civic address is not available,

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

5 The identifier for the pneumatic pump, along with its make and model and the name of its manufacturer, if that information is available.

ANNEXE 2

(paragraphe 40(2))

Renseignements visant l'obtention d'un permis pour une pompe pneumatique

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone ainsi que l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, ses numéros d'identification provincial et fédéral, le cas échéant, et son adresse municipale ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

5 Le cas échéant, l'identifiant de la pompe pneumatique ainsi que ses marque et modèle et le nom du fabricant.

SCHEDULE 3

(Subsections 54(1) and (3))

Information for Registration of a Facility

1 The name and civic address of the operator.

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility, all provincial identification numbers that are related to the facility and used for reporting to provincial authorities, along with the facility's civic address or, if the civic address is not available,

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

5 If records, along with supporting documents, that are required to be made under these Regulations are not kept at the upstream oil and gas facility to which they relate, the civic address of the place where they are kept or, if the civic address is not available

(a) its latitude and longitude to the third decimal place;

(b) its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources; or

(c) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta.

6 For a facility that provides information to the Minister for its registration report by way of an approved entity, an indication of any type or subtype of the facility that is used by the entity for the purpose of classifying the facility.

ANNEXE 3

(paragraphes 54(1) et (3))

Renseignements visant l'enregistrement de l'installation

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant de l'installation.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone ainsi que l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, tous les numéros d'identification provinciaux visant cette installation qui sont utilisés à des fins de rapports, et l'adresse municipale de l'installation ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

5 Pour tout renseignement consigné ainsi que les documents à l'appui à conserver en vertu du présent règlement qui ne sont pas conservés à l'installation de pétrole et de gaz en amont en cause, l'adresse municipale du lieu où ils sont conservés ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) ses latitude et longitude, au millième près;

b) son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles;

c) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve.

6 Pour chaque installation qui fournit le rapport d'enregistrement au ministre par l'entremise d'une entité approuvée, les type et sous-type utilisés par l'entité pour la classification de l'installation.