



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 March 17, 2026

À jour au 17 mars 2026

Last amended on December 12, 2025

Dernière modification le 12 décembre 2025

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.

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.

NOTE

This consolidation is current to March 17, 2026. The last amendments came into force on December 12, 2025. Any amendments that were not in force as of March 17, 2026 are set out at the end of this document under the heading “Amendments Not in Force”.

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 1^{er} 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.

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

Cette codification est à jour au 17 mars 2026. Les dernières modifications sont entrées en vigueur le 12 décembre 2025. Toutes modifications qui n'étaient pas en vigueur au 17 mars 2026 sont énoncées à la fin de ce document sous le titre « Modifications non 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

Application

2.1 Onshore facilities

Responsibility

3 Operator

PART 1

Upstream Oil and Gas 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

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

Champ d'application

2.1 Installations terrestres

Responsabilité

3 Exploitant

PARTIE 1

Installations de pétrole et de gaz en amont

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

Compressors	Compresseurs
14 Capture or venting of emissions	14 Capture ou évacuation d'émissions
15 Measurement of flow rate	15 Mesure du débit
16 Flow meters	16 Débitmètre
17 Continuous monitoring devices	17 Dispositif de surveillance continue
18 Corrective action	18 Mesures correctives
19 Records — compressors and vents	19 Renseignements à consigner – compresseur et évent
Conditional Requirements	Exigences conditionnelles
Conditions	Conditions
20 Application of sections 26 to 45	20 Application des articles 26 à 45
21 Records — non-application	21 Renseignements à consigner — non-application
22 Records — application	22 Renseignements à consigner
Determination of Volume of Gas	Détermination du volume de gaz
23 Applicable methods	23 Méthodes applicables
24 Determination of gas-to-oil ratio	24 Détermination du rapport gaz-pétrole
25 Records	25 Renseignements à consigner
Venting Limit	Limite d'évacuation
26 15 000 standard m ³ per year	26 15 000 m ³ normalisés par année
27 Records — volumes of hydrocarbon gas	27 Renseignements à consigner — volume de gaz d'hydrocarbures
Leak Detection and Repair Program	Programme de détection et de réparation des fuites
Establishment of Program	Établissement d'un programme
28 Non-application to certain equipment components	28 Non-application — certains composants d'équipements
29 Regulatory or alternative LDAR programs	29 Programme réglementaire ou alternatif
Regulatory LDAR Programs	Programme réglementaire
30 Obligation to inspect	30 Obligation d'effectuer des inspections
31 Leaks	31 Fuites
32 Period for repair	32 Calendrier de réparations
33 Extension up to six months for repair	33 Réparations — prolongation d'au plus six mois
34 Revocation of extension	34 Révocation de la prolongation
Alternative LDAR Programs	Programme alternatif
35 Requirements for alternative program	35 Exigences du programme
Records	Renseignements à consigner
36 Regulatory LDAR programs	36 Programme réglementaire
Pneumatic Controllers and Pneumatic Pumps	Régulateurs pneumatiques et pompes pneumatiques
37 Pneumatic controllers — bleed rate	37 Régulateur pneumatique
38 Records — pneumatic controllers	38 Renseignements à consigner — régulateur pneumatique
39 Pneumatic pumps	39 Pompe pneumatique

40	Permit — pneumatic pumps
41	Tagging
	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

[Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

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)

Coming into Force

58	January 1, 2020
----	-----------------

SCHEDULE 1

Information for Extension of Period for Repair of Equipment Component

40	Permis — pompe pneumatique
41	Étiquetage
	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

[Abrogée, DORS/2025-280, art. 15]

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)

Entrée en vigueur

58	1 ^{er} janvier 2020
----	------------------------------

ANNEXE 1

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

SCHEDULE 2

Information for Permit for Pneumatic Pumps

SCHEDULE 3

Information for Registration of a Facility

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)

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)*.

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*)

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

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)*.

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 m³/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 événement 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 Se dit de l'émission de gaz d'hydrocarbures non intentionnelle provenant d'une installation de pétrole et de gaz en amont. (*fugitive*)

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 m³, to the volume of hydrocarbon liquid produced, expressed in standard m³. (*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 CH₄, or a volatile organic compound referred to in item 60 of Part 2 of 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. (*équipement 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 used for the transportation of natural gas through a

hydrocarbure Méthane, dont la formule moléculaire est CH₄, ou composé organique volatil visé à l'article 60 de la partie 2 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*)

m³ normalisé Mètre cube de fluide dans des conditions normalisées. (*standard m³*)

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 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*)

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;
- (b) the primary processing of those hydrocarbons; or

rapport gaz-pétrole Rapport entre le volume de gaz d'hydrocarbures produit, exprimé en m³ normalisés, et le volume d'hydrocarbures liquides produit, exprimé en m³ 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. (*flow-back*)

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 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*)

(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*)

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.

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.

Documents incorporated by reference

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

SOR/2025-280, s. 1.

taux de purge nominal Débit des émissions de gaz continu, exprimé en m³ 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*)

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.

Dispositions incompatibles

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

Documents incorporés par renvoi

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

DORS/2025-280, art. 1.

Application

Onshore facilities

2.1 These Regulations apply in respect of upstream oil and gas facilities that are located onshore.

SOR/2025-280, s. 2.

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.

PART 1

Upstream Oil and Gas Facilities

4 [Repealed, SOR/2025-280, s. 4]

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

Champ d'application

Installations terrestres

2.1 Le présent règlement s'applique à l'égard des installations de pétrole et de gaz en amont qui sont des installations terrestres.

DORS/2025-280, art. 2.

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.

PARTIE 1

Installations de pétrole et de gaz en amont

4 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 4]

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

record that establishes that without that compliance the 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.

que malgré cette non-conformité, l'exigence prévue à l'alinéa (1)a) est respectée.

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 1^{er} 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.

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.

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 $\pm 10\%$.

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.

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

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

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

Mesure du débit

15 Le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures rejetées par les événements d'un compresseur qui sont visés à l'article 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.

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 $\pm 10\%$.

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'événement;

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.

Mesures initiale et subséquentes

(3) Le débit doit être mesuré :

a) pour la première fois :

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

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

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

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.

Continuous monitoring devices

17 A continuous monitoring device must

- (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 $\pm 10\%$;
- (b) be operated continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

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

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

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.

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.

Dispositif de surveillance continue

17 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 $\pm 10\%$;
- 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 aux paragraphes

(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.

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.

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 m³/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 m³/min, and

(ii) less than 5 MW, 0.34 standard m³/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 m³/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 m³/min and the number of those pressurized cylinders.

18(2) ou (3) pour les événements d'un compresseur est atteinte.

Mesures correctives

18 (1) Si le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures rejetées par des événements 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 témoignage :

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.

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 1^{er} janvier 2023 ou après cette date, 0,14 m³ normalisé/min;

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

(i) est supérieure ou égale à 5 MW, 0,68 m³ normalisé/min,

(ii) est inférieure à 5 MW, de 0,34 m³ normalisé/min.

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 1^{er} janvier 2023 ou après cette date, le produit de 0,001 m³ normalisé/min et du nombre de cylindres sous pression de ce compresseur;

b) s'il est installé avant le 1^{er} janvier 2023, le produit de 0,023 m³ 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.

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.

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

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-après 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'hydrocarbures 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.

Détermination du volume estimé

(5) Le volume estimé de gaz d'hydrocarbures est fondé sur le plus récent débit des émissions rejetées par les événements 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.

Renseignements à consigner – compresseur et événement

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 1^{er} janvier 2020 ou après cette date ou les renseignements qui démontrent, documents à l'appui, qu'il a été installé avant le 1^{er} 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 garnitures

- (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.

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 $\pm 10\%$;
 - (e) any recommendation for the taking of the measurement, along with supporting documents;
 - (f) the duration of the continuous period referred to in paragraph 16(4)(a) or (b), as the case may be; and

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 enclouonnée,
 - (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 événements 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 événements 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.

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 événement 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 $\pm 10\%$;
 - e) une mention précisant les recommandations du fabricant suivies pour la prise de la mesure, le cas échéant, documents à l'appui;

(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.

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 $\pm 10\%$.

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.

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.

Renseignements à consigner — dispositif de surveillance continue

(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 événement 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 $\pm 10\%$.

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 m³ 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 m³, 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 m³, 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 m³, 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 m³ 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 m³ 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 m³ 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 m³ 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 m³, during the given month;

(b) the combined volume of hydrocarbon gas produced and received, expressed in standard m³, 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).

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 m³ 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.

Determination of Volume of Gas

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

a) le rapport gaz-pétrole et le volume d'hydrocarbures liquides produit ou qui devrait être produit, exprimé en m³ normalisés, au cours de ce mois;

b) le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m³ 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.

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 m³ 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.

Détermination du volume de gaz

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 1^{er} 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 1^{er} 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 Directive 017 de l'AER, publié par l'Alberta Energy Regulator le 31 mars 2016, dans tout autre cas.

(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 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 m³ 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 m³, of oil produced by the well for a day during the most recent month of production.

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

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 m³ 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 m³.

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 m³ 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 m³ normalisés, produit par le puits durant la même période utilisée pour déterminer **G**, fondé sur les mesures prises conformément au paragraphe (4) au prorata de cette

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

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.

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 m³ 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 $\pm 5\%$ 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 $\pm 5\%$ of the average flow rate.

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 m³; 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 m³ and with the variation of flow rate in that continuous period such that the measured volume of oil produced for any day is within $\pm 5\%$ of the measured volume of oil produced for any other day in that continuous period.

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.

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) 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 m³ 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 $\pm 5\%$ 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 $\pm 5\%$ du débit moyen.

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 $\pm 0,1$ m³ 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 m³ 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 $\pm 5\%$ 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 m³ 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 m³ 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 m³ per day and at most 1 000 standard m³ 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 m³ per day and at most 1 000 standard m³ 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 m³ per day and at most 2 000 standard m³ 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 m³ per day and at most 2 000 standard m³ 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 m³ normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était au plus 500 m³ 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 m³ normalisés par jour et d'au plus 1 000 m³ normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était plus de 500 m³ normalisés et d'au plus 1 000 m³ 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 m³ normalisés par jour et d'au plus 2 000 m³ normalisés par jour, dans le cas d'une détermination initiale,

(ii) le débit de gaz selon la dernière détermination était plus de 1 000 m³ normalisés et d'au plus 2 000 m³ 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.

Venting Limit

15 000 standard m³ per year

26 (1) An upstream oil and gas facility must not vent more than 15 000 standard m³ 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.

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.

Limite d'évacuation

15 000 m³ 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 m³ 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 m³ 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 m³ 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 m³;
- (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 m³; and
- (d) the volume of hydrocarbon gas delivered from the facility, expressed in standard m³.

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 m³ 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 m³ 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 m³ 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 m³ normalisés;
- d) le volume de gaz d'hydrocarbures livré à partir de l'installation, exprimé en m³ 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.

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).

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.

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.

Regulatory LDAR Programs

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.

Eligible leak detection instruments

(2) The following leak detection instruments are eligible:

(a) a portable monitoring instrument if it

trouve sur la partie du pipeline qui peut être isolée par la fermeture des vannes;

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.

Renseignement à consigner

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

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.

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.

Programme réglementaire

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.

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.

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

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.

Inspections

(3) L'inspection doit être effectuée :

a) pour la première fois, au plus tard, soit le 1^{er} 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.

Operation and maintenance

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

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.

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.

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.

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

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

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.

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.

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.

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.

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) 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 m³, 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 m³, 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;

(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,

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 m³ 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 m³ 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 agréé 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) 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) 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.

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.

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.

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.

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.

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;

(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.

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).

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.

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 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.

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)** 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 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,

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

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,

(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;

(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 :

(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,

(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.

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;

(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,

(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.

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) 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;

(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 m³/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 such that its bleed rate for that operational setting is more than 0.17 standard m³/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

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 m³ 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 le propane à un ensemble de conditions de fonctionnement pour lequel le taux de purge est supérieur à 0,17 m³ 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

time to control a process in the facility's production activities.

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.

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.

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

temps de réponse suffisant pour contrôler un procédé faisant partie des activités de production de l'installation.

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.

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).

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

(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.

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.

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.

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.

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 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

moyenne par jour au cours de ce mois selon l'une des méthodes suivantes :

a) en consignait 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.

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 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.

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.

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 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) 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.

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.

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.

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 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.

(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 1^{er} janvier 2026.

Durée du permis

(3) Le permis prend effet le 1^{er} 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.

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.

Étiquetage

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

Identifier

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

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.

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.

PART 2

[Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

46 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

Identifiant

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

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.

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.

PARTIE 2

[Abrogée, DORS/2025-280, art. 15]

46 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

47 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

48 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

49 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

50 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

51 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

52 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

53 [Repealed, SOR/2025-280, s. 15]

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.

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.

47 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

48 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

49 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

50 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

51 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

52 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

53 [Abrogé, DORS/2025-280, art. 15]

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 d'enregistrement

(2) L'enregistrement doit se faire au plus tard :

a) soit le cent vingtième jour suivant le 1^{er} 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.

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*.

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

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)*.

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.

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.

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 30(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.

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.

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

1^{er} janvier 2020

58 (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

1^{er} 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 1^{er} 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

(paragraphe 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

(paragraphe 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.

AMENDMENTS NOT IN FORCE

— SOR/2025-280, ss. 1(1), (2), (4) and (5)

1 (1) The definitions *completion*, *design bleed rate*, *flowback*, *gas-to-oil ratio*, *hydraulic fracturing*, *pneumatic controller* and *pneumatic pump* in subsection 2(1) of the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*¹ are repealed.

(2) The definition *fugitive* in subsection 2(1) of the *Regulations* is repealed.

(4) The portion of the definition *venting* in subsection 2(1) of the English version of the *Regulations* before paragraph (a) is replaced by the following:

venting 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

(5) Subsection 2(1) of the *Regulations* is amended by adding the following in alphabetical order:

emission monitoring system means a system consisting of one or more sensors and other equipment that is designed to monitor hydrocarbon gas emissions at an upstream oil and gas facility. (*système de mesure et d'enregistrement des émissions*)

engineer means a person who is registered or licensed to engage in the practice of engineering under the laws of the province in which they practise. (*ingénieur*)

facility emission intensity, in respect of an upstream oil and gas facility, means the ratio, expressed in percent, that is calculated by dividing the total volume of hydrocarbon gas emissions from the facility in the 365-day period preceding the day on which the calculation is made by the greatest of the following volumes:

(a) the volume of hydrocarbon gas produced at the facility during that period,

(b) the volume of hydrocarbon gas processed at the facility during that period, and

¹ SOR/2018-66

MODIFICATIONS NON EN VIGUEUR

— DORS/2025-280, par. 1(1), (2), (4) et (5)

1 (1) Les définitions de *complétion*, *fracturation hydraulique*, *pompe pneumatique*, *rapport gaz-pétrole*, *reflux*, *régulateur pneumatique* et *taux de purge nominal*, au paragraphe 2(1) du *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*¹, sont abrogées.

(2) La définition de *fugitive*, au paragraphe 2(1) du même règlement, est abrogée.

(4) Le passage de la définition de *venting* précédant l'alinéa a), au paragraphe 2(1) de la version anglaise du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

venting 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

(5) Le paragraphe 2(1) du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

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

étalon de référence

a) Dans le cas d'une installation inactive, 0 %;

b) dans le cas de toute autre installation de pétrole et de gaz en amont :

(i) 0,2 %, si le volume de gaz d'hydrocarbures que l'installation produit au cours de la période de trois cent soixante-cinq jours visée à la définition de *intensité d'émission* dépasse, d'une part, le volume de gaz d'hydrocarbures qui est traité à cette installation et, d'autre part, celui qui est transporté depuis celle-ci mais qui n'y est pas produit ni traité, au cours de cette période,

(ii) 0,05 %, si le volume de gaz d'hydrocarbures que l'installation traite au cours de la période de trois cent soixante-cinq jours visée à la définition de

¹ DORS/2018-66

(c) the volume of hydrocarbon gas that is equal to the volume of hydrocarbon gas transported from the facility during that period minus the sum of the volumes of hydrocarbon gas referred to in paragraphs (a) and (b). (*intensité d'émission*)

facility emission rate means

(a) in respect of an inactive facility, a rate of 0 kg/h; and

(b) in respect of any other upstream oil and gas facility, the total volume of hydrocarbon gas emissions from the facility, expressed in kg/h, referred to in the definition *facility emission intensity*. (*seuil du taux d'émission*)

facility emission reference standard means

(a) in respect of an inactive facility, 0%; and

(b) in respect of any other upstream oil and gas facility, one of the following values:

(i) 0.2%, if, during the 365-day period referred to in the definition *facility emission intensity*, the volume of hydrocarbon gas produced at the facility is greater than the volume of hydrocarbon gas processed at the facility and the volume of hydrocarbon gas transported from, but not produced or processed at, the facility, respectively,

(ii) 0.05%, if, during the 365-day period referred to in the definition *facility emission intensity*, the volume of hydrocarbon gas processed at the facility is greater than the volume of hydrocarbon gas produced at the facility and the volume of hydrocarbon gas transported from, but not produced or processed at, the facility, respectively,

(iii) 0.11%, if, during the 365-day period referred to in the definition *facility emission intensity*, the volume of hydrocarbon gas transported from, but not produced or processed at, the facility is greater than the volume of hydrocarbon gas produced at the facility and the volume of hydrocarbon gas processed at the facility, respectively. (*étalon de référence*)

fugitive emission means an unintentional emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility. (*émission fugitive*)

inactive facility means a Type 1 facility or Type 2 facility at which hydrocarbon is not produced, processed or transported and at which those activities have not

intensité d'émission dépasse, d'une part, le volume de gaz d'hydrocarbures qui est produit à cette installation et, d'autre part, celui qui est transporté depuis celle-ci mais qui n'y est pas produit ni traité, au cours de cette période,

(iii) 0,11 %, si le volume de gaz d'hydrocarbures qui est transporté depuis l'installation, mais qui n'y est pas produit ni traité, au cours de la période de trois cent soixante-cinq jours visée à la définition de *intensité d'émission* dépasse, d'une part, le volume de gaz d'hydrocarbures produit à cette installation et, d'autre part, celui qui y est traité au cours de cette période. (*facility emission reference standard*)

ingénieur Personne autorisée à exercer la profession d'ingénieur ou agréée à cette fin sous le régime du droit de la province où elle l'exerce. (*engineer*)

installation de type 1 Installation de pétrole et de gaz en amont où l'un des équipements suivants est installé :

a) un compresseur de gaz naturel;

b) un réservoir de stockage des hydrocarbures liquides produits à l'installation;

c) une torchère permanente. (*Type 1 facility*)

installation de type 2 Installation de pétrole et de gaz en amont autre qu'une installation de type 1. (*Type 2 facility*)

installation inactive Installation de type 1 ou installation de type 2 où aucune activité de production, de traitement ou de transport d'hydrocarbures n'est menée, ni n'a été menée au cours des trois cent soixante-cinq jours précédents. (*inactive facility*)

intensité d'émission À l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont, quotient, exprimé en pourcentage, obtenu par la division du volume total des émissions de gaz d'hydrocarbures de l'installation, au cours de la période de trois cent soixante-cinq jours précédant le jour du calcul, par le plus élevé des volumes de gaz d'hydrocarbures suivants :

a) le volume que l'installation a produit au cours de cette période;

b) celui qu'elle a traité au cours de cette période;

c) celui qui est égal au volume transporté depuis celle-ci au cours de cette période moins la somme des

occurred in respect of hydrocarbon in the previous 365 days. (*installation inactive*)

Type 1 facility means an upstream oil and gas facility at which any of the following equipment is installed:

- (a) a natural gas compressor;
- (b) a storage tank for hydrocarbon liquid that is produced at the facility; or
- (c) a permanent flare. (*installation de type 1*)

Type 2 facility means an upstream oil and gas facility other than a Type 1 facility. (*installation de type 2*)

— SOR/2025-280, s. 3

3 The Regulations are amended by adding the following after section 2.1:

Exclusion from Part 1

2.2 (1) Part 1 does not apply to an upstream oil and gas facility to which Part 2 applies.

Application of Part 2

(2) If the operator of an upstream oil and gas facility provides the Minister with notice of the use of an emission monitoring system at the facility in accordance with section 2.3, Part 2 applies in respect of that facility beginning on the day specified in the notice.

Part 2 ceases to apply

(3) If the operator of an upstream oil and gas facility provides the Minister with notice of the discontinuance of use of the emission monitoring system at the facility in accordance with section 2.4, Part 2 ceases to apply to that facility beginning on the day specified in the notice.

Notice of use — condition

2.3 (1) The notice referred to in subsection 2.2(2) must not be provided in respect of an upstream oil and gas facility unless its facility emission intensity, as calculated by an engineer, is less than its facility emission reference standard.

volumes visés aux alinéas a) et b). (*facility emission intensity*)

seuil du taux d'émission

- a) Dans le cas d'une installation inactive, 0 kg/h;
- b) dans le cas de toute autre installation de pétrole et de gaz en amont, le volume total des émissions de gaz d'hydrocarbures de celle-ci, visé à la définition de *intensité d'émission*, exprimé en kg/h. (*facility emission rate*)

système de mesure et d'enregistrement des émissions Système qui comprend un ou plusieurs capteurs et d'autres équipements et qui est conçu pour la mesure et l'enregistrement des émissions de gaz d'hydrocarbures dans une installation de pétrole et de gaz en amont. (*emission monitoring system*)

— DORS/2025-280, art. 3

3 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 2.1, de ce qui suit :

Non-application — partie 1

2.2 (1) La partie 1 ne s'applique pas à l'égard des installations de pétrole et de gaz en amont auxquelles s'applique la partie 2.

Application — partie 2

(2) Si l'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont donne au ministre, conformément à l'article 2.3, un avis de l'utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement des émissions dans l'installation, la partie 2 s'applique à l'égard de cette installation à compter de la date indiquée dans l'avis.

Cessation d'application — partie 2

(3) Si l'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont donne au ministre, conformément à l'article 2.4, un avis d'interruption de l'utilisation du système de mesure et d'enregistrement des émissions dans l'installation, la partie 2 cesse de s'appliquer à l'égard de cette installation à compter de la date indiquée dans l'avis.

Avis d'utilisation — condition

2.3 (1) L'avis visé au paragraphe 2.2(2) ne peut être donné à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont que si l'intensité d'émission de celle-ci, calculée par un ingénieur, est inférieure à son étalon de référence.

Exception

(2) However, if the facility has been in operation for less than 365 days, the notice may be provided if an engineer estimates that, after the facility has been in operation for 365 days, its facility emission intensity will be less than its facility emission reference standard.

Notice of use — content

(3) The notice must be in writing, specify the day on which use of the emission monitoring system is to begin at the facility and contain the following information and documents:

- (a)** the name of the facility and its civic address or, if the civic address is not available,
 - (i)** its latitude and longitude to the third decimal place,
 - (ii)** its location expressed to the nearest unit of the National Topographic System produced by the Department of Natural Resources, or
 - (iii)** if the facility is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta, the legal subdivision within which it is located;
- (b)** its facility emission intensity and the date of its calculation;
- (c)** its facility emission rate and the date of its determination;
- (d)** the volumes of hydrocarbon gas produced at, processed at and transported from the facility, respectively, during the period used to calculate the facility emission intensity referred in paragraph (b);
- (e)** a description of the sensors and other equipment that constitute the emission monitoring system, including their specifications and datasheets;
- (f)** an attestation, signed and dated by an engineer, indicating that the emission monitoring system meets the requirements set out in section 53; and
- (g)** the name, address and contact information of the engineer who signed the attestation.

Exception

(4) Despite paragraphs (3)(b) to (d), if the facility has been in operation for less than 365 days, the notice must

Exception

(2) Toutefois, si l'installation n'est pas exploitée depuis moins de trois cent soixante-cinq jours, l'avis peut être fourni à son égard si l'ingénieur donne une estimation selon laquelle son intensité d'émission sera inférieure à son étalon de référence après une période d'exploitation de trois cent soixante-cinq jours.

Avis d'utilisation — contenu

(3) L'avis est donné par écrit, indique la date prévue du début de l'utilisation du système de mesure et d'enregistrement des émissions à l'installation et comporte les éléments suivants :

- a)** le nom de l'installation et son adresse municipale ou, à défaut d'adresse, l'un des renseignements suivants :
 - (i)** ses latitude et longitude, au millième près,
 - (ii)** son lieu, exprimé à l'échelle de l'unité, selon le Système national de référence cartographique établi par le ministère des Ressources naturelles,
 - (iii)** dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision officielle où elle se trouve;
- b)** l'intensité d'émission de l'installation et la date de son calcul;
- c)** le seuil du taux d'émission de l'installation et la date de sa détermination;
- d)** le volume de gaz d'hydrocarbures, qui est produit à l'installation, celui qui y est traité et celui qui est transporté depuis celle-ci durant la période utilisée pour le calcul de l'intensité d'émission prévu à l'alinéa b);
- e)** une description des capteurs et autres équipements qui constituent le système de mesure et d'enregistrement des émissions, notamment les spécifications et les fiches techniques;
- f)** une attestation, signée et datée par un ingénieur, indiquant que le système de mesure et d'enregistrement des émissions est conforme aux exigences prévues à l'article 53;
- g)** le nom, l'adresse et les coordonnées de l'ingénieur auteur de l'attestation.

Exception

(4) Malgré les alinéas (3)b) à d), dans le cas d'une installation qui est exploitée depuis moins de trois cent soixante-cinq jours, l'avis comprend une estimation,

contain estimates — prepared by an engineer — of the information referred to in those paragraphs.

Notice of use — advance notice

(5) The notice must be provided to the Minister at least 60 days before the day specified in the notice, unless it is provided before March 1, 2028.

Notice of discontinuance of use

2.4 The notice referred to in subsection 2.2(3) must be in writing, specify the day on which use of the emission monitoring system is to be discontinued at the upstream oil and gas facility and be provided to the Minister at least 60 days before the specified day.

— SOR/2025-280, s. 5

5 The heading “Hydrocarbon Gas Conservation and Destruction Equipment” before section 5 of the Regulations is replaced by the following:

Hydrocarbon Gas Conservation Equipment

— SOR/2025-280, s. 6

6 The Regulations are amended by adding the following after section 8:

Detection of Fugitive Emissions and Repair Program

Comprehensive inspection

8.1 (1) Subject to subsections (2) and (3) and section 8.14, a comprehensive inspection for fugitive emissions at an upstream oil and gas facility must be conducted

(a) in the case of a Type 1 facility, once in each quarter of the calendar year, at least 60 days after the date of the most recent comprehensive inspection; and

(b) in the case of a Type 2 facility, once per calendar year, at least 270 days after the date of the most recent comprehensive inspection.

Excluded facilities

(2) Subsection (1) does not apply in respect of

(a) an inactive facility; and

préparée par l'ingénieur, des renseignements visés à ces alinéas.

Avis d'utilisation donné à l'avance

(5) L'avis est donné au ministre au moins soixante jours avant la date qui y est indiquée, sauf s'il est donné avant le 1^{er} mars 2028.

Avis — interruption de l'utilisation du système

2.4 L'avis visé au paragraphe 2.2(3) indique la date d'interruption de l'utilisation du système de mesure et d'enregistrement des émissions dans l'installation de pétrole et de gaz en amont et est donné par écrit au ministre au moins soixante jours avant cette date.

— DORS/2025-280, art. 5

5 L'intertitre « Équipement de conservation et de destruction de gaz d'hydrocarbures » précédant l'article 5 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures

— DORS/2025-280, art. 6

6 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 8, de ce qui suit :

Programme de détection des émissions fugitives et de réparation

Inspection complète

8.1 (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3) et de l'article 8.14, une inspection complète de l'installation de pétrole et de gaz en amont est effectuée aux fins de détection des émissions fugitives :

a) dans le cas d'une installation de type 1, une fois par trimestre, chaque année civile, à au moins soixante jours d'intervalle;

b) dans le cas d'une installation de type 2, une fois par année civile, à au moins deux cent soixante-dix jours d'intervalle.

Installations exclues

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique :

a) ni à l'égard d'une installation inactive;

(b) an upstream oil and gas facility that begins operations before January 1, 2028, at which crude oil is produced and at which during the previous calendar year

(i) the volume of crude oil produced did not exceed 600 m³, and

(ii) the combined volume of hydrocarbon gas produced and received did not exceed 12 000 m³.

Exception – low temperature

(3) A comprehensive inspection is not required to be conducted at a Type 1 facility in a quarter of the calendar year if, on the day before the scheduled day of the inspection in that quarter, the temperature at the facility's location is forecast to be below -20°C on that scheduled day.

Methodology

(4) A comprehensive inspection must be conducted using an optical gas-imaging instrument that meets the requirements of subsection (5) or any other instrument that meets the requirements of subsection (6).

Optical gas-imaging instrument

(5) If a comprehensive inspection is conducted using an optical gas-imaging instrument, the instrument must

(a) be capable of imaging gas that is

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

(ii) composed of half methane and half propane at a total concentration of 500 ppmv or at a flow rate of 60 g/h when it is leaking from an orifice that is 0.635 cm in diameter; and

(b) be operated and maintained in accordance with the manufacturer's recommendations or, if they are not available, industry standards and best practices.

Other instrument

(6) If a comprehensive inspection is conducted using an instrument other than an optical gas-imaging instrument, the instrument must

(a) be capable of measuring 500 ppmv of hydrocarbon;

(b) ni à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont qui produit du pétrole brut, dont l'exploitation débute avant le 1^{er} janvier 2028 et où, au cours de l'année civile précédente :

(i) le volume de pétrole brut produit est d'au plus 600 m³,

(ii) le volume combiné de gaz d'hydrocarbures produit et reçu est d'au plus 12 000 m³.

Exception – basse température

(3) Pour un trimestre donné, l'inspection complète de l'installation de type 1 n'est pas requise si, la veille du jour prévu de celle-ci, les prévisions météorologiques indiquent que, ce jour-là, la température sera inférieure à -20 °C dans le lieu où l'installation se trouve.

Méthode

(4) L'inspection complète est effectuée au moyen soit d'un instrument optique de visualisation des gaz qui satisfait aux exigences prévues au paragraphe (5), soit d'un autre instrument qui satisfait aux exigences prévues au paragraphe (6).

Instrument optique de visualisation des gaz

(5) Si l'inspection complète est effectuée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz, celui-ci satisfait aux exigences suivantes :

(a) il permet de réaliser l'imagerie des gaz qui, à la fois :

(i) se situent à l'intérieur du domaine spectral associé au composé dont la concentration est la plus élevée parmi les gaz d'hydrocarbures à mesurer,

(ii) sont composés à 50 % de méthane et à 50 % de propane à une concentration totale de 500 ppmv ou à un débit de 60 g/h, lorsqu'ils s'échappent d'un orifice de 0,635 cm de diamètre;

(b) est utilisé et entretenu selon les recommandations du fabricant, ou, si elles ne sont pas disponibles, selon les normes et les pratiques exemplaires de l'industrie.

Autre instrument

(6) Si elle n'est pas effectuée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz, l'inspection complète est effectuée au moyen d'un instrument qui satisfait aux exigences suivantes :

(a) il permet de mesurer des hydrocarbures de 500 ppmv;

(b) have a scale that is readable to ± 12.5 ppmv of hydrocarbon; and

(c) be operated and maintained in accordance with the manufacturer's recommendations or, if they are not available, industry standards and best practices.

Screening inspection

8.11 (1) Subject to subsection (2) and section 8.14, a screening inspection for fugitive emissions at an upstream oil and gas facility must be conducted once in each month in which the operator or a representative of the operator visits the facility.

Exceptions

(2) A screening inspection is not required to be conducted in any of the following months:

(a) a month in which a comprehensive inspection is conducted at the facility;

(b) a month in which, on the day before the scheduled day of the screening inspection, the temperature at the facility's location is forecast to be below -20°C on that scheduled day.

Methodology

(3) A screening inspection must be conducted using a monitoring instrument that, when operated in accordance with the manufacturer's recommendations, is capable of detecting a fugitive emission with a flow rate of 10 kg/h or more.

Annual inspection

8.12 (1) Subject to subsection (3) and section 8.14, an annual inspection for fugitive emissions at an upstream oil and gas facility must be conducted by an auditor who

(a) is independent of the operator and owner of the facility that is to be inspected; and

(b) has knowledge of and experience with emission detection instruments.

Interval

(2) The annual inspection must be conducted in each calendar year at least 180 days after the date of the most recent annual inspection and at least 30 days after the date of the most recent comprehensive inspection.

b) possède un compteur dont l'échelle est lisible à $\pm 12,5$ ppmv d'hydrocarbures;

c) il est utilisé et entretenu selon les recommandations du fabricant, ou, si elles ne sont pas disponibles, selon les normes et les pratiques exemplaires de l'industrie.

Inspection de dépistage

8.11 (1) Sous réserve du paragraphe (2) et de l'article 8.14, une inspection de dépistage des émissions fugitives à l'installation de pétrole et de gaz en amont est effectuée une fois au cours de chaque mois où l'exploitant ou son représentant se rend à l'installation.

Exceptions

(2) L'inspection de dépistage n'est pas requise à l'installation de pétrole et de gaz en amont au cours des mois suivants :

a) le mois où l'inspection complète y est effectuée;

b) le mois où, la veille du jour prévu de l'inspection de dépistage, les prévisions météorologiques indiquent que, ce jour-là, la température sera inférieure à -20°C dans le lieu où l'installation se trouve.

Méthode

(3) L'inspection de dépistage est effectuée au moyen d'un instrument de surveillance qui, utilisé selon les recommandations du fabricant, permet de détecter toute émission fugitive dont le débit est de 10 kg/h ou plus.

Inspection annuelle

8.12 (1) Sous réserve du paragraphe (3) et de l'article 8.14, une inspection annuelle de l'installation de pétrole et de gaz en amont est effectuée aux fins de détection des émissions fugitives, par un vérificateur qui, à la fois :

a) est indépendant de l'exploitant et du propriétaire de l'installation de pétrole et de gaz en amont faisant l'objet de la vérification;

b) possède des connaissances et de l'expérience en matière d'instruments de détection des émissions.

Intervalle

(2) L'inspection annuelle est effectuée chaque année civile, à au moins cent quatre-vingts jours d'intervalle et au moins trente jours après l'inspection complète la plus récente.

Exception

(3) An annual inspection is not required to be conducted in any calendar year in which an annual inspection is conducted at the upstream oil and gas facility under subsection 53.1(1).

Methodology

(4) An annual inspection must be conducted using a method that, under standard conditions, provides a 90% or greater probability of detecting a fugitive emission that has a flow rate of 10 kg/h or more.

Conduct of inspections

8.13 An inspection required under any of sections 8.1 to 8.12 must be conducted

(a) by a person who, not more than five years before the day on which the inspection occurs, has received training in the calibration, maintenance and operation of the instruments that are used to conduct the inspection; and

(b) using instruments that are calibrated, maintained and operated in accordance with the manufacturer's recommendations, if any.

Exclusion — health or safety

8.14 An inspection required under any of sections 8.1 to 8.12 is not required to include the inspection of an equipment component if that inspection would pose a serious risk to human health or safety.

Period for repair

8.15 (1) When a fugitive emission is detected at an upstream oil and gas facility, whether as a result of an inspection or otherwise, the equipment component that is emitting the hydrocarbon gas must be repaired

(a) if the repair can be carried out while the equipment component is operating, within the applicable period referred to in subsection (2) or (3); and

(b) in any other case, before the end of the next planned shutdown of the facility.

Repair — flow rate not determined

(2) If the equipment component can be repaired while it is operating and the flow rate of the fugitive emission is not determined, the component must be repaired within 24 hours after the emission is detected.

Exception

(3) L'inspection annuelle de l'installation n'est pas requise au cours de l'année civile où celle prévue au paragraphe 53.1(1) y est effectuée.

Méthode

(4) L'inspection annuelle est effectuée selon une méthode qui, dans des conditions normalisées, permet de détecter, avec une probabilité d'au moins 90 %, toute émission fugitive dont le débit est de 10 kg/h ou plus.

Conduite de l'inspection

8.13 L'inspection requise aux termes de l'un ou l'autre des articles 8.1 à 8.12 est effectuée :

a) par une personne ayant suivi, dans les cinq années précédant le jour où l'inspection est effectuée, une formation sur l'utilisation, l'entretien et l'étalonnage des instruments qu'elle utilise pour l'inspection;

b) au moyen d'instruments étalonnés, entretenus et utilisés selon les recommandations du fabricant, le cas échéant.

Exclusion — santé ou sécurité

8.14 Tout composant d'équipement dont l'inspection risque de causer un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes n'a pas à faire l'objet des inspections prévues aux articles 8.1 à 8.12.

Délai de réparation

8.15 (1) Lorsqu'une émission fugitive est détectée à l'installation de pétrole et de gaz en amont, que ce soit au cours d'une inspection ou non, le composant d'équipement en cause est réparé :

a) s'il peut l'être en cours d'utilisation, dans le délai applicable prévu aux paragraphes (2) ou (3);

b) sinon, au plus tard avant la fin du prochain arrêt programmé de l'installation.

Réparation — débit non établi

(2) Si le composant d'équipement peut être réparé en cours d'utilisation et que le débit de l'émission fugitive n'est pas établi, la réparation est effectuée dans les vingt-quatre heures suivant la détection de l'émission.

Repair — flow rate determined

(3) If the equipment component can be repaired while it is operating and the flow rate of the fugitive emission is determined, the component must be repaired

(a) in the case of a flow rate that is less than 1 kg/h, within 90 days after the day on which the emission is detected;

(b) in the case of a flow rate that is 1 kg/h or more but less than 10 kg/h, within 30 days after the day on which the emission is detected;

(c) in the case of a flow rate that is 10 kg/h or more but less than 100 kg/h, within seven days after the day on which the emission is detected; and

(d) in the case of a flow rate that is 100 kg/h or more, within 24 hours after the emission is detected.

Flow rate reduced

(4) However, if a measure is taken that reduces the flow rate of the fugitive emission to less than 10 kg/h during the applicable repair period referred to in paragraph (3)(c) or (d), the repair must be completed within 30 days after the day on which the emission is detected.

Volume of hydrocarbon gas

(5) In subsections (6) and (7), a reference to a volume of hydrocarbon gas is a reference to that volume expressed in standard m³.

Deferral of repair — low level emissions

(6) Despite paragraphs (3)(a) and (b) and subsection (4), if the equipment component is emitting hydrocarbon gas at a flow rate of less than 10 kg/h, the repair of the equipment component may be deferred until the day on which the estimated total volume of fugitive emissions that, beginning on the day on which the fugitive emission is detected, would be emitted from that equipment component and from all other equipment components as of that day is equal to the volume of hydrocarbon gas that, if none of those equipment components were repaired, would be emitted during a temporary depressurization of the equipment or a pipeline conducted in order to carry out the repair.

Repair — facility shutdown necessary

(7) If the equipment component cannot be repaired while it is operating, the next planned shutdown of the upstream oil and gas facility must be scheduled no later than the day on which the estimated total volume of fugitive emissions that, beginning on the day on which the fugitive emission is detected, would be emitted from that

Réparation — débit établi

(3) Si le composant d'équipement peut être réparé en cours d'utilisation et que le débit de l'émission fugitive est établi, la réparation est effectuée :

a) dans le cas où le débit est de moins de 1 kg/h, dans les quatre-vingt-dix jours suivant le jour où l'émission est détectée;

b) dans le cas où il est de 1 kg/h ou plus mais de moins de 10 kg/h, dans les trente jours suivant le jour où l'émission est détectée;

c) dans le cas où il est de 10 kg/h ou plus mais de moins de 100 kg/h, dans les sept jours suivant le jour où l'émission est détectée;

d) dans le cas où il est de 100 kg/h ou plus, dans les vingt-quatre heures suivant la détection de l'émission.

Débit réduit

(4) La réparation est toutefois effectuée dans les trente jours suivant le jour où l'émission fugitive est détectée si, au cours de la période de réparation applicable prévue aux alinéas (3)c) ou d), des mesures qui réduisent le débit de l'émission à moins de 10 kg/h sont prises.

Volume de gaz d'hydrocarbures

(5) La mention de volume de gaz d'hydrocarbures aux paragraphes (6) et (7) vaut mention de ce volume exprimé en m³ normalisés.

Réparation reportée — émissions faibles

(6) Malgré les alinéas (3)a) et b) et le paragraphe (4), si le débit des gaz d'hydrocarbures émis par le composant d'équipement est inférieur à 10 kg/h, la réparation peut être reportée jusqu'au jour où le volume total estimé des émissions fugitives qui proviendraient de ce composant et de tout autre composant d'équipement, si ceux-ci n'étaient pas réparés, depuis la date de détection de l'émission fugitive est égal au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis en conséquence de la dépressurisation temporaire des équipements ou des pipelines requise pour effectuer la réparation.

Réparation — arrêt de l'installation nécessaire

(7) Si le composant d'équipement ne peut pas être réparé en cours d'utilisation, le prochain arrêt programmé de l'installation de pétrole et de gaz en amont est fixé au plus tard au jour où le volume total estimé des émissions fugitives qui proviendraient de ce composant et de tout autre composant d'équipement, si ceux-ci n'étaient pas

equipment component and from all other equipment components as of that day is equal to the volume of hydrocarbon gas that, if none of those equipment components were repaired, would be emitted during a temporary depressurization of the equipment or a pipeline conducted in order to carry out the repair.

Verification of repair

(8) An equipment component is considered to be repaired when the fugitive emission is no longer detectable using a method that is capable of detecting hydrocarbon gas at a flow rate of 60 g/h or less or at a concentration of 500 ppmv or less.

Application – repair while in operation

8.16 (1) The operator of an upstream oil and gas facility may apply to the Minister to extend the repair period referred to in paragraph 8.15(3)(a) or (b) or subsection 8.15(4) or, in the case where the repair has been deferred in accordance with subsection 8.15(6), to extend the period to complete the repair, if

- (a)** they make the application at least 15 days before the day on which the repair period ends or the day to which the repair has been deferred, as the case may be; and
- (b)** the equipment component is emitting hydrocarbon gas at a flow rate of less than 10 kg/h.

Application – deferral of shutdown

(2) The operator of an upstream oil and gas facility may apply to the Minister to defer the scheduled day of the next planned shutdown of the facility determined in accordance with subsection 8.15(7) if they make the application at least 15 days before that scheduled day.

Content

(3) An application made under subsection (1) or (2) must contain the information referred to in Schedule 1 and the following information and documents:

- (a)** in the case of an application made under subsection (1), documents that establish that, as of the making of the application, there are reasonable grounds to conclude that it is not technically feasible for the operator to complete the repair of the equipment component before the end of the applicable repair period or the day to which the repair has been deferred, as the case may be;
- (b)** in the case of an application made under subsection (2), documents that establish that, as of the making of the application, there are reasonable grounds to conclude that it is not technically feasible for the

réparés, depuis la date de détection de l'émission fugitive est égal au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis en conséquence de la dépressurisation temporaire des équipements ou des pipelines requise pour effectuer la réparation.

Vérification de la réparation

(8) Le composant d'équipement est considéré comme étant réparé si l'émission fugitive ne peut plus être détectée au moyen d'une méthode permettant de détecter les gaz d'hydrocarbures d'un débit d'au plus 60 g/h ou d'une concentration d'au plus 500 ppmv.

Demande – réparation pendant l'utilisation

8.16 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont peut demander au ministre de prolonger le délai de réparation prévu aux alinéas 8.15(3)a) ou b) ou au paragraphe 8.15(4) ou, dans le cas où la réparation est reportée au titre du paragraphe 8.15(6), de prolonger le délai nécessaire à l'achèvement de la réparation, si, à la fois :

- a)** la demande est présentée au moins quinze jours avant l'expiration du délai de réparation ou avant le jour auquel la réparation a été reportée, selon le cas;
- b)** le composant d'équipement émet des gaz d'hydrocarbures à un débit inférieur à 10 kg/h.

Demande de report de l'arrêt

(2) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont peut demander au ministre de reporter le jour du prochain arrêt programmé de l'installation fixé en application du paragraphe 8.15(7), la demande devant être présentée au moins quinze jours avant ce jour.

Contenu

(3) La demande présentée au titre des paragraphes (1) ou (2) comporte les renseignements prévus à l'annexe 1 ainsi que les éléments suivants :

- a)** s'agissant d'une demande présentée au titre du paragraphe (1), les documents établissant que, au moment de la demande, il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques, l'exploitant n'est pas en mesure de réparer le composant d'équipement avant l'expiration du délai de réparation applicable ou avant le jour auquel la réparation a été reportée, selon le cas;
- b)** s'agissant d'une demande présentée au titre du paragraphe (2), les documents établissant que, au moment de la demande, il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques,

operator to complete the repair of the equipment component before the end of the next planned shutdown of the upstream oil and gas facility;

(c) documents that establish that the operator has a plan to repair the equipment component that sets out

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

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

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

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

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

Conditions

(4) If the application contains the information and documents referred to in subsection (3), the Minister must

(a) in the case of an application referred to in subsection (1), extend the repair period or the period of time to complete the repair, as the case may be, for a period of no more than six months; and

(b) in the case of an application referred to in subsection (2), defer the scheduled day of the next planned shutdown for a period of no more than six months.

Renewal

(5) The Minister must renew an extension or deferral granted under subsection (4) if

(a) the operator provides the Minister with a renewal application that contains the information referred to in Schedule 1 and the following information and documents:

(i) the information referred to in paragraphs (3)(c) and (d),

l'exploitant n'est pas en mesure de réparer le composant d'équipement avant la fin du prochain arrêt programmé de l'installation de pétrole et de gaz en amont;

c) les documents établissant que l'exploitant dispose d'un plan de réparation du composant d'équipement qui comporte :

(i) la date d'achèvement prévue de la réparation,

(ii) les mesures qui seront prises pour assurer l'achèvement de la réparation au plus tard à cette date,

(iii) la justification, documents à l'appui, du fait que cette date est la première date à laquelle la réparation peut être effectuée,

(iv) les mesures qui seront prises pour éliminer ou, à défaut, réduire le plus possible tout effet nocif que les émissions de gaz d'hydrocarbures pourraient avoir sur l'environnement ou sur la santé ou la sécurité des personnes avant l'achèvement de la réparation;

d) un énoncé portant que la mise en œuvre du plan commencera dans les trente jours suivant la date à laquelle la prolongation ou le report aura été accordé.

Conditions

(4) Si la demande comporte les éléments prévus au paragraphe (3), le ministre :

a) s'agissant d'une demande visée au paragraphe (1), prolonge d'une période d'au plus six mois le délai de réparation ou celui nécessaire à l'achèvement de la réparation, selon le cas;

b) s'agissant d'une demande visée au paragraphe (2), reporte d'une période d'au plus six mois le jour fixé du prochain arrêt programmé de l'installation de pétrole et de gaz en amont.

Renouvellement

(5) Le ministre renouvelle la prolongation ou le report accordé en vertu du paragraphe (4) si, à la fois :

a) l'exploitant lui présente une demande de renouvellement qui comporte les renseignements prévus à l'annexe 1 et les éléments suivants :

(i) les renseignements prévus aux alinéas (3)c) et d),

(ii) in the case of an application to renew an extension granted under paragraph (4)(a), documents that establish that, as of the making of the application, there are reasonable grounds to conclude that it is not technically feasible for the operator to complete the repair of the equipment component before the day on which the extended repair period ends or the additional time to complete the repair ends, as the case may be, and

(iii) in the case of an application to renew a deferral granted under paragraph (4)(b), documents that establish that, as of the making of the application, there are reasonable grounds to conclude that it is not technically feasible for the operator to complete the repair of the equipment component before the day to which the next planned shutdown of the upstream oil and gas facility was deferred;

(b) the application is provided

(i) in the case of an application to renew an extension referred to in paragraph (4)(a), no later than 45 days before the day on which the extended repair period ends or the additional time to complete the repair ends, as the case may be, and

(ii) in the case of an application to renew a deferral referred to in paragraph (4)(b), no later than 45 days before the day to which the planned shutdown of the upstream oil and gas facility was deferred; and

(c) the extension or deferral, as the case may be, has not been previously renewed.

Refusal

(6) The Minister must refuse to grant an application referred to in this section if the Minister has reasonable grounds to believe that the operator has provided false or misleading information in the application.

Revocation

8.17 (1) The Minister must revoke an extension or deferral granted under subsection 8.16(4) or renewed under subsection 8.16(5) if the Minister has reasonable grounds to believe that the operator has provided false or misleading information in their application.

Limits

(2) However, the Minister must not revoke the extension or deferral unless the Minister has provided the operator with

(a) written reasons for the proposed revocation; and

(ii) s'agissant d'une demande de renouvellement de la prolongation accordée au titre de l'alinéa (4)a), les documents établissant que, au moment de la demande, il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques, l'exploitant n'est pas en mesure de réparer le composant d'équipement avant l'expiration du délai de réparation prolongé ou de la période supplémentaire accordée, selon le cas,

(iii) s'agissant d'une demande de renouvellement du report accordé au titre de l'alinéa (4)b), les documents établissant que, au moment de la demande, il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques, l'exploitant n'est pas en mesure de réparer le composant d'équipement avant le jour auquel le prochain arrêt programmé de l'installation de pétrole et de gaz en amont a été reporté;

b) la demande de renouvellement est présentée :

(i) dans le cas d'une prolongation visée à l'alinéa (4)a), au moins quarante-cinq jours avant l'expiration du délai de réparation prolongé ou de la période supplémentaire accordée, selon le cas,

(ii) dans le cas d'un report visé à l'alinéa (4)b), au moins quarante-cinq jours avant le jour auquel le prochain arrêt programmé de l'installation de pétrole et de gaz en amont a été reporté;

c) la prolongation ou le report, selon le cas, n'a pas déjà été renouvelé.

Rejet

(6) Le ministre rejette toute demande visée au présent article s'il a des motifs raisonnables de croire que l'exploitant y a fourni des renseignements faux ou trompeurs.

Révocation

8.17 (1) Le ministre révoque la prolongation ou le report accordé en vertu du paragraphe 8.16(4) ou renouvelé en vertu du paragraphe 8.16(5) s'il a des motifs raisonnables de croire que l'exploitant a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande.

Limites

(2) Il ne peut toutefois révoquer la prolongation ou le report que s'il donne à l'exploitant :

a) les motifs écrits de la révocation projetée;

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

Record — inspections and fugitive emissions

8.18 A record must be made that sets out the following information respecting the inspections and fugitive emissions at an upstream oil and gas facility:

- (a) for each inspection,
 - (i) its date and time,
 - (ii) whether it was a comprehensive inspection, a screening inspection or an annual inspection,
 - (iii) the methodology used,
 - (iv) the make and model number of each instrument used,
 - (v) information respecting the calibration of each instrument used, and
 - (vi) whether a fugitive emission was detected;
- (b) the name and contact information of the auditor who conducted the annual inspection, along with the name and business address of their employer;
- (c) for each person who conducted a comprehensive or screening inspection,
 - (i) their name and contact information and the name and business address of their employer, if their employer is not the operator,
 - (ii) the dates on which they received training and, for each of those dates, the number of hours of training, and
 - (iii) a description of the training received;
- (d) if, in accordance with paragraph 8.1(2)(b), a comprehensive inspection was not carried out at the facility
 - (i) the volume, expressed in m³, of crude oil produced at the facility in the previous calendar year, and
 - (ii) the combined volume, expressed in m³, of hydrocarbon gas produced and received at the facility in the previous calendar year;
- (e) if, in accordance with subsection 8.1(3) or paragraph 8.11(2)(b), a comprehensive inspection or

b) la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

Renseignements à consigner — inspections et émissions fugitives

8.18 Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard des inspections et des émissions fugitives de l'installation de pétrole et de gaz en amont :

- a) relativement à chaque inspection effectuée :
 - (i) la date et l'heure,
 - (ii) son type (inspection complète, annuelle ou de dépistage),
 - (iii) la méthode utilisée,
 - (iv) la marque et le numéro de modèle de chaque instrument utilisé,
 - (v) les détails concernant l'étalonnage de chaque instrument utilisé,
 - (vi) un énoncé indiquant si des émissions fugitives ont été détectées ou non;
- b) les nom et coordonnées du vérificateur qui a effectué l'inspection annuelle ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur;
- c) relativement à chaque personne qui a effectué l'inspection complète ou de dépistage :
 - (i) son nom, ses coordonnées ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur si celui-ci n'est pas l'exploitant,
 - (ii) les dates auxquelles la formation a été reçue et, pour chaque date, le nombre d'heures de formation,
 - (iii) la description de la formation reçue;
- d) si, en application de l'alinéa 8.1(2)b), l'installation n'a pas eu à faire l'objet d'une inspection complète :
 - (i) le volume de pétrole brut, exprimé en m³, qu'elle a produit au cours de l'année civile précédente,
 - (ii) le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m³, qu'elle a produit et reçu au cours de l'année civile précédente;
- e) si, en application du paragraphe 8.1(3) ou de l'alinéa 8.11(2)b), l'installation n'a pas fait l'objet d'une inspection complète ou de dépistage, la température qu'indiquaient, la veille du jour prévu de l'inspection,

screening inspection was not carried out at the facility, the temperature that, on the day before the scheduled day of the inspection, was forecasted for the facility's location on that scheduled day; and

(f) for each fugitive emission detected,

(i) the unique identifier, if any, assigned to the emission by the operator,

(ii) a description of the equipment component that emitted the hydrocarbon gas and the location of that equipment component,

(iii) the date on which the emission was detected,

(iv) the date on which the emission ended,

(v) the flow rate, expressed in kg/h, of the emission before repair of the equipment component, if determined,

(vi) if the equipment component cannot be repaired while it is operating, the day of the next planned shutdown of the facility and the calculations that support scheduling the shutdown on that day,

(vii) if a measure referred to in subsection 8.15(4) is taken to reduce the flow rate of the emission to less than 10 kg/h, the flow rate of the emission, expressed in kg/h, after that measure was taken,

(viii) if the repair of the equipment component was deferred in accordance with subsection 8.15(6), the calculations that were used to identify the date until which the repair can be deferred, and

(ix) for each equipment component that is repaired, the method that was used to verify the repair.

— SOR/2025-280, s. 7

7 Sections 9 to 19 and the headings before section 20 of the Regulations are repealed.

— SOR/2025-280, s. 8

8 (1) The portion of subsection 20(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Application of sections 26, 27 and 37 to 45

20 (1) Sections 26, 27 and 37 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,

les prévisions météorologiques pour ce jour au lieu où se trouve l'installation;

f) relativement à chaque émission fugitive détectée :

(i) l'identifiant unique, le cas échéant, que lui a attribué l'exploitant,

(ii) la description et l'emplacement du composant d'équipement qui l'a émise,

(iii) la date où elle a été détectée,

(iv) la date où elle a cessé,

(v) son débit, exprimé en kg/h, avant la réparation du composant d'équipement en cause, si ce débit est établi,

(vi) si la réparation du composant d'équipement exige l'arrêt, le jour du prochain arrêt programmé de l'installation et les calculs ayant servi à fixer ce jour,

(vii) si des mesures qui réduisent le débit de l'émission à moins de 10 kg/h sont prises au titre du paragraphe 8.15(4), son débit, exprimé en kg/h, établi à la suite de la prise de ces mesures,

(viii) si la réparation du composant d'équipement a été reportée au titre du paragraphe 8.15(6), les calculs ayant servi à fixer le jour auquel la réparation du composant d'équipement a été reportée,

(ix) la méthode utilisée pour vérifier la réparation du composant d'équipement réparé.

— DORS/2025-280, art. 7

7 Les articles 9 à 19 et les intertitres précédant l'article 20 du même règlement sont abrogés.

— DORS/2025-280, art. 8

8 (1) Le passage du paragraphe 20(1) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Application des articles 26, 27 et 37 à 45

20 (1) Les articles 26, 27 et 37 à 45 s'appliquent à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont à compter du premier jour du mois qui suit la période de douze

or is expected to produce or receive, a combined volume of more than 60 000 standard m³ of hydrocarbon gas for a period of 12 months, determined as follows:

(2) Section 20 of the Regulations is repealed.

— SOR/2025-280, s. 9

9 (1) The portion of section 21 of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Records — non-application

21 If, for a given month, none of sections 26, 27 and 37 to 45 apply in respect of an upstream oil and gas facility, a record, with supporting documents, must be made that indicates

(2) Section 21 of the Regulations is repealed.

— SOR/2025-280, s. 10

10 Sections 22 to 27 of the Regulations are repealed.

— SOR/2025-280, s. 11

11 The headings before section 28 and sections 28 to 36 of the Regulations are repealed.

— SOR/2025-280, s. 12

12 The heading before section 37 and sections 37 to 45 of the Regulations are repealed.

— SOR/2025-280, s. 13

13 The Regulations are amended by adding the following after section 45:

Hydrocarbon Gas Destruction and Venting

Application

Application of sections 46 to 50

45.1 Sections 46 to 50 apply in respect of an upstream oil and gas facility

(a) if operations at the facility begin before January 1, 2028, as of January 1, 2030; and

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 supérieur à 60 000 m³ normalisés, déterminé de la manière suivante :

(2) L'article 20 du même règlement est abrogé.

— DORS/2025-280, art. 9

9 (1) Le passage de l'article 21 du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Renseignements à consigner — non-application

21 Si aucun des articles 26, 27 et 37 à 45 ne s'applique, pour un mois donné, à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont, les renseignements ci-après sont consignés, documents à l'appui :

(2) L'article 21 du même règlement est abrogé.

— DORS/2025-280, art. 10

10 Les articles 22 à 27 du même règlement sont abrogés.

— DORS/2025-280, art. 11

11 Les intertitres précédant l'article 28 et les articles 28 à 36 du même règlement sont abrogés.

— DORS/2025-280, art. 12

12 L'intertitre précédant l'article 37 et les articles 37 à 45 du même règlement sont abrogés.

— DORS/2025-280, art. 13

13 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 45, de ce qui suit :

Destruction de gaz d'hydrocarbures et évacuation

Champ d'application

Application des articles 46 à 50

45.1 Les articles 46 à 50 s'appliquent à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont à compter :

a) du 1^{er} janvier 2030, si l'exploitation débute avant le 1^{er} janvier 2028;

b) de la date du début de l'exploitation, si elle débute le 1^{er} janvier 2028 ou ultérieurement.

(b) if operations at the facility begin on or after January 1, 2028, as of the day on which it begins operations.

– SOR/2025-280, s. 14

14 Section 45.1 of the Regulations and the heading “Application” before it are repealed.

– SOR/2025-280, s. 16

16 The Regulations are amended by adding the following after section 45.1:

Hydrocarbon Gas Destruction

Engineering study required

46 (1) The destruction of hydrocarbon gas at an upstream oil and gas facility, other than destruction that is necessary to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation, must be supported by an engineering study that concludes that use of the hydrocarbon gas to produce useful heat or energy is not feasible in the circumstances.

Reassessment

(2) The engineering study must be reassessed every 12 months by an engineer and if the conclusion referred to in subsection (1) can no longer be supported, the destruction of hydrocarbon gas at the facility must cease.

Hydrocarbon gas destruction equipment

47 (1) Hydrocarbon gas destruction equipment, other than a catalytic oxidation system, that is used at an upstream oil and gas facility must

(a) have a combustion system that, when hydrocarbon gas is routed to that system,

(i) maintains the stable combustion of hydrocarbon gas without generating any visible emission, and

(ii) has a carbon conversion efficiency of at least 98%; and

(b) be operated and maintained in accordance with the manufacturer’s recommendations or, if they are not available, industry standards and best practices.

Visual inspection

(2) If the combustion system referred to in paragraph (1)(a) does not have an automatic flame failure detection system, the hydrocarbon gas destruction equipment must

– DORS/2025-280, art. 14

14 L’article 45.1 du même règlement et l’intitulé « Champ d’application » le précédant sont abrogés.

– DORS/2025-280, art. 16

16 Le même règlement est modifié par adjonction, après l’article 45.1, de ce qui suit :

Destruction de gaz d’hydrocarbures

Étude technique requise

46 (1) Sauf si elle est nécessaire pour éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d’une situation d’urgence, la destruction de gaz d’hydrocarbures à l’installation de pétrole et de gaz en amont est étayée par une étude technique qui conclut que l’usage des gaz aux fins de production de chaleur ou d’énergie utiles n’est pas possible dans les circonstances.

Révision

(2) L’étude technique est révisée tous les douze mois par un ingénieur et, si la conclusion visée au paragraphe (1) n’est plus justifiée, la destruction de gaz d’hydrocarbures à l’installation doit cesser.

Équipement de destruction de gaz d’hydrocarbures

47 (1) L’équipement de destruction de gaz d’hydrocarbures, à l’exception du système d’oxydation catalytique, utilisé à l’installation de pétrole et de gaz en amont, doit satisfaire aux conditions suivantes :

a) être doté d’un système de combustion qui, lorsque les gaz d’hydrocarbures y sont acheminés, à la fois :

(i) maintient une combustion stable des gaz d’hydrocarbures, sans émissions visibles,

(ii) assure une efficacité minimale de conversion de carbone de 98 %;

b) être utilisé et entretenu selon les recommandations du fabricant ou, si elles ne sont pas disponibles, selon les normes et les pratiques exemplaires de l’industrie.

Inspection visuelle

(2) Dans le cas où le système de combustion mentionné à l’alinéa (1)a n’est pas doté d’un système de détection automatique de l’extinction de la flamme, l’équipement de

be visually inspected at least once every seven days to ensure that stable combustion of hydrocarbon gas is being maintained.

Catalytic oxidation system

(3) A catalytic oxidation system that is used at an upstream oil and gas facility for the purpose of hydrocarbon gas destruction must

- (a)** be operated such that hydrocarbon gas is not routed to the system when the catalyst temperature is below that recommended by the equipment manufacturer; and
- (b)** be operated and maintained in accordance with the manufacturer's recommendations.

Records

48 (1) If destruction of hydrocarbon gas occurs at an upstream oil and gas facility, a record must be made that contains

- (a)** a copy of the engineering study referred to in subsection 46(1); and
- (b)** as applicable, a copy of the conclusions of any re-assessment of that study performed in accordance with subsection 46(2).

Records

(2) The following records must be made respecting the hydrocarbon gas destruction equipment that is located at the facility:

- (a)** a record that indicates whether the equipment consists of a combustion system or catalytic oxidation system;
- (b)** in the case where the equipment consists of a combustion system,
 - (i)** a record that indicates whether it has an automatic flame failure detection system and how the flame will be relit if it fails, and
 - (ii)** if the combustion system does not have an automatic flame failure detection system, a record of each visual inspection performed in accordance with subsection 47(2); and
- (c)** a record that indicates how the equipment meets the requirements of subsection 47(1) or (3), as applicable, and that contains a description of how the equipment is operated and maintained, including the

destruction de gaz d'hydrocarbures fait l'objet d'une inspection visuelle au moins une fois tous les sept jours pour assurer le maintien d'une combustion stable des gaz d'hydrocarbures.

Système d'oxydation catalytique

(3) Le système d'oxydation catalytique utilisé à l'installation de pétrole et de gaz en amont aux fins de destruction de gaz d'hydrocarbures doit satisfaire aux conditions suivantes :

- a)** être utilisé de sorte que les gaz d'hydrocarbures n'y soient pas acheminés lorsque la température du catalyseur est inférieure à celle recommandée par le fabricant de l'équipement;
- b)** être utilisé et entretenu selon les recommandations du fabricant.

Dossier à tenir

48 (1) Si des gaz d'hydrocarbures sont détruits à l'installation de pétrole et de gaz en amont, un dossier comportant les copies ci-après est tenu :

- a)** une copie de l'étude technique prévue au paragraphe 46(1);
- b)** le cas échéant, une copie des conclusions de toute révision de cette étude effectuée en application du paragraphe 46(2).

Renseignements à consigner

(2) Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard de l'équipement de destruction des gaz d'hydrocarbures à l'installation :

- a)** une indication précisant si l'équipement est un système de combustion ou un système d'oxydation catalytique;
- b)** dans le cas où l'équipement est un système de combustion :
 - (i)** une indication précisant s'il est doté d'un système de détection automatique de l'extinction de la flamme et précisant la manière dont la flamme est rallumée en cas d'extinction,
 - (ii)** s'il n'est pas doté d'un système de détection automatique de l'extinction de la flamme, une indication précisant les inspections visuelles effectuées en conformité avec le paragraphe 47(2);
- c)** une indication précisant la façon dont la conformité de l'équipement aux exigences prévues aux paragraphes 47(1) ou (3), selon le cas, est assurée ainsi

manufacturer's recommendations — or, if they are not available — a list of the industry standards and best practices for its operation and maintenance.

Venting

Venting prohibited

49 (1) Subject to subsection (2), hydrocarbon gas must not be vented from an upstream oil and gas facility.

Exceptions

(2) Hydrocarbon gas may be vented from the facility if

(a) it is vented as part of planned equipment maintenance or a planned temporary depressurization of equipment or a pipeline and measures are taken to minimize the volume of hydrocarbon gas that is vented;

(b) it is necessary to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation;

(c) the heating value of the hydrocarbon gas or its flow rate are insufficient to sustain continuous destruction of the gas by hydrocarbon gas destruction equipment;

(d) the use of hydrocarbon gas destruction equipment or hydrocarbon gas conservation equipment would prolong an interruption of the hydrocarbon gas supply to the public; or

(e) crude oil is produced at the facility and

(i) operations at the facility began before January 1, 2028,

(ii) in the calendar year before the one in which the venting is to occur, the volume of crude oil produced at the facility did not exceed 600 m³ and the total volume of hydrocarbon gas vented from the facility did not exceed 12 000 m³,

(iii) the venting is not from a pneumatic device that uses pressurized gas to generate mechanical energy, and

(iv) measures are taken to minimize the volume of hydrocarbon gas that is vented, such as the conservation or destruction of the gas.

qu'une description de la façon dont l'équipement est utilisé et entretenu, qui comprend les recommandations du fabricant ou, si ces dernières ne sont pas disponibles, une liste des normes et des pratiques exemplaires de l'industrie en la matière.

Évacuation

Interdiction — évacuations

49 (1) Il est interdit d'évacuer les gaz d'hydrocarbures de l'installation de pétrole et de gaz en amont.

Exceptions

(2) Les gaz d'hydrocarbures de l'installation de pétrole et de gaz en amont peuvent toutefois être évacués si, selon le cas :

a) l'évacuation est faite dans le cadre de l'entretien programmé de l'équipement ou de la dépressurisation temporaire programmée de l'équipement ou des pipelines et des mesures sont prises pour réduire le plus possible le volume de gaz d'hydrocarbures évacué;

b) elle est nécessaire pour éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d'une situation d'urgence;

c) le pouvoir calorifique ou le débit des gaz d'hydrocarbures n'est pas suffisant pour assurer une destruction continue des gaz par l'équipement de destruction des gaz d'hydrocarbures;

d) l'utilisation de l'équipement de destruction ou de conservation des gaz d'hydrocarbures prolongerait l'interruption de l'approvisionnement du public en gaz d'hydrocarbures;

e) l'installation produit du pétrole brut et les conditions suivantes sont réunies :

(i) son exploitation débute avant le 1^{er} janvier 2028,

(ii) au cours de l'année civile précédant l'évacuation, le volume de pétrole brut qui y est produit est d'au plus 600 m³ et le volume total de gaz d'hydrocarbures qui en est évacué est d'au plus 12 000 m³,

(iii) l'évacuation ne provient pas d'un dispositif pneumatique qui génère de l'énergie mécanique au moyen de gaz sous pression,

(iv) des mesures, comme la destruction ou la conservation de gaz d'hydrocarbures, sont prises pour réduire le plus possible le volume de gaz d'hydrocarbures évacué.

Venting limit

(3) Despite subsection (2), no more than 12 000 m³ of hydrocarbon gas may be vented in a calendar year from an upstream oil and gas facility referred to in paragraph (2)(e).

Record — venting

50 A record must be made that sets out the following information respecting the venting of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility:

(a) for each instance of venting referred to in paragraphs 49(2)(a) to (d),

- (i)** the date, time and duration of the venting,
- (ii)** identification of the equipment component that is the source of the venting,
- (iii)** the flow rate of the vented hydrocarbon gas, expressed in kg/h, under standard conditions,
- (iv)** a description of the circumstances leading up to the venting and the reasons for it, including identification of the exception referred to in subsection 49(2) that is to be relied on and an explanation of why it is applicable in the circumstances, and

(v) the measures that were taken to minimize the volume of the vented hydrocarbon gas; and

(b) in respect of venting referred to in paragraph 49(2)(e),

- (i)** the volume of crude oil, expressed in m³, that was produced at the facility in the previous calendar year,
- (ii)** the volume of hydrocarbon gas, expressed in m³, that was vented from facility in the previous calendar year, and
- (iii)** the measures that were taken to minimize the volume of vented hydrocarbon gas.

Limite d'évacuation

(3) Malgré le paragraphe (2), il est interdit d'évacuer, au cours d'une année civile, plus de 12 000 m³ de gaz d'hydrocarbures de l'installation de pétrole et de gaz en amont visée à l'alinéa (2)e).

Renseignements à consigner — évacuation

50 Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard des évacuations de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont :

a) s'agissant des évacuations visées aux alinéas 49(2)a) à d) :

- (i)** la date, l'heure et la durée,
- (ii)** le composant d'équipement à l'origine de l'évacuation,
- (iii)** le débit des gaz d'hydrocarbures évacués, exprimé en kg/h, dans des conditions normalisées,
- (iv)** les circonstances et les raisons à l'origine de l'évacuation, notamment une mention de celle des exceptions visées au paragraphe 49(2) qui justifie l'évacuation dans ces circonstances, explications à l'appui,

(v) les mesures prises pour réduire le plus possible le volume de gaz d'hydrocarbures évacué;

b) s'agissant de l'évacuation visée à l'alinéa 49(2)e) :

- (i)** le volume de pétrole brut, exprimé en m³, produit au cours de l'année civile précédente,
- (ii)** le volume de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m³, évacué au cours de l'année civile précédente,
- (iii)** les mesures prises pour réduire le plus possible le volume de gaz d'hydrocarbures évacué.

PART 2

Upstream Oil and Gas Facilities Using an Emission Monitoring System

System Operation

After providing notice

51 (1) After providing the notice referred to in subsection 2.2(2), the operator must ensure that the facility emission intensity for the upstream oil and gas facility, as calculated by an engineer, remains less than its facility emission reference standard.

Updates

(2) The facility emission intensity and facility emission rate for the facility must be updated annually and after

(a) each analysis that is conducted under subsection 53.2(2); and

(b) any physical change to the facility or change to its operation that would affect, by 10% or more, the volume of the facility's hydrocarbon gas emissions or the volume of hydrocarbon gas that is produced or processed at the facility or transported from it.

Adjustment to facility emission rate

(3) A facility emission rate that is updated, including in accordance with subsection (2), must be adjusted to include any change in the volume of hydrocarbon gas emissions from the facility, expressed in kg/h, that an engineer estimates will occur in the 365-day period following a physical change to the facility or a change to its operation that has occurred since the day on which the rate was last determined.

Record

(4) A record must be made that sets out the following information:

(a) the facility emission intensity and facility emission rate for the upstream oil and gas facility on the day specified in the notice provided under subsection 2.2(2); and

PARTIE 2

Installations de pétrole et de gaz en amont utilisant un système de mesure et d'enregistrement des émissions

Utilisation du système

Avis donné

51 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont qui donne au ministre l'avis visé au paragraphe 2.2(2) veille à ce que l'intensité d'émission de l'installation, calculée par un ingénieur, demeure inférieure à son étalon de référence.

Mise à jour

(2) L'intensité d'émission et le seuil du taux d'émission de l'installation de pétrole et de gaz en amont sont mis à jour annuellement et à la suite :

a) de chaque analyse effectuée en application du paragraphe 53.2(2);

b) de tout changement physique apporté à l'installation, ou tout changement apporté à son fonctionnement, qui aurait une incidence d'au moins 10 % sur le volume de ses émissions de gaz d'hydrocarbures ou sur le volume de gaz d'hydrocarbures qui y est produit ou traité ou depuis laquelle il est transporté.

Rajustement du seuil du taux d'émission

(3) Lorsque le seuil du taux d'émission est mis à jour, notamment en application du paragraphe (2), il doit être rajusté pour tenir compte de tout changement du volume des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation, exprimé en kg/h, qui, selon l'estimation d'un ingénieur, se produira pendant la période de trois cent soixante-cinq jours suivant un changement physique apporté à l'installation, ou un changement apporté à son fonctionnement, depuis la date de la dernière détermination du seuil.

Renseignements à consigner

(4) Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont :

a) son intensité d'émission et son seuil du taux d'émission à la date indiquée dans l'avis donné aux termes du paragraphe 2.2(2);

(b) each update to its facility emission intensity and facility emission rate, the date of the update and the reason for it.

Continuous operation

52 (1) An emission monitoring system must be operating at all times, except for any period during which all or part of the system is undergoing preventive maintenance.

Preventive maintenance

(2) The preventive maintenance must not be performed during any period in which an emission of hydrocarbon gas is planned or expected to occur at the upstream oil and gas facility.

System Requirements

Sensors and other equipment

53 (1) An emission monitoring system must meet the following requirements:

- (a) its sensors and other equipment must
 - (i) be capable, under controlled laboratory conditions, of detecting hydrocarbon gas emissions that have a total flow rate of 1 kg/h or more, and
 - (ii) be placed at locations where they can detect hydrocarbon gas emissions at the facility;
- (b) its sensors must take readings
 - (i) in the case of a Type 1 facility, at least once every 15 minutes, and
 - (ii) in the case of a Type 2 facility or an inactive facility, at least once every 12 hours;
- (c) it must record each reading taken under paragraph (b); and
- (d) it must generate an alert when the total flow rate of hydrocarbon gas emissions detected at the facility exceeds the facility emission rate by 1 kg/h or more.

Calibration

(2) All sensors and other equipment that constitute the emission monitoring system must be calibrated in accordance with the manufacturer's recommendations such that their measurements have a maximum margin of error of $\pm 20\%$.

b) les mises à jour de son intensité d'émission et de son seuil du taux d'émission ainsi que la raison et la date des mises à jour.

Fonctionnement continu

52 (1) Sauf lors de l'entretien préventif du système ou d'un de ses éléments, le système de mesure et d'enregistrement des émissions fonctionne sans interruption.

Entretien préventif

(2) Il est interdit de procéder à l'entretien préventif durant toute période où l'émission de gaz d'hydrocarbures est projetée ou peut survenir.

Exigences – système

Capteurs et autres équipements

53 (1) Le système de mesure et d'enregistrement des émissions remplit les exigences suivantes :

- a) ses capteurs et autres équipements, à la fois :
 - (i) dans des conditions contrôlées en laboratoire, permettent la détection des émissions de gaz d'hydrocarbures dont le débit total est de 1 kg/h ou plus,
 - (ii) sont situés de sorte à permettre la détection des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation;
- b) ses capteurs prennent une mesure :
 - (i) dans le cas d'une installation de type 1, au moins toutes les quinze minutes,
 - (ii) dans le cas d'une installation de type 2 ou d'une installation inactive, au moins toutes les douze heures;
- c) il enregistre les mesures prises en application de l'alinéa b);
- d) il émet une alerte lorsque le débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures détectées à l'installation dépasse le seuil du taux d'émission de celle-ci de 1 kg/h ou plus.

Étalonnage

(2) Les capteurs et autres équipements du système de mesure et d'enregistrement des émissions sont étalonnés conformément aux recommandations du fabricant de façon à permettre une prise de mesure avec une marge d'erreur maximale de $\pm 20\%$.

Inspection

Annual inspection

53.1 (1) Subject to subsections (2) and (3), an annual inspection for hydrocarbon gas emissions at an upstream oil and gas facility must be conducted once per calendar year, with no less than 180 days having elapsed since the date of the last annual inspection, by an auditor who

(a) is independent of the operator and owner of the facility that is to be inspected; and

(b) has knowledge of and experience with emission detection instruments.

Exception

(2) An annual inspection is not required to be conducted at the upstream oil and gas facility in any calendar year in which an annual inspection is conducted at the facility under subsection 8.12(1).

Exception

(3) An annual inspection is not required to include the inspection of an equipment component if that inspection would pose a serious risk to human health or safety.

Methodology

(4) An annual inspection must be conducted using methods that, under standard conditions, provide a 90% or greater probability of detecting hydrocarbon gas emissions at the facility that have a total flow rate of 10 kg/h or more.

Record — annual inspection

(5) A record must be made that sets out the following information respecting each annual inspection:

(a) its date and time;

(b) the name and contact information of the auditor who conducted the inspection, along with the name and business address of their employer;

(c) a description of the methodology and equipment used;

(d) information respecting the calibration of each instrument used;

(e) whether hydrocarbon gas emissions were detected; and

Inspection

Inspection annuelle

53.1 (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), une inspection annuelle est effectuée aux fins de détection des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont, chaque année civile, à au moins cent quatre-vingts jours d'intervalle, par un vérificateur qui, à la fois :

a) est indépendant de l'exploitant et du propriétaire de l'installation de pétrole et de gaz en amont faisant l'objet de la vérification;

b) possède des connaissances et de l'expérience en matière d'instruments de détection des émissions.

Exception

(2) L'inspection annuelle n'est pas requise si celle prévue au paragraphe 8.12(1) est effectuée au cours de l'année civile concernée.

Exception

(3) Tout composant d'équipement dont l'inspection risque de causer un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes n'a pas à faire l'objet d'une inspection annuelle.

Méthodes

(4) L'inspection annuelle est effectuée selon les méthodes qui, dans des conditions normalisées, permettent de détecter, avec une probabilité d'au moins 90 %, les émissions de gaz d'hydrocarbures dont le débit total est de 10 kg/h ou plus.

Renseignements à consigner — inspection annuelle

(5) Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard de chaque inspection annuelle :

a) la date et l'heure;

b) les nom et coordonnées du vérificateur ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur;

c) la description des méthodes et des équipements utilisés;

d) les détails concernant l'étalonnage de chaque instrument utilisé;

e) un énoncé indiquant si des émissions de gaz d'hydrocarbures ont été détectées ou non;

- (f)** if hydrocarbon gas emissions were detected,
 - (i)** their total flow rate, expressed in kg/h,
 - (ii)** the unique identifier, if any, assigned to those emissions by the operator, and
 - (iii)** a list of the measures that were taken to reduce those emissions, if any.

Emissions

Period for emission reduction

53.2 (1) If the total flow rate of hydrocarbon gas emissions detected at an upstream oil and gas facility is higher than its facility emission rate by 1 kg/h or more, the total flow rate must be reduced to less than 1 kg/h above the facility emission rate as soon as feasible, but in any case, by no later than

- (a)** if the total flow rate is higher than the facility emission rate by 1 kg/h or more, but less than 10 kg/h higher than that rate, 30 days after the day on which the emissions are detected;
- (b)** if the total flow rate is higher than the facility emission rate by 10 kg/h or more but less than 100 kg/h higher than that rate, seven days after the day on which the emissions are detected; and
- (c)** if the total flow rate is higher than the facility emission rate by 100 kg/h or more, 24 hours after the emissions are detected.

Analysis required

(2) An analysis must be conducted in respect of each instance when the total flow rate of the hydrocarbon gas emissions detected at the upstream oil and gas facility is higher than its facility emission rate by 10 kg/h or more.

Record — system and emissions

(3) A record must be made that sets out the following information:

- (a)** the date, time and duration of each instance when the emission monitoring system is not in operation;
- (b)** for each instance when the total flow rate of hydrocarbon gas emissions at the upstream oil and gas facility was higher than its facility emission rate by 1 kg/h or more,
 - (i)** the maximum total flow rate of the emissions, expressed in kg/h, if known,

- f)** si des émissions ont été détectées :
 - (i)** leur débit total, exprimé en kg/h,
 - (ii)** leur identifiant unique, si l'exploitant leur en a attribué un,
 - (iii)** le cas échéant, les mesures prises pour les réduire.

Émissions

Délai de réduction des émissions

53.2 (1) Lorsque le débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures détectées à l'installation de pétrole et de gaz en amont dépasse le seuil du taux d'émission de celle-ci de 1 kg/h ou plus, le dépassement est ramené à moins de 1 kg/h dès que possible, mais au plus tard :

- a)** si le dépassement est de 1 kg/h ou plus, mais de moins de 10 kg/h, trente jours après la date où les émissions ont été détectées;
- b)** s'il est de 10 kg/h ou plus, mais de moins de 100 kg/h, sept jours après la date où les émissions ont été détectées;
- c)** s'il est de 100 kg/h ou plus, vingt-quatre heures après la détection des émissions.

Analyse requise

(2) Une analyse est effectuée à l'égard de chaque situation où le débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont dépasse le seuil du taux d'émission de celle-ci de 10 kg/h ou plus.

Renseignements à consigner — système et émissions

(3) Les renseignements ci-après sont consignés :

- a)** à l'égard de chaque arrêt du système de mesure et d'enregistrement des émissions, la date, l'heure et la durée de l'arrêt;
- b)** à l'égard de chaque situation où le débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont dépasse le seuil du taux d'émission de celle-ci de 1 kg/h ou plus :
 - (i)** le débit total maximum des émissions, exprimé en kg/h, s'il est connu,

(ii) the date and time when the emissions were detected,

(iii) the date and time when the total flow rate of the emissions was reduced to less than 1 kg/h above the facility emission rate,

(iv) a list of the measures that were taken to reduce the total flow rate of the emissions, and

(v) the period, if any, during which the facility was shut down; and

(c) the results of each analysis conducted under subsection (2).

Annual Report

Provided to the Minister

53.3 On or before June 30 in each year, an annual report must be provided to the Minister that contains the following information and documents in respect of the upstream oil and gas facility for the preceding calendar year:

(a) with respect to the annual inspection of the facility,

(i) as applicable, a copy of the record referred to in subsection 53.1(5) or a copy of the information referred to in paragraphs 8.18(a), (b) and (f), and

(ii) every reading of the total flow rate of hydrocarbon gas emissions at the facility that was taken and recorded by the emission monitoring system during the annual inspection;

(b) the information referred to in paragraphs 53.2(3)(b) and (c) respecting the total flow rate of hydrocarbon gas emissions during the calendar year at the facility;

(c) each update to its facility emission intensity and facility emission rate, the calculations that support the update, the date of the update and the reason for it; and

(d) the last facility emission intensity and facility emission rate calculated in the calendar year preceding the calendar year for which the report is provided.

— SOR/2025-280, s. 17

17 Subsections 54(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:

(ii) la date et l'heure auxquelles les émissions ont été détectées,

(iii) la date et l'heure auxquelles le dépassement a été ramené à moins de 1 kg/h,

(iv) la liste des mesures prises pour réduire le débit total des émissions,

(v) le cas échéant, la période pendant laquelle il y a eu arrêt de l'installation;

c) les résultats de chaque analyse effectuée en application du paragraphe (2).

Rapport annuel

Remise au ministre

53.3 Au plus tard le 30 juin de chaque année, un rapport annuel comportant, relativement à l'année civile précédente, les éléments ci-après est remis au ministre à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont :

a) relativement à l'inspection annuelle :

(i) les renseignements prévus au paragraphe 53.1(5) ou ceux visés aux alinéas 8.18a), b) et f), selon le cas,

(ii) toute mesure du débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures détectées à l'installation prise et enregistrée par le système de mesure et d'enregistrement des émissions pendant l'inspection;

b) les renseignements prévus aux alinéas 53.2(3)b) et c) relativement au débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation au cours de l'année civile;

c) les mises à jour de l'intensité d'émission et du seuil du taux d'émission de l'installation, les calculs à l'appui de ces mises à jour ainsi que la raison et la date de celles-ci;

d) la dernière intensité d'émission et le dernier seuil du taux d'émission de l'installation calculés pour l'année civile précédant celle relativement à laquelle le rapport est remis au ministre.

— DORS/2025-280, art. 17

17 Les paragraphes 54(1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Registration report

54 (1) An upstream oil and gas facility must be registered by providing a registration report for the facility to the Minister that contains the information referred to in Schedule 3.

Date of registration

(2) The facility must be registered not later than 120 days after the later of January 1, 2028 and the day on which operations at the facility begin.

— SOR/2025-280, s. 18

18 The Regulations are amended by adding the following after section 55:

Supplementary Notice

Information required

55.1 (1) If an upstream oil and gas facility is registered in accordance with subsection 54(1) before January 1, 2028, a supplementary notice that contains the information referred to in item 7 of Schedule 3 must be provided to the Minister by no later than April 30, 2028.

Deeming

(2) The information provided to the Minister under subsection (1) is deemed to be information provided in the facility's registration report.

— SOR/2025-280, s. 19

19 Schedule 1 to the Regulations is amended by replacing the references after the heading "SCHEDULE 1" with the following:

(Subsection 8.16(3) and paragraph 8.16(5)(a))

— SOR/2025-280, s. 20

20 Schedule 1 to the Regulations is amended by adding the following after item 4:

4.1 The date on which the fugitive emission was detected.

4.2 The flow rate of the fugitive emission, expressed in kg/h.

4.3 If repair of the equipment component was deferred in accordance with subsection 8.15(6), the day to which the repair was deferred and the calculations that supported deferral to that day.

Rapport d'enregistrement

54 (1) Toute installation de pétrole et de gaz en amont est enregistrée au moyen d'un rapport d'enregistrement qui comporte les renseignements prévus à l'annexe 3 et qui est soumis au ministre.

Date d'enregistrement

(2) Elle est enregistrée dans les cent vingt jours suivant le 1^{er} janvier 2028 ou, s'il est postérieur, le jour où débute son exploitation.

— DORS/2025-280, art. 18

18 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 55, de ce qui suit :

Avis supplémentaire

Renseignements requis

55.1 (1) Si l'installation de pétrole et de gaz en amont est enregistrée conformément au paragraphe 54(1) avant le 1^{er} janvier 2028, un avis supplémentaire comportant les renseignements prévus à l'article 7 de l'annexe 3 est donné au ministre au plus tard le 30 avril 2028.

Présomption

(2) Les renseignements fournis au ministre en application du paragraphe (1) sont réputés être fournis dans le rapport d'enregistrement de l'installation.

— DORS/2025-280, art. 19

19 Les renvois qui suivent le titre « ANNEXE 1 », à l'annexe 1 du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :

(paragraphe 8.16(3) et alinéa 8.16(5)a))

— DORS/2025-280, art. 20

20 L'annexe 1 du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 4, de ce qui suit :

4.1 La date de détection de l'émission fugitive.

4.2 Le débit de l'émission fugitive, exprimé en kg/h.

4.3 Si la réparation a été reportée au titre du paragraphe 8.15(6), le jour auquel elle l'a été et les calculs ayant servi à fixer ce jour.

4.4 If repair of the equipment component requires the shutdown of the upstream oil and gas facility, the day of the next shutdown scheduled in accordance with subsection 8.15(7) and the calculations that support scheduling it on that day.

— SOR/2025-280, s. 21

21 Schedule 2 to the Regulations is repealed.

— SOR/2025-280, s. 22

22 Schedule 3 to the Regulations is amended by replacing the references after the heading “SCHEDULE 3” with the following:

(Subsections 54(1) and (3) and 55.1(1))

— SOR/2025-280, s. 23

23 Schedule 3 to the Regulations is amended by adding the following after item 6:

7 Identification of the facility as either a Type 1 facility, a Type 2 facility or an inactive facility.

4.4 Si le composant d'équipement ne peut pas être réparé en cours d'utilisation, le jour du prochain arrêt programmé de l'installation de pétrole et de gaz en amont fixé en application du paragraphe 8.15(7) et les calculs ayant servi à fixer ce jour.

— DORS/2025-280, art. 21

21 L'annexe 2 du même règlement est abrogée.

— DORS/2025-280, art. 22

22 Les renvois qui suivent le titre « ANNEXE 3 », à l'annexe 3 du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :

(paragraphe 54(1) et (3) et 55.1(1))

— DORS/2025-280, art. 23

23 L'annexe 3 du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 6, de ce qui suit :

7 Un énoncé précisant s'il s'agit d'une installation de type 1, d'une installation de type 2 ou d'une installation inactive.