

# Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Version 3.0

En vigueur le 1er juillet 2023

Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

ISBN 978-1-4868-6007-4 (HTML)

ISBN 978-1-4868-6008-1 (PDF)

© Imprimeur du Roi pour l'Ontario, 2022

## Préface

Les normes techniques énoncées dans le présent document visent les puits et les ouvrages réglementés en vertu de la Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel (L.R.O. 1990, chap. P.12) avec ses modifications subséquentes, et des règlements pris en application de la Loi. Ces normes constituent les exigences minimales à respecter concernant la conception, la construction, l'exploitation, l'abandon et la sécurité des puits et des ouvrages. Elles ne sont pas destinées à servir de manuel de conception, mais devraient être consultées au moment d'exercer le jugement et les compétences pratiques qui sont nécessaires en matière d'ingénierie.

Les exigences contenues dans les présentes normes sont adaptées aux activités normales de l'industrie des ressources en pétrole, en gaz et en sel relativement aux puits et aux ouvrages. Les exigences liées à toute circonstance anormale ou inhabituelle ne sont pas expressément énoncées dans les présentes normes, et aucune règle d'ingénierie ou de construction n'y est prescrite. Il est entendu que tous les ouvrages exécutés dans le cadre de ces normes doivent être conformes ou supérieurs aux normes de sécurité mentionnées aux présentes de manière expresse ou implicite. Comme pour toute norme nouvelle, il est prévu que des modifications devront être apportées au fur et à mesure qu'elles seront dictées par de nouvelles expériences, de nouvelles technologies, ou les deux.

Les publications ci-dessous sont citées dans les présentes normes. Toute citation de ces publications fait référence au plus récent numéro desdites publications en vigueur, y compris à l'ensemble des modifications publiées.

Pratique recommandée 651 de l'API : Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks (API RP 651)

Spécification 6A de l'API : Specification for Wellhead and Tree Equipment (API Spec 6A)

Code ASME B31.1 : Power Piping (ASME B31.1)

Bulletin 5C4 de l'API : Bulletin on Round Thread Casing Joint Strength with Combined Internal Pressure and Bending (API 5C4)

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Pratique recommandée 500 de l'API : Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2 (API RP 500)

Pratique recommandée 5A5 de l'API : Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain-end Drill Pipe (API RP 5A5)

Pratique recommandée 5C1 de l'API : Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing (API RP 5C1)

Spécification 10A de l'API : Specification for Cements and Materials for Well Cementing (API Spec 10A)

Spécification 12B de l'API : Specification for Bolted Tanks for Storage of Production Liquids (API Spec 12B)

Spécification 12D de l'API : Specification for Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids (API Spec 12D)

Spécification 12F de l'API : Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids (API Spec 12F)

Spécification 12P de l'API : Specification for Fiberglass Reinforced Plastic Tanks (API Spec 12P)

Spécification 5CT de l'API : Specification for Casing and Tubing (API Spec 5CT)

Norme 12R1 de l'API : Installation, Operation, Maintenance, Inspection, and Repair of Tanks in Production Service (API Std 12R1)

Norme 521 de l'API : Pressure-relieving and Depressuring Systems (API Std 521)

Norme 650 de l'API : Welded Tanks for Oil Storage (API Std 650)

Norme 653 de l'API : Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction (API Std 653)

Rapport technique 5C3 de l'API : Calculating Performance Properties of Pipe Used as Casing or Tubing (API TR 5C3)

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Norme CSA B51, Code des chaudières, appareils et tuyauteries sous pression (CSA B51)

Norme CSA Z341 : Stockage des hydrocarbures dans les formations souterraines (CSA Z341)

Norme CSA Z662 : Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz (CSA Z662)

Normes d'électricité régissant les navires TP 127 F de Transports Canada (TP 127 F)

Code de sécurité relatif aux installations électriques de l'Ontario, tel qu'adopté en vertu du Règlement de l'Ontario 164/99 pris en application de la Loi de 1998 sur l'électricité (Code électrique de l'Ontario)

Code du bâtiment, en vertu du Règlement de l'Ontario 332/12 pris en application de la Loi de 1992 sur le code du bâtiment (Code du bâtiment)

## Table des matières

Préface .....	i
Table des matières.....	iv
Partie 1. Demande de permis de puits.....	1
Partie 2. Permis d'injection.....	6
Partie 3. Forage d'un puits .....	10
Partie 4. Mesures préventives contre les éruptions soudaines.....	37
Partie 5. Ouvrages .....	60
Partie 6. Production .....	74
Partie 7. Puits de rejet du fluide de champ pétrolifère .....	81
Partie 8. Entretien des puits .....	90
Partie 9. Exploitation par dissolution.....	92
Partie 10. Stockage des hydrocarbures.....	99
Partie 11. Comblement d'un puits.....	101
Partie 12. Fonds des ressources en pétrole, en gaz et en sel .....	106
Partie 13. Production de rapports.....	108
Partie 14. Normes des gisements pétrolifères historiques .....	117
Partie 15. Glossaire .....	120
ANNEXE 1 – Exigences relatives au BOP de forage.....	126
ANNEXE 2 – Exigences relatives à l'entretien du puits et au BOP.....	132
Figures 1 à 4 .....	136

## **Partie 1. Demande de permis de puits**

Les demandes de permis de puits doivent être présentées sur le formulaire 1. Les reproductions exactes du formulaire 1 sont acceptables.

### **1.1. Formulaire de demande 1**

Le demandeur doit remplir le formulaire 1 de la manière suivante :

- (a) toutes les parties du formulaire doivent être remplies, y compris en indiquant le nom de l'entrepreneur en sondage (s'il est connu au moment de la demande), à l'exception des parties réservées à l'usage du ministère;
- (b) toutes les données numériques doivent être fournies suivant le Système international d'unités (SI).

### **1.2. Demandes incomplètement remplies**

Les demandes incomplètement remplies ne seront pas traitées tant que l'information manquante n'aura pas été fournie. L'information manquante peut être communiquée :

- (a) par télécopieur à la Section des opérations pétrolières, ministère des Richesses naturelles et des Forêts, au numéro 519 873-4645, ou
- (b) en modifiant la demande présentée par voie électronique.

### **1.3. Pièces à l'appui de la demande**

Toutes les demandes doivent être accompagnées des pièces suivantes :

- (a) pour les puits situés :
  - (i) sur la terre ferme, un plan de situation du puits qui est conforme à l'article 1.9,
  - (ii) dans une zone submergée, un plan de situation du puits qui est conforme à l'article 1.9 et qui sera présenté avec le formulaire 7;
- (b) un programme de forage fournissant des détails sur les points suivants :
  - (i) le pronostic géologique des toits de formation, ainsi que des zones de perte de circulation et des pressions prévues pour le pétrole, le gaz et l'eau,

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (ii) les types d'appareil de forage,
  - (iii) les dimensions du trou, le calibre, la classe et le poids du tubage pour la longueur totale du puits,
  - (iv) un schéma de principe du trou de forage montrant les points de figement prévus du tubage, les dimensions du trou et le calibre du tubage, la façon dont le tubage est installé, les zones d'eau et d'hydrocarbures,
  - (v) les noms et coordonnées des membres du personnel,
  - (vi) les étapes du forage décrites dans l'ordre,
  - (vii) les méthodes de tubage et de cimentation, y compris le type de ciment, les additifs, les volumes et les toits,
  - (viii) les programmes d'échantillonnage, de carottage, de diagrapie, d'essai et de levés,
  - (ix) les méthodes d'essai pour vérifier l'intégrité du tubage et de la formation,
  - (x) les fluides de forage,
  - (xi) les solutions de rechange ou les plans d'urgence proposés pour isoler les formations visées, au cas où le programme général ne permettrait pas de résoudre un problème lié à des conditions particulières du sol ou du forage, p. ex., zones de perte de circulation, aquifères ou autres circonstances inhabituelles;
- (c) si le puits se trouve dans une zone en exploitation concertée, une carte montrant le secteur unitaire et les substances exploitées;
- (d) les droits de demande du permis de puits.

### **1.4. Droits relatifs à la demande**

Les droits relatifs à la demande doivent être payés au ministre des Finances par mandat-poste, en argent comptant, par chèque, par prélèvement automatique à partir d'un compte ou d'une carte de crédit, ou par carte de crédit ou de débit. Le paiement doit être remis avec la demande de permis de puits.

### **1.5. Emplacement hors du secteur désigné**

Si un exploitant souhaite forer un puits sur un emplacement hors du secteur désigné, il doit présenter au ministère, au moment où il fait sa demande, les raisons



Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

géologiques ou topographiques expliquant pourquoi il est impossible de forer le puits dans le secteur désigné.

## **1.6. Destinataire**

La demande doit être envoyée à la Section des opérations pétrolières, ministère des Richesses naturelles et des Forêts, 659 Exeter Road, London (Ontario) N6E 1L3, ou à [posrecords@ontario.ca](mailto:posrecords@ontario.ca).

Remarque : Avant de demander un permis de puits, l'exploitant doit établir des mesures de sécurité pour le puits proposé, conformément au Règlement de l'Ontario 245/97, et fournir des renseignements sur ces mesures sur le formulaire 1 de la demande de permis de puits (« Application for a Well Licence »).

## **1.7. Affichage des permis de puits**

L'exploitant doit afficher une copie du permis de puits sur l'emplacement du puits pendant toutes les opérations de forage, de reconditionnement ou d'exploitation menées avec un appareil de forage ou sur une plateforme de maintenance.

## **1.8. Noms de puits**

L'exploitant doit :

- (a) limiter la longueur du nom de puits à 30 caractères en incluant les espaces;
- (b) toujours faire référence au numéro de permis de puits et au nom de puits original dans toute sa correspondance avec le ministère concernant le puits;
- (c) ne pas changer le nom du puits sans l'autorisation du ministère;
- (d) employer le nom de puits établi par le ministère en cas de problème ou de différend lié au nom du puits.

## **1.9. Plan de situation du puits**

Dans le cadre de sa demande de permis de puits, l'exploitant doit présenter un plan de situation du puits qui soit de qualité égale ou supérieure à celle du plan montré à la figure 1. Ce plan doit être un dessin à l'échelle indiquant :

- (a) les coordonnées exactes de la superficie du puits, à partir de l'intersection de deux limites de lots cantonaux, les coordonnées nord-sud devant être

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

déterminées d'abord, et les coordonnées est-ouest calculées ensuite et perpendiculairement à l'orientation nord-sud;

- (b) l'angle créé par les orientations servant à calculer les coordonnées nord-sud et est-ouest au point a);
- (c) l'élévation du sol à l'emplacement du puits au-dessus du niveau moyen de la mer;
- (d) une flèche d'orientation dirigée vers le Nord et clairement dessinée;
- (e) le nom et l'emplacement du puits (puits terrestre : canton géographique, parcelle, lot et concession; puits extracôtier : lac, bloc et parcelle);
- (f) l'ensemble des habitations, bâtiments agricoles, commerciaux ou industriels, écoles, églises, lieux de rassemblement public, lignes à haute tension, emprises routières, pipelines de transport ou autres emprises de services publics, rivières, cours d'eau ou littoraux, y compris l'étiquetage, qui sont situés à moins de 100 mètres de l'emplacement du puits;
- (g) l'emplacement du puits et l'unité d'espacement requis par le puits, avec le secteur désigné et l'emplacement de l'unité d'espacement à l'intérieur du ou des lots cantonaux (Remarque : Si l'emplacement du puits est hors du secteur désigné, le plan doit indiquer l'unité d'espacement nécessaire pour le puits en groupant les périmètres d'exploitation, les unités d'espacement ou les secteurs unitaires touchés, le cas échéant.);
- (h) les coordonnées géographiques (latitude et longitude) :
  - (i) de la surface du puits,
  - (ii) de l'emplacement du fond du puits pour les puits déviés, horizontaux et latéraux;
- (i) le nom de l'auteur du plan et la date à laquelle le plan a été préparé.

### **1.9.1. Unités, rapports et données**

Les mesures servant à la préparation du plan d'emplacement du puits doivent :

- (a) être indiquées suivant le Système international d'unités (unités SI);
- (b) correspondre à des coordonnées géographiques (latitude nord et longitude ouest) fondées sur le Système de référence nord-américain de 1983 (NAD83) et être exprimées au 100e de seconde près;
- (c) être exactes au 10e de mètre près pour les mesures linéaires;

- (d) être exactes à la minute près pour les mesures angulaires;
- (e) être calculées à partir d'un repère de nivellement renvoyant aux Levés géodésiques du Canada et suivant le système de référence NAD83 pour les mesures d'élévation du sol, et être exactes au 10<sup>e</sup> de mètre près;
- (f) si le puits se trouve dans une zone submergée, l'emplacement sera vérifié avec l'appareil de forage sur place.

### **1.9.2. Plans de situation des puits déviés et horizontaux**

L'exploitant qui propose le forage d'un puits horizontal ou dévié doit présenter :

- (a) outre la vue en plan qui est requise au présent article, le tracé proposé du trou de forage, la latitude du fond du puits, la longitude du trou de forage et l'emplacement auquel le trou de forage pénètre la formation cible;
- (b) un plan en coupe montrant :
  - (i) la formation géologique ciblée, telle que prévue dans le pronostic géologique,
  - (ii) l'orientation du trou de forage dévié ou horizontal,
  - (iii) le point de déviation du trou de forage,
  - (iv) le ou les points d'intersection entre le trou de forage et le ou les secteurs désignés de l'unité d'espacement.

### **1.9.3. Levés des trous de sondage**

L'exploitant doit effectuer des levés contenant les mesures de déviation et d'orientation de tous les puits déviés, horizontaux et latéraux :

- (a) selon des intervalles d'essais de déviation ne dépassant pas 150 mètres à partir du sommet de la bride du tubage de surface jusqu'à la profondeur totale du puits pendant le forage;
- (b) qui sont exacts à  $\pm 1$  % de la profondeur du puits;
- (c) et remettre au ministère les résultats du levé, y compris la latitude et la longitude de l'emplacement du fond du trou de forage, ainsi que la version finale d'un plan en coupe et d'une vue en plan du trou de forage, comme l'explique l'article 1.9.2, d'après les données réelles de levé et dans les 30 jours suivant la date d'atteinte de la profondeur finale du puits.

## Partie 2. Permis d'injection

La partie 2 vise les puits et les projets nécessitant un permis d'injection délivré en vertu de l'article 11 de la Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel. Le permis délivré en vertu de l'article 11 est nécessaire pour injecter des substances dans une formation géologique, dans le cadre des projets stipulés audit article, y compris les projets qui visent à accroître la récupération de pétrole ou de gaz. Ce permis n'est requis pour la stimulation régulière d'un puits.

### 2.1. Exigences liées à la demande

La demande de permis d'injection doit être faite par écrit et accompagnée d'un rapport contenant les éléments suivants :

- (a) un plan à l'échelle où sont représentées les terres reposant sur la formation qui fera l'objet du travail d'injection proposé. Ce plan montrera :
  - (i) les lots et concessions géographiques du secteur et les limites du secteur proposé pour les travaux d'injection ou du secteur qui sera touché,
  - (ii) l'emplacement et l'état de tous les puits, y compris le puits d'injection proposé et le puits de production,
  - (iii) les limites de tout secteur désigné comme secteur de stockage de gaz se trouvant à moins de 1,6 kilomètre des limites indiquées au point (i);
- (b) une étude de faisabilité portant sur les facettes techniques et géologiques du projet, y compris :
  - (i) un plan de situation des installations de surface, y compris les puits, pipelines, réservoirs de stockage et autre matériel de production,
  - (ii) des cartes géologiques et structurales montrant l'étendue de la formation ou du gisement visé par le travail d'injection,
  - (iii) une carte d'isopaches de la formation visée par le travail d'injection,
  - (iv) des coupes géologiques représentatives de la formation visée par le travail d'injection et montrant le contact des fluides,
  - (v) les données de production et de pression antérieures du gisement,
  - (vi) un tableau des paramètres des réservoirs,
  - (vii) un exposé des réserves restantes de pétrole et de gaz qui sont en place en vertu des pratiques de production existantes, ainsi que des réserves

différentielles qui résulteront des pratiques d'injection et des facteurs de récupération proposés,

- (viii) une prévision des volumes de fluide proposés en vue de l'injection, de la production et de la deuxième injection, les rapports gaz-pétrole et eau-pétrole correspondants, et la comparaison avec les rapports existants,
  - (ix) les descriptions et les résultats des essais d'injectivité préliminaires,
  - (x) la représentation schématique des complétions de puits pour tous les puits proposés en vue de l'injection ou de la conversion à l'injection,
  - (xi) l'emplacement des éventuels puits d'observation,
  - (xii) un échancier de construction incluant la date prévue de mise en service;
- (c) une évaluation de la compatibilité du fluide d'injection proposé avec les fluides et le type rocheux de la formation désignée pour l'injection, y compris :
- (i) la description et la composition chimique de tous les fluides,
  - (ii) la source et le traitement des fluides d'injection,
  - (iii) des analyses portant sur les réactions fluide-fluide et fluide-roche.

### **2.1.1. Droits relatifs à la demande**

Les droits relatifs à la demande doivent être payés au ministre des Finances par mandat-poste, en argent comptant, par chèque, par prélèvement automatique à partir d'un compte ou d'une carte de crédit, ou par carte de crédit ou de débit. Le paiement doit être remis avec la demande de permis d'injection.

### **2.1.2. Demandes incomplètement remplies**

Les demandes incomplètement remplies ne seront pas traitées tant que l'information manquante n'aura pas été fournie.

## **2.2. Conception du puits d'injection**

L'exploitant doit concevoir le puits d'injection de manière :

- (a) à isoler de façon permanente et à protéger toutes les formations d'eau potable contre la contamination;

Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (b) à prévenir la migration du fluide injecté, depuis la formation cible jusqu'à d'autres formations pétrolifères existantes et potentielles;
- (c) à prévenir la migration des fluides entre des formations perméables;
- (d) à empêcher les fluides d'injection de pénétrer dans des formations autres que la formation désignée pour l'injection.

### **2.3. Construction, exploitation et entretien du puits d'injection/projet**

L'exploitant doit construire, exploiter et entretenir le puits d'injection de manière à ce que :

- (a) tout le fluide d'injection circule dans la tige de production;
- (b) l'espace annulaire situé entre la tige de production et le tubage de production demeure isolé de la zone d'injection au moyen d'une garniture d'étanchéité ou par toute autre méthode acceptable;
- (c) toutes les zones d'eau douce soient isolées par le tubage et du ciment;
- (d) le tubage de surface et la colonne de production soient cimentés jusqu'à la surface, sauf si un tubage intermédiaire est utilisé;
- (e) si un tubage intermédiaire est utilisé, le tubage de surface et le tubage intermédiaire doivent être cimentés jusqu'à la surface, et la colonne de production doit être cimentée jusqu'à la surface à l'intérieur du tubage intermédiaire;
- (f) tous les composants de la tête de puits aient une cote nominale de 110 % de la pression de service maximale;
- (g) les fluides d'injection soient compatibles avec la formation d'injection afin de réduire au minimum les précipités, la mobilisation argileuse ou d'autres réactions chimiques indésirables.

### **2.4. Conversion de puits existants**

La conversion d'un puits existant en un puits d'injection peut avoir lieu si :

- (a) le puits a moins de 20 ans\*;
- (b) l'état et la construction du puits sont conformes aux exigences de l'article 2.2;

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (c) l'exploitant mène des tests supplémentaires tels que des essais de pression, des diagraphies d'évaluation de tubage et des diagraphies d'évaluation de ciment pour démontrer l'intégrité mécanique du puits.

Remarque : Aucune dérogation à la limite d'âge indiquée au point (a) ne sera permise.

## **Partie 3. Forage d'un puits**

Les normes de forage suivantes s'appliquent aux techniques conventionnelles de forage rotatif et de forage au câble.

Toute autre publication citée dans la présente partie fait référence au plus récent numéro de ladite publication en vigueur, y compris à l'ensemble des modifications publiées.

### **3.1. Généralités**

L'exploitant doit :

- (a) s'assurer que le tubage, la tige de production et le matériel employés pendant le forage du puits sont en bon état et adaptés à la profondeur de forage, ainsi qu'aux pressions qui pourront être rencontrées;
- (b) planifier et effectuer un programme de tubages et de cimentation du puits pour protéger toutes les formations renfermant de l'eau douce et toutes les formations contenant potentiellement du pétrole ou du gaz qui seront traversées lors des opérations et pour prévenir la migration de pétrole, gaz ou d'eau d'une formation à une autre;
- (c) s'assurer que la manutention et l'élimination de tous les fluides produits ou récupérés dans un puits pendant les opérations de forage n'enfreignent les droits de personne;
- (d) s'assurer que le fluide de champ pétrolifère, le pétrole, le carburant ou tout autre produit inflammable et déchet provenant d'un puits ou étant utilisés pendant le forage d'un puits sont manipulés ou éliminés de façon à ne pas :
  - (i) créer ni constituer un danger pour la santé ou la sécurité publique,
  - (ii) s'écouler dans un horizon aquifère ou un plan d'eau douce et le contaminer,
  - (iii) recouvrir ni endommager un terrain, une route, un bâtiment ou une structure.

#### **3.1.1. Aires de forage restreint**

Nul ne peut forer un puits dont l'emplacement à la surface est situé :



## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) à moins de 50 mètres d'une ligne à haute tension, d'une emprise routière, d'une voie ferrée, d'un pipeline de transport ou de toute emprise d'un service public;
- (b) à moins de 75 mètres d'une habitation, d'un établissement agricole, commercial ou industriel, d'une école, d'une église ou d'un lieu de rassemblement public;
- (c) sur la terre, à moins de 100 mètres du littoral des Grands Lacs, y compris les cours d'eau les reliant, et à moins de 30 mètres d'un lac, d'une rivière, d'un ruisseau ou d'un drain municipal;
- (d) sur les zones submergées du lac Érié;
  - (i) à moins de 800 mètres du littoral,
  - (ii) à moins de 800 mètres de la frontière.

Remarque : L'exploitant est tenu de se conformer aux exigences fédérales et municipales de hauteur et de retrait pour les emplacements de puits se trouvant sur des propriétés adjacentes aux aéroports.

### **3.1.2 Retrait de l'appareil de forage**

L'appareil de forage et le matériel connexe qui sont utilisés sur l'emplacement du puits doivent être espacés conformément aux distances indiquées à la partie 5.

### **3.1.3. Moteurs à combustion interne/moteurs diesel**

Se reporter aux articles 5.5.4, 5.5.4.1 et 5.5.4.2 de la partie 5.

## **3.2. Bassin de forage ou fosse**

Avant le battage au câble, l'exploitant doit :

- (a) creuser dans la terre des bassins de forage, des fosses de réserve et des fosses de circulation de la boue, le cas échéant; ou
- (b) installer des réservoirs qui rempliront les mêmes fonctions.

### **3.2.1. Construction de bassins ou de fosses**

Si des bassins ou des fosses sont creusés dans la terre, l'exploitant doit :

- (a) les entourer d'une clôture temporaire;

- (b) les recouvrir d'une gaine imperméable lorsque :
  - (i) l'eau souterraine se trouve à moins de 2 mètres du fond de la fosse, ou
  - (ii) le sol est composé d'un autre matériau que l'argile;
- (c) s'assurer que le niveau des fluides de forage ne monte pas plus haut que 0,5 mètre sous le niveau du sol.

### **3.2.2. Gaine de bassin ou de fosse**

Lorsqu'une gaine est installée dans un bassin ou une fosse :

- (a) la gaine doit être en polychlorure de vinyle vierge ou l'équivalent, et avoir une épaisseur d'au moins 0,508 mm (20 mils);
- (b) le fond et les côtés de la fosse doivent être exempts de tout objet qui pourrait percer la gaine;
- (c) la gaine doit être suffisamment ample pour pouvoir s'affaisser et résister au chargement, afin de réduire la contrainte exercée sur la gaine;
- (d) le fond de la fosse gainée doit être assujetti avec de la terre ou de l'eau avant que les bords soient attachés sur la surface ou que de la boue de forage soit déversée dans la fosse;
- (e) l'exploitant devra réparer toute gaine déchirée, percée ou trouée conformément à la méthode recommandée par le fabricant, ou la remplacer.

### **3.3. Fermeture du bassin ou de la fosse**

L'exploitant doit fermer le bassin de terre dans les six mois suivant la date de profondeur finale du puits.

### **3.4. Conception du programme de forage**

L'exploitant doit veiller à ce que la conception du programme de forage :

- (a) protège le public et l'environnement;
- (b) isole et protège de façon permanente tout plan d'eau potable contre la contamination;
- (c) protège les formations pétrolifères potentielles contre la contamination causée par la migration de fluides provenant d'autres formations perméables;

- (d) empêche la migration des fluides entre les formations perméables et l'écoulement incontrôlé de fluides vers la surface ou la sous-surface;
- (e) empêche la chute de schiste ou de matière non consolidée dans le trou à découvert durant le forage.

### **3.5. Programme de conception de tubage**

Pour chaque étape des activités de forage, la conception du tubage doit tenir compte :

- (a) du type de puits (p. ex. : acide, non corrosif, corrosif);
- (b) de l'utilisation prévue du puits;
- (c) de la durée de vie anticipée du puits;
- (d) de l'emplacement et du régime d'écoulement de zones potentielles d'eau douce;
- (e) des pressions d'éclatement et d'écrasement qui peuvent être exercées pendant les opérations de cimentation de la colonne de tubage;
- (f) des pressions de formation potentielles qui pourraient être rencontrées pendant les activités de forage et de production ou d'injection subséquentes;
- (g) de la charge de traction placée sur le corps et les accouplements du tubage pendant l'installation et la cimentation, surtout si le tubage doit être alternatif;
- (h) de la pression exercée sur l'intérieur du tubage pendant les tests de résistance à la pression et les stimulations de formation;
- (i) de la nécessité de prévoir une surépaisseur de corrosion si des fluides de formation corrosifs risquent d'être produits ou d'entrer en contact avec le tubage;
- (j) du diamètre intérieur décalé du tubage par rapport au diamètre extérieur du trépan qui doit être utilisé pour les forages subséquents;
- (k) de la diminution de la résistance de l'accouplement de tubage causée par les forces de courbure exercées dans les puits déviés ou horizontaux;
- (l) de l'usure de l'intérieur de la colonne de tubage causée par la rotation de la tige de forage ou le mouvement du câble pendant les opérations de forage subséquentes, surtout pour les puits déviés ou horizontaux;
- (m) de la nature temporaire ou permanente de l'installation du tubage;

- (n) des exigences de comblement de la partie 11 et de la méthode de comblement du puits.

### 3.5.1. Enlèvement du tubage

Il est interdit à l'exploitant de tirer ou de rectifier la colonne de tubage d'un puits, sauf :

- (a) si des dispositions sont prises pour l'enlèvement du tubage au cours du programme de forage expliqué dans la demande de permis de puits;
- (b) si le tubage est tiré et réinstallé dans la même formation afin de bien préparer le fond du tubage;
- (c) si le puits est rebouché ou comblé jusqu'à la surface;
- (d) si l'espace annulaire resté ouvert et la formation exposée par le tirage et la rectification du tubage sont obturés.

#### 3.5.1.1. Enlèvement du tubage – Puits de production

Lorsque le puits est un puits de production, l'exploitant doit s'assurer :

- (a) que les colonnes de tubage intermédiaire entre le tubage de production et le tubage de surface ne sont pas récupérées, à moins que tous les horizons pétrolifères, gazéifères ou aquifères soient isolés avec du ciment, et que le tubage de surface n'est pas récupéré.

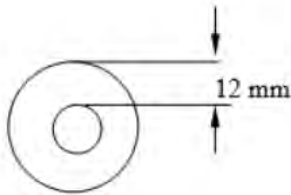
### 3.5.2. Dimensions du trou

Afin d'obturer correctement le puits, les dimensions du trou d'un tubage donné doivent être déterminées de la façon suivante :

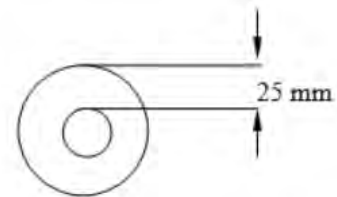
Calibre du tubage (diamètre extérieur en mm)	Dimensions du trou (mm) Puits foré au câble	Dimensions du trou (mm) Puits foré par rotation
≤ 177,8	diam. ext. de tubage + 16	diam. ext. de tubage + 38,1
> 177,8	diam. ext. de tubage + 33	diam. ext. de tubage + 50,8
> 273,05	S.O.	diam. ext. de tubage + 76,2

### 3.5.3. Dégagement de l'espace annulaire

L'exploitant doit concevoir le tubage de puits de manière à ce que l'espace annulaire entre les tubages soit d'au moins 12 mm pour les puits forés au câble et d'au moins 25 mm pour les puits de forage rotatif, mesuré depuis le diamètre intérieur du tubage externe jusqu'au diamètre extérieur du tubage interne, comme il est montré ci-dessous :



Forage au câble



Forage rotatif

### 3.6. Tubage

Si l'exploitant prévoit utiliser du tubage usagé dans un puits, il doit :

- (a) déterminer et consigner par écrit les antécédents du tubage, y compris le fournisseur ou le fabricant, les spécifications du fabricant et les applications antérieures du tubage;
- (b) examiner l'état du filetage sur le tube et à l'intérieur des colliers avant toute utilisation du tubage pendant les opérations de forage;
- (c) examiner l'état du tube près du filetage et près des colliers de tubage afin de détecter tout signe d'endommagement des clés de vissage automatique et toute distorsion ovale;
- (d) prendre des mesures ponctuelles de l'épaisseur de la paroi du tubage à chacun des accouplements;
- (e) mener un essai de pression hydrostatique de 5 minutes à 110 % de la pression maximale prévue pendant le forage, la complétion ou la production;
- (f) éviter d'installer un tubage ayant plus de 20 ans;
- (g) prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifié que tout le tubage usagé a été inspecté et mis à l'essai conformément au présent article, et qu'il est adapté à l'usage prévu dans le puits.

### 3.7. Installation de tubage

L'exploitant doit :

- (a) guider la progression du tubage dans le trou à l'aide de sabots de guidage, de rampes d'orientation, de centreurs ou de sabots de style « Texas »;
- (b) appliquer le couple de serrage et la longueur du filetage mâle dépassant du filetage femelle appropriés au tubage;
- (c) nettoyer les filetages et examiner le tubage sur place avant l'installation;
- (d) examiner l'intérieur du tubage et en retirer toute obstruction, le cas échéant;
- (e) appliquer un dégrissant sur les accouplements de tubage;
- (f) soumettre tous les raccords de la tige à un essai de pression avant ou pendant les travaux de cimentation primaire.

### 3.8. Normes de l'API

L'exploitant doit adhérer aux lignes directrices suivantes de l'American Petroleum Institute (API) concernant la conception et l'installation de tubages intermédiaires et de tubages de production :

- (a) Spécification 5CT : Specifications for Casing and Tubing.  
Remarque : Ce document énonce la composition chimique, les propriétés mécaniques, les exigences d'essais et les données dimensionnelles relatives aux tubages certifiés par l'API.
- (b) Rapport technique TR 5C3 : Calculating Performance Properties of Pipe Used as Casing or Tubing.  
Remarque : Ce document présente des tableaux sur les pressions d'écrasement et de rupture interne, ainsi que sur la résistance des accouplements sur les tubages et les tiges de production certifiés par l'API.
- (c) Pratique recommandée RP 5A5 : Field Inspection of New Casing, Tubing, and Plain-end Drill Pipe.  
Remarque : Ce document énonce les méthodes d'inspection sur place des éléments tubulaires.
- (d) Pratique recommandée RP 5C1 : Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing.

Remarque : Ce document contient les méthodes recommandées pour le transport, l'entreposage, la manutention, la remise en état et l'installation de tubages et de tiges de production.

- (e) Bulletin 5C4 : Bulletin on Round Thread Casing Joint Strength with Combined Internal Pressure and Bending.

### **3.9. Conception du programme de cimentation**

Le programme de cimentation doit être élaboré de pair avec le programme de tubage pour éviter de façon permanente la migration de liquides entre les formations poreuses et perméables et protéger :

- (a) les formations d'eau potable;
- (b) les zones potentiellement pétrolifères;
- (c) le tubage de toutes les formations renfermant des fluides.

#### **3.9.1. Points liés à la conception**

À l'étape de conception du programme de cimentation, l'exploitant doit tenir compte des points suivants :

- (a) l'effet de différentes lithologies dans le puits de forage;
- (b) la présence de sels solubles (halite), de sulfates (anhydrite et gypse), de matières non consolidées ou fracturées et de schiste vaseux;
- (c) les zones de perte de circulation;
- (d) les pressions de formation anticipées;
- (e) les températures de fond de trou;
- (f) la migration des gaz;
- (g) les fluides de formation corrosifs;
- (h) la qualité et la température de l'eau de gâchage;
- (i) la contamination du ciment par les fluides de forage;
- (j) la centralisation du tubage;
- (k) le mouvement du tubage pendant les travaux de cimentation;
- (l) le déplacement du tubage.

### **3.9.2. Qualité du ciment**

L'exploitant doit :

- (a) se conformer à la spécification 10A de l'API relative aux matières et aux ciments pour la cimentation de puits (Specification for Cements and Materials for Well Cementing);
- (b) se conformer à la spécification 10A de l'API relative aux matières et aux ciments pour la cimentation de puits (Specification for Cements and Materials for Well Cementing) pour sélectionner le grade de ciment approprié et s'assurer qu'il est mélangé et pompé de façon adéquate; et
- (c) mettre un inspecteur à disposition sur le site lors de toutes les activités d'injection de ciment, de cimentation corrective, etc. afin d'agir comme témoin et de certifier que les pratiques adéquates sont utilisées.

### **3.10. Tubage initial pour l'eau peu profonde**

Un tubage initial doit être installé en cas de présence d'eau près de la surface.

#### **3.10.1. Tubage initial pour outils de forage au câble**

L'exploitant d'un puits foré à l'aide d'outils de forage au câble doit :

- (a) s'assurer que le poids et la qualité du tubage initial suffisent pour supporter la force de poussée sur le substrat rocheux;
- (b) après l'enfoncement du tubage initial, veiller à ce que le trou soit curé et surveillé pendant au moins 15 minutes pour assurer que le flux d'eau douce a bien été coupé avant la reprise du forage;
- (c) si le tubage initial n'a pas arrêté le flux d'eau à l'intérieur du trou de forage, injecter du ciment sous pression pour isoler les zones d'eau douce;
- (d) ne pas récupérer le tubage initial avant la cimentation de la colonne de tubage suivante.

### **3.11. Forage du trou de surface — Tubage et cimentation**

Le tubage de surface et le ciment doivent :



## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) isoler et protéger de façon permanente toutes les sources d'eau potable des fluides non potables contenus dans d'autres formations;
- (b) prévenir l'écoulement transversal entre les aquifères d'eau douce ou toutes zones contenant un fluide;
- (c) prévenir l'éboulement de tout matériau non aggloméré dans le trou de forage;
- (d) être capables d'ancrer l'équipement de contrôle du puits.

### **3.11.1. Tubage de surface – Puits forés au câble**

Le tubage de surface doit être cimenté jusqu'à la surface, sauf :

- (a) s'il n'y a aucun signe de la présence d'eau, d'hydrocarbures ou de saumure dans le trou à découvert sous le tubage initial;
- (b) si le tubage initial ne fuit pas;
- (c) si la prochaine portion d'un puits n'est pas susceptible de comporter d'hydrocarbures ou d'eau artésienne;
- (d) si un ensemble de tubage est cimenté dans toutes les zones d'eau douce.

Dans les circonstances énoncées ci-dessus, un tubage de surface peut être installé sur un sabot de tubage.

### **3.11.2. Tubage de surface – Puits de forage rotatif**

Le trou de surface doit être foré dans le substrat rocheux à une profondeur suffisante :

- (a) pour ancrer le tubage cimenté au substratum;
- (b) pour s'enfoncer de 15 mètres dans un substrat compétent non poreux et à 15 mètres sous la zone d'eau potable la plus profonde le cas échéant;
- (c) sous toutes les zones d'eau potable, mais au-dessus de toute zone d'eau non potable si les zones d'eau potable et non potable se trouvent à moins de 15 mètres l'une de l'autre.

### **3.11.3. Eau artésienne**

Si un flux d'eau douce artésienne est anticipé dans un puits, une colonne de tubage doit être installée au-dessus de la zone afin de réguler le flux. Une

deuxième colonne doit être installée sous la zone d'eau douce artésienne afin de l'isoler des formations poreuses sous-jacentes contenant des fluides non potables.

### **3.11.4. Cimentation du tubage de surface**

Le tubage de surface doit être cimenté avant que les formations renfermant des fluides non potables soient forées, sauf s'il répond aux exigences de l'article 3.11.1 concernant les opérations de forage au câble. Là où le tubage de surface est cimenté, il doit :

- (a) être cimenté sur toute sa longueur, de son point le plus profond jusqu'à la surface;
- (b) être cimenté avec un volume de ciment déterminé par diagraphie, si possible, ou par calcul théorique du volume du trou annulaire plus le volume du sabot de tubage plus :
  - (i) un excédent de 50 % si le volume de ciment s'appuie sur un calcul théorique; ou
  - (ii) un excédent de 20 % si le volume de ciment s'appuie sur un volume déterminé par diagraphie;
- (c) être cimenté en employant la méthode de circulation.

### **3.11.5. Surveillance de la cimentation**

Pendant les opérations de cimentation, le débit du ciment dans l'espace annulaire doit être surveillé afin de détecter le retour de ciment en surface. Si la cimentation ne permet pas d'isoler l'eau douce, une cimentation corrective devra être faite en vertu de l'article 3.13.12.

### **3.11.6. Qualité du ciment**

Le ciment du tubage de surface doit être résistant aux sulfates si la prochaine portion d'un puits est susceptible de comporter du sulfure. (Se reporter à la spécification 10A de l'API relative aux ciments et aux matières des ciments à puits de pétrole (Specification for Cements and Materials for Well Cementing) afin de confirmer la résistance aux sulfates du ciment.)

### **3.11.7. Méthode de cimentation**

Le ciment du tubage de surface doit être sous-déplacé de manière à retenir 5 mètres de ciment contaminé de la partie inférieure du puits.

### **3.11.8. Pré-rinçage**

Si le trou pour colonne de tubage est foré à l'aide de boue de forage visqueuse, un fluide de pré-rinçage doit être injecté pour retirer la boue et les gâteaux de filtration avant de cimenter la colonne de surface.

### **3.11.9. Échantillons de boue de forage**

Des échantillons de boue de forage doivent être recueillis avant, pendant et après la cimentation afin de déterminer le temps de prise du ciment et d'estimer sa résistance à la compression avant son forage.

### **3.11.10. Temps d'attente pour la prise du ciment**

L'exploitant doit recueillir des échantillons de ciment lors de la cimentation et les utiliser pour déterminer le temps d'attente nécessaire à la prise du ciment. Les activités de forage ne doivent pas débuter tant que les échantillons de ciment ne démontrent pas une résistance à la compression d'au moins 3 600 kPa, déterminée à l'aide de tableaux de référence et d'observations.

### **3.11.11. Essai de résistance à la pression**

Une mise à l'essai de résistance à la pression doit être effectuée sur le tubage avant le forage du ciment se trouvant dans le sabot de tubage. Si le tubage échoue à l'essai de résistance à la pression, la nature du problème doit être déterminée et des mesures correctives doivent être appliquées avant que les activités de forage ne puissent reprendre.

### **3.11.12. Essai d'intégrité de la formation (FIT)**

Après avoir foré le ciment situé dans le sabot de tubage et un maximum de 50 centimètres de formation, l'exploitant doit procéder à un FIT :

- (a) en utilisant une pompe haute pression à faible volume et en exerçant une pression équivalente à un gradient de 18 kPa/m sur la formation, mais la

pression exercée ne doit en aucune circonstance être supérieure à la pression nécessaire pour forcer la tige de forage hors du trou;

- (b) pendant une période de dix (10) minutes;
- (c) en utilisant un fluide incompressible pour exercer la pression lors de l'essai;
- (d) en enregistrant et en consignait au dossier les renseignements suivants :
  - (i) le type de fluide et son gradient (en kPa/m),
  - (ii) la durée de la mise à l'essai,
  - (iii) la pression initiale,
  - (iv) la pression finale.

### **3.11.13. Échec à l'essai d'intégrité de la formation (FIT)**

Si le siège du tubage de surface ne résiste pas à la pression, l'exploitant doit corriger le problème avant que les opérations de forage puissent se poursuivre.

## **3.12. Forage du trou intermédiaire – Tubage et cimentation**

Le tubage intermédiaire et le ciment doivent être utilisés pour :

- (a) protéger l'équipement et les formations moins profondes contre les pressions excessives;
- (b) empêcher de manière permanente la migration des fluides entre les formations poreuses et perméables;
- (c) empêcher la chute de schiste ou de matière non consolidée dans le trou à découvert durant le forage;
- (d) régulariser la pression maximale anticipée de la zone cible.

### **3.12.1. Première colonne de contrôle**

Le tubage intermédiaire formant la première colonne de contrôle doit être installé et cimenté avant de forer dans la zone cible.

### **3.12.2. Présence d'un aquifère**

Lorsqu'un aquifère est présent dans le trou intermédiaire, la colonne de tubage suivante doit être cimentée en place.

Remarque : Dans bien des régions de l'Ontario, il est possible de rencontrer plus d'un aquifère dans le trou intermédiaire.

### **3.12.3. Isolation**

L'exploitant doit :

- (a) repérer toutes les zones contenant du pétrole, du gaz ou des fluides pendant le forage d'un puits;
- (b) pomper une quantité suffisante de ciment pour séparer les unes des autres et de la colonne de tubage précédente toutes les zones contenant du pétrole, du gaz ou des fluides;
- (c) en présence de plus d'une zone renfermant du pétrole, du gaz ou des fluides sous une colonne de tubage, veiller à ce que le ciment dans le tubage annulaire s'élève à 25 mètres au-dessus desdites zones rencontrées sous la base du tubage précédent;
- (d) en cas d'absence d'un retour de ciment en surface adéquat, il faut déterminer la hauteur du ciment dans l'espace annulaire et prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie l'isolation de toutes les zones poreuses.

### **3.12.4. Perte de circulation**

Si une perte de circulation est appréhendée ou détectée pendant le forage d'un trou intermédiaire, l'exploitant doit prendre les mesures nécessaires pour isoler la zone de perte de circulation de toute autre zone poreuse rencontrée pendant le forage du puits :

- (a) en colmatant la zone avant ou pendant la cimentation du tubage conçue pour couvrir la zone;
- (b) si une zone de perte de circulation est détectée pendant le forage, l'exploitant peut colmater cette zone immédiatement.

### **3.12.5. Cimentation**

Le tubage intermédiaire doit être cimenté grâce à la méthode de circulation et avec un volume de ciment suffisant pour s'élever d'au moins 25 mètres au-dessus du siège de tubage de la colonne de tubage précédente.

#### **3.12.5.1. Surveillance de la cimentation**

Si la cimentation ne permet pas d'isoler toutes les zones poreuses, une cimentation corrective devra être faite en vertu de l'article 3.13.12.

#### **3.12.6. Volume de ciment**

Le volume de ciment doit être déterminé par diagraphie, si possible, ou par calcul théorique du volume du trou annulaire plus le volume du sabot de tubage plus :

- (a) un excédent de 30 % si le volume de ciment s'appuie sur un calcul théorique; ou
- (b) un excédent de 20 % par rapport au sommet de ciment prévu si le volume de ciment s'appuie sur un volume déterminé par diagraphie.

#### **3.12.7. Qualité du ciment**

Le ciment du tubage intermédiaire doit être résistant aux sulfates si des zones d'eau sulfureuse ont été pénétrées dans le trou intermédiaire. (Se reporter à la spécification 10A de l'API relative aux ciments et aux matières des ciments à puits de pétrole (Specification for Cements and Materials for Well Cementing) et à l'analyse de broyage afin de confirmer la résistance aux sulfates du ciment.)

#### **3.12.8. Cimentation – Joint de sabot**

Un joint de sabot d'une longueur de 5 mètres doit être installé pour contenir le ciment de fond contaminé.

#### **3.12.9. Temps d'attente pour la prise du ciment**

Le temps d'attente pour la prise du ciment est de 6 heures. Les activités de forage ne doivent pas débuter tant que les échantillons de ciment ne démontrent pas une résistance à la compression d'au moins 3 600 kPa, déterminée à l'aide de tableaux de référence et d'observations.

#### **3.12.10. Essai de résistance à la pression sur le tubage**

Une mise à l'essai de résistance à la pression doit être effectuée sur le tubage avant le forage du ciment se trouvant dans le sabot de tubage. La mise à l'essai de résistance à la pression consiste en :

- (a) un essai à basse pression (habituellement 1 400 kPa);
- (b) un essai à haute pression lors duquel la pression à la surface représente 110 % de la pression de formation maximale anticipée dans la section suivante du puits.

Dans le cas d'un échec de la mise à l'essai de résistance à la pression, la nature du problème doit être déterminée et des mesures correctives doivent être appliquées avant que les activités de forage ne puissent reprendre.

### **3.12.11. Essai de résistance à la pression – Forage au câble**

Pour les opérations de forage au câble, le raccord de forage à brides, le flotteur à tube et le BOP de la tête de puits doivent être installés et testés selon la pression précisée dans le programme de forage et un essai de pression statique doit être mené sur la colonne de tubage intermédiaire.

### **3.12.12. Essai d'intégrité de la formation (FIT)**

Après avoir foré le ciment situé dans le sabot de tubage et un maximum de 50 centimètres de formation, l'exploitant doit procéder à un FIT :

- (a) en utilisant une pompe haute pression à faible volume;
- (b) en exerçant une pression équivalente à un gradient de 18 kPa/m sur la formation ou en exerçant la pression de formation anticipée;
- (c) pendant une période de dix (10) minutes;
- (d) en utilisant un fluide incompressible pour exercer la pression lors de l'essai;
- (e) en enregistrant et en consignait au dossier les renseignements suivants :
  - (i) le type de fluide et son gradient (en kPa/m),
  - (ii) la durée de la mise à l'essai,
  - (iii) la pression initiale,
  - (iv) la pression finale.

### **3.13. Forage du trou principal – Tubage et cimentation**

Le tubage de production cimenté doit protéger le matériel et les formations contre les pressions prévues et empêcher de façon permanente la migration des fluides entre les formations poreuses et perméables.



### **3.13.1. Diagraphie des puits de reconnaissance**

Dans les 30 jours suivant la date d'atteinte de la profondeur finale d'un puits de reconnaissance, l'exploitant doit effectuer :

- (a) une diagraphie de rayons gamma à partir du dessus du substratum jusqu'au fond du puits;
- (b) une diagraphie neutron dans les sections verticales et déviées du trou de forage à partir du dessus du substratum jusqu'à l'entrée de la section horizontale du trou de forage, ou jusqu'au fond du puits, le cas échéant.

### **3.13.2. Équipement de tête de puits – Forage**

L'opérateur doit s'assurer que les vannes, mamelons, bobines de tubage et de tige de production, cloches de repêchage à coins, ainsi que les coins d'ancrage et brides de substitution installés sous le BOP sur la tête de puits après l'installation du dernier tubage intermédiaire (ou de surface s'il n'y a pas de tubage intermédiaire) sont conformes à la spécification 6A de l'API : Specification for Wellhead and Tree Equipment.

### **3.13.3. Bloc obturateur de puits (BOP)**

Le bloc obturateur de puits servant au contrôle du puits doit être installé conformément à la partie 4 et être testé sous pression en conjonction avec le test de pression de la dernière colonne de tubage intermédiaire.

### **3.13.4. Matériel de contrôle de puits foré au câble**

- (a) Avant de forer une formation où il y a risque d'écoulement de gaz naturel ou de pétrole brut, il est nécessaire d'installer un dispositif de contrôle du puits qui :
  - (i) peut se refermer autour du câble et sur le trou à découvert;
  - (ii) peut être commandé à distance.
- (b) Le dispositif de contrôle du puits doit être soumis à une vérification de fonctionnement chaque jour pendant les opérations de forage.
- (c) Tous les composants du lubrificateur doivent pouvoir résister à au moins 120 % de la pression maximale prévue.

Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (d) L'exploitant doit préciser dans le programme de forage à quel moment il faudra utiliser un système de lubrification complet.
- (e) L'utilisation d'un système de lubrification complet est requise :
  - (i) en présence de gaz dont la teneur en H<sub>2</sub>S est supérieure à 100 ppm;
  - (ii) lorsque du pétrole brut jaillit à la surface ou risque de se déverser pendant les opérations de puisage;
  - (iii) lorsque l'écoulement de gaz naturel est supérieur à  $7,0 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (250 Mpi<sup>3</sup>/j).

### **3.13.5. Matériel de contrôle de puits de forage rotatif**

Outre les exigences énoncées à la partie 4, un dispositif de contrôle du puits doit être installé lorsque le puits est foré en sous-pression avec de l'air, du gaz ou de la mousse. Lorsqu'une tête rotative fait partie du dispositif de contrôle supplémentaire, elle doit être fixée directement sur le BOP. L'orifice de sortie latéral doit être de taille égale ou supérieure à celle de l'orifice de connexion.

### **3.13.6. Cimentation**

Le sommet de ciment dans le tubage annulaire de production doit être injecté dans le tubage intermédiaire précédent et s'élever à 25 mètres au-dessus du siège de tubage intermédiaire, mais dans tous les cas, à 100 mètres au moins au-dessus de la zone productive à plus fort potentiel. Si :

- (a) une zone corrosive non recouverte de ciment se trouve sous le tubage intermédiaire, le ciment dans le tubage annulaire de production doit être suffisant pour s'élever à 25 mètres au-dessus du sommet de ladite zone;
- (b) des colonnes sont utilisées, elles doivent être cimentées sur toute leur longueur;
- (c) des tubages de rejet et d'injection sont utilisés, les sommets de ciment doivent être conformes aux critères de la partie 7;
- (d) un puits est situé dans une zone submergée, le tubage de production doit être cimenté jusqu'à la surface avant d'entreprendre les travaux de production.

Dans tous les cas, l'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie les sommets de ciment.

#### **3.13.6.1. Surveillance de la cimentation**

Si la cimentation ne permet pas d'isoler toutes les zones poreuses, une cimentation corrective devra être faite en vertu de l'article 3.13.12.

#### **3.13.7. Volume de ciment**

Le volume excédentaire de ciment doit représenter :

- (a) un excédent de 30 % si le volume de ciment s'appuie sur un calcul théorique;  
ou
- (b) un excédent de 20 % si le volume de ciment s'appuie sur un volume déterminé par diagraphie.

Remarque : Le calcul théorique du volume doit comprendre le volume du sabot de tubage.

#### **3.13.8. Qualité du ciment**

La qualité du ciment dans la zone productive potentielle ne doit pas être inférieure à celle du ciment de type « pur » sans épaississant, et :

- (a) l'eau servant à lier le ciment doit être de la qualité et de la température requises pour obtenir un ciment ayant une résistance maximale à la compression;
- (b) un sabot de tubage d'une longueur de cinq mètres doit être installé pour contenir le ciment de fond contaminé.

#### **3.13.9. Placement du ciment**

L'exploitant doit placer le ciment :

- (a) par déplacement avec un bouchon de cimentation approprié pour séparer le ciment du fluide de déplacement;
- (b) avec un collier de forage flottant ou à loquet, ou un anneau de retenue installé sur le raccord du sabot, de sorte qu'un bouchon de cimentation puisse être utilisé pour limiter le déplacement de ciment;
- (c) à l'aide d'un fluide de pré-rinçage ou d'un ciment épurateur pour retirer le fluide de forage et les gâteaux de filtration et améliorer l'adhésivité du ciment avant de pomper le ciment dans le tubage dans le cas d'activités de

forage rotatif où l'utilisation de fluides de forage visqueux a entraîné l'accumulation de gâteaux de filtration;

- (d) à l'aide de gratteurs ou racleurs de paroi installés le long de la zone productive pour accroître l'adhésivité du ciment si des fluides de forage visqueux ont entraîné l'accumulation de gâteaux de filtration dans le trou de forage.

### **3.13.10. Centreurs**

Les centreurs doivent être installés à la base et à 15 mètres au-dessus de chaque formation poreuse et en aucun cas à plus de 100 mètres d'intervalle dans la portion cimentée du puits.

### **3.13.11. Ciment léger**

Il est possible d'utiliser du ciment léger pour protéger les formations contre toute pression hydrostatique excessive et contre le risque de perte de circulation dans les circonstances suivantes :

- (a) un volume suffisant de ciment de fond de type « pur » est pompé afin de placer le sommet de ciment pur à au moins 50 mètres au-dessus de la formation pétrolifère supérieure;
- (b) le ciment de fond couvrant la zone productive potentielle est de qualité égale à celle du ciment de type « pur ».

### **3.13.12. Traitements/cimentation correctifs**

Des techniques correctives doivent être employées pour respecter les critères de conception si l'on rencontre des formations non consolidées, du schiste vaseux, une perte de circulation et d'autres situations de ce genre, s'il existe des signes de communication entre des formations perméables derrière la colonne de tubage et si l'on soupçonne toute communication hydrostatique entre des formations poreuses.

### **3.13.13. Diagrapie d'adhérence du ciment**

Dans le cas où une cimentation corrective par injection est requise, une diagrapie d'adhérence du ciment doit préalablement être effectuée, afin de déterminer le problème, ainsi qu'après l'injection du ciment, afin de confirmer son efficacité. L'exploitant doit consigner en détail et conserver dans ses dossiers toute

l'information concernant les mesures de cimentation correctives qui sont prises, y compris les méthodes employées, les observations et les résultats des essais de pression.

### **3.14. Équipement de surface**

Les vannes, les têtes de tige et de tubage, ainsi que les têtes et les raccords de forage à brides installés sur la tête de puits doivent respecter les exigences de la spécification 6A de l'API : Specification for Wellhead and Tree Equipment. Les vannes utilisées pour les puits à extraction par solution doivent respecter les exigences de la spécification 6A de l'API : Specification for Wellhead and Tree Equipment ou du code B51 de la CSA : Code des chaudières, appareils et tuyauteries sous pression. Après l'installation et la cimentation du tubage de production, mais avant la complétion du puits, l'exploitant doit :

- (a) installer une tête ou un raccord de forage à brides comprenant au moins deux orifices de sortie munis de vannes et de bouchons forgés à tête hémisphérique afin de permettre d'étanchéifier le tubage de production et l'espace annulaire du tubage intermédiaire à l'aide d'une garniture d'étanchéité si une quantité insuffisante de ciment est pompée pour isoler les zones poreuses du trou principal de la surface lors de la cimentation du tubage de production;
- (b) fournir une tête de puits afin d'isoler l'espace annulaire à la surface ou de prévenir tout écoulement d'eau dans le trou lorsqu'un tel écoulement à partir de l'extérieur du tubage intermédiaire est possible;
- (c) installer une tête ou un raccord de forage à brides comprenant au moins deux orifices de sortie munis de vannes et de bouchons forgés à tête hémisphérique pour les puits de pétrole et de gaz où une tige de production est présente dans le puits.

### **3.15. Registres de forage**

L'exploitant doit consigner et conserver dans ses dossiers l'information suivante concernant le tubage :

- (a) le calibre, le type, la classe et le poids;
- (b) les noms du fabricant et du fournisseur;
- (c) la longueur totale du tubage;

- (d) l'état du tubage (neuf ou usagé);
- (e) les antécédents d'utilisation du tubage usagé;
- (f) la profondeur d'installation;
- (g) la description de tout problème opérationnel rencontré pendant l'installation du tubage dans le puits, y compris lors de la circulation et/ou de l'enfonçage.

### **3.16. Registres de cimentation**

L'exploitant doit superviser, consigner et conserver indéfiniment dans ses dossiers l'information suivante concernant chaque travail de cimentation :

- (a) le nom de l'entreprise de cimentation;
- (b) les formules des ciments utilisés, y compris le type de ciment et les adjuvants;
- (c) la source de l'eau de gâchage;
- (d) le type et le volume de la purge préparatoire, le cas échéant;
- (e) les volumes de ciment;
- (f) la densité du coulis de ciment;
- (g) le volume réel de déplacement;
- (h) la pression de déplacement finale;
- (i) les techniques de mouvement du ciment;
- (j) l'observation des retours de ciment, y compris une estimation du volume des retours;
- (k) le matériel de flottage et les fixations du tubage;
- (l) les résultats de tous les essais de pression;
- (m) les sommets de ciment et la façon dont ils ont été détectés, p. ex., par diagraphie;
- (n) la description détaillée de tout problème opérationnel;
- (o) une copie des diagraphies d'adhérence du ciment.

### **3.17. Rapports quotidiens**

L'exploitant doit s'assurer que des rapports quotidiens sont faits à l'emplacement du puits pendant toutes les opérations de forage. Ces rapports doivent indiquer :

- (a) la profondeur au début de la journée ou du quart de travail;
- (b) la profondeur à la fin de la journée ou du quart de travail;
- (c) le diamètre du trou;
- (d) tout changement dans le programme de tubage;
- (e) toutes les données ayant trait à l'installation de tubage, y compris la profondeur à laquelle il a été installé, le calibre, le type, la classe et le poids du tubage, ainsi que l'état du tubage (neuf ou usagé);
- (f) une description de tous les travaux de cimentation exécutés;
- (g) les essais de pression effectués et les résultats;
- (h) la profondeur à laquelle on a rencontré tout indice de pétrole, de gaz ou d'eau, même en faible quantité, ainsi que l'écoulement, la pression et le niveau de l'indice;
- (i) la profondeur ou l'intervalle des zones de perte de circulation rencontrées;
- (j) la description des éventuelles opérations connexes, y compris le repêchage, la stimulation, la perforation, l'acidification, la fracturation, les levés et le comblement.

### **3.18. Échantillons de déblais de forage et de fluides**

Pendant le forage d'un puits, l'exploitant doit :

- (a) prendre des échantillons de déblais de forage :
  - (i) sur les parties verticales ou déviées du trou de forage, à des intervalles ne dépassant pas 3 mètres, depuis le sommet du substrat rocheux jusqu'à la profondeur limite de la partie verticale ou déviée du trou de forage,
  - (ii) sur la partie horizontale du trou de forage, à des intervalles ne dépassant pas 6 mètres, depuis l'extrémité de la partie construite du puits jusqu'à la profondeur limite;
- (b) préparer les échantillons :

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (i) en les séchant et en les plaçant dans des sacs soigneusement étiquetés avec le nom du puits, le numéro du permis de puits et l'intervalle de profondeur correspondant, ou
  - (ii) en les lavant, en les séchant et en les plaçant dans des fioles soigneusement étiquetées avec l'intervalle de profondeur correspondant. La boîte de fioles doit être étiquetée avec le nom du puits et le numéro du permis de puits;
- (c) prendre des échantillons du pétrole, du gaz ou de l'eau extraits d'un puits si le ministère en fait la demande.

### 3.18.1 Rapports

L'exploitant d'un puits en cours de forage doit se conformer à la partie 13 concernant la production de rapports afin de communiquer les avis relatifs aux activités de forage et les données sur la complétion, les échantillons, les carottes, les essais et les diagraphies.

### 3.19. Réhabilitation du site

Dans les six mois suivant la fin de chaque opération de forage ou de comblement, l'exploitant doit :

- (a) enlever tous les déchets sur les terrains avoisinants;
- (b) éliminer tous les déchets liquides et solides de manière acceptable et sûre du point de vue de l'environnement;
- (c) égoutter et combler toutes les excavations;
- (d) nettoyer les fosses qui contiennent du sel ou d'autres substances chimiques pouvant empêcher la croissance végétale avant de les remblayer;
- (e) enlever les fondations de béton, les pièces de machinerie et les matériaux;
- (f) niveler la surface du sol de façon à laisser l'emplacement dans un état se rapprochant le plus possible de celui où il était antérieurement;
- (g) prendre des dispositions pour qu'un inspecteur visite le site et atteste que la réhabilitation et le comblement du puits ont été exécutés conformément à la présente norme.



### **3.20. Forage sur des surfaces submergées**

L'exploitant d'un puits foré sur une surface submergée doit :

- (a) ne pas commencer les opérations de forage avant le 1er avril ni après le 31 octobre de l'année civile, dans le cas des puits situés sur le lac Érié;
- (b) cimenter tous les tubages dans le lit du lac;
- (c) effectuer une surveillance continue pour détecter la présence de pétrole et d'autres hydrocarbures liquides;
- (d) combler un puits qui atteint et peut produire des quantités appréciables de pétrole et d'autres hydrocarbures liquides;
- (e) utiliser seulement des fluides de forage à base d'eau douce;
- (f) disposer de réservoirs de bord pour contenir tous les fluides de forage et les déblais dans l'éventualité où du pétrole ou d'autres hydrocarbures liquides seraient trouvés, et ramener ce matériel sur la rive pour l'éliminer correctement;
- (g) remettre les déblais de forage qui ne sont pas contaminés par des hydrocarbures liquides dans le lit du lac, en réduisant au minimum la turbidité.

#### **3.20.1. Plans d'intervention d'urgence**

L'exploitant qui dirige des opérations de forage et de production sur des surfaces submergées doit élaborer, mettre en œuvre et communiquer un exemplaire du plan d'urgence au ministère chaque année avant de commencer le travail extracôtier. Ce plan doit comprendre les éléments suivants :

- (a) les définitions des urgences;
- (b) des directives écrites concernant les interventions et les mesures d'atténuation à prendre dans les cas suivants :
  - (i) accidents causant des blessures ou des décès,
  - (ii) déversement de pétrole, de substance chimique, de H<sub>2</sub>S ou d'un autre liquide, ou émission de gaz,
  - (iii) incendie ou explosion,
  - (iv) perte de contrôle du puits,

- (v) collision ou accident évité de justesse,
- (vi) évacuation ou abandon du navire;
- (c) l'organisation de l'intervention d'urgence et les responsabilités correspondantes pour les mesures à prendre;
- (d) les emplacements et les routes d'accès ou les directives pour accéder à tous les ouvrages;
- (e) la liste et l'emplacement des ressources, du personnel, des fournitures et du matériel qu'il faut mobiliser dans l'éventualité d'un accident, selon la description donnée au point b);
- (f) les coordonnées et les priorités de tous les membres du personnel concerné de l'entreprise, des organismes gouvernementaux, des fournisseurs de matériel et de matériaux;
- (g) les méthodes d'évaluation des accidents et de production de rapports.

### **3.20.2. Exercices d'intervention d'urgence**

Des exercices d'intervention d'urgence doivent avoir lieu régulièrement pour éprouver l'efficacité du plan d'intervention d'urgence.

## **Partie 4. Mesures préventives contre les éruptions soudaines**

### **4.1. Exigences relatives au bloc obturateur de puits (BOP)**

L'exploitant d'un puits en cours de forage doit s'assurer que le puits est doté d'un tubage et d'un bloc obturateur qui sont entretenus en tout temps et :

- (a) qui permettent d'arrêter toute éruption à la tête du puits, peu importe si un outil ou du matériel de type quelconque est présent ou non dans le trou;
- (b) qui sont conforme à la classe de puits énoncée à l'article 4.3 et aux spécifications énoncées à l'annexe 1.

### **4.2. Exigences particulières au BOP du puits**

Remarque : Le ministère peut, en ajoutant une condition au permis de puits, préciser des exigences qui visent un puits particulier pour la prévention des éruptions.

### **4.3. Classes de puits**

Aux fins des exigences liées aux mesures de prévention des éruptions et au BOP requis à l'annexe 1, les puits sont classés de la façon suivante :

- (a) Classe A : puits dans lequel la première colonne de tubage de contrôle n'est pas installée;
- (b) Classe B : puits dans lequel la première colonne de tubage de contrôle est installée et dans lequel la profondeur verticale réelle est inférieure à 1800 mètres.

### **4.4. Exigences relatives au BOP pour le forage au câble**

L'exploitant d'un puits foré à l'aide d'outils de forage au câble doit s'assurer que les exigences suivantes sont respectées en ce qui concerne le BOP.

#### **4.4.1. Cloche de repêchage à coins ou raccord de forage à brides**

La cloche de repêchage à coins ou le raccord de forage à brides qui soutient le BOP doit comporter :

- (a) des brides qui font partie intégrante de la cloche ou du raccord, ou un pont situé directement au-dessus de la cloche ou du raccord;
- (b) au moins une vanne, sauf si un raccord de forage à brides est installé entre la cloche de repêchage ou le raccord et le bloc obturateur de puits le plus bas.

#### **4.4.2. BOP pour forage au câble**

- (a) Pour les puits de classe A, un BOP conforme à l'annexe 1 de la page 128 est requis.
- (b) Pour les puits de classe B, un BOP conforme à l'annexe 1 de la page 130 est requis.

#### **4.4.3. Fonctionnement hydraulique**

Tous les composants du BOP d'un puits de classe B qui sont à commande hydraulique doivent être reliés à un accumulateur.

#### **4.4.4. Fonctionnement mécanique**

Le composant inférieur du BOP d'un puits de classe B peut être à commande mécanique. Lorsque les obturateurs de puits sont à commande mécanique, le volant servant à fermer le système doit être situé à 5 mètres de distance du plancher de forage et l'arbre reliant le BOP au volant doit être fixé sur l'obturateur afin d'éviter tout décrochage pendant les manœuvres de fermeture ou d'ouverture.

#### **4.4.5. Accumulateur**

Lorsqu'un accumulateur est utilisé, il doit :

- (a) être installé et fonctionner conformément aux directives du fabricant;
- (b) pouvoir fournir, sans être rechargé, une pression et un volume de fluide suffisants pour ouvrir la vanne à commande hydraulique de la conduite de purge si cette vanne est à commande hydraulique, et pour effectuer la

fermeture complète de tous les obturateurs hydrauliques et maintenir une pression de 8400 kPa dans l'accumulateur;

- (c) être relié aux obturateurs et au robinet à commande hydraulique de la conduite de purge si cette vanne est à commande hydraulique avec des conduites ayant une pression de service égale à la pression de service de l'accumulateur, et si les conduites sont situées sous le plancher de forage, être construit en acier, à moins d'être complètement recouvert d'une gaine ignifugée;
- (d) être rechargé au moyen d'une pompe commandée par pression, capable de rétablir en moins de 5 minutes la chute de pression de l'accumulateur résultant du fonctionnement de la vanne à commande hydraulique, le cas échéant, et de la fermeture complète de l'obturateur annulaire;
- (e) être capable de fermer tout obturateur à mâchoires en moins de 30 secondes en utilisant seulement l'accumulateur;
- (f) être capable de fermer tout obturateur de type annulaire en moins de 90 secondes;
- (g) être muni de raccords et de manomètres d'accès facile pour déterminer la pression de précharge;
- (h) être muni d'un clapet de non-retour entre la pompe de recharge de l'accumulateur et l'accumulateur.

#### **4.4.6. Réserve d'azote**

L'accumulateur doit être relié à une réserve d'azote :

- (a) qui permet d'actionner la vanne à commande hydraulique et de fermer l'obturateur annulaire et un obturateur à mâchoires;
- (b) qui a une pression minimale de 12 500 kPa;
- (c) qui comporte un manomètre installé ou prêt à installer facilement, pour déterminer la pression de chaque réservoir d'azote.

#### **4.4.7. Obturateurs à mâchoires**

Les obturateurs à mâchoires, qui ne comportent pas de dispositifs automatiques de blocage des mâchoires, doivent avoir des volants de manœuvre soit installés, soit prêts à installer facilement.

#### **4.4.8. Commandes de BOP hydraulique**

Le bloc obturateur de puits doit comporter des commandes pour chaque obturateur hydraulique et pour la vanne à commande hydraulique, si un tel dispositif est installé. Ces commandes doivent se trouver près du poste du foreur pour qu'elles soient faciles d'accès.

#### **4.4.9. Systèmes de neutralisation**

Un orifice d'entrée doit être situé sous tous les obturateurs afin de relier un camion ou une pompe de neutralisation, et doit répondre aux critères suivants :

- (a) avoir un diamètre d'au moins 50 millimètres;
- (b) pour les puits de classe B, comporter un mamelon et une vanne installés sur le raccord de forage à brides, la cloche de repêchage à coins ou la tête de tubage, ainsi qu'une conduite d'injection reliée à la vanne et ayant au moins 10 mètres de longueur à partir du puits;
- (c) tous les composants de la conduite d'injection doivent avoir une pression de service nominale au moins égale à celle du BOP;
- (d) l'orifice d'entrée servant au pompage des liquides de neutralisation dans le puits doit comporter des conduites complètement séparées et reliées au raccord de forage à brides, à la cloche de repêchage à coins ou à la tête de tubage.

#### **4.4.10. Système de purge**

Un orifice de sortie doit se trouver sous tous les obturateurs afin de purger la pression du puits, et doit :

- (a) avoir un diamètre d'au moins 50 millimètres;
- (b) pour les puits de classe B, comporter :
  - (i) un mamelon et une vanne installés sur le raccord de forage à brides, la cloche de repêchage à coins ou la tête de tubage,
  - (ii) une conduite de purge qui :
    - est reliée à la vanne,
    - a au moins 10 mètres de longueur à partir du puits,

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- permet de mesurer la pression du tubage à l'extrémité de la conduite de purge pendant que la pression diminue dans le puits,
  - possède une duse réglable installée pour permettre de libérer lentement la pression du puits;
- (c) avoir une pression de service au moins égale à celle du BOP pour tous les composants de la conduite de purge;
- (d) comporter des conduites complètement séparées et reliées au raccord de forage à brides, à la cloche de repêchage à coins ou à la tête de tubage.

### 4.4.11. Tuyau flexible

Un tuyau flexible peut être installé à la place d'une conduite d'injection ou d'une conduite de purge en acier, pourvu que le tuyau :

- (a) ait la même pression nominale que le BOP;
- (b) ait le même diamètre intérieur que la conduite en acier;
- (c) possède des raccords installés à l'usine;
- (d) soit entouré d'une gaine ayant une résistance nominale au feu adéquate;
- (e) soit marqué de manière à permettre d'en reconnaître facilement le fabricant;
- (f) ne présente aucun coude ayant un rayon inférieur au rayon de cintrage minimum préconisé par le fabricant;
- (g) soit fixé de manière à n'exercer aucune contrainte sur les vannes de communication et les tuyaux de raccordement, et soit protégé contre toute détérioration d'origine mécanique;
- (h) soit entretenu et mis à l'essai en atelier pour vérifier sa pression de service au moins tous les trois ans, et que les données d'essai et l'entretien-réparation effectué soient consignés par écrit et communiqués au ministère sur demande.

### 4.4.12. Essais de pression

Pour les puits de classe B, chaque composant du BOP doit faire l'objet d'un essai de pression mené conjointement avec l'essai de pression du tubage avant de reforer la colonne de tubage précédente. L'exploitant ne doit entreprendre aucune opération de forage tant que l'essai de pression du BOP n'a pas été mené avec succès.

#### **4.4.13. Essai de fonctionnement du BOP**

L'exploitant d'un puits en cours de forage doit veiller à faire effectuer l'essai mécanique du bloc obturateur de puits au moins une fois par jour, et tout matériel se révélant défectueux doit être remis en bon état de service avant que les opérations reprennent.

#### **4.4.14. Entretien-réparation du BOP**

Au moins une fois tous les trois ans, tous les obturateurs de puits doivent faire l'objet d'un entretien-réparation et d'une mise à l'essai en atelier pour vérifier leur pression de service. Les données d'essai et l'entretien-réparation effectué doivent être consignés par écrit et communiqués au ministère sur demande.

#### **4.4.15 Formation de l'équipe de forage**

L'exploitant du puits doit en tout temps s'assurer que :

- (a) les membres de l'équipe de forage ont suivi la formation nécessaire pour utiliser le BOP;
- (b) le foreur est titulaire d'un certificat de superviseur de premier niveau délivré au cours des trois dernières années par le Service de formation dans l'industrie pétrolière ou d'un certificat équivalent en matière de mesures préventives contre les éruptions soudaines et les venues de fluide en cours de forage;
- (c) au moins une personne titulaire d'un certificat de superviseur de deuxième niveau délivré au cours des deux dernières années par le Service de formation dans l'industrie pétrolière en matière de contrôle de puits se trouve sur place;
- (d) des exercices de prévention des éruptions ont lieu avant de reforer le premier sabot de contrôle de la colonne de tubage;
- (e) chaque équipe de forage exécute des exercices de prévention des éruptions tous les sept jours;
- (f) les exercices sont faits conformément aux dispositions d) et e), et sont consignés dans le registre;



- (g) les méthodes, les calculs, les formules et les données à jour qui sont nécessaires pour contrôler le jaillissement d'un puits sont clairement affichés sur l'appareil de forage.

## **4.5. Exigences relatives au BOP pour le forage rotatif**

L'exploitant d'un puits foré à l'aide d'outils de forage rotatif doit s'assurer que les exigences suivantes sont respectées en ce qui concerne le BOP.

### **4.5.1. BOP pour forage rotatif**

- (a) Pour les puits de classe A, un BOP conforme à l'annexe 1 de la page 129 est requis.
- (b) Pour les puits de classe B, un BOP conforme à l'annexe 1 de la page 131 est requis.

### **4.5.2. Composants de forage transversal**

Les composants de forage transversal installés entre la bride supérieure de l'obturateur de puits le plus haut et la table de rotation doivent être construits de manière à pouvoir être enlevés pendant que la tige de forage ou une autre pièce d'équipement se trouve dans le trou. Le présent article ne vise pas les opérations de forage réalisées avec une tête rotative.

### **4.5.3. Cloche de repêchage à coins**

La cloche de repêchage à coins doit avoir :

- (a) une bride qui fait partie intégrante de la cloche;
- (b) au moins une vanne, sauf si un raccord de forage à brides a été installé entre la cloche de repêchage et l'obturateur à mâchoires inférieur.

### **4.5.4. Commande hydraulique**

Tous les obturateurs de puits doivent être à commande hydraulique et être reliés à un accumulateur, sauf pour les puits de classe A.

### **4.5.5. Accumulateur**

Lorsqu'un accumulateur est utilisé, il doit :

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) être installé et fonctionner conformément aux directives du fabricant;
- (b) pouvoir fournir, sans être rechargé, une pression et un volume de fluide suffisants pour ouvrir la vanne à commande hydraulique de la conduite de purge, pour fermer complètement l'obturateur annulaire et pour maintenir une pression de 8400 kPa dans l'accumulateur;
- (c) être relié aux obturateurs et à la vanne à commande hydraulique de la conduite de purge avec des conduites ayant une pression de service égale à la pression de service de l'accumulateur, et si les conduites sont situées sous la substructure, être construit en acier, à moins d'être complètement recouvert d'une gaine ignifugée;
- (d) être rechargé au moyen d'une pompe automatique commandée par pression pouvant rétablir en moins de 5 minutes la chute de pression de l'accumulateur qui résulte du fonctionnement de la vanne à commande hydraulique et de la fermeture complète de l'obturateur annulaire;
- (e) être capable de fermer tout obturateur à mâchoires en moins de 30 secondes en utilisant seulement l'accumulateur;
- (f) être capable de fermer tout bloc obturateur de type annulaire d'une dimension allant jusqu'à 350 millimètres inclusivement en moins de 60 secondes;
- (g) être capable de fermer tout bloc obturateur de type annulaire d'une dimension supérieure à 350 millimètres inclusivement en moins de 90 secondes;
- (h) être muni de raccords et de manomètres d'accès facile pour déterminer la pression de précharge.

### 4.5.6. Réserve d'azote

L'accumulateur doit être relié à une réserve d'azote :

- (a) qui permet d'actionner la vanne à commande hydraulique et de fermer l'obturateur annulaire et un obturateur à mâchoires;
- (b) qui a une pression minimale de 12 500 kPa;
- (c) qui comporte un manomètre installé ou prêt à installer facilement, pour déterminer la pression de chaque réservoir d'azote.

#### **4.5.7. Obturateurs à mâchoires**

Les obturateurs à mâchoires, qui ne comportent pas de dispositifs automatiques de blocage des mâchoires, doivent avoir des volants de manœuvre soit installés, soit prêts à installer facilement.

#### **4.5.8. Commandes du BOP**

Le bloc obturateur de puits doit comporter :

- (a) des commandes pour chaque obturateur et pour la vanne à commande hydraulique de la conduite de purge, ces commandes devant se trouver près du poste du foreur pour qu'elles demeurent faciles d'accès;
- (b) un ensemble de commandes supplémentaires qui :
  - (i) permettent de fermer chaque obturateur et d'ouvrir la vanne à commande hydraulique de la conduite de purge,
  - (ii) sont situées à au moins 15 mètres de distance du puits, et
  - (iii) sont faciles d'accès et abritées ou logées dans une cabine afin de protéger l'exploitant contre tout écoulement provenant du puits.

#### **4.5.9. Système de neutralisation du BOP**

Sauf pour les puits de classe A, le bloc obturateur de puits doit comporter un système de neutralisation qui permet de pomper des fluides dans le puits et qui :

- (a) consiste en un ensemble de robinets et de conduites en acier ayant une pression de service égale à celle du bloc obturateur de puits, comme l'indique l'annexe 1 pour la classe de puits visée;
- (b) est doté d'une conduite d'injection reliant le flexible pour boue de forage au raccord de forage à brides;
- (c) est doté d'une vanne pour isoler la conduite d'injection du tube goulotte;
- (d) est doté de deux vannes à brides installées sur chaque raccord de forage à brides;
- (e) est doté de conduites d'un diamètre nominal d'au moins 50 millimètres.

#### **4.5.10. Tuyau flexible**

Un tuyau flexible peut être installé à la place de la conduite d'injection en acier, pourvu que le tuyau :

- (a) ait la même pression nominale que le BOP;
- (b) ait le même diamètre intérieur que la conduite en acier;
- (c) possède des raccords installés à l'usine;
- (d) soit entouré d'une gaine ayant une résistance nominale au feu adéquate;
- (e) soit marqué de manière à permettre d'en reconnaître facilement le fabricant;
- (f) ne présente aucun coude ayant un rayon inférieur au rayon de cintrage minimum préconisé par le fabricant;
- (g) soit fixé de manière à n'exercer aucune contrainte sur les vannes de communication et les tuyaux de raccordement, et soit protégé contre toute détérioration d'origine mécanique;
- (h) soit entretenu et mis à l'essai en atelier pour vérifier sa pression de service au moins tous les trois ans, et que les données d'essai et l'entretien-réparation effectué soient consignés par écrit et communiqués au ministère sur demande.

#### **4.5.11. Système de purge de classe B**

Le bloc obturateur de puits doit comprendre un système de purge qui permet de réduire la pression dans le puits, et un manomètre précis et tout autre matériel nécessaire doivent être installés ou prêts à installer facilement sur le tube goulotte ou sur un autre raccord adéquat, afin de connaître la pression dans la tige de forage au système de commande des duses. Le système de purge doit :

- (a) consister en un ensemble de vannes, de duses et de conduites en acier ayant une pression de service égale à celle du bloc obturateur de puits, comme l'indique l'annexe 1 pour la classe de puits visée, sauf pour la partie de la conduite de purge qui se trouve en aval de la dernière vanne du collecteur de purge;
- (b) comporter seulement des tuyaux droits ou des tuyaux coudés à 90 degrés, construits avec des raccords en T et en croix empêchant les retours de fluides;

- (c) être solidement arrimé.

#### **4.5.12. Système de purge de classe A**

Pour les puits de classe A, le système de purge doit consister en :

- (a) une conduite d'un diamètre nominal de 75 millimètres qui comporte une vanne à ouverture rapide et qui se termine dans une fosse de terre située à au moins 30 mètres de distance du puits lorsque le forage s'effectue avec de la boue; ou
- (b) une conduite d'un diamètre nominal de 100 millimètres qui se termine dans une fosse de terre située à au moins 30 mètres de distance du puits lorsque le forage s'effectue avec de l'air.

#### **4.5.13. Conduite de purge entre le raccord de forage à brides et le collecteur**

La section de la conduite de purge qui relie le raccord de forage à brides et le collecteur de duses doit :

- (a) avoir un diamètre nominal d'au moins 75 millimètres;
- (b) être reliée par des brides ou des raccords unions pour conduites à haute pression, et être conforme aux exigences énoncées à l'article 4.5.12;
- (c) comporter 2 vannes à brides installées sur le raccord de forage à brides, l'une de ces vannes étant à commande hydraulique, et lorsque deux raccords de forage à brides sont installés, la vanne à commande hydraulique doit être reliée au raccord à brides supérieur;
- (d) lorsqu'un tuyau flexible est installé dans la section de la conduite de purge qui relie le raccord de forage à brides et le collecteur de duses, ce tuyau doit être conforme aux exigences énoncées à l'article 4.5.10.

#### **4.5.14. Collecteur de duses**

Le collecteur de duses doit :

- (a) être fabriqué conformément aux exigences énoncées à l'article 4.5.11;
- (b) permettre de détourner l'écoulement du puits :

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (i) vers la fosse de brûlage par une conduite ayant un diamètre nominal minimum de 75 millimètres,
- (ii) vers un circuit de boue et une fosse de brûlage par deux tubes de duses d'un diamètre nominal minimum de 50 millimètres;
- (c) comporter deux duses réglables, une sur chaque tube de duses, avec des vannes pour isoler chaque duse;
- (d) être construit avec un orifice de sortie à vanne placé de telle sorte que peu importe le tube qui est utilisé, la pression de tubage puisse être surveillée au moyen d'un manomètre précis qui devra soit être installé, soit être prêt à installer facilement;
- (e) être équipé pour pouvoir fournir la pression de tubage à partir du système de commande des duses lorsqu'une duse commandée à distance est installée;
- (f) être construit de manière à permettre de réaliser les circuits d'écoulement montrés à l'annexe 1, sans toutefois devoir suivre ces configurations exactes;
- (g) être situé à l'extérieur de la substructure et être d'accès facile;
- (h) être protégé contre le gel.

### **4.5.14.1. Collecteur – Conduite du circuit de boue**

Une conduite allant du collecteur au circuit de boue doit :

- (a) être reliée à chaque tube de duses;
- (b) avoir au moins le même diamètre nominal que les tubes de duses;
- (c) diriger l'écoulement vers un bassin à boue en passant par un séparateur gaz-boue, sauf si la pompe aspire du fluide dans les fosses de terre.

### **4.5.14.2. Conduite de purge du collecteur de duses**

La section de la conduite de purge qui se trouve en aval de la dernière vanne du collecteur de duses vers la fosse de brûlage doit :

- (a) avoir un diamètre nominal d'au moins 75 millimètres;
- (b) avoir au moins 30 mètres de longueur à partir du puits et être solidement arrimée;
- (c) se terminer en pointant légèrement vers le bas dans une fosse de terre qui doit :

- (i) être creusée à une profondeur minimum de 1 mètre,
- (ii) avoir des parois qui s'élèvent à une hauteur minimum de 1 mètre au-dessus du sol,
- (iii) être d'une forme appropriée pour contenir le liquide.

#### **4.5.14.3. Conduites de purge auxiliaires**

Lorsque des conduites de purge auxiliaires sont installées, elles doivent avoir le même diamètre nominal que les conduites qui sont rallongées, et être conformes aux exigences de l'article 4.5.14.2.

#### **4.5.15. Bassins à boue**

Lorsqu'un bassin à boue est en service, l'exploitant doit :

- (a) installer et entretenir un séparateur gaz-boue relié à un circuit de torche distinct ayant un diamètre d'au moins 25 millimètres de plus que la conduite d'aspiration et se terminant dans une fosse de terre située à 30 mètres de distance du puits;
- (b) installer et entretenir un dispositif ou instaurer une méthode pour avertir le foreur qu'il y a un changement de niveau du fluide contenu dans le bassin à boue ou un déséquilibre des volumes de fluide qui entrent dans le puits et en ressortent.

#### **4.5.16. Volume de fluide de forage**

Le système de fluide de forage doit être équipé d'instruments pour mesurer précisément le volume de fluide de forage requis pour remplir le puits quand les tiges sont retirées.

#### **4.5.17. Retrait des tiges**

Lorsqu'il retire les tiges du puits, l'exploitant doit s'assurer que :

- (a) le trou est rempli de fluide de forage à des intervalles assez fréquents pour que le niveau de fluide dans le trou de forage ne descende pas sous une profondeur de 30 mètres;
- (b) le volume de fluide est consigné par écrit chaque fois que le trou est rempli.

#### **4.5.18. Temps froid**

Lorsque les opérations se déroulent par temps froid, l'exploitant doit s'assurer :

- (a) de chauffer adéquatement la colonne du bloc obturateur et les vannes connexes, le système de neutralisation, l'accumulateur et le collecteur de duses pour maintenir leur efficacité;
- (b) que toutes les conduites du système de purge, y compris les sections qui se trouvent entre les obturateurs et le collecteur de duses, sont :
  - (i) vides,
  - (ii) remplies d'un fluide incongelable et miscible avec de l'eau, ou
  - (iii) chauffées.

#### **4.5.19. Soupape de sûreté du train de tiges (vanne d'intervention d'urgence)**

L'exploitant doit maintenir en position ouverte, sur l'appareil de forage et dans un endroit facile d'accès, une soupape de sûreté du train de tiges à grande ouverture, ainsi qu'un dispositif capable de stopper le refoulement si aucun n'est installé sur le train de tiges, ces deux éléments pouvant être scellés dans le puits lorsqu'ils sont installés dans la tige ou les colliers de forage.

#### **4.5.20. Forage à l'air, au gaz ou à la mousse**

Lorsqu'un puits est foré à l'air, au gaz ou à la mousse, l'exploitant doit :

- (a) installer et entretenir :
  - (i) outre le bloc obturateur de puits qui est requis à l'annexe 1, une tête rotative qui détourne l'écoulement pendant que le puits est foré à l'air,
  - (ii) un déviateur d'au moins 30 mètres de longueur,
  - (iii) une réserve de fluide de forage d'un volume égal à au moins 1,5 fois la capacité du trou,
  - (iv) un appareil de surveillance continue du sulfure d'hydrogène dans le déviateur, si les formations de forage risquent de contenir du sulfure d'hydrogène;
  - (v) brûler à la torche tout gaz s'échappant de l'extrémité du déviateur.



#### **4.5.21. Essais de pression**

Avant de reforer le sabot de tubage, l'exploitant doit s'assurer de mener un essai de pression de dix minutes sur le tubage et :

- (a) sur chaque obturateur à mâchoires avant de reforer le ciment du tubage de surface, du tubage intermédiaire et du tubage de production, à 1400 kPa avec un fluide à faible viscosité, et de mener cet essai avant les essais des obturateurs à mâchoires décrits aux dispositions b) et c);
- (b) sur chaque obturateur à mâchoires et obturateur annulaire, et sur le collecteur de purge avant de reforer le ciment du tubage de surface, à 3500 kPa ou à une pression numériquement équivalente en kilopascals à 25 fois la profondeur en mètres de la pose en puits de la première colonne de contrôle, selon la plus faible de ces deux pressions;
- (c) sur chaque obturateur à mâchoires et sur le collecteur de purge avant de reforer le ciment du tubage intermédiaire et du tubage de production, à une pression équivalente à la pression de service de l'obturateur à mâchoires, sauf que si la pression au sabot de tubage dépasse 67 % de la pression d'éclatement du tubage, le tubage doit être exclu de l'essai au moyen d'un bouchon en suspension de tubage;
- (d) sur chaque obturateur annulaire, avant de reforer le ciment du tubage intermédiaire et du tubage de production, à une pression équivalente à la moitié de sa pression de service.

##### **4.5.21.1. Suspension des opérations – Résultats des essais**

L'exploitant doit cesser toute activité au puits jusqu'à ce que les essais requis à l'article 4.5.21 soient effectués de façon satisfaisante et que l'ensemble du BOP fonctionne correctement.

#### **4.5.22. Usure du tubage**

Le tubage sujet à l'usure causée par les tiges de forage doit être examiné afin de déterminer sa capacité à résister à la pression et ce, au moyen :

- (a) d'une diagraphie d'inspection du tubage afin de déterminer le niveau d'usure;
- (b) d'un test de résistance à la pression lors duquel la pression exercée est égale ou inférieure à 50 % de la pression d'éclatement maximale de la section la

plus faible du tubage, ou à la pression d'utilisation des obturateurs anti-éruption, si elle est plus basse.

#### **4.5.23. Essai mécanique du BOP**

L'exploitant du puits doit s'assurer que :

- (a) le bloc obturateur de puits fait l'objet d'un essai mécanique chaque jour et que tout matériel qui se révèle défectueux est remis en bon état de service avant que les opérations reprennent;
- (b) pour tout bloc obturateur de type annulaire, tous les essais mécaniques et les essais de pression requis au présent article sont menés pendant que la tige est dans le trou;
- (c) tous les essais sont consignés dans le registre et, dans le cas d'un essai de pression, que le rapport indique l'obturateur qui a été mis à l'essai, la durée de l'essai et les pressions d'essai observées au début et à la fin de chaque essai.

#### **4.5.24. Entretien-réparation du BOP**

Les obturateurs de puits doivent faire l'objet d'un entretien-réparation et d'une mise à l'essai en atelier tous les trois ans pour vérifier leur pression de service. L'exploitant doit consigner par écrit et conserver les données d'essai et l'entretien-réparation effectué.

#### **4.5.25. Formation de l'équipe de forage :**

L'exploitant du puits doit en tout temps s'assurer que :

- (a) les membres de l'équipe de forage ont suivi la formation nécessaire pour utiliser le bloc obturateur de puits;
- (b) le foreur est titulaire d'un certificat de superviseur immédiat délivré au cours des trois dernières années par le Service de formation dans l'industrie pétrolière ou d'un certificat équivalent en matière de mesures préventives contre les éruptions soudaines et les venues de fluide en cours de forage;
- (c) au moins une personne titulaire d'un certificat de superviseur de deuxième niveau délivré au cours des deux dernières années par le Service de formation dans l'industrie pétrolière en matière de contrôle de puits est disponible;

- (d) des exercices de prévention des éruptions ont lieu avant de reforer le premier sabot de contrôle de la colonne de tubage;
- (e) chaque équipe de forage fait des exercices de prévention des éruptions tous les sept jours;
- (f) les exercices sont faits conformément aux dispositions d) et e), et sont consignés dans le registre;
- (g) les méthodes, les calculs, les formules et les données à jour qui sont nécessaires pour contrôler le jaillissement d'un puits sont clairement affichés sur l'appareil de forage.

#### **4.5.26. Essai du train de tiges**

Lorsque le train de tiges d'un puits est mis à l'essai, l'exploitant doit s'assurer :

- (a) qu'un dispositif est installé au-dessus du matériel d'essai de fond de puits pour permettre la circulation des fluides dans le train de tiges;
- (b) qu'une vanne maîtresse télécommandée est installée sur la tête d'essai.

#### **4.6. Entretien-réparation du bloc obturateur de puits**

L'exploitant d'un puits en cours de complétion, de reconditionnement, de réentrée, de comblement, de rebouchage, d'entretien ou de remise en état, sauf pour les puits d'exploitation par dissolution où il n'y a pas de pression dans la caverne de sel ou la galerie, doit s'assurer que :

- (a) le puits est sous contrôle;
- (b) le bloc obturateur de puits est installé et entretenu de manière à permettre de stopper tout écoulement provenant du puits, peu importe le type ou le diamètre des outils ou du matériel se trouvant dans le puits;
- (c) le bloc obturateur de puits est installé conformément à la classe du puits et aux spécifications énoncées à l'article 4.6.3;
- (d) le bloc obturateur de puits a une pression nominale égale ou supérieure à la pression nominale de la bride du tubage de production, ou à la pression de formation, selon la plus faible des deux;
- (e) les obturateurs à mâchoires hydrauliques qui ne comportent pas de dispositif automatique de blocage des mâchoires ont des volants de manœuvre soit installés, soit prêts à installer facilement;

- (f) pour les cavernes de sel destinées au stockage d'hydrocarbures, les exigences d'entretien-réparation du bloc obturateur de puits de classe II sont respectées.

#### **4.6.1. Puits de gaz éruptifs de classe I**

Nonobstant la disposition a) de l'article 4.6, il est possible d'effectuer la complétion, l'entretien ou la remise en état d'un puits de gaz de classe I pendant que le puits est éruptif.

#### **4.6.2. Lubrificateur**

Un lubrificateur complet peut être utilisé à la place du bloc obturateur de puits ou conjointement avec le bloc recommandé dans la présente partie pendant l'exécution des tâches d'entretien du puits qui s'effectuent normalement par la tête du puits, par exemple la perforation, la diaggraphie ou la stimulation du puits.

#### **4.6.3. Entretien selon les classes de puits**

Pour l'application des exigences relatives à l'entretien du bloc obturateur de puits et au bloc obturateur requis à l'annexe 2, les puits sont classifiés de la façon suivante :

- (a) Classe I : un puits est de classe I si la pression de gisement de la zone est inférieure à 5500 kPa, s'il n'y a pas de sulfure d'hydrogène dans l'échantillon représentatif de gaz, ce puits étant :
- (i) un puits de gaz, ou
  - (ii) inclus dans un projet d'injection d'eau;
- (b) Classe II : un puits est de classe II si la pression nominale de la bride du tubage de production est inférieure ou égale à 21 000 kilopascals et si la concentration de sulfure d'hydrogène dans l'échantillon représentatif de gaz est inférieure à 10 moles par kilomole;
- (c) Classe III : un puits est de classe III si la pression nominale de la bride du tubage de production est :
- (i) supérieure à 21 000 kilopascals, ou
  - (ii) inférieure ou égale à 21 000 kilopascals et si la concentration de sulfure d'hydrogène dans l'échantillon représentatif de gaz est égale ou supérieure à 10 moles par kilomole.

#### 4.6.4. Commande hydraulique

Tous les obturateurs de puits doivent être à commande hydraulique et être reliés à un accumulateur qui :

- (a) est installé et utilisé conformément aux directives du fabricant;
- (b) est relié aux obturateurs par des conduites ayant une pression de service égale à la pression de service du système et à moins de 7 mètres du puits, les conduites doivent être construites en acier, à moins d'être complètement recouvertes d'une gaine ignifugée adéquate;
- (c) peut fournir, sans être rechargé, une pression et un volume de fluide suffisants pour fermer complètement tous les obturateurs et pour maintenir une pression minimale de 8400 kPa dans l'accumulateur;
- (d) être rechargé au moyen d'une pompe à commande pression pouvant rétablir en moins de 5 minutes la chute de pression de l'accumulateur qui résulte de la fermeture complète de tous les obturateurs;
- (e) doit être capable de fermer tout obturateur à mâchoires en moins de 30 secondes;
- (f) doit être capable de fermer l'obturateur annulaire en moins de 60 secondes;
- (g) doit être muni de raccords et de manomètres d'accès facile pour déterminer la pression de précharge;
- (h) doit être muni d'un clapet de non-retour entre la pompe de recharge de l'accumulateur et l'accumulateur.

#### 4.6.5. Accumulateur

L'accumulateur doit être relié à une réserve d'azote pouvant permettre de fermer tous les obturateurs installés dans le puits.

#### 4.6.6. Réserve d'azote

La réserve d'azote doit :

- (a) pouvoir fournir une pression et un volume suffisants pour fermer complètement tous les obturateurs et pour maintenir une pression minimale de 8400 kPa;

- (b) être dotée d'un manomètre installé ou prêt à installer facilement, pour déterminer la pression de chaque réservoir d'azote.

#### **4.6.7. BOP pour puits de classes I et II :**

Pour les puits des classes I et II, le bloc obturateur de puits :

- (a) doit utiliser le système hydraulique de l'appareil de forage pour recharger l'accumulateur;
- (b) doit comporter, pour chaque obturateur, des commandes faciles d'accès et situées près du poste de l'exploitant, ainsi qu'un ensemble de commandes supplémentaires qui sont situées à au moins 5 mètres de distance du puits.

#### **4.6.8. BOP pour puits de classe III :**

Pour les puits de la classe III, le bloc obturateur de puits doit comporter :

- (a) un accumulateur indépendant avec des commandes pour chaque obturateur, situées à au moins 25 mètres de distance du puits, et abritées ou logées dans une cabine afin de protéger l'exploitant contre tout écoulement provenant du puits;
- (b) un ensemble de commandes supplémentaires qui sont situées dans un endroit facile d'accès, près du poste de l'exploitant.

##### **4.6.8.1. BOP pour puits de classe I**

Pour les puits de gaz de la classe I, le bloc obturateur de puits doit comporter :

- (a) un déviateur consistant en deux conduites d'un diamètre nominal de 50 millimètres, ou en une conduite de 75 millimètres qui sont reliées à un raccord de forage à brides avec vanne situé sous les obturateurs, qui s'étendent à au moins 20 mètres de distance du puits et qui sont solidement arrimées;
- (b) un dispositif d'arrêt installé sur l'accouplement inférieur de la tige de production pour prévenir tout écoulement pendant que le tubage est installé dans le puits ou en est retiré;
- (c) une garniture d'étanchéité.

#### 4.6.8.2 Conduites de BOP pour puits de classes II et III

Pour les puits des classes II et III, le bloc obturateur de puits doit comporter deux conduites, l'une pour purger la pression et l'autre pour neutraliser le puits. Ces conduites doivent :

- (a) être soit en acier, soit en tuyau flexible;
- (b) comporter une vanne et avoir une pression de service égale ou supérieure à celle qui est requise pour le bloc obturateur de puits décrit à la disposition c) de l'article 4.6.3;
- (c) être reliées, l'une à la pompe de l'appareil de forage et l'autre, au réservoir;
- (d) comporter le matériel nécessaire pour permettre de relier une conduite à la tige de production et l'autre conduite à l'annulaire du puits à l'aide :
  - (i) d'un orifice de sortie à bride sur l'obturateur situé sous les mâchoires inférieures,
  - (ii) d'un orifice de sortie sur un raccord de forage à brides situé sous les obturateurs;
- (e) avoir un diamètre nominal d'au moins 50 millimètres;
- (f) être solidement arrimées.

#### 4.6.9 Collecteur de BOP pour puits de classes II et III

Pour les puits des classes II et III, le bloc obturateur de puits doit comporter un collecteur qui :

- (a) consiste en un ensemble de vannes et de conduites en acier ayant une pression de service égale à celle du bloc obturateur de puits, comme l'indique l'annexe 2 pour la classe de puits visée;
- (b) présente un clapet de non-retour afin de prévenir tout écoulement du puits vers la pompe de l'appareil de forage;
- (c) présente une soupape de décharge de pression en amont du clapet de non-retour;
- (d) est doté d'un manomètre précis, étant soit installé, soit prêt à installer facilement.

#### **4.6.10. Manomètre**

Un manomètre précis doit être installé ou prêt à installer facilement pour déterminer la pression dans l'espace annulaire pendant la fermeture du puits.

#### **4.6.11. Soupape de sûreté (vanne d'intervention d'urgence)**

L'exploitant doit maintenir en position ouverte, sur la plateforme de maintenance et dans un endroit facile d'accès, une soupape de sûreté à grande ouverture qui peut être fixée sur la tige de production ou sur une autre conduite dans le puits.

#### **4.6.12. Essai de pression**

Avant de commencer l'exploitation d'un puits, sauf si le puits est de classe I, l'exploitant doit s'assurer de faire effectuer un essai de pression de 10 minutes :

- (a) sur chaque obturateur à mâchoires, à 1400 kPa, avant de mener les essais décrits aux dispositions b) et c);
- (b) sur chaque obturateur à mâchoires, sur la soupape de sûreté à grande ouverture et sur le raccord situé entre le bloc obturateur et la tête du puits, à la pression nominale de la tête du puits ou à la pression de formation, selon la plus faible des deux;
- (c) sur chaque obturateur annulaire, à 7000 kPa ou à la pression de formation, selon la plus faible des deux.

#### **4.6.13. Essais de l'obturateur annulaire**

Pour tout bloc obturateur de type annulaire, tous les essais mécaniques et les essais de pression requis au présent article doivent être menés pendant que la tige est dans le trou.

#### **4.6.14. Essais mécaniques du BOP**

L'exploitant du puits doit s'assurer que le bloc obturateur de puits fait l'objet d'un essai mécanique chaque jour et que tout matériel qui se révèle défectueux est remis en bon état de service avant que les opérations reprennent.



#### **4.6.15. Production de rapports sur les essais**

Tous les essais doivent être consignés dans le registre et, dans le cas d'un essai de pression, le rapport doit indiquer l'obturateur qui a été mis à l'essai, la durée de l'essai et la pression d'essai.

#### **4.6.16. Entretien-réparation du BOP**

Tous les obturateurs de puits doivent faire l'objet d'un entretien-réparation et d'une mise à l'essai en atelier tous les trois ans pour vérifier leur pression de service. L'exploitant doit consigner par écrit et conserver les données d'essai et l'entretien-réparation effectué.

#### **4.6.17. Formation**

L'exploitant du puits doit en tout temps s'assurer que :

- (a) un foreur titulaire d'un certificat valide délivré par le Service de formation dans l'industrie pétrolière en matière de mesures préventives contre les éruptions soudaines et de contrôle de puits se trouve à l'emplacement du puits en tout temps pendant que des opérations se déroulent;
- (b) les membres de l'équipe de forage ont suivi la formation nécessaire pour utiliser le bloc obturateur de puits;
- (c) chaque équipe de forage fait des exercices de prévention des éruptions tous les sept jours civils;
- (d) les exercices sont exécutés conformément à la disposition c) et consignés par écrit dans le registre.

#### **4.6.18. Temps froid**

Lorsque des opérations se déroulent par temps froid, un dispositif de chauffage adéquat doit fournir suffisamment de chaleur pour maintenir l'efficacité du bloc obturateur de puits.

### **4.7. Exigences relatives à l'espacement du matériel**

Le matériel utilisé à l'emplacement du puits doit être espacé conformément aux distances indiquées à la figure 2 et à la partie 5.

## **Partie 5. Ouvrages**

L'article suivant s'applique à tout ce qui a trait aux têtes de puits, emplacements de batteries, réservoirs, réseaux de collecte, tuyauteries et installations de traitement. Sont abordés tous les éléments qui vont de la tête de puits jusqu'aux valves d'arrêt automatiques d'urgence dans le cas des cavernes de stockage d'hydrocarbures, et jusqu'aux premières vannes d'isolement dans le cas des mines d'exploitation par dissolution du sel.

Toute autre publication citée dans la présente partie fait référence au plus récent numéro de ladite publication en vigueur, y compris à l'ensemble des modifications publiées.

### **5.01. Exceptions**

Les conditions exigées aux articles 5.14, 5.14.1 et 5.15.6 ne s'appliquent pas aux exploitants de puits privés.

### **5.1. Exigences générales**

L'exploitant doit :

- (a) maintenir l'ordre dans tous les chantiers;
- (b) s'assurer que tous les produits chimiques, combustibles et autres substances sont entreposés en toute sécurité;
- (c) veiller à ce que tout déchet et tout matériel inutilisé soient enlevés et éliminés de manière adéquate.

#### **5.1.1. Manutention des déchets**

L'exploitant d'un ouvrage doit s'assurer que :

- (a) le fluide de champ pétrolifère produit par un puits est :
  - (i) éliminé dans un puits de rejet accrédité par le ministère des Richesses naturelles et des Forêts,
  - (ii) injecté de nouveau dans un puits de récupération secondaire faisant l'objet d'un permis, ou

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (iii) placé dans une installation d'élimination des déchets approuvée par le MECP ou transporté et éliminé conformément à la Loi sur la protection de l'environnement;
- (b) la manutention, l'entreposage ou l'élimination du fluide de champ pétrolifère, du pétrole, du gaz, des déchets ou de tout produit chimique ou inflammable ou de tout autre produit ou déchet utilisé ou produit à la suite de travaux dans un puits ou sur un ouvrage sont effectués de manière à éviter :
  - (i) de porter atteinte aux droits de qui que ce soit,
  - (ii) de créer ou de constituer un danger pour la santé ou la sécurité publique,
  - (iii) que le produit s'écoule dans l'eau douce ou contamine un horizon aquifère ou un plan d'eau douce, ou reste stagnant et contamine de l'eau douce ou un plan d'eau, ou
  - (iv) que le produit inonde ou endommage quelque terrain, route, bâtiment ou structure que ce soit;
- (c) les débris, détritiques et déchets provenant d'un puits ou d'un ouvrage, ou produits à la suite de travaux dans un puits ou sur un ouvrage, sont retirés immédiatement des bâtiments, des réservoirs, des puits, des stations de pompage ou d'autres sources de vapeurs inflammables et sont éliminés de façon à éviter tout danger d'incendie, conformément à la Loi sur la protection de l'environnement;
- (d) les fluides de stimulation récupérés d'un puits sont conservés à l'écart du fluide de champ pétrolifère et sont éliminés conformément à la Loi sur la protection de l'environnement.

### **5.2. Identification des puits – sur la terre ferme**

L'exploitant d'un puits doit identifier son puits à l'aide d'un panneau installé dans un endroit bien visible et sur lequel figure le numéro de permis du puits.

### **5.3. Identification des batteries et des installations de production – sur la terre ferme**

L'exploitant d'une batterie, d'une installation de production ou d'un ouvrage se trouvant sur la terre ferme doit l'identifier à l'aide d'un panneau installé dans un endroit bien visible et sur lequel sont indiqués :

Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) son nom;
- (b) le numéro de téléphone à composer en cas d'urgence au site (numéro de téléphone d'urgence).

#### **5.4. Gaspillage de pétrole et de gaz**

L'exploitant d'un puits doit :

- (a) prendre toutes les précautions possibles pour éviter le gaspillage de pétrole et de gaz lors des opérations quotidiennes et éviter d'utiliser ces substances de façon inappropriée et de les laisser s'écouler ou fuir d'un réservoir naturel, d'un puits, d'une cuve, d'un tuyau ou de tout autre ouvrage;
- (b) éviter de laisser le gaz s'évacuer dans l'atmosphère si ledit gaz peut être brûlé à la torche;
- (c) produire du gaz dissous, conformément à l'article 6.

#### **5.5. Exigences en matière de retrait**

L'exploitant doit s'assurer que tous les ouvrages respectent ou dépassent les exigences en matière de retrait, prévues dans la présente norme.

##### **5.5.1. Brûlages**

Aucune fosse de brûlage ni extrémité de circuit de torche ne doit être située :

- (a) à moins de 75 mètres d'une habitation, d'un établissement, agricole, commercial ou industriel, d'une école, d'une église ou d'un lieu de rassemblement public;
- (b) à moins de 50 mètres d'un important pipeline, d'une ligne à haute tension, d'une voie ferrée ou d'une piste d'atterrissage;
- (c) à moins de 30 mètres d'une tête de puits, d'un réservoir de stockage de pétrole et de saumure, d'un réservoir de stockage sous pression, d'une emprise routière municipale, d'un bureau et d'un bâtiment de service;
- (d) à moins de 15 mètres d'un compresseur, d'un refroidisseur aérien, d'une autre tour de torche, d'un dispositif de chauffage soumis à l'action de la chaleur, d'un quai de chargement de pétrole et de saumure, d'une colonne de fractionnement ou d'une cuve de traitement, d'une pompe, d'un poste électrique ou d'un appareillage de connexion.

### **5.5.2. Réservoirs de pétrole et de saumure**

Aucun réservoir de stockage de pétrole et de saumure ne doit être situé :

- (a) à moins de 75 mètres d'une habitation, d'un établissement agricole, commercial ou industriel, d'une école, d'une église, d'un lieu de rassemblement public ou d'une piste d'atterrissage;
- (b) à moins de 30 mètres d'un important pipeline, d'une ligne de transport d'électricité, d'une tour de torche, d'une fosse de brûlage ou d'une fosse à combustion, d'un bureau, d'un poste électrique ou d'un appareillage de connexion;
- (c) à moins de 20 mètres d'une tête de puits, d'une emprise routière municipale ou d'une voie ferrée;
- (d) à moins de 15 mètres d'un compresseur, d'un bâtiment de service, d'un refroidisseur aérien, d'une chaudière, d'un dispositif de chauffage soumis à l'action de la chaleur, d'une cuve de traitement, d'un traiteur ou d'une cuve de stockage sous pression;
- (e) à moins de 1 mètre d'autres réservoirs de pétrole et de saumure.

### **5.5.3. Cuves de traitement**

Aucune cuve de traitement ne doit être située :

- (a) à moins de 60 mètres d'une habitation, d'un établissement agricole, commercial ou industriel, d'une école, d'une église, d'un lieu de rassemblement public ou d'une piste d'atterrissage;
- (b) à moins de 20 mètres d'une emprise routière municipale ou d'une voie ferrée;
- (c) à moins de 15 mètres d'un réservoir de stockage de pétrole ou de saumure, d'une fosse de brûlage ou d'une fosse à combustion, d'une tête de puits, d'un bureau ou d'un bâtiment de service et d'une tour de torche;
- (d) à moins de 10 mètres de toute autre cuve de traitement chauffée arrête-flamme soumise à l'action de la chaleur;
- (e) à moins de 7 mètres d'un réservoir de pétrole ou de saumure, où la cuve de traitement n'est pas soumise à l'action de la chaleur.

#### **5.5.4. Moteurs diesel**

Les moteurs diesel doivent être munis :

- (a) de robinets de coupure d'admission d'air adéquats;
- (b) d'un système qui permet d'injecter un gaz inerte dans les cylindres du moteur;
- (c) d'un conduit qui permet de situer l'admission d'air servant à alimenter le moteur à une distance d'au moins 5 mètres du puits;
- (d) d'un autre dispositif approuvé.

##### **5.5.4.1. Autres moteurs**

Dans le cas des moteurs à combustion interne non dotés d'un robinet de coupure d'admission d'air, l'admission de l'air doit se faire à une distance d'au moins 15 mètres du puits.

##### **5.5.4.2. Tuyaux d'échappement des moteurs**

Le tuyau d'échappement d'un moteur situé dans un rayon de 15 mètres d'une cuve de traitement d'un puits, d'un réservoir de stockage de pétrole ou de toute autre source de vapeur inflammable doit être installé de façon :

- (a) à éliminer le risque que des flammes courent le long du tuyau ou jaillissent de son extrémité;
- (b) à éviter que l'extrémité se trouve à moins de 2 mètres de l'axe du tuyau vertical du puits projeté vers le haut et de façon à l'orienter dans la direction opposée au puits.

#### **5.6. Entreposage des fluides**

Le pétrole et les fluides générés pendant les activités de production doivent :

- (a) être entreposés dans des réservoirs conçus, fabriqués et exploités de manière sécuritaire et écologique;
- (b) être entreposés ailleurs que dans des réservoirs souterrains, des bassins ou des fosses de terre.

### **5.6.1. Digues**

Un réservoir contenant du pétrole ou tout autre fluide, à l'exception de l'eau douce, doit :

- (a) être entouré d'une digue ou d'un mur coupe-feu capable de contenir au moins 110 % de la capacité totale des réservoirs entourés;
- (b) posséder un plancher et des murs construits et entretenus de manière à garantir une perméabilité égale ou inférieure à  $1 \times 10^6$  cm/s mesurée sur une période de 72 heures en fonction du fluide conservé;
- (c) la digue ou le mur coupe-feu doivent être maintenus en bon état, et la digue ainsi que l'espace qu'elle entoure doivent être exempts d'herbes, de broussailles ou de toute substance inflammable.

### **5.6.2. Réservoirs de stockage sous pression atmosphérique**

Les réservoirs de stockage hors sol utilisés pour entreposer du pétrole et de la saumure doivent être conçus, construits, installés et entretenus conformément aux normes et spécifications suivants :

- (a) Norme 650 de l'API : Welded Tanks for Oil Storage
- (b) Spécification 12B de l'API : Specification for Bolted Tanks for Storage of Production Liquids
- (c) Spécification 12D de l'API : Specification for Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids
- (d) Spécification 12F de l'API : Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids
- (e) Spécification 12P de l'API : Specification for Fiberglass Reinforced Plastic Tanks
- (f) Norme 12R1 de l'API : Installation, Operation, Maintenance, Inspection, and Repair of Tanks in Production Service
- (g) Norme 653 de l'API : Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, for tanks fabricated to API Std 650, Welded Tanks for Oil Storage.

### **5.6.3. Réservoirs non conformes aux spécifications de l'API**

Malgré les dispositions de l'article 5.6.2, les réservoirs de stockage hors sol qui ne font pas partie d'un groupe ou d'une batterie de réservoirs et dont la capacité nominale est inférieure à 14 m<sup>3</sup> (90 fûts) peuvent être des réservoirs ne correspondant pas aux spécifications de l'API, si ceux-ci sont conçus, installés et entretenus en fonction des fluides qu'ils contiennent.

#### **5.6.4. Mise à la terre électrique**

L'exploitant doit s'assurer que :

- (a) les réservoirs de stockage hors sol sont mis à la terre;
- (b) les camions-citernes et les réservoirs de stockage sont mis à la terre à un point commun pendant le chargement ou le déchargement des réservoirs.

#### **5.6.5. Protection cathodique**

Lorsque les réservoirs de stockage hors sol font l'objet d'une protection cathodique, l'exploitant doit respecter les exigences de pratique recommandée 651 de l'API : Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks

#### **5.6.7. Identification des réservoirs de stockage**

Les réservoirs de stockage doivent être munis d'une plaque signalétique sur laquelle figurent :

- (a) la norme de fabrication applicable;
- (b) l'année de fabrication;
- (c) la capacité nominale;
- (d) le fabricant;
- (e) le diamètre nominal et la hauteur.

### **5.7. Tuyauterie**

Le réseau de collecte du pipeline doit être conforme à la norme CSA Z662 : Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz. Les conduites de transvasement doivent être conformes à la norme CSA B51 : Code des chaudières, appareils et tuyauteries sous pression.



### **5.7.1. Matériaux de pipelines**

Les matériaux utilisés dans la fabrication et l'installation des réseaux de canalisation de pétrole et de gaz doivent satisfaire aux exigences de la norme CSA Z662 : Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz.

### **5.7.2. Supervision de la construction de pipelines**

Lorsqu'un pipeline est installé, soumis à un essai ou remplacé, l'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires afin qu'un inspecteur, titulaire d'un certificat d'inspecteur de pipeline gazier ou possédant le titre d'ingénieur agréé dans la province de l'Ontario, certifie que l'installation, la vérification ou le remplacement du pipeline ont été effectués conformément à la présente partie.

### **5.7.3. Profondeur d'enfouissement**

Le réseau de collecte terrestre, situé en dehors du site de forage ou de la batterie, doit être enfoui conformément à la norme CSA Z662 : Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz.

## **5.8. Appareils sous pression**

Les appareils sous pression utilisés dans les installations pétrolières et gazières doivent être conçus, fabriqués, installés, inspectés et réparés conformément à la norme CSA B51 : Code des chaudières, appareils et tuyauteries sous pression.

## **5.9. Tours de torche**

Les tours de torches et les dispositifs de brûlage individuels d'un puits doivent :

- (a) mesurer 7,6 mètres de hauteur et avoir un diamètre nominal de 60 mm, si le puits produit jusqu'à  $1,5 \cdot 10^3 \text{m}^3$  par jour de gaz à la torche;
- (b) mesurer 10 mètres de hauteur et avoir un diamètre nominal de 60 mm, si le puits produit entre  $1,5 \cdot 10^3 \text{m}^3$  et  $70 \cdot 10^3 \text{m}^3$  par jour de gaz à la torche;
- (c) être conçus, installés et exploités conformément à la norme 521 de l'API : Pressure-relieving and Depressuring Systems si le puits produit plus de  $70 \cdot 10^3 \text{m}^3$  par jour de gaz à la torche.

## **5.10. Installations de compression/de traitement**

Les tours de torche et les dispositifs de brûlage situés aux stations de compression ou aux installations de traitement de gaz doivent être conçus, installés et exploités conformément à la norme 521 de l'API : Pressure-relieving and Depressuring Systems.

### **5.10.1. Compresseurs de gaz**

Lorsque des compresseurs sont installés pour recueillir le gaz naturel produit par un puits ou pour transporter le gaz dans un réseau de pipelines à des fins de vente ou de consommation, l'exploitant doit :

- (a) se conformer à la norme CSA Z662 : Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz, au code ASME B31.1 : Power Piping et au Code de la sécurité électrique de l'Ontario au moment de concevoir, de construire, d'exploiter et d'entretenir l'installation;
- (b) s'assurer que les commandes d'arrêt automatique sont installées et utilisées correctement;
- (c) veiller à ce que les commandes d'arrêt se déclenchent si la pression est faible ou élevée.

## **5.11. Classification des installations électriques**

Les fournitures électriques doivent satisfaire aux exigences :

- (a) au Code de la sécurité électrique de l'Ontario;
- (b) de l'Association canadienne de normalisation (CSA);
- (c) à la pratique recommandée 500 de l'API : Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2;
- (d) pour les installations extracôtières, les normes d'électricité régissant les navires TP 127 F de Transports Canada.

### **5.11.1. Installation électrique**

L'installation de matériel électrique doit être effectuée par un électricien qualifié et titulaire d'un permis délivré par l'autorité provinciale.

## **5.12. Contrôle, limitation et réduction de la pression**

L'équipement de contrôle, de limitation et de réduction de la pression doit être conforme à la norme CSA Z662 : Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz, et à la norme CSA B51 : Code des chaudières, appareils et tuyauteries sous pression.

## **5.13. Incendies, explosifs**

L'exploitant d'un puits ou d'un ouvrage doit s'assurer que :

- (a) les incendies utilisés à quelque fin que ce soit font l'objet d'un contrôle adéquat par des moyens mécaniques suffisants ou autres, de manière à ne représenter aucun danger pour les biens avoisinants;
- (b) les explosifs ou les matières explosives sont entreposés à 150 mètres de toute installation de production.

## **5.14. Examens périodiques**

L'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires afin qu'un inspecteur examine de façon hebdomadaire toutes ses installations, à l'exception des puits dont l'exploitation est suspendue en vertu de l'article 5.15, afin de déterminer la présence :

- (a) de fuites ou de déversements;
- (b) de bris;
- (c) de toute condition dangereuse.

### **5.14.1. Examen annuel**

L'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur examine, à un intervalle maximal de 12 mois, toutes les installations de surface situées sur le terrain afin de certifier qu'elles respectent les exigences provinciales.

## **5.15. Puits dont l'exploitation a été suspendue**

Avant de suspendre l'exploitation d'un puits situé sur la terre ferme, l'exploitant doit :

- (a) isoler toutes les zones poreuses et perméables les unes des autres;

- (b) s'assurer que toutes les zones d'eau douce sont isolées et protégées par un tubage cimenté.

### **5.15.1. Procédés d'isolation**

L'isolation des zones poreuses, perméables et contenant des fluides (y compris du pétrole et du gaz) doit être effectuée en utilisant l'un des procédés suivants :

- (a) un bouchon de support recouvert de ciment ou d'Hydromite;
- (b) un bouchon recouvert de pierres et de ciment;
- (c) une autre technique permettant de séparer efficacement les zones poreuses les unes des autres dans le trou principal;
- (d) si l'exploitation du puits doit être suspendue et que la colonne de production est installée et cimentée, la procédure de cimentation et le niveau de ciment dans l'espace annulaire doivent satisfaire aux exigences de la partie 3.

### **5.15.2. Matériel de surface**

Dans le cas d'un puits dont l'exploitation est suspendue et qui est situé sur la terre ferme :

- (a) le puits doit être muni de deux vannes et de bouchons forgés à tête hémisphérique, situés en parallèle et servant d'accès à chaque source potentielle de pression ou d'écoulement d'eau;
- (b) si une quantité insuffisante de ciment a été pompée pour isoler les zones poreuses du trou principal de la surface lors de la cimentation du tubage de production, l'exploitant doit installer une tête ou un raccord de forage à brides comprenant au moins deux orifices de sortie munis de deux vannes et de bouchons forgés à tête hémisphérique afin de permettre d'étanchéifier le tubage de production et l'espace annulaire du tubage intermédiaire à l'aide d'une garniture d'étanchéité;
- (c) lorsqu'un écoulement à partir de l'extérieur du ou des tubages intermédiaires est possible, l'exploitant doit installer un élément afin d'isoler l'espace annulaire du tubage intermédiaire ou il doit prévenir tout écoulement d'eau dans le trou avant de suspendre l'exploitation du puits;
- (d) lorsqu'il faut prévenir l'écoulement d'eau avec une tête de puits à la surface, l'exploitant doit veiller à disposer d'un accès à deux vannes et à bouchons forgés à tête hémisphérique vers l'espace annulaire;

- (e) la tête de puits doit être protégée par des poteaux d'acier, une clôture ou l'équivalent.

### **5.15.3. Sécurité**

L'exploitant d'un puits situé sur la terre ferme, dont l'exploitation a été suspendue et qui est potentiellement éruptif doit :

- (a) retirer les volants de manœuvre ou installer un cadenas et une chaîne sur les volants principaux;
- (b) ériger un bâtiment fermé à clé ou installer une clôture à mailles de chaîne de 1,5 mètre pourvue d'une porte verrouillée pour bloquer l'accès au puits.

### **5.15.4. Vérification du fonctionnement des vannes**

L'exploitant d'un puits dont l'exploitation a été suspendue doit inspecter la tête de puits et les vannes une fois par année pour repérer les fuites.

Remarque : En cas de grippage de la tige, de la sphère ou de la porte sur la vanne extérieure, l'installation de deux vannes en série sur le trou principal ou sur la colonne de production constitue une mesure de sécurité adéquate. Les bouchons forgés à tête hémisphérique pour haute pression fixés en aval des vannes diminuent la probabilité que la corrosion entraîne un grippage des vannes et représentent un élément dissuasif pour empêcher les accès au puits.

### **5.15.5. Entretien des vannes**

L'exploitant doit lubrifier et entretenir les vannes de la tête de puits une fois par année ou plus souvent, tel qu'il est recommandé par le fabricant.

### **5.15.6. Examen**

L'exploitant d'un puits situé sur la terre ferme et dont l'exploitation a été suspendue doit :

- (a) prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie que l'exploitation du puits a été suspendue conformément à la présente norme;
- (b) examiner chaque année toutes les autres sorties du puits pour vérifier la pression et l'écoulement de fluide, la présence d'autres fuites, l'apparence

générale et la sécurité du puits, et pour attester de la sécurité et de l'intégrité dudit puits.

## **5.16. Réhabilitation d'un site et désaffectation des ouvrages**

Les activités de réhabilitation doivent être effectuées de façon à ramener le site à son état d'origine ou presque, au plus tard un an après la fin des travaux d'exploitation. Les activités de réhabilitation doivent comprendre :

- (a) l'élimination de la totalité des déchets liquides et solides selon une technique écologique et sécuritaire;
- (b) le retrait de tous les débris;
- (c) l'assèchement et le remplissage des excavations;
- (d) le retrait des ouvrages de surface, des assises en béton non utilisées, de la machinerie et des matériaux;
- (e) le planage et la restauration de la pente d'origine du site;
- (f) la prise des dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur visite le site et certifie que les activités de réhabilitation ont été réalisées dans le respect de la présente norme.

## **5.17. Zones submergées**

L'exploitant d'un puits de production doit s'assurer que :

- (a) la tête de puits se trouve sous le lit du plan d'eau; ou
- (b) la hauteur hors tout de l'ensemble de la tête de puits se trouvant au-dessus du lit du plan d'eau ne dépasse pas 1,5 mètre.

### **5.17.1. Zones de pêche désignées**

Lorsqu'un puits est situé dans une zone désignée par le ministre :

- (a) comme étant une zone importante de chalutage, la tête de puits doit être insérée dans un caisson situé sous le lit du lac ou équipée d'un déflecteur dont la conception est approuvée par le ministère;

- (b) pour tout autre type de pêche commerciale, la tête de puits doit être munie d'un dispositif de protection dont la conception est approuvée par le ministère.

### **5.17.2. Retrait du matériel**

À la fin des travaux de forage ou de comblement d'un puits, l'exploitant doit s'assurer que la plateforme, les pieux, l'ancrage et tous les autres obstacles sont enlevés aussitôt qu'il est raisonnablement possible de le faire et, dans tous les cas, dans un délai de trente jours.

### **5.17.3. Plateformes permanentes**

Aucune plateforme de production temporaire ou permanente ne doit être utilisée, à moins qu'une autorisation écrite concernant le modèle et les opérations de la plateforme ne soit accordée par le ministère.

### **5.17.4. Identification des raccordements de puits et de pipeline**

L'exploitant d'un puits ou d'un pipeline situé dans une zone submergée doit :

- (a) marquer chaque raccordement de puits et de pipeline à l'aide d'une balise visible et approuvée par le ministère;
- (b) indiquer son nom sur chaque balise et la désignation du raccordement du puits ou du pipeline;
- (c) assurer l'entretien de ces balises.

### **5.17.5. Pipelines extracôtiers**

Les réseaux de collecte des pipelines extracôtiers doivent être conçus, construits et entretenus conformément à la norme CSA Z662 : Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz.

## **Partie 6. Production**

La présente section s'applique uniquement à la production de pétrole et de gaz.

### **6.01. Exceptions**

Les conditions exigées aux articles 6.1, 6.4.1, 6.5, 6.12 et 6.12.1 ne s'appliquent pas aux exploitants de puits privés.

### **6.1. Mesurage**

Avant le début de l'extraction de pétrole et de gaz d'un puits, l'exploitant doit faire installer l'équipement de surface et de mesure ou de points d'essai de compteur sur chaque puits afin de permettre :

- (a) la mesure de la pression de la tige de production et du tubage;
- (b) la mesure du débit;
- (c) l'échantillonnage du pétrole, du gaz et de l'eau.

#### **6.1.1. Mesures d'essai périodiques**

Un exploitant peut déterminer les volumes de production d'un puits après avoir soumis le puits à des essais périodiques jugés acceptables par le ministère.

### **6.2. Dossiers**

L'exploitant d'un puits pétrolier ou gazier doit conserver dans ses bureaux, en Ontario, des dossiers complets et précis concernant le puits et dans lesquels figurent :

- (a) les quantités de pétrole, de gaz et d'eau extraites du puits;
- (b) la pression moyenne du séparateur, si un séparateur est utilisé;
- (c) les détails relatifs à la manière dont sont utilisés les produits extraits du puits;
- (d) l'endroit où le produit est vendu, le nom de l'acheteur et le montant obtenu à la vente du produit.



### **6.2.1. Production regroupée**

L'exploitant peut mélanger le pétrole, le gaz et l'eau produits dans deux puits ou plus avant le mesurage lorsque :

- (a) la production d'un gisement reste en moyenne inférieure à 1 m<sup>3</sup>/jour de pétrole par puits et inférieure à 0,3 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de gaz par puits, et que tous les titres pétroliers et gaziers susceptibles d'être regroupés font l'objet d'une exploitation concertée;
- (b) la production récupérée à la surface provient de plusieurs puits déviés, horizontaux ou latéraux, forés du puits à la surface, et que tous les titres pétroliers et gaziers visés par le mélange font l'objet d'une exploitation concertée;
- (c) la production provient de puits de gaz qui sont situés dans le lac Érié.

### **6.3. Conservation**

L'exploitant d'un puits doit prendre toutes les précautions possibles pour prévenir le gaspillage de pétrole ou de gaz lors des activités de production et de stockage ou de transport par pipeline. Il doit en outre éviter le gaspillage de pétrole ou de gaz et prévenir toute fuite des réservoirs naturels, des puits, des conteneurs, des conduites ou d'autres ouvrages. Les exploitants doivent :

- (a) prévenir le gaspillage des ressources en hydrocarbures;
- (b) prévenir le gaspillage de pression souterraine;
- (c) maximiser la récupération finale de pétrole et de gaz;
- (d) réduire autant que possible le torchage ou l'évacuation des gaz.

#### **6.3.1. Méthodes de conservation**

Les méthodes acceptables de conservation du gaz comprennent :

- (a) l'utilisation comme gaz combustible;
- (b) la transformation et la vente, sous forme de chaleur utilisable ou d'énergie électrique;
- (c) une deuxième injection du gaz dans la formation productrice afin d'en accroître la récupération et de maintenir la pression du réservoir.

Remarque : Pour procéder à une deuxième injection de gaz dans un réservoir, il est nécessaire d'obtenir un permis d'injection délivré en vertu de l'article 11 de la Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel.

## **6.4. Information sur le réservoir**

L'exploitant doit obtenir de l'information suffisante et fiable sur le réservoir pour en optimiser la production et pour évaluer les solutions de conservation et l'incidence de la production sur le réservoir.

### **6.4.1. Dossiers de production**

Des registres mensuels exacts des volumes de production de pétrole, de gaz et d'eau ainsi que de la pression du gisement et des fluides injectés doivent être tenus pour chaque puits. Si la production mélangée est autorisée, des registres mensuels exacts indiquant les volumes de production combinée de pétrole, de gaz et d'eau doivent être tenus pour le gisement ou le champ concerné.

## **6.5. Compteurs**

Lors des mesures prises au puits, l'exploitant doit utiliser un compteur à déplacement, un compteur à turbine ou le jaugeage de réservoir pour obtenir la mesure des fluides. Il utilisera des compteurs à orifice, à déplacement ou à turbine pour obtenir des mesures de production du gaz. Dans le cas d'une production mélangée, l'exploitant peut utiliser le jaugeage de réservoir afin d'obtenir la mesure de production des fluides.

Remarque : Se reporter à l'article 13.11 pour connaître les exigences en matière d'établissement de rapports sur la production annuelle.

## **6.6. Précision des compteurs**

Lorsque des compteurs de production de pétrole, de gaz et d'eau sont installés, l'exploitant doit s'assurer :

- (a) que les compteurs sont précis à  $\pm 2$  % près;
- (b) que les compteurs sont étalonnés et entretenus au besoin, et à une fréquence qui n'est pas inférieure à celle recommandée par le fabricant.

## 6.7. Pressions de réservoir

L'exploitant doit déterminer la pression de fond dès que possible après la fin des travaux de forage, aussitôt que la communication vers le réservoir est établie et avant de commencer une production importante. Il devra ensuite faire état des mesures prises en soumettant au ministère le formulaire 7.

Remarque : Cette procédure est normalement effectuée après le reflux des fluides à la suite de la stimulation du puits ou à la complétion du puits.

## 6.8. Mesures de la pression de fond

L'exploitant doit déterminer la pression de fond en utilisant :

- (a) des gradients statiques et des indicateurs de pression de fond enfoncés au centre de la formation productrice après avoir fermé les obturateurs assez longtemps pour atteindre la stabilisation;
- (b) des essais de montées de pression à l'aide d'indicateurs de pression de fond après fermeture du puits;
- (c) des enregistreurs électroniques ou mécaniques dans le train de tiges d'essai aux tiges;
- (d) les mesures de pression à poids mort à la surface avec ou sans tir de fluide sonique, selon que le puits contient du fluide ou non, pour calculer une pression de fond stabilisée.

## 6.9. Échantillons de fluides du réservoir

L'exploitant doit :

- (a) prélever un échantillon représentatif de pétrole sous pression et de gaz dissous dans chaque nouveau gisement de pétrole, et effectuer des analyses de recombinaison des fluides et de l'ensemble pression-volume-température (PVT); ou
- (b) si la pression du réservoir et le volume de production de gaz dissous sont faibles ou s'il est nécessaire de prélever une production importante de fluides, recueillir un échantillon de pétrole et de gaz dissous dans certaines conditions atmosphériques et utiliser les corrélations acceptées au sein de l'industrie pour évaluer les propriétés de l'ensemble PVT.

## **6.10. Rapport sur la période d'essai de la production initiale**

La période d'essai de la production initiale pour les puits exploratoires et de développement correspond à 120 et à 90 jours respectivement à partir de la date de la profondeur finale et l'exploitant doit rédiger un rapport comprenant :

- (a) le volume de production quotidienne de pétrole, de gaz et de saumure;
- (b) une estimation des réserves potentielles de pétrole et de gaz du puits et des prévisions de sa production;
- (c) les plans de conservation du gaz ou les autres solutions envisagées;
- (d) l'évaluation du réservoir, l'estimation des réserves, les limites du gisement;
- (e) la pression de fond stabilisée au début et à la fin de la période d'essai de la production initiale, ainsi que la méthode utilisée.

## **6.11. Torchage de gaz**

L'exploitant d'un puits doit installer du matériel de torchage et brûler à la torche tous les volumes de gaz qui ne sont pas conservés et qui peuvent être brûlés.

### **6.11.1. Puits individuels**

À la fin de la période d'essai de la production initiale, l'exploitant doit restreindre le torchage à un volume mensuel maximal de  $45 \cdot 10^3 \text{m}^3$  ou de  $1,5 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  (53 milliers de pieds cubes/jour).

### **6.11.2. Volume de gaz brûlé à la torche**

Le volume de gaz brûlé à la torche doit être mesuré ou déterminé selon le volume mesuré de gaz produit moins le volume mesuré de gaz vendu, moins tout volume utilisé comme carburant ou injecté une deuxième fois dans la formation.

### **6.11.3. Production quotidienne**

L'exploitant doit s'efforcer d'uniformiser la production d'un puits tout au long du mois et, dans la mesure du possible, s'en tenir au volume maximal quotidien permis ( $1,5 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ ) de gaz brûlé à la torche.

#### **6.11.4. Gisements**

Si deux puits ou plus sont en production dans un même gisement, le ou les exploitants doivent restreindre les volumes de gaz brûlé à la torche à un maximum de  $180 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{mois}$ , volumes qui seront partagés proportionnellement entre les exploitants selon le nombre de puits qu'ils exploitent. Il est interdit de brûler à la torche plus de la limite permise de  $45 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{mois}$  de gaz par puits.

Remarque : Le ministère rend la décision finale concernant les puits qui sont assignés à un gisement.

#### **6.11.5. Limites relatives au torchage**

Si un exploitant peut prouver que la conservation du gaz est impossible, il peut demander au ministère une dérogation aux limites relatives au torchage indiquées dans la présente norme. Il devra accompagner sa demande des renseignements suivants :

- (a) les prévisions en matière de production de gaz, de pétrole et d'eau dans le gisement visé par les restrictions concernant le torchage;
- (b) les prévisions en matière de production de gaz, de pétrole et d'eau dans le gisement, suivant les volumes de torchage proposés;
- (c) l'historique de la pression de fond;
- (d) une étude des marchés du gaz disponibles dans la région;
- (e) une évaluation économique de la conservation du gaz au moyen de la vente et/ou d'une deuxième injection, ou toute autre solution prouvant que la conservation n'est pas possible.

### **6.12. Mesures du gaz**

L'exploitant d'un gisement de gaz exploité à terre doit :

- (a) mesurer annuellement la pression statique de chaque puits du gisement;
- (b) s'il est démontré que les pressions du puits sont représentatives de la pression de formation, mesurer annuellement la pression statique uniquement sur les puits représentatifs, et consigner les mesures obtenues en a) ou b) sur le formulaire 8;

- (c) s'il a complété un puits de gaz dont la phase de déchargement est estimée à plus de  $28,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  par jour, déterminer la livrabilité conformément aux normes reconnues en matière d'essai de diffusivité à débit variable.  
Transmettre les résultats au ministère et les consigner sur le formulaire 7.

### **6.12.1. Pression statique d'un puits fermé**

La mesure annuelle de la pression statique d'un puits fermé doit :

- (a) être prise à l'aide d'un manomètre à piston ou d'un autre instrument jugé acceptable par le ministère;
- (b) être prise après une période d'arrêt suffisante pour que le réservoir soit stabilisé ou après une période de fermeture de 24 heures, si celle-ci est plus courte;
- (c) être inscrite comme pression manométrique sur le formulaire 8.

## **Partie 7. Puits de rejet du fluide de champ pétrolifère**

Il est interdit de commencer une activité d'évacuation du fluide de champ pétrolifère sans l'approbation écrite du ministère.

L'exploitant doit concevoir, construire, exploiter et entretenir des puits de rejet du fluide de champ pétrolifère pour :

- (a) isoler et protéger de façon permanente tout plan d'eau potable contre la contamination;
- (b) protéger les formations pétrolifères existantes et potentielles contre la contamination causée par la migration de fluides injectés;
- (c) empêcher la migration des fluides entre les formations perméables;
- (d) s'assurer que les fluides éliminés sont compatibles avec la formation de rejet, de façon à réduire au minimum les précipités ou la mobilisation d'argile;
- (e) s'assurer que les fluides éliminés sont maintenus à l'intérieur de la formation de rejet.

Remarque : La figure 3 présente un modèle de puits de rejet type.

### **7.01. Sites de rejet interdits**

Il est interdit d'éliminer des fluides dans la formation de la rivière Detroit, dans les secteurs situés dans un rayon de 8 km de la rivière Sainte-Claire.

### **7.1. Avis**

L'exploitant qui prévoit éliminer du fluide de champ pétrolifère doit aviser par écrit :

- (a) tous les propriétaires et les autres exploitants situés à moins de 750 mètres de l'emplacement du puits proposé;
- (b) la municipalité dans laquelle le puits de rejet sera situé;
- (c) le ministère.

## **7.2. Conception et construction du puits de rejet**

L'exploitant doit concevoir et construire un puits de rejet permettant :

- (a) l'injection de fluide de champ pétrolifère par la tige de production;
- (b) l'isolation de l'espace annulaire entre la tige de production et le tubage de la zone d'injection au moyen d'une garniture d'étanchéité ou d'une autre méthode acceptable;
- (c) le placement d'un inhibiteur de corrosion dans l'espace annulaire à l'extérieur de la tige de production;
- (d) l'isolation de toutes les nappes d'eau douce à l'aide de tubages et de ciment;
- (e) la cimentation du tubage de surface, intermédiaire et de production jusqu'à la surface;
- (f) l'utilisation de composantes résistant à une pression correspondant à 110 % de la pression de fonctionnement maximale pour la tête de puits.

## **7.3. Échantillonnage d'eau de formation**

L'exploitant doit recueillir et analyser des échantillons d'eau provenant de chaque aquifère pénétré pendant le forage du puits de rejet et :

- (a) enregistrer la profondeur, les caractéristiques chimiques et le niveau statique de chaque aquifère;
- (b) remettre au ministère un exemplaire du rapport d'analyse chimique de chaque eau de formation.

## **7.4. Conversion de puits existants**

La conversion de puits existants à des fins d'utilisation comme puits de rejet est permise :

- (a) si l'état et la construction du puits répondent aux exigences de la présente norme;
- (b) dans le cas d'un puits dont la construction remonte à plus de 10 ans, l'exploitant effectue des essais de pression supplémentaires, ainsi que des diagraphies d'évaluation du tubage et du ciment pour démontrer l'intégrité du tubage du puits et l'étanchéité du ciment.



### 7.4.1. Anciens puits

Les puits dont la construction remonte à plus de 20 ans ne peuvent pas être convertis en puits de rejet.

Remarque : Aucune dérogation à cette prescription ne sera acceptée.

## 7.5. Rapport sur les rejets

L'exploitant doit rédiger et remettre au ministère un rapport sur la convenance du puits de rejet proposé et de la formation aux fins de l'élimination du fluide de champ pétrolifère. Le rapport doit indiquer :

- (a) le nom et l'adresse de l'exploitant;
- (b) l'emplacement, l'identité, l'état, la profondeur, la formation à la profondeur limite, le pétrole, le gaz, l'eau et les zones de perte de circulation présentes dans les puits situés dans un rayon de 750 mètres du puits de rejet proposé;
- (c) pour les puits identifiés au point b), qui pénètrent la formation de rejet, des détails sur le tubage, la cimentation et le comblement des puits;
- (d) l'emplacement et l'état des puits d'eau potable situés dans un rayon de 750 mètres du puits de rejet proposé;
- (e) une description de l'utilisation des ressources de la subsurface située dans un rayon de 750 mètres du puits proposé;
- (f) une analyse chimique de l'eau de formation dans le puits de rejet proposé;
- (g) l'analyse chimique des échantillons d'eau recueillis dans les puits d'eau douce ou dans certains puits représentatifs identifiés au point d);
- (h) la pression initiale de réservoir dans la zone de rejet;
- (i) le volume, la vitesse et la pression d'injection maximale pour les activités d'évacuation proposées;
- (j) la source, la composition chimique et la densité du fluide de champ pétrolifère injecté;
- (k) les résultats des essais de compatibilité du fluide d'évacuation proposé avec l'eau de formation située dans la zone de rejet;
- (l) la subsurface qui subira les effets des opérations de rejet des fluides sur une période donnée;

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (m) la géologie de la formation de stockage des fluides, son étendue latérale, la nature des couches encaissantes supérieures et inférieures, les caractéristiques de son réservoir et son potentiel en pétrole et en gaz;
- (n) les résultats de l'essai d'injectivité;
- (o) le registre de forage et de complétion, y compris toute stimulation et tout reconditionnement du puits;
- (p) une description complète de l'installation et de la cimentation des tubages de surface, intermédiaires et de production;
- (q) un rapport complet sur l'installation des tubes d'injection;
- (r) les rapports des essais de l'intégrité des différents tubages;
- (s) l'historique du puits, s'il s'agit d'une conversion d'un puits existant;
- (t) un rapport détaillé et une coupe transversale de la méthode de complétion du puits (diagramme du puits);
- (u) une description de la procédure proposée de traitement du fluide;
- (v) un plan du site sur lequel se trouvent la tête de puits et les installations connexes;
- (w) si l'injection du fluide de champ pétrolifère requiert l'ajout d'une pression externe, une évaluation de l'incidence de la pression appliquée à la zone de rejet, à d'autres formations et aux ressources de subsurface.

### 7.6. Opérations de rejet

L'exploitant doit :

- (a) injecter dans un puits de rejet uniquement le fluide de champ pétrolifère (eau de formation et fluide de forage) :
  - (i) qu'il produit,
  - (ii) qui provient du même champ et est livré par pipeline jusqu'au puits de rejet;
- (b) éviter d'injecter des fluides qui sont classés « déchets industriels liquides » en vertu de la Loi sur la protection de l'environnement, y compris les fluides de stimulation, à moins qu'une autorisation à cette fin soit accordée pour le puits en question par le ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des Parcs;

- (c) éviter d'injecter du fluide de champ pétrolifère entre le tubage externe et le trou de forage ou encore à l'intérieur de l'espace annulaire, entre les colonnes de tubage.

## **7.7. Pratique d'injection recommandée**

Les fluides de champ pétrolifère doivent être injectés :

- (a) par gravité, sans qu'aucune pression ne soit appliquée, ou en ajoutant la pression la plus faible possible, sans excéder 75 % du gradient de fracture connu;
- (b) dans des formations appropriées et aussi profondes que possible.

## **7.8. Avant la mise en service**

Avant de commencer l'injection du fluide de champ pétrolifère dans un puits de rejet, et s'il ne s'agit pas de l'essai d'injectivité initial, l'exploitant doit :

- (a) répertorier l'ensemble des puits connus et des puits d'eau situés dans un rayon de 750 m du puits de rejet;
- (b) confirmer l'intégrité du tubage d'injection par des essais de pression et des diagraphies d'évaluation du ciment;
- (c) réaliser une diagraphie d'adhérence du ciment ou équivalente pour vérifier l'intégrité du ciment;
- (d) effectuer un essai d'injectivité sur la zone de rejet candidate pour compléter les données existantes sur la perméabilité et la porosité de la zone et pour déterminer la qualité des zones de rejet candidates;
- (e) soumettre le rapport d'évacuation demandé à l'article 7.5;
- (f) soumettre une procédure opérationnelle pour les activités d'évacuation proposées.

### **7.8.1. Puits d'eau**

Avant de commencer l'injection du fluide de champ pétrolifère, l'exploitant doit recueillir des échantillons d'eau douce dans certains puits accessibles situés dans un rayon de 750 m du site d'évacuation proposé et procéder à leur analyse chimique pour effectuer une caractérisation de l'eau souterraine selon les spécifications du ministère de l'Environnement, de la Protection de la nature et des

Parcs. Pendant la collecte des échantillons, l'exploitant doit obtenir auprès du propriétaire du puits les renseignements suivants concernant chaque puits d'eau et soumettre ces données au ministère, accompagnées des analyses chimiques :

- (a) la profondeur du puits;
- (b) l'âge du puits;
- (c) le volume d'eau prélevé dans le puits;
- (d) le niveau statique d'eau dans le puits.

## **7.9. Essai d'injection initial**

L'exploitant doit soumettre au ministère avant le début de l'essai le programme concernant l'essai initial d'injectivité d'un puits de rejet. De plus, les fluides injectés durant l'essai doivent circuler dans une tige de production installée sur une garniture d'étanchéité située aussi près que possible au-dessus de la zone d'injection.

### **7.9.1. Programme de l'essai d'injection**

Le programme de l'essai d'injectivité doit comprendre :

- (a) la profondeur des intervalles d'injection;
- (b) la vitesse des injections;
- (c) la ou les pressions des injections;
- (d) le volume et la source des fluides qui doivent être injectés.

Remarque : La cueillette d'échantillons de l'eau de formation originale est exigée en vertu de l'article 7.3 et doit être effectuée avant l'injection de quelque fluide que ce soit dans le cadre de l'essai.

### **7.9.2. Pression lors de l'essai d'injection**

Lors de l'essai initial d'injectivité, la pression subsuperficielle au point central de la zone de rejet ne doit pas dépasser 75 % de la pression de fracturation de la formation.

### **7.9.3. Durée de l'essai d'injection et volume injecté**

L'essai initial d'injectivité ne doit pas :

- (a) durer plus de 30 jours;
- (b) dépasser un total de 500 m<sup>3</sup> de fluide injecté.

## **7.10. Activités liées au puits de rejet**

Aucune activité de rejet ne doit être entreprise sans que l'exploitant ait reçu l'autorisation écrite du ministère.

### **7.10.1. Mesure du fluide**

L'exploitant doit mesurer le volume de fluide injecté et les pressions d'injection.

### **7.10.2. Couverture anticorrosion**

Un inspecteur doit, chaque semestre, observer et attester la présence d'un fluide anticorrosion et son isolation du fluide injecté au moyen d'un manomètre, d'une inspection visuelle ou d'une autre technique équivalente.

### **7.10.3. Pression maximale de l'injection**

Lors de l'injection d'un fluide de champ pétrolifère, la pression subsuperficielle au point central de la zone de rejet ne doit pas dépasser 75 % de la pression de fracturation de la formation à cette profondeur, excepté lors des activités de stimulation du puits.

## **7.11. Plans du site**

L'exploitant doit conserver et tenir à jour des plans et des cartes du puits de rejet, ainsi que des installations de stockage et des infrastructures de collecte qui y sont associées.

## **7.12. Plan d'urgence en cas de déversement**

Un plan d'urgence en cas de déversement, de bris ou de fuite dans un pipeline, un réservoir ou une tête de puits doit être disponible en tout temps au bureau ou au centre de coordination de l'exploitant, et le personnel doit avoir suivi une formation et posséder les connaissances nécessaires à la mise en pratique de ce plan.

### **7.13. Essai de pression périodique**

Après chaque période d'injection de cinq ans, l'exploitant doit procéder à un essai de pression de l'espace annulaire et prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie l'intégrité mécanique du puits.

### **7.14. Arrêt de l'injection**

On doit immédiatement interrompre l'injection de fluide si une perte de fluide ou une augmentation de pression est détectée dans l'espace annulaire de la tige de production. On ne peut reprendre l'injection avant d'avoir découvert la cause du problème et d'avoir pris les dispositions nécessaires pour le régler.

### **7.15. Registres**

L'exploitant doit conserver et tenir à jour les renseignements suivants pour chacun des puits de rejet :

- (a) le nom et l'emplacement des puits de rejet;
- (b) le volume mensuel et cumulatif du fluide évacué;
- (c) le volume de fluide provenant de chaque source;
- (d) la plage opérationnelle des pressions superficielles pendant l'injection;
- (e) la pression superficielle maximale appliquée pendant l'injection;
- (f) le nom de la formation utilisée pour l'évacuation;
- (g) l'intervalle ou les intervalles de profondeur utilisés pour l'évacuation;
- (h) les registres contenant les mesures de la pression subsuperficielle, les essais de diminution de la pression et les autres essais de rendement ou d'évaluation du réservoir;
- (i) des exemplaires des analyses chimiques tirées des puits d'eau douce adjacents au puits de rejet;
- (j) des descriptions et les résultats des essais de l'intégrité mécanique du puits;
- (k) une description des reconditionnements, des traitements à l'acide et des stimulations de fractures réalisés durant l'année;

- (l) le nom et le numéro de permis du puits d'alimentation, la caractérisation chimique et les fiches d'envoi concernant l'élimination des fluides de champ pétrolifère dans le puits de rejet.

## **7.16. Examens périodiques**

L'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur examine les installations et les activités du puits de rejet tous les six mois afin de certifier que les normes en matière de puits de rejet sont bien respectées.

## **Partie 8. Entretien des puits**

L'entretien des puits comprend toute activité effectuée dans ou sur le puits, y compris la complétion, le reconditionnement, la réentrée, le comblement, le rebouchage, la remise en état, la diaggraphie, l'échantillonnage, les mesures de température et de pression, le repêchage, la stimulation, l'acidification, la perforation, etc.

### **8.1. Exigences en matière de BOP**

L'exploitant doit, conformément à la partie 4, installer et maintenir en bon état le bloc obturateur de puits afin d'effectuer les activités d'entretien sur un puits éruptif. Il doit aussi respecter ces exigences quand le capuchon ou la vanne de la tige de production sont retirés de la tête de puits.

#### **8.1.1. Service nominal du lubrificateur**

Les systèmes de lubrification doivent avoir une pression nominale supérieure aux pressions du réservoir, selon un facteur d'au moins 20 %.

### **8.2. Exigences en matière de retrait de l'équipement d'entretien**

L'exploitant doit s'assurer que l'équipement d'entretien est situé à une distance appropriée, comme l'indique la figure 2, et que les activités cessent dès que les vents nuisent à la sécurité des opérations.

### **8.3. Manomètre d'espace annulaire**

L'exploitant doit installer un manomètre précis, ou pouvoir en installer un rapidement, afin de pouvoir déterminer la pression de l'espace annulaire du puits quand celui-ci est fermé.

### **8.4. Moteur à combustion interne et moteur diesel**

Consulter les articles 5.5.4, 5.5.4.1 et 5.5.4.2 de la partie 5.



## **8.5. Soupape de sûreté (vanne d'intervention d'urgence)**

L'exploitant doit maintenir en position ouverte, sur la plateforme de maintenance et dans un endroit facile d'accès, une soupape de sûreté (vanne d'intervention d'urgence) à grande ouverture. Cette soupape peut être fixée à la tige de production ou à un autre tuyau du puits.

## **8.6. Opérations de travail au câble électrique**

Dans les puits dont la pression de réservoir est insuffisante pour faire jaillir les fluides à la surface, il est nécessaire d'utiliser un système de lubrification extra-court plutôt qu'un lubrificateur complet pendant tout procédé de diagraphie.

## **8.7. Mise à la terre électrique**

Le camion-grue, le mât ou l'appareil de forage et le câblage métallique doivent être mis à la terre afin de garantir l'absence de potentiel électrique entre les conduites d'écoulement, la tête de puits et le reste de l'équipement.

## **8.8. Bassin de forage ou fosse**

Se reporter à l'article 3.2.

## **8.9. Fermeture du bassin ou de la fosse**

Se reporter à l'article 3.3.

## **8.10. Tenue d'un registre**

L'exploitant doit conserver un registre de toutes les activités d'entretien effectuées sur le puits.

## **Partie 9. Exploitation par dissolution**

La présente partie aborde les considérations relatives à la conception, à la construction, à l'exploitation et à l'abandon des mines d'exploitation par dissolution du sel en Ontario.

Toute autre publication citée dans la présente partie fait référence au plus récent numéro de ladite publication en vigueur, y compris à l'ensemble des modifications publiées.

### **9.1. Conception et construction**

Les éléments servant aux travaux d'exploitation minière par dissolution du sel doivent être conçus, exploités et construits de façon à :

- (a) protéger les nappes d'eau potable et toute autre zone aquifère;
- (b) assurer la stabilité structurelle de la mine de sel et des formations géologiques supérieures;
- (c) protéger la surface et la subsurface en vue d'autres utilisations potentielles;
- (d) s'assurer que l'exploitation par dissolution du sel est effectuée dans des formations appropriées;
- (e) optimiser l'extraction de la ressource en sel sans nuire à la sécurité publique ni à l'environnement.

### **9.2. Développement de nouveaux projets**

Toute proposition de nouveau projet d'exploitation par dissolution du sel doit être soumise au ministère, accompagnée des éléments suivants :

- (a) une carte indiquant le type de projet et l'emplacement prospecté, ainsi que la profondeur des puits se trouvant dans un rayon de 1 kilomètre de la propriété minière proposée;
- (b) un tableau des puits identifiés au point a), sur lequel figurent la date à laquelle a eu lieu le forage, la profondeur des puits et leur état actuel;
- (c) une coupe géologique transversale interprétée d'après des diagraphies de puits présentant les rayons gamma et la densité de neutrons et tout rapport de puits pertinent dans lequel sont identifiées les formations géologiques

entre la surface et le dessus de la formation saline et les profondeurs auxquelles on retrouve ces formations;

- (d) la profondeur et la formation des zones d'eau douce et des autres strates d'eau de formation susceptibles d'être observées;
- (e) l'emplacement proposé du ou des puits d'exploitation par dissolution du sel;
- (f) une analyse géologique de la formation saline susceptible d'être exploitée, y compris sa profondeur et son épaisseur;
- (g) un schéma de la subsurface (diagramme du trou de forage) de chacun des puits proposés;
- (h) un schéma des installations de surface proposées, y compris les têtes de puits et les pipelines;
- (i) le modèle de stabilité structurelle qui sera utilisé au moment de l'élaboration du plan minier;
- (j) un plan d'exploitation minière.

### **9.3. Plan d'exploitation minière**

Le plan d'exploitation minière soumis selon les dispositions de l'article 9.2 doit comprendre les renseignements suivants :

- (a) les propriétés physiques de la formation saline, y compris l'évaluation du potentiel de déplacement aismique et de fermeture, prévus par le plan;
- (b) la structure supérieure et inférieure de la formation saline, y compris tout raccordement fluidique;
- (c) le comportement mécanique des formations se trouvant au-dessus de la formation saline;
- (d) l'effet des impuretés et des autres anomalies sur la solidité de la formation saline et des formations situées au-dessus de ladite formation saline, y compris une évaluation des failles régionales, locales et internes, et leurs incidences sur le plan d'exploitation minière;
- (e) le potentiel de migration des fluides en direction ou en provenance de la zone d'exploitation par dissolution du sel, ou en direction ou en provenance d'autres formations;
- (f) une évaluation des contraintes régionales;

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (g) la forme prévue de la caverne ou de la galerie, y compris le diamètre maximal;
- (h) les taux d'extraction de sel proposés et les taux d'affaissement prévus;
- (i) la distance prévue entre les cavernes et/ou les galeries;
- (j) les taux d'injection et d'extraction prévus, y compris les débits, les pressions et le contrôle du plafond et de la forme;
- (k) la profondeur d'extraction et la méthode de circulation;
- (l) les taux d'exploitation maximums;
- (m) une évaluation de l'affaissement du sol en fonction du temps, pendant et après les travaux d'exploitation par dissolution;
- (n) le programme de surveillance des affaissements, les bornes et les mesures;
- (o) le programme de surveillance par sonar, et la fréquence précise du sonar;
- (p) l'extraction totale du sel prévue pour chaque puits;
- (q) la forme finale prévue de la caverne entourant chaque puits;
- (r) les plans d'urgence en cas de déversement et d'effondrement d'une caverne.

### **9.4. Pression d'injection**

La pression d'injection maximale ne doit pas dépasser 75 % du gradient de fracture local.

### **9.5. Restrictions à l'égard de l'exploitation minière**

Les activités d'exploitation par dissolution du sel sont limitées :

- (a) aux propriétés qui appartiennent à l'exploitant ou qui font l'objet d'un bail d'exploitation minière;
- (b) aux puits qui sont situés à au moins 150 mètres des limites de la propriété de l'exploitant ou du terrain qu'il a loué;
- (c) à l'extraction de sel qui est effectuée à plus de 50 mètres de la propriété de l'exploitant ou des limites du terrain qu'il a loué.

### **9.5.1. Commande hydraulique**

Toute caverne et galerie doit être dotée de dispositifs de commande hydraulique fiables lors des activités d'exploitation par dissolution du sel.

## **9.6. Soutènement du toit**

Pour assurer le soutènement du toit, l'exploitant doit utiliser un matériau de couverture en tout temps durant le processus d'exploitation par dissolution.

## **9.7. Forage**

Tout puits d'exploitation par dissolution doit être foré et complété conformément à la partie 3, avec les exceptions suivantes :

- (a) les tubages de surface, intermédiaires et de production doivent être cimentés jusqu'à la surface, comme le montre la figure 4;
- (b) le tubage de production doit être installé à au moins 3 mètres à l'intérieur de la formation saline en production;
- (c) l'essai de l'intégrité mécanique doit être effectué avant le début des activités d'exploitation par dissolution et doit comprendre :
  - (i) une diagraphie d'adhérence du ciment (ou l'équivalent) et une diagraphie d'évaluation du tubage de production,
  - (ii) un essai de pression sur le tubage de production et le fond du tubage,
  - (iii) un essai de pression de la formation se trouvant juste en dessous du fond du tubage de production;
- (d) la ou les colonnes de tubage suspendues doivent être conformes à la spécification 5CT de l'API : Specification for Casing and Tubing.

## **9.8. Exploitation minière**

Les activités d'exploitation par dissolution du sel et de production du sel doivent être exécutées conformément au plan d'exploitation minière qui a été rédigé.

### **9.8.1. Exploitation et surveillance**

L'exploitant doit :

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) disposer d'une procédure écrite qui comprend :
  - (i) les processus d'exploitation et d'entretien,
  - (ii) les mesures d'intervention en cas d'urgence,
  - (iii) les mesures précisant l'isolation nécessaire du système pour effectuer les activités d'entretien, y compris la ventilation et la purge;
- (b) exploiter l'installation conformément à la procédure décrite au point a);
- (c) tenir les registres nécessaires à l'administration de cette procédure;
- (d) veiller à ce que le personnel affecté à l'exploitation et à l'entretien soit formé et connaisse bien la procédure;
- (e) mettre à jour la procédure régulièrement, au fur et à mesure qu'il est jugé nécessaire et dès que des changements dans les conditions d'exploitation l'exigent;
- (f) limiter les taux maximums d'injection et de retrait à une vitesse inférieure à 4,5 mètres/seconde (15 pi/s);
- (g) tenir à jour les registres et les documents concernant :
  - (i) les activités d'entretien et d'exploitation sur les puits, les pipelines et l'équipement connexe,
  - (ii) les travaux au fond du puits, y compris des exemplaires de tous les rapports;
- (h) tenir des registres quotidiens sur :
  - (i) le volume d'eau injecté et/ou de saumure récupérée,
  - (ii) le volume et la pression du matériau isolant ainsi que le volume de tout matériau isolant ajouté ou retiré.

### 9.8.2. Essai de l'intégrité mécanique

L'exploitant doit :

- (a) procéder tous les cinq ans à un essai de l'intégrité mécanique du tubage de production en effectuant :
  - (i) une diagraphie d'évaluation du tubage,
  - (ii) un essai de pression du tubage ou un essai d'interface eau-saumure, ou
  - (iii) d'autres essais équivalents et jugés acceptables par le ministère; et

- (b) prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie l'intégrité mécanique de chaque puits.

### **9.8.3. Surveillance de la commande hydraulique**

L'exploitant doit surveiller la fermeture hydraulique en prenant continuellement des mesures de l'écoulement direct ou de la pression. Il doit ensuite prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie la fermeture hydraulique une fois par an auprès du ministère.

### **9.8.4. Levés au sonar**

L'exploitant doit :

- (a) effectuer un levé au sonar de chaque puits, toutes les fois que la production de sel d'un puits atteint les 360 000 tonnes nettes;
- (b) reporter les résultats du levé au sonar sur un graphique des radius maximums, ainsi que les résultats d'autres levés au sonar sur un plan d'implantation de la propriété minière;
- (c) utiliser ces levés pour s'assurer que l'exploitation par dissolution est effectuée conformément au plan d'exploitation minière.

### **9.8.5. Surveillance des affaissements**

L'exploitant doit :

- (a) effectuer chaque année une surveillance des affaissements avec un expert qualifié;
- (b) reporter sur un graphique les données obtenues en continu sur les affaissements et fournir ces données au ministère sous forme de tableau.

### **9.8.6. Entretien du bloc obturateur de puits**

Lorsqu'il effectue les activités d'entretien du puits, l'exploitant d'un puits d'exploitation par dissolution doit respecter les prescriptions des articles 8.1, 8.6 et 8.7.

## **9.9. Abandon**

Le processus d'abandon d'un puits d'exploitation par dissolution doit comprendre :

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) un levé au sonar de la caverne;
- (b) un essai mécanique du tubage;
- (c) le comblement du puits effectué conformément à la partie 11 de la présente norme, sauf que du ciment doit recouvrir le trou de forage sur toute sa longueur.



## **Partie 10. Stockage des hydrocarbures**

Les installations de stockage des hydrocarbures dans les formations souterraines doivent respecter les exigences de conception, de construction, d'exploitation, d'entretien et de mise hors service de la norme CSA Z341 : Stockage des hydrocarbures dans les formations souterraines.

Toute autre publication citée dans la présente partie fait référence au plus récent numéro de ladite publication en vigueur, y compris à l'ensemble des modifications publiées.

### **10.1. Examen des essais de l'intégrité mécanique**

Lorsqu'un essai de l'intégrité mécanique est effectué dans une caverne, l'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur examine les résultats de l'essai et en certifie la validité.

### **10.2. Examen annuel**

L'exploitant doit prendre les dispositions nécessaires pour qu'un examen annuel des ouvrages de surface situés sur terre soit effectué et qu'un inspecteur certifie que ces ouvrages respectent la présente norme.

### **10.3. Production de rapports**

La production de rapports doit s'effectuer conformément à la partie 13 et respecter les dispositions supplémentaires suivantes. Il est nécessaire d'informer le ministère :

- (a) pour toute installation de stockage dans une caverne :
  - (i) des remises en état et inspections planifiées de puits, ainsi que des résultats de ces inspections, en y joignant les exemplaires des levés au sonar, diagraphies, données d'essai et interprétations de ces données,
  - (ii) si une caverne change de vocation et passe du stockage d'un type de produit à un autre,
  - (iii) des dommages présumés attribuables à un écoulement de saumure ou à une fuite d'hydrocarbure à la tête du puits ou dans les tubages;

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (b) pour toute opération liée au stockage, aussitôt qu'une situation d'urgence se présente, notamment un déversement, la perte de contrôle d'un puits, un incendie, une explosion ou un autre accident.

## **Partie 11. Comblement d'un puits**

Toute autre publication citée dans la présente partie fait référence au plus récent numéro de ladite publication en vigueur, y compris à l'ensemble des modifications publiées.

### **11.01. Toute personne qui colmate un puits le fait de manière à :**

- (a) protéger les couches potentiellement gazéifères ou pétrolifères;
- (b) prévenir la migration entre les couches du pétrole, du gaz ou de l'eau;
- (c) sceller et isoler toutes les formations poreuses des autres formations autour;
- (d) éliminer les dangers pour les utilisateurs en surface.

Remarque : Se reporter à l'article 13 pour connaître les exigences en matière de rapport de comblement d'un puits.

### **11.1. Puits de stockage d'hydrocarbures et d'exploitation par dissolution**

- (a) Le comblement des puits de stockage d'hydrocarbures doit respecter les exigences de la norme CSA Z341 : Stockage des hydrocarbures dans les formations souterraines.
- (b) Les puits d'exploitation par dissolution doivent être comblés conformément aux exigences de l'article 9.9.

### **11.2. Retrait du tubage et du matériel de puits**

Le tubage, la tige de production et les matières étrangères doivent être retirés du puits de façon à satisfaire aux exigences de la présente partie.

### **11.3. Matériaux de comblement**

- (a) Les bouchons de ciment doivent être :
  - (i) de ciment pur sans adjuvant expanseur, ni gravier, ni matériau impossible à forer,

- (ii) d'un mélange conforme à la spécification 10A de l'API : Specification for Cements and Materials for Well Cementing,
  - (iii) de lait de ciment à base d'eau (1,9 kg/litre),
  - (iv) résistants au sulfate s'ils servent à isoler les zones contenant des fluides sulfurifères;
- (b) Les pontages doivent être en bois ou en pierre, en gravier, en plomb ou composés d'un ensemble de ces matières ou encore être des dispositifs de pontage spéciaux, mais ils ne doivent pas être constitués d'une matière impossible à forer.

#### **11.4. Méthode de pose d'un bouchon**

Le ciment doit être déposé par déplacement dans la tige de production ou la tige de forage ou par cuiller de cimentation.

#### **11.5. Volume des bouchons**

- (a) Dans le cas de bouchons de ciment pompé, sauf les bouchons de surface, le volume du lait de ciment doit remplir une section de 30 mètres plus 10 %.
- (b) Dans le cas de bouchons coulés au moyen d'une cuiller de cimentation, le volume du ciment doit remplir une section de 8 mètres plus 10 %.

#### **11.6. Localisation des bouchons**

L'exploitant doit localiser (baliser) les bouchons et prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur certifie leur localisation et leur position :

- (a) chaque bouchon placé au-dessus d'un gisement gazéifère ou pétrolifère, d'une zone de stockage ou du toit d'une cavité saline;
- (b) le bouchon le plus haut du puits.

#### **11.7. Matériaux pour les intervalles entre les bouchons**

Les intervalles entre les bouchons doivent être remplis d'eau ou de boue de forage.

## **11.8. Position des bouchons de ciment**

Peu importe si le tubage est cimenté dans le trou, l'exploitant doit couler des bouchons de ciment :

- (a) au-dessus et en dessous de chaque formation gazéifère, pétrolifère et aquifère;
- (b) au-dessus des formations du Cambrien, de Trenton, de Cataract, de Guelph, de Salina, de Dundee et de la roche-mère, et à la base de la formation de Guelph.

## **11.9. Taille des bouchons**

Les bouchons de ciment doivent couvrir une distance de 8 mètres dans le puits.

## **11.10. Retrait du tubage**

L'exploitant doit s'assurer que la procédure de retrait du tubage respecte les critères suivants :

- (a) le tubage de surface, ou tout autre tubage une taille plus petite utilisé à sa place, peut être récupéré. Toutefois, s'il doit rester en place, il faut y introduire un bouchon soudé ou un bouchon de ciment d'au moins 3 mètres. Dans tous les cas, il faut le couper 1 mètre sous le gisement, sauf si le puits se trouve en zone submergée. Le cas échéant, il faut couper le tubage au niveau ou en dessous du lit du plan d'eau;
- (b) lorsque le tubage est retiré, il faut remplir complètement le puits jusqu'à la surface avec de l'argile, du sable ou des débris de forage au fur et à mesure en plus d'installer un bouchon de ciment entre 1 et 2 mètres de la surface;
- (c) au moment de retirer le tubage de production ou intermédiaire, lorsque le tubage de surface ne protège pas suffisamment les nappes d'eau potable traversées par un trou de forage, il faut installer un bouchon de ciment d'un bout à l'autre de l'intervalle, soit de 15 mètres sous la base de la zone à 15 mètres au-dessus de celle-ci.

## **11.11. Bouchons supplémentaires**

Les bouchons de ciment supplémentaires doivent être disposés comme suit :

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) dans l'ensemble du sabot du tubage de surface et jusqu'à 8 mètres au moins au dessus et en dessous du sabot;
- (b) à l'intérieur d'un tubage de surface pénétrant à plus de 60 mètres sous la base de la nappe d'eau potable la plus profonde, et sur tout le fond de ladite nappe d'eau;
- (c) à l'intérieur d'un tubage intermédiaire pénétrant tout juste sous le fond de la nappe d'eau potable la plus profonde, et dans lequel chaque formation poreuse a été cimentée;
- (d) dans l'ensemble du sabot du tubage intermédiaire devant demeurer en place, jusqu'à 8 mètres au moins au-dessus et en dessous du sabot;
- (e) après avoir retiré un tubage intermédiaire dans lequel chaque formation poreuse n'a été pas cimentée afin de positionner les bouchons de ciment de manière optimale;
- (f) à l'intérieur d'un tubage de production dans lequel chaque formation poreuse a été cimentée, tout juste en dessous du fond de la nappe d'eau potable la plus profonde et dans l'ensemble des outils de cimentation en plusieurs étapes;
- (g) après le retrait d'un tubage de production dans lequel chaque formation poreuse n'a pas été cimentée afin de positionner les bouchons de ciment de manière optimale aux profondeurs précisées ci-dessus;
- (h) à l'intérieur d'un puits de drainage horizontal, le bouchon servant à isoler un gisement (zone productive) devant mesurer 8 mètres et se trouver au-dessus dudit gisement, ou dans l'ensemble du sabot du tubage de production.

### **11.12. Bouchons de support**

L'exploitant peut installer un bouchon de support au-dessus de chaque intervalle perforé, si chaque bouchon de support est recouvert d'au moins 8 mètres de ciment.

### **11.13. Réhabilitation de l'emplacement d'un puits – sur la terre ferme**

L'exploitant doit ramener le site à son état d'origine aussitôt que possible dans les six mois suivant la date de fin des activités de comblement et prendre les dispositions nécessaires pour qu'un inspecteur visite le site et certifie que les

activités de comblement et de réhabilitation ont été réalisées dans le respect de la présente norme. Les activités de réhabilitation doivent comprendre :

- (a) l'élimination de tous les déchets liquides et solides de manière acceptable et sûre du point de vue de l'environnement;
- (b) l'enlèvement de tous les débris;
- (c) l'assèchement et le remplissage des excavations;
- (d) l'enlèvement des ouvrages de surface, des fondations de béton non utilisées, de la machinerie et des matériaux;
- (e) le nivelage et la restauration de la pente d'origine du site.

#### **11.13.1 Réhabilitation de l'emplacement d'un puits – dans une zone submergée**

Pour combler un puits situé dans une zone submergée, l'exploitant doit couper tout tubage laissé dans le puits au niveau du lit du plan d'eau ou plus bas.

#### **11.14 Production de rapports**

L'exploitant doit consigner sur le rapport de forage quotidien le type de ciment, le poids et le volume de lait de ciment, ainsi que les concentrations d'adjuvant spécial, et remettre un formulaire 10, tel qu'il est exigé dans la partie 13, pour chaque puits bouché.

## Partie 12. Fonds des ressources en pétrole, en gaz et en sel

### Frais de traitement des échantillons

Le titulaire d'un permis de puits doit :

- (a) calculer les frais relatifs au traitement des échantillons de forage à l'aide des taux appropriés et de la formule ci-dessous;
- (b) payer les frais à l'ordre du Fonds des ressources en pétrole, en gaz et en sel; et
- (c) joindre au paiement le formulaire 7 requis pour le puits.

Barème des frais relatifs au traitement des échantillons

Type d'échantillons	Tarif (\$/m)
A : Échantillons ensachés provenant des sections verticales et déviées des puits.	0,90 \$
B : Échantillons ensachés provenant des sections horizontales des puits.	0,45 \$
C : Échantillons en fioles provenant des sections verticales et déviées des puits.	0,60 \$
D : Échantillons en fioles provenant des sections horizontales des puits.	0,30 \$
E : Carottes plein diamètre livrées à la OGSRL non taillées.	30,00 \$
F : Carottes plein diamètre livrées à la OGSRL et taillées selon les spécifications de la OGSRL.	10,00 \$

Remarque : Se reporter à l'article 3.18 pour connaître les normes concernant la collecte d'échantillons de forage.



Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Calcul des frais de traitement des échantillons de forage

(i) Mètres d'échantillons ensachés de type A X tarif de type A = \_\_\_\_\_

(ii) Mètres d'échantillons ensachés de type B X tarif de type B = \_\_\_\_\_

(iii) Mètres d'échantillons en fioles de type C X tarif de type C = \_\_\_\_\_

(iv) Mètres d'échantillons en fioles de type D X tarif de type D = \_\_\_\_\_

SOUS-TOTAL \_\_\_\_\_

TVH de 13 % \_\_\_\_\_

TOTAL \_\_\_\_\_ \$

Remarque : Les frais associés aux échantillons de carottes de forage seront facturés à l'exploitant.

## Partie 13. Production de rapports

L'exploitant doit produire les rapports ci-dessous et utiliser les unités SI pour entrer des données numériques. Pour la production de ses rapports, il utilisera la version la plus récente des formulaires du ministère. Remarque : Il se peut que les formulaires soient modifiés de temps à autre. Veuillez donc communiquer avec la Section des opérations pétrolières ou accédez au site Web <http://www.ogsrlibrary.com> pour obtenir la version la plus récente des formulaires.

### 13.1 Formulaires

Formulaire 1 : Application for a Well Licence (demande de permis de puits)

Formulaire 2 : Well Licence (permis de puits)

Formulaire 3 : Annual Well Status Report (rapport annuel de l'état du puits)

Formulaire 4 : Annual Report of Geophysical/Geochemical Surveys (rapport annuel des levés géophysiques et géochimiques)

Formulaire 5 : Annual Report of Solution-Mined Salt Production (rapport annuel de la production de sel extrait par dissolution)

Formulaire 6 : Annual Report of Monthly Injection (rapport annuel des injections mensuelles)

Formulaire 7 : Drilling and Completion Report (rapport de forage et de complétion)

Formulaire 8 : Annual Report of Monthly Oil and Gas Production (rapport annuel de la production mensuelle de pétrole et de gaz)

Formulaire 9 : Annual Report of Subsurface Oil Field Fluid Disposal (rapport annuel de l'élimination du fluide de champ pétrolifère de subsurface)

Formulaire 10 : Plugging of a Well Report (rapport de comblement d'un puits)

Formulaire 11 : Application for Minister's Consent to Well Security Adjustments (demande de consentement ministériel pour apporter des modifications à la sécurité d'un puits)

## 13.2. Avis concernant les activités de forage

L'exploitant doit informer le ministère par courriel à [posrecords@ontario.ca](mailto:posrecords@ontario.ca) ou par télécopieur au 519 873-4645 :

- (a) du début des activités de forage d'un puits, y compris les travaux d'approfondissement, 48 heures avant le début des opérations de forage;
- (b) lorsque le programme de forage d'un puits n'est pas terminé et qu'il n'est pas censé reprendre avant au moins sept jours :
  - (i) la date à laquelle les travaux de forage ont été suspendus,
  - (ii) la profondeur du puits,
  - (iii) l'état dans lequel le puits a été laissé, notamment le tubage, le ciment et l'équipement de tête de puits, dans un délai de 48 heures suivant la date à laquelle les travaux de forage ont été suspendus;
- (c) de la date de profondeur finale, de la profondeur limite du puits ainsi que de l'état du puits, dans un délai de 48 heures suivant la date de profondeur finale;
- (d) de la date de complétion et de l'état du puits, dans un délai de 48 heures suivant la date de complétion du puits;
- (e) du comblement d'un puits, dans un délai de 48 heures avant le début des travaux de comblement.

Remarque : L'article 13.2 b) ne s'applique pas aux changements courants de l'appareil de forage compris dans le programme de forage et qui entraînent la suspension du programme pendant une période de moins de 7 jours.

Les changements apportés au formulaire de demande de permis de puits, au programme de forage et au plan de situation du puits doivent être communiqués au ministère et approuvés conformément au Règlement de l'Ontario 245/97.

## 13.3. Avis d'urgence

L'exploitant d'un ouvrage doit immédiatement faire état des événements suivants au ministère et les expliquer dans un rapport écrit :

- (a) un jaillissement soudain;
- (b) le déversement provenant d'un ouvrage;

- (c) une éruption de puits;
- (d) un incendie ou une explosion sur le lieu des travaux.

### **13.4. Rapport de forage et de complétion**

Lorsqu'il creuse ou approfondit un puits, l'exploitant doit faire état de ses travaux en soumettant au ministère le formulaire 7 (Drilling and Completion Report), dans un délai de soixante jours suivant la fin des travaux de forage (date de profondeur finale), de reconditionnement ou de réentrée.

Remarque : Le formulaire 7 doit être accompagné du paiement des frais applicables de traitement d'échantillons. Se reporter à la partie 12.

### **13.5. Échantillons de forage**

Tout exploitant doit, dans un délai de trente jours suivant la fin des travaux de forage ou d'approfondissement d'un puits (date de profondeur finale), expédier en port payé, à la Oil, Gas and Salt Resources Library, des échantillons de déblais de forage ou de fluides de forage recueillis conformément à l'article 3.18.

#### **13.5.1 Sacs et fioles d'échantillons de forage**

Pour ses échantillons de forage, l'exploitant doit utiliser uniquement les sacs et les fioles fournis par la Oil, Gas and Salt Resources Library.

### **13.6. Carottes de forage**

S'il prélève des carottes de forage, l'exploitant doit :

- (a) les déposer dans des boîtes correctement identifiées et numérotées, sur lesquelles figurent le nom du puits et le numéro de permis, ainsi que l'intervalle de profondeur correspondant;
- (b) protéger les boîtes contre les dommages;
- (c) indiquer les intervalles de profondeur de la carotte sur le formulaire 7 à remettre au ministère.

### **13.6.1 Analyse des carottes**

Lorsqu'une analyse de carottes ou toute autre analyse est effectuée par l'exploitant, ou pour le compte de celui-ci, l'exploitant doit en faire état en soumettant au ministère deux exemplaires de l'analyse, dans un délai de trente jours suivant la fin de l'analyse.

### **13.7. Conservation des carottes**

L'exploitant doit s'assurer que :

- (a) les carottes ne sont pas détruites, sauf aux fins d'analyse;
- (b) les carottes sont expédiées en port payé à la bibliothèque sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel au cours de l'année suivant la date de profondeur finale du puits.

### **13.8. Diagraphies de puits et levés**

Lorsqu'une diagraphie ou un levé est pris dans un puits, l'exploitant doit en faire état en soumettant au ministère deux exemplaires des résultats finaux, dans un délai de trente jours suivant la prise de la diagraphie ou du levé.

### **13.9. Activités dans le puits**

Lorsqu'un puits est reconditionné, stimulé, testé, réentré, rebouché ou tubé de nouveau, l'exploitant doit en faire état en soumettant au ministère le formulaire 7, dans un délai de trente jours suivant la fin des travaux.

### **13.10. Essais et mesures**

L'exploitant doit, dans un délai de trente jours suivant la réalisation d'un essai ou la prise d'une mesure, soumettre au ministère un exemplaire des données qu'il a recueillies au cours de ces opérations, ainsi que les renseignements suivants :

- (a) la détermination de la saturation de l'eau connée ou d'un autre liquide;
- (b) deux exemplaires de chaque essai du train de tiges et essai de production, notamment la séquence chronologique et l'intervalle de profondeur de chaque essai;
- (c) les mesures de pression statique du trou de couronne ou du fond de puits;

- (d) les mesures de l'écoulement ou d'autres mesures spéciales de pression de fond, ainsi que des essais de diffusivité à débit variable;
- (e) des déterminations concernant le pétrole, le gaz, l'eau et l'ensemble pression-volume-température (PVT), notamment :
  - (i) les rapports de gaz dissous et de gaz émis,
  - (ii) les volumes de la phase liquide,
  - (iii) les facteurs volumétriques de fond,
  - (iv) la densité du pétrole dans les réservoirs,
  - (v) les rapports de gaz et de pétrole dans le séparateur et dans le réservoir de stockage,
  - (vi) la pression au point de bulle du réservoir,
  - (vii) la compressibilité du pétrole saturé du réservoir,
  - (viii) la viscosité du pétrole du réservoir,
  - (ix) une analyse partielle du gaz de la tête de tubage et du fluide saturé du réservoir.

### **13.11. Rapport annuel de production**

L'exploitant doit faire état de la production pour l'année civile précédente en soumettant au ministère le formulaire 8 (Annual Report of Monthly Well or Field/Pool Production), au plus tard le 15 février de chaque année.

### **13.12. Rapport des injections**

L'exploitant titulaire d'un permis pour des travaux d'injection émis en vertu de l'article 11 de la Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel doit faire état de tous les puits d'injection pour l'année civile précédente en soumettant au ministère le formulaire 6 (Annual Report of Monthly Injection), au plus tard le 15 février de chaque année.

Remarque : Les mesures annuelles de pression statique d'un puits fermé qui sont exigées selon l'article 6.12 doivent être indiquées sur le formulaire 8.

### **13.13. Rapports sur les puits de rejet**

L'exploitant d'un puits servant à l'élimination du fluide de champ pétrolifère doit :

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

- (a) soumettre dans un délai de 30 jours suivant la fin de cet ouvrage un rapport contenant :
  - (i) les dossiers des mesures de la pression subsuperficielle, des essais de diminution de la pression et des autres essais du rendement du réservoir,
  - (ii) les copies des analyses chimiques tirées des puits d'eau douce adjacents au puits de rejet,
  - (iii) les essais de l'intégrité mécanique du puits;
- (b) faire état des travaux pour l'année civile précédente en soumettant au ministère le formulaire 9 (Annual Subsurface Fluid Disposal Report), au plus tard le 15 février de chaque année.

### **13.14. Rapport de comblement d'un puits**

Lorsqu'un exploitant effectue le comblement d'un puits, il doit faire état des travaux en soumettant au ministère le formulaire 10 (Plugging of a Well Report), dans un délai de 30 jours.

### **13.15. Rapport d'exploration**

Toute personne faisant de la prospection géophysique ou géochimique en vue de trouver du pétrole ou du gaz doit faire état de ses travaux pour l'année civile précédente en soumettant au ministère le formulaire 4 (Annual Report of Geophysical/Geochemical Activity), au plus tard le 15 février de chaque année.

### **13.16. Rapport annuel de l'état du puits**

L'exploitant d'un puits doit faire état de ses travaux pour l'année civile précédente en soumettant, au plus tard le 15 février de chaque année, le formulaire 3 sur lequel figurent :

- (a) tous ses puits;
- (b) l'état de chaque puits;
- (c) le calcul de ses droits de permis;
- (d) ses droits de permis payables au Fonds des ressources en pétrole, en gaz et en sel, qu'il joint au rapport.

### **13.17. Rapports sur le gaz de tierces parties**

La compagnie de distribution locale (CDL) de gaz naturel qui mesure, achète ou transporte le gaz naturel d'un puits doit faire état de ses activités pour l'année civile précédente en soumettant au ministère un rapport, au plus tard le 15 février de chaque année. Le rapport doit comprendre les renseignements suivants :

- (a) le nom de l'exploitant;
- (b) l'emplacement du puits ou le point de compteur;
- (c) le nom du puits;
- (d) le nom du gisement;
- (e) le volume cumulatif de l'année et la valeur du gaz naturel mesuré, acheté ou transporté pour chaque emplacement de puits ou point de compteur.

### **13.18. Rapports sur le pétrole de tierces parties**

Toute personne qui achète du pétrole brut tiré d'un puits doit faire état de ses activités pour l'année civile précédente en soumettant au ministère un rapport, au plus tard le 15 février de chaque année. Le rapport doit comprendre les renseignements suivants :

- (a) le nom de l'exploitant;
- (b) l'emplacement du puits ou le point de compteur;
- (c) le nom du puits;
- (d) le nom du gisement;
- (e) le volume cumulatif de l'année et la valeur du pétrole acheté pour chaque emplacement de puits ou point de compteur.

### **13.19. Rapport sur la période d'essai de la production initiale (PEPI)**

L'exploitant d'un puits complété pour la production de pétrole ou de gaz doit soumettre au ministère le rapport sur la PEPI exigé par l'article 6.10, dans un délai de 10 jours suivant la fin de ladite période.



### **13.20. Rapport sur les unités volontaires**

L'exploitant d'un secteur unitaire qui a fait l'objet d'une exploitation concertée de manière volontaire doit soumettre à la Section des opérations pétrolières un rapport concernant le secteur unitaire et dans lequel figureront les renseignements suivants :

- (a) la date de l'entrée en vigueur de l'accord d'union;
- (b) le nom de l'exploitant de l'unité;
- (c) une description géographique et géologique du secteur unitaire;
- (d) un plan cadastral indiquant :
  - (i) les limites du secteur unitaire,
  - (ii) les périmètres d'exploitation individuels,
  - (iii) la zone participante,
  - (iv) l'emplacement des puits, y compris le nom officiel et le numéro de permis de chaque puits;
- (e) un exemplaire de l'accord d'union intervenu entre les titulaires de redevance et les détenteurs ayant des intérêts économiques directs.

### **13.21. Modifications aux unités**

L'exploitant d'un secteur unitaire dont l'établissement s'est fait volontairement ou par ordonnance du commissaire et qui a été modifié sur une base volontaire doit faire état des renseignements suivants à la Section des opérations pétrolières :

- (a) la raison de la modification;
- (b) la date d'entrée en vigueur de la modification;
- (c) une liste des titulaires de redevance et des détenteurs ayant des intérêts économiques directs qui ont accepté la modification;
- (d) le nom de l'exploitant de l'unité;
- (e) une description géographique et géologique du secteur unitaire, si elle a été modifiée;
- (f) un plan cadastral indiquant les modifications apportées :
  - (i) aux limites du secteur unitaire,

- (ii) aux périmètres d'exploitation individuels,
  - (iii) à la zone participante,
  - (iv) à l'emplacement des puits, y compris le nom officiel et le numéro de permis de chaque puits;
- (g) un exemplaire du document ou de l'entente établissant la modification qui est intervenue entre les titulaires de redevance et/ou les détenteurs ayant des intérêts économiques directs;
- (h) une liste mise à jour des détenteurs d'intérêts pétroliers et gaziers et leurs intérêts respectifs dans le secteur unitaire.

### **13.22. Rapport sur une mine d'exploitation par dissolution**

L'exploitant d'une mine d'exploitation par dissolution doit faire état de ses activités pour l'année civile précédente en soumettant au ministère le formulaire 5 (Annual Report of Solution-Mined Salt Production), au plus tard le 15 février de chaque année.

### **13.23. Essais, diagraphies, levés**

L'exploitant d'une mine d'exploitation par dissolution du sel doit soumettre tous les résultats des essais, diagraphies et levés d'affaissement dans un délai de 30 jours suivant la fin de ces essais, diagraphies et levés.

### **13.24. Cas de déversement ou d'affaissement**

L'exploitant d'une mine d'exploitation par dissolution du sel doit communiquer sans délai avec le ministère dans les cas suivants :

- (a) un affaissement;
- (b) un changement dans le taux d'affaissement;
- (c) un déversement de saumure.

## **Partie 14. Normes des gisements pétrolifères historiques**

Toute autre publication citée dans la présente partie fait référence au plus récent numéro de ladite publication en vigueur, y compris à l'ensemble des modifications publiées.

Les normes suivantes s'appliquent aux opérations d'exploitation des champs pétrolifères ayant un statut de gisement pétrolifère historique. En cas de contradiction entre le texte de la présente partie et celui d'autres parties de la norme, la présente partie prévaut en ce qui a trait uniquement aux opérations exécutées dans les champs ayant un statut de gisement pétrolifère historique. Le présent article ne s'applique pas :

- (a) aux puits forés après le 1er janvier 1980;
- (b) aux nouveaux ouvrages ajoutés à un champ pétrolifère ayant le statut historique;
- (c) aux gisements pétrolifères historiques n'ayant pas le statut de gisement pétrolifère historique;
- (d) aux champs pétrolifères ayant un statut de gisement pétrolifère historique et dont la production a cessé depuis 24 mois ou plus après son enregistrement auprès du ministère.

### **14.1. Définitions**

L'expression « gisement pétrolifère historique » désigne un champ pétrolifère:

- (a) qui fait partie des champs Bothwell-Thamesville, Oil Springs ou Petrolia;
- (b) dont la production est tirée de puits forés à une profondeur inférieure à 200 mètres, dans des formations du Dévonien.

L'expression « statut de gisement pétrolifère historique » désigne les travaux de production de pétrole :

- (a) effectués dans un gisement pétrolifère historique;
- (b) qui permettaient encore la production de pétrole au 31 décembre 1996;
- (c) qui étaient enregistrés auprès du ministère le 31 décembre 1997.

## 14.2. Réservoirs de stockage souterrains

Lorsqu'il installe un réservoir souterrain, l'exploitant doit :

- (a) construire une digue entourant le réservoir et dans laquelle le trop-plein peut se déverser;
- (b) empêcher l'accès au réservoir :
  - (i) en construisant et en maintenant un couvercle sur le réservoir, construit conformément aux exigences du Code du bâtiment en matière de charge sur le plancher et sur le toit, et sur lequel une ventilation adéquate est prévue, ou
  - (ii) en construisant une clôture à mailles de chaîne de 152 cm de hauteur qui entourera complètement le réservoir à un périmètre de recul de 2 mètres depuis le bord du réservoir et dont la construction empêchera l'accès au réservoir;
- (c) installer une échelle qui sera fixée solidement en position verticale à l'intérieur du réservoir et munie de barreaux situés à un maximum de 15 cm du mur, espacés à intervalles réguliers et permettant de descendre jusqu'au niveau de fluide le plus bas dans le réservoir;
- (d) installer un panneau de mise en garde bien visible sur la clôture ou le couvercle, selon le cas.

## 14.3. Stockage du fluide de champ pétrolifère

Lorsque l'eau de formation est stockée dans un réservoir souterrain, ou un bassin ou une fosse de terre, l'exploitant doit :

- (a) s'assurer que le fluide ne peut ni créer ni constituer un danger pour la santé ou la sécurité publique, ne peut s'écouler dans un horizon aquifère ou un plan d'eau douce et le contaminer, ni ne peut recouvrir ou endommager un terrain, une route, un bâtiment ou une structure;
- (b) s'assurer que le réservoir, le bassin ou la fosse ne laisse écouler aucune substance dans le sol environnant et que du fluide peut y être entreposé en toute sécurité;
- (c) construire une clôture à mailles de chaîne de 152 cm de hauteur qui entoure complètement le réservoir, le bassin ou la fosse à un périmètre de recul de 2

mètres depuis le bord du réservoir, du bassin ou de la fosse, et veiller à ce que la construction empêche l'accès au réservoir, au bassin ou à la fosse;

- (d) construire des portes sur la barrière d'une hauteur de 152 cm et veiller à ce qu'elles soient fermées et verrouillées;
- (e) installer des panneaux de mise en garde bien visibles sur les portes et à intervalles réguliers sur la clôture périphérique;
- (f) installer pour chaque bassin une plateforme, une échelle ou une autre structure permettant de sortir en toute sécurité;
- (g) installer de l'équipement de sauvetage, comme des perches, des bouées circulaires et des dispositifs de flottaison à l'intérieur de l'enceinte clôturée de chaque bassin, et veiller à ce que ledit équipement soit bien visible et facile d'accès en tout temps.

#### **14.4. Entretien des puits**

L'exploitant d'un puits qui fait l'objet d'un entretien doit s'assurer qu'une vanne et de la tuyauterie de dérivation sont installées sur le puits avant les travaux d'entretien et qu'elles sont connectées à un contenant qui empêchera les fluides de s'écouler à la surface.

#### **14.5. Puits dont l'exploitation a été suspendue**

L'exploitant d'un puits dont l'exploitation a été suspendue doit :

- (a) l'obturer à la surface; et
- (b) marquer le site de manière permanente en installant un poteau d'acier sur lequel est fixé un panneau portant le nom du puits, et veiller à l'entretien du panneau; mais
- (c) si des fluides risquent de s'écouler à la surface, il doit combler le puits plutôt que d'en suspendre l'exploitation.

## Partie 15. Glossaire

Annulaire – espace compris entre deux tubages, entre un tubage et les conduits de production ou encore entre le tubage et les formations adjacentes.

Aquifère – strate ou zone située sous la surface d'un terrain, capable de céder des quantités d'eau et d'alimenter un puits.

Bassin de forage ou fosse – cavité creusée sous le niveau de l'eau dans le but d'y faire circuler les fluides de forage durant les travaux de forage du puits.

Battage au câble – procédé utilisé pour démarrer le forage des premiers mètres d'un puits à l'aide d'un outillage de forage à câble ou d'un appareil de forage rotatif. Ce procédé ne comprend pas les activités de préparation du site en vue du creusage du puits ni l'installation du tube conducteur.

Bloc obturateur de puits (BOP) – dispositif composé d'un ensemble de vannes ou d'un équipement fixés à l'extrémité supérieure du tubage lors de travaux de forage ou de reconditionnement d'un puits et permettant de contrôler la pression dans le puits.

Boue de forage – mélange d'eau, d'argile et de certains produits chimiques circulant en permanence dans le puits durant les travaux de forage. Aspirée par la tige de forage et expulsée par le trépan, la boue sert à contrôler la pression de la formation, à lubrifier la tige de forage, à refroidir le trépan et à remonter les débris à la surface.

Caverne de sel – cavité creusée dans la roche soluble, en général une formation salifère, en injectant de l'eau douce de manière contrôlée de façon à creuser une cuve de stockage d'hydrocarbures souterraine.

Centreur – dispositif installé à l'extérieur de la colonne de tubage et utilisé pour centrer celle-ci à l'intérieur du puits de forage ou d'un tubage plus large.

Ciment pur – ciment ne contenant pas d'épaississant ni d'adjuvant qui en réduirait la densité et en diminuerait le temps de prise et la résistance à la compression.

Cimentage – opération qui consiste à pomper et à injecter, par le centre du tubage, un coulis de ciment qui remonte dans l'espace annulaire se trouvant derrière le tubage de façon à fixer solidement celui-ci aux parois du trou et à étayer la colonne de tubage pour qu'elle résiste à la pression de formation, de

Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

production ou d'injection et pour éviter la corrosion du tubage en contact avec les fluides de formation.

Communication – circulation d'hydrocarbures ou d'eau à travers des connexions poreuses et perméables situées entre deux réservoirs dans une seule formation, entre deux formations, ou entre une formation et un aquifère ou la surface.

Date de profondeur finale – date à laquelle les travaux de forage atteignent la profondeur limite du puits.

**Diagraphie d'inspection de tubage** – enregistrement (ou série d'enregistrements) qui permet de :

- (a) déterminer le pourcentage de pénétration des anomalies;
- (b) faire la distinction entre corrosion externe et interne;
- (c) détecter les petits et gros trous, les perforations, les pertes de métal et l'épaisseur du métal.

Dôme de sel – masse salifère en forme de coupole dans des formations sus-jacentes, produite par la montée de dépôts de sels de faible densité entre des roches encaissantes recouvrant le dépôt de sel.

Eau connée – eau emprisonnée dans les interstices d'une roche sédimentaire depuis le moment de sa formation.

Éruption – jaillissement violent et soudain de pétrole, de gaz ou d'eau d'une formation géologique dans laquelle on a foré un trou.

Exploitation par dissolution – méthode d'extraction qui consiste à injecter un fluide dans un puits afin de dissoudre la formation salifère, ou toute autre roche ou substance minérale hydrosoluble, et à produire une saumure artificielle.

Fluide – matière ou substance semi-solide, liquide, boueuse ou gazeuse qui s'écoule ou se déplace.

Fonds du sondage – partie inférieure d'un puits.

Forage au battage – méthode de forage qui consiste à creuser un puits en faisant tomber un trépan en métal très lourd à une cadence assez rapide de façon à écailler la roche.

Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

**Forage rotatif** – système de forage de puits dans lequel le trépan, fixé aux éléments tubulaires de la tige creuse de forage, pénètre les formations rocheuses par un mouvement de rotation.

**Formation** – ensemble de roches présentant une structure et une composition communes et qui forme une unité géologique identifiable, pouvant être cartographiée sur la surface terrestre ou retrouvée sous la surface.

**Formation saline** – formation rocheuse contenant essentiellement des dépôts de chlorure de sodium, qui est généralement étanche aux hydrocarbures liquides ou gazeux, dont la résistance à la compression est comparable à celle du béton et la consistance plastique permet d'obturer les fractures et les interstices, et qui est facilement exploitable par dissolution avec de l'eau.

**Fracturation** – opération qui consiste à créer des fractures et des fissures dans une roche par l'action d'un fluide sous de très fortes pressions ou d'un explosif appliqué sur la formation géologique dans le but de stimuler la production ou d'augmenter la productivité.

**Gaine (de tubage)** – conduite installée à l'intérieur du tubage de production, normalement en vue d'effectuer des travaux de réparation.

**Garniture d'étanchéité** – garniture expansible utilisée dans un puits pour assurer l'étanchéité de certaines sections du tube de production ou du tubage au moment d'effectuer le cimentage ou l'acidification, ou lorsqu'on isole une formation de production. Installée sur le tube de production ou le tubage, la garniture peut être expansée de façon mécanique ou hydraulique de façon à comprimer les parois du tuyau ou du puits.

**Gradient (de pression)** – variation de la pression en fonction de la profondeur de l'unité.

**Gradient (opérationnel)** – gradient de pression (pression au fond du tubage/mètre de mort-terrain) exercé durant l'aménagement d'une caverne et qui dépend du mode d'opération (injection/prélèvement de saumure/hydrocarbures), du taux d'injection ou de prélèvement des fluides et de leur densité relative, ainsi que de la taille des colonnes de tubage.

**Gradient de fracture** – gradient de pression qui, appliqué aux formations de subsurface, cause des fractures physiques aux formations géologiques.



Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Joint de sabot – petite section du tubage, généralement le joint inférieur de la colonne, située entre le sabot de tubage et l'anneau de cimentation, et qui sert à contenir le coulis de ciment utilisé à la fin du processus.

Lithologie – étude ou description de la nature des roches d'une formation.

Mort-terrain – sédiments meubles ou non consolidés qui reposent sur des formations rocheuses lithifiées.

Perméabilité – aptitude des espaces poreux d'une roche-réservoir à se laisser traverser par un fluide; mesure de la facilité avec laquelle une formation laisse passer les fluides.

Porosité – caractère d'un corps dont la surface présente des pores; pourcentage du volume total d'une masse de roche occupé par les pores.

**Pression statique d'un puits fermé** – pression mesurée à la tête d'un puits ou en subsurface, lorsque les vannes sont fermées de façon à stopper toute éruption ou injection.

Profondeur finale – profondeur limite d'un puits.

Protection cathodique – technique électrochimique utilisée pour protéger les structures métalliques de la corrosion, notamment les tubages, les pipelines, les réservoirs et les bâtiments à partir desquels on applique de faibles courants électriques afin de dévier le courant associé à la corrosion du métal.

Puits abandonné – puits dont on a cessé l'utilisation de façon permanente et qui a été comblé.

**Puits d'injection** – puits où l'on injecte des fluides autres que ceux qui sont associés aux opérations actives de forage.

Puits de saumure – puits servant à la dissolution du sel provenant d'une formation saline, à l'ajout de saumure dans une caverne de sel ou au prélèvement de saumure dans une telle caverne.

Purge préparatoire – opération par laquelle un ou plusieurs volumes séparés de fluides sont pompés avant le ciment pour servir de tampon compatible entre le ciment et les fluides de forage et visant à nettoyer la boue de forage de l'annulaire en vue de la cimentation.

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Réservoir – roche sédimentaire, poreuse et perméable, dans laquelle sont logés des hydrocarbures entourés de couches de roche moins perméable ou étanche; piège structural; piège stratigraphique.

Sabot de tubage – pièce annulaire en acier très épais, fixée sur le prolongement inférieur du tubage, servant à protéger celui-ci de l'usure par frottement ou de la distorsion, et à en faciliter la descente dans le puits.

Saumurage (exploitation par dissolution) – opération qui consiste à dissoudre les formations salines au moyen d'eau douce pompée et acheminée dans les puits aux fins d'extraction de solution saline.

Saumure – eau saline naturellement présente dans des roches sédimentaires très poreuses; liquide obtenu à la suite de la dissolution de formations salines et d'eau douce aux fins d'extraction de solution saline.

Stimulation – technique consistant à traiter un puits au moyen d'une méthode chimique ou mécanique, comme l'acidification, la fracturation, la perforation ou un traitement au solvant, en vue d'augmenter la production, de faciliter l'écoulement ou d'accroître la récupération du pétrole, du gaz, de la saumure ou de toute autre substance.

Tubage – tube métallique ou non, placé dans le trou de forage, dont on revêt les parois internes afin de les consolider et servant à empêcher l'arrivée des fluides contenus dans les couches inférieures du terrain (p. ex., pour la protection des zones d'eau douce).

Tubage de production – tube, généralement en métal, installé dans un puits de forage et cimenté en place à l'intérieur du tubage intermédiaire. La longueur du tubage de production fait en sorte qu'il se rend jusqu'à la formation productrice ou à l'aire de stockage, ou y pénètre.

Tubage initial ou tube de fonçage – tuyau, généralement en métal, mis en place dans un puits pour obturer les couches contenant de l'eau de surface ou proche de la surface, pour empêcher l'éboulement ou le coulage du mort-terrain dans le trou et pour servir de tube conducteur de la boue de forage dans les couches minces et meubles de sable, d'argile et de schiste dans le puits.

Tubage de surface – rangée de tuyaux, généralement en métal, installée profondément dans un puits, de sorte que la première rangée atteint le fond rocheux où elle est cimentée en place.

## Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Tubage intermédiaire – rangée de tuyaux installée dans un puits, à l'intérieur du tubage de surface, et cimentée sur place. La longueur du tubage intermédiaire fait en sorte qu'on s'en sert pour obturer les zones aquifères, les zones de production secondaires ou les formations rocheuses incompetentes avant les travaux de forage dans la zone visée. Ce tubage est utilisé pour le contrôle du puits et l'on y installe des blocs obturateurs de puits avant le début des travaux de forage dans la zone visée.

Vitesse de circulation – mesure du volume de liquide qui s'écoule par unité de temps dans un orifice, une pompe, une turbine, un conduit ou un canal.

## **ANNEXE 1 – Exigences relatives au BOP de forage**

ANNEXE 1

BLOC OBTURATEUR DE Puits

CODE D'ÉQUIPEMENT

R – Un seul obturateur à mâchoires avec un ensemble de mâchoires, soit à fermeture totale, soit à fermeture sur tiges.

A – Obturateur de type annulaire.

S – Raccord de forage à brides avec orifices de connexion latéraux à brides pour les conduites de purge et d'injection.

SYMBOLES MÉTRIQUES

m - mètre      mm – millimètre      kPa – kilopascal

SYMBOLES D'ÉQUIPEMENT



Réserve d'azote



Accumulateur



Réservoir d'huile hydraulique



Pompe de charge



Vanne à brides



Vanne vissée



Vanne hydraulique



Duse réglable



Duse hydraulique



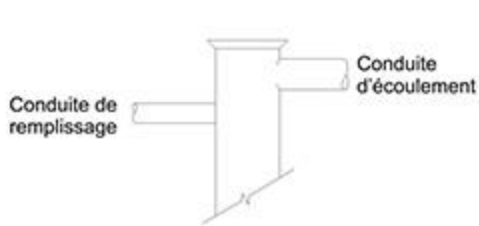
Bouchon forgé à tête hémisphérique



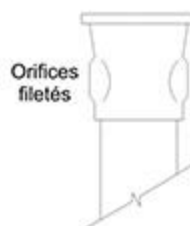
Manomètre



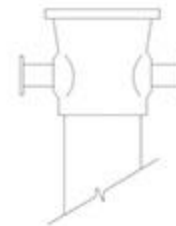
Sens d'écoulement



Raccord d'écoulement en T



Orifices filetés

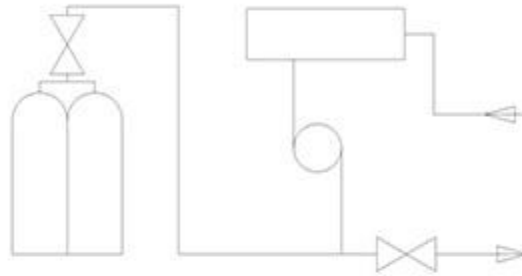


Orifices goujonnés ou à brides

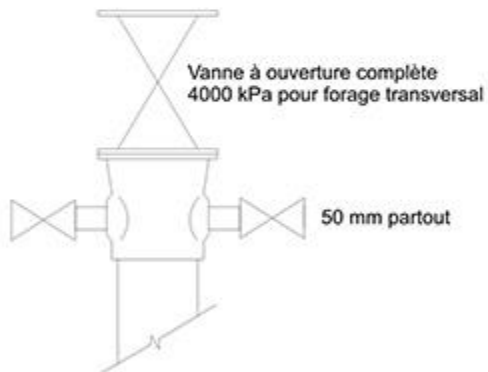
Cloches de repêchage à coins

ANNEXE 1

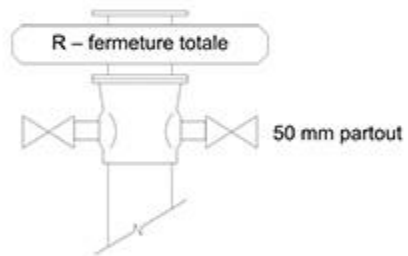
**BLOC OBTURATEUR DE PUIIS – CLASSE A (OUTIL DE FORAGE AU CÂBLE)  
POUR PUIIS SANS PREMIÈRE COLONNE DE CONTRÔLE**



**SYSTÈME DE COMMANDE HYDRAULIQUE  
(MÂCHOIRES À FERMETURE TOTALE OU ANNULAIRE)**

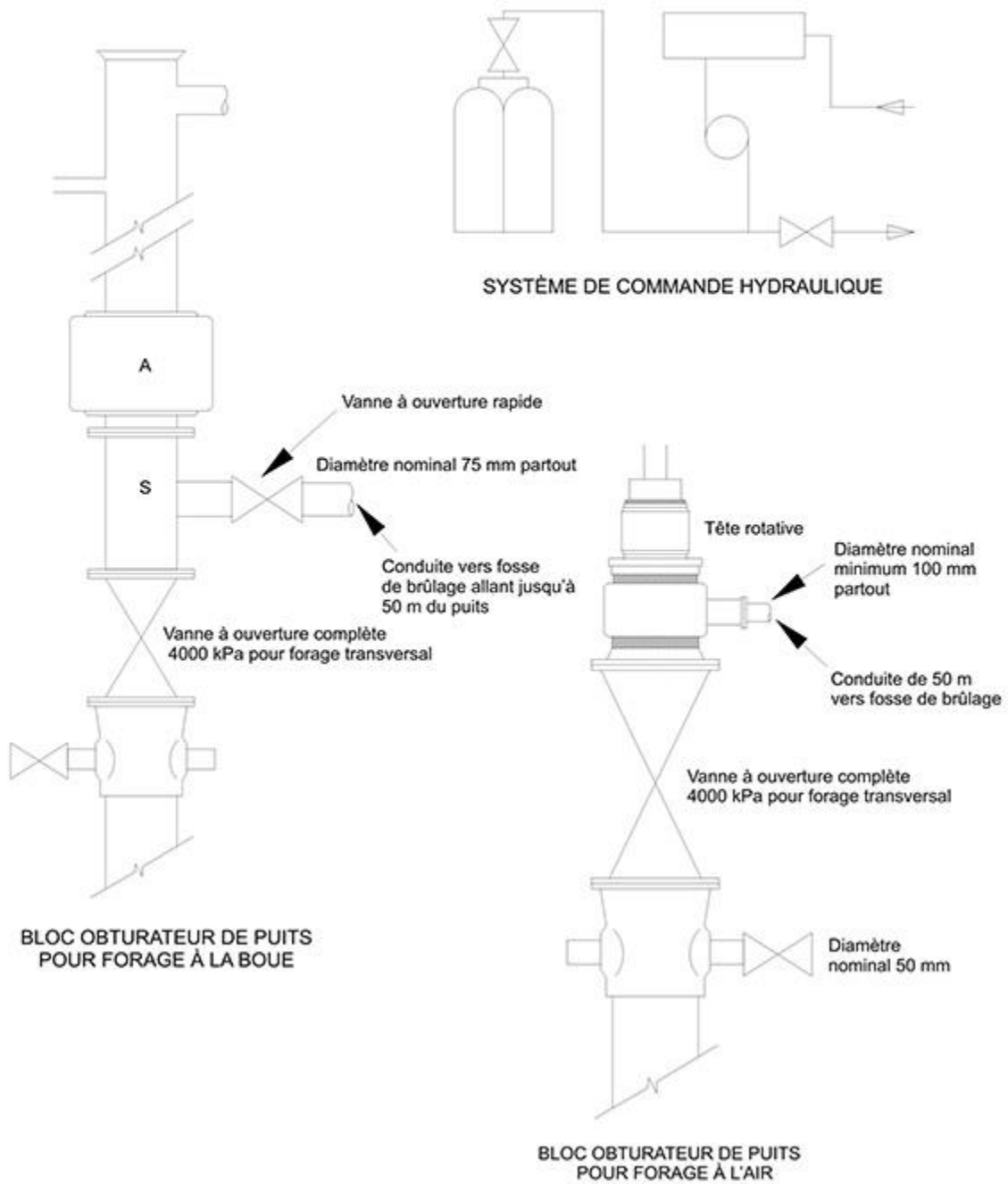


OU



ANNEXE 1

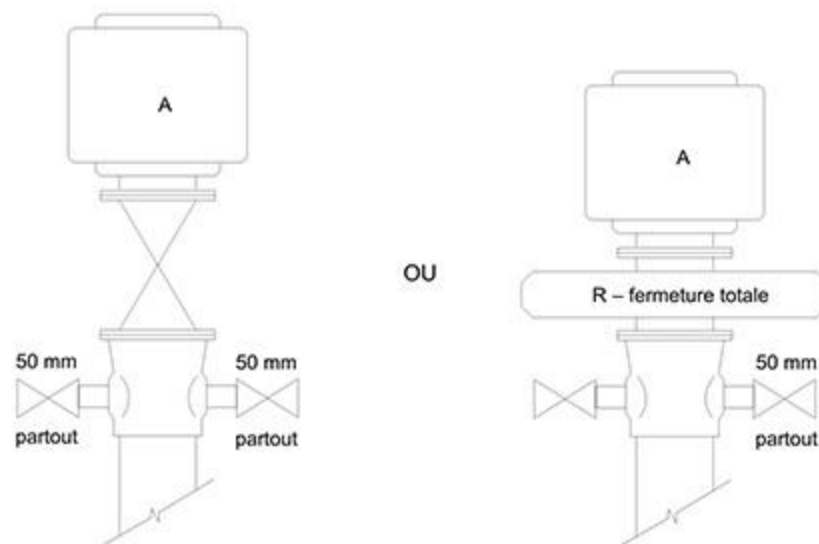
**BLOC OBTURATEUR DE PUIIS – CLASSE A (FORAGE ROTATIF)  
POUR PUIIS SANS PREMIÈRE COLONNE DE CONTRÔLE**



ANNEXE 1

BLOC OBTURATEUR DE Puits – CLASSE B (OUTIL DE FORAGE AU CÂBLE)  
POUR Puits AVEC PREMIÈRE COLONNE DE CONTRÔLE

PRESSIION NOMINALE MINIMUM 14 000 kPa



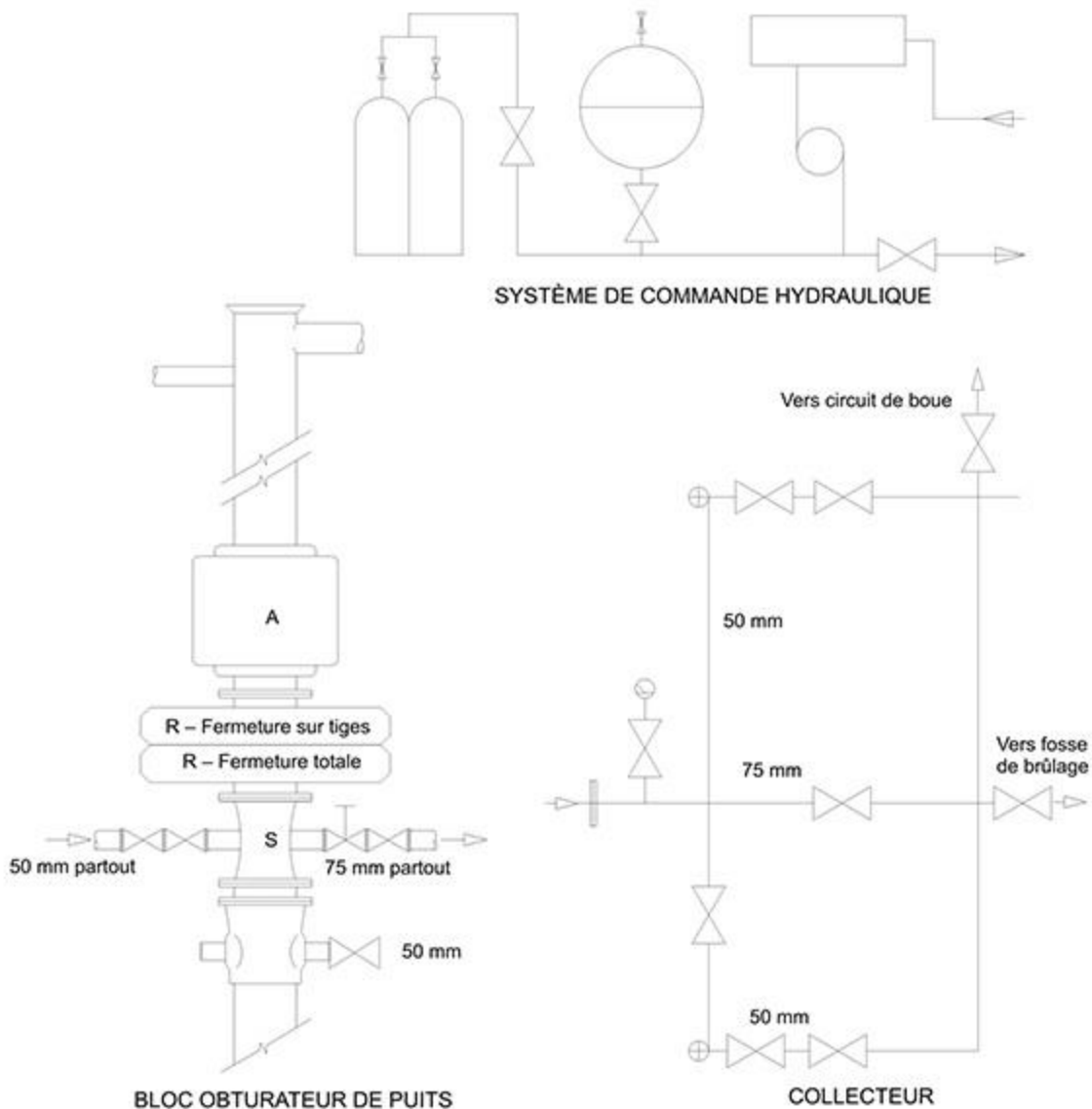
REMARQUE :

1. La première colonne de contrôle du tubage doit être installée et cimentée avant de forer dans la zone cible.



ANNEXE 1

**BLOC OBTURATEUR DE PUIES – CLASSE B (FORAGE ROTATIF)  
POUR PUIES AVEC PREMIÈRE COLONNE DE CONTRÔLE  
NE DÉPASSANT PAS 1800 m DE PROFONDEUR  
PRESSION NOMINALE MINIMUM 14 000 kPa**



**REMARQUE :**

1. Le système de purge doit avoir un diamètre nominal minimum de 75 mm partout, sauf pour les conduites qui passent dans les duses et les circuits de boue, lesquelles peuvent être de 50 mm.
2. Il doit y avoir des raccords de tuyaux à brides à partir du raccord de forage à brides jusqu'au raccord du collecteur de duses inclusivement; le reste du collecteur peut comporter des raccords filetés.
3. L'obturateur simple peut être remplacé par un obturateur double, mais la mâchoire inférieure de tout obturateur doit être une mâchoire à fermeture sur tiges.
4. Un second raccord de forage à brides peut être installé entre la mâchoire à fermeture sur tiges inférieure et la cloche de repêchage à coins, auquel cas aucune vanne n'est requise sur la cloche.
5. La première colonne de contrôle du tubage doit être installée et cimentée avant de forer dans la zone cible.

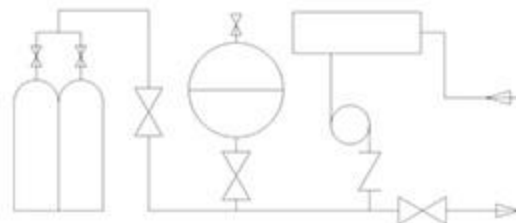
## **ANNEXE 2 – Exigences relatives à l'entretien du puits et au BOP**

ANNEXE 2

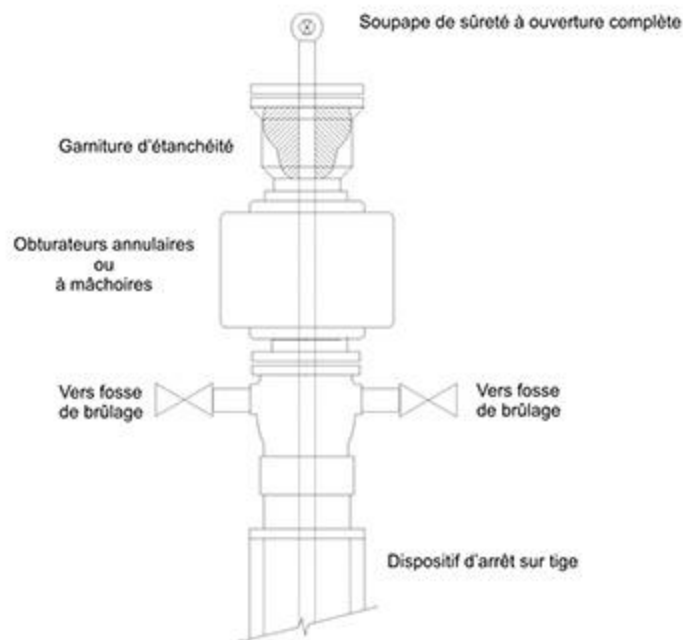
CLASSE I

PRESSION DE GISEMENT INFÉRIEURE À 5500 kPa ET AUCUNE PRÉSENCE DE H<sub>2</sub>S

PRESSION NOMINALE MINIMUM 14 000 kPa



ACCUMULATEUR



PUITS DE PÉTROLE

BLOC OBTURATEUR DE PUIXS

REMARQUE :

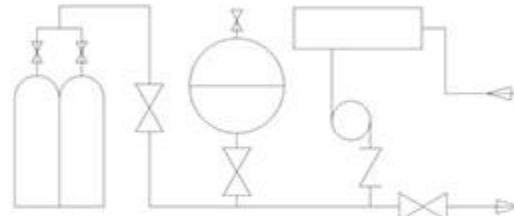
1. Le puits n'est pas neutralisé.
2. Un obturbateur à mâchoires à fermeture totale et une garniture d'étanchéité peuvent être utilisés au lieu d'un obturbateur annulaire (la position des mâchoires peut être interchangeable).
3. La garniture d'étanchéité peut se trouver sous le ou les obturbateurs, pourvu qu'elle fasse partie intégrante de la tête de puits.
4. Deux circuits de torche, diamètre minimum de 50 mm, ou un circuit de torche, diamètre minimum de 75 mm, allant jusqu'à 50 m du puits.

ANNEXE 2

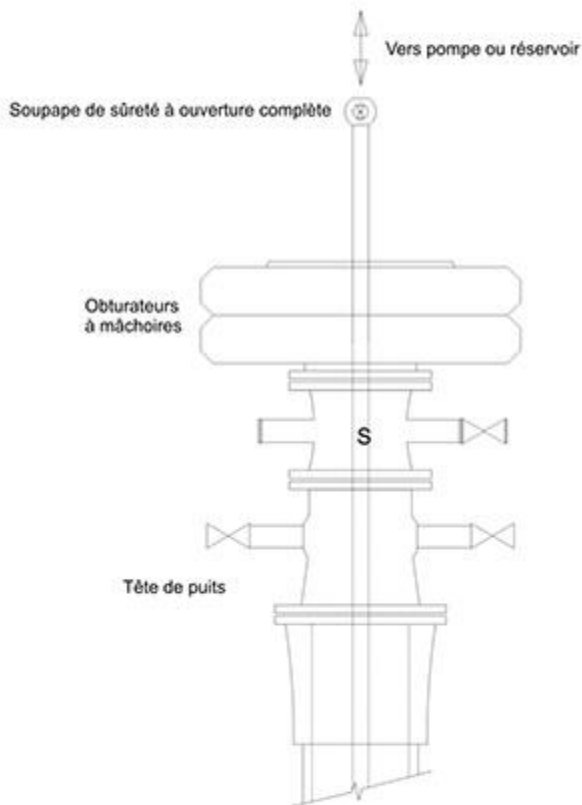
CLASSE II

La pression nominale de la bride du tubage de production est égale ou inférieure à 21 000 kPa

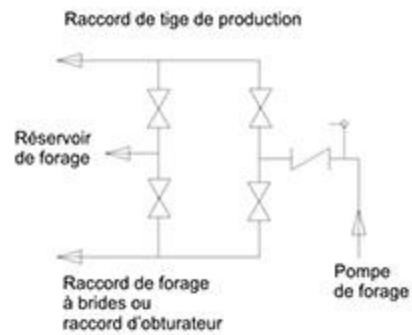
La concentration en H<sub>2</sub>S du gaz est inférieure à 10 moles par kilomole



ACCUMULATEUR



BLOC OBTURATEUR DE PUIS



COLLECTEUR

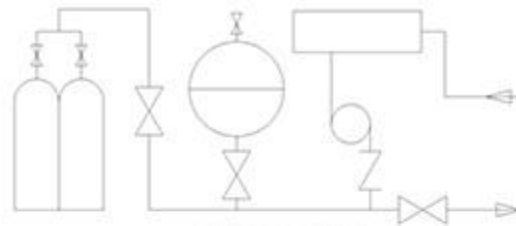
REMARQUE :

1. La pression nominale des obturbateurs est égale ou supérieure à celle de la bride du tubage de production, ou à la pression de formation, selon la plus faible des deux.
2. Conduites de 50 mm partout.
3. La position de la tige et des mâchoires à fermeture totale peut être interchangée.
4. Le raccord de forage à brides peut avoir un orifice de sortie fileté (et une vanne) si la tête de puits comporte des raccords filetés.
5. Un orifice pour bride (et une vanne) sous les mâchoires les plus basses peut remplacer le raccord de forage à brides (la vanne peut être fileté si la tête de puits a des raccords filetés).

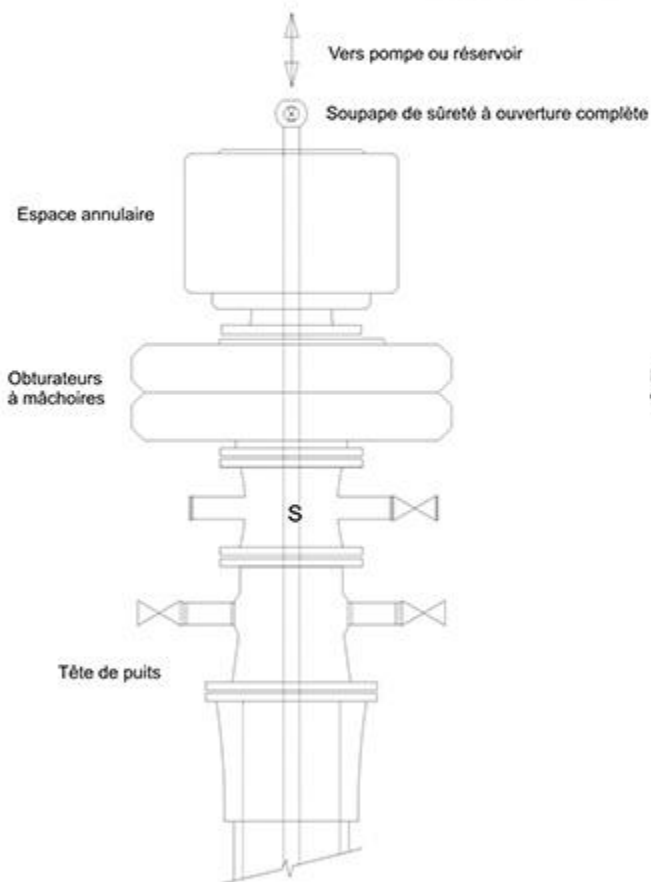
ANNEXE 2

CLASSE III

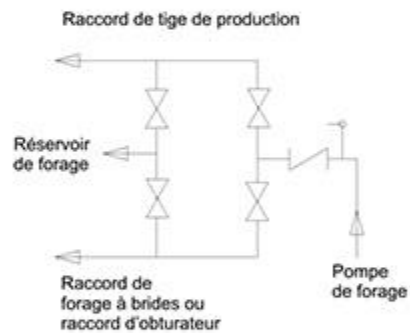
1. La pression nominale de la bride du tubage de production est supérieure à 21 000 kPa, OU
2. La pression nominale de la bride du tubage de production est inférieure ou égale à 21 000 kPa et la concentration en H<sub>2</sub>S du gaz est égale ou supérieure à 10 moles par kilomole



ACCUMULATEUR



BLOC OBTURATEUR DE PUIIS



COLLECTEUR

REMARQUE :

1. La pression nominale des obturbateurs est égale ou supérieure à celle de la bride du tubage de production, ou à la pression de formation, selon la plus faible des deux.
2. Conduites de 50 mm partout.
3. La position de la tige et des mâchoires à fermeture totale peut être interchangée.
4. Le raccord de forage à brides peut avoir un orifice de sortie fileté (et une vanne) si la tête de puits comporte des raccords filetés.
5. Un orifice pour bride (et une vanne) sous les mâchoires les plus basses peut remplacer le raccord de forage à brides (la vanne peut être fileté si la

## Figures 1 à 4

# Normes d'exploitation des ressources en pétrole, en gaz et en sel de l'Ontario

Figure 1

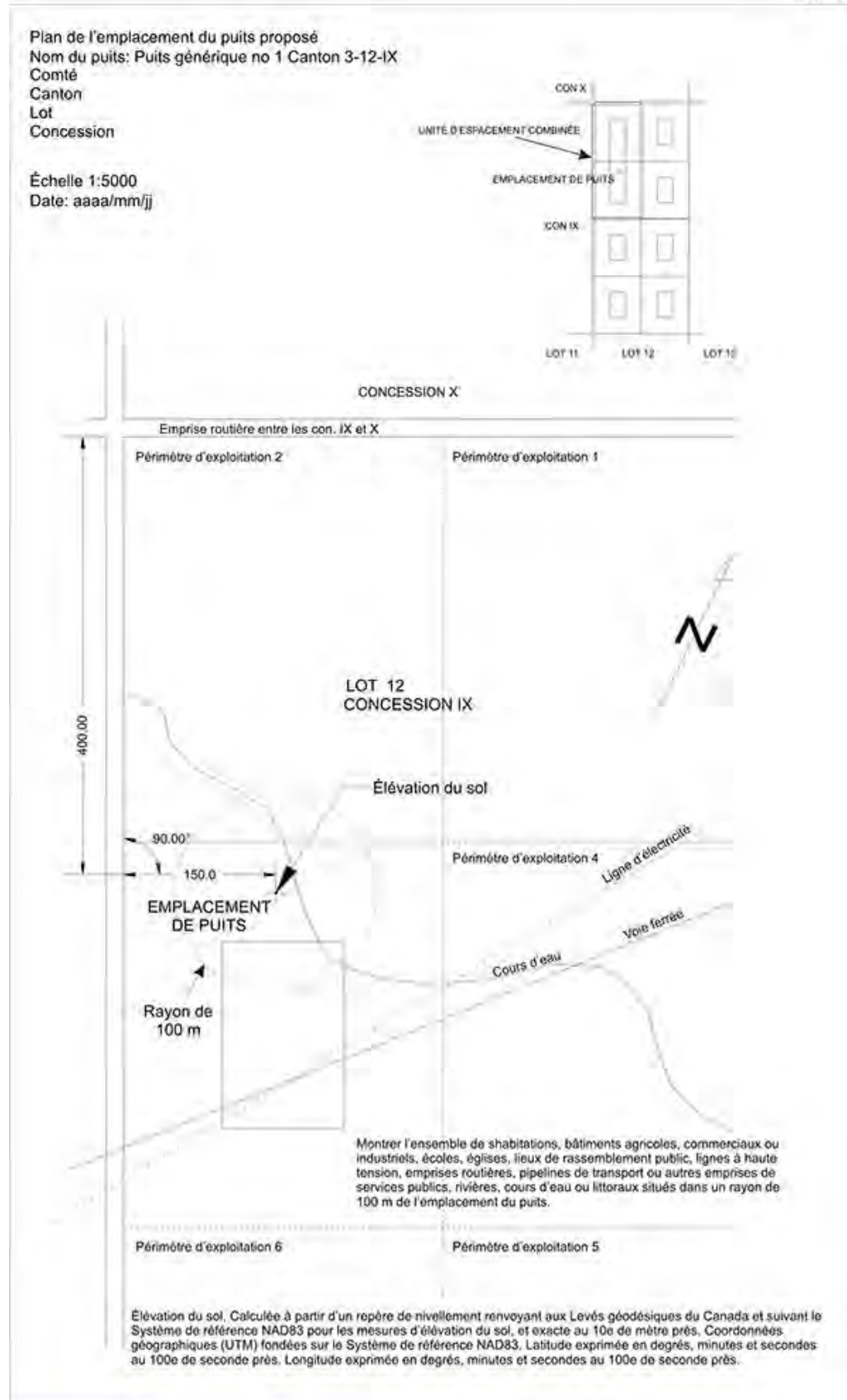


Figure 2

ESPACEMENT DE L'ÉQUIPEMENT – EXIGENCES RELATIVES À L'ENTRETIEN DU PUITS

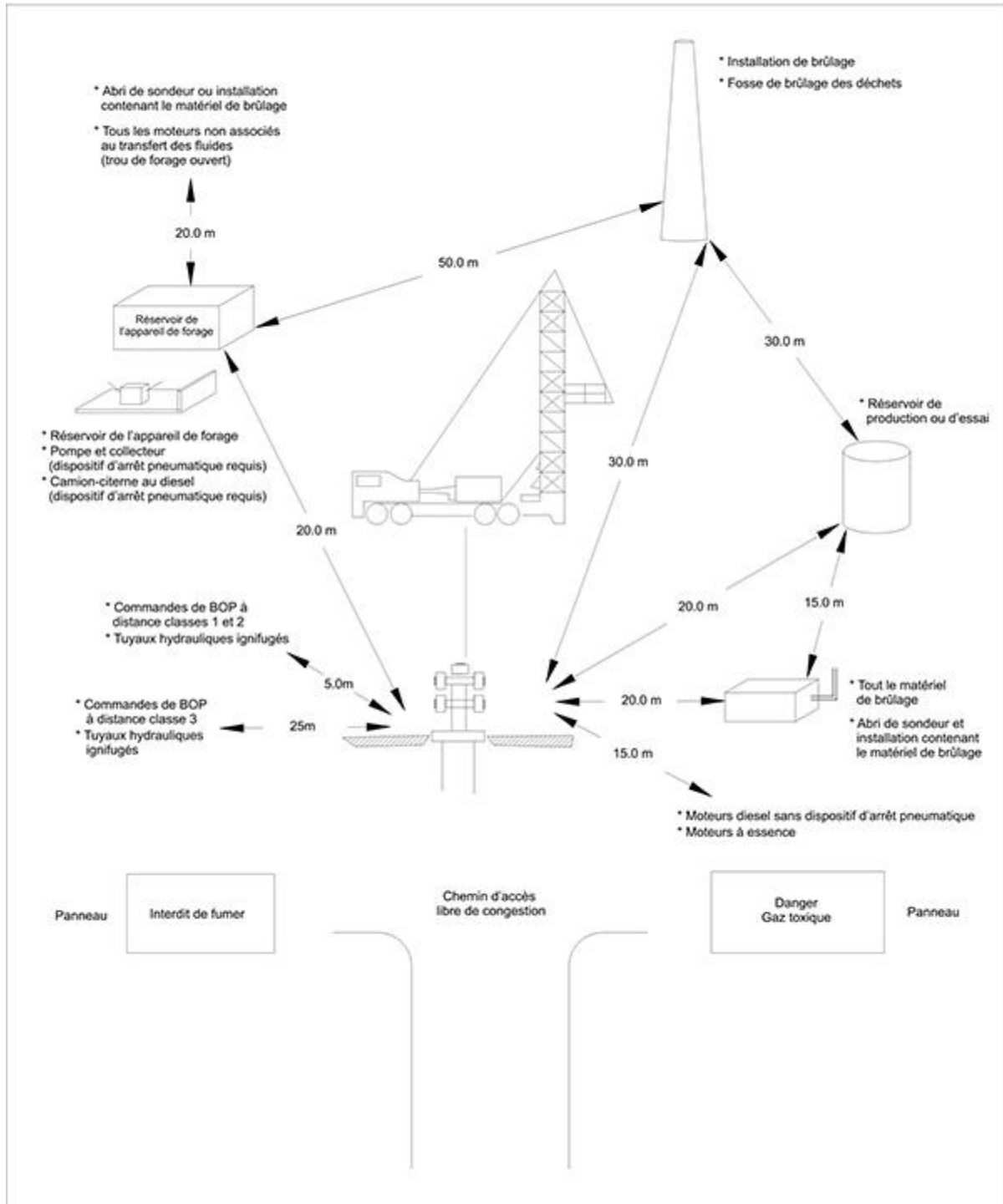
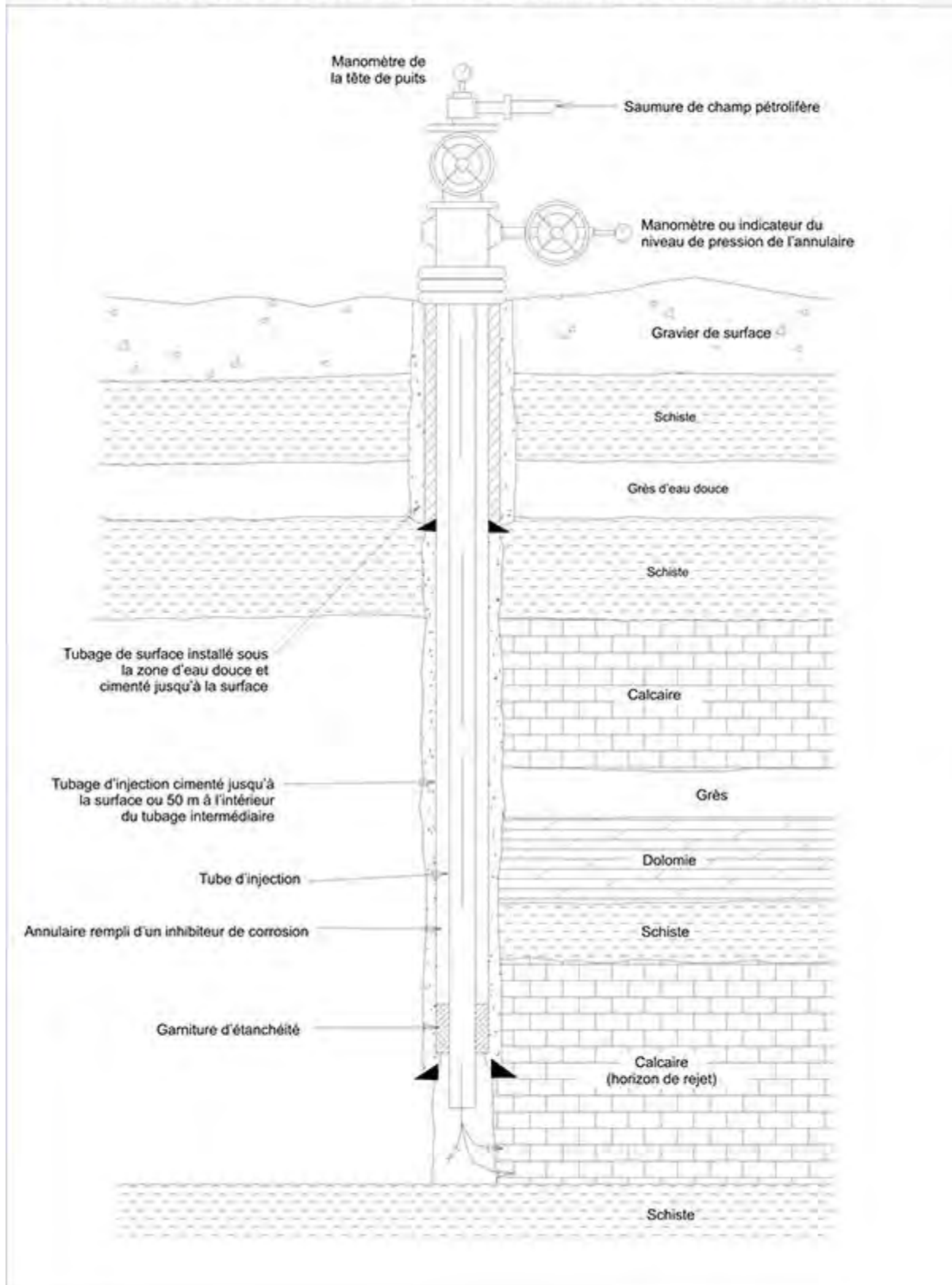




Figure 3

CONSTRUCTION D'UN Puits DE REJET DE SAUMURE DE CHAMP PÉTROLIFÈRE



### PUITS D'EXPLOITATION PAR DISSOLUTION DU SEL – CAVERNE SIMPLE

