



## **Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données**

**Octobre 2011**

**Pour de plus amples renseignements,  
veuillez communiquer avec :**

**Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures  
extracôtiers**

6<sup>e</sup> étage, Centre TD, 1791, rue Barrington

Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 3K9

Tél. : 902-422-5588

Télécopieur : 902-422-1799

## Table des matières

1.0 Introduction .....	4
2.0 Programmes d'évaluation en vertu du règlement sur le forage et la production.....	5
Programme d'acquisition des données relatives au puits .....	5
Programme d'acquisition des données relatives au champ .....	5
Notification d'un agent du contrôle de l'exploitation.....	6
3.0 Diagraphie de boue de forage .....	10
4.0 Déblais de forage .....	11
5.0 Carottes classiques ou latérales.....	13
6.0 Diagraphies et levés.....	20
7.0 Mise à l'essai et échantillonnage de formations .....	29
8.0 Mesures et relevés de la pression des gisements.....	40
9.0 Échantillonnage et analyse des fluides .....	44
Divulgarion des renseignements .....	47
Annexe A Adresses pour la soumission de documents et de renseignements .....	49
Annexe B Normes et pratiques de référence.....	50
Annexe C Copies imprimées des diagraphies et des levés – Exigences en matière de production de rapports .....	51
Annexe D Copies numériques des diagraphies et des levés – Exigences en matière de production de rapports.....	52
Annexe E Lignes directrices pour les essais d'écoulement – Période d'écoulement principale dans les puits d'exploration et de délimitation.....	53
Annexe F Procédure de relevé de la pression des gisements pour corriger la pression selon la profondeur de référence .....	54
Annexe G Exigences en matière d'analyse des fluides.....	55
Annexe H Classification des renseignements .....	57
Annexe I Rapports sur l'historique des puits – Exigences en matière de production de rapport liées aux programmes d'évaluation .....	59

### 1.0 Introduction

L'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (l'OCNEHE, ou l'« Office ») est l'autorité responsable de l'administration des règlements relatifs à l'exploration et à la production d'hydrocarbures dans la zone extracôtère de la Nouvelle-Écosse.

Le pouvoir de publier des lignes directrices et des notes d'interprétation à l'égard de la réglementation est précisé au paragraphe 156(1) de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*<sup>1</sup> (la « Loi »).

**REMARQUE :** *Les présentes lignes directrices sont fondées sur le Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtère de la Nouvelle-Écosse (le « Règlement ») et s'appliquent aux exploitants travaillant dans la zone extracôtère de la Nouvelle-Écosse. Elles ont été élaborées en consultation avec l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTNLHE), ce dernier étant responsable d'appliquer la réglementation qui leur fait écho. Les directives fournies dans la version de l'OCNEHE et celles émises par l'OCTNLHE sont sensiblement les mêmes. Les variations sont dues aux différences sur le plan de l'approche administrative et des circonstances particulières liées à l'évaluation des puits dans chaque secteur de compétence.*

Les présentes lignes directrices ont été préparées pour aider les exploitants à se conformer aux exigences réglementaires relatives aux évaluations des puits, des gisements et des champs. Elles visent aussi à les informer de la forme et de la façon dont les renseignements et les données connexes doivent être soumis à l'Office. Des exemplaires du présent document peuvent être obtenus aux coordonnées suivantes :

*Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers  
6<sup>e</sup> étage, Centre TD,  
1791, rue Barrington,  
Halifax  
(Nouvelle-Écosse)  
B3J 3K9  
Tél. : 902-422-5588  
<http://www.cnsopb.ns.ca>*

#### • Exigences relatives à la soumission des données

Il est recommandé d'utiliser le Système international d'unités (SI) pour la soumission de renseignements ou de données à l'Office. Aux fins du présent document, des conditions normales indiquent une pression atmosphérique moyenne de 101,325 kilopascals (kPa) [valeur absolue] et une température ambiante de 15 degrés Celsius.

D'autres formats que ceux prescrits dans le présent document peuvent être acceptables. Il est recommandé de s'en assurer auprès de l'Office.

---

<sup>1</sup> Toute référence à la *Loi* renvoie à la version fédérale de celle-ci.

### 2.0 Programmes d'évaluation en vertu du règlement sur le forage et la production

#### Introduction

Les exigences propres à un « programme d'acquisition des données relatives au puits » et à un « programme d'acquisition des données relatives au champ » sont énoncées aux alinéas 11b) et 6i) du *Règlement*. Le présent document fournit des directives relativement aux domaines d'évaluation suivants, et ce, pour les programmes d'acquisition de données relatives aux puits et aux champ :

- les diagraphies de boue;
- les déblais de forage;
- les carottes classiques et les carottes latérales;
- la mise à l'essai et l'échantillonnage des formations;
- les diagraphies et les levés; □ l'échantillonnage et l'analyse des fluides;
- les relevés de la pression des gisements.

#### Programme d'acquisition des données relatives au puits

L'exploitant d'un puits d'exploration ou de délimitation est tenu de présenter un programme d'acquisition des données relatives au puits dans le cadre de la demande requise à l'appui d'une « approbation relative à un puits », laquelle lui permettra de forer un puits selon l'article 11 du *Règlement*.

Cette demande doit être déposée 21 jours avant la date prévue du forage. La présentation doit contenir les détails du programme d'évaluation proposé qui sont disponibles avant le début du forage. L'octroi d'une approbation relative au puits dépendra, en partie, de l'exhaustivité de l'évaluation envisagée dans ce programme, ainsi que l'exige le *Règlement*. Au cours du processus d'approbation, l'exploitant pourrait être invité à rencontrer le personnel de l'Office pour discuter de la demande et répondre aux questions ou aux préoccupations soulevées.

L'exploitant d'un puits d'exploitation peut accélérer le processus d'approbation relative au puits en incluant son programme d'acquisition des données relatives au puits à son programme d'acquisition des données relatives au champ, lequel est requis pour obtenir une « autorisation d'exécuter des travaux ». Lorsque les éléments d'un programme d'acquisition des données relatives au puits d'exploitation peuvent être normalisés (c.-à-d. collecte de déblais, diagraphie, etc.), l'exploitant peut simplement mentionner les composants concernés dans le programme d'acquisition des données relatives au champ. S'il souhaite éventuellement dévier de son programme « normalisé », il n'aura qu'à inclure les ajouts propres au programme à l'appui de sa demande d'approbation relative au puits soumise à l'Office.

#### Programme d'acquisition des données relatives au champ

L'exploitant d'un champ en exploitation doit soumettre un programme d'acquisition des données qui s'y rapportent, conformément à l'article 6 du *Règlement*, le tout à l'appui de sa demande d'autorisation d'exécuter des travaux. Ce programme doit décrire la stratégie d'évaluation que l'exploitant entend suivre pour un puits, un gisement ou un champ conformément aux articles 6 et 11 du *Règlement*. L'Office doit être satisfait du programme proposé quant aux attentes en matière d'évaluation énoncées dans le présent document. L'exploitant doit concevoir son programme avec une souplesse suffisante pour répondre à l'évolution des besoins d'évaluation à mesure que le champ se développe.

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

La durée d'un programme d'acquisition des données relatives au champ est liée à la durée de l'autorisation d'exécuter des travaux correspondante. À son expiration, l'exploitant doit déposer une mise à jour de son programme et une demande de renouvellement de son autorisation. Il peut simplement demander la poursuite de son programme ou apporter des modifications à celui-ci d'après l'évolution des besoins d'évaluation à mesure que le champ se développe.

Les puits forés pendant la durée d'une autorisation d'exécuter des travaux peuvent être mentionnés dans l'approbation relative au puits, une approche normalisée pour l'évaluation des puits lorsque cette dernière a été incluse dans le programme d'acquisition de données relatives au champ. L'exploitant peut aussi définir son programme d'acquisition des données relatives au puits dans le cadre de sa demande d'approbation pour forer le puits.

### Notification d'un agent du contrôle de l'exploitation

Conformément à l'article 50 du *Règlement*, l'exploitant doit aviser un agent du contrôle de l'exploitation lorsqu'une partie d'un programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ ne peut être appliquée. Deux types de notification sont reconnus :

Type 1 – il y a un changement par rapport à un programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ avant le forage;

Type 2 – il y a un changement par rapport à un programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ durant le forage d'un puits en raison d'enjeux opérationnels ou de l'évolution des conditions d'un réservoir.

Lorsqu'un exploitant souhaite faire une notification de type 1, sa demande doit être documentée et appuyée par écrit avant d'être soumise à l'Office sous la forme d'une *modification* du programme d'acquisition des données relatives au puits ou d'une *modification* du programme d'acquisition des données relatives au champ. Avant de soumettre une telle modification, l'exploitant peut communiquer avec l'Office pour obtenir de plus amples renseignements sur la question.

Lorsqu'un exploitant souhaite faire une notification de type 2, l'Office exige qu'il lui soumette une lettre indiquant le changement demandé et le motif sous-tendant sa demande. Si l'exploitant souhaite faire une telle demande en dehors des heures de travail régulières de l'Office, il doit communiquer avec la personne de garde désignée par l'OCNEHE. Si le changement demandé est approuvé, il doit faire un suivi dès le prochain jour ouvrable en envoyant une lettre à l'Office indiquant le changement demandé et le motif sous-tendant sa demande. Chaque fois que des activités de forage sont menées, l'OCNEHE doit fournir à l'exploitant les coordonnées du personnel de garde désigné en dehors des heures d'ouverture.

### 2.1 Portée des programmes d'évaluation

Les directives fournies dans le présent document sont destinées à aider l'exploitant dans les domaines suivants :

- la conception de programmes;
- les directives opérationnelles;
- le dépôt et les analyses d'échantillons;
- les exigences en matière de production de rapports.

### (1) Conception de programmes

S'il s'agit d'un programme d'acquisition des données relatives au puits, l'Office voudra s'assurer que le programme proposé prévoit une évaluation complète du puits, conforme à la catégorie de celui-ci. Pour ce qui est de l'utilisation des systèmes de boues de forage, veuillez vous reporter aux *Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers*, 15 décembre 2010.

L'Office reconnaît les défis supplémentaires que posent le forage de puits « sauvage », le forage dans de nouvelles zones d'exploration (c'est-à-dire dans de nouveaux bassins) ou le forage en eau profonde. À cette fin, il examinera les attentes relativement à l'évaluation des puits qui figurent aux présentes par rapport aux arguments raisonnables soumis par les exploitants dans la conception de leur programme en vue d'un assouplissement.

L'Office examinera les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs en utilisant les critères définis ci-dessous. Lorsqu'un exploitant est au fait de circonstances exceptionnelles ou spéciales qui l'obligeraient à s'écarter des attentes réglementaires définies dans les présentes lignes directrices, il doit en faire état par écrit, de préférence avant de faire une demande d'approbation relative au puits visée par la réglementation. De telles circonstances « exceptionnelles ou spéciales » doivent être présentées et discutées durant une réunion de préapprobation avec le personnel de l'Office. Si ce dernier consent à l'écart, il joindra l'exemption à son approbation.

**Utilisation d'une technologie nouvelle ou équivalente :** Sous réserve de la *Loi* et de son règlement, l'Office encourage l'utilisation de technologies nouvelles ou équivalentes lorsqu'il a été démontré qu'elles sont équivalentes en pratique à la technologie actuellement utilisée dans d'autres administrations à des fins semblables, ou lorsque cette équivalence peut être ou sera démontrée par rapport à ce qui se fait sous la gouverne de l'Office.

En termes généraux, les critères d'évaluation pour l'acceptabilité d'un programme d'acquisition des données relatives au puits sont liés à la classification du puits au moment du dépôt de la demande d'approbation correspondante.

#### i) Critères des programmes pour les puits d'exploration :

- proposer une évaluation de base de tous les intervalles;
- concentrer l'évaluation sur les intervalles dans lesquels des hydrocarbures sont rencontrés afin d'établir une base appropriée pour évaluer d'éventuelles découvertes;

#### ii) Critères des programmes pour les puits de délimitation :

- tenter de résoudre les incertitudes concernant les formations pétrolifères importantes et d'autres intervalles pertinents afin de permettre une évaluation du potentiel d'exploitation du champ visé.

#### iii) Critères des programmes pour les puits d'exploitation :

- tenter de résoudre les incertitudes restantes concernant les intervalles de production ciblés et établir des mesures de référence pour les programmes de surveillance de la production ultérieurs;
- fournir un niveau d'évaluation en dehors des intervalles de production ciblés qui est proportionnel au potentiel d'exploitation des intervalles rencontrés.

Pour qu'un programme d'acquisition des données relatives au champ soit acceptable, il doit prévoir la collecte de données à l'appui de la surveillance des puits et des gisements et répondre à l'évolution des conditions concernant les puits, leur performance ou celle des bassins pendant la durée de vie opérationnelle du champ.

### (2) Directives opérationnelles

Des directives sont prodiguées tout au long du présent document lorsqu'il est nécessaire de clarifier les exigences réglementaires énoncées ou lorsqu'une approche cohérente doit être adoptée pour aider les exploitants à se conformer au *Règlement*.

### (3) Exigences relatives au dépôt et à l'analyse des échantillons

Les articles 53, 54 et 55 du *Règlement* couvrent les exigences relatives au dépôt des échantillons prélevés dans le cadre d'un programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ. L'article 77 du *Règlement* porte sur les exigences relatives à la présentation de données et des analyses à l'Office. Des directives sont fournies au besoin.

De façon générale, des échantillons doivent être soumis à l'Office 60 jours après la date de libération de l'appareil de forage ou, lorsque l'analyse d'un ou de plusieurs échantillons est entreprise, le ou les échantillons restants doivent être soumis à l'Office dans les 60 jours suivant la fin de l'analyse.

Aussi, la présentation de données et d'analyses doit être faite à l'Office 60 jours après la date à laquelle la mesure, le prélèvement, l'essai ou l'exploitation du puits sont terminés.

Un délai supplémentaire peut être accordé pour la présentations des échantillons, des données ou des analyses à l'Office si cette dernière reçoit une demande écrite à cet effet de la part de l'exploitant, justifications à l'appui.

L'exploitant est invité à communiquer avec le personnel de l'Office concerné (voir l'annexe A) pour obtenir des précisions sur la présentation des échantillons décrit dans les présentes lignes directrices ou sur le suivi de procédures de rechange par l'exploitant ou l'entrepreneur pour la préparation des échantillons à présenter à l'Office (conteneurs utilisés pour l'emballage et l'expédition des échantillons, étiquetage, nettoyage, etc.)

**Élimination d'échantillons ou de données :** En vertu de l'article 55 du *Règlement*, lorsqu'un exploitant désire éliminer des échantillons ou des données en sa possession, il doit d'abord en aviser l'Office par écrit en précisant ce qui suit :

- la nature et le volume des échantillons à éliminer;
- la nature des données à éliminer (y compris toute information pertinente les concernant, dont le titre des documents et un résumé de leur contenu).

Lorsque l'Office demande à l'exploitant de lui présenter des échantillons ou des données, les frais d'expédition sont la responsabilité de l'exploitant.

### **(4) Exigences en matière de production de rapports**

Les exploitants doivent consulter les sections correspondantes du présent document pour obtenir des directives sur l'établissement de rapports concernant les évaluations effectuées dans le cadre d'un programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ.

#### **Rapports et dossiers opérationnels**

Un exploitant doit soumettre une copie imprimée et une copie numérique en format PDF consultable de tous les dossiers et de tous les rapports opérationnels demandés par l'Office par l'entremise des présentes lignes directrices.

#### **Rapport sur l'historique d'un puits**

Un exploitant doit soumettre le nombre suivant de copies du rapport sur l'historique d'un puits dans les 90 jours suivant la date de libération de l'appareil de forage pour les puits d'exploration et de délimitation, et dans les 45 jours suivant la date de cessation du puits pour les puits d'exploitation. Ce rapport inclut les diagraphies, les levés, les analyses et les rapports pertinents aux programmes d'évaluation menés à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits.

- deux copies imprimées et une copie numérique en format PDF consultable, soumises sur les supports indiqués dans le présent document, du rapport sur l'historique du puits ou de tout rapport secondaire pertinent aux programmes d'évaluation menés à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits;
- une copie des données numériques relatives aux carottes, aux diagraphies, aux levés et aux analyses effectués à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits, soumise dans le format et sur les supports indiqués dans le présent document.

#### **Programme d'acquisition des données relatives au champ**

Un exploitant doit soumettre le nombre suivant de copies des diagraphies, des levés, des analyses ou des rapports résultant d'évaluations effectuées dans le cadre d'un programme d'acquisition des données relatives au champ. Les documents doivent être soumis à l'Office dans les 90 jours suivant l'acquisition de la diagraphie ou du levé ou suivant la fin des analyses ou du rapport.

- deux copies imprimées et une copie numérique en format PDF consultable, soumises sur les supports indiqués dans le présent document, des diagraphies ou des levés, des analyses menées ou des rapports produits pour une évaluation réalisée dans le cadre d'un programme d'acquisition des données relatives au champ;
- une copie des données numériques relatives aux diagraphies, aux levés et aux analyses effectués à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au champ, soumise dans le format et sur les supports indiqués dans le présent document.



### 3.0 Diagraphie de boue de forage

L'article 28 du *Règlement* exige que l'exploitant s'assure que le circuit du fluide de forage et l'équipement de contrôle connexe d'une unité de forage sont entièrement opérationnels et entretenus de manière à permettre une évaluation adéquate du puits. Des directives sont fournies concernant la diagraphie de boue de forage à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits.

#### 3.1 Conception de programmes

L'équipement utilisé pour la surveillance des remontées du fluide de forage est considéré comme faisant partie du circuit du fluide de forage décrit à l'article 28 du *Règlement*. L'équipement doit avoir les capacités suivantes :

- assurer une surveillance continue des remontées de boue de forage, détecter les augmentations des niveaux de gaz et lancer des alertes automatiques le cas échéant;
- mesurer et enregistrer la teneur totale en hydrocarbures gazeux et consigner les quantités relatives de méthane, d'éthane, de propane et de butane présents dans les remontés de boue de forage.

Pour permettre une évaluation adéquate d'un puits, l'exploitant doit s'assurer que le forage est surveillé en permanence après l'installation du tubage initial dans le puits. Dans certains cas, par exemple, lorsque de multiples puits d'exploitation sont forés à partir d'un emplacement de surface commun, l'Office peut assouplir, à la demande de l'exploitant, l'exigence d'acquérir des données de diagraphie de boue dans la partie supérieure de ces puits.

À cette fin, un exploitant doit s'assurer de ce qui suit :

- i) un registre des propriétés chimiques et physiques de la boue de forage est maintenu pour chaque section de trou et le registre est conservé sur place;
- ii) une diagraphie de boue est conservée et tenue à jour sur place.

L'exploitant est invité à consulter la **pratique recommandée 13B-1 de l'American Petroleum Institute (API), *Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluid*, 3<sup>e</sup> éd., 2005**, et plus précisément l'annexe L de cette dernière, ***Water-Based Drilling Mud Report Form***, ainsi que la **pratique 13B-2 de l'API, *Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluid*, 4<sup>e</sup> éd., 2005**, plus précisément à l'annexe M de celle-ci, ***Oil-Based Drilling Mud Report Form***, pour obtenir des conseils concernant le format de production des rapports pour le point i) ci-dessus.

#### 3.2 Directives opérationnelles

L'équipement utilisé pour la surveillance de la teneur en gaz du fluide de forage doit être maintenu et étalonné conformément à la pratique recommandée par le fabricant. Lorsque les dossiers de maintenance et d'étalonnage ne sont pas fournis avec le rapport sur l'historique d'un puits, ces dossiers doivent être conservés par l'exploitant pendant six mois suivant la cessation du forage et mis à la disposition de l'Office sur demande.

### 3.3 Exigences en matière de production de rapports

#### (a) Rapports et dossiers opérationnels

L'exploitant est tenu de déclarer la valeur des gaz dans la boue dans le cadre de son rapport lithologique quotidien, tel que l'exige l'article 84 du *Règlement*. Ces valeurs doivent être présentées à l'Office conformément aux procédures de déclaration quotidienne pour les déblais de forage décrites à la section 4.3(a) du présent document.

#### (b) Rapport sur l'historique d'un puits

Le formulaire de rapport sur la boue de forage et la diagraphie de boue préparés pour un puits doivent être soumis dans le cadre du rapport sur l'historique du puits, conformément aux exigences en matière d'établissement de rapports détaillées à la section 2.1(4) des présentes lignes directrices.

Une copie numérique des données représentées dans la diagraphie de boues doit être présentée à l'Office sur un CD/DVD en format LAS 2 ou LAS 3 ou dans tout autre format acceptable par le délégué à l'exploitation.

### 4.0 Déblais de forage

Les directives suivantes sont fournies en ce qui concerne l'échantillonnage, la présentation et la description des déblais de forage à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits.

#### 4.1 Conception de programmes

L'exploitant est invité à consulter les attentes réglementaires suivantes concernant l'échantillonnage des déblais de forage d'un puits.

##### • Puits d'exploration ou de délimitation

L'échantillonnage des déblais doit commencer à la base du tubage de surface, les échantillons devant être prélevés à cinq mètres d'intervalle jusqu'à la profondeur totale du puits. L'Office peut accorder un assouplissement de ces exigences si l'exploitant lui en fait la demande, justifications à l'appui. Des ensembles complets des trois types d'échantillons suivants sont nécessaires :

- i) Deux ensembles de déblais lavés et séchés, recueillis à intervalles de cinq mètres, à des fins d'identification lithologique;
  - un ensemble de déblais placés dans des flacons en plastique transparent de 25 millilitres (ml), expédié à l'Office (voir les coordonnées à l'annexe A);et
  - un ensemble de déblais placés dans des flacons en plastique transparent de 15 ml pour l'Office, aux bons soins de la **Commission géologique du Canada (CGC)**, à Calgary, en Alberta (voir les coordonnées à l'annexe A).
- ii) Un ensemble de déblais non lavés, recueillis à des intervalles de cinq mètres, à des fins d'analyses, dont des analyses micropaléontologiques, palynologiques et nanofossiles. Chaque échantillon doit être constitué d'au moins 500 grammes de déblais séchés placés dans un sac en tissu recouvert de plastique qui sera expédié à l'Office (voir l'annexe A).

Un ensemble de déblais non lavés, recueillis à des intervalles de cinq mètres, à des fins d'analyses, dont des analyses micropaléontologiques, palynologiques et nanofossiles. Chaque échantillon doit être constitué d'au moins 1000 grammes de déblais séchés placés dans un sac en tissu recouvert de plastique qui sera expédié à l'Office (voir l'annexe A).

Si un puits a été foré à l'aide de boue synthétique ou de boue à base de pétrole, l'exploitant doit « prélever » tous les déblais de forage non lavés avant de les soumettre. Cette étape devrait permettre d'éliminer la majorité du fluide de forage tout en limitant les dommages aux échantillons. Les échantillons doivent être séchés à des températures qui n'auront pas d'incidence sur leur valeur géoscientifique.

- iii) Un ensemble de déblais non lavés, recueillis à des intervalles de 10 mètres, à des fins d'analyses géochimiques. Chaque échantillon doit être constitué d'au moins 500 grammes de déblais placés dans un contenant en plastique permettant un stockage de longue durée, comme les contenants Petrocraft d'un litre à large embouchure. Les contenants doivent être remplis aux deux tiers avec les déblais. On doit ensuite verser de l'eau froide (douce ou salée), en prenant soin de laisser un centimètre d'air dans le haut du contenant. Il est recommandé d'ajouter quatre gouttes d'un bactéricide pour empêcher la formation de gaz à partir de bactéries couramment présentes dans les échantillons de déblais. Les rebords doivent être nettoyés pour assurer une bonne étanchéité. Les échantillons doivent être expédiés à l'Office, aux bons soins de la CGC, à Calgary, en Alberta (voir l'annexe A).

Lorsque de la boue synthétique ou de la boue à base de pétrole a été utilisée pour forer le puits, un échantillon d'un litre de la boue du trou creusé doit être prélevé et fourni à la CGC avec les déblais de forage prélevés aux fins d'analyse géochimique. Cet échantillon de boue doit être recueilli dès l'atteinte de la profondeur totale du puits et avant la diagraphie pour chaque section du trou duquel des déblais de forage ont été recueillis à des fins d'analyse géochimique. Les échantillons de boue doivent être soumis à la CGC dans des contenants en plastique durable (p. ex. les bocaux Petrocraft d'un litre).

### • Puits d'exploitation

Les exigences en matière d'échantillonnage pour les déblais de forage pourraient être assouplies pour un puits d'exploitation donné, si la redondance d'un tel échantillonnage est démontrée par rapport aux déblais déjà prélevés dans un ou des puits de forage adjacents. Dans de tels cas, l'exploitant d'un champ est encouragé à discuter de sa proposition d'assouplissement avec le personnel de l'Office avant de soumettre son programme d'acquisition des données relatives au champ.

## 4.2 Exigences en matière de dépôt des échantillons

Au moment de préparer les échantillons pour leur dépôt à partir du site de forage, l'exploitant doit s'assurer de ce qui suit :

- i) les flacons et les bocaux utilisés pour les échantillons sont adéquats pour prévenir la détérioration ou la perte de ces derniers;
- ii) tous les échantillons portent une étiquette sur laquelle figure, de manière nette et indélébile, le nom du puits, son emplacement (c.-à-d. le champ) et la profondeur à laquelle l'échantillon a été prélevé;
- iii) tous les échantillons sont soigneusement emballés dans des boîtes ou des contenants étiquetés qui conviennent à l'expédition.

Les échantillons doivent être livrés à l'Office dans les 60 jours suivant la date de libération des appareils de forage de chaque puits.

### 4.3 Exigences en matière de production de rapports

#### (a) Rapports et dossiers opérationnels

L'article 84 du *Règlement* exige qu'un exploitant présente à l'Office des rapports quotidiens sur la lithologie de la formation forée et sur la nature des fluides de formation rencontrés. La soumission de ces rapports quotidiens doit se faire par télécopieur, par courriel ou par tout autre moyen sécurisé convenu.

#### (b) Rapport sur l'historique d'un puits

Ce rapport doit comprendre les éléments suivants :

- i) les descriptions de la lithologie et des traces d'hydrocarbures pour tous les échantillons de déblais; ii) un tableau sommaire des unités lithostratigraphiques rencontrées et de leur âge géologique; et iii) tout rapport pétrographique, biostratigraphique ou géochimique distinct produit concernant les échantillons prélevés. Si aucun de ces éléments n'est produit, une déclaration à cet effet doit être incluse dans le rapport sur l'historique du puits.

En plus des exigences relatives à la soumission d'une copie imprimée et d'une copie numérique des rapports sur l'historique des puits, l'Office exige qu'une copie numérique des données soit fournie sur CD/DVD en format ASCII ou dans tout autre format acceptable pour le délégué à l'exploitation.

## 5.0 Carottes classiques ou latérales

### 5.1 Conception de programmes

L'exploitant est invité à consulter les attentes réglementaires qui suivent en ce qui concerne le prélèvement de carottes pour la préparation de son programme d'acquisition des données relatives au puits ou au champ.

#### (a) Carottes classiques

L'exploitant doit inclure les critères (p. ex. percées de forage, indices ou traces) à observer pour le prélèvement de carottes dans le programme qu'il soumettra à l'appui de sa demande d'approbation relative à un puits, requise en vertu de l'article 11 du *Règlement*.

#### • Puits d'exploration

L'exploitant doit prévoir le prélèvement de carottes lorsque des hydrocarbures sont rencontrés dans le réservoir qu'il désigne comme étant la cible « principale » d'un puits d'exploration pour lequel les critères de carottage qu'il a fournis sont respectés.

Lorsque des hydrocarbures sont rencontrés dans des cibles « secondaires » ou dans d'autres horizons de qualité de réservoir, le carottage est encouragé, mais laissé à la discrétion de l'exploitant.

L'Office reconnaît que les puits « sauvages » ou les puits forés dans de nouvelles zones d'exploration peuvent poser des défis supplémentaires à l'obtention de carottes classiques. Dans les puits où de tels défis sont présents, l'Office pourrait permettre le renoncement aux carottes classiques au profit d'un programme de carottage latéral si l'exploitant en fait la demande, justifications à l'appui.

### • Puits de délimitation

L'exploitant doit prévoir l'obtention de carottes représentatives du ou des intervalles visés du réservoir. Le carottage doit tenter de saisir l'hétérogénéité du réservoir et, le cas échéant, de prélever les contacts des fluides anticipés. En outre, l'exploitant est encouragé à prélever des carottes d'autres formations pétrolifères rencontrées en dehors des intervalles visés du réservoir lorsque les critères de carottage sont satisfaits.

### • Puits d'exploitation

L'exploitant doit définir la stratégie qu'il entend adopter pour ses activités de carottage dans le cadre de son programme d'acquisition de données relatives au champ, lequel est nécessaire pour qu'il obtienne une autorisation d'exécuter des travaux dans le champ en question. L'objectif visé par le carottage d'un ou des puits doit être atteint par l'entremise du programme d'acquisition de données correspondant, déposé à l'appui d'une demande d'approbation relative au forage du puits en question.

Le volet carottage d'un programme d'acquisition des données relatives au champ doit saisir la stratégie globale envisagée pour répondre aux besoins en carottage relatifs à un gisement ou à un champ. Ce même volet doit prévoir l'échantillonnage d'un réservoir productif dans des gisements reconnus de manière à décrire un réservoir productif et à résoudre les incertitudes, le cas échéant. Un programme de carottage doit permettre de s'assurer de ce qui suit :

- i) les carottes sont obtenues de puits d'exploitation choisis afin d'assurer une représentation spatiale de tous les horizons ciblés et d'ainsi limiter l'incertitude en ce qui concerne la corrélation géologique, la caractérisation du réservoir et le scénario d'épuisement proposé. Il faut donc prévoir ce qui suit :
  - le carottage d'intervalles renfermant des gaz, du pétrole ou de l'eau à partir de puits choisis;
  - le carottage des intervalles du réservoir lorsqu'il existe une possibilité d'évaluer la performance du scénario d'épuisement utilisé;
- ii) une analyse spéciale des carottes vise à résoudre les incertitudes cernées dans le plan de mise en valeur et à évaluer le potentiel des plans de récupération améliorée.

Le carottage des réservoirs pétrolifères rencontrés en dehors des horizons ciblés est encouragé là où il existe un potentiel d'exploitation, et il doit être pris en compte dans le programme de carottage, le cas échéant.

L'exploitant doit fournir les renseignements suivants à l'appui du programme de carottage proposé pour un champ donné :

- i) un résumé du carottage effectué à ce jour, y compris les détails des carottes obtenues et récupérées, par puits. Ce résumé doit inclure l'intervalle de carottage et la formation ou le gisement qu'il représente de même que les analyses effectuées sur chaque carotte;
- ii) un résumé des analyses des carottes provenant des réservoirs ciblés à des fins d'exploitation, indiquant les zones d'incertitude qui doivent être abordées dans le programme de carottage proposé;

- iii) une liste des puits d'exploitation pour lesquels l'exploitant propose le carottage, de même que l'intervalle, le gisement ou la formation proposés pour le carottage, l'étendue du carottage proposé et des détails sur l'étendue de l'analyse proposée pour chaque carotte prélevée. Une ou plusieurs cartes doivent accompagner cette liste indiquant l'emplacement de tous les puits proposés pour le forage pendant la durée du programme d'acquisition de données relatives au champ concerné;
- iv) comme solution de rechange à iii), une stratégie de carottage à l'égard des puits d'exploitation proposés par laquelle l'exploitant réalise la représentation spatiale des carottes pour les horizons ciblés afin d'atténuer toute incertitude potentielle.

### **(b) Carottes latérales**

La valeur d'un programme de carottage des parois latérales est reconnue pour permettre aux exploitants d'obtenir des carottes propres à la profondeur d'un puits qui présente un intérêt en utilisant des diagraphies en trous ouverts à des fins précises de contrôle de la profondeur. Sa valeur a été reconnue pour cibler des roches mères potentielles et à des fins de biostratigraphie dans des puits d'exploration et de délimitation. L'apparition d'une technologie rotative pour le carottage des parois latérales a permis le prélèvement de carottes dans des roches de qualité présentes dans des réservoirs donnés en complément des efforts de carottage classique ou comme seul moyen efficace d'obtenir des carottes en présence dans un réservoir de sable fin ou lorsque la géologie est incertaine.

#### **• Puits d'exploration**

L'exploitant d'un puits d'exploration doit prévoir le prélèvement de carottes latérales dans tous les réservoirs pétrolifères pour lesquels un carottage classique n'a pu être réalisé. Le nombre de carottes latérales obtenues doit être suffisant pour caractériser de façon adéquate chaque couche distincte d'un point de vue pétrophysique ou géologique.

Si l'on est en présence de réservoirs pétrolifères et que des carottes classiques n'ont pu être obtenues, l'exploitant doit prélever des carottes latérales de densité élevée par rotation dans l'une des zones du réservoir « principal ». Plus précisément, il doit prélever au moins une carotte latérale par mètre (m) pendant un intervalle d'environ 10 m, si l'épaisseur du réservoir le permet. L'objectif de cette procédure est de permettre un étalonnage adéquat des diagraphies par câble. De préférence, l'intervalle doit inclure une zone de qualité variable du réservoir afin de permettre une meilleure correspondance entre les données relatives aux carottes et celles de la diagraphie sur le plan de la profondeur.

L'exploitant d'un puits « sauvage » ou d'un puits foré dans une nouvelle zone d'exploration est encouragé à obtenir des carottes latérales dans des intervalles de roches mères potentielles et dans des intervalles de réservoirs pétrolifères pour lesquels un carottage classique n'a pu être effectué.

#### **• Puits de délimitation**

Afin de parer aux imprévus, l'exploitant d'un ou de plusieurs puits de délimitation doit prévoir l'extraction de carottes latérales dans des réservoirs destinés à l'évaluation lorsqu'il a été impossible d'en retirer des carottes classiques ou lorsque les carottes classiques obtenues ne décrivent pas adéquatement le réservoir selon la représentation qu'en donnent les diagraphies. Dans de tels cas, des carottes latérales doivent être obtenues (a) pour refléter l'hétérogénéité du réservoir telle que la révèlent les diagraphies, et (b) dans les intervalles du réservoir situés au-dessus et en dessous des contacts des fluides rencontrés.

#### **• Puits d'exploitation**

L'exploitant d'un champ en exploitation doit aborder le rôle du carottage latéral dans la stratégie de carottage qu'il aura détaillée dans son programme d'acquisition de données relatives au champ en question. Ce dernier doit traiter du rôle de contingence du carottage latéral ou de la valeur d'une telle stratégie lorsque l'extraction de carottes classiques a été planifiée, mais qu'elle n'a pu être concrétisée.

**Remarque :** L'Office peut imposer le prélèvement de carottes latérales dans les intervalles d'un puits de forage désigné comme condition à l'approbation relative au puits en question ou après avoir examiné les diagraphies de ce dernier. À cette fin, l'Office peut demander que les diagraphies en trous ouverts soient télécopiées ou transmises électroniquement (par courriel ou à partir d'un serveur sécurisé, etc.), conformément aux « circonstances particulières » mentionnées à l'annexe C des présentes lignes directrices.

### 5.2 Directives opérationnelles

L'exploitant est invité à consulter la **pratique recommandée 40 de l'API, *Recommended Practice for Core Analysis*, 2<sup>e</sup> éd., février 1998**, qui traite de l'échantillonnage de carottes classiques et latérales dans un puits.

#### □ Carottes classiques

L'exploitant doit s'assurer du respect des bonnes pratiques de carottage au cours de l'extraction de carottes classiques.

#### □ Carottes latérales

Le choix de la technologie employée (c.-à-d. carottage rotatif ou à percussion) pour obtenir des carottes latérales doit être fait d'après les objectifs d'analyse décrits dans le programme.

### 5.3 Dépôt et analyse des carottes prélevées

L'exploitant est invité à consulter la **pratique recommandée 40 de l'API**, qui traite du dépôt et de l'analyse des carottes classiques et latérales prélevées dans un puits.

#### (a) Dépôt des carottes d'un puits

##### • Carottes classiques

Les carottes expédiées à partir du site de forage doivent être placées dans des contenants qui empêcheront la perte ou la détérioration des échantillons. Ces contenants doivent porter une étiquette sur laquelle figurent clairement le numéro du puits et son emplacement, le numéro de la carotte, l'intervalle de profondeur et le numéro du contenant lui-même, dans le format suivant : n° \_\_\_ de \_\_\_.

**Prélèvement des carottes :** L'ensemble des carottes expédié du site d'un puits vers une installation de traitement des carottes doit être échantillonné conformément à l'article 53 du *Règlement* afin de faciliter l'analyse décrite à la section 5.3(b) ci-dessous. Toute carotte de plein diamètre retenue à des fins d'analyse spéciale doit être conservée avant son expédition à partir de l'appareil de forage, conformément à la section 2.5 de la **pratique recommandée 40 de l'API**.

**Soumission de tranches de carottes prises dans le sens longitudinal à l'Office :** Après le retrait des carottes d'échantillonnage ou plein diamètre nécessaires à l'analyse, le reste des carottes ou des tranches prises dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de leur section transversale doivent être envoyées à l'Office, conformément aux directives qui suivent.

L'OCNEHE exige que les carottes classiques prélevées dans l'ensemble des sections forées avec de la boue synthétique ou à base de pétrole soient « lavées ». De plus, les résidus de tout composé utilisé pendant le processus de nettoyage (p. ex. le toluène) doivent être retirés de la carotte avant sa soumission. Le processus de lavage doit être effectué de manière à limiter au minimum les dommages à la carotte. Tous les échantillons nécessaires à l'analyse doivent être retirés avant cette étape de lavage.

Les carottes classiques expédiées à l'Office doivent être placées dans des boîtes en carton robustes d'environ 80 cm de longueur et suffisamment profondes pour que le poids des boîtes empilées repose sur le cadre des boîtes et non sur les carottes qui s'y trouvent. Lorsque les boîtes ont deux compartiments internes ou plus, la carotte doit être orientée de manière à ce que sa partie supérieure coïncide avec le coin inférieur gauche et sa base avec le coin supérieur droit, comme l'illustre l'image suivante.



Le haut et la base de la carotte doivent être clairement marqués sur l'extérieur de la boîte. Les numéros des échantillons et les intervalles correspondant aux segments de plein diamètre et aux échantillons qui ont été retirés pour analyse doivent être marqués à l'intérieur de la boîte pour faciliter la corrélation entre les lithologies et les propriétés d'un réservoir donné. La boîte et son couvercle doivent être étiquetés conformément à l'esquisse ci-dessus, et l'étiquette doit être située à l'extrémité qui correspond au haut de la carotte. Les étiquettes doivent indiquer clairement le nom et l'emplacement du puits (c.-à-d. le champ), le numéro des carottes, le numéro de la boîte (dans le format suivant : boîte n° \_\_ de \_\_), la profondeur des intervalles de carottage et la distance de récupération, en mètres.

**Soumission des échantillons de carottes classiques à l'Office :** Chaque échantillon de carotte classique qui reste, en tout ou en partie, après analyse (spéciale ou courante) doit être placé dans un contenant ou un flacon en plastique. Les contenants de verre doivent être évités en raison des risques de bris qu'ils représentent. Chaque contenant ou chaque flacon doit porter une étiquette sur laquelle figurent clairement le nom du puits et le numéro de l'échantillon, ainsi que la profondeur d'échantillonnage dans la carotte classique. Les échantillons doivent être emballés de manière à assurer leur sécurité durant l'expédition, dans des boîtes en carton ou en bois appropriées. Chaque boîte d'échantillons doit porter une étiquette sur laquelle figurent le nom et l'emplacement du puits ainsi que le numéro de la boîte, dans le format suivant : « boîte n° \_\_ de \_\_ ».



### • Carottes latérales

Chaque carotte latérale expédiée à partir d'un appareil de forage doit être clairement étiquetée et placée dans un contenant ou un flacon en plastique. Les contenants de verre doivent être évités en raison des risques de bris qu'ils représentent. Chaque contenant ou flacon doit porter une étiquette sur laquelle figurent clairement le nom du puits ainsi que la profondeur à laquelle l'échantillon a été obtenu.

Toute carotte latérale prélevée ou choisie à des fins d'analyse spéciale doit être conservée avant son expédition à partir de l'appareil de forage, conformément à la section 2.5 de la **pratique recommandée 40 de l'API**.

**Soumission des carottes latérales à l'Office :** Les échantillons qui restent après une analyse courante ou spéciale ou après des analyses pétrographiques, biostratigraphiques ou autres doivent être emballés de manière à assurer leur sécurité durant l'expédition, dans boîtes en carton ou en bois appropriées. Chaque échantillon ou chaque échantillon restant après une analyse doit être placé dans un contenant ou un flacon en plastique. Les contenants de verre doivent être évités en raison des risques de bris qu'ils représentent. Chaque contenant ou flacon doit porter une étiquette sur laquelle figurent clairement le nom du puits ainsi que la profondeur à laquelle l'échantillon a été obtenu. Chaque boîte d'échantillons doit porter une étiquette sur laquelle figurent le nom et l'emplacement du puits ainsi que le numéro de la boîte, dans le format suivant : « boîte n° \_\_ de \_\_ ».

Les exploitants sont priés de préparer une liste pour accompagner les carottes latérales expédiées à l'Office et d'y indiquer les carottes latérales et les carottes latérales restantes incluses dans l'envoi ainsi que les carottes latérales qui ont été détruites à la suite des analyses. La liste doit inclure la profondeur à laquelle les carottes latérales ont été prélevées ainsi que les numéros de série associés à toutes les carottes latérales prélevées dans le puits. Elle doit aussi inclure le type d'analyses effectuées (courante ou spéciale, pétrographique, biostratigraphique, géochimique, etc.).

### (b) Analyse des carottes

L'exploitant est invité à consulter la **pratique recommandée 40 de l'API** concernant l'analyse des carottes classiques, des échantillons de carottes classiques ou des carottes latérales provenant d'un puits donné.

**Analyse courante :** Chaque carotte classique est analysée afin de déterminer les caractéristiques fondamentales de réservoir de tous les intervalles de réservoir potentiels dans la carotte. Pour l'échantillonnage de carottes classiques, il faut tenir compte de la distribution lithologique, des variations de porosité et de perméabilité et de la distribution des hydrocarbures. Cet examen préalable doit à tout le moins inclure la mesure des caractéristiques suivantes :

- i) la porosité;
- ii) la perméabilité, dans la direction de la perméabilité horizontale maximale, dans la direction perpendiculaire à cette première et dans la direction verticale;
- iii) la saturation en fluide.

Les carottes latérales obtenues par rotation dans des intervalles de réservoir sont aussi assujetties aux mesures indiquées ci-dessus.

En plus d'analyser les échantillons prélevés, l'exploitant doit s'assurer que des échantillons adéquats sont prélevés d'une carotte de plein diamètre, puis analysés si la carotte présente des hétérogénéités de grande échelle qui sont différentes des propriétés de matrice obtenues à partir de l'analyse des échantillons de carottes.

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

L'Office exige de l'exploitant qu'il lui transmette les renseignements et les données résultant des mesures ou des analyses effectuées sur les carottes.

**Analyse spéciale :** En ce qui concerne un champ qui pourrait être exploité ou qui est exploité, une analyse spéciale doit être menée et elle doit prendre en considération ce qui suit :

- la compressibilité du volume poreux;
- la porosité et la perméabilité des morts-terrains;
- les études pétrographiques réalisées;
- les propriétés électriques;
- la pression capillaire;

pour les réservoirs contenant du pétrole :

- la mouillabilité;
- la perméabilité relative gaz-pétrole;
- la perméabilité relative eau-pétrole;
- les essais d'inondation;

pour les réservoirs contenant des gaz :

- la perméabilité relative gaz-eau;  le gaz résiduel après envahissement par l'eau.

Pour les champs en exploitation, l'exploitant doit traiter de l'incertitude restante par l'entremise de sa stratégie de carottage, soumise à l'appui de son programme d'acquisition de données relatives au champ en question.

### 5.4 Exigences en matière de production de rapports

#### (a) Rapports et dossiers opérationnels

L'exploitant est tenu de décrire les carottes sur le plan de la lithologie et de la teneur en hydrocarbures. Il doit aussi fournir ces renseignements conformément aux procédures de déclaration quotidienne sur les déblais de forage décrites à la section 4.3 du présent document. Lorsqu'un programme de carottage latéral est mené, l'Office exige que l'exploitant lui soumette un registre dans lequel figurent les profondeurs d'échantillonnage et les résultats obtenus. Ce registre doit être soumis à l'Office conformément aux exigences en matière de production de rapports sur les registres décrites à la section 6.3 du présent document.

#### (b) Rapport sur l'historique d'un puits

Le rapport sur l'historique d'un puits doit inclure ce qui suit :

- les descriptions de la lithologie ou des traces d'hydrocarbures, assorties de la profondeur à laquelle les carottes classiques et latérales ont été prélevées;
- un résumé des carottes latérales prélevées, y compris des tableaux pour chaque séquence de carottage répertoriant les tentatives d'extraction et les résultats (p. ex. récupération ou raté);

les rapports suivants, s'ils ont été menés :

- les rapports d'analyse (courante ou spéciale) des carottes pour les carottes classiques et latérales, indiquant les numéros des carottes, les intervalles de prélèvement et la récupération des carottes;

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

- les photographies prises par l'exploitant sous une lumière naturelle et ultra-violette d'une carotte entière ou d'une tranche prise dans le sens longitudinal;
- les rapports pétrographiques, biostratigraphiques et géochimiques; si de tels rapports ne sont pas produits, une déclaration doit être incluse à cet effet.

En plus des exigences relatives à la soumission des documents définies au paragraphe 2.1(4) du présent document, l'Office demande aux exploitants qu'ils lui soumettent une copie numérique de leurs données sur CD ou sur DVD pour les types de données suivants :

- les analyses courantes doivent être soumises dans des fichiers ASCII délimités par des espaces ou en dans des fichiers DCIS (Digital Core Analysis Interchange Standard) conformément à la section 8 de la **pratique recommandée 40 de l'API**;
- les photographies des carottes doivent être transmises dans un format JPEG ou TIFF.

### 6.0 Diagraphies et levés

Parmi les éléments essentiels de l'évaluation des puits, des gisements et des champs figurent les diagraphies et les levés en puits tubés ou ouverts menés à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits à des fins de forage et, pour les champs en exploitation, les diagraphies en puits tubés menées durant la durée de vie opérationnelle d'un puits à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au champ en question.

#### 6.1 Conception de programmes

##### 6.1.1 Programme d'acquisition des données relatives au puits

Voici les diagraphies requises à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits :

- i) les diagraphies en trous ouverts nécessaires pour permettre une évaluation complète du puits;
- ii) les diagraphies en puits tubés nécessaires à l'évaluation des puits d'exploration ou de délimitation ou à la gestion efficace des réservoirs dans les puits d'exploitation.

##### (a) Programme de diagraphies en trous ouverts

Un programme de diagraphie, que ce soit pour un puits d'exploration, de délimitation ou d'exploitation, doit prévoir un nombre suffisant de diagraphies dans l'ensemble des intervalles non tubés sous le tubage de surface pour permettre une évaluation complète du puits. Plus précisément, l'exploitant doit effectuer un nombre suffisant de diagraphies pour :

- i) permettre un calcul précis de la porosité, de la saturation en fluide et des contacts des fluides pour tous les réservoirs potentiels;
- ii) mesurer le diamètre du trou ainsi que la radioactivité naturelle de toute formation;
- iii) aider à déterminer la lithologie de toute formation;
- iv) permettre de calculer avec précision l'angle vertical et la direction du trou et les pendages structuraux des formations.

En ce qui concerne ce qui précède :

- l'exploitant doit effectuer un nombre suffisant de types de diagraphies pour mesurer la porosité dans le puits afin que, dans le calcul de la porosité de toute formation, il puisse être tenu compte de tout effet du schiste, des hydrocarbures, de la lithologie complexe et des parois du trou;

- l'exploitant doit effectuer au moins deux types de diagraphies pour mesurer la porosité lorsque la formation d'un réservoir important est détectée dans la partie du trou où les diagraphies doivent être prises;
- l'exploitant doit effectuer un nombre suffisant de types de diagraphies pour mesurer la résistivité dans le puits afin que, dans le calcul de la résistivité de la formation, il puisse être tenu compte de la déformation causée par l'arrivée du filtrat, des minces formations, du fluide de forage et des parois du trou.

Les types de diagraphies auxquels il est fait mention ci-dessus sont considérés comme des diagraphies « principales ». Elles regroupent généralement les diagraphies de densité, les diagraphies neutron et les diagraphies soniques lorsqu'il faut déterminer la porosité in situ et les diagraphies d'induction et les latéologs lorsqu'il faut calculer la résistivité d'une formation. Les outils de résistivité doivent permettre des enquêtes à au moins trois profondeurs distinctes afin de caractériser le filtrat de boue et de tenir compte adéquatement de son incidence sur les calculs.

**Équivalence :** Les présentes lignes directrices ne limitent pas les types de diagraphie auxquelles l'exploitant peut recourir pour effectuer ces calculs. Ce dernier est encouragé à utiliser d'autres méthodes pour établir la porosité et la résistivité d'un puits si l'équivalence de ces dernières est démontrée. L'équivalence des nouvelles technologies doit être démontrée par rapport aux outils déjà utilisés.

**Transport :** L'Office ne restreint pas les moyens de transport utilisés par les exploitants pour effectuer des diagraphies. À cette fin, les outils qui permettent les diagraphies pendant le forage sont jugés équivalents aux instruments de diagraphie par câble utilisés dans des puits verticaux ou à l'intérieur de canalisations dans des puits horizontaux ou fortement déviés, tant que la qualité des données et les pratiques de contrôle de la profondeur ne sont pas compromises. Il est attendu de l'exploitant qu'il effectue une seconde diagraphie dans une section de trou si la qualité des données est compromise, et ce, peu importe le type de diagraphies ou le moyen de transport nécessaire.

### **(b) Programme de diagraphies en puits tubés**

Le programme de diagraphies en puits tubés soumis à l'appui d'un programme d'acquisition de données relatives au puits doit consister en des diagraphies réalisées pour évaluer la qualité de la cimentation du tubage ou du tubage partiel, au besoin, afin d'assurer l'évaluation du puits concerné ou la gestion du réservoir. Il doit aussi inclure les diagraphies effectuées pour obtenir des mesures géophysiques ou pour évaluer le volume d'écoulement dans les essais d'écoulement de formation.

#### **□ Évaluation de la cimentation du tubage ou d'un tubage partiel**

Les renseignements suivants doivent être transmis à l'Office, que ce soit dans le cadre du rapport de forage quotidien ou par l'intermédiaire d'un rapport de cimentation distinct, lequel doit être soumis le plus rapidement possible une fois un ouvrage de ciment terminé :

- un résumé de l'ouvrage, y compris la perte de circulation (le cas échéant);
- l'estimation de l'exploitant relativement à la hauteur maximale du ciment, et les bases de ce calcul.

L'Office doit être avisé de tout problème ou de toute question découlant d'une cimentation inefficace.

Nonobstant ce qui précède, l'Office a défini les circonstances dans lesquelles il s'attendrait à une évaluation indépendante sous la forme d'une diagraphie de l'isolation hydraulique assurée par du ciment dans les sections en puits tubés ou partiellement tubés d'un puits. Dans de tels cas, l'outil de diagraphie utilisé doit être capable d'évaluer l'intégrité de l'adhésion du ciment au tubage ou à la formation et, si possible, de cerner les canaux derrière le tubage qui pourraient fournir des voies pour les fluides du réservoir.

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

Conformément aux articles 41 et 46 du *Règlement*, les exploitants seront tenus d'effectuer des diagraphies pour évaluer le ciment dans les circonstances suivantes :

- (a) dans les puits d'exploration et de délimitation lorsque des indications laissent croire que l'ouvrage de ciment a échoué et que l'un des critères suivants s'applique :
  - des zones de réservoir pétrolifères; sont présents;
  - des intervalles de pression anormalement élevée (en état de surpression) et normale sont présents;
  - un essai d'écoulement de formation est prévu.
- (b) dans les puits d'exploitation lorsque des éléments laissent croire que l'ouvrage de ciment a échoué et que l'un des critères suivants s'applique :
  - l'effet négatif potentiel sur la production ou la récupération des hydrocarbures à partir du ou des intervalles de production désignés;
  - une ou des zones de réservoir pétrolifères sont présentes;
  - des intervalles de pression anormalement élevée (en état de surpression) et normale sont présents.

### □ Levés géophysiques dans un puits

Les exploitants doivent prévoir d'effectuer un profil sismique vertical de la surface à une profondeur donnée dans tous les puits d'exploration et de délimitation. L'Office peut aussi exiger qu'un profil sismique vertical soit réalisé là où il contribuerait davantage à résoudre l'incertitude géoscientifique. Les exploitants doivent consulter le personnel de l'Office dès les premières étapes de planification pour le forage d'un puits en ce qui concerne les exigences relatives à un tel profil.

Des levés géophysiques pourraient être nécessaires dans les puits d'un champ en exploitation pour augmenter les connaissances s'y rapportant. L'Office s'attend à ce que les exploitants effectuent, au besoin, des enquêtes dans les zones du champ où il y a un écart par rapport aux attentes géoscientifiques. L'exploitant doit définir de telles zones d'incertitude dans son programme d'acquisition des données relatives au champ et traiter l'incertitude par l'entremise du programme d'acquisition des données relatives à un éventuel puits.

### □ Diagraphies de production

L'exploitant doit dresser la liste de toutes les diagraphies de production prévues à l'appui d'un ou de plusieurs essais d'écoulement de formation effectués dans un puits d'exploration ou de délimitation. Ces diagraphies sont généralement exécutées à la discrétion de l'exploitant pour accéder au volume d'écoulement des couches ou des intervalles mis à l'essai.

L'exploitant d'un champ en exploitation est invité à consulter les directives relatives à la conception de programmes d'acquisition des données relatives au champ fournies à la section 6.1.2 pour obtenir de plus amples renseignements sur les attentes liées aux diagraphies de production dans les puits d'exploitation.

### Présentation et approbation de programmes

L'exploitant doit respecter le format suivant au moment de préparer son programme d'acquisition des données relatives au puits pour la réalisation des diagraphies à soumettre à l'Office :

- i) Le programme doit être divisé en deux parties : les diagraphies en trous ouverts et les diagraphies en puits tubés.
- ii) Chacune de ces parties doit répertorier la série de diagraphies proposées pour la section du trou à dans laquelle des diagraphies ou des levés doivent être faits. Pour chaque section du trou, il importe d'indiquer s'il s'agit de la section du haut, du milieu ou du bas et de noter le diamètre du trou correspondant ou la taille du tubage.

Une série de diagraphies peut être constituée d'une seule diagraphie menée simultanément avec divers outils combinés dans le trou. Elle peut aussi être constituée de plusieurs diagraphies effectuées avec une combinaison réduite d'outils ou effectuées individuellement. Pour chaque série de diagraphies, l'exploitant est invité à indiquer les diagraphies auxiliaires (c'est-à-dire de rayons gammas, de diamétrage, etc.) qui seront exécutées en parallèle avec les mesures primaires.

Le programme de diagraphie, nécessaire à l'appui d'une « approbation relative à un puits », sera accepté s'il prévoit une évaluation complète conforme à la catégorie du puits foré. Conformément à l'esprit de l'article 11 du *Règlement*, l'Office peut exiger qu'une diagraphie ou un levé particulier soit effectué s'il estime qu'un tel exercice est nécessaire. De manière générale, une telle exigence sera relevée pendant le processus d'approbation relative au puits et incluse comme condition à l'approbation.

**Diagraphies facultatives ou occasionnelles :** Lorsque des outils, utilisés seuls ou en combinaison, sont jugés optionnels, l'exploitant doit indiquer les critères qui détermineront si les outils seront utilisés ou non. Dans les puits d'exploration, les principales mesures prises en trous ouverts, décrites à la section 6.1.1(a) ci-dessus, doivent être obtenues avant d'effectuer d'autres levés (p. ex. diagraphies par câble, carottage latéral)

**Effort réduit :** L'exploitant peut réduire ses activités de diagraphie lorsque les indications du puits justifient une telle réduction dans une section particulière du puits. Une telle diminution peut s'appliquer à des formations composées de sel ou non sédimentaires dans un puits d'exploration, ou à des sections de trous hors réservoir dans des puits d'exploration ou de délimitation.

**Écart par rapport au programme d'acquisition de données relatives au puits :** Lorsqu'un exploitant cherche à s'écarter d'un programme de diagraphie après que le puits a reçu l'approbation réglementaire, il est invité à consulter la section 2.0 du présent document, « Notification d'un agent du contrôle de l'exploitation ».

### 6.1.2 Programme d'acquisition de données relatives au champ

L'exploitant doit définir sa stratégie d'évaluation des puits dans le cadre de son plan de gestion des ressources (PGR) pour un champ donné. L'Office doit approuver ce plan avant que la production commence.

Un programme d'acquisition des données relatives au champ devrait également inclure les diagraphies en puits tubés utilisées dans les puits d'exploitation à l'appui de l'article 12 du *Règlement* ou, le cas échéant, pendant la durée de vie opérationnelle d'un champ à l'appui d'une gestion efficace du ou des réservoirs.

Les types suivants de diagraphie en puits tubés sont généralement reconnus pour leur contribution à l'évaluation d'un gisement ou d'un champ de production :

- les diagraphies de production;
- les diagraphies de saturation;
- les diagraphies pour l'évaluation du ciment.

De telles diagraphies pourraient être nécessaires pour satisfaire les exigences en matière d'évaluation, de surveillance et de récupération efficace du pétrole des puits d'exploitation énoncées à l'article 6 du *Règlement* ou comme l'exige l'article 12 de ce même règlement à l'appui du reconditionnement, de la suspension ou de l'abandon d'un puits. L'exigence relative aux diagraphies en puits tubés ne vise pas à contraindre l'exploitant d'utiliser les seuls types de diagraphie mentionnés ci-dessus. D'autres types peuvent être utilisés si leur équivalence est démontrée ou s'ils reflètent les avancées de la technologie sous-tendant les diagraphies.

**Puits sous-marin ou puits foré à partir d'une plateforme** : L'Office reconnaît le défi que représente l'exécution de diagraphies en puits tubés dans des puits sous-marins par rapport à un tel exercice pour des puits forés à partir d'une plateforme. C'est pourquoi l'Office encourage le recours à des procédés intelligents de complétion et de diagraphie des puits lorsque c'est possible (c'est-à-dire avant la mise en service du processus ou pendant l'intervention de l'appareil de forage à des fins de reconditionnement), le tout pour limiter au minimum les perturbations pendant la production dans un champ exploité sous l'eau. L'Office peut exiger des diagraphies lorsque la surveillance courante de la performance du puits suggère un gaspillage, c'est-à-dire une perte de récupération des hydrocarbures.

### • Diagraphies de production

Un opérateur devra effectuer des diagraphies de production afin d'acquérir un profil d'écoulement lorsque plusieurs zones de réservoir constituent l'intervalle de complétion. Un tel profilage est nécessaire pour évaluer la contribution des couches aux fins d'établissement de rapports, pour détecter les zones de perte, relever les percées d'eau et pour soutenir l'établissement des exigences en matière de reconditionnement.

Les mesures primaires d'un outil de diagraphie de production doivent inclure la pression et la température, le débit de fond (que ce soit à partir de la complétion ou jusqu'à son achèvement), et la densité de fluide s'écoulant à partir de l'intervalle complété. Les mesures secondaires doivent inclure la radioactivité naturelle de la formation et le diamètre interne du tubage ou du tubage partiel.

Il sera attendu de l'exploitant qu'il effectue des diagraphies de production dans un puits d'exploitation :

- pour fournir une diagraphie de référence dans les cas où plusieurs couches constituent l'intervalle de complétion;
- pour répondre, par la suite, à des changements dans la production de fluide, au besoin, ou après toute activité qui pourrait avoir une incidence sur la productivité, la capacité de débit ou l'injectivité de l'intervalle complété;
- lorsqu'on soupçonne que des zones de perte ont une incidence sur l'injectivité dans le puits.

Une diagraphie de référence doit être acquise dans les deux mois suivant la mise en place d'une production stabilisée à partir d'un puits ou d'une injection dans un puits.

### • Diagraphie de saturation

L'exploitant pourrait être tenu d'effectuer des diagraphies de saturation soit pour appuyer ses diagraphies de production, soit pour fournir les profils de saturation en fluide dans le puits. L'établissement d'un tel profil peut être nécessaire pour fournir une base au suivi des fronts d'engorgement, au recensement des réservoirs qui contribuent à l'afflux d'eau et à la planification et à l'évaluation des stratégies de reconditionnement.

Les outils de diagraphie utilisés doivent être capables de déterminer les niveaux de saturation en hydrocarbures et en eau derrière le tubage lorsque la salinité de l'eau change, comme c'est généralement le cas dans les champs soumis à une injection d'eau.

L'exploitant pourrait avoir à effectuer des diagraphies de saturation dans un puits d'exploitation en production :

- pour fournir une diagraphie de référence après la complétion initiale du puits;
- pour surveiller, par la suite et si nécessaire durant la durée de vie d'un puits, l'évolution des fronts d'engorgement ou pour soutenir la conception et l'évaluation des stratégies de reconditionnement.

Les premières diagraphies de saturation de base doivent être effectuées après le nettoyage du puits et avant la percée d'eau dans le puits. Lorsqu'elles sont menées pour isoler la production d'eau, il est recommandé d'utiliser simultanément des outils de diagraphie de production, lesquels pourraient être utiles pour localiser avec précision l'afflux d'eau.

### • Diagraphies pour l'évaluation du ciment

L'exploitant peut être tenu, conformément aux articles 41 et 46 du *Règlement*, d'évaluer la qualité de la cimentation du tubage de production (ou du tubage partiel) pendant la durée de vie opérationnelle du champ, lorsque des indices laissent croire que de la cimentation du tubage ou du tubage partiel pourrait être compromise ou qu'il y a une perte d'isolement des couches, affectant ainsi la capacité de l'exploitant à maximiser la récupération des hydrocarbures d'un puits dans un gisement.

Lorsqu'une diagraphie d'évaluation du ciment est effectuée pour évaluer une perte présumée d'isolation hydraulique par le ciment, l'exploitant est invité à soumettre à l'Office son évaluation de la diagraphie du ciment. Lorsqu'une diagraphie d'évaluation du ciment a été exécutée avant la complétion initiale du puits, l'évaluation de l'intégrité du ciment par l'exploitant doit inclure les deux diagraphies. Si la perte d'isolation hydraulique par le ciment est confirmée, l'exploitant du puits pourrait, selon l'impact de cette perte, être tenu de prendre les mesures correctives jugées nécessaires. Ces mesures pourraient inclure l'« injection de ciment » dans l'intervalle concerné.

### Présentation et approbation de programmes

L'exploitant doit présenter son programme de diagraphie en puits tubés dans le cadre de son programme d'acquisition des données relatives au champ, soumis à l'appui d'une « autorisation d'exécuter des travaux » pour un champ dont l'exploitation a été approuvée.

En général, le programme doit inclure un engagement de haut niveau en ce qui a trait aux efforts de diagraphie en puits tubés déployés à l'appui des articles 6 et 12 du *Règlement*, lesquels traitent de la complétion, de la remise en production, du reconditionnement, de la suspension de l'exploitation ou de l'abandon d'un puits ou d'une partie d'un puits. Il est notamment question ici des diagraphies requises lorsque plusieurs couches ou gisements sont mélangés à des fins de production ou d'injection et des diagraphies qui peuvent être effectuées pendant la durée de vie opérationnelle d'un puits à l'appui de travaux de reconditionnement, de remise en production ou de surveillance du puits.

Pour qu'une autorisation d'exécuter des travaux puisse être délivrée, un programme d'acquisition des données relatives au champ concerné doit avoir été préparé et inclure une évaluation complète d'un puits en ce qui concerne le gisement dans lequel il est foré. Lorsqu'il dépose une demande d'approbation relative à un puits en particulier, conformément aux articles 6, 11 ou 12 du *Règlement*, l'exploitant n'a qu'à faire référence au programme de diagraphie inclus dans son programme d'acquisition des données relatives au champ. Tout détail supplémentaire concernant les diagraphies doit être décrit plus en détail à cette étape.

**Déviations du programme d'acquisition de données relatives au champ :** Lorsqu'un exploitant cherche à s'écarter d'un programme de diagraphie établi en vertu d'un programme d'acquisition des données relatives au champ, il est invité à consulter la section 2.0 du présent document, « Notification d'un agent du contrôle de l'exploitation ».



### 6.2 Directives opérationnelles

Les directives fournies dans la section qui suit sont limitées aux domaines qui peuvent avoir une incidence sur la qualité des données obtenues par diagraphie.

#### (a) Fluide de forage

L'exploitant doit tenir compte des objectifs de l'évaluation lorsqu'il choisit le fluide de forage pour le puits. Les outils de diagraphie utilisés doivent être compatibles avec le fluide de forage utilisé dans le puits et être adaptés à celui-ci. Lorsqu'un exploitant prévoit de changer le circuit de boue ou de le modifier de manière importante, il doit d'abord faire une diagraphie de la section du trou concernée, si la modification de la nature du fluide de forage risque d'avoir une incidence sur la qualité des données acquises.

Les éléments constitutifs du circuit de boue utilisé pendant le forage de chaque section de trou doivent être détaillés dans le formulaire de rapport sur la boue de forage et soumis à l'Office conformément à la section 3 du présent document.

#### (b) Activités de diagraphie

Les conseils suivants sont fournis à l'appui des activités de diagraphie.

- i) Chaque exploitant doit s'assurer que les diagraphies produisent des données de bonne qualité. Pour ce faire, ces données doivent être acquises :
  - dès que possible après avoir pénétré dans un réservoir potentiel afin d'éviter la détérioration du trou et de limiter les effets de l'invasion du filtrat;
  - à un rythme qui ne dépasse pas les spécifications recommandées par l'entreprise de services;
  - avant de modifier la nature du fluide de forage d'une manière qui aurait une incidence sur la qualité des diagraphies par câble;
  - avant d'élargir le diamètre du trou dans le but d'installer un tubage;
  - sur des engins de forage flottants ou des unités mobiles de forage en mer qui utilisent un compensateur de mouvement, si le mouvement vertical de l'unité de forage pourrait avoir une incidence sur la qualité des données.
- ii) Toutes les mesures prises pendant la diagraphie d'un puits doivent être enregistrées sous forme numérique, de préférence dans le respect de la **pratique recommandée 66 de l'API, Recommended Digital Log Interchange Standard (DLIS), Version 2.00, juin 1996.**
- iii) Un incrément d'enregistrement d'environ tous les 0,2 mètre de déplacement de l'outil doit être maintenu comme norme minimale de « câblage » pour la diagraphie d'un puits. Lorsqu'il y a lieu de penser que la fréquence d'enregistrement ci-dessus est insuffisante pour caractériser la complexité de la formation sur les intervalles porteurs d'hydrocarbures, l'exploitant doit prendre les mesures nécessaires (par exemple, réduire la vitesse de diagraphie) pour contribuer à une meilleure caractérisation de l'intervalle.
- iv) Toutes les mesures prises au cours de la diagraphie d'un puits doivent être enregistrées par rapport à la « profondeur mesurée », représentant la distance de déplacement de l'outil à partir du « point de référence », conformément à l'article 31 du *Règlement*.
- v) Les diagraphies acquises en cours de forage doivent enregistrer la fréquence des mesures en fonction de la profondeur sur toutes les impressions de diagraphie soumises à l'Office.

- vi) Lorsque des diagraphies « primaires » en trous ouverts sont acquises en cours de forage ou par tubage, elles doivent être liées, sur le plan de la profondeur, à la « diagraphie primaire de contrôle de la profondeur » du puits. Les diagraphies qui n'ont pas été corrigées en fonction de la profondeur par rapport à la « diagraphie primaire de contrôle de la profondeur » doivent être désignées et soumises comme des copies de type « champ ». Il est également possible de soumettre, ultérieurement, une copie « composite » des diagraphies primaires en trous ouverts lorsque les diagraphies sont liées sur le plan de la profondeur à la « diagraphie primaire de contrôle de la profondeur » pour le puits. Lorsqu'une version composite est soumise, il est possible de soumettre les diagraphies telles qu'elles ont été acquises en tant qu'impressions « finales ».
- vii) Si l'exploitant produit des copies imprimées des diagraphies de la profondeur verticale réelle, l'Office demande que ces dernières soient soumises conformément à l'annexe C du présent document.
- viii) Pour garantir la qualité des données, l'exploitant doit s'assurer de ce qui suit conformément à chaque outil utilisé, que ce soit dans un trou ouvert ou dans un puits tubé :
- l'outil a été étalonné conformément aux pratiques reconnues pour garantir la précision des mesures prises;
  - dans la mesure du possible, il a été contrôlé avant et après chaque série de diagraphies, afin de vérifier la validité de l'étalonnage existant;
  - il a été utilisé pour obtenir des sections répétées (> 50 m) sur des zones où le contraste est bon ou, lorsque l'état du trou le permet, avant d'entamer la diagraphie principale, afin de vérifier la répétabilité des mesures de diagraphie.
- ix) Toutes les diagraphies acquises dans un puits doivent être conformes à la **pratique recommandée 31A de l'API, *Standard Form for Hardcopy Presentation of Downhole Well Log Data, 1<sup>re</sup> éd., août 1997*** (confirmé par l'API en septembre 2004), en ce qui a trait au format, au rapport sur les données et aux exigences d'étalonnage des outils de diagraphie.
- x) Lorsque l'état d'un puits fait en sorte qu'une diagraphie mettrait en danger la sécurité d'une personne, du puits ou de l'appareil de forage, l'exploitant doit reporter la diagraphie en question jusqu'à ce que les conditions permettent la réalisation de celle-ci en toute sécurité.

### (c) Cessation (complétion, suspension de l'exploitation ou abandon d'un puits)

Avant de recevoir une approbation de cessation en vertu de l'article 12 du *Règlement* (soit une autorisation pour compléter, suspendre l'exploitation ou abandonner un puits ou une partie d'un puits), l'exploitant doit fournir les diagraphies et les données que l'Office pourrait lui avoir demandés pour évaluer la présence d'hydrocarbures et tout intervalle potentiellement productif. L'exploitant peut fournir ces diagraphies conformément aux exigences en matière de production de rapports dans des « circonstances particulières » décrites à l'annexe C du présent document ou par tout autre moyen convenu.

## 6.3 Exigences en matière de production de rapports

### (a) Rapports et dossiers opérationnels

L'ensemble des diagraphies et des levés obtenus dans un puits doivent être soumis conformément à l'article 84 du *Règlement*, lequel traite des rapports journaliers. Cet ensemble pourrait inclure ce qui suit :

- i) des copies imprimées de type « champ » ou « finales » des diagraphies de la profondeur mesurée et, s'il y a lieu, les diagraphies de la profondeur verticale réelle, conformément à l'annexe C du présent document;

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

- ii) une copie numérique de toutes les diagraphies de la profondeur mesurée, conformément à l'annexe D du présent document;
- iii) une copie numérique, sur CD ou DVD, de la dernière mesure de déviation, conformément au formulaire prescrit ou accepté par l'Office;

### (b) Rapport sur l'historique d'un puits

Il est demandé à l'exploitant d'inclure au rapport sur l'historique du puits une liste récapitulative de toutes les diagraphies ou les levés effectués dans ce puits. Les copies imprimées et numériques des diagraphies « finales » qui n'ont pas été soumises précédemment doivent être soumises à cette étape.

Lorsque des levés géophysiques sont effectués, les renseignements suivants doivent être inclus dans le rapport sur l'historique du puits :

- i) le rapport final du profil sismique vertical ;
  - les paramètres d'enregistrement;
  - le résumé des données de terrain, corrigées;
  - le rapport temps/profondeur;
  - la diagraphie sonique étalonnée;
  - la diagraphie sismique du puits, corrigée;
  - le ou les sismogrammes synthétiques affichés pour correspondre aux données sismiques les plus récentes de l'exploitant à proximité du puits;
- ii) le ou les rapports finaux associés aux profils sismiques verticaux, y compris ce qui suit :
  - une illustration des ondes descendantes et ascendantes, avant et après le traitement, présentée à la même échelle que les données sismiques de l'exploitant œuvrant à proximité du puits; □  
une description de la séquence de traitement appliquée aux données;
  - les diagraphies composites générées, s'il y a lieu;
- iii) une copie numérique de toutes les données en format SEG Y et ASCII sur CD ou DVD, associées à chaque levé géophysique du puits.

Veuillez prendre note des exigences relatives aux copies imprimées et numériques des documents définies à la section 2.1(4) du présent document concernant la soumission des rapports susmentionnés à l'appui du rapport sur l'historique d'un puits.

Le délégué à l'exploitation doit être informé de tout retard prévu dans la présentation de l'un ou l'autre des renseignements ci-dessus lorsqu'il soumet le rapport sur l'historique d'un puits. Le cas échéant, ces renseignements doivent être soumis le plus rapidement possible.

### (c) Programme d'acquisition des données relatives au champ

Deux copies imprimées et une copie numérique de chaque diagraphie en puits tubé effectuée à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au champ doivent être soumises au délégué à l'exploitation dans les 60 jours suivant la diagraphie en question. La soumission des données numériques doit être effectuée sous la forme et de la manière indiquées à l'annexe D du présent document.

### 7.0 Mise à l'essai et échantillonnage de formations

D'après l'article 51 du *Règlement*, s'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou l'écoulement de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation de la formation, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

#### 7.1 Conception de programmes

##### 7.1.1 Programme d'acquisition des données relatives au puits

L'exploitant doit décrire son programme de mise à l'essai et d'échantillonnage des formations dans un puits dans le cadre du programme d'acquisition des données relatives au puits qu'il doit soumettre, en vertu de l'article 11 du *Règlement*, le tout à l'appui d'une demande d'approbation de forer un puits.

Voici les types d'enquête qu'il peut entreprendre : (a) les relevés de pression et de profondeur généralement réalisés par câble ou pendant le forage dans un trou ouvert, et limités à des enquêtes à petite échelle confinées aux environs du puits de forage; et (b) les essais d'écoulement de formation en puits tubé, conçus pour réaliser des enquêtes à grande échelle au-delà de l'influence et de la contamination près du puits de forage. Les deux approches ont des avantages et des limites en ce qui concerne l'évaluation des puits.

##### (a) Relevés de pression et de profondeur

Lorsque des hydrocarbures sont découverts, il est attendu de l'exploitant qu'il sonde les sections à trous ouverts d'un puits dans lesquelles il y a des indices laissant présager la présence de roche réservoir poreuse et perméable. L'exploitant doit prévoir de réaliser un relevé de pression et de profondeur dans le cadre de son programme d'acquisition des données relatives au puits, lequel doit être soumis à l'appui d'une approbation pour un puits d'exploration ou de délimitation. En ce qui concerne les puits d'exploitation, l'exploitant peut limiter son enquête aux intervalles ciblés aux fins d'exploitation ou aux intervalles qui ont un potentiel d'exploitation.

Grâce aux progrès récents en matière de diagraphie pendant le forage, les relevés de pression et de profondeur peuvent être acquis en cours de forage plutôt que de manière plus classique, c'est-à-dire grâce à la diagraphie par câble ou par tubage après le forage. Les limites des outils de diagraphie pendant le forage empêchent actuellement la capture d'échantillons de fluide, ce qui limite l'utilité de ces outils dans les puits d'exploration ou de délimitation.

Un relevé doit inclure tous les intervalles de réservoirs potentiels afin de confirmer l'existence d'une roche réservoir poreuse et perméable, et d'enregistrer la pression interstitielle. L'exploitant doit prendre les mesures qui suivent sur un intervalle lorsque l'épaisseur de l'intervalle est suffisante :

- i) vérifier la perméabilité et sa qualité par rapport à la plage de porosité qui apparaît à l'intérieur de l'intervalle afin d'établir une limite de porosité efficace pour un réservoir productif;
- ii) établir un gradient de pression interstitielle sur l'intervalle aux fins suivantes :
  - déterminer les types de fluides présents;
  - vérifier l'existence de colonnes de fluide;
  - relever les obstacles à la communication par pression verticale;
  - localiser les sables isolés ou les veines de sable;
  - déterminer ou estimer les contacts entre fluides;
  - étudier les fluctuations de pression à l'échelle régionale;

dans les puits d'exploitation, prendre des mesures suffisantes aux fins suivantes :

- déterminer les pressions des gisements ou des couches avant la complétion du puits;
- vérifier la continuité du sable entre divers puits; □ contribuer à la désignation des gisements ou des couches;
- permettre les évaluations du bilan matière.

Dans un puits d'exploration ou de délimitation, l'exploitant doit prévoir l'obtention d'échantillons d'hydrocarbures in situ et d'eaux de formation, si possible. Les échantillons de fluide acquis sont soumis aux exigences énoncées aux articles 53 et 55 du *Règlement*.

### (b) Essais d'écoulement de formation

L'article 52 du *Règlement* définit les exigences relatives aux essais d'écoulement de formation effectués dans des puits d'exploration, de délimitation et d'exploitation. Des directives sont fournies ci-dessous en ce qui concerne les exigences de mises à l'essai associées aux différentes catégories de puits.

#### • Puits d'exploration

D'après la *Loi*, un puits d'exploration est un puits foré dans une structure géologique qui n'a pas fait l'objet d'une découverte importante. En vertu de l'article 52(2) du *Règlement*, il n'y a pas d'obligation réglementaire d'effectuer un essai dans un puits d'exploration, c'est-à-dire que la décision d'effectuer un essai revient à l'exploitant du puits uniquement.

**REMARQUE :** Selon les exigences législatives, un essai d'écoulement de formation doit être effectué dans un puits pour lequel une demande de déclaration de découverte importante a été déposée.

Bien que la mise à l'essai d'un puits d'exploration ne soit pas obligatoire, l'exploitant doit néanmoins indiquer son intention quant à cet essai dans le programme d'acquisition des données relatives au puits qu'il soumet à l'appui de la demande de forer un puits.

Lorsque son intention est d'effectuer un essai d'écoulement de formation pour un puits d'exploration donné, l'exploitant peut :

- i. décider ultérieurement de s'abstenir de procéder à l'essai et d'abandonner le puits;
- ii. reporter la mise à l'essai en suspendant les travaux dans le puits d'une manière qui permettrait d'y pénétrer de nouveau et d'y effectuer l'essai ultérieurement.

L'exploitant peut reporter un essai pour des raisons opérationnelles (conditions météorologiques, enjeux de sécurité, etc.). Il peut aussi le reporter pour permettre une planification adéquate de l'essai à la lumière de résultats imprécis ou lorsque l'analyse de carottes, de diagraphies ou d'échantillons de fluide contribuerait à mieux définir les objectifs de l'essai par rapport aux incertitudes liées au réservoir.

L'exploitant doit remettre une confirmation écrite de sa décision concernant l'essai à l'Office dès que possible après l'atteinte de la profondeur totale du puits.

#### • Puits de délimitation

Dans le cas d'un ou de plusieurs puits de délimitation, l'exploitant peut, à sa discrétion, effectuer des essais d'écoulement de formation afin de mieux évaluer la découverte et de lever les incertitudes.

D'après l'article 122 de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, un puits de délimitation est un puits dont l'emplacement est tel par rapport à un autre puits pénétrant un gisement d'hydrocarbures que l'on peut vraisemblablement s'attendre à ce qu'il pénètre une autre partie de ce gisement, et que le forage est nécessaire pour en déterminer la valeur exploitable.

Nonobstant l'obligation légale d'effectuer un essai d'écoulement de formation à l'appui d'une demande de déclaration de découverte importante, l'Office peut exiger, conformément à l'article 52(3) du *Règlement*, que l'exploitant effectue un tel essai dans un ou plusieurs puits de délimitation, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux. L'Office s'attend généralement à ce que le ou les essais d'écoulement de formation effectués à l'appui de l'évaluation d'un champ ou à l'appui d'une demande de plan de mise en valeur répondent à un ou plusieurs des objectifs suivants :

- évaluer le potentiel d'écoulement des intervalles de production potentiels rencontrés;
- évaluer le comportement de l'écoulement in situ et l'efficacité de la complétion pour déterminer le potentiel de dérivabilité ou d'injectivité soutenue et pour maximiser la capacité de rendement de l'afflux;
- traiter les incertitudes relatives au maintien de l'écoulement en ce qui concerne les propriétés des fluides ou des réservoirs, la compartimentation des réservoirs ou les failles sous-sismiques;
- permettre la mise à l'échelle des liens porosité/perméabilité dérivés des diagraphies sur des propriétés de la taille d'un quadrilatère afin de soutenir les études de simulation des scénarios d'épuisement proposés;
- soutenir les exigences de planification des puits ou les études d'espacement des puits;
- obtenir des échantillons de fluide in situ qui sont « représentatifs » des circuits de pétrole, de gaz ou de condensat;
- optimiser les exigences des installations en ce qui concerne les propriétés des fluides et les capacités d'afflux.

L'exploitant doit planifier et effectuer des essais dans des puits de délimitation choisis lorsque ces essais sont susceptibles de résoudre les incertitudes techniques ou économiques soulignées ci-dessus concernant l'évaluation d'un intervalle de réservoir ou l'exploitation d'un gisement ou d'un champ. À cette fin, l'exploitant est encouragé à discuter de ses plans de délimitation d'un champ avec le personnel de l'Office avant le forage.

L'exploitant peut reporter l'essai d'écoulement de formation dans tout puits de délimitation en suspendant les activités qui y sont menées jusqu'à ce qu'une évaluation soit faite de l'étendue et de l'importance potentielle des réservoirs rencontrés ou le temps de planifier la conception de l'essai.

### • Puits d'exploitation

L'exploitant d'un champ en cours d'exploitation est prié de consulter la section 7.1.2 – Programme d'acquisition des données relatives au champ pour obtenir des directives sur les essais d'écoulement de formation dans les puits d'exploitation.

### Présentation et approbation de programmes

L'exploitant doit indiquer son intention de réaliser un essai d'écoulement de formation dans un puits d'exploration ou de délimitation dans le cadre de son programme d'acquisition des données relatives au puits qu'il soumet à l'appui de l'article 11 du *Règlement*. Pour faciliter l'examen rapide d'un programme d'essai, il est attendu de l'exploitant qu'il communique avec le personnel de l'Office dès que possible après l'approbation de forer un puits. La soumission du programme dans sa forme définitive, y compris les détails concernant l'intervalle à mettre à l'essai, doit être faite au moins cinq jours ouvrables avant le début des activités de mise à l'essai. Le programme doit comprendre ce qui suit :

- i) une description de chaque intervalle à mettre à l'essai, y compris :
  - la profondeur mesurée au sommet et à la base de l'intervalle à perforer;
  - la densité de tir de l'intervalle perforé, référencée suivant la diagraphie primaire de contrôle de la profondeur pour le puits;
  - les estimations de la température et de la pression du réservoir, de la porosité et de la saturation en eau;
  - le fluide du réservoir prévu, y compris les estimations des propriétés du fluide, si possible;
- ii) les détails des essais de pression proposés pour l'équipement qui sera employé et des autres mesures de sécurité à prendre avant et pendant les essais, conformément aux directives fournies à l'article 34 du *Règlement*;
- iii) une description des objectifs du programme d'essai de même que des procédures à utiliser pour mener, contrôler et terminer l'essai, y compris :
  - a. une liste de toutes les phases d'écoulement et d'attente prévues, y compris leur durée proposée, et les objectifs de ces phases;
  - b. les critères de l'exploitant concernant le débit « stabilisé » pour les conditions prévues ou marginales;
  - c. une description de tous les fluides utilisés pour réaliser l'essai;
  - d. le programme d'échantillonnage des fluides proposé et les procédures d'échantillonnage;
  - e. les procédures de collecte et de communication des données;
- iv) une description de l'équipement qui sera utilisé dans le programme d'essai, y compris :
  - a. un diagramme ou une représentation de l'assemblage du train de tiges d'essai de fond du puits et de l'assemblage du train de tiges d'atterrage, y compris une description du fonctionnement de chaque outil utilisé dans l'assemblage;
  - b. les spécificités de toutes les jauges de fond du puits proposées (emplacement dans le train de tiges, fréquence d'échantillonnage, précision, résolution et disposition pour la vérification des mesures);
  - c. un schéma de l'équipement de surface montrant les circuits d'écoulement des fluides produits, c'est-à-dire le gaz, le pétrole, le condensat et l'eau produite, y compris le circuit d'écoulement des fluides utilisés pour aider la production, c'est-à-dire les activités de levage artificiel.

L'exploitant est prié de se reporter à la section 7.2 du présent document pour obtenir des directives opérationnelles concernant les programmes d'essai menés à l'appui de la mise à l'essai des puits d'exploration et de délimitation.

**Processus d'approbation et témoin aux essais :** Dans le cadre du processus d'approbation, il peut être demandé à l'exploitant de rencontrer le personnel technique de l'Office pour discuter de l'essai et répondre à toute question ou préoccupation qui pourrait exister. L'Office ou l'exploitant peut à ce moment-là demander que l'un des agents du contrôle de l'exploitation de l'Office soit témoin d'un essai qui pourrait servir de base à une demande de découverte importante.

### 7.1.2 Programme d'acquisition de données relatives au champ

Les directives relatives aux essais et à l'échantillonnage des formations à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au champ se limitent aux essais d'écoulement de formation des horizons d'exploitation approuvés, tels qu'ils sont définis dans la demande de plan de mise en valeur, et aux essais qui peuvent être effectués sur des horizons secondaires dont l'exploitation n'a pas encore été approuvée. Le relevé de pression et de profondeur des puits d'exploitation doit être défini comme partie intégrante du programme d'acquisition des données relatives au puits que l'exploitant soumet à l'appui de la demande d'approbation de forer un puits d'exploitation.

L'article 52(1) du *Règlement* exige que l'Office approuve un programme d'essai d'écoulement de formation avant qu'un puits d'exploitation ne soit mis en production ou qu'il ne fasse l'objet de travaux susceptibles de modifier sa capacité de débit, sa productivité ou son injectivité. L'exploitant peut décrire son programme d'essai d'écoulement de formation pour les puits d'exploitation dans le cadre de son programme d'acquisition des données relatives au champ requis à l'appui de la délivrance d'une autorisation d'exécuter des travaux dans le champ en question. Ces essais comprennent généralement des essais de production et des essais d'injection des puits d'exploitation. Le programme d'essai des puits doit être approuvé par l'Office avant qu'un ou plusieurs puits puissent être mis en production.

**Programme d'essai standard :** L'exploitant est encouragé à réduire le nombre d'approbations à obtenir concernant les essais réalisés sur des puits d'exploitation en élaborant un programme d'essai standard. Lorsqu'un programme d'essai standard a été fourni dans le programme d'acquisition des données relatives au champ, l'exploitant n'a qu'à se référer à ce programme lorsqu'il complète un puits. Sinon, l'exploitant doit soumettre à l'approbation de l'Office le programme d'essai propre au puits en question.

Il sera attendu de l'exploitant qu'il effectue des essais d'écoulement de formation dans un puits d'exploitation aux moments suivants :

- i) à la complétion initiale du puits;
- ii) à la suite de travaux réalisés dans le puits qui pourraient modifier sa productivité, sa capacité de débit ou son injectivité du puits, par exemple :
  - la stimulation du puits par des traitements acides ou de fracturation;
  - le remise en production ou l'isolement de toute partie de l'intervalle de complétion du puits lorsque la performance du puits après l'exploitation n'atteint pas les attentes définies avant les travaux.

À cette fin, l'Office est conscient qu'il est préférable de stabiliser la production ou l'injection avant d'effectuer ces essais. Les essais réalisés après la complétion initiale du puits selon le point i) ci-dessus doivent être effectués dans les deux mois suivant l'établissement d'une production ou d'une injection stabilisée dans un puits, et, lorsque la performance du puits l'exige, dans un délai raisonnable après l'exploitation du puits décrite au point ii) ci-dessus.

Les objectifs du programme requis conformément au paragraphe 52(1) du *Règlement* doivent inclure ce qui suit pour les puits de production :

- établir les caractéristiques du réservoir;
- obtenir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits;
- obtenir des échantillons représentatifs des liquides de formation;

et pour les puits d'injection :



## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

- établir les caractéristiques du réservoir; □ acquérir des données sur l'injectivité du puits.

Chez les puits producteurs comme chez les puits injecteurs, la durée de fermeture du puits après les périodes d'écoulement ou d'injection doit être suffisante pour permettre la détermination de la pression moyenne du réservoir à l'appui du relevé annuel de la pression du gisement.

Lorsque la production de deux ou plusieurs gisements ou couches géologiques reconnus doit être mélangée, les essais doivent être effectués de manière à permettre une évaluation des caractéristiques du réservoir et de la capacité de débit ou de la productivité de chaque gisement ou couche. Cette évaluation peut être effectuée en mettant d'abord à l'essai chaque gisement ou couche séparément, ou en effectuant un essai combiné lorsque cela est étayé par la diagraphie de production en puits tubé.

Pour les exploitations sous-marines, les essais à partir d'une unité mobile de forage en mer sont déconseillés afin d'éviter les torchages inutiles et les risques environnementaux. L'exploitant de puits d'exploitation sous-marins doit, dans la mesure du possible, reporter les essais d'écoulement de formation une fois rendu à l'installation de production. Par conséquent, les attentes mentionnées ci-dessus concernant les essais et la diagraphie en puits tubés à l'appui des gisements ou des couches mélangés sont levées. L'exploitant doit plutôt répartir les résultats des essais sur un gisement ou une couche en utilisant les liens porosité-perméabilité qui auront été déduits.

### Présentation et approbation de programmes

Un programme d'essai standard, soumis à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au champ, doit décrire les objectifs qui seront suivis pour mettre à l'essai les puits producteurs et les puits injecteurs, y compris l'équipement et les procédures à utiliser et à suivre pour effectuer l'essai. Le programme doit énumérer les périodes d'écoulement ou d'injection ainsi que les périodes de fermeture qui permettront d'atteindre les objectifs de l'essai.

Dans les puits où l'exploitant doit dévier d'un programme d'essai standard, il doit soumettre un programme d'essai à l'appui de l'approbation relative à un puits qui cadre avec les objectifs et les incertitudes relevés. L'Office reconnaît la nécessité de s'écarter d'un programme d'essai standard, laquelle nécessité pourrait apparaître pour tout puits d'exploitation dont les résultats indiquent que certains des objectifs de l'essai répondraient à l'incertitude liée au réservoir.

L'approbation relative à l'essai d'écoulement de formation sera fournie dans le cadre du processus d'approbation relative au puits en question.

### 7.2 Directives opérationnelles

Sauf indication contraire, les directives suivantes sont fournies en ce qui concerne la réalisation d'essais d'écoulement de formation sur des puits d'exploration ou de délimitation afin de promouvoir la cohérence dans le respect des exigences réglementaires.

#### (a) Sécurité

Conformément au plan de sécurité soumis à l'appui d'une autorisation d'exécuter des travaux, l'exploitant sera tenu d'organiser une réunion de sécurité immédiatement avant de procéder à un essai d'écoulement de formation afin d'examiner les procédures d'essai et de discuter des mesures d'intervention d'urgence.

Pour des raisons de sécurité et de protection de l'environnement, aucun fluide de formation ne doit s'écouler vers la surface ou y circuler au début d'un essai avant le lever du jour. Les écoulements secondaires subséquents associés au même essai peuvent quant à eux être menés pendant les heures d'obscurité lorsqu'un éclairage adéquat (c.-à-d. un éclairage artificiel) est fourni au-dessus de la zone d'essai, y compris la zone du bras de torche et la zone de largage environnante à la surface de l'océan. À cette fin, les politiques de l'exploitant en la matière doivent être clairement mises en évidence dans le programme d'essai soumis à l'Office.

### (b) Exigences en matière d'équipement

L'exploitant est prié de se reporter aux sections 34 et 36 des *Lignes directrices sur le forage et la production* pour connaître les directives et les normes applicables en matière d'équipement pour les essais d'écoulement de formation et les essais d'un puits de même que pour le contrôle des puits en ce qui a trait aux essais d'écoulement de formation menés dans des puits d'exploration et de délimitation.

### (c) Exigences en matière d'échantillonnage des fluides

L'exploitant doit obtenir des échantillons de chaque fluide produit au cours d'un essai d'écoulement de formation pour tous les puits mis à l'essai, dans des volumes suffisants et au moyen de techniques permettant l'analyse requise par le *Règlement*. La collecte et l'analyse des échantillons doivent être conformes aux pratiques recommandées suivantes de l'API :

□ **Pratique recommandée 44 de l'API, *Sampling Petroleum Reservoir Fluids*, 2<sup>e</sup> éd., avril 2003;**

□ **Pratique recommandée 45 de l'API, *Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters*, 3<sup>e</sup> éd., 1998.**

Pour les puits d'exploration et de délimitation, l'OCNEHE exige un ensemble d'échantillons de chaque liquide produit pendant les essais (pétrole ou condensat et eau). Chaque échantillon doit être d'au moins quatre litres. Il n'est pas nécessaire de soumettre des échantillons des gaz produits, sauf en cas de demande particulière de l'Office.

### (d) Essai des puits d'exploration ou de délimitation

Un essai d'écoulement de formation type pourrait comporter les périodes suivantes :

- i) les périodes initiales d'écoulement et de fermeture du puits;
- ii) la période de nettoyage;
- iii) les périodes principales d'écoulement et de fermeture du puits;
- iv) la période d'écoulement à des fins d'échantillonnage;
- v) les périodes secondaires d'écoulement et de fermeture du puits qui s'y rapportent.

#### i) Périodes initiales d'écoulement et de fermeture du puits

Ces phases doivent être conçues de manière à éliminer, grâce à un écoulement mineur, toute surcharge d'intervalle qui aurait pu résulter du processus de forage ou de complétion, puis à fournir les bases, grâce à la fermeture du puits, qui sont nécessaires pour déterminer la pression initiale du réservoir.

### ii) Période de nettoyage

Cette phase est considérée comme essentielle pour atteindre les objectifs de l'essai. La durée de cette période sera définie selon le temps nécessaire pour déplacer le coussin, les fluides de complétion et les fluides d'invasion du train de tiges d'essai et atteindre un écoulement stable des fluides de formation in situ à la surface. Cette activité peut prendre de quelques minutes pour les puits à haut débit à plusieurs heures pour les puits à faible débit.

### iii) Périodes principales d'écoulement et de fermeture du puits

Les périodes principales d'écoulement et de fermeture doivent servir de base à l'acquisition d'échantillons de fluide représentatifs et de données nécessaires pour évaluer le comportement d'écoulement et obtenir les caractéristiques d'écoulement du réservoir.

Les données acquises pendant la période principale de fermeture doivent permettre d'évaluer le comportement de l'écoulement à partir duquel on peut déterminer les caractéristiques du réservoir. L'incertitude associée à l'interprétation sera atténuée si la fermeture suit une période d'écoulement à un débit stabilisé. La période de fermeture sert de base à l'évaluation du rendement en pression d'un intervalle par rapport aux volumes produits.

### iv) Période d'écoulement à des fins d'échantillonnage

Cette période doit être distincte et séparée des autres périodes d'écoulement pendant lesquelles il est nécessaire de prélever in situ des échantillons de qualité des fluides en présence. En général, cette période doit suivre la période principale de fermeture et précéder la poursuite de tout objectif secondaire de l'écoulement. L'échantillonnage peut précéder les périodes principales d'écoulement et de fermeture si des échantillons sont essentiels aux objectifs de l'essai.

L'exploitant doit utiliser des procédures d'échantillonnage des fluides en fond de puits pour obtenir des échantillons de qualité pour la pression, le volume et la température (P.V.T.), lorsque les échantillons obtenus en surface sont jugés insatisfaisants à cette fin. La collecte et l'analyse des échantillons doivent être conformes aux **pratiques recommandées 44 et 45 de l'API**.

### v) Périodes secondaires d'écoulement et de fermeture du puits

Ces périodes sont considérées comme facultatives. Elles peuvent être menées, à la disposition de l'exploitant, pour atteindre un ou plusieurs objectifs qui ne relèvent pas des périodes principales d'écoulement et de fermeture. Les objectifs types d'une telle période peuvent inclure ce qui suit :

- évaluer la performance d'un puits de pétrole en matière d'écoulement ou de la performance d'un puits de gaz en matière de capacité de débit;
- démontrer la capacité d'écoulement maximale de l'intervalle mis à l'essai;
- étudier les limites des réservoirs dans le but de déterminer le volume des réserves;
- étudier la productivité des intervalles après stimulation;
- évaluer l'injectivité.

L'exploitant est invité à se reporter à la **directive 034 de l'ERCB, *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells (SI Units)*, 4<sup>e</sup> éd., 1979**, et à la **directive 040 de l'ERCB, *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*, décembre 2006**, en ce qui concerne la mise à l'essai des puits de pétrole et de gaz.

### (e) Fermeture en fond de puits et surveillance de la pression en temps réel

La contribution bénéfique de la fermeture en fond de puits et de la surveillance de la pression en temps réel à la conduite d'un essai et à la qualité des données reçues est reconnue, en particulier dans les essais des puits d'exploration et de délimitation. L'Office encourage l'utilisation de cette technologie et acceptera la surveillance en temps réel comme base pour s'écarter d'un programme d'essai approuvé. Ces écarts peuvent inclure des changements qui ont une incidence soit sur les durées des périodes, soit sur les prélèvements tels qu'ils ont été approuvés. Lorsqu'une telle surveillance n'est pas menée, l'exploitant doit respecter les durées approuvées dans le programme d'essai.

**Remarque :** L'inclusion d'un outil d'essai en fond de puits pour effectuer une fermeture en fond de puits aux fins d'une évaluation pour limiter les effets de stockage du puits qui, autrement, masqueraient la détection des limites proches du puits ou le début de la région d'écoulement radial. L'utilisation d'un tel outil est laissée à la discrétion de l'exploitant; s'il s'en sert, l'outil doit être conçu de manière à s'interrompre en position « ouverte » en cas de défaillance afin de permettre la poursuite de l'essai par une fermeture en surface au niveau du collecteur de duses. Cet outil ne doit pas être confondu avec la vanne de sécurité dont il est question au paragraphe 34(2) du *Règlement*, laquelle doit être située au-dessus de la garniture d'étanchéité et qui, par conception, doit s'interrompre en position « fermée » en cas de défaillance.

### (f) Jauges de pression et de température en fond de puits

Dans les puits d'exploration et de délimitation, on distingue deux catégories de jauges de fond de puits, selon leur utilisation finale : les jauges utilisées pour l'évaluation du réservoir et les jauges utilisées aux fins de dépannage.

L'exploitant doit s'assurer que des jauges électroniques sont utilisées lorsqu'une ou plusieurs jauges sont employées pour mesurer la pression et la température du réservoir à des fins d'analyse de la pression. La jauge choisie doit être adaptée à l'environnement opérationnel, à la durée prévue de l'essai et aux exigences de précision et de résolution attendues, en fonction des connaissances disponibles sur la qualité du réservoir et les propriétés des fluides.

Les jauges utilisées pour le dépannage ne doivent pas nécessairement être électroniques, mais elles doivent néanmoins être adaptées à la tâche requise. Ces jauges sont nécessaires pour vérifier l'intégrité de la garniture d'étanchéité, ainsi que le bon fonctionnement de l'outil de fermeture utilisé en fond de puits.

L'Office exige ce qui suit :

- i) la précision et la répétabilité de toutes les jauges utilisées sont étalonnées ou vérifiées par rapport à une jauge de référence avant et immédiatement après un essai d'écoulement de formation;
- ii) il existe une redondance adéquate des jauges afin de valider les données et d'annuler les effets de défaillance des jauges.

Les résultats de l'étalonnage ou des vérifications des jauges doivent être consignés et datés. L'étalonnage de la jauge de référence utilisée doit être fondé sur une norme internationale.

L'exploitant est prié de se reporter aux directives fournies à la section 8.2(a) du présent document concernant l'utilisation de jauges de fond de puits permanentes généralement utilisées dans les puits d'exploitation dans le cadre de la complétion d'un ou de plusieurs puits.

### 7.3 Dépôt et analyse d'échantillons de fluide

Les articles 53, 54 et 55 du *Règlement* détaillent les exigences relatives au dépôt et à l'analyse des échantillons de fluide provenant d'un puits.

#### (a) Dépôt d'échantillons de site

Tous les échantillons pressurisés doivent être transportés dans les conteneurs appropriés approuvés par le ministère des Transports. Les échantillons atmosphériques doivent être transportés dans des conteneurs appropriés qui empêchent la perte ou la détérioration de l'échantillon.

Les échantillons doivent être livrés à l'Office dans les 60 jours suivant leur acquisition (voir les coordonnées à l'annexe A). Tous les contenants d'échantillons doivent être convenablement identifiés ou étiquetés : le nom du puits, le nom du champ, le numéro d'essai, l'intervalle et la source ainsi que la nature de l'échantillon (pétrole, gaz, condensat de gaz, eau ou une combinaison de ce qui précède) doivent être indiqués.

#### (b) Analyse des échantillons de fluide

L'analyse des échantillons de fluide doit être conforme à la **pratique recommandée 44 et 45 de l'API**.

### 7.4 Exigences en matière de production de rapports

#### (a) Dossiers et rapports opérationnels

##### - Relevés de pression et de profondeur

Les résultats d'un relevé de pression et de profondeur doivent être soumis à l'Office sous la forme d'une diagraphie ou d'un rapport, conformément à l'article 84 du *Règlement* et à la section 7.3(a) du présent document. La diagraphie doit inclure ce qui suit :

- i) un résumé ou un en-tête consistant en un tableau rapportant les résultats des différentes stations de relevé, et une colonne de remarques correspondante. Le tableau doit fournir un résumé de tous les essais effectués en indiquant la profondeur, la réussite ou non de l'essai et la pression du réservoir. Il doit aussi indiquer si un échantillon de fluide a pu être prélevé. Toutes les pressions indiquées dans ce tableau doivent être corrigées en fonction de la température et déclarées en pression absolue.

Les remarques du personnel de l'entreprise de services doivent inclure le numéro de série et la marque du manomètre utilisé, et indiquer si les pressions rapportées dans l'en-tête de la diagraphie ont été corrigées en fonction de la température et déclarées en pression absolue. Les remarques doivent également indiquer l'état des corrections, le cas échéant, reflétées dans les résultats des essais individuels qui suivent dans le corps principal de la diagraphie.

- ii) Le corps principal de la diagraphie doit être constitué des enregistrements individuels des essais effectués dans le cadre du relevé. Chaque enregistrement d'essai doit indiquer la pression hydrostatique initiale de la colonne de boue à la profondeur d'essai, le réglage de l'outil, les périodes de préessai et de fermeture du puits ainsi que la pression hydrostatique finale une fois l'essai terminé. Les détails de tout effort visant à obtenir des échantillons de fluide doivent également être consignés. Lorsque les propriétés des fluides des échantillons prélevés grâce à des outils par câble ont été déterminées, l'exploitant doit fournir une description des fluides récupérés, en notant les volumes de récupération et les propriétés des fluides, c'est-à-dire la densité API du pétrole et la résistivité de l'eau à la température de mesure. Les pressions enregistrées pendant l'essai doivent être imprimées sur ce registre à des incréments appropriés pour caractériser adéquatement l'essai.
- iii) La section finale de la diagraphie doit contenir l'historique récent de l'étalonnage de la jauge, y compris le dossier d'étalonnage principal de la jauge.

Veillez consulter les annexes C et D du présent document pour connaître les exigences en matière de copies imprimées et numériques pour les relevés de pression et de profondeur.

### - Essais d'écoulement de formation

Conformément à l'article 84 du *Règlement*, l'exploitant d'un puits d'exploration ou de délimitation doit soumettre par courriel ou par tout autre moyen convenu les rapports journaliers associés à tout essai d'écoulement de formation effectué. Ces rapports doivent inclure ce qui suit :

- i) l'historique des événements, soit le moment de toute action entreprise qui aurait pu avoir une incidence sur l'essai ou l'interprétation des résultats de l'essai;
- ii) les données sur le débit corrigées aux conditions normalisées de même que les facteurs de correction, les réglages des duses et les données sur la pression en profondeur correspondantes à la tête de puits et au séparateur d'essai;
- iii) le volume total de récupération des fluides et les volumes associés à chaque fluide produit;
- iv) toutes les données pertinentes associées à l'acquisition des échantillons de fluide;
- v) à la fin de l'essai, un ensemble complet de données sur la pression et la température provenant de toutes les jauges de fond de puits, ainsi que les caractéristiques de la jauge (fabricant, numéro de modèle, numéro de série, profondeur de mesure, date d'étalonnage et résultats des vérifications d'étalonnage avant et après l'essai).

Les rapports journaliers des points i) à iv) ci-dessus doivent être soumis à l'Office sous forme de fichiers PDF consultables ou, de préférence, sous forme de fichiers numériques au format Excel ou ASCII.

Les données sur la pression et la température visées au point (v) ci-dessus doivent être soumises immédiatement après la fin de l'essai, en format numérique, dans un fichier Excel ou un fichier ASCII délimité par des espaces. La soumission préliminaire des données de jauge à l'Office peut se faire par courrier électronique ou sur CD ou DVD. Les données doivent être présentées en colonnes : en temps réel (hh mm ss – horloge de 24 heures) et non en temps écoulé, pression (en kilopascals absolus) et température (en degré Celsius), séparées par des espaces vides et non par des virgules.

### (b) Rapport sur l'historique d'un puits

L'exploitant d'un puits d'exploration ou de délimitation doit fournir un résumé des résultats et les rapports associés aux essais d'écoulement de formation effectués, s'il y a lieu. Cette exigence couvre ce qui suit :

- i) les rapports soumis à l'exploitant par les entreprises de services et les consultants, le cas échéant, concernant la réalisation des essais d'écoulement de formation effectués;
- ii) tous les rapports d'analyse des fluides des échantillons de pétrole ou de condensat, de gaz et d'eau prélevés dans les installations de surface ou par des méthodes d'échantillonnage en fond de puits.

Veillez prendre note des exigences relatives aux copies imprimées et numériques à soumettre, définies à la section 2.1(4) du présent document, pour les rapports sur l'historique des puits.

En outre, l'Office demande que les rapports d'analyse des fluides mentionnés au point ii) ci-dessus soient soumis, le cas échéant, en format numérique sous forme de fichier Excel ou de fichier ASCII délimité par des espaces.

### (c) Programme d'acquisition des données relatives au champ

L'exploitant d'un puits d'exploitation doit soumettre un rapport au délégué à l'exploitation à la fin de tout essai d'écoulement de formation effectué à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au champ, tel qu'il est mentionné à la section 7.1.2 du présent document. Ce rapport doit contenir tous les renseignements pertinents relatifs à la conduite, aux résultats ou à l'analyse de l'essai effectué, y compris l'historique des événements, l'historique des débits et la date de pression pertinents, y compris les caractéristiques de la jauge et un résumé des échantillons de fluide qui ont pu être pris à l'appui de l'essai.

Les données sur la pression doivent être soumises à l'Office au plus tard 60 jours après la fin de l'essai, sous forme numérique dans un fichier Excel ou dans des fichiers ASCII délimités par des espaces, sur CD ou DVD. Les données doivent être présentées en colonnes : en temps réel (hh mm ss – horloge de 24 heures) et non en temps écoulé, pression (en kilopascals absolus) et température (en degré Celsius), séparées par des espaces vides et non par des virgules.

Veillez prendre note que les exigences en matière de rapports imprimés, électroniques et numériques à l'Office sont décrites au paragraphe 2.1(4) du présent document pour les programmes d'acquisition des données relatives aux champs.

Lorsque des échantillons de fluide sont prélevés à des fins d'analyse, les rapports d'analyse des fluides doivent être soumis, le cas échéant, sous forme numérique (dans un fichier Excel ou un fichier ASCII délimité par des espaces).

## 8.0 Mesures et relevés de la pression des gisements

La section 6(i) du *Règlement* exige qu'un programme d'acquisition des données relatives au champ permette l'obtention des mesures de la pression du gisement de manière suffisante pour permettre une évaluation complète de la performance des puits d'exploitation, des scénarios d'épuisement du gisement et du champ.

Les directives fournies dans cette section sont tirées en partie de la **directive 040 de l'ERCB, *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*, datée du 15 décembre 2006.**

### 8.1 Conception de programmes

Il est attendu de l'exploitant d'un champ qu'il prenne les mesures suivantes :

- déterminer, pour chaque puits de production, la pression initiale du gisement ou de la couche à la complétion, avant de commencer la production à partir de l'intervalle;
- effectuer un relevé annuel de la pression du gisement dans le cadre de son programme d'acquisition des données relatives au champ, lequel est requis pour obtenir l'autorisation de l'Office d'effectuer des travaux.

#### (a) Pression du gisement d'un puits à la complétion de ce dernier

Cette mesure sert de référence pour la pression initiale du gisement. Elle permet également de repérer et de délimiter ce gisement dans les puits d'exploitation ultérieurs et, dans les puits intercalaires, elle fournit une base pour évaluer la zone de drainage et l'efficacité de la récupération.

La pression initiale du gisement doit être basée sur le relevé de pression et de profondeur du puits, tel qu'il est décrit à la section 7.1.1(a) du présent document, et corrigée en fonction de la profondeur de référence. L'exploitant doit traiter tout écart notable entre cette pression et la pression signalée dans le cadre du refoulement du puits ou de l'essai initial d'écoulement de formation effectué pour le puits.

Lorsqu'aucun relevé de pression et de profondeur n'a été effectué, la pression initiale du gisement doit être déterminée de l'une ou l'autre des façons suivantes :

- après le refoulement ou le nettoyage du puits et avant la mise en service du puits;
- dans le cadre de l'essai initial d'écoulement de formation, lorsque cet essai est effectué avant la mise en service du puits.

La référence à la mise en service du puits est considérée comme l'instant, après la complétion du puits, où ce dernier est mis en fonction à des fins de production ou d'injection.

#### (b) Relevé annuel de la pression du gisement

L'exploitant doit définir sa stratégie pour le relevé annuel de la pression du gisement dans le cadre de son programme d'acquisition des données relatives au champ.

L'Office reconnaît le besoin de l'exploitant de limiter les pertes de production lorsqu'il se conforme à l'exigence d'un relevé annuel. Par conséquent, tous les puits ne doivent pas nécessairement faire partie de ce relevé annuel. De plus, on s'attend à ce que l'exploitant exécute son relevé en tenant compte des temps d'arrêt programmés et non programmés du puits.

Les critères suivants doivent être pris en compte par l'exploitant lorsqu'il détaille sa stratégie pour mener des relevés annuels de la pression des gisements :

- i) les puits étudiés doivent fournir une indication précise de la distribution de la pression à l'intérieur d'un gisement et pour le champ;
- ii) les puits situés dans les zones de haute et de basse pression dans lesquelles il existe un programme de maintien de la pression doivent faire l'objet d'un relevé chaque année;
- iii) les sources de pression telles que les puits d'injection doivent être incluses dans le relevé;
- iv) les puits qui n'ont pas fait l'objet d'un relevé au cours des trois dernières années doivent être considérés pour le relevé;



## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

- v) les puits situés dans des zones où les niveaux de pression, les limites du gisement et la continuité de ce dernier sont incertains ou où des tendances de pression anormales existent, doivent faire l'objet d'un relevé.

Parmi les puits reconnus comme étant de bons candidats au relevé figurent ceux qui suivent :

- puits dans lesquels un relevé de pression et de profondeur en trou ouvert a été réalisé;
- les puits soumis à un essai d'écoulement de formation, c'est-à-dire soit un puits producteur ou un puits injecteur, après la complétion initiale ou à la suite d'un reconditionnement;
- les puits dont l'exploitation a été suspendue; □ les puits soumis à des temps d'arrêt.

Les résultats du ou des relevés annuels de la pression des gisements effectués pour le champ doivent être soumis à l'Office dans le cadre du rapport annuel de production exigé en vertu de l'article 86 du *Règlement*. La soumission doit contenir le programme proposé pour l'année à venir et refléter la stratégie décrite dans le programme d'acquisition des données relatives au champ et les puits sondés au cours de l'année ou des années précédentes. Le programme proposé doit inclure ce qui suit :

- i) la date prévue du relevé;
- ii) la profondeur de référence de chaque gisement;
- iii) une liste des puits ou des substituts à inclure dans le relevé;
- iv) le type de relevé prévu pour chaque puits (gradient de pression statique, accumulation de pression ou chute de pression), y compris le temps d'arrêt avant la réalisation du relevé;
- v) les détails de l'instrumentation employée pour le relevé, y compris les détails de l'étalonnage des jauges.

L'Office reconnaît la flexibilité dont ont besoin les exploitants pour effectuer de tels relevés. À cette fin, l'Office acceptera les résultats valides de tout relevé effectué pendant cette période, à condition que le ou les puits concernés aient été inclus dans le programme de relevé et qu'ils aient été par la suite jugés acceptables par l'Office dans le cadre du relevé global du gisement. Lorsque des jauges permanentes sont utilisées en fond de puits (voir la section 8.2(a) ci-dessous *Pratiques recommandées pour les jauges – Utilisation de jauges permanentes en fond de puits*), l'Office examinera au cas par cas d'autres programmes d'acquisition et de communication des données sur la pression. L'acceptation du programme de relevé sera soumise à la condition que l'Office soit convaincu qu'il permet de déterminer avec précision la pression statique dans le gisement.

### 8.2 Directives opérationnelles

#### (a) Pratiques recommandées pour les jauges

Les pratiques suivantes, qui ont été adoptées de la **directive 040 de l'ERCB, *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells***, sont recommandées au moment d'effectuer un relevé de pression :

- i) au moins deux manomètres doivent être utilisés en tandem dans le cadre de chaque relevé pour assurer le contrôle des manomètres et améliorer la fiabilité des mesures de pression obtenues.
- ii) Pour limiter les erreurs, les mêmes jauges doivent être utilisées lorsque plusieurs relevés ou essais doivent être effectués dans un puits.
- iii) Toutes les mesures de pression doivent être effectuées à la profondeur de référence établie d'un commun accord par le délégué à l'exploitation et l'exploitant.
- iv) Les jauges doivent être placées au milieu ou près du milieu de la couche de production dans le cas de puits de forage verticaux ou déviés, ou dans le cas de puits de forage horizontaux, aussi près que possible du point où le puits devient horizontal. Lorsque les jauges ne peuvent pas être placées comme recommandé, l'exploitant doit établir le gradient de pression de fluide dans le puits de forage.

- v) Lorsqu'une jauge est ramenée à la surface, il faut mesurer l'étirement du câble pendant le relevé. L'étirement du câble ne doit pas dépasser les tolérances du fabricant fournies en fonction de la profondeur de l'exécution du relevé. En cas de dépassement de ces tolérances, il convient de signaler les conditions qui ont pu provoquer un glissement ou une déformation élastique du milieu de roulement.
- vi) Le thermomètre de température maximale doit être lu, et la lecture doit être enregistrée après que chaque jauge a été récupérée dans le puits.
- vii) Les pressions des tubages et des tubes doivent être relevées pendant le relevé et les mesures, enregistrées. Ces lectures doivent être effectuées à l'aide d'un appareil d'essai à contrepoids ou d'une jauge d'une précision et d'une fiabilité similaires.

### **(b) Complétion initiale ou reconditionnement d'un puits**

Lorsque les données du relevé résultent de la complétion initiale ou du reconditionnement d'un puits, soit lors de la fermeture du puits après un refoulement (c'est-à-dire un nettoyage), soit à la suite d'un essai d'écoulement de formation effectué à l'appui de l'essai de production initial, de l'essai d'injection initial ou du reconditionnement du puits, les critères suivants doivent être respectés :

- i) Dans les puits faisant l'objet d'une complétion initiale, la durée de fermeture associée au refoulement ou au nettoyage du puits doit être suffisante pour extrapoler la pression du réservoir. Pour les puits mentionnés ci-dessus, lorsque l'essai d'écoulement de formation initial est effectué, la pression utilisée dans le relevé doit être basée sur des pressions extrapolées.
- ii) Dans les puits en cours de complétion, lorsque le puits a été en production ou en injection pendant un certain temps, la pression à utiliser dans le relevé doit, après extrapolation, se situer dans les cinq pour cent du dernier relevé de pression effectué pour cet emplacement.

## **8.3 Exigences en matière de production de rapports**

### **(a) Rapport du relevé annuel sur la pression des gisements**

L'exploitant doit soumettre ce rapport dans le cadre du rapport de production annuel, en fournissant une analyse sommaire des pressions signalées, ainsi qu'une carte isobarique de ces pressions corrigées en fonction de la profondeur de référence. L'exploitant est invité à consulter l'annexe F du présent document pour connaître la procédure de correction des pressions en fonction de la profondeur de référence. Le rapport de production pour l'année se terminant le 31 décembre doit être soumis à l'Office au plus tard le 31 mars de l'année suivante.

### **(b) Données de pression**

Lorsque des données sur la pression sont acquises, soit en association avec des relevés par câble de pression et de profondeur, effectués dans le cadre du programme de diagraphie en trous ouverts, des mesures de pression prises lors de la complétion ou du reconditionnement d'un puits, ou en association avec le relevé annuel de la pression du gisement, une copie numérique de ces données doit être soumise sous forme de fichier Excel ou de fichiers ASCII délimités par des espaces sur CD ou DVD, conformément aux exigences du programme d'évaluation réalisé. Les données doivent être présentées en colonnes : en temps réel (hh mm ss – horloge de 24 heures) et non en temps écoulé, pression (en kilopascals absolus) et température (en degrés Celsius).

### 9.0 Échantillonnage et analyse des fluides

L'exploitant doit décrire, dans son programme d'acquisition des données relatives au champ, ses plans pour l'échantillonnage des fluides dans les puits et les gisements d'un champ pendant la durée de vie de ce dernier afin de s'assurer qu'une évaluation complète de la géologie et du réservoir peut être effectuée conformément aux bonnes pratiques de gestion des ressources.

#### 9.1 Conception de programmes

Un programme d'acquisition des données relatives au champ doit prévoir l'échantillonnage des fluides d'un gisement aux intervalles suivants :

- à la complétion d'un puits dans un gisement;
- tous les ans, afin de déterminer la composition des fluides dans le gisement;
- là où l'eau est produite à partir d'un puits, pour déterminer la composition et la source de l'eau produite.

Le programme d'échantillonnage et d'analyse des fluides sera accepté si le programme proposé par l'exploitant répond aux attentes fournies dans les directives suivantes ou s'il est équivalent à ces dernières.

##### (a) Échantillonnage à la complétion du puits

L'exploitant d'un puits d'exploitation devra recueillir et analyser des échantillons de fluide lors de la complétion initiale du puits dans un gisement et, par la suite, lors du reconditionnement du puits dans tout nouveau gisement.

Les échantillons doivent être prélevés pendant l'essai d'écoulement de formation initial par des moyens souterrains lorsque le prélèvement d'échantillons de surface ne serait pas satisfaisant à des fins d'analyse. Les échantillons recueillis à la surface doivent être recombinaés aux conditions initiales du réservoir. Les échantillons obtenus établiront la base de référence pour la surveillance ultérieure du puits en vue d'une modification de la composition des fluides.

##### (b) Échantillonnage annuel

Une fois que la production d'un gisement est lancée, l'exploitant doit obtenir et analyser des échantillons de pétrole, de gaz et d'eau prélevés à la surface à partir d'un nombre suffisant de puits complétés dans ce gisement afin de déterminer la composition des fluides. Cette analyse doit être effectuée une fois tous les douze mois, ou plus fréquemment lorsqu'il y a des raisons de croire que la composition des fluides produits par le gisement a changé.

Lorsqu'un certain nombre de puits d'un gisement sont échantillonnés, les critères de sélection des puits doivent garantir que les analyses qui en résultent donnent une indication précise de la composition des fluides du gisement. À cette fin, il convient d'échantillonner des puits dans des zones où l'on sait que les propriétés des fluides varient ou sont incertaines. De même, les puits omis des programmes d'échantillonnage des années précédentes doivent être considérés comme prioritaires. En général, les puits de production suivants sont considérés comme de bons candidats pour l'échantillonnage :

- les puits soumis à un essai d'écoulement de formation;
- les puits ayant subi un changement important, soit dans la composition des fluides pétroliers, dans le rapport gaz/pétrole ou dans la teneur en eau;
- les puits dont la production n'est pas mélangée.

L'exploitant doit prélever des échantillons des puits de production, lors des essais courants de répartition au prorata, et à tout moment pour les puits d'injection, en échantillonnant les courants de fluides d'injection.

L'échantillonnage des puits d'injection de gaz doit être effectué lorsque la connaissance de la composition du gaz d'injection est essentielle pour un scénario d'épuisement, et dans les puits d'injection d'eau lorsque le contrôle de la qualité de l'eau d'injection est nécessaire. Les courants d'injection de fluides doivent être échantillonnés au niveau des collecteurs d'injection ou, lorsque cela est possible, au niveau des têtes de puits individuelles.

L'exploitant doit prélever des échantillons de fluide et effectuer les analyses appropriées chaque fois qu'il a des raisons de penser que la composition d'un fluide produit ou injecté dans un gisement a changé. Les échantillons doivent être prélevés après la stabilisation des conditions du puits, mais dans tous les cas, pas plus tard qu'un mois après que les changements de conditions ont été observés pour la première fois.

### • Échantillonnage des courants de fluides regroupés et à usage final

L'exploitant doit échantillonner et analyser les courants de fluides regroupés et à usage final précisés dans le cadre du programme d'échantillonnage annuel lorsque l'échantillonnage contribue à l'évaluation du gisement ou du champ ou qu'il aide à la surveillance de l'environnement :

- i) la production d'hydrocarbures regroupés allant au stockage ou, lorsqu'il n'y a pas de stockage sur une plateforme, des échantillons d'hydrocarbures exportés d'une plateforme;
- ii) l'évacuation d'eau produite regroupée;
- iii) les courants secondaires, par exemple le gaz utilisé comme combustible, pour l'extraction du gaz et le gaz brûlé.

L'Office peut exiger une fréquence d'échantillonnage accrue pour l'un ou l'autre des courants susmentionnés si les exigences d'évaluation ou la surveillance environnementale le justifient.

### (c) Échantillonnage de l'eau produite d'un puits

Lorsque de l'eau est produite à partir d'un puits, que ce soit lors de la production initiale ou pendant la durée de vie du puits, l'exploitant devra prélever des échantillons d'eau représentatifs afin de déterminer la source probable de celle-ci.

Les mesures suivantes doivent être prises par l'exploitant, le cas échéant, pour déterminer la source de l'eau produite :

- i) obtenir des échantillons représentatifs de l'eau de formation de tous les puits qui rencontrent un réservoir aquifère dans la zone d'aménagement approuvée;
- ii) obtenir des échantillons représentatifs de l'eau injectée dans un gisement;
- iii) réaliser des programmes de traçage pour repérer la source d'eau produite incriminée;
- iv) réaliser des diagraphies en puits tubés, si possible, pour déterminer la couche ou l'intervalle incriminé qui contribue à la production d'eau.

L'exploitant est encouragé à obtenir des données dès le début de vie d'un gisement ou d'un champ pour disposer d'un moyen efficace d'aider à déterminer la source de toute eau produite.

Lorsque de l'eau est produite à partir d'un puits, l'exploitant devra surveiller les augmentations de la production d'eau et, si nécessaire, prendre des mesures correctives pour contrôler l'afflux d'eau afin de maximiser la récupération des hydrocarbures.

### 9.2 Directives opérationnelles

L'échantillonnage des fluides doit être effectué conformément aux pratiques recommandées suivantes :

- **Pratique recommandée 44 de l'API, *Sampling Petroleum Reservoir Fluids*, 2<sup>e</sup> éd., 2003;**
- **Pratique recommandée 45 de l'API, *Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters*, 3<sup>e</sup> éd., 1998.**

L'Office n'exige généralement pas que les exploitants prélèvent des échantillons de fluide dans les puits d'exploitation. Toutefois, au cours du forage du ou des puits d'exploitation, si de « nouvelles » couches d'hydrocarbures sont repérées, puis mises à l'essai, l'OCNEHE peut exiger le prélèvement d'échantillons de fluide dans ces intervalles.

### 9.3 Dépôt et analyse d'échantillons de fluide

Les articles 53, 54 et 55 du *Règlement* détaillent les exigences relatives au dépôt et à l'analyse des échantillons de fluide provenant d'un puits.

#### (a) Dépôt d'échantillons du site

Tous les échantillons pressurisés doivent être transportés dans les conteneurs appropriés approuvés par le ministère des Transports. Les prélèvements atmosphériques doivent être transportés dans des conteneurs appropriés qui empêchent la perte ou la détérioration de l'échantillon.

Les échantillons de fluide doivent être livrés à l'Office, dans les 60 jours suivant leur prélèvement, conformément à l'annexe A. Tous les contenants d'échantillons doivent être convenablement identifiés ou étiquetés : le nom du puits et la source ainsi que la nature de l'échantillon (pétrole, gaz, condensat de gaz, eau ou une combinaison de ce qui précède) doivent être indiqués.

#### (b) Analyse de fluides

Les analyses des échantillons de pétrole doivent être effectuées conformément à la **pratique recommandée 44 de l'API**.

On s'attend à ce que les types d'analyses suivants soient effectués sur les échantillons obtenus à partir de puits complétés dans un gisement de pétrole :

- l'analyse pression-volume-température;
- l'analyse du pétrole;
- l'analyse de la composition des liquides hydrocarbonés;
- l'analyse de la composition du gaz.

Alors que les types d'analyses suivants sont censés être effectués sur des échantillons obtenus à partir de puits complétés dans une calotte de gaz ou un gisement de gaz :

- l'analyse pression-volume-température;
- l'analyse de la composition du gaz;
- l'analyse de la composition du condensat;
- l'analyse combinée du gaz et du condensat.

D'autres types d'analyses peuvent être effectuées, dont les suivantes :

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

- une analyse de séparation flash;
- la détermination de la pression de saturation;
- la distillation du point d'ébullition réel;
- l'analyse des cires.

L'exploitant est invité à consulter l'annexe G du présent document lorsqu'il aborde l'analyse des échantillons de pétrole et de gaz. L'annexe G résume en effet les exigences en matière de composition et de propriétés physiques pour les analyses prises d'après l'article 11.07 du Oil and Gas Regulations of Alberta.

Les analyses des échantillons d'eau doivent être effectuées conformément à la **pratique recommandée 45 de l'API**.

Les résultats de toute analyse effectuée sur les échantillons de fluide prélevés dans les puits d'exploitation doivent être soumis à l'attention du délégué à l'exploitation.

### 9.4 Exigences en matière de production de rapports

Tous les renseignements relatifs à l'échantillonnage des fluides et les résultats des analyses doivent être soumis au délégué à l'exploitation dans les 60 jours suivant l'obtention des échantillons en question. L'exploitant est tenu d'informer l'Office par écrit de tout retard dans la communication des résultats.

Une liste résumant tous les échantillons de fluide prélevés à des fins d'analyse au cours d'une année civile doit être fournie dans le rapport de production annuel soumis pour le champ. Cette liste doit indiquer l'état des soumissions faites à l'Office concernant toute analyse des fluides entreprise.

Voir la section 2.1(4) du présent document en ce qui concerne les exigences pour les copies imprimées et numériques des rapports requis en ce qui concerne les analyses de fluides.

En outre, l'exploitant est prié de soumettre ces rapports, le cas échéant, sous forme numérique, dans un fichier Excel ou un fichier ASCII délimité par des espaces. Les CD ou les DVD sont les supports à utiliser pour la transmission des fichiers électroniques ou numériques à l'Office.

### Divulgaration des renseignements

Les renseignements ou les documents, y compris les échantillons, les données, les dossiers et les rapports soumis à l'Office conformément aux présentes lignes directrices, peuvent être divulgués à tout tiers intéressé conformément aux lois.

À des fins de divulgation, les renseignements soumis dans le cadre de ces lignes directrices sont classés en trois catégories distinctes :

(1) les renseignements obtenus en tant que résultat direct du forage d'un puits. Ces données ne sont pas privilégiées et peuvent être divulguées après l'expiration des périodes indiquées ci-dessous :

- pour un puits d'exploration, deux ans après la date de cessation du puits;
- pour un puits de délimitation, la plus tardive des deux dates suivantes : deux ans après la date de cessation du puits d'exploration pertinent, et 90 jours après la date de cessation du puits de délimitation;

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

- pour un puits d'exploitation, la plus tardive des deux dates suivantes : deux ans après la date de cessation du puits d'exploration concerné, et 60 jours après la date de cessation du puits d'exploitation.

La date de cessation (d'abandon) du puits est définie dans les lois de mise en œuvre comme étant la date « à laquelle le puits a été abandonné ou complété ou son exploitation suspendue conformément aux règlements applicables [...] ».

- la date de cessation des puits d'exploration et de délimitation correspond à la date d'abandon ou de suspension de l'exploitation du puits;
- la date de cessation d'un puits d'exploitation correspond à la date à laquelle l'exploitant complète initialement le puits conformément au programme de complétion du puits déposé auprès de l'Office. Cette date coïncide généralement avec la mise en production officielle du puits.

(2) les données obtenues à la suite de travaux géologiques ou géophysiques résultant d'un programme de forage. Ces données ne sont pas privilégiées et peuvent être divulguées à l'expiration d'un délai de cinq ans à compter de la date de complétion des travaux.

(3) toutes les autres données privilégiées qui n'entrent dans aucune des catégories ci-dessus. Ces données comprendraient tout renseignement obtenu à la suite d'une activité menée sur un puits après la date de cessation du puits en question. Cette catégorie s'applique directement aux puits d'exploitation et à l'ensemble des données obtenues après la date de cessation du puits, qui est la date à laquelle le puits est complété. Ces renseignements ne seront pas sciemment divulgués, sauf aux fins indiquées dans les lois, sans le consentement écrit de l'exploitant.

Une liste des renseignements typiquement soumis à l'appui des programmes de puits, de gisement et de champ et divisées en fonction des catégories ci-dessus est fournie à l'annexe H du présent document.

**Annexe A**

**Adresses pour la soumission de documents et de renseignements**

**L'ensemble des dossiers, des rapports et des échantillons physiques qu'exige l'Office doivent lui être envoyés à l'adresse suivante :**

Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers  
Centre de recherche géoscientifique (CRG)  
201, avenue Brownlow, bureau 27  
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)  
B3B 1W2

Personne-ressource : Mary Jean Verrall, superviseur au CRG  
Téléphone : 902-468-3994  
Télécopieur : 902-468-4584

**Tout échantillon physique destiné à la Commission géologique du Canada (CGC) doit être soumis à l'adresse suivante :**

Commission géologique du Canada (CGC)  
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources  
3303, 33<sup>rd</sup> Street NW  
Calgary (Alberta)  
T2L 2A7

Personne-ressource : Richard Fontaine – conservateur  
Téléphone : 403-292-7067



## Annexe B

### Normes et pratiques de référence

- API RP 13B-1, *Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluid*, 3<sup>e</sup> éd., 2005.
- API RP 13B-2, *Recommended Practice for Field Testing Oil-based Drilling Fluid*, 4<sup>e</sup> éd., 2005.
- API RP 31A, *Standard Form for Hardcopy Presentation of Downhole Well Log Data*, 1<sup>re</sup> éd., août 1997, confirmée par l'API en septembre 2004.
- API RP 40, *Recommended Practices for Core Analysis*, 2<sup>e</sup> éd., février 1998.
- API RP 44, *Sampling Petroleum Reservoir Fluids*, 2<sup>e</sup> éd., avril 2003
- API RP 45, *Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters*, 3<sup>e</sup> éd., , août 1998, confirmée par l'API en septembre 1998.
- API RP 66, *Recommended Digital Log Interchange Standard (DLIS), Version 2.00*, juin 1996.
- ERCB, Directive 034, *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*, 4<sup>e</sup> éd. (Unités SI) 1979.
- ERCB, Directive 040, *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*, décembre 2006.

## Annexe C

### Copies imprimées des diagraphies et des levés – Exigences en matière de production de rapports

Présentation : L'Office exige que l'exploitant soumette des copies imprimées de l'ensemble des diagraphies et des levés, conformément au format défini dans la **pratique recommandée 31A de l'API, *Standard Form for Hardcopy Presentation of Downhole Well Log Data*, 1<sup>re</sup> éd., août 1997** (confirmée par l'API en septembre 2004).

L'exploitant est invité à prendre note des renseignements suivants en ce qui concerne le respect de ces exigences.

- Le cas échéant, chaque diagraphie doit comprendre deux (2) présentations à l'échelle de profondeur : la « présentation standard d'une diagraphie de corrélation » à l'échelle 1:600 et la « présentation standard d'une diagraphie détaillée » à l'échelle 1:240.
- Le registre d'étalonnage fourni avec chaque diagraphie doit, dans la mesure du possible, inclure les résultats des vérifications d'étalonnage menées sur l'outil de diagraphie avant et après l'exécution d'une diagraphie.
- Les copies d'impression générées doivent contenir la ou les sections de répétition exécutées avant d'effectuer la passe principale.

Si une diagraphie de la profondeur verticale réelle est générée, elle doit être distinctes des diagraphies des profondeurs mesurées. À ce sujet, toutes les diagraphies représentant des données de profondeur verticale réelle doivent en porter la mention dans leur en-tête.

Copies : Impressions de type « champ » : une copie pour les puits d'exploration, de délimitation et d'exploitation.  
Impressions « finales » : deux copies pour les puits d'exploration, de délimitation et d'exploitation.

Lorsqu'une diagraphie n'a pas besoin d'être traitée davantage, l'exploitant peut la désigner comme « finale ». Dans de tels cas, il n'a besoin de se conformer qu'aux exigences relatives aux impressions « finales », comme il est indiqué ci-dessus. Dans le cas contraire, lorsqu'une diagraphie doit être traitée, l'exploitant doit soumettre des copies de type « champ », en prenant soin d'indiquer que les versions « finales » suivront. Toutes les impressions de diagraphie doivent porter une mention claire dans leur en-tête (soit « champ » ou « finale »). L'Office considérera les diagraphies exemptes de telles mentions comme des impressions de type « champ ».

Expédition : L'exploitant doit soumettre à l'Office les copies requises des impressions de diagraphies dès que possible après la conclusion des activités de diagraphie pour une section de trou donnée. Toutes les diagraphies soumises à l'Office doivent être accompagnées d'un bordereau de transmission.

Cas spécial : Lorsque l'Office doit fournir une réponse rapide, c'est-à-dire lorsqu'il est question de l'évaluation d'un puits ou lorsque l'Office doit approuver la suspension ou l'abandon d'un puits, l'exploitant peut être tenu de fournir des diagraphies par télécopieur, par courriel ou par tout autre moyen accepté avant de soumettre les copies imprimées.

## Annexe D

### Copies numériques des diagraphies et des levés – Exigences en matière de production de rapports

Présentation : Les éléments suivants représentent l'ordre de préférence quant au format et au support dans lesquels les données numériques concernant les diagraphies ou les levés peuvent être soumis. Au moment de soumettre des données géophysiques (c.-à-d. des profils sismiques verticaux, des sismo-sondages, etc.), l'Office demande que l'approche (b) ci-dessous soit observée :

- (a) En tant qu'ensemble de données complet, soumis conformément à la pratique recommandée 66 de l'API, *Recommended Digital Log Interchange Standard (DLIS)*, version 2.00. Les données doivent être soumises sur un seul support, de préférence un CD ou un DVD.
- (b) En tant que sous-ensemble de l'ensemble des données, représentant les courbes optiques présentées sur les impressions « finales ». Ces données doivent être soumises de préférence conformément au format LAS 3.0 ou LAS 2.0 de la Canadian Well Logging Society. Le support de présentation est le CD ou le DVD.
- (c) Les données récapitulatives de l'en-tête testeur dynamique modulaire de formation et les levés de déviation doivent être soumises en format ASCII sur CD ou DVD.
- (d) Tout autre moyen convenu ou demandé par l'Office.

**Remarque :** Les données de diagraphie numériques doivent représenter la profondeur mesurée telle qu'elle a été enregistrée et correspondre aux copies « finales » soumises à l'Office. Voir les exigences relatives aux notions de profondeur à la section 6.2(b)(vi) pour les diagraphies effectuées en cours de forage et les diagraphies menées par tubage.

Copies : Une copie numérique des données doit être soumise à l'Office dans le format et sur le support prescrits ci-dessus. L'exploitant doit s'assurer que toutes les données numériques sont validées sur le plan de l'exactitude et de l'exhaustivité avant de les soumettre à l'Office.

Expédition : À moins qu'il n'en soit convenu autrement, l'exploitant est responsable de la livraison des données numériques à l'Office dans les meilleurs délais et par les moyens appropriés après l'achèvement des travaux de diagraphie pour une section de trou donnée.

Cas spécial : Lorsque l'Office doit fournir une réponse rapide, l'exploitant peut avoir à fournir des données numériques par courrier électronique, un site hébergeant un protocole de transfert de fichiers ou par tout autre moyen convenu.

## **Annexe E**

### **Lignes directrices pour les essais d'écoulement – Période d'écoulement principale dans les puits d'exploration et de délimitation**

L'exploitant est invité à suivre les lignes directrices opérationnelles suivantes lors de la période principale d'un essai d'écoulement de formation dans un puits d'exploration ou de délimitation. Ces directives sont destinées à simplifier cette phase et à limiter la complexité et l'incertitude souvent associées à l'analyse des données de pression pour le comportement d'écoulement et les propriétés d'écoulement in situ. Les directives fournies se limitent aux considérations liées à l'obtention d'un soutirage compatible avec un écoulement stabilisé.

#### **Considérations relatives au soutirage**

En établissant le soutirage souhaité, l'exploitant doit :

- (a) limiter les chocs de pression et les fluctuations de pression inutiles par un ajustement progressif des duses de surface pour acquérir le soutirage côté sable;
- (b) s'assurer que le soutirage côté sable est suffisant pour permettre une résolution adéquate de la réponse pression-temps des jauges en fond de trou;
- (c) pour les réservoirs de pétrole sous-saturés, essayer, dans la mesure du possible, de limiter le soutirage de manière à ce que la pression d'écoulement côté sable soit maintenue au-dessus de la pression du point de bulle;
- (d) éviter d'induire un soutirage supérieur à celui induit pendant la période de nettoyage;
- (e) s'assurer que la pression en tête de puits et la pression du séparateur peuvent être maintenues dans des conditions d'écoulement critiques;
- (f) maintenir les duses au réglage fixe de la duse calibrée une fois que le débit souhaité est obtenu.

#### **Considérations relatives au débit**

En établissant le débit souhaité, l'exploitant doit :

- (a) éviter l'entraînement de gaz ou de liquide en limitant le débit de pétrole en fonction du temps de rétention approprié à la capacité de l'équipement du séparateur;
- (b) assurer une mesure précise du débit en comparant les débits mesurés à partir du séparateur aux mesures du volume du réservoir, et en corrigeant les débits mesurés à l'aide d'un facteur d'ajustement du compteur;
- (c) maintenir un débit stabilisé pendant au moins quatre heures avant la fermeture ou avant un changement sur le plan des duses.

## Annexe F

### Procédure de relevé de la pression des gisements pour corriger la pression selon la profondeur de référence

Lorsque cela est nécessaire, l'exploitant doit utiliser l'équation suivante pour corriger la pression aux différentes profondeurs d'exécution du levé en fonction de la profondeur de référence :

$$P_d = P_r + Gr_f(D_d - D_r)$$

#### Légende

$P_d$	pression manométrique à la profondeur de référence (en kPa au manomètre)
$P_r$	pression manométrique à la profondeur d'exécution du levé (en kPa au manomètre)
$Gr_f$	gradient de fluide dans le puits, en kPa/m
$D_d$	profondeur de référence, en mètres
$D_r$	profondeur d'exécution du levé, en mètres

L'utilisation de l'équation ci-dessus est requise dans les conditions suivantes :

- la distance séparant la profondeur d'exécution du levé et la profondeur de référence est relativement faible;
- du pétrole est présent dans le puits de forage jusqu'à une profondeur égale ou inférieure à la profondeur d'exécution du levé;
- le gradient de la colonne du puits est le même que celui du réservoir, c'est-à-dire que la pression d'écoulement pour l'intervalle n'est pas tombée en dessous de la pression du point de bulle pour le pétrole du réservoir ou de la pression du point de rosée pour le gaz du réservoir.

Lorsque le gradient de fluide dans le puits de forage est différent du gradient de fluide du réservoir, la procédure d'extrapolation en deux étapes suivante est nécessaire :

- en utilisant le gradient du puits tel qu'il est obtenu à partir d'un relevé de gradient statique, calculer la pression au point médian de l'intervalle de production si l'épaisseur de l'intervalle est faible, ou au sommet ou à la base de l'intervalle si l'épaisseur est plutôt importante;

- 2) en utilisant le gradient du réservoir, extrapoler la pression calculée ci-dessus à la profondeur de référence, en tenant compte de toute interface connue derrière le tubage.

### Annexe G

#### Exigences en matière d'analyse des fluides

Les exigences suivantes en matière d'analyse des fluides ont été extraites de l'article T11.070T de l'*Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta – AR151/71*.

##### Pétrole

- la densité en kilogrammes par mètre cube à 15 °C de pétrole sans eau et sans sédiments;
- la teneur en soufre du pétrole sans eau et sans sédiments, en pourcentage en poids;
- la viscosité Saybolt universelle (en mPa.s) d'un pétrole sans eau et sans sédiments à 20 °C et à 40 °C;
- la fraction molaire, la fraction massique et la fraction volumique liquide de l'azote, du dioxyde de carbone, du sulfure d'hydrogène, du méthane, de l'éthane, du propane, de l'isobutane, du butane normal, de l'isopentane, du pentane normal et de l'hexane.

##### Gaz

- la densité en kilogrammes par mètre cube aux conditions normales;
- le pouvoir calorifique supérieur pour les gaz exempts d'humidité et de gaz acides dans des conditions normales;
- la pression et la température pseudocritiques, calculées lors de l'échantillonnage en kPa et degré kelvin;
- la composition gazeuse :
  - moles par mole de méthane, d'éthane, de propane, d'isobutane, de butane normal, d'isopentane, de pentane normal, d'hexane, d'heptane plus, d'azote, d'hélium, de dioxyde de carbone et d'hydrogène sulfuré;
  - moles par mole converties en litres par milliers de mètres cubes de propane, d'isobutane, de butane normal, d'isopentane, de pentane normal, d'hexane et des fractions d'heptane plus.

##### Condensat

- la densité en kilogrammes par mètre cube aux conditions normales du condensat exempt d'eau et de sédiments;
- la fraction molaire et la composition liquide en moles par mole d'azote, de dioxyde de carbone, d'hydrogène sulfuré, de méthane, d'éthane, de propane, d'isobutane, de butane normal, d'isopentane, de pentane normal, d'hexane et des fractions heptane plus;
- le poids moléculaire en grammes par mole des fractions heptanes plus.

##### Gaz et condensats combinés

- la densité en kilogrammes par mètre cube, mesurée ou calculée à partir de l'analyse recombinaisonnée;
- la pression et la température pseudocritiques calculées à partir de l'analyse recombinaisonnée;
- le rapport liquide/gaz exprimé en mètres cubes par mètre cube;
- la fraction molaire et la composition gazeuse en moles par mole d'azote, d'hélium, de dioxyde de carbone, d'hydrogène sulfuré, de méthane, d'éthane, de propane, d'isobutane, de butane normal, d'isopentane, de pentane normal, d'hexane et des fractions heptane plus;
- le poids moléculaire et la densité en kilogrammes par mètre cube des hydrocarbures liquides;
- le poids moléculaire en grammes par mole des fractions heptanes plus.

**Eau**

- la teneur en solides en kilogrammes par mètre cube et le pourcentage calculé de solides de chlorure, de bromure, d'iodure, de carbonate, de bicarbonate, d'hydroxyde, de sulfate, de calcium, de magnésium, de sodium et de solides totaux;
- la teneur totale en solides par évaporation à 110 °C, 180 °C et à l'allumage;
- la densité en kilogrammes par mètre cube aux conditions normales;
- le pH et résistivité en ohm-mètre à 25 °C;
- le sulfure d'hydrogène en grammes par mètre cube; l'indice de réfraction à 25 °C.

## Annexe H

### Classification des renseignements

Les renseignements suivants sont typiques des données qui peuvent découler des programmes d'évaluation des puits. La liste des données ci-dessous ne se veut pas exhaustive.

(1) Les données suivantes résultent directement du forage d'un puits. Ces données ne sont pas privilégiées et peuvent être divulguées après l'expiration de la période de confidentialité du puits :

- les déblais de forage;
- les carottes classiques et les carottes latérales;
- des échantillons de fluide de puits;
- le ou les formulaire(s) de rapport sur les boues de forage;
- les mesures de déviation;
- les registres du détecteur de gaz ou les diagraphies de boue;
- les déterminations d'âge (par la méthode K-Ar, entre autres);
- les enregistrements photographiques des carottes sous lumière naturelle et ultra-violette;
- les données techniques résultant de l'analyse des carottes et des déblais, y compris les analyses courantes et les analyses spéciales des carottes;
- les diagraphies en trous ouverts et toutes les diagraphies en puits tubé effectuées avant la date de cessation du puits;
- les détails et les résultats des essais d'écoulement de formation;
- l'analyse du pétrole, du gaz et de l'eau à partir de essais d'écoulement de formation;
- les détails et les résultats des essais de production ou d'injection effectués sur des couches ou des gisements dans un champ conformément au programme de complétion initial du puits;
- toute analyse de pétrole, de gaz et d'eau résultant du programme de complétion initial du puits; le rapport sur l'historique du puits.

(2) Les données suivantes résultent de travaux géologiques ou géophysiques. Ces données ne sont pas privilégiées et peuvent être divulguées à l'expiration d'un délai de cinq ans suivant la date d'achèvement des travaux :

- les sismogrammes synthétiques;
- les sismo-sondages;
- les profils sismiques verticaux;
- les rapports pétrologiques;
- les rapports paléontologiques;
- les rapports palynologiques;
- les rapports géochimiques;
- les diagraphies nécessitant un traitement secondaire.

(3) Les données suivantes représentent des renseignements provenant de puits d'exploitation obtenus à la suite d'activités menées après la date de cessation du puits. Ces données ne seront pas sciemment divulguées, sauf aux fins indiquées dans les lois, sans le consentement écrit de l'exploitant;

- les diagraphies en puits tubés;
- les détails et les résultats de tout essai d'écoulement de formation concernant les essais de production ou d'injection effectués sur des couches ou des gisements dans un champ;
- les détails et les résultats des essais d'écoulement de formation concernant l'évaluation des horizons secondaires dans un champ;



## **Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données**

---

- toute analyse de pétrole, de gaz et d'eau résultant de la surveillance des puits, des gisements et des champs;
- les relevés annuels de la pression des gisements d'un champ;
- les analyses annuelles de la composition des fluides pour un gisement dans un champ.

## Annexe I

### Rapports sur l'historique des puits – Exigences en matière de production de rapport liées aux programmes d'évaluation

Les rapports sur l'historique des puits constituent une exigence de l'article 89 du *Règlement*. Les exigences en matière de production de rapports propres aux évaluations de puits ont été définies dans les directives fournies dans le présent document; elles ont été regroupées dans cette annexe à l'appui des rapports sur l'historique des puits. Lorsque des rapports secondaires sont produits, soit par l'exploitant, soit par des tiers, à la suite de l'analyse des données sur les puits et qu'ils sont pertinents aux renseignements exigés par le rapport sur l'historique du puits, ces rapports doivent être soumis à l'Office avec une lettre d'accompagnement.

Voici les exigences relatives aux copies à soumettre pour le rapport sur l'historique du puits ou de tout rapport secondaire connexe :

- deux copies imprimées et une copie numérique sous forme de fichier PDF consultable, soumise sur les supports prescrits dans le présent document, du rapport sur l'historique du puits ou de tout rapport secondaire pertinent aux programmes d'évaluation menés à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits;
- une copie des données numériques relatives aux carottes, aux diagraphies, aux levés et aux analyses effectuées, soumise dans le format et sur le support prescrits dans les présentes lignes directrices à l'appui d'un programme d'acquisition des données relatives au puits.

L'exploitant doit consigner ces données sur CD, DVD ou clé USB.

En soumettant les renseignements relatifs aux programmes d'évaluation des puits, l'exploitant est prié de respecter le format suivant :

#### **Géologie (puits d'exploration, de délimitation et d'exploitation)**

##### **i) Déblais de forage**

Il convient d'indiquer la fréquence d'échantillonnage prescrite et les intervalles pendant lesquels les échantillons n'ont pas été obtenus. La distribution des échantillons et l'emplacement des séries de déblais doivent être indiqués.

##### **ii) Carottes**

Pour les carottes classiques : un tableau indiquant le numéro de la carotte, l'intervalle et la quantité récupérée. Le lieu de stockage des carottes classiques doit aussi être indiqué.

Pour les carottes latérales : un tableau indiquant, pour chaque carottage, les profondeurs échantillonnées et les résultats obtenus (p. ex. récupération, ratés). Le cas échéant, il convient d'indiquer le type d'analyses effectuées sur chaque échantillon et de préciser si l'échantillon a été mis à l'essai jusqu'à sa destruction ou non. Il faut indiquer l'endroit où sera entreposée toute carotte latérale restante.

Tous les rapports d'analyse (courante ou spéciale) de carottes distincts, y compris les rapports de photographies de carottes liées aux échantillons recueillis, doivent être fournis une fois terminés.

### iii) Lithologie

Une description lithologique de l'ensemble des déblais et des carottes (y compris les carottes latérales et classiques) doit être incluse; la profondeur, y compris une description de tout signe visuel d'hydrocarbures observé sous une lumière conventionnelle ou fluorescente, doit être y être précisée.

### iii) Colonne stratigraphique\*

Un tableau sommaire des formations ou des unités biostratigraphiques doit être fourni avec le nom, l'âge, la lithologie, la paléontologie, la profondeur, l'élévation sous-marine et l'épaisseur de chaque unité stratigraphique pénétrée.

### iv) Données biostratigraphiques\*

Il faut inclure un tableau résumant les données biostratigraphiques (palynologie, micropaléontologie) en référence aux pics lithostratigraphiques du puits.

\*Tout rapport pétrographique, biostratigraphique ou géochimique distinct produit en rapport avec les échantillons recueillis doit être fourni dès l'achèvement des travaux. Si aucun rapport de ce type n'est produit, une déclaration à cet effet doit être incluse.

## Évaluation des puits (puits d'exploration, de délimitation et d'exploitation)

### i) Mesures de déviation

Il faut inclure une vue en plan montrant l'emplacement du trou de forage par rapport à la tête de puits pour tout puits qui a dévié de plus de 10 degrés de la verticale sur une partie quelconque du trou. Les coordonnées du fond du puits par rapport à l'emplacement de la surface doivent être fournies pour tous les puits.

### ii) Formulaire de rapport sur les diagraphies de boue et les fluides de forage

Les éléments suivants doivent être inclus dans ce formulaire :

- les enregistrements d'un détecteur de gaz et les diagraphies de boue;
- les enregistrements concernant le circuit du fluide de forage pour chaque phase du trou (voir le formulaire de rapport sur les boues de forage, section 3.0 du présent document).

### iii) Levés et sondages en fond de puits

Il faut fournir une liste ou un tableau indiquant l'ensemble des diagraphies ou des levés effectués dans le puits, en précisant la date, le numéro d'exécution, le type, l'intervalle et l'entreprise de services. Les copies imprimées des diagraphies « finales » qui n'ont pas été soumises précédemment doivent être soumises à ce moment-là.

Lorsque des levés géophysiques sont effectués, les renseignements suivants doivent être inclus dans le rapport sur l'historique du puits :

- le rapport final des sismo-sondages (profils sismiques verticaux ), y compris :
  - les paramètres d'enregistrement;
  - le résumé des données de champ, corrigées au besoin;
  - le rapport temps/profondeur;
  - les diagraphies soniques étalonnées;

## **Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données**

---

- les diagrapies sismiques du puits corrigées;
- le ou les sismogrammes synthétiques affichés pour correspondre aux données sismiques les plus récentes de l'exploitant à proximité du puits.
- les rapports définitifs associés aux profils sismiques verticaux, y compris :
  - les affichages des ondes descendantes et montantes, avant et après traitement, affichés à la même échelle que les données sismiques de l'exploitant à proximité du puits;
  - une description de la séquence de traitement appliquée aux données;
  - tout diagramme composite produit.

### **iv) Dossiers de complétion et stimulation des formations (le cas échéant)**

Les éléments suivants doivent être inclus dans ce formulaire :

- une copie de la fiche de complétion des puits d'exploitation indiquant l'intervalle perforé et, sous forme de schéma, l'équipement installé sur le puits lorsqu'il a une incidence directe sur la production ou l'évaluation du puits,
- une copie de tout rapport concernant la stimulation du puits, y compris la date de la stimulation, les intervalles, la méthode, l'entrepreneur, les stimulants utilisés, leurs quantités et les résultats.

### **v) Résultats des essais d'écoulement de formation**

Un résumé des résultats et des rapports associés à chaque essai d'écoulement de formation effectué ou à chaque essai initial de production ou d'injection effectué doit être inclus. La date, le numéro de l'essai et l'intervalle mis à l'essai doivent être indiqués. La méthode d'obtention des pressions et les résultats doivent être présentés en indiquant le taux de production de pétrole, de gaz et d'eau, la densité du pétrole et du gaz dans des conditions normales, la salinité de l'eau en équivalent NaCl ainsi que la température et la pression de la formation.

En outre, l'exploitant est tenu de soumettre, conformément aux exigences relatives au rapport sur l'historique du puits, des copies des documents suivants :

- les rapports soumis à l'exploitant par les entreprises de services et les consultants pertinents pour la conduite de l'essai réalisé,
- les rapports d'analyse des fluides des échantillons de pétrole ou de condensat, de gaz et d'eau prélevés soit à partir d'une diagrapie par câble, soit à la suite d'un essai d'écoulement de formation ou d'un essai initial de production ou d'injection.

### **Annexes au rapport sur l'historique du puits**

Les annexes peuvent être utilisées pour donner des détails sur les sujets ci-dessous, si ceux-ci n'ont pas été fournis ailleurs dans le rapport.

- i) les rapports pétrologiques;\*
- ii) les rapports paléontologiques;\*
- iii) les rapports palynologiques;\*
- iv) les rapports géochimiques;\*
- v) la détermination de l'âge (par la méthode K/Ar, entre autres.);
- vi) les données d'ingénierie des réservoirs sur les carottes et les déblais, y compris les données et les résultats de toutes les études d'analyse courantes et spéciales;
- vii) les enregistrements photographiques des carottes sous lumière naturelle et ultra-violette;
- viii) le rapport de diagrapies de boue;
- ix) le formulaire de rapport des fluides de forage;

## Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données

---

- x) les mesures de déviation;
- xi) les diagraphies nécessitant un traitement secondaire;
- xii) les détails des essais d'écoulement de formation ou des essais de production initiale ou d'injection;
- xiii) les analyses de pétrole, de gaz et d'eau.
- xiv) les données sur la complétion, comme les enregistrements de tubage et de stimulation;
- xv) les dossiers composites sur le puits;
- xvi) le plan final des levés.

\*En vertu de la *Loi*, ces renseignements seront maintenus confidentiels pendant cinq ans.