

Acquisition de données

Lignes directrices

Date de publication : 28 octobre 2024

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

C-TNLOHE
240, chemin Waterford Bridge, bureau 7100
Tower Corporate Campus – West Campus Hall
St. John's (T.-N.-L.) A1E 1E2
Tél. : 709 778-1400
Téléc. : 709 778-1473

OCNEHE
201, avenue Brownlow, bureau 27
Dartmouth (N.-É.) B3B 1W2
Tél. : 902 422-5588
Téléc. : 902 422-1799

ISBN : 978-1-77865-014-7

Résumé des changements		
Date de révision	Sections (le cas échéant)	Description du changement
28 octobre 2024		On a mis à jour les lignes directrices afin de refléter la terminologie, la formulation et les exigences du <i>Règlement-cadre</i> , on a éliminé le chevauchement avec les Lignes directrices du cadre, et l'on a limité leur contenu au programme d'acquisition des données relatives au puits (PADRP) et au plan d'acquisition des données relatives au champ (PADC) (lesquels ont été combinés en un document commun aux deux organismes de réglementation), modifié la taille de l'échantillon de déblais pour les puits d'exploration et de délimitation, et mis à jour les exigences en matière de soumission pour les déblais.

Avant-propos

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et l'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) (les *organismes de réglementation*) ont publié les présentes lignes directrices afin d'aider les exploitants à présenter les plans d'acquisition de données qui nécessitent l'approbation de l'*organisme de réglementation* en vertu des articles 13 et 18 du *Règlement-cadre*. Elles fournissent également de l'orientation relativement à la présentation de résultats, de données et de schémas en vertu de l'article 191 du *Règlement-cadre*.

Les lignes directrices sont conçues pour aider les personnes ayant des responsabilités prévues par la loi (exploitants, employeurs, employés, superviseurs, fournisseurs de services, fournisseurs de biens, etc.) en vertu des lois de mise en œuvre et des règlements. Elles permettent de comprendre les moyens de répondre aux exigences réglementaires. Dans certains cas, les buts, objectifs et exigences de la législation sont tels qu'aucune orientation n'est nécessaire. Dans d'autres cas, les lignes directrices indiqueront comment assurer la conformité réglementaire.

Le pouvoir de publier des lignes directrices et des notes d'interprétation à l'égard de la législation est décrit aux articles 151.1 et 205.067 de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador*, L.C. 1987, ch. 3 (LMOAACTNL), aux articles 147 et 201.64 de la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*, RSNL 1990, ch. C-2, au paragraphe 156(1) et à l'article 210.068 de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, L.C. 1988, ch. 28 (LMOACNEHE), et à l'article 148 et au paragraphe 202BQ(1) de la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*. Les lois de mise en œuvre stipulent également que les lignes directrices et les notes d'interprétation ne sont pas réputées constituer des textes réglementaires.

Ces lois sont désignées en tant que « *lois de mise en œuvre* » dans les présentes lignes directrices. Les références à la LMOAACTNL, à la LMOACNEHE ou aux règlements dans les présentes lignes directrices renvoient aux versions fédérales des *lois de mise en œuvre* et aux règlements connexes.

TABLE DES MATIÈRES

1.0	ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS	6
2.0	DÉFINITIONS	7
3.0	OBJECTIF ET PORTÉE	8
4.0	PROGRAMMES D'ACQUISITION DE DONNÉES RELATIVES AU PUIT	8
4.1	Diagraphies de boues de forage et de déblais de forage	10
4.1.1	Échantillonnage des déblais de forage	10
4.1.2	Assouplissement des exigences en matière d'échantillonnage	11
4.2	Carottes classiques et latérales	12
4.2.1	Carottes classiques	12
4.2.2	Carottes latérales	13
4.3	Diagraphies et levés	14
4.3.1	Relevé de pression et de profondeur	16
4.3.2	Échantillonnage de fluide	17
4.3.3	Diagraphies en trou ouvert	18
4.3.4	Diagraphies en puits tubé	19
4.3.4.1.	Diagraphies d'évaluation du ciment	19
4.3.4.2.	Diagraphies de production	21
4.3.5	Diagraphies facultatives ou occasionnelles	21
4.3.6	Levés géophysiques dans un puits	21
4.4	Essais d'écoulement de formation	22
5.0	PROGRAMMES D'ACQUISITION DE DONNÉES RELATIVES AU CHAMP	22
5.1	Diagraphies de boues de forage et de déblais de forage	23
5.2	Carottes classiques ou latérales	23
5.2.1	Carottes classiques	24
5.2.2	Carottes latérales	25
5.3	Diagraphies et levés	25
5.3.1	Diagraphies en trou ouvert	25
5.3.2	Diagraphies en puits tubé	26
5.3.2.1.	Diagraphies de production	26
5.3.2.2.	Diagraphies de saturation	27
5.3.2.3.	Diagraphies d'évaluation du ciment	28
5.3.3	Levés géophysiques dans un puits	29
5.4	Essais d'écoulement de formation	29
5.5	Échantillonnage et analyse des fluides	30
5.5.1	Échantillonnage à la complétion du puits	30
5.5.2	Échantillonnage annuel	31
5.5.2.1.	Échantillonnage des courants de fluides regroupés et à usage final	32
5.5.3	Échantillonnage de l'eau produite d'un puits	32
5.6	Mesures de la pression des gisements	33
5.6.1	Pression du gisement d'un puits à la complétion de ce dernier	33
5.6.2	Relevé annuel de la pression du gisement	34
5.6.3	Pratiques recommandées pour les manomètres	35
5.6.4	Complétion initiale ou reconditionnement d'un puits	35
6.0	ÉCARTS PAR RAPPORT AUX PROGRAMMES D'ACQUISITION DE DONNÉES	36
7.0	SOUMISSION D'ÉCHANTILLONS ET DE DONNÉES	37
7.1	Soumission d'échantillons physiques	37
7.1.1	Soumission d'échantillons de déblais de forage	37
7.1.2	Soumission d'échantillons de fluides	38
7.1.3	Soumission de carottes classiques	38
7.1.3.1.	Soumission de tranches de carottes prises dans le sens longitudinal	38
7.1.3.2.	Soumission de bouchons de carottes classiques	40

7.1.4	Soumission de carottes latérales	40
7.2	Présentation des résultats, des données, des analyses et des schémas	41
7.2.1	Données de diagraphies et de levés	41
7.2.1.1.	Données électroniques	41
7.2.1.2.	Données numériques	43
7.2.1.3.	Relevés de pression et de profondeur	44
7.2.2	Analyse des carottes	45
7.2.2.1.	Analyse courante des carottes	45
7.2.2.2.	Analyse spéciale des carottes	46
7.2.2.3.	Données numériques	47
7.2.3	Analyse d'échantillons de fluides	47
8.0	ÉLIMINATION DES ÉCHANTILLONS, DES DÉBLAIS, DES CAROTTES OU DES DONNÉES	50
9.0	BIBLIOGRAPHIE	51

1.0 Acronymes et abréviations

AFP	Approbation de forer un puits
AMEP	Approbation de modifier l'état d'un puits
API	American Petroleum Institute
ASC	Analyse spéciale des carottes
ASCII	Code américain normalisé pour l'échange d'information (format standard de codage des données)
BBE	Boue à base d'eau
BBH	Boue à base d'huile
BBPS	Boue à base de produit synthétique
BOP	Bloc obturateur de puits
CER	Centre d'entreposage et de recherche du C-TNLOHE
CGC	Commission géologique du Canada
C-TNLOHE	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
DCF	Diagraphie en cours de forage
LAS	Log ASCII standard (norme numérique pour les diagraphies élaborée par la Canadian Well Logging Society)
LMOAACTNL¹	<i>Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador</i>
LMOACNEHE²	<i>Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers</i>
N.-É.	Nouvelle-Écosse
OCNEHE	Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
PADC	Programme d'acquisition de données relatives au champ

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

² Les références à la LMOACNEHE dans les présentes lignes directrices renvoient à la version fédérale de la *Loi de mise en œuvre*.

PADRP	Programme d'acquisition de données relatives au puits
PDF	Format de document portable (format de fichier créé par Adobe)
PM	Profondeur mesurée
PSV	Profil sismique vertical
PT	Profondeur totale
PVR	Profondeur verticale réelle
SEG-Y	Format de fichier élaboré par la Society of Exploration Geophysicists pour le stockage de données géophysiques
SFTP	Secure File Transfer Protocol
T.-N.-L.	Terre-Neuve-et-Labrador
TMD	Transport de marchandises dangereuses
UMFM	Unité mobile de forage en mer

2.0 Définitions

Les termes comme « autorisation », « puits de délimitation », « puits d'exploitation », « puits d'exploration », « champ », « gaz », « pétrole », « exploitant », « gisement » et « puits » mentionnés dans les présentes lignes directrices ont la même signification que dans les *lois de mise en œuvre*.³

Se reporter également aux termes définis dans le *Règlement-cadre*, comme « installation » et « ouvrage de production ».

Les termes suivants sont en majuscules et en italique lorsqu'ils sont utilisés dans les présentes lignes directrices. Les définitions suivantes s'appliquent.

<i>Lois de mise en œuvre</i>	<i>Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act, Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve et Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act.</i>
-------------------------------------	--

³ LMOAACTNL 2, 119 et 135 et LMOACNEHE 2, 122 et 138

Organisme de réglementation	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers ou Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, selon le cas.
Plan de mise en valeur	« Plan de mise en valeur » au sens de l'article 2 de la <i>Loi de mise en œuvre</i> . Les exigences sont énoncées à l'article 139 de la <i>Loi de mise en œuvre</i> .
Règlement-cadre	<i>Règlement-cadre sur les opérations relatives aux hydrocarbures dans la zone extracôtière Canada — Terre-Neuve-et-Labrador</i> , DORS/2024-25, et <i>Règlement-cadre sur les opérations relatives aux hydrocarbures dans la zone extracôtière Canada — Nouvelle-Écosse</i> , DORS/2024-26.
Règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière	Pratiques, méthodes, normes et procédures généralement acceptées et appliquées par un personnel prudent, diligent, qualifié et expérimenté dans le cadre des activités d'exploration pétrolière, de mise en valeur et de production.

3.0 Objectif et portée

L'objectif des présentes lignes directrices est d'aider les exploitants à soumettre les PADC et les PADRP qui nécessitent l'approbation de l'*organisme de réglementation* en vertu des articles 13 et 18 du *Règlement-cadre*, respectivement. Elles fournissent également de l'orientation relativement à la présentation de résultats, de données et de schémas en lien avec les programmes d'acquisition de données susmentionnés en vertu de l'article 191 du *Règlement-cadre*.

L'*organisme de réglementation* reconnaît les défis supplémentaires que posent le forage de puits sauvages, le forage dans de nouvelles zones d'exploration (par exemple, dans de nouveaux bassins) ou le forage en eaux profondes. L'*organisme de réglementation* 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. Il faut par ailleurs démontrer l'adéquation de toute nouvelle technologie par rapport aux outils existants.

4.0 Programmes d'acquisition de données relatives au puits

En vertu des articles 17 et 18 du *Règlement-cadre*, dans le cas d'un programme de forage, l'exploitant doit soumettre un PADRP à l'appui de sa demande d'approbation du puits (par exemple, une approbation de forer un puits [AFP]). Le PADRP doit contenir les détails du programme d'évaluation proposé, dans la mesure où ces détails sont disponibles avant le début du forage. La délivrance de l'approbation du puits dépendra de la question de savoir si le programme proposé prévoit ou non une évaluation complète du puits, conformément à l'article 62 du *Règlement-cadre*. Au cours du processus d'approbation,

l'organisme de réglementation peut demander à rencontrer l'exploitant pour discuter du PADRP. Lorsque l'exploitant est conscient de l'existence de circonstances exceptionnelles ou particulières qui l'obligeraient à déroger aux exigences réglementaires, il doit en informer par écrit *l'organisme de réglementation* et en discuter lors d'une réunion préalable à l'approbation avec le personnel dudit organisme.

Pour les puits qui font partie d'un projet de production (c.-à-d. les puits d'exploitation), l'exploitant est tenu de soumettre un PADR à l'appui de sa demande d'autorisation soumise en vertu des articles 8 et 13 du *Règlement-cadre*. Les AFP pour les puits d'exploitation doivent renvoyer aux détails figurant dans le PADR soumis. Les PADRP pour les puits d'exploitation doivent inclure tous les ajouts ou les écarts précis par rapport au PADR approuvé.

Les PADRP doivent prévoir une évaluation complète des puits, en fonction de la catégorie de puits qui seront forés. D'une manière générale, les critères d'évaluation de l'acceptabilité d'un PADRP sont liés à la catégorie d'un puits. Il convient de noter ce qui suit à cet égard.

- Les programmes pour les puits d'exploration doivent :
 - Fournir une évaluation de base de tous les intervalles;
 - Concentrer l'évaluation sur les intervalles où des hydrocarbures ont été découverts afin de garantir l'établissement d'une base appropriée pour l'évaluation de toute découverte potentielle.
- Les programmes pour les puits de délimitation doivent tenter de lever l'incertitude concernant les intervalles importants contenant des hydrocarbures et d'autres intervalles pertinents, afin de permettre l'évaluation du potentiel de mise en valeur du champ.
- Les programmes pour les puits d'exploitation doivent :
 - Tenter de lever l'incertitude qui subsiste 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 soit proportionnel au potentiel de mise en valeur des intervalles découverts.

Conformément au paragraphe 61(1) du *Règlement-cadre*, l'exploitant doit mettre en œuvre le PADRP conformément aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière*.

Si une partie du PADRP ne peut pas être mise en œuvre, se reporter à la section 6.0 des présentes lignes directrices.

Les sections suivantes fournissent de l'orientation relativement aux domaines d'évaluation dans le cadre d'un PADRP.

4.1 Diagraphies de boues de forage et de déblais de forage

L'exploitant doit fournir un résumé de haut niveau du programme de diagraphie de boues de forage et de déblais de forage dans le PADRP, y compris :

- Une surveillance continue des paramètres de surface, du système lié aux fluides de forage et de sa teneur en gaz, ainsi que la production de rapports à ce sujet;
- La fréquence de collecte des déblais de forage si elle varie d'une section du puits à l'autre;
- Les pratiques d'analyse des déblais de forage et de production de rapports, etc.

Se reporter aux exigences relatives aux fluides de forage et aux orientations connexes qui sont présentées à l'article 163 du *Règlement-cadre*. Pour connaître les attentes en matière de rapports, se reporter aux exigences et aux orientations connexes présentées à l'article 197 du *Règlement-cadre*.

4.1.1 Échantillonnage des déblais de forage

Il faut commencer l'échantillonnage des déblais de forage à la base du tubage de surface et prélever les échantillons à des intervalles de 5 m jusqu'à la profondeur totale (PT) du puits. L'*organisme de réglementation* peut assouplir ces exigences à la demande de l'exploitant. Voir le tableau 1.

Tableau 1 : Échantillonnage des déblais de forage

Objectif	Type d'échantillon/préparation	Fréquence	Destination/commentaires
Analyses lithologiques	Deux échantillons de déblais de forage secs et lavés 1 flacon de 25 ml 1 flacon de 15 ml	5 m	Flacons de 25 ml pour le CER ou l'OCNEHE Flacons de 15 ml pour le C-TNLOHE ou l'OCNEHE a/s de la CGC
Analyses micropaléontologiques, palynologiques et des nanofossiles ou autres analyses nécessaires	Un échantillon de déblais secs et non lavés 1000 g dans un sac en tissu doublé de plastique (si un fluide de forage autre que de la BBE est utilisé, veiller à	5 m	CER ou OCNEHE

	ce que les échantillons soient complètement secs avant l'expédition)		
Analyse géochimique	Un échantillon de déblais non lavés 500 g dans un contenant en plastique (par exemple, contenants IsoJar) avec de l'eau, un espace d'air de 1 cm et 4 gouttes de bactéricide	10 m	CER ou OCNEHE
Analyse de fluides	Un échantillon de fluide Échantillon de 1 L au minimum dans un contenant en plastique de 1 L. Nécessaire uniquement en cas d'utilisation d'un fluide de forage autre que de la boue à base d'eau (BBE) et doit être recueilli immédiatement après avoir atteint la PT et avant la diagraphie.	Un par section du puits	CER ou OCNEHE

Lorsque le puits a été foré avec de la boue à base d'huile (BBH)/boue à base de produit synthétique (BBPS), tous les déblais de forage non lavés doivent être prélevés avant d'être soumis à l'OCNEHE afin d'éliminer la majeure partie du fluide de forage, tout en endommageant le moins possible les échantillons. Le C-TNLOHE n'exige pas, à l'heure actuelle, le prélavage des déblais de forage avant leur soumission.

Tous les échantillons de déblais doivent être complètement secs afin de réduire au maximum tout risque pour la santé concernant les déblais des sections de puits forés avec de la BBH/BBPS. Il faut faire sécher les échantillons à des températures qui n'affectent pas leur valeur géoscientifique.

4.1.2 Assouplissement des exigences en matière d'échantillonnage

Lorsqu'il peut être démontré que l'échantillonnage est redondant, il sera envisagé d'assouplir les exigences en matière d'échantillonnage des déblais de forage. Dans ce cas, l'exploitant est encouragé à discuter de sa proposition avec l'*organisme de réglementation* et de la justifier avant de soumettre le PADRP. Voici quelques exemples de cas dans lesquels cela peut s'appliquer :

- Dans les puits d'exploitation, lorsqu'il peut être démontré qu'un tel échantillonnage est redondant par rapport aux échantillons déjà prélevés dans les trous de sonde adjacents. Dans ces cas, il est possible de recueillir des déblais à des fins de description uniquement, sans qu'il soit nécessaire de soumettre des échantillons physiques;
- Dans les puits de délimitation ou d'exploration dans lesquels on a prélevé des échantillons de morts-terrains lors de pénétrations précédentes. Dans ces cas, il est possible de réduire la fréquence d'échantillonnage, mais la soumission d'échantillons reste généralement nécessaire.

4.2 Carottes classiques et latérales

4.2.1 Carottes classiques

- **Puits d'exploration**

L'exploitant doit inclure les critères (par exemple, les percées de forage, les indices) à suivre pour le prélèvement de carottes dans l'AFP soumise en vertu de l'article 17 du *Règlement-cadre*.

L'exploitant doit prévoir le prélèvement de carottes lorsque des hydrocarbures sont découverts 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 découverts dans des cibles secondaires ou dans d'autres horizons de qualité du réservoir potentiel, le carottage est encouragé, mais il est laissé à la discrétion de l'exploitant.

L'*organisme de réglementation* reconnaît que les puits sauvages ou forés dans de nouvelles zones d'exploration peuvent poser des défis supplémentaires à l'obtention de carottes classiques. Pour les puits qui présentent de tels défis, l'*organisme de réglementation* pourrait renoncer aux attentes en matière de carottage classique au profit d'un programme de carottage latéral si l'exploitant en fait la demande, justifications à l'appui.

- **Puits de délimitation**

Dans les puits de délimitation, l'exploitant doit prévoir l'obtention de carottes représentatives du ou des intervalles ciblés du réservoir. Le carottage devrait représenter l'hétérogénéité du réservoir et, le cas échéant, prélever les contacts des fluides anticipés. En outre, l'exploitant est encouragé à prélever des carottes d'autres

formations pétrolifères rencontrées en dehors du ou des intervalles ciblés du réservoir lorsque les critères de carottage sont satisfaits.

- **Puits d'exploitation**

L'exploitant doit définir sa stratégie du programme de carottage dans le PADC, comme indiqué à la section 5.2 des présentes lignes directrices. L'intention de carottage d'un puits doit être établie dans le PADRP déposé à l'appui d'une AFP.

Se reporter aux exigences énoncées à l'article 64 du *Règlement-cadre* et à la section 7.1.3 des présentes lignes directrices pour obtenir de l'orientation sur la soumission des carottes classiques.

4.2.2 Carottes latérales

- **Puits d'exploration**

L'exploitant d'un puits d'exploration doit prévoir le prélèvement de carottes latérales dans tous les réservoirs contenant des hydrocarbures pour lesquels un carottage classique n'a pas pu être réalisé. L'exploitant d'un puits sauvage ou d'un puits foré dans une nouvelle zone d'exploration doit également prévoir d'obtenir des carottes latérales dans des intervalles de roche mère potentielle. 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.

- **Puits de délimitation**

Afin de parer aux imprévus, l'exploitant d'un 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 celles obtenues ne décrivent pas adéquatement le réservoir selon la représentation qu'en donnent les diagraphies. Dans de tels cas, il faut obtenir des carottes latérales :

- Pour représenter l'hétérogénéité du réservoir telle que la relèvent les diagraphies;
- Dans les intervalles de réservoir situés au-dessus et en dessous des contacts des fluides rencontrés.

- **Puits d'exploitation**

L'exploitant doit aborder la stratégie de carottage latéral détaillée dans son PADC, comme indiqué à la section 5.2.2 des présentes lignes directrices. L'intention d'obtenir des carottes latérales doit être établie dans le PADRP déposé à l'appui d'une AFP.

L'*organisme de réglementation* peut imposer le prélèvement de carottes latérales dans un ou plusieurs intervalles de trous de sonde désignés comme condition à l'AFP ou après avoir examiné les diagraphies du puits, et ce, pour toute catégorie de puits.

Se reporter aux exigences de l'article 64 du *Règlement-cadre* et à la section 7.1.4 des présentes lignes directrices pour obtenir de l'orientation sur la soumission des carottes latérales.

4.3 Diagraphies et levés

Les diagraphies requises à l'appui d'un PADRP devraient inclure :

- Les diagraphies en trou ouvert nécessaires à une évaluation complète du puits;
- Les diagraphies en puits tubé nécessaires à l'évaluation des puits d'exploration ou de délimitation ou à la gestion efficace des réservoirs dans les puits d'exploitation;
- Au besoin, les diagraphies d'évaluation du ciment pour assurer l'isolement des couches lorsque l'on a découvert des zones pétrolifères ou à pression anormale (par exemple, des zones de surpression) dans des puits d'exploration, de délimitation ou d'exploitation.

Le PADRP doit répertorier la série de diagraphies proposées pour la section de puits dans laquelle il faut réaliser des diagraphies ou des levés. Le programme doit être divisé en deux parties : les diagraphies en trou ouvert et les diagraphies en puits tubé. 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.

Le programme de diagraphie doit prévoir une évaluation complète conforme à la catégorie du puits foré. En ce qui a trait aux puits d'exploitation, l'*organisme de réglementation* 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'AFP et incluse comme condition à l'approbation.

L'orientation suivante est fournie à l'appui des activités de diagraphie.

- Chaque exploitant doit veiller à ce que les diagraphies produisent des données de qualité. Pour ce faire, il faut acquérir ces données :

- Dès que possible après avoir pénétré dans un réservoir potentiel afin d'éviter la détérioration du trou et de limiter les effets de l'arrivée du filtrat;
 - À un rythme qui ne dépasse pas les spécifications recommandées par le fabricant ou 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;
 - Avant d'élargir le diamètre du trou dans le but d'installer un tubage;
 - Sur des engins de forage flottants ou des UMFM qui utilisent un compensateur de mouvement, si le mouvement vertical de l'appareil de forage pourrait avoir une incidence sur la qualité des données.
-
- Toutes les mesures prises pendant la diagraphie d'un puits doivent être consignées en format numérique, de préférence dans le respect de la *pratique recommandée 66 de l'API, Recommended Practices for Exploration and Production Data Digital Interchange*.
 - Lorsque l'outil de mesure se déplace, des mesures doivent être prises environ tous les 0,2 m 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 contenant des hydrocarbures, l'exploitant doit prendre les mesures nécessaires (par exemple, réduire la vitesse de diagraphie) pour contribuer à une meilleure caractérisation de l'intervalle.
 - Toutes les mesures prises au cours de la diagraphie d'un puits doivent être enregistrées par rapport à la profondeur mesurée (PM), représentant la distance de déplacement de l'outil à partir du point de référence. Se reporter aux exigences et aux orientations connexes présentées aux articles 66 et 67 du *Règlement-cadre*.
 - Les diagraphies en cours de forage (DCF) doivent enregistrer la fréquence des mesures en fonction de la profondeur sur toutes les diagraphies soumises à l'*organisme de réglementation*.
 - Lorsque plusieurs opérations de diagraphie sont effectuées sur un puits, les diagraphies doivent être liées sur le plan de la profondeur à la diagraphie primaire de contrôle de la profondeur du puits. Il faut désigner et soumettre les diagraphies qui n'ont pas été corrigées en fonction de la profondeur par rapport à la diagraphie primaire de contrôle de la profondeur comme des diagraphies sur le terrain. Il est également possible de soumettre, ultérieurement, une diagraphie composite des diagraphies primaires en trou ouvert lorsqu'elles sont liées sur le plan de la profondeur à la diagraphie primaire de contrôle de la profondeur pour le puits. Lorsqu'une diagraphie

composite est soumise, il est possible de soumettre les diagraphies telles qu'elles ont été acquises en tant que diagraphies finales.

- Des exemplaires des diagraphies de profondeur verticale réelle (PVR) doivent être soumis conformément aux exigences en matière de rapports énoncées à l'article 191 du *Règlement-cadre*.
- Pour garantir la qualité des données, l'exploitant doit s'assurer de ce qui suit pour chaque outil utilisé, que ce soit dans un trou ouvert ou dans un puits tubé :
 - L'outil a été étalonné conformément aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière* pour garantir la précision des mesures prises;
 - Dans la mesure du possible, il a été contrôlé avant et après chaque opération de diagraphie, 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, où l'état du trou le permet, avant d'entamer la diagraphie principale, afin de vérifier la répétabilité des mesures de diagraphie.
- Toutes les diagraphies acquises dans un puits doivent être conformes au format fourni dans la *pratique recommandée 31A de l'API, Standard Form for Hardcopy Presentation of Downhole Well Log Data*.
- 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'installation, l'exploitant doit reporter la diagraphie en question jusqu'à ce que les conditions permettent la réalisation de celle-ci en toute sécurité.
- 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. Lorsqu'un exploitant prévoit de changer ou de modifier le système lié aux fluides de forage, il doit d'abord faire une diagraphie de la section du puits concerné, si la modification de la nature du fluide de forage risque d'avoir une incidence sur la qualité des données acquises.
- Le formulaire de rapport des fluides de forage doit détailler les éléments constitutifs du système lié aux fluides de forage utilisé pendant le forage de chaque section du puits.

4.3.1 Relevé de pression et de profondeur

L'exploitant doit prévoir de réaliser un relevé de pression et de profondeur dans le cadre du PADRP. En ce qui concerne les puits

d'exploration et de délimitation, il est attendu de l'exploitant qu'il sonde les sections de puits ouverts dans lesquelles il y a des indices laissant présager la présence de roche-réservoir poreuse et perméable. En ce qui concerne les puits d'exploitation, l'exploitant peut limiter son relevé aux intervalles ciblés à des fins d'exploitation ou qui ont un potentiel d'exploitation. Se reporter aux orientations supplémentaires sur les puits d'exploitation dans le cadre du PADC à la section 5.6 des présentes lignes directrices. Pour les puits d'exploitation, le PADRP doit faire référence au PADC et inclure tous les détails précis qui ne figurent pas dans le PADC.

Un relevé doit inclure tous les intervalles de réservoirs potentiels afin de confirmer l'existence d'un réservoir poreux et perméable et de consigner la pression interstitielle. L'exploitant doit prendre les mesures qui suivent dans un intervalle lorsque son épaisseur est suffisante :

- Vérifier la perméabilité et sa qualité par rapport à la plage de porosité qui apparaît à l'intérieur de l'intervalle, et ce, afin d'établir une limite de porosité efficace pour un réservoir productif;
- 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;
 - Relever et estimer les contacts des 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 matières.

4.3.2 Échantillonnage de fluide

Dans un puits d'exploration ou de délimitation, l'exploitant doit prévoir l'obtention d'échantillons d'hydrocarbures et d'eaux de formation sur place, si possible, et soumettre les résultats de l'analyse de ces échantillons à l'*organisme de réglementation*. Les échantillons physiques doivent uniquement être soumis pour les activités d'essais d'écoulement de formation.

Conformément à l'article 65 du *Règlement-cadre*, l'exploitant doit consulter l'*organisme de réglementation* avant de détruire ou d'éliminer les échantillons résiduels après les analyses, et avant de détruire ou d'éliminer les échantillons supplémentaires acquis.

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 conformément au PADC approuvé. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la section 5.5 des présentes lignes directrices.

Se reporter à la section 7.1.2 des présentes lignes directrices pour obtenir de l'orientation sur la soumission d'échantillons de fluide.

4.3.3 Diagraphies en trou ouvert

Le programme de diagraphie en trou ouvert 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. Le programme de diagraphie doit être conçu de manière à :

- Permettre un calcul précis de la porosité, de la saturation en fluide et des contacts des fluides pour tous les réservoirs potentiels;
- Mesurer le diamètre du trou ainsi que la radioactivité naturelle de toute formation;
- Soutenir la détermination de la lithologie de toute formation;
- Permettre un calcul précis de l'angle vertical et de la direction du trou et de pendages structuraux des formations.

En ce qui concerne ce qui précède :

- L'exploitant doit effectuer un nombre suffisant de types de diagraphies de porosité dans le puits afin que le calcul de la porosité de toute formation tienne compte de tout effet du schiste, des hydrocarbures, de la lithologie et de l'état du trou de forage;
- L'exploitant doit effectuer au moins deux types de diagraphies de porosité lorsque la formation d'un réservoir 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 le calcul de la résistivité de la formation tienne compte de la déformation causée par l'arrivée du filtrat, des minces formations, du fluide de forage et des parois du trou.

Les présentes lignes directrices ne limitent pas les types de diagraphie auxquels l'exploitant peut recourir pour effectuer ces calculs. Ce dernier est encouragé à utiliser d'autres méthodes si l'équivalence de ces dernières est démontrée. Il faut démontrer l'adéquation de toute nouvelle technologie par rapport aux outils existants.

L'exploitant peut également décrire ses plans d'urgence en matière de diagraphie pour les intervalles du puits pour lesquels des données de diagraphie devaient être acquises, mais ne l'ont pas été, ou dont la qualité a été compromise au cours du programme de diagraphie initial.

En Nouvelle-Écosse, pour chaque section de puits située sous le tubage de surface, une fois le forage et la diagraphie terminés, l'exploitant doit soumettre à l'organisme de réglementation une interprétation rapide de la diagraphie comprenant les renseignements suivants aux fins de l'alignement sur la stratégie d'isolement des couches et de cimentation :

- *Un graphique logarithmique des principales données brutes (par exemple, rayon gamma, diamétrage, densité, neutron, sonique, résistivité) et des diagraphies interprétées (par exemple, porosité totale et effective, saturation de l'eau);*
- *Tableau des zones poreuses contenant des hydrocarbures et des zones de surpression éruptives;*
- *Liste des paramètres pétrophysiques de prospection des réservoirs appliqués dans les calculs ci-dessus.*

4.3.4 Diagraphies en puits tubé

Le programme de diagraphie en puits tubé soumis à l'appui du PADRP doit comprendre des diagraphies effectuées pour :

- Évaluer la qualité de la cimentation du tubage et du tubage partiel;
- Acquérir des mesures géophysiques;
- Évaluer le volume d'écoulement;
- Soutenir l'évaluation des puits;
- Soutenir la gestion du réservoir pour un puits d'exploitation.

Pour les puits d'exploitation, se reporter à l'orientation relative aux diagraphies en puits tubé dans le cadre d'un PADP qui est fournie à la section 5.3.2 des présentes lignes directrices.

4.3.4.1. Diagraphies d'évaluation du ciment

En ce qui a trait aux exigences et orientations connexes présentées aux paragraphes 69(6) et 71(2) du *Règlement-*

cadre, l'exploitant devra effectuer des diagraphies d'évaluation du ciment pour vérifier l'isolement des couches par le ciment.

- Puits d'exploration ou de délimitation :
 - Lorsque des essais d'écoulement de formation sont planifiés pour évaluer les propriétés de formation sur place de zones distinctes et lorsqu'il est nécessaire d'isoler plusieurs zones de réservoir;
 - Lorsque des indices laissent croire que la cimentation a échoué et que l'un des critères suivants s'applique :
 - Lorsqu'il y a une ou plusieurs zones de réservoir contenant des hydrocarbures;
 - Lorsque des intervalles de pression anormalement élevée (par exemple, en état de surpression) et normale sont présents;
 - Lorsqu'un essai d'écoulement de formation est prévu.
- Puits d'exploitation :
 - Lorsqu'il existe plusieurs zones ou unités de réservoir et lorsqu'une stratégie de contrôle du profil permet de maximiser la récupération des hydrocarbures;
 - Lorsque l'optimisation de l'intervalle de perforation pour bénéficier d'un isolement hydraulique pourrait améliorer la capacité d'un exploitant à isoler les intervalles de teneur élevée en eau ou en gaz;
 - Lorsque des indices laissent croire que la cimentation a échoué et que l'un des critères suivants s'applique :
 - L'effet négatif potentiel sur la production et la récupération des hydrocarbures à partir du ou des intervalles de production désignés;
 - Il y a une ou des zones de réservoir contenant des hydrocarbures;
 - Il y a des intervalles de pression anormalement élevée (par exemple, en état de surpression) et normale.

En Nouvelle-Écosse, des diagraphies d'évaluation du ciment sont nécessaires pour tous les types de puits dans lesquels des hydrocarbures ont été découverts ou des zones de surpression sont présentes. Les puits dont la pression est normale et dont toutes les zones sont humides ne nécessitent pas de diagraphies d'évaluation du ciment.

Se reporter aux orientations supplémentaires concernant les diagraphies d'évaluation du ciment dans les puits d'exploitation à la section 5.3.2.3 des présentes lignes directrices.

L'organisme de réglementation peut exiger une évaluation indépendante de la diagraphie de l'isolement hydraulique par le ciment dans les sections en puits tubé ou partiellement tubé d'un puits. Dans de tels cas, l'outil de diagraphie utilisé doit être en mesure d'évaluer l'intégrité de l'adhésion du ciment au tubage et à la formation et, si possible, de cerner les canaux derrière le tubage qui pourraient fournir des voies pour les fluides du réservoir.

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

4.3.4.2. 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 évaluer le volume d'écoulement des couches ou des intervalles mis à l'essai. En ce qui a trait aux puits d'exploitation, se reporter à l'orientation relative aux diagraphies de production à la section 5.3.2.1 des présentes lignes directrices.

4.3.5 Diagraphies facultatives ou occasionnelles

Lorsque des outils, utilisés seuls ou en combinaison, sont jugés optionnels, l'exploitant doit indiquer les critères qui détermineront s'ils seront utilisés ou non. Dans les puits d'exploration, il faut obtenir les principales mesures prises en trou ouvert décrites ci-dessus avant d'effectuer d'autres levés (par exemple, les diagraphies par câble, le carottage latéral).

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 puits hors réservoir dans des puits d'exploration ou de délimitation.

4.3.6 Levés géophysiques dans un puits

Les exploitants doivent prévoir d'effectuer un levé de vérification ponctuelle ou un profilage sismique vertical (PSV) de la surface à une

profondeur donnée dans tous les puits d'exploration et de délimitation afin d'assurer l'étalonnage précis des données sur les puits à l'aide du levé sismique. Les exploitants doivent consulter l'*organisme de réglementation* dès les premières étapes de la planification d'un puits pour connaître les exigences en matière de levés de vérification ponctuelle ou de PSV. Un PSV peut s'avérer nécessaire lorsque celui-ci contribuerait à lever l'incertitude géoscientifique. En ce qui a trait aux puits d'exploitation, se reporter à la section 5.3.3 des présentes lignes directrices pour connaître le niveau de détail à fournir dans le PADC.

4.4 Essais d'écoulement de formation

Se reporter aux exigences et aux orientations connexes sur les essais d'écoulement de formation à l'appui d'un PADRP qui sont présentées à l'article 63 du *Règlement-cadre*.

5.0 Programmes d'acquisition de données relatives au champ

En vertu des articles 8 et 13 du *Règlement-cadre*, dans le cas d'un projet de production, l'exploitant doit soumettre un PADC à l'appui de sa demande d'autorisation. Le PADC doit décrire la stratégie d'évaluation de l'exploitant pour un puits, un gisement ou un champ et satisfaire les attentes en matière d'évaluation de l'*organisme de réglementation*, conformément à l'article 62 du *Règlement-cadre*. Le PADC doit :

- Tenter de lever l'incertitude restante concernant les intervalles de production ciblés;
- Établir des mesures de référence pour les programmes ultérieurs de surveillance de la production;
- Fournir un niveau d'évaluation en dehors des intervalles de production ciblés qui soit proportionnel au potentiel de mise en valeur des intervalles découverts;
- Offrir une souplesse suffisante pour répondre aux besoins d'évaluation qui évoluent à mesure que le champ se développe.

Le PADC doit prévoir la collecte de données à l'appui de la surveillance des puits et des gisements et permettre des mises à jour en fonction de l'évolution des conditions et du rendement des puits et des gisements au cours de la durée de vie du champ. Il est possible de mentionner dans le PADRP les puits d'exploitation forés pendant la durée d'un PADC; il s'agit d'une approche normalisée pour l'évaluation des puits lorsque cette dernière a été incluse au PADC. Les modifications du PADC doivent être soumises à l'*organisme de réglementation* à des fins d'approbation en fonction de l'évolution des conditions, du rendement ou de l'évaluation, au fur et à mesure que le champ se développe. L'*organisme de réglementation* peut également demander des mises à jour du PADC. Pour les puits qui ne font pas partie du projet de production (c.-à-d. les puits d'exploration ou de délimitation), se reporter à la section 4.0 des présentes lignes directrices.

En vertu du paragraphe 61(1) du *Règlement-cadre*, l'exploitant doit mettre en œuvre le PADC conformément aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière*.

Si une partie du PADC ne peut pas être mise en œuvre, se reporter à la section 6.0 des présentes lignes directrices.

Les sections suivantes fournissent de l'orientation sur les domaines d'évaluation d'un PADC.

5.1 Diagrammes de boues de forage et de déblais de forage

L'exploitant doit fournir un résumé de haut niveau du programme de diagraphie de boues de forage et de déblais de forage dans le PADC, y compris des éléments suivants :

- La surveillance continue des paramètres de surface, du système lié aux fluides de forage et de sa teneur en gaz, ainsi que la production de rapports à ce sujet;
- La fréquence de collecte des déblais de forage si elle varie d'une section du puits à l'autre, à mesure que le champ se développe en particulier;
- Les pratiques d'analyse des déblais de forage et de production de rapports, etc.

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 trous de sonde adjacents. Dans ces cas, il est possible de recueillir des déblais à des fins de description uniquement, sans qu'il soit nécessaire de soumettre des échantillons physiques. Dans ces cas, l'exploitant doit discuter de sa proposition d'assouplissement des exigences en matière de déblais de forage avec l'*organisme de réglementation* avant de soumettre le PADC.

Se reporter aux exigences et aux orientations connexes sur les fluides de forage et les systèmes liés aux fluides de forage qui sont présentées à l'article 163 du *Règlement-cadre*. Se reporter également aux exigences particulières concernant les diagrammes des boues et l'échantillonnage des déblais de forage qui sont présentées à la section 4.1 des présentes lignes directrices.

5.2 Carottes classiques ou latérales

Pour les champs en exploitation, l'exploitant doit se pencher sur l'incertitude restante du réservoir par l'entremise de son programme de carottage, dans le PADC relatif au champ en question.

Se reporter aux orientations supplémentaires sur le carottage présentées à la section 4.2 des présentes lignes directrices. Se reporter aux sections 7.1.3 et 7.1.4 des présentes lignes directrices pour obtenir de l'orientation sur la soumission de carottes.

5.2.1 Carottes classiques

L'exploitant doit définir sa stratégie de carottage dans le PADC. L'intention de carottage d'un puits doit être réalisée par l'entremise du PADRP soumis à l'appui d'une AFP.

Le programme de carottage d'un PADC doit intégrer 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, et ce, de manière à caractériser un réservoir productif et à résoudre les incertitudes, le cas échéant. Un programme de carottage doit permettre de s'assurer de ce qui suit :

- 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. Cela devrait comprendre :
 - 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.
- L'objectif d'une analyse spéciale des carottes est d'éliminer les incertitudes relevées dans le *plan de mise en valeur* et d'évaluer le potentiel des plans de récupération assistée.

Le carottage des réservoirs contenant des hydrocarbures 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 :

- Un résumé du carottage effectué à ce jour, qui comprend les détails des carottes obtenues et récupérées pour chaque 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;

- Un résumé des analyses des carottes provenant des réservoirs ciblés à des fins d'exploitation, qui fait mention des zones d'incertitude devant être abordées dans le programme de carottage proposé;
- 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'analyse proposée pour chaque carotte. Une ou plusieurs cartes doivent accompagner cette liste, et celles-ci doivent indiquer l'emplacement de tous les puits proposés pour le forage pendant la durée du PADC. Comme solution de rechange, l'exploitant peut présenter une stratégie de carottage pour les puits d'exploitation proposés, selon laquelle réalise la représentation spatiale des carottes pour les horizons ciblés afin d'atténuer toute incertitude potentielle.

5.2.2 Carottes latérales

L'exploitant d'un champ en exploitation doit aborder le rôle du carottage latéral dans le programme de carottage qu'il décrit dans son PADC pour le champ en question. Ce dernier doit traiter du rôle de contingence du programme de 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 effectuée.

L'organisme de réglementation peut imposer le prélèvement de carottes latérales dans un ou plusieurs intervalles de trous de sonde désignés comme condition à l'approbation du puits ou après avoir examiné les diagraphies du puits, et ce, pour toute catégorie de puits.

5.3 Diagraphies et levés

Se reporter aux orientations supplémentaires sur les diagraphies de la section 4.3 des présentes lignes directrices. Se reporter à la section 7.2.1 des présentes lignes directrices pour obtenir de l'orientation sur la soumission de diagraphies et de données de levés.

5.3.1 Diagraphies en trou ouvert

L'exploitant doit inclure à son PADC un programme de diagraphie en trou ouvert standard pour les puits d'exploitation afin d'assurer la gestion efficace des réservoirs. Ce programme doit suivre l'orientation fournie à la section 4.3.2 des présentes lignes directrices pour le PADRP de puits d'exploitation, sauf si l'exploitant justifie un écart par rapport à ces exigences. Dans le cadre d'une AFP, l'exploitant n'a qu'à se reporter à ce

programme de diagraphie standard du PADC en ce qui concerne la composante de diagraphie prévue pour le puits.

5.3.2 Diagraphies en puits tubé

Le PADC doit également inclure les diagraphies en puits tubé planifiées pour les puits d'exploitation pendant la durée de vie d'un champ, afin d'assurer une gestion efficace des réservoirs. Les diagraphies en puits tubé effectuées après la date de complétion initiale et la date d'abandon d'un puits doivent être détaillées et approuvées dans le cadre du processus d'approbation de modifier l'état d'un puits (AMEP).

Les types suivants de diagraphie en puits tubé 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 d'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 ou pour soutenir le reconditionnement, la suspension de l'exploitation ou l'abandon d'un puits. L'exigence relative aux diagraphies en puits tubé 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.

L'*organisme de réglementation* reconnaît les défis supplémentaires liés aux diagraphies en puits tubé des puits sous-marins par rapport à celles des puits forés à partir d'une plateforme. C'est pourquoi l'*organisme de réglementation* encourage l'utilisation de procédés intelligents de complétion et de diagraphie des puits lorsque c'est possible (par exemple, avant la production ou pendant une intervention), le tout pour limiter au minimum les perturbations pendant la production dans un champ exploité sous l'eau. L'*organisme de réglementation* peut tout de même exiger des diagraphies lorsque la surveillance courante du rendement du puits suggère un gaspillage des ressources.

5.3.2.1. Diagraphies de production

L'exploitant 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 zones à des fins de production de rapports, pour détecter les zones de perte, relever les percées d'eau et pour soutenir l'établissement des exigences 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 sa complétion) 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 zones 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 lorsque le rendement d'écoulement après l'exploitation ne satisfait pas aux attentes définies avant les travaux;
- Lorsqu'on soupçonne que des zones de perte ont une incidence sur l'injectivité.

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.

5.3.2.2. Diagaphies de saturation

L'exploitant pourrait être tenu d'effectuer des diagaphies de saturation soit pour soutenir ses diagaphies 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.

Le ou les outils de diagraphie utilisés doivent être en mesure 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.

5.3.2.3. Diagraphies d'évaluation du ciment

En ce qui concerne les exigences et les orientations connexes présentées aux paragraphes 69(6) et 71 du *Règlement-cadre*, un exploitant pourrait se voir demander d'évaluer la qualité de la cimentation du tubage de production ou du tubage partiel d'un puits d'exploitation pendant la durée de vie du champ, lorsque des indices suggèrent que l'intégrité de la cimentation du tubage partiel ou du tubage est compromise et que l'une des conditions suivantes s'applique :

- Il y a eu une perte d'isolement des couches;
- Il y a des intervalles de pression anormalement élevée (par exemple, en état de surpression) et normale;
- Il y a un risque d'effets négatifs sur la production et la récupération des hydrocarbures à partir du ou des intervalles de production désignés.

En Nouvelle-Écosse, tous les puits de production doivent faire l'objet d'une diagraphie d'évaluation du ciment avant le début de la production.

Lorsqu'une diagraphie d'évaluation du ciment est effectuée après la complétion initiale d'un puits, l'exploitant est invité à soumettre à l'*organisme de réglementation* son évaluation de la diagraphie du ciment. Lorsqu'une diagraphie d'évaluation du ciment a également été exécutée avant la complétion initiale du puits, l'évaluation de l'intégrité du ciment par l'exploitant doit inclure les deux diagraphies. S'il est confirmé que l'intégrité de la cimentation est compromise, l'exploitant sera tenu de prendre les mesures correctives jugées nécessaires. Se reporter aux orientations supplémentaires concernant les diagraphies d'évaluation du ciment de la section 4.3.3 des présentes lignes directrices.

5.3.3 Levés géophysiques dans un puits

Des levés géophysiques pourraient être nécessaires dans les puits d'un champ en exploitation en vue d'acquérir des connaissances supplémentaires. L'*organisme de réglementation* s'attend à ce que les exploitants effectuent des levés dans les zones du champ où il y a un écart par rapport aux attentes géoscientifiques. L'exploitant doit définir ces zones d'incertitude dans le PADC et y remédier par le biais du PADRP pour un ou plusieurs puits candidats, conformément à la section 4.3.6 des présentes lignes directrices.

5.4 Essais d'écoulement de formation

Le PADC doit décrire le programme d'essai d'écoulement de formation des puits d'exploitation. Les essais d'écoulement de formation à l'appui d'un PADC se limitent aux essais d'écoulement de formation des horizons d'exploitation approuvés, tels qu'ils sont définis dans le *plan de mise en valeur*, et aux essais qui peuvent être effectués dans des horizons secondaires dont l'exploitation n'a pas encore été approuvée.

La mise à l'essai des horizons secondaires se ferait probablement en l'absence d'autres stratégies d'évaluation des réservoirs. Elle doit être réalisée avant l'abandon ou la réutilisation d'un puits ou d'une partie d'un puits dans lequel on a ciblé un ou des intervalles prometteurs.

Pour de plus amples renseignements sur les essais d'écoulement de formation des puits d'exploitation, se reporter aux exigences et aux orientations connexes présentées à l'article 63 du *Règlement-cadre*. Il faut soumettre les rapports

d'essais d'écoulement de formation pour les puits d'exploitation avec le rapport annuel de production. Se reporter aux exigences et aux orientations connexes présentées aux articles 195 et 202 du *Règlement-cadre*.

5.5 Échantillonnage et analyse des fluides

Le PADC doit décrire les plans de l'exploitant pour l'échantillonnage des fluides dans les puits et les gisements d'un champ pendant la durée de vie de ce dernier, de sorte qu'une évaluation complète du réservoir puisse être effectuée conformément aux bonnes pratiques de gestion des ressources.

Le PADC 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;
- Lorsque des essais d'écoulement de formation sont effectués dans des horizons secondaires dont l'exploitation n'a pas été approuvée;
- Lorsque de nouvelles zones d'hydrocarbures sont ciblées et font ensuite l'objet d'essais d'écoulement;
- Là où l'eau est produite à partir d'un puits, pour déterminer la composition et la source de l'eau produite.

L'échantillonnage et l'analyse des fluides doivent être effectués conformément aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière*. L'exploitant doit inclure au PADC des renvois à toutes les *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière* qui sont appliquées.

Se reporter à la section 7.1.2 des présentes lignes directrices pour obtenir de l'orientation sur la soumission d'échantillons de fluide.

5.5.1 Échantillonnage à la complétion du puits

Il faut recueillir et analyser les échantillons de fluides lors de la complétion initiale du puits dans un gisement et, par la suite, lors du reconditionnement du puits dans tout gisement supplémentaire.

Il faut prélever les échantillons pendant l'essai d'écoulement de formation initiale par des moyens souterrains lorsque le prélèvement d'échantillons de surface ne serait pas satisfaisant à des fins d'analyse. Il faut recombinaison les échantillons recueillis à la surface aux conditions initiales du réservoir. Les échantillons obtenus à la complétion du puits établiront la base de référence pour sa surveillance ultérieure en vue d'une modification de la composition des fluides.

5.5.2 Échantillonnage annuel

Une fois que la production d'un gisement est lancée, il faut prélever des échantillons de pétrole, de gaz et d'eau à la surface à partir d'un nombre suffisant de puits complétés dans ce gisement afin de déterminer la composition des fluides. Il faut effectuer cet échantillonnage et cette analyse 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 non couverts par les 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 connu un changement important, soit dans la composition des fluides pétroliers, la proportion gaz-pétrole ou la teneur en eau;
- Les puits dont la production n'est pas combinée.

L'exploitant doit prélever des échantillons dans les 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.

Il faut effectuer l'échantillonnage des puits d'injection de gaz lorsque la connaissance de la composition du gaz d'injection est essentielle à un scénario d'épuisement et dans les puits d'injection d'eau lorsque le contrôle de la qualité de l'eau injectée est nécessaire. Il faut échantillonner les courants d'injection de fluides 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. Il doit prélever les échantillons après la stabilisation des conditions du puits, mais dans tous les cas, au plus tard un mois après que les changements de conditions aient été observés pour la première fois.

5.5.2.1. 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 suivants 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 :

- La production d'hydrocarbures regroupés allant au stockage (lorsqu'il n'y a pas de stockage sur une plateforme, des échantillons d'hydrocarbures exportés d'une plateforme);
- L'évacuation d'eau produite regroupée;
- Les courants secondaires (par exemple, le gaz utilisé comme combustible, pour l'injection de gaz et le gaz torché).

L'organisme de réglementation 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.

5.5.3 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 période de production du puits, l'exploitant devra prélever des échantillons d'eau représentatifs afin de déterminer la source probable de celle-ci.

À cette fin, l'équipement doit permettre la détection de l'eau produite pendant les essais d'écoulement de formation ou les essais courants de répartition, directement par le biais du processus de séparation en place ou indirectement par le biais d'une surveillance en temps réel des flux de sortie. Lorsqu'il détecte ou soupçonne la présence d'eau produite, l'exploitant doit prélever un échantillon du flux de fluide et obtenir un échantillon représentatif de l'eau à des fins d'analyse.

L'exploitant doit prendre les mesures suivantes, s'il y a lieu, pour déterminer la source de l'eau produite :

- Obtenir des échantillons représentatifs de l'eau de formation de tous les puits qui rencontrent un réservoir aquifère dans la zone de mise en valeur approuvée;

- Obtenir des échantillons représentatifs de l'eau injectée dans un gisement;
- Mettre en œuvre des programmes de traçage pour repérer la source d'eau produite incriminée;
- Réaliser des diagraphies en puits tubé, si possible, pour déterminer la couche ou l'intervalle incriminé qui contribue à la production d'eau.

On encourage l'exploitant à obtenir des données dès le début de la durée de vie d'un gisement ou d'un champ, de sorte qu'il dispose d'un moyen efficace pour 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.

Il doit soumettre les résultats de toute analyse d'échantillons de fluides prélevés dans des puits d'exploitation dans le rapport annuel de production, comme indiqué à la section 7.2.3 des présentes lignes directrices.

5.6 Mesures de la pression des gisements

Un PADG doit inclure suffisamment de mesures de la pression des gisements pour permettre une évaluation complète de la performance des puits d'exploitation, des scénarios d'épuisement du gisement et du champ.

L'orientation fournie dans cette section se fonde sur la *directive 040 de l'Alberta Energy Regulator (AER), Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*.

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.

5.6.1 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. Dans les puits intercalaires, elle fournit une base de référence 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 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 d'écoulement de formation initiale effectué pour le puits.

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

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

5.6.2 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 PADC.

L'organisme de réglementation 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 être visés par ce relevé annuel. De plus, l'on s'attend à ce que l'exploitant exécute le relevé en tenant compte des temps d'arrêt programmés et non programmés du puits.

L'exploitant doit prendre en compte les critères suivants lorsqu'il décrit sa stratégie d'exécution des relevés annuels de la pression des gisements :

- Les puits étudiés doivent fournir une indication précise de la distribution de la pression à l'intérieur d'un gisement et pour le champ;
- Les puits situés dans les zones de haute et de basse pression dans lesquelles est mené un programme de maintien de la pression doivent faire l'objet d'un relevé chaque année;
- Les sources de pression comme les puits d'injection doivent être incluses dans le relevé;
- Les puits qui n'ont pas fait l'objet d'un relevé au cours des trois dernières années doivent être considérés pour le relevé;
- 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 :

- Les 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.-à-d. 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'organisme de réglementation* dans le cadre du rapport annuel de production. Se reporter aux exigences et aux orientations connexes présentées à l'article 202 du *Règlement-cadre*.

5.6.3 Pratiques recommandées pour les manomètres

Les pratiques suivantes sont recommandées lors de la réalisation d'un relevé de la pression :

- Il faut utiliser au moins deux manomètres en tandem dans le cadre de chaque relevé pour assurer le contrôle des manomètres et améliorer la fiabilité des mesures de pression obtenues;
- Pour limiter les erreurs, il faut utiliser les mêmes manomètres lorsque plusieurs relevés ou essais doivent être effectués dans un puits;
- Il faut prendre toutes les mesures de pression à la profondeur de référence convenue par *l'organisme de réglementation*.

5.6.4 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 mise hors service du puits après un refoulement (c.-à-d. pour le 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, il faut respecter les critères suivants :

- Dans les puits faisant l'objet d'une complétion initiale, la durée de mise hors service associée au refoulement ou au nettoyage du puits doit être suffisante pour extrapoler la pression du réservoir afin

- qu'elle soit à moins d'un pour cent de la pression obtenue par câble par rapport à la profondeur de référence;
- Dans les puits en cours de complétion initiale et faisant l'objet d'un essai d'écoulement de formation initiale, la pression à utiliser dans le relevé doit se fonder sur les pressions extrapolées de deux périodes de mise hors service qui se situent à moins d'un pour cent l'une de l'autre;
- 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 5 pour cent du dernier relevé de la pression effectué pour cet emplacement.

6.0 Écarts par rapport aux programmes d'acquisition de données

Si la mise en œuvre d'une partie du PADP ou du PADRP est impossible ou s'il faut apporter d'autres modifications, l'exploitant doit en informer un agent du contrôle de l'exploitation dès que possible et soumettre des mesures de rechange à l'*organisme de réglementation* à des fins d'approbation, conformément au paragraphe 61(2) du *Règlement-cadre*.

Deux types de signalements sont reconnus :

- Type 1 – il y a un changement par rapport à un PADRP/PADP avant le forage d'un puits;
- Type 2 – il y a un changement par rapport à un PADRP/PADP durant le forage d'un puits en raison d'enjeux opérationnels ou de l'évolution des conditions d'un réservoir.

Lorsqu'un exploitant souhaite signaler un changement de type 1, il doit soumettre la demande par écrit à l'*organisme de réglementation* en tant que modification d'un PADRP ou d'un PADP. Pour obtenir des précisions, il est possible de communiquer avec l'*organisme de réglementation* avant de demander un changement.

Lorsqu'un exploitant souhaite effectuer un changement de type 2, la demande sera traitée comme un changement opérationnel et accélérée en conséquence. Les processus des différents *organismes de réglementation* sont les suivants :

- À Terre-Neuve-et-Labrador, l'exploitant doit déposer, dès que les circonstances le permettent, le formulaire « *Fermeture ou déviation* » des opérations par rapport à un programme d'acquisition de données de puits approuvé qui se trouve sur le site Web de C-TNLOHE;
- En Nouvelle-Écosse, l'exploitant doit soumettre à l'OCNEHE une lettre documentant 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'*organisme de réglementation*, il doit communiquer avec la personne de garde désignée par

l'OCNEHE. Si le changement demandé est approuvé, l'exploitant doit faire un suivi dès le prochain jour ouvrable en envoyant une lettre à l'*organisme de réglementation* 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.

7.0 Soumission d'échantillons et de données

7.1 Soumission d'échantillons physiques

De façon générale, la soumission d'échantillons physiques à l'*organisme de réglementation* doit avoir lieu 60 jours après la date d'abandon d'un puits ou, lorsque l'analyse d'un ou de plusieurs échantillons est entreprise, le ou les échantillons restants doivent être soumis à l'*organisme de réglementation* dans les 60 jours suivant la fin de l'analyse, conformément à l'article 64 du *Règlement-cadre*.

Les données et les analyses doivent être soumises à l'*organisme de réglementation* 60 jours après la date à laquelle la mesure, le prélèvement, l'essai ou l'exploitation du puits ont pris fin.

En plus de l'exigence de 60 jours mentionnée précédemment, un délai supplémentaire peut être accordé si l'*organisme de réglementation* reçoit une demande écrite à cet effet de la part de l'exploitant, justifications à l'appui.

L'exploitant est invité à communiquer avec l'*organisme de réglementation* pour obtenir des précisions à l'égard de la soumission des échantillons ou du suivi de procédures de rechange pour la préparation des échantillons à présenter à l'*organisme de réglementation* (par exemple, conteneurs utilisés pour l'emballage et l'expédition des échantillons, étiquetage, nettoyage). À Terre-Neuve-et-Labrador, l'exploitant peut s'adresser directement au CER.

Les coordonnées des personnes-ressources pour la soumission des échantillons, des déblais de forage et des carottes sont fournies sur le site Web des *organismes de réglementation*.

7.1.1 Soumission d'échantillons de déblais de forage

Lors de la préparation d'échantillons de déblais de forage, l'exploitant doit veiller au respect des exigences suivantes :

- Les contenants utilisés pour les échantillons sont adéquats pour prévenir la détérioration ou la perte de ces derniers;
- Tous les échantillons portent une étiquette sur laquelle figure, de manière nette et indélébile, le nom du puits, son emplacement (par

exemple, le champ) et la profondeur à laquelle l'échantillon a été prélevé;

- Tous les échantillons sont soigneusement emballés dans des boîtes en carton étiquetées qui conviennent à l'expédition.

7.1.2 Soumission d'échantillons de fluides

Les échantillons atmosphériques doivent être transportés dans des conteneurs appropriés qui empêchent la perte ou la détérioration de l'échantillon. Tous les contenants d'échantillons doivent être convenablement identifiés ou étiquetés : le nom du puits, le champ, le numéro de l'essai, l'intervalle et la source, ainsi que la nature de l'échantillon (c.-à-d. pétrole, gaz, condensat de gaz, eau ou une combinaison de ce qui précède) doivent être indiqués. Tout échantillon sous pression doit être transporté dans des conteneurs conformément à la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses* et aux règlements connexes.

7.1.3 Soumission de carottes classiques

Toutes les carottes obtenues, y compris les bouchons ou les échantillons de carottes, doivent être soumises à l'*organisme de réglementation*. Les carottes 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__. Il faut conserver toute carotte de plein diamètre retenue à des fins d'analyse spéciale avant son expédition, conformément aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière*.

7.1.3.1. Soumission de tranches de carottes prises dans le sens longitudinal

Après le retrait des bouchons ou des carottes de 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'*organisme de réglementation*, conformément aux orientations qui suivent.

Les carottes classiques doivent être lavées avant d'être soumises à l'*organisme de réglementation* si elles proviennent d'une section forée à l'aide de boues à base d'huile ou de boues à base de produit synthétique. De plus, les résidus de tout composé utilisé pendant le processus de nettoyage (par

exemple, 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.

Pour les carottes classiques maintenues par un époxyde à des manchons en aluminium, il faut respecter les exigences suivantes :

- Les bords des manchons en aluminium sont poncés de manière à ne pas constituer un danger pour les personnes qui regardent la carotte;
- La face des carottes maintenues par un époxyde à des manchons en aluminium est propre aux fins d'examen avant leur soumission.

Les carottes classiques expédiées à l'*organisme de réglementation* doivent être placées dans des boîtes en carton robustes d'une longueur d'environ 80 cm, et être 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.

^	base
^	^
^	^
^	^
^	^
^	^
^	^
haut	^

La position du haut et de la base de la carotte doit être clairement indiquée à 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 indiqués 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'image 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 (par exemple, 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.

7.1.3.2. Soumission de bouchons de carottes classiques

Chaque bouchon de carotte classique qui reste, en tout ou en partie, après analyse (spéciale ou courante) doit être placé dans un bocal ou un flacon en plastique. Il faut éviter l'utilisation de contenants de verre en raison des risques de bris qu'ils présentent. Chaque bocal ou flacon doit porter une étiquette sur laquelle figurent clairement le nom du puits et le numéro du bouchon, ainsi que la profondeur d'échantillonnage de 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 ____ ».

7.1.4 Soumission de carottes latérales

Chaque carotte latérale expédiée doit être clairement étiquetée et placée dans un bocal ou un flacon en plastique. Il faut éviter l'utilisation de contenants de verre en raison des risques de bris qu'ils présentent. Chaque bocal 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 conformément aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière* avant son expédition à partir de l'appareil de forage.

Les échantillons restants après une analyse courante ou spéciale ou après des analyses pétrographiques, biostratigraphiques ou autres doivent être emballés soigneusement en vue de leur l'expédition, dans des boîtes en carton ou en bois appropriées. Chaque échantillon doit être placé dans un bocal ou un flacon en plastique. Il faut éviter l'utilisation de contenants de verre en raison des risques de bris qu'ils présentent. Chaque bocal 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 qui accompagne les carottes latérales expédiées à l'*organisme de réglementation* et d'y noter les échantillons inclus à 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 (par exemple, courante ou spéciale, pétrographique, biostratigraphique ou géochimique).

7.2 Présentation des résultats, des données, des analyses et des schémas

En vertu de l'article 191 du *Règlement-cadre*, un exemplaire des résultats finaux, des données, des analyses et des schémas obtenus dans le cadre d'un PADC ou d'un PADRP doit être soumis à l'*organisme de réglementation*.

Il est recommandé d'utiliser le système international d'unités (SI) pour la soumission de renseignements ou de données à l'*organisme de réglementation*. Aux fins du présent document, on entend par « conditions standard » une pression atmosphérique moyenne de 101,325 kPa (valeur absolue) et une température ambiante de 15 °C.

D'autres formats que ceux prescrits dans le présent document peuvent être acceptables. Il est recommandé de vérifier auprès de l'*organisme de réglementation* que le format choisi est acceptable.

7.2.1 Données de diagraphies et de levés

7.2.1.1. Données électroniques

Format

L'*organisme de réglementation* exige que l'exploitant soumette des exemplaires en format PDF consultable (électronique) 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*, avec les notes suivantes :

- Le cas échéant, chaque diagraphie doit comprendre deux présentations à l'échelle de profondeur : la « présentation standard d'une diagraphie de corrélation » à l'échelle 1:600 ou 1:500 et la

« présentation standard d'une diagraphie détaillée » à l'échelle 1:240 ou 1:200;

- 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'opération de diagraphie;
- Les exemplaires électroniques générés doivent contenir la ou les sections de répétition exécutées avant d'effectuer la diagraphie principale.

Les diagraphies de PVR générées doivent être distinctes des diagraphies de PM. À cet égard, toutes les diagraphies représentant des données de PVR doivent en porter la mention dans leur en-tête.

Exemplaires

Un exemplaire en format PDF consultable de chaque champ et de chaque diagraphie finale doit être soumis à *l'organisme de réglementation*. Lorsqu'une diagraphie n'a pas besoin d'être traitée davantage, l'exploitant peut la désigner comme « finale ». Dans le cas contraire, lorsque le traitement d'une diagraphie est nécessaire, l'exploitant doit soumettre des exemplaires des diagraphies sur le terrain, en prenant soin d'indiquer que les exemplaires des diagraphies finales suivront. Toutes les diagraphies doivent porter une mention claire dans leur en-tête indiquant leur nature (diagraphie sur le terrain ou finale). *L'organisme de réglementation* considérera les diagraphies exemptes de telles mentions comme des diagraphies sur le terrain.

Soumission

L'exploitant doit soumettre à *l'organisme de réglementation* les exemplaires électroniques requis des diagraphies dès que possible après la conclusion des activités de diagraphie pour une section de puits donnée. Toutes les diagraphies soumises à *l'organisme de réglementation* doivent être accompagnées d'un bordereau de transmission ou d'un avis par courriel lorsqu'elles sont publiées sur le site de SFTP.

Remarque

Bien qu'il ne soit pas nécessaire de les soumettre, *l'organisme de réglementation* se réserve le droit de

demander à l'exploitant des exemplaires imprimés des diagraphies finales et sur le terrain et des levés. Si l'*organisme de réglementation* exige d'obtenir des copies imprimées des diagraphies et des levés, l'exploitant doit soumettre 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*.

7.2.1.2. Données numériques

Format

L'*organisme de réglementation* exige que l'exploitant soumette les données de diagraphie dans le format suivant :

- En tant qu'ensemble complet de données, soumis conformément à la *pratique recommandée 66 de l'API, Recommended Practices for Exploration and Production Data Digital Log Interchange*;
- En tant que sous-ensemble de l'ensemble complet de données, représentant les courbes optiques présentées sur les diagraphies finales. Il faut soumettre ces données de préférence en format LAS 3.0 ou LAS 2.0;
- Pour les levés géophysiques, un exemplaire numérique de toutes les données en format SEG-Y et ASCII sur clé USB, serveur SFTP ou tout autre support approuvé par l'*organisme de réglementation*, associée à chaque levé géophysique de puits.

Exemplaires

Il faut soumettre un exemplaire numérique des données à l'*organisme de réglementation* dans le format prescrit ci-dessus et sur une clé USB, un serveur SFTP ou tout autre support approuvé par l'*organisme de réglementation*. 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.

Soumission

À moins qu'il n'en soit convenu autrement, l'exploitant est responsable de la livraison des données numériques à

l'organisme de réglementation dans les plus brefs délais et par les moyens appropriés après l'achèvement des opérations de diagraphie pour une section de puits donnée.

Cas spécial

Lorsque *l'organisme de réglementation* doit fournir une réponse rapidement, l'exploitant pourrait avoir à fournir des données numériques par courriel, par serveur SFTP ou par tout autre moyen convenu.

7.2.1.3. Relevés de pression et de profondeur

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 trou ouvert, 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, un exemplaire numérique de ces données doit être soumis. Il doit être soumis sous forme de fichiers Excel ou de fichiers ASCII délimités par des espaces sur clé USB, serveur SFTP ou tout autre support approuvé par *l'organisme de réglementation*, 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) ou température (en degrés Celsius).

Les résultats d'un relevé de pression et de profondeur doivent être soumis à *l'organisme de réglementation* sous la forme d'une diagraphie ou d'un rapport. La diagraphie doit inclure les éléments ci-après.

- Un résumé ou un en-tête consistant en un tableau qui présente 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. Il faut corriger toutes les pressions indiquées dans ce tableau en fonction de la température et déclarées en pression absolue.

Remarque : Les remarques du personnel de l'entreprise de services doivent inclure le numéro de série et la marque du manomètre utilisé, et préciser si l'on a corrigé les pressions rapportées dans l'en-tête de diagraphie en fonction de la température et déclarées en pression absolue. Les remarques doivent également faire mention de l'état des corrections, le cas échéant, qui sont reflétées dans les résultats des essais individuels qui suivent dans le corps principal de la diagraphie.

- 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 fluide de forage à la profondeur d'essai, le réglage de l'outil, les périodes d'essai préalable et de mise hors service du puits, ainsi que la pression hydrostatique finale une fois l'essai terminé. Les détails de tout effort pour 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.-à-d. la densité API du pétrole et la résistivité de l'eau à la température de mesure). Il faut consigner les pressions enregistrées pendant l'essai dans ce registre à des incréments appropriés pour caractériser adéquatement l'essai.
- La section finale de la diagraphie doit également contenir l'historique récent de l'étalonnage du manomètre, y compris le dossier d'étalonnage principal de l'appareil.

7.2.2 Analyse des carottes

L'analyse des carottes classiques, des bouchons de carottes classiques ou des carottes latérales doit être effectuée conformément aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière*.

7.2.2.1. Analyse courante des carottes

Il faut analyser chaque carotte classique 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 :

- La porosité;
- La perméabilité, dans la direction de la perméabilité horizontale maximale, dans la direction perpendiculaire à cette dernière et dans la direction verticale;
- La saturation en fluide.

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

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

Lorsque des mesures et des analyses supplémentaires sont effectuées sur les carottes, l'*organisme de réglementation* exige que l'exploitant fournisse ces renseignements. Cela comprend la description visuelle de la carotte pour la lithologie et les traces d'hydrocarbures, ainsi que la lecture de l'activité gamma naturelle de la carotte.

7.2.2.2. Analyse spéciale des carottes

En ce qui concerne un champ qui pourrait être exploité ou qui est exploité, une ASC doit être effectuée, 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.

7.2.2.3. Données numériques

En plus des exigences relatives à la soumission de documents, les exploitants doivent soumettre sur clé USB, serveur SFTP ou tout autre support approuvé par *l'organisme de réglementation* un exemplaire numérique des données pour les types de données suivants :

- Une analyse courante des carottes sous forme de fichier Excel ou de fichier ASCII délimité par des espaces;
- Des copies numériques des photographies de carottes classiques et latérales aux formats JPEG, PNG ou TIFF à une résolution minimale de 300 points par pouce (ppp);
- Des ensembles de données relatifs aux rapports réalisés à partir de carottes classiques et latérales au format ASCII (par exemple, pétrographiques, géochimiques, XRD).

7.2.3 Analyse d'échantillons de fluides

L'analyse des échantillons de fluides doit être conforme aux *règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière*.

Sauf indication contraire dans l'AFP délivrée, il faut regrouper en un seul document les rapports d'essais d'écoulement de formation associés aux essais effectués sur les puits de production et d'injection, conformément à l'article 195 du *Règlement-cadre*, et les soumettre une fois par an dans le cadre du rapport annuel de production qui est exigé en vertu de l'article 202 du *Règlement-cadre*.

On s'attend à ce que les types d'analyses suivants soient effectués sur les échantillons obtenus à partir de puits achevés 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.

On s'attend à ce que les types d'analyses suivants soient 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.

Il est possible d'effectuer d'autres types d'analyses, dont les suivantes :

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

Il faut soumettre dans le rapport annuel de production les résultats de toute analyse d'échantillons de fluides prélevés dans des puits d'exploitation, comme indiqué à l'article 202 du *Règlement-cadre*.

Les exigences suivantes en matière d'analyse des fluides se fondent sur l'article 11.070 des *Oil and Gas Conservation Rules*, Alberta Regulation 151/71.

- **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 standard.

- Le pouvoir calorifique supérieur pour les gaz exempts d'humidité et de gaz acides dans des conditions standard.
- La pression et la température pseudocritiques, calculées lors de l'échantillonnage en kPa et en 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 standard 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 condensat 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 standard.
- Le pH et la résistivité en ohm-mètre à 25 °C.
- Le sulfure d'hydrogène en grammes par mètre cube.
- L'indice de réfraction à 25 °C.

Remarque : Les mesures ci-dessus sont présentées à titre indicatif. L'*organisme de réglementation* reconnaît que certains laboratoires peuvent avoir modifié/amélioré leurs pratiques d'analyse et ne plus effectuer d'analyses dans la mesure indiquée ci-dessus. Les exploitants sont priés d'indiquer les résultats d'analyse soumis pour lesquels aucune analyse précise n'a été effectuée. Les rapports d'analyse des fluides des échantillons de pétrole, de gaz, de condensat et d'eau doivent être soumis sous forme de fichiers Excel ou de fichiers ASCII délimités par des espaces.

8.0 Élimination des échantillons, des déblais, des carottes ou des données

En vertu de l'article 65 du *Règlement-cadre*, lorsqu'un exploitant souhaite se débarrasser de déblais de forage, d'échantillons, de carottes ou de données d'évaluation en sa possession, il doit d'abord en informer l'*organisme de réglementation* par écrit en précisant, le cas échéant, ce qui suit :

- La nature et le volume des matériaux à éliminer;
- La nature des données à éliminer (y compris tout renseignement pertinent les concernant, dont le titre des documents et un résumé de leur contenu).

Lorsque l'*organisme de réglementation* demande à l'exploitant de lui transmettre des matériaux ou des données, les frais d'expédition sont la responsabilité de l'exploitant.

9.0 Bibliographie

1. *Directive 040 de l'AER, Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells, septembre 2021.*
2. *Oil and Gas Conservation Rules, Alberta Regulation 151/71.*
3. *Pratique recommandée 31A de l'API, Standard Form for Hardcopy Presentation of Downhole Well Log Data, 1^{re} éd., août 1997 (confirmée en septembre 2012).*
4. *Pratique recommandée 66 de l'API, Recommended Practices for Exploration and Production Data Digital Log Interchange, version 2.00, juin 1996.*