



CANADA

CONSOLIDATION

CODIFICATION

Indian Oil and Gas Regulations

Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes

SOR/2019-196

DORS/2019-196

Current to June 19, 2024

À jour au 19 juin 2024

Last amended on August 1, 2019

Dernière modification le 1 août 2019

OFFICIAL STATUS OF CONSOLIDATIONS

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

Published consolidation is evidence

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

...

Inconsistencies in regulations

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

LAYOUT

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

NOTE

This consolidation is current to June 19, 2024. The last amendments came into force on August 1, 2019. Any amendments that were not in force as of June 19, 2024 are set out at the end of this document under the heading "Amendments Not in Force".

CARACTÈRE OFFICIEL DES CODIFICATIONS

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

Codifications comme élément de preuve

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

[...]

Incompatibilité — règlements

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

MISE EN PAGE

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

NOTE

Cette codification est à jour au 19 juin 2024. Les dernières modifications sont entrées en vigueur le 1 août 2019. Toutes modifications qui n'étaient pas en vigueur au 19 juin 2024 sont énoncées à la fin de ce document sous le titre « Modifications non en vigueur ».

TABLE OF PROVISIONS

Indian Oil and Gas Regulations

	Interpretation
1	Definitions
	General Rules
2	Notice, document or information
3	Information
4	Form not prescribed
5	Alternative format
6	Eligibility
7	Holder's responsibility
8	Liability — holders and persons with working interest
9	Insurance required
10	Self-insurance
11	Contractor's insurance
12	Contract area boundaries
13	Survey plan
14	Dispute
15	Annual meeting request
16	Unforeseen incident
17	Person accompanying inspector
18	Payment of rent
19	Payment to Receiver General
20	Amendments
21	Well data
22	Additional information
23	Confidential information
24	Incorrect information
25	Approval of assignment
26	Liability

TABLE ANALYTIQUE

Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes

	Définitions et interprétation
1	Définitions
	Règles générales
2	Avis, document ou renseignement
3	Renseignements
4	Absence de formulaire
5	Autre forme
6	Admissibilité
7	Respect des obligations
8	Responsabilité — titulaire et personne ayant un intérêt économique direct
9	Assurance exigée
10	Autoassurance
11	Assurance des entrepreneurs
12	Limites de la zone
13	Plans d'arpentage
14	Différend
15	Demande de rencontre
16	Incident imprévu
17	Accompagnateur de l'inspecteur
18	Loyer annuel
19	Receveur général
20	Modifications
21	Renseignements au sujet d'un puits
22	Autres renseignements
23	Obligation de confidentialité
24	Renseignements erronés
25	Cession
26	Responsabilité

	Terms and Conditions To Be Included in Every Contract		Conditions obligatoires dans tout contrat
27	Compliance with laws	27	Respect des règles de droit
	Exploration		Exploration
	Authorization		Autorisation
28	Authorization to explore	28	Autorisation d'explorer
	Application for Exploration Licence		Demande de licence d'exploration
29	Preliminary negotiation	29	Négociation préalable
	Operations Under Exploration Licence		Activités menées en vertu d'une licence d'exploration
30	Exercise of rights conferred by licence	30	Exercice des droits afférents à une licence
31	Priority	31	Assujettissement
32	Maximum drilling depth	32	Profondeur maximale de forage
33	Exploration report	33	Rapport d'exploration
34	Remediation and reclamation	34	Mesures correctives et régénération
	Subsurface Rights or Interests		Droits ou intérêts relatifs au sous-sol
	Grants of Subsurface Rights or Interests		Droits ou intérêts accordés relativement au sous-sol
	General Rules		Règles générales
35	Subsurface contracts	35	Contrats relatifs au sous-sol
36	Priority	36	Assujettissement
37	Multiple holders	37	Titulaires multiples
38	Fair value	38	Juste valeur
	Public Tender Process		Adjudication
39	Public tender	39	Adjudication
40	Minister's duties	40	Obligation du ministre
41	Submission of bids	41	Soumission
42	Opening of bids	42	Ouverture des soumissions
	Call for Proposals Process		Processus d'appel de propositions
43	Call for proposals	43	Appel de propositions
	Negotiation Process		Processus de négociation
44	Application for subsurface contract	44	Demande de contrat relatif au sous-sol
45	Conditions of approval	45	Conditions d'approbation
46	Granting of contract	46	Octroi du contrat
	Terms and Conditions of Subsurface Contracts		Conditions des contrats relatifs au sous-sol
47	Rights conferred by contract	47	Droits accordés au titre d'un contrat
48	Initial term of permit	48	Période de validité initiale du permis

<p>49 Term of lease</p> <p>50 Term — exception</p> <p>51 Annual rent</p> <p>Selection of Lands for Intermediate Term of Permit</p> <p>52 Lands earned</p> <p>53 Area less than 75%</p> <p>54 Application for approval</p> <p>55 Transitional provision</p> <p>Bitumen Recovery Project Approval</p> <p>56 Application for approval</p> <p>57 Content of application</p> <p>58 Approval</p> <p>59 Surface contract required</p> <p>60 Minimum level of production</p> <p>61 Additional lands, wells or facilities</p> <p>Drilling Over Expiry</p> <p>62 Application for extension</p> <p>Continuation of Subsurface Contracts</p> <p>63 Qualifying lands</p> <p>64 Application for continuation</p> <p>65 Determination</p> <p>66 Continuation requested by council</p> <p>67 Failure to apply for continuation</p> <p>68 Indefinite continuation</p> <p>69 Non-productivity — oil and gas</p> <p>70 Inadequate productivity — bitumen</p> <p>71 Transitional provision — continuation</p> <p>Surface Rights or Interests</p> <p>72 Authorization</p> <p>73 Preliminary negotiation</p> <p>74 Negotiation breakdown</p> <p>75 Application for surface contract</p> <p>76 Term</p> <p>77 Renegotiation of rent</p> <p>78 Abandonment, remediation and reclamation</p>	<p>49 Période de validité du bail</p> <p>50 Période de validité — exception</p> <p>51 Loyer annuel</p> <p>Choix de terres pour la période de validité intermédiaire des permis</p> <p>52 Acquisition du droit de choisir des terres</p> <p>53 Superficie inférieure à soixante-quinze pour cent</p> <p>54 Demande d’approbation</p> <p>55 Disposition transitoire</p> <p>Approbation d’un projet de récupération de bitume</p> <p>56 Demande d’approbation</p> <p>57 Contenu de la demande</p> <p>58 Approbation</p> <p>59 Exigence — contrat relatif au sol</p> <p>60 Niveau de production minimum</p> <p>61 Terres, puits ou installations supplémentaires</p> <p>Forage après l’expiration prévue</p> <p>62 Demande de prorogation</p> <p>Reconduction des contrats relatifs au sous-sol</p> <p>63 Critères d’admissibilité à la reconduction</p> <p>64 Demande de reconduction</p> <p>65 Décision du ministre</p> <p>66 Reconduction demandée par le conseil</p> <p>67 Omission de demander la reconduction</p> <p>68 Reconduction indéfinie</p> <p>69 Non-productivité — pétrole et gaz</p> <p>70 Production insuffisante — bitume</p> <p>71 Disposition transitoire — reconduction</p> <p>Droits ou intérêts relatifs au sol</p> <p>72 Autorisation</p> <p>73 Négociation préalable</p> <p>74 Échec de la négociation</p> <p>75 Demande de contrat relatif au sol</p> <p>76 Période de validité</p> <p>77 Renégociation du loyer</p> <p>78 Abandon, mesures correctives et régénération</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Royalties		Redevances	
79	Payment of royalty	79	Redevance à payer
80	Deadline for payment	80	Date d'échéance du paiement
81	Royalty — every sale	81	Redevance — chaque vente
82	Keeping of information	82	Tenue des registres
83	Order to submit plan or diagram	83	Ordonnance de soumettre des plans ou des diagrammes
84	Notice to submit documents	84	Documents
First Nation Audits and Examinations		Vérification et examen par la première nation	
General Rules		Règles générales	
85	Agreement required	85	Accord sur la vérification et l'examen
86	Qualifications	86	Exigences minimales
87	Confidentiality — First Nation	87	Confidentialité — première nation
Preliminary Approval		Approbation préalable	
88	Application for preliminary approval	88	Demande d'approbation préalable
89	Decision	89	Approbation préalable
Request for Agreement		Demande de conclusion d'un accord	
90	Request for agreement	90	Demande
91	Refusal	91	Refus
92	Agreement	92	Préparation de l'accord
Equitable Production of Oil and Gas		Production équitable de pétrole et de gaz	
Holder's Obligations		Obligations des titulaires	
93	Compensatory royalty	93	Redevance compensatoire
Offset Notice		Préavis de drainage	
94	Offset notice	94	Préavis de drainage
95	Information included in notice	95	Renseignements dans le préavis
96	No obligation	96	Aucune obligation
Calculation and Payment of Compensatory Royalty		Calcul et paiement de la redevance compensatoire	
97	Compensatory royalty	97	Redevance compensatoire
98	Calculation and payment of compensatory royalty	98	Calcul et paiement de la redevance compensatoire
99	Amended spacing unit	99	Unité d'espacement modifiée
100	End of obligation to pay	100	Fin de l'obligation de payer
101	Exception	101	Exception
Offset Wells		Puits de limite	
102	Failure to produce	102	Puits de limite improductif

	Service Wells		Puits de service
103	Prior approval	103	Approbation préalable
104	Exception	104	Exception
105	Exception	105	Exception
	Pooling, Production Allocation and Unit Agreements		Regroupement, allocation de la production et accord de mise en commun
106	Single spacing unit production	106	Production d'une unité d'espacement
107	Multiple spacing unit production	107	Production d'unités d'espacement multiples
108	Unit agreement	108	Accord de mise en commun
	Surrender, Default and Cancellation		Renonciation, défaut et résiliation
109	Surrender of subsurface rights or interests	109	Renonciation aux droits ou aux intérêts relatifs au sous-sol
110	Surrender of surface rights or interests	110	Renonciation aux droits ou aux intérêts relatifs au sol
111	Non-compliance notice	111	Avis de non-conformité
112	Continuing liability	112	Responsabilité
	Administrative Monetary Penalties		Violations et pénalités
113	Designated provisions	113	Dispositions désignées
	Transitional Provisions		Dispositions transitoires
114	Executive Director	114	Directeur exécutif
115	Permits	115	Permis
	Repeal		Abrogation
	Coming into Force		Entrée en vigueur
*117	S.C. 2009, c. 7.	*117	L.C. 2009, ch. 7.
	SCHEDULE 1		ANNEXE 1
	SCHEDULE 2		ANNEXE 2
	Initial Term of Permits		Période de validité initiale du permis
	SCHEDULE 3		ANNEXE 3
	Zones — Intermediate Term		Couches — période de validité intermédiaire
	SCHEDULE 4		ANNEXE 4
	Zones — Continuation		Couches — reconduction

SCHEDULE 5

Royalties

SCHEDULE 6

Administrative Monetary Penalties

ANNEXE 5

Redevances

ANNEXE 6

Violations et pénalités

Registration
SOR/2019-196 June 10, 2019

INDIAN OIL AND GAS ACT

Indian Oil and Gas Regulations

P.C. 2019-755 June 9, 2019

Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Indian Affairs and Northern Development, pursuant to section 4.1^a and subsection 21(1)^b of the *Indian Oil and Gas Act*^c, makes the annexed *Indian Oil and Gas Regulations*.

Enregistrement
DORS/2019-196 Le 10 juin 2019

LOI SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ DES TERRES
INDIENNES

**Règlement sur le pétrole et le gaz des terres
indiennes**

C.P. 2019-755 Le 9 juin 2019

Sur recommandation de la ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et en vertu de l'article 4.1^a et du paragraphe 21(1)^b de la *Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*^c, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*, ci-après.

^a S.C. 2009, c. 7, s. 1

^b S.C. 2009, c. 7, s. 3

^c R.S., c. I-7

^a L.C. 2009, ch. 7, art. 1

^b L.C. 2009, ch. 7, art. 3

^c L.R., ch. I-7

Interpretation

Definitions

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

Act means the *Indian Oil and Gas Act*. (*Loi*)

actual selling price means

(a) in respect of oil, the price at which the oil is sold; and

(b) in respect of gas, the price or consideration payable that is specified in the gas sales contract, free of any fees or deductions other than transmission charges beyond the facility outlet. (*prix de vente réel*)

adjoining, in relation to two spacing units, means touching at a common point, without regard to any road allowances between the spacing units. (*adjacentes*)

bitumen means oil that does not flow to a well unless it is heated or diluted. (*bitume*)

exploration work includes mapping, surveying, examining geological, geophysical or geochemical data, test drilling and any other activities that are carried out by air, land or water and are related to the exploration for oil or gas. (*travaux d'exploration*)

external spacing unit, in relation to a First Nation, means any spacing unit that is not a First Nation spacing unit of that First Nation. (*unité d'espacement externe*)

First Nation spacing unit means a spacing unit in which 50% or more of the lands are First Nation lands of the same First Nation. (*unité d'espacement d'une première nation*)

horizontal section means the portion of a wellbore that has

(a) an angle of at least 80°, measured between the line extending from the initial point of penetration into the target zone to the end point of the wellbore in that zone and the line extending vertically downward from the initial point of penetration into that zone; and

(b) a minimum length of 100 m, measured from the initial point of penetration into the target zone to the end point of the wellbore in that zone. (*tronçon horizontal*)

Définitions et interprétation

Définitions

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

accord de mise en commun Accord qui combine les droits ou les intérêts des titulaires de droits ou d'intérêts pétroliers ou gaziers dans un bassin ou une partie de bassin et qui prévoit que l'exploitation conjointe et le paiement des redevances se font en fonction de la production attribuée et non de la production réelle. La présente définition exclut l'accord au titre duquel est attribué la production d'un puits visé au paragraphe 107(1). (*unit agreement*)

adjacentes À l'égard de deux unités d'espacement, celles qui ont un point commun, abstraction faite des emprises de routes entre les unités d'espacement. (*adjoining*)

autorité provinciale Bureau, ministère ou organisme autorisé par une règle de droit à prendre des décisions, à accorder des approbations, à recevoir des renseignements ou à conserver des registres à l'égard de la conservation, de l'exploration et de l'exploitation du pétrole et du gaz dans la province dans laquelle sont situées les terres de la première nation en cause. (*provincial authority*)

bassin Gisement souterrain naturel qui contient ou semble contenir une accumulation de pétrole ou de gaz et qui est séparé de toute autre accumulation du même genre ou semble l'être. (*pool*)

bitume Pétrole qui doit être chauffé ou dilué pour circuler vers un puits. (*bitumen*)

contrat relatif au sol Bail relatif au sol ou droit de passage accordés sous le régime de la Loi. (*surface contract*)

contrat relatif au sous-sol Permis ou bail relatif au sous-sol accordés sous le régime de la Loi. (*subsurface contract*)

couche Strate de terre délimitée selon les données de diagraphie de l'annexe 3 ou de l'annexe 4, selon le cas. (*zone*)

couche de compensation Couche à partir de laquelle un puits déclencheur produit. (*offset zone*)

horizontal well means a well that has been approved as a horizontal well by the provincial authority or a well with a horizontal section that has been approved by the provincial authority. (*puits horizontal*)

offset period means the period established in accordance with subsection 93(4). (*décalage de compensation*)

offset well means a well that is located in a First Nation spacing unit adjoining an external spacing unit in which a triggering well is located and that is producing from the same zone as the triggering well. (*puits de limite*)

offset zone means the zone from which a triggering well is producing. (*couche de compensation*)

pool means a natural underground reservoir that contains or appears to contain an accumulation of oil or gas that is separate or appears to be separate from any other such accumulation. (*bassin*)

prescribed means prescribed by the Minister under subsection 5(1) of the Act. (*Version anglaise seulement*)

productive means producing or capable of producing oil or gas in a quantity that would warrant incurring

(a) the costs of completion, in the case of a well that has been drilled but not completed; or

(b) the costs of production, in the case of a well that has been completed. (*productif*)

provincial authority means the office, department or body that is authorized by law to make decisions, grant approvals, receive information or keep records respecting the exploration for, or the exploitation or conservation of, oil and gas in the province in which the relevant First Nation lands are located. (*autorité provinciale*)

service well means a well that is operated for observation or for the injection, storage or disposal of fluids. (*puits de service*)

spacing unit means an area in a zone that is designated as a spacing unit, a spacing area, a drainage unit or other similar unit by the provincial authority. (*unité d'espacement*)

subsurface contract means a permit or subsurface lease granted under the Act. (*contrat relatif au sous-sol*)

surface contract means a surface lease or right-of-way granted under the Act. (*contrat relatif au sol*)

décalage de compensation Délai déterminé conformément au paragraphe 93(4). (*offset period*)

droits de surface Sommes à payer par le titulaire d'un contrat relatif au sol et visées aux paragraphes 73(2) et (3). (*surface rates*)

Loi La Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes. (*Act*)

pas de porte Somme versée par une personne en vue de l'obtention de droits ou d'intérêts pétroliers ou gaziers. (*French version only*)

prix de vente réel

a) Dans le cas du pétrole, son prix de vente;

b) dans le cas du gaz, le prix — ou la contrepartie — à payer stipulé dans le contrat de vente du gaz, exempt de tous frais ou de toute déduction, à l'exception des coûts d'acheminement par pipeline après la sortie de l'installation. (*actual selling price*)

productif Qui produit ou qui a la capacité de produire du pétrole ou du gaz en quantité suffisante pour que soit justifié l'engagement, selon le cas :

a) des coûts d'achèvement d'un puits qui a été foré, mais qui n'a pas été achevé;

b) des coûts de production dans le cas d'un puits achevé. (*productive*)

puits Puits utilisé pour l'exploitation du pétrole ou du gaz y compris le puits vertical, dévié ou horizontal. (*well*)

puits déclencheur Puits qui produit à partir d'une ou de plusieurs unités d'espacement externes adjacentes à toute unité d'espacement d'une première nation. (*triggering well*)

puits de limite Puits qui est situé dans une unité d'espacement d'une première nation adjacente à l'unité d'espacement externe dans laquelle le puits déclencheur est situé et qui produit à partir de la même couche que le puits déclencheur. (*offset well*)

puits de service Puits exploité aux fins d'observation ou d'injection, d'élimination ou de stockage de fluides. (*service well*)

puits horizontal Puits dont un tronçon horizontal a été approuvé par l'autorité provinciale ou puits approuvé par

surface rates means the amounts, referred to in subsections 73(2) and (3), that are to be paid by a surface contract holder. (*droits de surface*)

triggering well means a well that is producing from one or more external spacing units adjoining a First Nation spacing unit. (*puits déclencheur*)

unit agreement means an agreement that combines the rights or interests of all the holders of oil and gas rights or interests in all or part of a pool and that provides for the joint exploitation of the oil and gas and the payment of royalties based on an attribution of production rather than actual production, but does not include an agreement that attributes production from a well referred to in subsection 107(1). (*accord de mise en commun*)

well means a well that is used for the exploitation of oil or gas and includes a vertical well, a deviated well and a horizontal well. (*puits*)

zone means a stratum of lands identified as a zone in accordance with the log data set out in Schedule 3 or 4, as the case may be. (*couche*)

Incorporation by reference

(2) A reference to a document that is incorporated by reference into these Regulations is a reference to the document as amended from time to time or, if the document no longer exists, to any successor to it that provides the same information.

General Rules

Notice, document or information

2 (1) Any notice, document or information that is sent or submitted under these Regulations must be in paper or electronic form or published on the website of Petrinex or any successor to Petrinex.

l'autorité provinciale comme étant un puits horizontal. (*horizontal well*)

travaux d'exploration Sont notamment visés par la présente définition la cartographie, l'arpentage, l'examen des données géologiques, géophysiques ou géochimiques, le forage exploratoire et toute autre activité menée des airs, sur terre ou sur l'eau et liée à l'exploration pétrolière et gazière. (*exploration work*)

tronçon horizontal Toute portion d'un puits de forage qui, à la fois :

a) forme un angle d'au moins 80° mesuré entre la ligne qui relie le point initial de pénétration dans la couche cible et le point terminal du puits de forage dans cette couche et la ligne qui se prolonge à la verticale vers le bas depuis le point initial de pénétration dans cette couche;

b) a une longueur minimale de 100 m, mesurée à partir du point initial de pénétration dans la couche cible jusqu'au point terminal du puits de forage dans cette couche. (*horizontal section*)

unité d'espacement Zone d'une couche désignée par l'autorité provinciale comme étant une unité d'espacement, une surface unitaire, une surface de drainage ou toute autre unité similaire. (*spacing unit*)

unité d'espacement d'une première nation Unité d'espacement dont cinquante pour cent ou plus des terres sont les terres d'une même première nation. (*First Nation spacing unit*)

unité d'espacement externe À l'égard d'une première nation, toute unité d'espacement qui n'est pas une unité d'espacement de cette première nation. (*external spacing unit*)

Incorporation par renvoi

(2) La mention d'un document incorporé par renvoi dans le présent règlement constitue un renvoi au document avec ses modifications successives ou à celui qui lui succède et qui contient les mêmes renseignements si le document n'existe plus.

Règles générales

Avis, document ou renseignement

2 (1) Tout avis, document ou renseignement envoyé ou présenté en application du présent règlement l'est sur support papier ou électronique ou est publié sur le site Web de Petrinex ou du successeur de Petrinex.

Address for service

(2) A contract holder must, in the prescribed form, provide the Minister with their address for service and send him or her a notice of any change to that address.

Deemed receipt — paper form

(3) Any notice, document or information that the Minister sends to a holder in paper form at their address for service is deemed to have been received by the holder four days after the day on which it is sent.

Deemed receipt — electronic form

(4) Any notice, document or information that the Minister sends to a holder in electronic form at their latest address for service or publishes on the website of Petrinex or any successor to Petrinex is deemed to have been received by the holder on the day on which it is sent or published.

Record search

(5) A person may apply to the Minister for a record search of non-confidential, contractual documentation that is in the Minister's possession and stored in electronic form if the application is in the prescribed form and accompanied by the record search fee set out in Schedule 1.

Information

3 Despite any provision of these Regulations, a person is not obliged to submit information to the Minister that the Minister has stated is in his or her possession or is available to him or her from another source such as Petrinex.

Form not prescribed

4 When an application or other information is required by these Regulations to be submitted in a prescribed form but no form has been prescribed, the application or information may be submitted in any form.

Alternative format

5 When a notice, a document or information is required by these Regulations to be submitted in a specified format, the person required to submit it may use an alternative format if the Minister states that he or she has the capacity to read and use the information in that alternative format.

Adresse de signification

(2) Le titulaire d'un contrat fournit, sur le formulaire prévu à cet effet, son adresse aux fins de signification au ministre et lui envoie un avis de tout changement à celle-ci.

Présomption de réception — support papier

(3) Tout avis, document ou renseignement envoyé sur support papier par le ministre à l'adresse de signification du titulaire est réputé avoir été reçu par celui-ci quatre jours après la date de son envoi.

Présomption de réception — support électronique

(4) Tout avis, document ou renseignement envoyé par le ministre sur support électronique à la dernière adresse de signification du titulaire ou publié par le ministre sur le site Web de Petrinex ou du successeur de Petrinex est réputé avoir été reçu par le titulaire à la date de son envoi ou de sa publication.

Recherches documentaires

(5) Toute personne peut demander au ministre d'effectuer des recherches documentaires portant sur des documents contractuels non confidentiels qu'il a en sa possession sur support électronique si elle le fait sur le formulaire prévu à cet effet et accompagne sa demande du paiement des droits prévus à l'annexe 1 pour les recherches documentaires.

Renseignements

3 Malgré toute autre disposition du présent règlement, il n'est pas nécessaire de présenter au ministre des renseignements que celui-ci déclare avoir en sa possession ou auxquels il a accès par l'intermédiaire d'une autre source, notamment Petrinex.

Absence de formulaire

4 Si, aux termes du présent règlement, une demande doit être soumise ou un renseignement doit être présenté sur le formulaire prévu à cet effet, mais qu'aucun n'a été prévu, la demande peut être soumise ou le renseignement peut être présenté de toute autre manière.

Autre forme

5 Quiconque a l'obligation de soumettre un avis, un document ou un renseignement sous une forme prévue aux termes du présent règlement peut le faire sous une autre forme si le ministre déclare être en mesure de le lire et de l'utiliser.

Eligibility

6 A person is eligible to be granted a contract if

(a) they are a corporation that is authorized by the laws of the relevant province to carry on business in that province or an individual who has reached the age of majority in that province;

(b) they are not in default under subsection 111(5); and

(c) in the case of a corporation, neither it nor any of its directors, officers or agents or mandataries has been convicted of an offence under subsection 18(2) of the Act within two years before the date of the bid, in the case of a grant by public tender, or the date of the application, in the case of a negotiated contract.

Holder's responsibility

7 A contract holder must ensure that any requirement that is related to their contract and is imposed by these Regulations on a person other than the holder is satisfied.

Liability — holders and persons with working interest

8 (1) Every contract holder and person with a working interest in a contract is absolutely liable for any damage to the environment that is caused by operations carried out under the contract.

Liability — operators and licensees

(2) Every operator, well licensee, pipeline licensee and facility licensee is absolutely liable for any damage to the environment that is caused by operations they carry out under the contract.

Insurance required

9 (1) A contract holder must obtain, and maintain during the term of the contract, an insurance policy that is adequate to cover all risks resulting from the operations to be carried out under the contract.

Minimum coverage

(2) The insurance policy must provide the following minimum coverage:

(a) comprehensive general liability insurance that covers the risks of damage caused by operations carried out under the contract with an inclusive bodily injury, death and property damage limit of at least \$5,000,000 per occurrence, including occupier's

Admissibilité

6 Toute personne est admissible à l'octroi d'un contrat si, à la fois :

a) elle est une personne morale autorisée par les règles de droit de la province en cause à y faire des affaires ou une personne physique ayant atteint l'âge de la majorité dans cette province;

b) elle n'est pas en défaut aux termes du paragraphe 111(5);

c) s'agissant d'une personne morale, ni celle-ci ni ses dirigeants, administrateurs ou mandataires n'ont été déclarés coupables d'une infraction au titre du paragraphe 18(2) de la Loi dans les deux ans qui précèdent la date de la soumission, dans le cas d'une adjudication, ou celle de la demande, dans le cas d'un contrat négocié.

Respect des obligations

7 Le titulaire d'un contrat veille au respect de toutes les obligations imposées à l'égard de son contrat par le présent règlement à toute personne autre que lui.

Responsabilité — titulaire et personne ayant un intérêt économique direct

8 (1) Le titulaire d'un contrat et la personne ayant un intérêt économique direct dans un contrat ont la responsabilité absolue des dommages à l'environnement occasionnés par les activités menées au titre du contrat.

Responsabilité — exploitant et titulaire de licence

(2) L'exploitant et le titulaire d'une licence de puits, de pipeline ou d'installation ont la responsabilité absolue des dommages à l'environnement occasionnés par leurs activités menées au titre du contrat.

Assurance exigée

9 (1) Le titulaire d'un contrat souscrit, pour la durée de son contrat, une police d'assurance dont la protection est suffisante pour couvrir les risques découlant des activités menées au titre du contrat.

Protections minimales

(2) La police d'assurance prévoit les protections minimales suivantes :

a) une assurance responsabilité générale pour couvrir les risques de dommages occasionnés par les activités menées au titre du contrat avec une limite de garantie d'au moins 5 000 000 \$ par sinistre en cas de dommages corporels, de décès ou de dommages aux biens

liability or liability for damage caused by immovables, employer's liability, employer's contingent liability, contractual liability, contractor's protective liability, products liability, completed operations liability and contractor's liability insurance;

(b) automobile liability insurance that covers all vehicles used in operations carried out under the contract with an inclusive bodily injury, death and property damage limit of at least \$5,000,000 per occurrence; and

(c) if aircraft are to be used in operations carried out under the contract, aircraft liability insurance with an inclusive bodily injury, death and property damage limit of at least \$10,000,000 per occurrence.

Subrogation

(3) Every insurance policy obtained by the holder must provide that the insurer's right of subrogation is waived in favour of the Minister.

Notice of cancellation

(4) The holder must send the Minister notice without delay if any coverage under their insurance policy is terminated and at least 30 days before the last day of coverage if the holder intends to cancel any of their coverage.

Maximum deductible

(5) The deductible of every insurance policy must not exceed 5% of the amount of insurance.

Self-insurance

10 A holder may satisfy the requirement imposed by subsection 9(1) by providing the Minister with a letter of self-insurance in the prescribed form in which the holder

(a) acknowledges liability for any damage caused by operations carried out under the contract; and

(b) declares that their financial resources are adequate to cover that liability.

Contractor's insurance

11 A contract holder must ensure that any person that carries out operations under the contract, other than an employee, obtains and maintains an insurance policy that is adequate to cover all risks resulting from those operations.

et couvrant notamment la responsabilité des occupants ou la responsabilité du fait des immeubles, la responsabilité de l'employeur, la responsabilité éventuelle de l'employeur, la responsabilité contractuelle, la responsabilité indirecte des entrepreneurs, la responsabilité du fait des produits, la responsabilité relative à l'achèvement des travaux et l'assurance responsabilité des entrepreneurs;

b) une assurance responsabilité automobile pour tous les véhicules utilisés dans le cadre des activités menées au titre du contrat avec une limite de garantie d'au moins 5 000 000 \$ par sinistre en cas de dommages corporels, de décès ou de dommages aux biens;

c) une assurance responsabilité relative aux aéronefs si les activités menées au titre du contrat exigent l'emploi d'aéronefs, avec une limite de garantie d'au moins 10 000 000 \$ par sinistre en cas de dommages corporels, de décès ou de dommages aux biens.

Subrogation

(3) Toute police d'assurance souscrite par le titulaire prévoit que l'assureur renonce à son droit de subrogation en faveur du ministre.

Avis au ministre

(4) Le titulaire envoie un avis au ministre sans délai qu'une protection prévue dans sa police d'assurance est résiliée, ou au moins trente jours avant la date à laquelle la protection prend fin s'il a l'intention de la résilier.

Franchise

(5) La franchise de la police d'assurance ne peut excéder cinq pour cent du montant de l'assurance.

Autoassurance

10 Le titulaire satisfait à l'exigence du paragraphe 9(1) s'il fournit au ministre, sur le formulaire prévu à cet effet, une lettre d'auto-assurance dans laquelle, à la fois :

a) il reconnaît sa responsabilité quant aux dommages occasionnés par les activités menées en vertu de son contrat;

b) il affirme disposer des ressources financières suffisantes pour garantir sa responsabilité.

Assurance des entrepreneurs

11 Le titulaire veille à ce que toute personne autre qu'un employé qui mène des activités au titre du contrat souscrive et conserve une police d'assurance suffisante pour couvrir les risques découlant de ces activités.

Contract area boundaries

12 (1) The boundaries of a contract area must correspond to the boundaries of the legal land divisions of the relevant province if the lands in the contract area have been surveyed, or to the anticipated boundaries of those divisions if the lands have not been surveyed.

Unsurveyed lands

(2) If the lands in a contract area are surveyed during the term of the contract, the Minister must, after consulting with the holder and the council, amend the contract so that the description of the contract area complies with subsection (1).

Exception

(3) Subsections (1) and (2) do not apply if the lands in the contract area are First Nation lands whose configuration prevents compliance with those subsections.

Survey plan

13 (1) Every survey plan that is required under these Regulations must be

- (a)** plotted in accordance with the *Canada Lands Surveys Act*;
- (b)** approved by the Surveyor General of Canada; and
- (c)** recorded in the Canada Lands Survey Records.

Exception

(2) Subsection (1) does not apply to

- (a)** an exploration work survey plan; or
- (b)** a survey of lands under a treaty land entitlement agreement or a specific claim settlement agreement.

Dispute

14 If a dispute arises regarding the location of a well, facility or boundary referred to in a contract, the Minister may order the contract holder to have a survey carried out as soon as the circumstances permit.

Annual meeting request

15 (1) A council whose First Nation lands are subject to a contract may, no more than once a year, submit a request to the Minister in the prescribed form for a meeting with the contract holder for the purpose of discussing the operations that have been carried out, or are planned to be carried out, in the contract area.

Limites de la zone

12 (1) Les limites de la zone visée par un contrat doivent correspondre aux limites de toute désignation cadastrale de la province en cause si les terres ont été arpentées ou, si elles ne l'ont pas été, aux limites prévues de ces divisions.

Terres non arpentées

(2) Si les terres de la zone visée par un contrat sont arpentées pendant la période de validité du contrat, le ministre modifie la description de la zone dans le contrat, après avoir consulté le titulaire et le conseil, de sorte que la description soit conforme au paragraphe (1).

Exceptions

(3) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas si la zone visée par le contrat est située sur des terres de la première nation dont la configuration ne permet pas la conformité à ces dispositions.

Plans d'arpentage

13 (1) Tout plan d'arpentage exigé par le présent règlement est :

- a)** établi conformément à la *Loi sur l'arpentage des terres du Canada*;
- b)** approuvé par l'arpenteur général du Canada;
- c)** inscrit dans les Archives d'arpentage des terres du Canada.

Exception

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

- a)** au plan d'arpentage des travaux d'exploration;
- b)** à l'arpentage des terres effectué aux termes d'un accord sur les droits fonciers issus de traités ou d'un accord de règlement d'une revendication particulière.

Différend

14 En cas de différend quant à l'emplacement d'un puits, d'une installation ou d'une limite visés par un contrat, le ministre peut ordonner au titulaire de faire effectuer dès que possible un arpentage.

Demande de rencontre

15 (1) Le conseil dont les terres de la première nation sont visées par un contrat peut demander au ministre, sur le formulaire prévu à cet effet et au plus une fois par année, une rencontre avec le titulaire du contrat afin de discuter des activités qui ont été menées et de celles qui sont projetées dans la zone visée par le contrat.

Minister's notice

(2) The Minister must send the holder notice of a meeting request.

Arrangement of meeting

(3) The holder must organize the meeting and ensure that it takes place within 90 days after the day on which the Minister's notice is received. In the case of multiple holders, they may designate one of their number to attend as their representative.

Multiple contracts

(4) If the holder has more than one contract in the First Nation lands, operations carried out under all the contracts may be discussed at the same meeting.

Expenses

(5) Any expense relating to the request for, preparation for or attendance at a meeting must be borne by the party that incurs the expense.

Unforeseen incident

16 An operator must, in the most expeditious manner possible, notify the Minister and the council of any unforeseen incident that occurs during operations carried out under a contract and that results, or could result, in bodily injury or death or in damage to First Nation lands or property. The operator must report the details of the incident, in the prescribed form, as soon as the circumstances permit.

Person accompanying inspector

17 For the purpose of monitoring compliance with the Act and these Regulations, a person may accompany an inspector who is inspecting a contract holder's facilities and operations on First Nation lands if the person is authorized to do so by a written resolution of the council and the person has the certifications, and complies with the occupational health and safety requirements, required or imposed by the holder or by law.

Payment of rent

18 (1) The annual rent that is payable under a contract must be paid on or before the anniversary of the effective date of the contract.

Refund

(2) The rent that is payable for the year in which a contract ends must be paid and is not refundable. However, any rent that has been paid for a subsequent year must be refunded.

Avis du ministre

(2) Le ministre avise le titulaire de toute demande de rencontre.

Organisation de la rencontre

(3) Le titulaire organise la rencontre et veille à ce que celle-ci soit tenue dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de réception de l'avis du ministre. S'il y a plus d'un titulaire, les titulaires peuvent nommer l'un d'entre eux pour qu'il assiste à la rencontre comme représentant.

Titulaire de plusieurs contrats

(4) Si le titulaire détient plus d'un contrat portant sur les terres de la première nation, les activités menées en vertu de tous ces contrats peuvent faire l'objet d'une discussion pendant la même rencontre.

Frais

(5) Les frais relatifs à la demande de rencontre, à sa préparation et à la présence à cette rencontre sont supportés par la partie qui les engage.

Incident imprévu

16 L'exploitant avise de la manière la plus expéditive possible le ministre et le conseil de tout incident imprévu qui est survenu lors d'une activité menée au titre d'un contrat qui a, ou pourrait avoir, comme conséquence d'occasionner des dommages corporels ou la mort ou d'endommager les terres d'une première nation ou ses biens. Il fournit les détails de l'incident dès que possible sur le formulaire prévu à cet effet.

Accompagnateur de l'inspecteur

17 Aux fins de surveillance de l'observation de la Loi et du présent règlement, toute personne peut accompagner l'inspecteur au cours de l'inspection des installations du titulaire d'un contrat situées sur les terres d'une première nation et des activités menées sur ces terres si elle y est autorisée par résolution écrite du conseil, et qu'elle possède les attestations et satisfait aux exigences relatives à la santé et à la sécurité au travail prévues ou imposées par le titulaire ou par une règle de droit.

Loyer annuel

18 (1) Le loyer annuel à payer au titre d'un contrat est versé au plus tard à la date anniversaire de la prise d'effet du contrat.

Remboursement

(2) Le loyer à payer pour l'année pendant laquelle le contrat prend fin doit être versé et n'est pas remboursable. Toutefois, le loyer versé à l'égard d'une année subséquente est remboursé.

Exception

(3) Subsection (1) does not apply to a contract that provides otherwise and was granted before the day on which these Regulations came into force.

Payment to Receiver General

19 (1) All money that is owed to Her Majesty under these Regulations or a contract must be paid to the Receiver General for Canada.

Purpose of payment

(2) The money must be accompanied by a statement, in the prescribed form, indicating the purpose for which it is paid.

Amendments

20 (1) Any amendment to a contract or a bitumen recovery project requires the prior approval of the council and the Minister.

Limits

(2) The Minister must not approve an amendment unless

(a) an additional bonus is paid, if necessary, to reflect the fair value, determined in accordance with section 38, of the rights or interests granted by the amendment; and

(b) additional surface rates are paid, if necessary, in accordance with subsections 73(2) and (3).

Exception

(3) Subsection (1) does not apply to an amendment referred to in subsection 12(2) or to one that reduces the area of lands that are subject to a subsurface contract or a bitumen recovery project.

Well data

21 An operator that carries out operations in connection with a well must submit the following documents and information to the Minister and the council within the following time limits:

(a) before the day on which the well is spudded,

(i) a copy of the provincial licence authorizing the drilling of the well and a copy of the licence application,

(ii) the drilling and coring plan proposed for the well,

Exception

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux contrats accordés avant l'entrée en vigueur du présent règlement qui prévoient des conditions à l'effet contraire.

Receveur général

19 (1) Toute somme due à Sa Majesté en application du présent règlement ou d'un contrat est versée au receveur général du Canada.

Raison du versement

(2) Ce versement est accompagné du formulaire prévu à cet effet indiquant la raison pour laquelle il est versé.

Modifications

20 (1) Toute modification à un contrat ou à un projet de récupération de bitume est approuvée au préalable par le ministre et le conseil.

Limites

(2) Le ministre ne peut approuver la modification à moins que les conditions ci-après ne soient réunies :

a) un pas de porte additionnel est versé, si nécessaire, pour tenir compte de la juste valeur — établie conformément à l'article 38 — des droits ou intérêts accordés au titre de la modification;

b) des droits de surface additionnels sont payés, si nécessaire, au titre des paragraphes 73(2) ou (3).

Exception

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas à la modification visée au paragraphe 12(2) ni à celle qui a pour conséquence de réduire la superficie des terres visées par un contrat relatif au sous-sol ou par un projet de récupération de bitume.

Renseignements au sujet d'un puits

21 L'exploitant qui mène des activités à l'égard d'un puits soumet les documents et les renseignements ci-après au ministre et au conseil dans les délais suivants :

a) avant la date de démarrage du forage du puits par battage :

(i) une copie de la licence provinciale qui autorise le forage du puits et de la demande présentée pour obtenir cette licence,

(ii) le plan de forage et de carottage proposé pour ce puits,

- (iii) the geological prognosis,
 - (iv) any proposed horizontal drilling plan, and
 - (v) a copy of the surface lease survey plan;
- (b)** within 30 days after the day on which the well is rig-released,
- (i) all daily drilling reports for the period beginning on the day on which the rig move begins and ending on the day of rig-release,
 - (ii) a copy of each wireline log prepared,
 - (iii) the results of any drill-stem test conducted,
 - (iv) a copy of the final downhole well drilling survey, if one is required by the provincial authority,
 - (v) any description, test or analysis resulting from an identification of any well sections that were cored, and
 - (vi) a copy of the geological report, if one is required by the provincial authority;
- (c)** within 30 days after the day on which the well is completed,
- (i) all daily completion reports and the final downhole well schematic,
 - (ii) a copy of each wireline log prepared,
 - (iii) any core and fluid analyses prepared,
 - (iv) any swab reports prepared,
 - (v) the results of any pressure or flow tests conducted, including the results of any surface casing vent flow test,
 - (vi) a hydraulic fracturing fluid component information disclosure report, and
 - (vii) a detailed report of any downhole well intervention or stimulation;
- (d)** within 30 days after the day on which any recompletion or workover of the well is completed,
- (i) all daily recompletion or workover reports,
 - (ii) a copy of each wireline log prepared,
 - (iii) any core and fluid analyses prepared,

- (iii) le pronostic géologique,
 - (iv) tout plan de forage horizontal proposé,
 - (v) une copie du plan d'arpentage du bail relatif au sol;
- b)** dans les trente jours suivant la date de libération de l'appareil de forage :
- (i) tous les rapports quotidiens de forage pour la période qui commence le jour où débute l'installation de l'appareil de forage et se termine le jour de sa libération,
 - (ii) une copie de chaque diagraphie effectuée par câble,
 - (iii) les résultats de tout essai aux tiges,
 - (iv) une copie du levé final de forage de fond du puits, si un tel levé est exigé par l'autorité provinciale,
 - (v) tout détail, tout essai ou toute analyse découlant de l'identification des sections du puits qui ont fait l'objet d'un carottage,
 - (vi) une copie du rapport géologique, si un tel rapport est exigé par l'autorité provinciale;
- c)** dans les trente jours suivant la date d'achèvement du puits :
- (i) tous les rapports quotidiens d'achèvement et le schéma final de fond du puits,
 - (ii) une copie de chaque diagraphie effectuée par câble,
 - (iii) toute analyse de carottes et de liquides effectuée,
 - (iv) tout rapport de prélèvement effectué,
 - (v) les résultats de tout essai de pression et d'écoulement, y compris tout essai des systèmes de purge des tubages de surface,
 - (vi) le rapport de divulgation de renseignements sur la composition des fluides de fracturation hydraulique,
 - (vii) le rapport détaillé sur toute intervention ou stimulation d'un puits de fonds;

- (iv) any swab reports prepared,
 - (v) the results of any pressure or flow tests conducted, including the results of any surface casing vent flow test,
 - (vi) a hydraulic fracturing fluid component information disclosure report,
 - (vii) a detailed report of any downhole well intervention or stimulation, and
 - (viii) the final downhole well schematic;
- (e) within 30 days after the day on which the well is downhole-abandoned, all daily operation reports relating to the downhole abandonment; and
- (f) within 30 days after the day on which the well is surface-abandoned, all daily operations reports of the cut and cap operation and a copy of the final abandonment report submitted to the provincial authority.

Additional information

22 The operator must submit to the Minister and the council any additional technical information about the well that is necessary to determine its productivity.

Confidential information

23 (1) Any information that is submitted to the Minister or a council under the Act must be kept confidential until the end of the period in which such information must be kept confidential under the laws of the relevant province, unless the person that submitted it consents in writing to its disclosure.

Seismic data

(2) Despite subsection (1), seismic data submitted by an exploration licence holder under paragraph 33(3)(a) may be disclosed by the Minister or the council on the earlier of

d) dans les trente jours suivant la date d'achèvement de toute remise en production ou de tout reconditionnement du puits :

- (i) tous les rapports quotidiens de remise en production ou de reconditionnement,
- (ii) une copie de chaque diagraphie effectuée par câble,
- (iii) toute analyse de carottes et de liquides effectuée,
- (iv) tout rapport de prélèvement effectué,
- (v) les résultats de tout essai de pression et d'écoulement, y compris tout essai des systèmes de purge des tubages de surface,
- (vi) le rapport de divulgation de renseignements sur la composition des fluides de fracturation hydraulique,
- (vii) le rapport détaillé sur toute intervention ou stimulation d'un puits de fonds,
- (viii) le schéma final de fond du puits;

e) dans les trente jours suivant la date d'abandon du fond de puits, tous les rapports quotidiens d'activités relatifs à cet abandon;

f) dans les trente jours suivant la date d'abandon de la surface du puits, tous les rapports quotidiens d'activités de coupe et de scellage et une copie du rapport final d'abandon soumis à l'autorité provinciale.

Autres renseignements

22 L'exploitant présente au ministre et au conseil tout autre renseignement technique à propos du puits qui est nécessaire pour en déterminer la productivité.

Obligation de confidentialité

23 (1) Tout renseignement soumis au ministre ou au conseil sous le régime de la Loi est confidentiel jusqu'à l'expiration de la période établie à cet effet conformément aux règles de droit de la province en cause, à moins que la personne qui l'a soumis ne renonce, par écrit, à la confidentialité.

Données sismiques

(2) Toutefois, le ministre ou le conseil peut communiquer toute donnée sismique soumise par le titulaire d'une licence d'exploration en application de l'alinéa 33(3)a) à la première des dates suivantes à survenir :

(a) if the holder also holds a subsurface lease or permit in lands in the licence area, the day on which the lease expires or is continued, the initial term of the permit expires or, in the case of a permit issued under the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*, the permit is converted to one or more leases, and

(b) the fifth anniversary of the day on which the exploration work is completed.

Interpretation

(3) Any interpretation of seismic data, including maps, that is submitted to the Minister or a council under the Act may be disclosed only if the person that submitted it consents in writing to its disclosure.

Disclosure to council

(4) Despite subsections (1) to (3), the Minister may at any time disclose

(a) confidential information to a council if required to do so by the Act, any regulations made under the Act or a contract; and

(b) the results of an environmental review referred to in subsection 29(3), 57(2) or 75(2) to a council or the public.

Incorrect information

24 A person that submits information to the Minister and becomes aware that it is incorrect must submit the correct information to the Minister as soon as the circumstances permit.

Approval of assignment

25 (1) Any assignment of any of the rights or interests conferred by a contract must be approved by the Minister.

Meeting

(2) Before the application for approval is submitted to the Minister, the assignee must meet with the council unless the council waives the meeting. The meeting must be face to face, unless the parties agree to another mode of meeting.

Expenses

(3) Any expense relating to the request for, preparation for or attendance at a meeting must be borne by the party that incurs the expense.

a) si le titulaire est également titulaire d'un bail relatif au sous-sol ou d'un permis qui portent sur des terres de la zone visée par la licence, la date d'expiration du bail ou de sa reconduction, la date d'expiration de la période initiale de validité du permis ou, dans le cas d'un permis octroyé en vertu du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*, la date à laquelle le permis est converti en un ou plusieurs baux;

b) la date du cinquième anniversaire de l'achèvement des travaux d'exploration.

Interprétation des données sismiques

(3) L'interprétation des données sismiques, y compris les cartes, fournie au ministre ou au conseil sous le régime de la Loi ne peut être communiquée que si la personne qui l'a fournie y consent par écrit.

Communication au conseil

(4) Malgré les paragraphes (1) à (3), le ministre peut communiquer :

a) au conseil tout renseignement confidentiel s'il est tenu de le faire en application de la Loi, de tout règlement pris en vertu de la Loi ou d'un contrat;

b) au conseil et au public les résultats d'une révision environnementale visée aux paragraphes 29(3), 57(2) ou 75(2).

Renseignements erronés

24 La personne qui a présenté des renseignements au ministre et qui apprend que ceux-ci sont erronés lui présente les renseignements corrects dès que possible.

Cession

25 (1) La cession de droits ou d'intérêts accordés par un contrat doit être approuvée par le ministre.

Rencontre

(2) Avant que la demande d'approbation de la cession soit soumise au ministre, le cessionnaire rencontre le conseil à moins que ce dernier n'y renonce. La rencontre a lieu en personne à moins que les parties n'en conviennent autrement.

Frais

(3) Les frais relatifs à la demande de rencontre, à sa préparation et à la présence à cette rencontre sont supportées par la partie qui les engage.

Application for approval

(4) The application for approval must be in the prescribed form and include a statement by the assignee that a meeting with the council took place or that the council waived the meeting. The application must be accompanied by the assignment approval application fee set out in Schedule 1.

Copy to council

(5) The applicant must send the council a copy of the application for approval on or before the day on which the application is submitted to the Minister.

Refusal to approve

(6) The Minister must not approve the assignment if

- (a)** it is conditional;
- (b)** it would result in more than five persons having a right or interest in the contract;
- (c)** it assigns an undivided right or interest in the contract that is less than 1%;
- (d)** it divides the oil and gas rights or interests conferred by the contract;
- (e)** the assignee is not eligible under section 6;
- (f)** the assignment was not signed by the assignor and assignee; or
- (g)** the assignee fails to establish that they have the financial ability to fulfill the assignor's obligations under the Act with respect to remediation and reclamation.

Minister's decision

(7) If the Minister approves the assignment and signs it, he or she must send a copy to the assignor and assignee and a notice of the approval to the council.

Effective date

(8) The assignment takes effect on the day on which the Minister approves it unless it provides for a different effective day.

Liability

26 (1) If the assignment is approved, the assignor and assignee are jointly and severally, or solidarily, liable for any obligation owing and any liability arising under the

Demande d'approbation

(4) La demande d'approbation est faite sur le formulaire prévu à cet effet et elle comprend une déclaration du cessionnaire selon laquelle la rencontre avec le conseil a eu lieu ou que ce dernier y a renoncé. La demande est accompagnée du paiement des droits prévus à l'annexe 1 pour la demande d'approbation de cession de droits ou d'intérêts.

Copie au conseil

(5) Le demandeur envoie au conseil une copie de la demande d'approbation au plus tard à la date à laquelle il soumet la demande au ministre.

Refus

(6) Le ministre ne peut approuver la cession dans les cas suivants :

- a)** elle est conditionnelle;
- b)** plus de cinq personnes détiendraient un droit ou un intérêt dans le contrat si elle était approuvée;
- c)** elle vise un droit ou un intérêt indivis de moins de un pour cent dans le contrat;
- d)** elle divise les droits ou les intérêts pétroliers et gaziers accordés par le contrat;
- e)** le cessionnaire n'est pas admissible au titre de l'article 6;
- f)** elle n'a pas été signée par le cédant et le cessionnaire;
- g)** le cessionnaire ne démontre pas qu'il a la capacité financière de respecter les obligations du cédant sous le régime de la Loi quant à la prise de mesures correctives et la régénération.

Décision du ministre

(7) S'il approuve et signe une cession, le ministre envoie copie au cédant et au cessionnaire et envoie un avis de l'approbation au conseil.

Prise d'effet

(8) La cession prend effet à la date de son approbation à moins qu'une autre date ne soit prévue dans l'acte de cession.

Responsabilité

26 (1) Si le ministre approuve la cession, le cessionnaire et le cédant sont solidairement responsables de toute obligation et de toute responsabilité qui découlent du

contract before the day on which the assignment is approved, even if the contract is subsequently assigned.

Exception

(2) Subsection (1) does not apply to an assignment that is approved before the coming into force of these Regulations.

Terms and Conditions To Be Included in Every Contract

Compliance with laws

27 (1) Every contract granted by the Minister under these Regulations includes the holder's undertaking to comply with

- (a) the *Indian Act*, and any orders made under that Act, as amended from time to time;
- (b) the Act, and any regulations or orders made under the Act, as amended from time to time; and
- (c) the laws of the relevant province, as amended from time to time, that relate to the environment or to the exploration for, or the exploitation, treatment, processing or conservation of, oil and gas, including equitable production, if those laws are not in conflict with the Act or any regulations or orders made under the Act.

Inconsistency — Acts, regulations and orders

(2) The provisions of any Act, regulation or order referred to in subsection (1) prevail over any terms and conditions of the contract, except for any terms and conditions respecting royalties that are the subject of a special agreement under subsection 4(2) of the Act, to the extent of any inconsistency. The provisions of any Act of Parliament, or any regulation or order made under an Act of Parliament, referred to in subsection (1) prevail over the laws of the province referred to in subsection (1), to the extent of any inconsistency.

Inconsistency — interpretation

(3) For the purposes of this section, provisions — whether legislative or contractual — are not inconsistent unless it is impossible for the holder to comply with both.

contrat et qui ont pris naissance avant l'approbation, même si le contrat fait l'objet de cessions subséquentes.

Exception

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas à la cession approuvée avant l'entrée en vigueur du présent règlement.

Conditions obligatoires dans tout contrat

Respect des règles de droit

27 (1) Tout contrat accordé par le ministre au titre du présent règlement contient un engagement par le titulaire à se conformer :

- a) à la *Loi sur les Indiens*, et à toute ordonnance prise en vertu de cette loi, avec leurs modifications successives;
- b) à la Loi et aux règlements, et à toute ordonnance prise en vertu de la Loi, avec leurs modifications successives;
- c) aux règles de droit de la province en cause, avec leurs modifications successives, relatives à l'environnement ou à l'exploration, à l'exploitation, au traitement, à la transformation ou à la conservation de pétrole et de gaz, y compris la production équitable, si ces règles sont compatibles avec la Loi ou tout règlement pris sous le régime de celle-ci, ou avec toute ordonnance prise en vertu de celle-ci.

Incompatibilité — lois, règlements et ordonnances

(2) Les dispositions des lois, règlements et ordonnances visées au paragraphe (1) l'emportent sur les conditions incompatibles du contrat, sauf à l'égard de toute redevance qui fait l'objet d'un accord spécial en application du paragraphe 4(2) de la Loi. Les dispositions des lois, règlements et ordonnances fédéraux visées au paragraphe (1) l'emportent sur les règles de droit provinciales visées au paragraphe (1) qui sont incompatibles.

Incompatibilité — interprétation

(3) Pour l'application du présent article, deux dispositions — législatives ou contractuelles — sont incompatibles s'il est impossible pour le titulaire de se conformer aux deux à la fois.

Exploration

Authorization

Authorization to explore

28 A person may carry out exploration work on First Nation lands if they

- (a) hold an exploration licence;
- (b) have obtained from the provincial authority any approval that is required to carry out exploration work in the province; and
- (c) are in compliance with the terms and conditions of the licence and the approval.

Application for Exploration Licence

Preliminary negotiation

29 (1) Before applying for an exploration licence, an applicant and the council must agree on the location of the proposed seismic lines and on the seismic rates, if those rates have not already been fixed in a related subsurface contract.

Application for exploration licence

(2) The application must be submitted to the Minister in the prescribed form and include

- (a) the terms and conditions negotiated with the council;
- (b) if the approval of the provincial authority is required to carry out exploration work, a statement that the approval has been received;
- (c) a description of the proposed exploration program, including the licence area, the exploration work to be carried out, the equipment to be used, the name of the geophysical contractor to be engaged and the anticipated duration of the work;
- (d) the results of an environmental review of the proposed exploration program that has been conducted by a qualified environmental professional who deals with the applicant at arm's length; and
- (e) the exploration licence application fee set out in Schedule 1.

Exploration

Autorisation

Autorisation d'explorer

28 Toute personne peut mener des travaux d'exploration sur les terres d'une première nation si les conditions ci-après sont réunies :

- a) elle est titulaire d'une licence d'exploration;
- b) elle s'est vu accorder de l'autorité provinciale toute approbation exigée pour mener les travaux d'exploration dans la province;
- c) elle se conforme aux conditions de la licence et de l'approbation.

Demande de licence d'exploration

Négociation préalable

29 (1) Avant de demander une licence d'exploration, le demandeur et le conseil s'entendent sur l'emplacement des lignes sismiques proposées et sur les droits pour les activités sismiques si ces droits n'ont pas été prévus dans un contrat relatif au sous-sol afférent.

Demande de licence d'exploration

(2) La demande de licence d'exploration est soumise au ministre sur le formulaire prévu à cet effet et comprend :

- a) les conditions négociées avec le conseil;
- b) la mention selon laquelle le demandeur s'est vu accorder par l'autorité provinciale l'approbation nécessaire pour mener des travaux d'exploration;
- c) la description du programme d'exploration proposé, notamment de la zone visée par la licence, des travaux d'exploration devant être menés, du matériel devant être utilisé, ainsi que le nom de l'entrepreneur en géophysique devant être engagé et la durée prévue des travaux;
- d) les résultats d'une révision environnementale du programme d'exploration proposé, effectuée par un professionnel de l'environnement qualifié et indépendant du demandeur;
- e) le paiement des droits prévus à l'annexe 1 pour la demande de licence d'exploration.

Environmental review

(3) The results of the environmental review must be submitted in the prescribed form and include

- (a)** a site evaluation that is based on the site's topography, soils, vegetation, wildlife, sources of water, existing structures, archeological and cultural resources, traditional ecological knowledge, current land uses and any other feature of the site that could be affected by the proposed exploration program;
- (b)** a description of the operations to be carried out during the proposed exploration program, the duration of each and its location on the site;
- (c)** a description of the short-term and long-term effects that each operation could have on the environment of the site and on any surrounding areas;
- (d)** a description of the proposed mitigation measures, the potential residual effects after mitigation and the significance of those effects; and
- (e)** a description of the consultations undertaken with the council and the First Nation members.

Environmental protection measures

(4) If the exploration program can be carried out without causing irremediable damage to the First Nation lands, the Minister must send the application to the applicant and the council, along with a letter that sets out the environmental protection measures that must be implemented to permit the licence holder to carry out their exploration program.

Submission of documents

(5) To obtain the exploration licence, the applicant must, within 90 days after the day on which the reviewed application is received, submit to the Minister three copies of the environmental protection measures letter and three original copies of the application signed by the applicant, along with a written resolution of the council approving the licence.

Exploration licence

(6) If the requirements set out in this section are met, the Minister must grant the exploration licence for a period of one year. The terms and conditions of the licence are those set out in the application and the environmental protection measures letter. The licence takes effect on the day on which it is signed by the Minister.

Révision environnementale

(3) Les résultats de la révision environnementale sont soumis sur le formulaire prévu à cet effet et comprennent :

- a)** l'évaluation du site fondée sur la topographie, les sols, la végétation, la faune, les sources hydriques, les structures existantes, les ressources archéologiques et culturelles, l'utilisation actuelle des terres, les connaissances écologiques traditionnelles et toute autre particularité du site pouvant être touchée par le programme d'exploration proposé;
- b)** la description, la durée et l'emplacement de chaque activité à mener pendant le programme d'exploration proposé;
- c)** la description des effets à court et à long terme que pourrait avoir chaque activité sur l'environnement du site et les zones environnantes;
- d)** la description des mesures d'atténuation proposées, des effets résiduels possibles à la suite de la mise en application de ces mesures et de l'importance de ces effets;
- e)** la description des consultations menées avec le conseil et les membres de la première nation.

Mesures de protection de l'environnement

(4) Si le programme d'exploration peut être mené sans occasionner des dommages irréparables aux terres d'une première nation, le ministre envoie la demande au demandeur et au conseil et y joint une lettre précisant les mesures de protection de l'environnement qui doivent être mises en application pour permettre au titulaire de la licence de mener le programme d'exploration.

Soumission au ministre

(5) Afin d'obtenir la licence d'exploration, le demandeur soumet au ministre, dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date à laquelle il reçoit la demande examinée, trois exemplaires de la lettre précisant les mesures de protection de l'environnement et trois exemplaires originaux signés de la demande, ainsi que la résolution écrite du conseil approuvant la licence.

Licence d'exploration

(6) Si les exigences prévues au présent article sont respectées, le ministre accorde au demandeur la licence d'exploration pour une période d'un an et les conditions sont celles contenues dans la demande et dans la lettre précisant les mesures de protection de l'environnement. La licence prend effet à la date de sa signature par le ministre.

Operations Under Exploration Licence

Exercise of rights conferred by licence

30 An exploration licence holder may exercise the rights conferred by the licence in a subsurface contract area, but in doing so must not interfere with any operations carried out under the subsurface contract.

Priority

31 Every exploration licence is subject to

- (a) any surface rights or interests granted under an Act of Parliament; and
- (b) any rights or interests related to the exploration or exploitation of minerals other than oil or gas in the licence area.

Maximum drilling depth

32 (1) An exploration licence holder must not drill to a depth of more than 50 m, unless authorized to do so by their licence.

Holder's obligations

(2) The holder must

- (a) ensure that all environmental protection measures included in the licence are implemented and complied with;
- (b) identify and mark the location of every test hole and shot hole that is drilled under the licence;
- (c) repair and recondition any roads or road allowances that are damaged as a result of the exploration work as soon as the circumstances permit after the damage occurs;
- (d) as soon as the circumstances permit, plug any hole that is drilled under the licence and that, during or after completion of the exploration work, collapses or emits gas, water or another substance;
- (e) within 90 days after the day on which the exploration work is completed, pay compensation for the exploration work that was carried out, based on the rates specified in the licence or a related subsurface contract; and
- (f) within 90 days after the day on which the exploration work is completed, submit to the Minister and the council

Activités menées en vertu d'une licence d'exploration

Exercice des droits afférents à une licence

30 Le titulaire d'une licence d'exploration peut exercer les droits afférents à cette licence dans une zone visée par un contrat relatif au sous-sol si l'exercice de ces droits n'entre pas en conflit avec les activités menées au titre du contrat.

Assujettissement

31 Toute licence d'exploration est assujettie :

- a) aux droits ou aux intérêts relatifs au sol accordés sous le régime de toute loi fédérale;
- b) aux droits ou aux intérêts relatifs à l'exploration ou l'exploitation de minéraux, autres que le pétrole ou le gaz, dans la zone visée par la licence.

Profondeur maximale de forage

32 (1) Le titulaire d'une licence d'exploration ne peut forer à une profondeur de plus de 50 m, à moins d'y être autorisé par la licence.

Obligations du titulaire

(2) Le titulaire, à la fois :

- a) veille à ce que toutes les mesures de protection de l'environnement prévues dans sa licence soient mises en application et respectées;
- b) indique et balise l'emplacement de chaque forage d'essai et trou de tir qui sont forés en vertu de la licence;
- c) répare et remet en état les routes ou les emprises de route qui sont endommagées en raison des travaux d'exploration, dès que possible après leur endommagement;
- d) bouche, dès que possible, tous les trous qui ont été forés en vertu de la licence et dont les parois s'affaissent, ou desquels s'échappent du gaz, de l'eau ou d'autres substances pendant des travaux d'exploration ou après leur achèvement;
- e) verse une indemnité pour les travaux d'exploration menés, fondée sur les droits fixés dans la licence ou dans un contrat relatif au sous-sol afférent à la licence, dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date d'achèvement des travaux d'exploration;

(i) a mylar sepia copy and a legible paper copy of a map, on a scale of not less than 1:50 000, that shows the location and ground elevation of every vibrating equipment station, test hole and shot hole,

(ii) summaries of any geologist's and driller's logs, indicating the depth and thickness of formations bearing water, sand, gravel, coal and other minerals of possible economic value, and

(iii) all technical information obtained from the drilling of each test hole.

Exploration report

33 (1) An exploration licence holder must submit an exploration report to the Minister within 90 days after the day on which the exploration work is completed.

Content of exploration report

(2) The report must comply with any exploration reporting requirements of the relevant province and must include, in addition to the documents and information referred to in paragraph 32(2)(f),

(a) a copy of every aerial photograph taken during the period of exploration;

(b) two copies of a geological report on the explored area, including stratigraphic data and structural and isopach maps on a scale of not less than 1:50 000; and

(c) a geophysical report on the explored area.

Content of geophysical report

(3) The geophysical report must include

(a) if seismic work has been carried out,

(i) a mylar sepia copy and two legible paper copies of a map, on a scale of not less than 1:50 000, that shows contour lines drawn on the corrected time value at each source point for all significant reflecting horizons explored, with a contour line interval of not more than 10 m,

(ii) a mylar sepia copy and two prefolded paper copies of each stacked seismic cross-section, including migrated displays if that process has been carried out, with all significant reflecting horizons

f) présente au ministre et au conseil, dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date d'achèvement des travaux d'exploration :

(i) une copie sépia sur mylar et une copie sur papier lisible d'une carte, à une échelle d'au moins 1/50 000, indiquant l'emplacement et l'altitude de chaque station à équipement à vibration, forage d'essai et trou de tir,

(ii) les résumés des diagraphies des géologues et des foreurs indiquant la profondeur et l'épaisseur des formations contenant de l'eau, du sable, du gravier, de la houille et d'autres minéraux pouvant présenter une valeur économique,

(iii) tous les renseignements techniques recueillis lors de chaque forage d'essai.

Rapport d'exploration

33 (1) Le titulaire d'une licence d'exploration soumet au ministre un rapport d'exploration dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date d'achèvement des travaux d'exploration.

Contenu

(2) Le rapport doit satisfaire aux exigences en la matière de la province en cause et comprend, en plus des documents et renseignements visés à l'alinéa 32(2)f) :

a) une copie de chaque photographie aérienne prise pendant la période d'exploration;

b) deux copies d'un rapport géologique sur la zone explorée, y compris les données stratigraphiques et les cartes structurales et isopaques à une échelle d'au moins 1/50 000;

c) un rapport géophysique sur la zone explorée.

Contenu

(3) Le rapport géophysique comprend :

a) si des levés sismiques ont été réalisés :

(i) une copie sépia sur mylar et deux copies sur papier lisibles d'une carte, à une échelle d'au moins 1/50 000, indiquant les courbes de niveau tracées d'après la valeur rectifiée de temps à chaque point de source pour tous les miroirs significatifs explorés, d'une équidistance d'au plus 10 m,

(ii) une copie sépia sur mylar et deux copies sur papier préalablement pliées de chaque coupe sismique transversale à échelles superposées, y compris les coupes en profondeur lorsque ce processus

clearly labelled at both ends on one of the copies, and

(iii) two microfilm copies of all basic recorded data, including survey notes, chaining notes and observer reports;

(b) if a gravity survey has been carried out, two legible copies of a map, on a scale of not less than 1:50 000, that shows the location and ground elevation of each station, the final corrected gravity value at each station and gravity contour lines drawn on that value, with a contour line interval of not more than 2.5 $\mu\text{m}/\text{s}^2$; and

(c) if a magnetic survey has been carried out, two legible copies of a map of the explored area, on a scale of not less than 1:50 000, that shows the location of the flight lines or grid stations and magnetic contour lines, with a contour line interval of not more than 5 nT.

Exception

(4) The holder may include maps at contour line intervals or scales other than those specified in subsections (2) and (3) if the alternative intervals or scales would enhance the interpretability of the maps.

Information available to council

(5) The Minister must make the information submitted under subsections (2) to (4) available to the council.

Information to be kept

(6) In addition to the information submitted under this section, the holder must keep any information that was obtained as a result of the exploration work carried out in the contract area, including any printout, or magnetic digital display, of raw seismic data or interpreted seismic data, and must make it available for review by the Minister at the holder's office during business hours after the later of

(a) if the holder also holds a subsurface lease or permit in lands in the licence area, 90 days after the day on which the lease expires or is continued, the initial term of the permit expires or, in the case of a permit issued under the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*, the permit is converted to one or more leases, and

(b) one year after the day on which the exploration work is completed.

a été utilisé, dont l'une indique clairement aux deux extrémités tous les miroirs significatifs,

(iii) deux copies sur microfilm de toutes les données élémentaires enregistrées, notamment les notes d'arpentage, les notes de chaînage et les rapports d'observateurs;

(b) si un levé gravimétrique a été réalisé, deux copies lisibles d'une carte, à une échelle d'au moins 1/50 000, indiquant l'emplacement et l'altitude de chaque station, la valeur rectifiée définitive de la gravité à chaque station et les lignes isogammes tracées d'après cette valeur à équidistance d'au plus 2,5 $\mu\text{m}/\text{s}^2$;

(c) si un levé magnétique a été réalisé, deux copies lisibles d'une carte de la zone explorée à une échelle d'au moins 1/50 000, indiquant l'emplacement des lignes de vol ou des stations du réseau et les courbes magnétiques à équidistance d'au plus 5 nT.

Exception

(4) Le titulaire peut inclure des cartes à des échelles ou équidistances différentes de celles précisées aux paragraphes (2) et (3) si cela permet d'améliorer l'interprétation des cartes.

Renseignements à la disposition du conseil

(5) Le ministre met à la disposition du conseil les renseignements présentés en application des paragraphes (2) à (4).

Renseignements à conserver

(6) En plus des renseignements présentés en application du présent article, le titulaire conserve tout renseignement obtenu en raison des travaux d'exploration menés dans la zone visée par le contrat, y compris tout imprimé ou tout affichage magnétique numérique de donnée sismique brute ou de toute donnée sismique interprétée, et les met à la disposition du ministre pour que celui-ci les examine au bureau du titulaire, pendant les heures ouvrables, après la plus longue des périodes suivantes :

(a) si le titulaire est également titulaire d'un bail relatif au sous-sol ou d'un permis qui portent sur les terres de la zone visée par la licence, quatre-vingt-dix jours après la date d'expiration du bail ou de sa reconduction, après la date d'expiration de la période initiale de validité du permis ou, dans le cas d'un permis octroyé en vertu du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*, après la date à laquelle le permis est converti en un ou plusieurs baux;

(b) un an après la date d'achèvement des travaux d'exploration.

Remediation and reclamation

34 When exploration work under an exploration licence is no longer being carried out, whether or not the licence has ended, the licence holder must ensure that all the lands on which the work was carried out are remediated and reclaimed.

Subsurface Rights or Interests

Grants of Subsurface Rights or Interests

General Rules

Subsurface contracts

35 (1) Oil and gas rights or interests in First Nation lands may be granted by the Minister under one of the following subsurface contracts:

- (a) an oil and gas permit;
- (b) an oil and gas lease.

Process

(2) A subsurface contract must be granted in accordance with the public tender process set out in sections 39 to 42 or the negotiation process set out in sections 44 to 46, as chosen by the council. The negotiation process may be preceded by a call for proposals in accordance with section 43.

No splitting of rights

(3) When granting a subsurface contract, the Minister must grant all the rights to the oil and gas in each zone included in the contract area.

Priority

36 A subsurface contract holder's rights or interests are subject to the right of an exploration licence holder to carry out exploration work in, and the right of any other subsurface contract holder to work through, the subsurface contract area.

Multiple holders

37 (1) A subsurface contract may be granted to no more than five persons, each having an undivided right or interest in the contract of at least 1%. The right or interest

Mesures correctives et régénération

34 Lorsque les travaux d'exploration effectués en vertu d'une licence d'exploration cessent, que la licence ait pris fin ou non, le titulaire veille à ce que les terres sur lesquelles les travaux ont été menés fassent l'objet de mesures correctives et à ce qu'elles soient régénérées.

Droits ou intérêts relatifs au sous-sol

Droits ou intérêts accordés relativement au sous-sol

Règles générales

Contrats relatifs au sous-sol

35 (1) Le ministre peut accorder des droits ou intérêts pétroliers et gaziers sur les terres d'une première nation au moyen de l'un des contrats relatifs au sous-sol suivants :

- a) le permis relatif au pétrole et au gaz;
- b) le bail relatif au pétrole et au gaz.

Processus

(2) Le contrat relatif au sous-sol est accordé conformément au processus d'adjudication prévu aux articles 39 à 42 ou conformément au processus de négociation prévu aux articles 44 à 46, au choix du conseil. Le processus de négociation peut être précédé d'un appel de propositions conforme à l'article 43.

Totalité des droits

(3) Lorsqu'il accorde un contrat relatif au sous-sol, le ministre accorde tous les droits sur le pétrole et sur le gaz présents dans chaque couche faisant partie de la zone visée par le contrat.

Assujettissement

36 Les droits ou intérêts du titulaire d'un contrat relatif au sous-sol sont subordonnés au droit du titulaire d'une licence d'exploration de mener des travaux d'exploration dans la zone visée par le contrat et au droit de tout autre titulaire d'un contrat relatif au sous-sol d'effectuer des travaux à travers la zone.

Titulaires multiples

37 (1) Le contrat relatif au sous-sol peut être accordé à au plus cinq personnes qui détiennent chacune un droit ou un intérêt indivis d'au moins un pour cent dans ce

must be expressed in decimal form to no more than seven decimal places.

Liability

(2) If two or more persons have an undivided right or interest in a subsurface contract, they are jointly and severally, or solidarily, liable for all obligations under the contract, the Act and these Regulations.

Fair value

38 In determining the fair value of the rights or interests to be granted under a subsurface contract, the Minister must, in consultation with the council, consider the bonuses paid for grants of oil and gas rights or interests in other lands, which may be adjusted to take into account the following factors:

- (a)** the size of the other lands and their proximity to the First Nation lands;
- (b)** the time when the rights or interests in the other lands were granted;
- (c)** current oil and gas prices and the prices when the rights or interests were granted;
- (d)** the results of recent drilling operations in the vicinity of the other lands;
- (e)** similarities and differences in the geological features of the other lands and the First Nation lands; and
- (f)** any other factors that could affect the fair value of the rights or interests.

Public Tender Process

Public tender

39 The Minister may grant the oil and gas rights or interests in First Nation lands by way of public tender only if the council requests or consents to that process.

Minister's duties

40 (1) When oil and gas rights or interests are to be granted by way of public tender, the Minister must, after consulting with the council, prepare a notice of tender.

Notice of tender

(2) The notice of tender must include the following information:

- (a)** the type of subsurface contract to be granted;

contrat. Le droit ou l'intérêt de chacun est exprimé sous forme de nombre décimal d'au plus sept décimales.

Responsabilité

(2) Chaque personne détenant un droit ou un intérêt indivis dans un contrat relatif au sous-sol est tenue solidairement responsable des obligations qui découlent de ce contrat, de la Loi ou du présent règlement.

Juste valeur

38 Afin d'établir la juste valeur des droits ou des intérêts à accorder au titre d'un contrat relatif au sous-sol, le ministre, en consultation avec le conseil, prend en considération tout pas de porte versé à l'égard d'autres terres. Le pas de porte peut être ajusté pour tenir compte des facteurs suivants :

- a)** la taille de ces autres terres et la proximité de celles-ci relativement aux terres de la première nation;
- b)** le moment auquel les droits ou les intérêts ont été accordés;
- c)** les cours actuels du pétrole et du gaz et ceux au moment où les droits ou les intérêts ont été accordés;
- d)** le résultat des forages récents à proximité de ces autres terres;
- e)** les particularités géologiques de ces autres terres qui diffèrent de celles des terres de la première nation ou qui y ressemblent;
- f)** tout autre facteur qui peut influencer sur la juste valeur des droits ou des intérêts.

Adjudication

Adjudication

39 Le ministre ne peut accorder les droits ou les intérêts pétroliers et gaziers sur les terres d'une première nation par adjudication que si le conseil en fait la demande ou y consent.

Obligation du ministre

40 (1) Lorsque le ministre accorde les droits ou les intérêts pétroliers et gaziers par adjudication, il prépare un avis d'appel d'offres après avoir consulté le conseil.

Avis d'appel d'offres

(2) L'avis d'appel d'offres comprend les renseignements suivants :

- a)** le type de contrat relatif au sous-sol à accorder;

(b) the terms and conditions of the contract, other than those set out in these Regulations, or the address of a website where the terms and conditions are set out, including

(i) a description of the lands to be included in the contract area and the oil and gas rights or interests to be granted,

(ii) the surface rates and seismic rates,

(iii) the initial and intermediate terms of the permit or the term of the lease, as the case may be,

(iv) in the case of a permit, the earning provisions for the initial term, including the drilling commitment and deadline for completion, the target zone or depth to which each earning well must be drilled and a description of the lands to be earned by each, and

(v) the royalty to be paid, if it differs from the royalty provided for in these Regulations;

(c) the instructions for submitting a bid, including any information to be provided by bidders, the place where a bid may be submitted and the deadline for submission; and

(d) a statement indicating that the bidder acknowledges that they have reviewed and understood the terms and conditions of the contract to be granted and will be bound by those terms and conditions if theirs is the winning bid.

Publication of notice of tender

(3) The Minister must submit a copy of the proposed notice of tender to the council before publishing it and, if it is approved, must publish it

(a) in a publication known to the industry, such as the *Daily Oil Bulletin* published by JuneWarren-Nickle's Energy Group; or

(b) on a website on which the Minister publishes information about oil and gas in First Nation lands.

Submission of bids

41 (1) All bids must be submitted in accordance with the instructions set out in the notice of tender, be sealed and include

(a) the subsurface contract application fee set out in Schedule 1;

b) les conditions du contrat, autres que celles prévues par le présent règlement, ou l'adresse de tout site Web où elles sont énoncées, notamment :

(i) la description des terres comprises dans la zone visée par le contrat et les droits ou les intérêts pétroliers et gaziers à accorder,

(ii) le montant des droits de surface et des droits pour les activités sismiques,

(iii) les périodes de validité initiale et intermédiaire d'un permis ou la période de validité d'un bail,

(iv) dans le cas d'un permis, les dispositions d'acquisition pour la période de validité initiale, y compris l'engagement de forage et le délai pour achever le forage, la profondeur jusqu'à laquelle chacun des puits doit être foré — ou la couche cible jusqu'à laquelle il doit être foré — et la description des terres qui sont acquises à l'égard de chacun de ces puits,

(v) si la redevance à payer diffère de celle prévue par le présent règlement, le montant de la redevance;

c) les instructions relative à la soumission, y compris les renseignements à fournir par le soumissionnaire, l'endroit et la date limite pour le faire;

d) la déclaration du soumissionnaire portant qu'il a examiné et compris les conditions du contrat à accorder et qu'il comprend qu'il sera lié par celles-ci si sa soumission est retenue.

Publication de l'avis d'appel d'offres

(3) Avant de publier l'avis d'appel d'offres, le ministre soumet au conseil une copie de l'avis proposé et, si celui-ci est approuvé, le publie :

a) soit dans une publication connue de l'industrie, telle que le *Daily Oil Bulletin* publié par JuneWarren-Nickle's Energy Group;

b) soit sur tout site Web sur lequel le ministre publie des renseignements relatifs au pétrole et au gaz sur les terres des premières nations.

Soumission

41 (1) Toute soumission est présentée conformément aux instructions contenues dans l'avis d'appel d'offres, est scellée et comprend :

a) le paiement des droits prévus à l'annexe 1 pour une demande de contrat relatif au sous-sol;

- (b) the rent for the first year of the contract;
- (c) the bonus; and
- (d) the name and address for service of each proposed contract holder and the percentage share of each.

Certified funds

(2) The fee, rent and bonus must be paid in certified funds unless the notice of tender specifies a different form of payment.

Opening of bids

42 (1) After the tender closes, the Minister must without delay open the bids, exclude any bids that do not meet the requirements of section 41, identify the bid with the highest bonus and send the council notice of that bid.

Presence at opening

(2) The council or a person designated by the council may be present when the Minister opens the bids.

Tied bid

(3) If the highest bonus is included in more than one bid, the Minister must republish the notice of tender.

Council's decision

(4) The council may, within 15 days after the day on which the tender closes, notify the Minister by written resolution that it rejects the bid with the highest bonus. If such a notice is received, all bids must be rejected.

Irrevocable decision

(5) If a council notifies the Minister that it approves the bid with the highest bonus, that bid cannot later be rejected under subsection (4).

Acceptance of highest bid

(6) If a notice rejecting the bid is not received, the Minister must accept it and send the winning bidder a notice of acceptance. The contract takes effect on the day on which the tender closes.

- b) le versement du loyer pour la première année du contrat;
- c) le pas de porte;
- d) le nom et l'adresse de signification de chaque titulaire de contrat proposé et la quote-part de chacun.

Fonds certifiés

(2) Les sommes visées au paragraphe (1) sont versées en fonds certifiés, sauf si une autre forme de paiement est prévue dans l'avis d'appel d'offres.

Ouverture des soumissions

42 (1) Immédiatement après la clôture de la période de présentation des soumissions, le ministre ouvre les soumissions et exclut toute soumission qui ne satisfait pas aux exigences de l'article 41. Il repère la soumission dont le pas de porte est le plus élevé et en avise le conseil.

Présence à l'ouverture des soumissions

(2) Le conseil ou toute personne désignée par lui peuvent être présents à l'ouverture des soumissions par le ministre.

Soumissions égales

(3) Si plus d'une soumission comprend le pas de porte le plus élevé, le ministre publie de nouveau l'avis d'appel d'offres.

Décision du conseil

(4) Dans les quinze jours suivant la date de clôture de la période de présentation des soumissions, le conseil peut aviser le ministre, par résolution écrite, que la soumission dont le pas de porte est le plus élevé est rejetée; toutes les soumissions sont alors rejetées.

Décision irrévocable

(5) S'il avise le ministre qu'il approuve la soumission dont le pas de porte est le plus élevé, le conseil ne peut plus la rejeter au titre du paragraphe (4).

Acceptation de la soumission la plus élevée

(6) Dans le cas où un avis de rejet n'est pas reçu, le ministre accepte la soumission et envoie un avis au soumissionnaire gagnant. Le contrat prend effet à la date de clôture de la période de présentation des soumissions.

Publication of tender results

(7) The Minister must publish the name of the winner and the winning bonus amount or, if no bid was accepted, a notice to that effect, in the publication or on the website where the notice of tender was published.

Confidentiality

(8) Except for the name of the winning bidder and bonus amount, the information in bids must be kept confidential.

Contract granted

(9) The Minister must prepare the subsurface contract and send a copy to the council and the winning bidder.

Unsuccessful bids

(10) The Minister must return the fee, rent and bonus included in each unsuccessful bid to the person that submitted it.

Call for Proposals Process

Call for proposals

43 For the purpose of soliciting interest in rights or interests in First Nation lands, either the council, or the Minister jointly with the council, may make a call for proposals. The call may be made by public notice or by other means and must include the following information:

- (a)** the type of subsurface contract to be granted;
- (b)** a description of the lands to be included in the contract area and the oil and gas rights or interests to be granted;
- (c)** the terms and conditions of the contract, other than those set out in these Regulations;
- (d)** the elements that will be considered in evaluating the proposals;
- (e)** a statement that the proposals that are received will form the basis for negotiations with the council and the Minister; and
- (f)** a statement that, in addition to the terms and conditions negotiated, the contract will include the terms and conditions set out in these Regulations.

Publication de la soumission gagnante

(7) Le ministre publie le nom du soumissionnaire gagnant et le montant du pas de porte ou, si aucune soumission n'a été acceptée, un avis à cet effet dans la publication ou sur le site Web sur lequel a été publié l'avis d'appel d'offres.

Renseignements confidentiels

(8) Les renseignements contenus dans la soumission, autres que le nom du soumissionnaire gagnant et le montant du pas de porte, sont confidentiels.

Octroi du contrat

(9) Le ministre prépare le contrat relatif au sous-sol et envoie un exemplaire au conseil et au soumissionnaire gagnant.

Soumissions refusées

(10) Le ministre rembourse à la personne dont la soumission n'est pas retenue les frais, le loyer et le pas de porte qui accompagnaient la soumission.

Processus d'appel de propositions

Appel de propositions

43 Le ministre et le conseil, ou seulement le conseil, peuvent faire un appel de propositions, par avis public ou par tout autre moyen, dans le but d'obtenir des propositions d'intérêt à l'égard des droits ou des intérêts sur les terres de la première nation, qui comprend les renseignements suivants :

- a)** le type de contrat relatif au sous-sol à accorder;
- b)** la description des terres comprises dans la zone visée par le contrat et les droits ou les intérêts pétroliers et gaziers à accorder;
- c)** les conditions contractuelles, autres que celles prévues par le présent règlement;
- d)** les éléments devant servir à l'évaluation des propositions;
- e)** un énoncé portant que les négociations avec le conseil et le ministre reposeront sur les propositions reçues;
- f)** un énoncé portant que, en plus des conditions négociées, le contrat comprendra celles prévues par le présent règlement.

Negotiation Process

Application for subsurface contract

44 (1) A person may apply to the Minister for a subsurface contract that confers oil and gas rights or interests in one or more zones in First Nation lands.

Preliminary negotiation

(2) Before applying for a subsurface contract, an applicant and the council must agree on the following terms and conditions:

- (a)** the type of subsurface contract to be applied for;
- (b)** a description of the lands to be included in the contract area and the oil and gas rights or interests to be granted;
- (c)** the amount of the bonus to be paid;
- (d)** the initial and intermediate terms of the permit or the term of the lease, as the case may be;
- (e)** in the case of a permit, the earning provisions for the initial term, including the drilling commitment and deadline for completion, the target zone or depth to which each earning well must be drilled and a description of the lands to be earned by each; and
- (f)** the royalty to be paid, if it differs from the royalty provided for in these Regulations.

Content of application

(3) The application to the Minister must be in the prescribed form, set out the terms and conditions negotiated by the applicant and the council and be accompanied by the subsurface contract application fee set out in Schedule 1.

Confidentiality

(4) Any information that is disclosed during the negotiations referred to in subsection (2) or in an application referred to in subsection (3) must be kept confidential.

Conditions of approval

45 (1) The Minister must not approve the application unless

- (a)** the lands and oil and gas rights or interests described in the application have been surrendered or designated under section 38 of the *Indian Act*; and

Processus de négociation

Demande de contrat relatif au sous-sol

44 (1) Toute personne peut demander au ministre de lui accorder par contrat relatif au sous-sol des droits ou des intérêts pétroliers et gaziers sur une ou plusieurs couches situées sur les terres d'une première nation.

Négociation préalable

(2) Avant de faire cette demande, le demandeur s'entend avec le conseil sur les conditions suivantes :

- a)** le type de contrat relatif au sous-sol demandé;
- b)** la description des terres comprises dans la zone visée par le contrat et les droits ou les intérêts à accorder;
- c)** le pas de porte à verser;
- d)** les périodes de validité initiale et intermédiaire d'un permis ou la période de validité d'un bail;
- e)** dans le cas d'un permis, les dispositions d'acquisition pour la période de validité initiale, y compris l'engagement de forage et le délai pour achever le forage, la profondeur jusqu'à laquelle chacun des puits doit être foré — ou la couche cible jusqu'à laquelle il doit être foré — et la description des terres qui sont acquises à l'égard de chacun de ces puits;
- f)** la redevance à payer, si elle diffère de celle à payer en application du présent règlement.

Contenu de la demande

(3) La demande est soumise au ministre sur le formulaire prévu à cet effet, comprend les conditions négociées entre le demandeur et le conseil et est accompagnée du paiement des droits prévus à l'annexe 1 pour une demande de contrat relatif au sous-sol.

Renseignements confidentiels

(4) Tout renseignement communiqué dans le cadre des négociations ayant mené à l'entente visée au paragraphe (2) ou dans la demande visée au paragraphe (3) est confidentiel.

Conditions d'approbation

45 (1) Le ministre n'approuve la demande que si, à la fois :

- a)** les terres et les droits ou les intérêts pétroliers et gaziers visés dans la demande ont été cédés ou désignés aux termes de l'article 38 de la *Loi sur les Indiens*;

(b) the proposed bonus reflects the fair value of the rights or interests to be granted, determined in accordance with section 38 of these Regulations.

Approval of application

(2) If the application is approved, the Minister must prepare the subsurface contract and send a copy to the applicant and the council. The Minister must fix and include in the contract the surface rates to be paid under any related surface contract and the seismic rates to be paid under any related exploration licence.

Criteria – rates

(3) The surface rates must be fixed in accordance with subsections 73(2) and (3). The seismic rates must be comparable to seismic rates for exploration on lands, excluding provincial Crown lands, that are similar in size, character and use.

Refusal of application

(4) If the application is not approved, the Minister must send the applicant and the council a notice of refusal that sets out the reasons for the refusal.

Granting of contract

46 (1) The Minister must grant the contract if he or she receives the following within 90 days after the day on which a copy of the contract has been received by both the applicant and the council:

(a) a written resolution of the council approving the terms and conditions of the contract and stating that the council has chosen to have the rights or interests described in the contract granted by way of negotiation rather than public tender;

(b) the bonus and first year's rent; and

(c) two original copies of the contract — as well as an original copy for each future contract holder — all of which are signed by each of them.

Effective date

(2) The contract takes effect on the day on which it is granted, unless it provides otherwise.

b) le pas de porte proposé reflète la juste valeur des droits ou les intérêts à accorder, établie en application de l'article 38 du présent règlement.

Approbation

(2) S'il approuve la demande, le ministre prépare le contrat relatif au sous-sol et en envoie un exemplaire au demandeur et au conseil. Il y fixe les droits de surface à payer au titre de tout contrat relatif au sol y afférent ainsi que les droits pour les activités sismiques à verser au titre de toute licence d'exploration y afférente.

Critères – droits

(3) Les droits de surface sont fixés conformément aux paragraphes 73(2) et (3). Les droits pour les activités sismiques doivent être comparables aux droits pour les activités sismiques relatives aux activités d'exploration menées sur les terres, autres que les terres publiques provinciales, dont la taille, le type et l'utilisation sont similaires.

Rejet

(4) S'il rejette la demande, le ministre envoie un avis de refus au demandeur et au conseil dans lequel sont énoncés les motifs du refus.

Octroi du contrat

46 (1) Le ministre accorde le contrat si, dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de réception de l'exemplaire du contrat par le demandeur et le conseil, il reçoit, à la fois :

a) une résolution écrite du conseil approuvant les conditions du contrat et contenant un énoncé portant que le conseil a choisi d'accorder les droits ou les intérêts prévus au contrat par voie de négociation plutôt que d'adjudication;

b) le pas de porte et le loyer pour la première année;

c) deux exemplaires originaux du contrat, ainsi qu'un exemplaire original du contrat pour chaque futur titulaire, signés par chacun d'eux.

Prise d'effet du contrat

(2) Le contrat prend effet à la date à laquelle le ministre accorde le contrat à moins qu'une autre date n'y soit prévue.

Terms and Conditions of Subsurface Contracts

Rights conferred by contract

47 A subsurface contract holder has the exclusive right to exploit the oil and gas in the lands in the contract area, to treat that oil, to process that gas and to dispose of that oil and gas.

Initial term of permit

48 (1) If the lands in a permit area are located in a province set out in column 1 of the table to Schedule 2 and in a region set out in column 2, the initial term of the permit is the term set out in column 3. Otherwise, the initial term is five years.

More than one region

(2) If the lands in a permit area are located in more than one region set out in column 2 of the table to Schedule 2, the initial term is the term for the region in which the greatest portion of the lands is located. If the portion of lands in each region is the same, the initial term is the longer of the terms set out in column 3.

Intermediate term of permit

(3) The intermediate term of a permit is three years.

Term of lease

49 The term of an oil and gas lease is three years.

Term — exception

50 (1) Despite subsections 48(1) and (2) and section 49, with the consent of the applicant and the council, the Minister may fix the initial term of a permit or the term of a lease at a number of years that is greater than the number established by those provisions, to a maximum of five years.

Amended term

(2) With the consent of the holder, the term of a subsurface contract may be amended, in accordance with subsection 20(1), to a maximum of five years.

Conditions des contrats relatifs au sous-sol

Droits accordés au titre d'un contrat

47 Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol a le droit exclusif d'exploiter le pétrole et le gaz des terres de la zone visée par le contrat, de traiter ce pétrole, de transformer ce gaz et de disposer de ce pétrole et de ce gaz.

Période de validité initiale du permis

48 (1) Si les terres faisant partie de la zone visée par un permis sont situées dans une province mentionnée à la colonne 1 du tableau de l'annexe 2, la période de validité initiale du permis est celle mentionnée à la colonne 3 à l'égard de la région mentionnée à la colonne 2 dans laquelle la zone est située; elle est de cinq ans dans les autres cas.

Préséance

(2) Si les terres faisant partie de la zone visée par le permis sont situées dans plus d'une région mentionnée à la colonne 2 du tableau de l'annexe 2, la période de validité initiale du permis est celle de la région dans laquelle est située la plus grande partie de ces terres. Si les terres sont également réparties entre les régions, la période de validité initiale est celle de la période la plus longue qui figure à la colonne 3.

Période de validité intermédiaire

(3) La période de validité intermédiaire du permis est de trois ans.

Période de validité du bail

49 La période de validité du bail relatif au pétrole et au gaz est de trois ans.

Période de validité — exception

50 (1) Malgré les paragraphes 48(1) et (2) et l'article 49, avec le consentement du demandeur et du conseil, le ministre peut fixer la période de validité initiale d'un permis ou la période de validité d'un bail pour un nombre d'années qui dépasse le nombre prévu à ces dispositions, mais qui ne dépasse pas cinq ans.

Modification de la période de validité

(2) La période de validité d'un contrat relatif au sous-sol peut être modifiée, conformément au paragraphe 20(1) et avec le consentement du titulaire, pour une période d'au plus cinq ans.

Annual rent

51 The annual rent for a subsurface contract is \$5 per hectare or \$100, whichever is greater.

Selection of Lands for Intermediate Term of Permit

Lands earned

52 (1) A permit holder earns lands, and may select from those lands for the intermediate term of the permit, if, during the initial term, they have, in accordance with the earning provisions of their permit,

- (a) drilled a new well in the permit area; or
- (b) re-entered an existing well in the permit area and drilled at least 150 m of new wellbore.

Failure to comply with earning provisions

(2) If a holder fails to meet a deadline set out in an earning provision of their permit, the permit terminates on the day of the deadline with respect to all lands that have not been earned on or before that day.

Selection of lands

(3) A holder that has earned lands may select from those lands down to the base of the deepest zone into which they have drilled, as identified in accordance with Schedule 3.

Constraints on selection

- (4)** The lands selected under subsection (3) must
- (a) be contiguous, if their configuration permits; and
 - (b) include the entire spacing unit in which the earning well is located.

Area less than 75%

53 (1) A permit holder that has drilled a well in a spacing unit whose area is composed of less than 75% First Nation lands may select only lands in the section in which the well is located, down to the base of the deepest zone into which they have drilled.

Loyer annuel

51 Le loyer annuel pour un contrat relatif au sous-sol correspond à 5 \$ l'hectare ou 100 \$, selon la plus élevée de ces valeurs.

Choix de terres pour la période de validité intermédiaire des permis

Acquisition du droit de choisir des terres

52 (1) Le titulaire d'un permis acquiert le droit de choisir des terres pour la période de validité intermédiaire du permis si, conformément aux dispositions d'acquisition de son permis et pendant la période de validité initiale, selon le cas :

- a) il a foré un nouveau puits dans la zone visée par le permis;
- b) il est rentré dans un puits situé dans la zone visée par le permis et y a foré au moins 150 m de puits de forage additionnel.

Non-respect d'une date d'échéance

(2) Si le titulaire ne respecte pas la date d'échéance précisée aux dispositions d'acquisition de son permis, celui-ci prend fin à compter de cette date à l'égard des terres pour lesquelles il n'a pas acquis le droit de choisir à cette date ou avant cette date.

Choix des terres

(3) Le titulaire qui a acquis le droit de choisir des terres peut en choisir jusqu'à la base de la couche, déterminée conformément à l'annexe 3, la plus profonde dans laquelle il a foré.

Restrictions

- (4)** Les terres choisies au titre du paragraphe (3) doivent à la fois :
- a) être contiguës, si leurs configurations le permettent;
 - b) inclure toute l'unité d'espacement dans laquelle le puits qui donne droit à un choix de terres est situé.

Superficie inférieure à soixante-quinze pour cent

53 (1) Si les terres de la première nation représentent moins de soixante-quinze pour cent de la superficie de l'unité d'espacement dans laquelle le titulaire d'un permis a foré un puits, ce dernier ne peut choisir que les terres de la section où le puits est situé, jusqu'à la base de la couche la plus profonde dans laquelle il a foré.

Reduced earnings — new well

(2) A holder that has drilled a new well, but has not drilled to the extent required by the earning provisions of their permit, may select only lands in the section in which the well is located, down to the base of the deepest zone into which they have drilled.

Reduced earnings — re-entered well

(3) A holder that has re-entered and completed a well, but has not drilled to the extent referred to in paragraph 52(1)(b) and the earning provisions of their permit, may select only lands in the spacing unit in which the well is completed.

Application for approval

54 (1) A holder that wants a grant of oil and gas rights or interests for the intermediate term of their permit must apply to the Minister for approval of their selection of lands before the day on which the initial term of the permit expires or

(a) if the permit has terminated under subsection 52(2), within 15 days after the day referred to in that subsection; or

(b) if the deadline for applying has been extended under subsection 62(2), before the extension expires.

Late application

(2) A holder that fails to apply within the relevant deadline referred to in subsection (1) may apply for approval if the application is submitted within 15 days after the deadline and is accompanied by a late application fee of \$5,000.

Content of application

(3) The application must be in the prescribed form and include

(a) an identification and description of each well that has been drilled and each well that has been re-entered and completed;

(b) a description of the lands, including the zones, selected for the intermediate term of the permit; and

(c) the rent for the first year of the intermediate term.

Droit de choisir réduit — nouveau puits

(2) S'il a foré un nouveau puits, mais dans une mesure moindre que celle prévue dans les dispositions d'acquisition de son permis, le titulaire ne peut choisir que les terres de la section dans laquelle le puits est situé, jusqu'à la base de la couche la plus profonde dans laquelle il a foré.

Droit de choisir réduit — rentrée dans un puits

(3) S'il est rentré dans un puits et l'a achevé, mais l'a foré dans une mesure moindre que celle prévue à l'alinéa 52(1)(b) et dans les dispositions d'acquisition de son permis, le titulaire ne peut choisir que les terres de l'unité d'espacement dans laquelle le puits est achevé.

Demande d'approbation

54 (1) Le titulaire qui souhaite obtenir les droits ou les intérêts pétroliers et gaziers pour la période de validité intermédiaire de son permis demande l'approbation du ministre quant à son choix de terres avant la date d'expiration de la période initiale du permis ou, selon le cas :

a) si le permis prend fin en application du paragraphe 52(2), dans les quinze jours suivant la date visée à ce paragraphe;

b) si la date limite pour soumettre la demande a été prorogée en application du paragraphe 62(2), avant l'expiration de cette prorogation.

Demande après la date limite

(2) Le titulaire peut présenter une demande au ministre après la date limite applicable visée au paragraphe (1) s'il le fait dans les quinze jours suivant cette date et si sa demande est accompagnée du paiement des frais de demande tardive de 5 000 \$.

Contenu de la demande

(3) La demande est soumise sur le formulaire prévu à cet effet et comprend :

a) l'identification et la description de tout puits qui a été foré ou dans lequel le titulaire est rentré et qu'il a achevé;

b) la description des terres, y compris des couches, choisies pour la période de validité intermédiaire du permis;

c) le versement du loyer pour la première année de la période de validité intermédiaire.

Additional information

(4) Information about a well that is drilled, or re-entered and completed, within 30 days before the relevant deadline may be submitted up to 15 days after that deadline, unless the holder has received an extension under subsection 62(2).

Approval

(5) On receiving an application, the Minister must

(a) approve the selection of lands if the requirements of section 52 are met; and

(b) grant the holder the oil and gas rights or interests in the selected lands for the intermediate term of the permit if the holder has complied with the requirements of the Act, these Regulations and their permit.

Notice to holder and council

(6) If the selection is approved and the oil and gas rights or interests are granted, the Minister must send the holder and the council a notice of the approval and a description of the lands, including the zones, selected for the intermediate term of the permit. If the selection is not approved, the Minister must send the holder a notice of refusal that sets out the reasons for the refusal.

Transitional provision

55 Sections 47 to 54 do not apply to a contract that was granted under the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*.

Bitumen Recovery Project Approval

Application for approval

56 (1) A subsurface contract holder may apply to the Minister for approval of a bitumen recovery project if they have achieved the minimum level of evaluation and have applied to the provincial authority for approval of the project.

Minimum level of evaluation

(2) The minimum level of evaluation is achieved when

(a) one well is drilled on each section of the lands that are subject to the contract — if the section is in the proposed bitumen recovery project area — and at least 25% of those wells are cored; or

Renseignements additionnels

(4) Les renseignements à l'égard d'un puits que le titulaire a foré, ou dans lequel il est rentré et qu'il a achevé, dans les trente jours précédant la date limite applicable peuvent être soumis au plus tard quinze jours après cette date, sauf dans le cas de l'obtention de la prorogation visée au paragraphe 62(2).

Approbation

(5) Sur réception de la demande, le ministre :

a) approuve le choix des terres si les exigences de l'article 52 sont respectées;

b) accorde au titulaire les droits ou les intérêts pétroliers et gazières pour la période de validité intermédiaire du permis à l'égard des terres choisies s'il a respecté les exigences de la Loi, du présent règlement et de son permis.

Avis au titulaire et au conseil

(6) Si le choix est approuvé et que les droits ou les intérêts pétroliers et gazières sont accordés, le ministre envoie au titulaire et au conseil un avis à cet effet accompagné de la description des terres, y compris des couches, choisies pour la période de validité intermédiaire du permis et, si le choix est refusé, il envoie au titulaire un avis de refus motivé.

Disposition transitoire

55 Les articles 47 à 54 ne s'appliquent pas aux contrats consentis en vertu du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

Approbation d'un projet de récupération de bitume

Demande d'approbation

56 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol peut demander au ministre d'approuver un projet de récupération de bitume s'il a atteint le niveau d'évaluation minimum et a demandé l'approbation du projet à l'autorité provinciale.

Niveau d'évaluation minimum

(2) Le niveau d'évaluation minimum est atteint, selon le cas :

a) lorsqu'un puits est foré sur chaque section qui est située sur les terres visées par le contrat et qui est dans la zone du projet de récupération de bitume proposé et qu'au moins vingt-cinq pour cent de ces puits sont carottés;

(b) one well is drilled on at least 60% of the sections of the lands that are subject to the contract — if the sections are in the proposed bitumen recovery project area — at least 25% of those wells are cored and seismic data are obtained over at least 3.2 km in each un-drilled section.

Content of application

57 (1) An application for approval of a bitumen recovery project must be in the prescribed form and include

- (a)** a description of the lands to be included in the project;
- (b)** evidence that the minimum level of evaluation has been achieved;
- (c)** a statement that the subsurface contract holder has applied for or received the provincial authority's approval of the project;
- (d)** the results of an environmental review of the project that has been conducted by a qualified environmental professional who deals with the holder at arm's length;
- (e)** the terms and conditions respecting the royalty to be paid for the oil and gas recovered from lands in the project area;
- (f)** the reporting requirements for the project;
- (g)** a detailed description of the project, including its location, size and scope, the operations to be carried out, the schedule of pre-construction, construction and start-up operations and the reasons for selecting that schedule;
- (h)** a map indicating all the rights and interests in the lands in the project area and in any area that is likely to be affected by project operations;
- (i)** an aerial photographic mosaic of the project area at a scale that is adequate to show the location of the project components, including wells, facilities, tanks, access roads, railways, pipelines, public utility corridors, tailings ponds and waste storage sites;
- (j)** a detailed description of storage and transportation facilities for the oil and gas, including the size of any pipeline that may be used and the name of the entity that owns it;
- (k)** the anticipated rate of production of the oil and gas for the period for which approval is sought;

b) lorsqu'un puits est foré dans au moins soixante pour cent des sections qui sont situées sur les terres visées par le contrat et qui sont dans la zone visée par le projet de récupération de bitume proposé, qu'au moins vingt-cinq pour cent de ces puits sont carottés et que les données sismiques sont obtenues sur au moins 3,2 km dans chaque section non forée.

Contenu de la demande

57 (1) La demande d'approbation d'un projet de récupération de bitume est soumise sur le formulaire prévu à cet effet et comprend :

- a)** la description des terres comprises dans le projet;
- b)** la preuve de l'atteinte du niveau d'évaluation minimum;
- c)** une déclaration selon laquelle le titulaire du contrat relatif au sous-sol a demandé l'approbation du projet à l'autorité provinciale ou se l'est vu accorder;
- d)** les résultats d'une révision environnementale du projet effectuée par un professionnel de l'environnement qualifié et indépendant du titulaire;
- e)** les conditions relatives aux redevances à payer pour le pétrole et le gaz extraits des terres de la zone visée par le projet;
- f)** les exigences en matière de rapports pour le projet;
- g)** la description détaillée du projet, y compris son emplacement, sa taille et sa portée, ainsi que les activités à mener, l'échéancier des travaux de préparation, des travaux de construction et des activités de démarrage et les raisons justifiant cet échéancier;
- h)** une carte indiquant les droits et intérêts portant sur les terres de la zone visée par le projet et sur toute région susceptible d'être touchée par les activités du projet;
- i)** un assemblage de photos redressées de la zone visée par le projet à une échelle suffisante pour identifier l'emplacement des composantes du projet, y compris les puits, les installations, les réservoirs, les routes d'accès, les chemins de fer, les pipelines, les corridors des services publics, les bacs de décantation de résidus et les sites de stockage de résidus;
- j)** la description détaillée des installations de stockage et de transport du pétrole et du gaz, y compris les dimensions de tout pipeline pouvant être utilisé et le nom des entités qui en sont propriétaires;

(l) the year and month in which the annual minimum level of production of bitumen will be achieved;

(m) a description of the energy sources to be used and their anticipated quantity and cost, along with a comparison to alternative sources; and

(n) the term of the approval sought, along with the anticipated starting and completion dates of the project.

Environmental review

(2) The results of the environmental review of the bitumen recovery project must be submitted in the prescribed form and include

(a) a site evaluation that is based on the site's topography, soils, vegetation, wildlife, sources of water, existing structures, archeological and cultural resources, traditional ecological knowledge, current land uses and any other feature of the site that could be affected by the project;

(b) a description of the operations to be carried out during the project, the duration of each and its location on the site;

(c) a description of the short-term and long-term effects that each operation could have on the environment of the site and on any surrounding areas;

(d) a description of the proposed mitigation measures, the potential residual effects after mitigation and the significance of those effects; and

(e) a description of the consultations undertaken with the council and the First Nation members.

Environmental protection measures letter

(3) After reviewing the application, the Minister must send the applicant and the council a letter that sets out the environmental protection measures that must be implemented to permit the subsurface contract holder to carry out operations under the project.

Approval

58 (1) The Minister must approve the bitumen recovery project if

k) le taux de production de pétrole et de gaz prévu pour la période pour laquelle l'approbation est demandée;

l) le mois et l'année durant lesquels le niveau de production minimum annuel de bitume sera atteint;

m) la description des sources d'énergie devant être utilisées, la quantité devant être utilisée et les coûts d'utilisation prévus de ces sources d'énergie ainsi qu'une comparaison avec des sources alternatives;

n) la période de validité de l'approbation demandée et les dates prévues de début et d'achèvement du projet.

Révision environnementale

(2) Les résultats de la révision environnementale du projet de récupération de bitume sont soumis sur le formulaire prévu à cet effet et comprennent :

a) l'évaluation du site fondée sur la topographie, les sols, la végétation, la faune, les sources hydriques, les structures existantes, les ressources archéologiques et culturelles, les connaissances écologiques traditionnelles, l'utilisation actuelle des terres et toute autre particularité du site pouvant être touchée par le projet;

b) la description, la durée et l'emplacement de chaque activité à mener pendant le projet;

c) la description des effets à court et à long terme que pourrait avoir chaque activité sur l'environnement du site et les zones environnantes;

d) la description des mesures d'atténuation proposées, des effets résiduels possibles à la suite de la mise en application de ces mesures et de l'importance de ces effets;

e) la description des consultations avec le conseil et les membres de la première nation.

Lettre sur les mesures de protection de l'environnement

(3) Après avoir examiné la demande, le ministre envoie au demandeur et au conseil une lettre précisant les mesures de protection de l'environnement qui doivent être mises en application pour permettre au titulaire du d'un contrat relatif au sous-sol de mener les activités dans le cadre du projet de récupération de bitume.

Approbation

58 (1) Le ministre approuve le projet de récupération de bitume si les conditions ci-après sont réunies :

- (a) the applicant has achieved the minimum level of evaluation of the lands in the project area;
- (b) a written resolution of the council approving the project has been submitted;
- (c) the application meets the requirements of subsections 57(1) and (2);
- (d) the project has been approved by the provincial authority; and
- (e) the project can be carried out without causing irreparable damage to the First Nation lands.

Terms and conditions of approval

(2) The approval may include any terms and conditions that are necessary to permit the Minister to verify the progress of operations carried out under the project, payment of the approved royalty and implementation and compliance with the environmental protection measures.

Surface contract required

59 (1) The operations under a bitumen recovery project must not begin until the subsurface contract holder has obtained the surface contracts required by these Regulations.

Compliance with measures

(2) The holder must ensure that all environmental protection measures included in the approval are implemented and complied with.

Minimum level of production

60 (1) The annual minimum level of production of bitumen from the lands that are subject to a bitumen recovery project is equal to an average of 2 400 m³ per section in the project area.

Compensation — bitumen

(2) If the annual minimum level of production of bitumen from the lands that are subject to the bitumen recovery project is not achieved in any year following the month in which that level was to be achieved, the subsurface contract holder must pay compensation equal to 25% of the difference between the value of the minimum level of production and the value of the actual level of production.

Deemed price

(3) For the purpose of calculating the compensation, the price of bitumen is deemed to be the monthly Bitumen Floor Price published by the Alberta provincial authority for the relevant time period.

- a) le demandeur a atteint le niveau d'évaluation minimum des terres de la zone visée par le projet;
- b) une résolution écrite du conseil approuvant le projet a été soumise;
- c) la demande satisfait aux exigences des paragraphes 57(1) et (2);
- d) le projet a été approuvé par l'autorité provinciale;
- e) le projet peut être mené sans occasionner des dommages irréparables aux terres de la première nation.

Conditions de l'approbation

(2) L'approbation peut inclure toute condition nécessaire pour permettre au ministre de vérifier l'avancement des activités menées dans le cadre du projet, le paiement des redevances approuvées, la mise en application et le respect des mesures de protection de l'environnement.

Exigence — contrat relatif au sol

59 (1) Afin de mener des activités dans le cadre d'un projet de récupération de bitume, le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol obtient préalablement tout contrat relatif au sol exigé par le présent règlement.

Respect des mesures

(2) Le titulaire veille à ce que toutes les mesures de protection de l'environnement incluses dans l'approbation soient mises en application et respectées.

Niveau de production minimum

60 (1) Le niveau de production minimum annuel de bitume des terres visées par un projet de récupération de bitume correspond à une production moyenne de 2 400 m³ par section de la zone visée par le projet.

Indemnité — bitume

(2) Si le niveau de production minimum annuel de bitume des terres visées par un projet de récupération de bitume n'est pas atteint au cours d'une quelconque année qui suit le mois dans lequel ce niveau devait l'être, le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol verse une indemnité qui correspond à vingt-cinq pour cent de la différence entre la valeur du niveau de production minimum et celle du niveau de production réel.

Prix réputé

(3) Aux fins du calcul de l'indemnité, le prix du bitume est réputé être le prix plancher mensuel pour le bitume publié par l'autorité provinciale de l'Alberta pour la période en cause.

Exception

(4) This section does not apply if the lands that are subject to the bitumen recovery project are the subject of an authorization under section 42 of the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*.

Additional lands, wells or facilities

61 Once a bitumen recovery project has been approved, the subsurface contract holder must obtain the approval of the Minister and the council before adding lands, wells or facilities to the project.

Drilling Over Expiry

Application for extension

62 (1) A subsurface contract holder may apply to the Minister, in the prescribed form, for an extension of the deadline for applying for approval of a selection of lands under subsection 54(1) or for continuation under section 64 if

- (a)** the holder has spudded or re-entered a well for the purpose of deepening it or completing a new zone, but cannot finish the operation before the relevant term expires;
- (b)** the application is submitted before the relevant term expires;
- (c)** the application identifies the well and indicates when it was spudded or re-entered; and
- (d)** the application includes the rent for the following year.

Approval of extension

(2) If an application is submitted in accordance with subsection (1), the Minister must extend the deadline for applying for approval of a selection of lands or for continuation to the 30th day after the day on which the spudded or re-entered well is rig-released. The Minister must send the council a notice of the extension.

Rights during extension

(3) During an extension, the holder may continue to produce from any wells in the contract area that are already producing, but must not spud or re-enter any other wells in that area.

Exception

(4) Le présent article ne s'applique pas si les terres visées par le projet de récupération de bitume sont visées par une autorisation donnée en vertu de l'article 42 du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

Terres, puits ou installations supplémentaires

61 Si son projet de récupération de bitume a été approuvé, le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol doit obtenir l'approbation du ministre et du conseil avant d'ajouter des terres, des puits ou des installations au projet.

Forage après l'expiration prévue

Demande de prorogation

62 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol peut demander au ministre, sur le formulaire prévu à cet effet, la prorogation de la date limite pour demander, en vertu du paragraphe 54(1), l'approbation du choix des terres ou, en application de l'article 64, la reconduction du contrat si les conditions ci-après sont réunies :

- a)** il a démarré un forage de puits par battage, ou est rentré dans un puits, dans le but de l'approfondir ou d'achever une nouvelle couche, sans pouvoir achever l'activité avant l'expiration de la période de validité en cause;
- b)** il soumet la demande avant l'expiration de la période de validité en cause;
- c)** la demande identifie le puits et le moment du démarrage du forage par battage ou de la rentrée dans le puits;
- d)** il verse le loyer de l'année à venir.

Approbation de la prorogation

(2) Si une demande est soumise conformément au paragraphe (1), le ministre proroge la date limite pour demander l'approbation du choix des terres ou la reconduction au trentième jour suivant la date de libération de l'appareil de forage. Il en avise le conseil.

Droits pendant la prorogation

(3) Pendant la période de prorogation, le titulaire peut continuer de produire à partir de tout puits compris dans la zone visée par le contrat qui est déjà en production, mais il ne peut pas démarrer le forage de tout autre puits par battage — ni rentrer dans un autre puits.

Transitional provision

(4) This section applies to a permit or lease granted under the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*.

Continuation of Subsurface Contracts

Qualifying lands

63 (1) A subsurface contract may be continued with respect to the zones, identified in accordance with Schedule 4, that are in a spacing unit

- (a)** that contains a productive well;
- (b)** that is subject, in whole or in part, to a unit agreement that includes lands in which a productive well is located, or to an oil or gas storage agreement that has been approved by the provincial authority;
- (c)** that is subject to a bitumen recovery project that has been approved by the Minister;
- (d)** that is subject to a project, other than a bitumen recovery project, that has been approved by the provincial authority and includes lands in which a productive well is located;
- (e)** in respect of which an offset notice has been received in the six months before the day on which the application for continuation is submitted or in respect of which a compensatory royalty is being paid;
- (f)** that is not producing but is shown by mapping to be capable of producing from the same pool from which a well on an adjoining spacing unit is productive; or
- (g)** that is potentially productive.

Horizontal and deviated wells

(2) For the purposes of subsection (1), each spacing unit from which a horizontal well or deviated well is productive is deemed to contain a productive well.

Potentially productive

(3) For the purpose of paragraph (1)(g), a spacing unit is potentially productive if

- (a)** it contains a well that is in a mapped pool, is neither productive nor abandoned and

Disposition transitoire

(4) Le présent article s'applique au permis et au baux octroyés en vertu du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

Reconduction des contrats relatifs au sous-sol

Critères d'admissibilité à la reconduction

63 (1) Le contrat relatif au sous-sol peut être reconduit à l'égard de toute couche — répertoriée aux termes de l'annexe 4 — située dans une unité d'espacement qui, selon le cas :

- a)** comporte un puits productif;
- b)** est visée, en tout ou en partie, par un accord de mise en commun portant sur des terres dans lesquelles est situé un puits productif ou par un accord de stockage de pétrole ou de gaz approuvé par l'autorité provinciale;
- c)** est visée par un projet de récupération de bitume approuvé par le ministre;
- d)** est visée par un projet, autre qu'un projet de récupération de bitume, approuvé par l'autorité provinciale et qui comprend des terres dans lesquelles est situé un puits productif;
- e)** est visée par un préavis de drainage reçu dans les six mois qui précèdent la date de soumission de la demande de reconduction ou à l'égard de laquelle une redevance compensatoire est payée;
- f)** ne produit pas, mais, selon la cartographie, a la capacité de produire à partir du même bassin que celui duquel un puits d'une unité d'espacement adjacente est productif;
- g)** est potentiellement productive.

Puits horizontal ou dévié

(2) Pour l'application du paragraphe (1), toute unité d'espacement de laquelle un puits horizontal ou dévié est productif est réputée comporter un puits productif.

Potentiellement productive

(3) Pour l'application de l'alinéa (1)g), l'unité d'espacement est potentiellement productive si, selon le cas :

- a)** elle comporte un puits, situé dans un bassin cartographié, qui n'est ni productif, ni abandonné, et qui, selon le cas :

- (i) was previously producing, or
 - (ii) contains evidence of the presence of hydrocarbons whose potential productivity has not been conclusively determined;
- (b) it contains an abandoned well and any zone penetrated by the well has remaining oil or gas reserves; or
- (c) it has not been drilled, there is evidence that it may be part of a productive pool and it is within a quarter-section in the case of oil — or a section in the case of gas — that adjoins any spacing unit referred to in paragraphs (1)(a) to (e).

Application for continuation

64 (1) An application for the continuation of a subsurface contract may be made to the Minister before the day on which the lease or the intermediate term of the permit expires.

Content of application

(2) The application must be in the prescribed form and include

- (a) a description of the lands, including the zones, with respect to which continuation is sought;
- (b) an indication of the basis for continuation under subsection 63(1) along with evidence of that basis; and
- (c) the rent for the first year of the continuation.

Determination

65 (1) On receiving an application for continuation, the Minister must determine which lands described in the application are in a spacing unit referred to in any of paragraphs 63(1)(a) to (e) and must continue the contract with respect to those lands.

Offer to continue

(2) If the Minister determines that lands described in the application are in a spacing unit referred to in paragraph 63(1)(f) or (g), he or she must send the holder an offer to continue the contract with respect to those lands.

Continuation

(3) The Minister must continue the contract with respect to lands in a spacing unit referred to in paragraph 63(1)(f) or (g) if, within 30 days after the day on which the offer of continuation is received, the holder pays the Minister a bonus equal to the greater of

- (i) a déjà produit,
 - (ii) contient des preuves de la présence d'hydrocarbures dont le potentiel de productivité n'a pas été démontré de manière concluante;
- b) elle comporte un puits abandonné, et il reste des réserves de pétrole ou de gaz dans une couche pénétrée par ce puits;
- c) aucun forage n'y a été effectué et, s'agissant du pétrole, elle est dans un quart de section — ou, s'agissant du gaz, elle est dans une section — adjacente à toute unité d'espacement visée aux alinéas (1)a) à e) et dans laquelle il y a des preuves qu'elle pourrait faire partie d'un bassin productif.

Demande de reconduction

64 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol peut en demander la reconduction au ministre avant la date à laquelle son bail ou la période de validité intermédiaire de son permis expire.

Contenu de la demande

(2) La demande de reconduction est soumise sur le formulaire prévu à cet effet et comprend :

- a) la description des terres, y compris des couches, pour lesquelles la reconduction est demandée;
- b) les critères de reconduction visés au paragraphe 63(1) et les preuves à l'appui;
- c) le versement du loyer pour la première année de reconduction.

Décision du ministre

65 (1) Sur réception d'une demande de reconduction, le ministre établit si les terres visées dans la demande sont situées dans une unité d'espacement visée à l'un ou l'autre des alinéas 63(1)a) à e) et reconduit le contrat à l'égard de celles qui le sont.

Offre de reconduction

(2) S'il établit que les terres visées dans la demande sont situées dans une unité d'espacement visée à l'alinéa 63(1)f) ou g), le ministre offre au titulaire de reconduire le contrat à l'égard de ces terres.

Reconduction

(3) Le ministre reconduit le contrat à l'égard des terres dans une unité d'espacement visée à l'alinéa 63(1)f) ou g) si le titulaire verse, dans les trente jours suivant la date de réception de l'offre de reconduction, un pas de porte égal au plus élevé des montants suivants :

(a) \$2,000, and

(b) \$400 for each full or partial legal subdivision or, if the lands have not been divided into legal subdivisions, \$400 for each unit of land equivalent to 16 hectares, rounded up to the nearest whole number of units.

Notice to holder and council

(4) The Minister must send the holder and the council a notice of his or her determination and — if the contract is continued — a description of the lands, including the zones, with respect to which it is continued as well as the basis for continuation.

Rights before determination

(5) Before notice of the Minister's determination is received, the holder may continue to produce from any wells in the contract area that are already producing, but must not spud or re-enter any other wells in that area.

Refund

(6) If the contract is not continued, the Minister must refund the rent submitted with the application. If the contract is continued only in part, the Minister must refund the rent for the lands with respect to which the contract is not continued.

Continuation requested by council

66 (1) The Minister may continue, for a maximum period of five years, a contract in respect of lands for which continuation was not granted under subsection 65(1) or lands for which continuation was granted under subsection 65(3) if

(a) the council requests the Minister to do so in a written resolution sent to the Minister that describes the lands, including the zones, to which the request relates and the requested period of continuation;

(b) a request for continuation under this subsection has not previously been made in respect of those lands;

(c) the written consent of the holder is sent to the Minister;

(d) the resolution and consent are sent

(i) in the case of a contract in respect of lands for which continuation was not granted under subsection 65(1), within 30 days after the day on which the

a) 2 000 \$;

b) 400 \$ pour chaque lotissement légal ou pour toute partie de celui-ci ou, si les terres n'ont pas été divisées en lotissements légaux, pour chaque unité de seize hectares arrondie à l'unité supérieure.

Avis

(4) Le ministre envoie un avis de décision au titulaire et au conseil et, le cas échéant, y joint la description des terres, y compris les couches, visées par le contrat reconduit, ainsi que les motifs à l'appui de la reconduction.

Droits avant la décision

(5) Avant la réception de l'avis de décision du ministre, le titulaire peut continuer de produire à partir de tout puits compris dans la zone visée par le contrat qui est déjà en production, mais il ne peut pas démarrer le forage de tout autre puits par battage — ni rentrer dans un autre puits.

Remboursement

(6) Si le contrat n'est pas reconduit, le ministre rembourse au titulaire le loyer versé avec la demande. Si le contrat est reconduit en partie, le ministre rembourse le loyer des terres visées par la partie du contrat qui n'est pas reconduite.

Reconduction demandée par le conseil

66 (1) Le ministre peut reconduire le contrat, pour une période d'au plus cinq ans, à l'égard des terres pour lesquelles la reconduction n'a pas été accordée aux termes du paragraphe 65(1) ou pour lesquelles la reconduction a été accordée aux termes du paragraphe 65(3), si les conditions ci-après sont réunies :

a) le conseil lui en fait la demande par résolution écrite dans laquelle sont décrites les terres, y compris les couches, à l'égard desquelles la reconduction est demandée et dans laquelle est précisée la durée de reconduction demandée;

b) les terres visées par la résolution n'ont pas fait l'objet d'une telle demande auparavant;

c) le consentement écrit du titulaire lui est envoyé;

d) la résolution et le consentement sont envoyés :

(i) dans le cas de la reconduction qui n'a pas été accordée aux termes du paragraphe 65(1), dans les trente jours suivant la réception de l'avis visé au paragraphe 65(4),

notice referred to in subsection 65(4) is received, and

(ii) in the case of a contract in respect of lands for which continuation was granted under subsection 65(3), within 30 days after the day on which the continuation expires; and

(e) the holder has paid the rent for the first year of the continuation.

Additional bonus

(2) If the Minister determines that an additional bonus must be paid to reflect the fair value, determined in accordance with section 38, of the rights or interests to be continued, the Minister must not continue the contract unless that additional bonus is paid.

Failure to apply for continuation

67 (1) If a holder has not applied for continuation before the deadline referred to in subsection 64(1), the Minister must determine, as soon as the circumstances permit and on the basis of the information in his or her possession, whether their contract is eligible for continuation under any of paragraphs 63(1)(a) to (e).

Notice of eligibility

(2) If the contract is eligible for continuation, the Minister must send the holder a notice that includes the following information:

(a) a description of the lands, including the zones, with respect to which the contract is eligible for continuation;

(b) the basis for continuation; and

(c) the requirements for an application for continuation, as well as the deadline for submission.

Application for continuation

(3) A holder that has received a notice of eligibility may, within 30 days after the day on which the notice is received, apply to the Minister, in the prescribed form, for continuation of the contract with respect to any of the lands described in the notice.

Content of application

(4) The application must include a description of the lands, including the zones, with respect to which continuation is sought, the rent for the first year of the continuation and a late application fee of \$5,000.

(ii) dans le cas de la reconduction qui a été accordée en application du paragraphe 65(3), dans les trente jours suivant son expiration;

e) le titulaire a versé le loyer pour la première année de reconduction.

Pas de porte additionnel

(2) S'il décide qu'un pas de porte additionnel doit être versé à l'égard de la reconduction pour refléter la juste valeur des droits ou des intérêts établie en application de l'article 38, le ministre ne peut reconduire le contrat que si ce pas de porte additionnel est versé.

Omission de demander la reconduction

67 (1) Si le titulaire n'a pas demandé la reconduction de son contrat avant la date visée au paragraphe 64(1), le ministre établit, dès que possible et en se fondant sur les renseignements en sa possession, si le contrat est admissible à une reconduction aux termes de l'un des alinéas 63(1)a) à e).

Avis d'admissibilité

(2) Si le contrat est admissible à la reconduction, le ministre envoie au titulaire un avis qui comprend :

a) la description des terres, y compris les couches, visées par le contrat admissible à la reconduction;

b) les motifs à l'appui d'une reconduction du contrat;

c) la date limite et les exigences applicables à une demande de reconduction.

Demande de reconduction

(3) Le titulaire qui a reçu un avis d'admissibilité peut, dans les trente jours suivant la date de réception de l'avis, demander au ministre, sur le formulaire prévu à cet effet, de reconduire le contrat à l'égard de toute terre mentionnée dans l'avis.

Contenu de la demande

(4) La demande comprend la description des terres, y compris les couches, pour lesquelles la reconduction est demandée, le versement du loyer pour la première année de la reconduction et le paiement des droits de demande tardive de 5 000 \$.

Continuation to be granted

(5) If the holder pays the required rent and fee, the Minister must continue the contract with respect to the lands described in the application and send the holder and the council a notice of the continuation that describes the lands, including the zones, with respect to which it is continued as well as the basis for continuation.

Indefinite continuation

68 (1) A contract that is continued on the basis of any of paragraphs 63(1)(a) to (e) continues so long as the lands that are subject to the contract continue to be eligible on that basis or until the contract is surrendered or cancelled.

Continuation for one year

(2) A contract that is continued under subsection 65(3) continues for a period of one year after the day on which the contract would have expired had it not been continued.

Non-productivity — oil and gas

69 (1) If a contract that is continued in respect of lands on the basis of paragraph 63(1)(a), (b), (d) or (e) ceases to be eligible for continuation on that basis, the Minister must send the holder a notice of non-productivity that describes those lands and indicates the basis on which the contract has ceased to be eligible.

Non-productivity — expiry

(2) A contract referred to in subsection (1) expires with respect to the lands described in the notice of non-productivity one year after the day on which the notice is received.

Non-productivity — continuation

(3) Before the expiry of a contract with respect to lands described in a non-productivity notice, the holder may apply under section 64 to have the contract continued with respect to those lands on the basis of any of paragraphs 63(1)(a) to (e) other than the basis mentioned in the notice.

Application for continuation

(4) Before the expiry of a contract continued under subsection 65(3) or section 66, the holder may apply under section 64 to have the contract continued on the basis of any of paragraphs 63(1)(a) to (e).

Reconduction

(5) Si le titulaire verse le loyer et paie les droits exigés, le ministre reconduit le contrat à l'égard des terres visées dans la demande et envoie au titulaire et au conseil un avis de la reconduction qui comprend la description des terres, y compris les couches, à l'égard desquelles le contrat est reconduit, ainsi que les motifs à l'appui de la reconduction.

Reconduction indéfinie

68 (1) Le contrat reconduit aux termes de l'un des alinéas 63(1)a) à e) l'est, aussi longtemps que les terres visées par le contrat satisfont au critère prévu à l'alinéa en cause, jusqu'à ce que le contrat fasse l'objet d'une renonciation ou jusqu'à ce qu'il soit résilié.

Reconduction pour un an

(2) Le contrat reconduit en application du paragraphe 65(3) l'est pour une période d'un an après la date à laquelle il aurait expiré s'il n'avait pas été reconduit.

Non-productivité — pétrole et gaz

69 (1) Si un contrat reconduit à l'égard de certaines terres n'est plus admissible à une reconduction selon le critère prévu à l'un des alinéas 63(1)a), b), d) et e) pour lequel il a été reconduit, le ministre envoie un avis de non-productivité au titulaire dans lequel il décrit ces terres et donne les motifs pour lesquels le contrat n'est plus admissible à une reconduction.

Non-productivité — expiration

(2) Le contrat visé au paragraphe (1) expire, à l'égard des terres visées dans l'avis, un an après la date de réception de l'avis.

Non-productivité — reconduction

(3) Avant l'expiration d'un contrat à l'égard de terres visées par un avis de non-productivité le titulaire du contrat peut en demander la reconduction en application de l'article 64 à l'égard de celles des terres situées dans une unité d'espacement visée aux alinéas 63(1)a) à e) qui ne sont pas visées par le critère mentionné dans l'avis.

Demande de reconduction

(4) Avant l'expiration d'un contrat reconduit en application du paragraphe 65(3) ou de l'article 66, le titulaire peut en demander la reconduction en application de l'article 64 aux termes de l'un des alinéas 63(1)a) à e).

Inadequate productivity — bitumen

70 (1) In the case of a contract continued under paragraph 63(1)(c), if the annual minimum level of production of bitumen from the lands that are subject to the bitumen recovery project is not achieved in any three years, whether or not the years are consecutive, the Minister must send the holder a notice of inadequate productivity with respect to those lands.

Termination and expiry

(2) If the annual minimum level of production of bitumen from the lands that are subject to the bitumen recovery project is not achieved in any year following the day on which the notice of inadequate productivity is received,

- (a)** the project terminates on the final day of that year; and
- (b)** the contract expires on the final day of that year, unless it is continued under subsection (3).

Minister's determination

(3) When the Minister becomes aware that the annual minimum level of production of bitumen from the lands that are subject to a bitumen recovery project will not be achieved in a year and the contract may expire under paragraph (2)(b), he or she must determine, as soon as the circumstances permit and on the basis of the information in his or her possession, whether the contract is eligible for continuation under any of paragraphs 63(1)(a), (b), (d) or (e) and, if so, must continue the contract on that basis.

Transitional provision — continuation

71 (1) Sections 63 to 68 apply to the continuation of any subsurface lease that was granted under the *Indian Act* or the Act before these Regulations came into force.

Transitional provision — non-productivity

(2) Section 69 applies to a subsurface lease that was continued under the *Indian Act* or the Act before these Regulations came into force if the lands in the lease area cease to be eligible for continuation on the basis on which the lease was continued.

Transitional provision — inadequate productivity

(3) Section 70 does not apply if the lands that are subject to the bitumen recovery project are the subject of an authorization under section 42 of the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*.

Production insuffisante — bitume

70 (1) Dans le cas du contrat reconduit aux termes de l'alinéa 63(1)c), si le niveau de production minimum annuel de bitume des terres visées par le projet de récupération de bitume n'est pas atteint au cours de trois années, consécutives ou non, le ministre envoie au titulaire un avis de productivité insuffisante à l'égard de ces terres.

Fin du projet et expiration du contrat

(2) Si le niveau de production minimum annuel de bitume des terres visées par le projet de récupération de bitume n'est pas atteint au cours d'une quelconque année suivant la date de réception de l'avis de productivité insuffisante :

- a)** le projet prend fin le dernier jour de cette année;
- b)** le contrat afférent au projet expire le dernier jour de cette année, à moins qu'il ne soit reconduit en application du paragraphe (3).

Décision du ministre

(3) Si le ministre apprend que le niveau de production minimum annuel de bitume des terres visées par le projet de récupération de bitume ne sera pas atteint au cours d'une quelconque année et que le contrat afférent est susceptible d'expirer en application de l'alinéa (2)b), le ministre établit dès que possible et en se fondant sur les renseignements en sa possession si le contrat est admissible à une reconduction aux termes de l'un des alinéas 63(1)a), b), d) ou e) et le reconduit si c'est le cas.

Disposition transitoire — reconduction

71 (1) Les articles 63 à 68 s'appliquent à la reconduction de tout bail relatif au sous-sol accordé sous le régime de la *Loi sur les Indiens* ou sous le régime de la Loi avant l'entrée en vigueur du présent règlement.

Disposition transitoire — non-productivité

(2) L'article 69 s'applique aux baux relatifs au sous-sol reconduits aux termes de la *Loi sur les Indiens* ou sous le régime de la Loi avant l'entrée en vigueur du présent règlement si les terres visées par ces baux cessent d'être admissibles aux termes des critères ayant mené à la reconduction des baux.

Disposition transitoire — productivité insuffisante

(3) L'article 70 ne s'applique pas si les terres visées par le projet de récupération de bitume sont visées par une autorisation donnée en vertu de l'article 42 du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

Surface Rights or Interests

Authorization

72 (1) A person may carry out surface operations on First Nation lands for the purpose of exploiting oil and gas if

(a) in the case of operations that require crossing over or going through First Nation lands, they hold a right-of-way in those lands; and

(b) in the case of operations that require the exclusive occupation and use of the surface of First Nation lands, they hold a surface lease in respect of those lands.

Right of entry

(2) A person that intends to apply for a surface contract in respect of First Nation lands to carry out operations referred to in subsection (1) may, with the authorization of the council and any First Nation member in lawful possession of those lands, enter on the lands to determine the location of proposed facilities, conduct surveys and carry out any operation necessary to submit an application under section 75.

Preliminary negotiation

73 (1) Before applying for a surface contract, the applicant must provide the council, and any First Nation member in lawful possession of lands in the proposed contract area, with a survey sketch of that area and must reach an agreement with them on the following:

- (a) the lands to be included in the contract area;
- (b) the operations that will be carried out on those lands;
- (c) the surface rates, if they have not already been fixed by the Minister in a related subsurface contract; and
- (d) if a service well is to be drilled or an existing well is to be used as a service well, the permitted uses of the well and the amount of compensation to be paid in respect of the well.

Surface rates — right-of-way

(2) In the case of a right-of-way, the surface rates consist of

Droits ou intérêts relatifs au sol

Autorisation

72 (1) Toute personne peut mener des activités en surface sur les terres d'une première nation aux fins d'exploitation du pétrole ou du gaz si elle détient :

a) dans le cas où ces activités exigent de passer sur ces terres ou de les traverser, un droit de passage;

b) dans le cas où ces activités nécessitent l'utilisation et l'occupation exclusives du sol de ces terres, un bail relatif au sol.

Droit d'entrer

(2) Toute personne qui a l'intention de demander un contrat relatif au sol à l'égard des terres d'une première nation pour mener des activités visées au paragraphe (1) peut, avec l'autorisation du conseil et de tout membre de la première nation qui a la possession légale de ces terres, entrer sur les terres afin de déterminer l'emplacement des installations proposées, de réaliser un arpentage ou de mener toute activité nécessaire pour soumettre une demande au titre de l'article 75.

Négociation préalable

73 (1) Avant de demander un contrat relatif au sol, le demandeur fournit au conseil, ainsi qu'à tout membre d'une première nation qui a la possession légale de terres de la zone visée par le contrat proposé, un relevé d'arpentage de cette zone et s'entend avec eux relativement aux éléments suivants :

- a) les terres comprises dans la zone visée par le contrat;
- b) les activités à mener sur ces terres;
- c) s'ils n'ont pas été fixés par le ministre dans un contrat relatif au sous-sol afférent au contrat, les droits de surface;
- d) si un puits de service doit être foré ou qu'un puits existant doit être utilisé comme puits de service, les utilisations du puits permises et le montant de l'indemnisation à verser à l'égard du puits.

Droits de surface — droit de passage

(2) Dans le cas d'un droit de passage, les droits de surface sont composés, à la fois :

(a) a right-of-entry charge of \$1,250 per hectare, subject to a minimum charge of \$500 and a maximum charge of \$5,000; and

(b) initial compensation based on the fair value of lands that are similar in size, character and use.

Surface rates — surface lease

(3) In the case of a surface lease, the surface rates consist of

(a) the right-of-entry charge referred to in paragraph (2)(a);

(b) initial compensation based on the fair value of lands that are similar in size, character and use, the loss of use of the lands, adverse effects and general disturbance; and

(c) the annual rent for subsequent years, based on the loss of use of the lands and adverse effects.

Negotiation breakdown

74 If an agreement cannot be reached on the amount of the initial compensation or annual rent to be paid, the Minister must, at the request of the applicant, the council or a First Nation member in lawful possession of lands in the contract area, determine the amount in accordance with subsection 73(2) or (3).

Application for surface contract

75 (1) The application for a surface contract must be submitted to the Minister in the prescribed form and include

(a) the terms and conditions negotiated with the council and any First Nation member in lawful possession of lands in the contract area;

(b) a survey plan of the lands to be included in the contract area;

(c) the results of an environmental review of the operations to be carried out in the contract area that has been conducted by a qualified environmental professional who deals with the applicant at arm's length; and

(d) the surface lease or right-of-way application fee set out in Schedule 1.

a) du droit d'entrée de 1 250 \$ par hectare, sous réserve d'un droit d'entrée minimal de 500 \$ et d'un droit d'entrée maximal de 5 000 \$;

b) de la contrepartie initiale fondée sur la juste valeur de terres dont la taille, le type et l'utilisation sont similaires.

Droits de surface — bail relatif au sol

(3) Dans le cas d'un bail relatif au sol, les droits de surface sont composés, à la fois :

a) du droit d'entrée visé à l'alinéa (2)a);

b) de l'indemnité initiale fondée sur la juste valeur de terres dont la taille, le type et l'utilisation sont similaires, la perte d'usage des terres, les effets négatifs et le désagrément;

c) du loyer annuel pour les années subséquentes, fondé sur la perte d'usage des terres et les effets négatifs.

Échec de la négociation

74 Si la négociation de l'indemnité initiale ou du loyer annuel à payer échoue, le ministre, à la demande du conseil, du demandeur ou de tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le contrat, détermine les montants de l'indemnité ou du loyer conformément aux paragraphes 73(2) ou (3).

Demande de contrat relatif au sol

75 (1) La demande de contrat relatif au sol est soumise au ministre sur le formulaire prévu à cet effet et comprend :

a) les conditions négociées avec le conseil et tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le contrat;

b) un plan d'arpentage des terres comprises dans la zone visée par le contrat;

c) les résultats de la révision environnementale des activités à mener dans la zone visée par le contrat, effectuée par un professionnel de l'environnement qualifié et indépendant du demandeur;

d) le paiement des droits prévus à l'annexe 1 pour une demande de bail relatif au sol ou de droit de passage.

Environmental review

(2) The results of the environmental review must be submitted in the prescribed form and include

- (a)** a site evaluation that is based on the site's topography, soils, vegetation, wildlife, sources of water, existing structures, archeological and cultural resources, traditional ecological knowledge, current land uses and any other feature of the site that could be affected by the proposed uses of the lands in the contract area;
- (b)** a description of the operations to be carried out on the lands, the duration of each and its location on the site;
- (c)** a description of the short-term and long-term effects that each operation could have on the environment of the site and on any surrounding areas;
- (d)** a description of the proposed mitigation measures, the potential residual effects after mitigation and the significance of those effects; and
- (e)** a description of the consultations undertaken with the council and the First Nation members.

Environmental protection measures

(3) If the application meets the requirements of subsection (1) and the proposed operations can be carried out without causing irremediable damage to the First Nation lands, the Minister must send the applicant and the First Nation a copy of the contract that includes

- (a)** the terms and conditions negotiated with the council and any First Nation member in lawful possession of lands in the contract area; and
- (b)** the environmental protection measures that must be implemented to permit the holder to carry out operations under the contract.

Granting of contract

(4) The Minister must grant the contract if he or she receives the following:

- (a)** four original copies of the contract, signed by the applicant;
- (b)** a written resolution of the council approving the contract and the written consent of any First Nation member in lawful possession of lands in the contract area; and

Révision environnementale

(2) Les résultats de la révision environnementale sont soumis sur le formulaire prévu à cet effet et comprennent :

- a)** l'évaluation du site fondée sur la topographie, les sols, la végétation, la faune, les sources hydriques, les structures existantes, les ressources archéologiques et culturelles, l'utilisation actuelle des terres, les connaissances écologiques traditionnelles et toute autre particularité du site pouvant être touchée par l'utilisation proposée des terres de la zone visée par le contrat;
- b)** la description, la durée et l'emplacement de chaque activité à mener sur les terres;
- c)** la description des effets à court et à long terme que pourrait avoir chaque activité sur l'environnement du site et les zones environnantes;
- d)** la description des mesures d'atténuation proposées, des effets résiduels possibles à la suite de la mise en application de ces mesures et de l'importance de ces effets;
- e)** la description des consultations avec le conseil et les membres de la première nation.

Mesures de protection de l'environnement

(3) Si la demande est soumise conformément au paragraphe (1) et que les activités proposées peuvent être menées sans occasionner des dommages irréparables aux terres d'une première nation, le ministre envoie un exemplaire du contrat au demandeur et à la première nation, qui comprend :

- a)** les conditions négociées avec le conseil et tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le contrat;
- b)** les mesures de protection de l'environnement qui doivent être mises en application pour permettre au titulaire de mener les activités au titre du contrat.

Octroi du contrat

(4) Le ministre octroie le contrat s'il reçoit, à la fois :

- a)** quatre exemplaires originaux du contrat, signés par le demandeur;
- b)** la résolution écrite du conseil approuvant le contrat et le consentement écrit de tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le contrat;

(c) the right-of-entry charge and initial compensation owed under the contract.

Compliance with measures

(5) The holder must ensure that all environmental protection measures included in the contract are implemented and complied with.

Term

76 A surface contract ends on the day on which its surrender has been approved by the Minister, unless the contract provides otherwise.

Renegotiation of rent

77 (1) Unless a surface lease provides otherwise, the holder must renegotiate the amount of the rent with the Minister, the council and any First Nation member in lawful possession of lands in the lease area at the end of the shorter of

- (a) every five-year period, and
- (b) any period fixed by the laws of the relevant province for the renegotiation of surface leases in lands that are not First Nation lands.

Amendment of lease

(2) The Minister must amend the lease to reflect the rent renegotiated under subsection (1) if

- (a) a written resolution of the council approving the renegotiated rent is submitted along with the written consent of any First Nation member in lawful possession of lands in the lease area; and
- (b) the Minister determines that the renegotiated rent is fair on the basis of the criteria referred to in paragraph 73(3)(c).

Renegotiation breakdown

(3) If an agreement cannot be reached in renegotiating the rent, the Minister must, at the request of the holder, the council or any First Nation member in lawful possession of lands in the lease area, determine the rent on the basis of the criteria referred to in paragraph 73(3)(c) and amend the lease accordingly.

Abandonment, remediation and reclamation

78 If the lands in a surface contract area are no longer used for the uses for which the contract was granted, the holder must abandon any well and facilities in the area and remediate and reclaim those lands.

c) le droit d'entrée et l'indemnité initiale à verser en application du contrat relatif au sol.

Respect des mesures de protection

(5) Le titulaire veille à ce que toutes les mesures de protection de l'environnement incluses dans le contrat soient mises en application et respectées.

Période de validité

76 Le contrat relatif au sol prend fin à la date à laquelle la renonciation à son égard est approuvée par le ministre, sauf indication contraire dans le contrat.

Renégociation du loyer

77 (1) Sauf indication contraire dans le bail relatif au sol, le titulaire renégocie le loyer avec le ministre et le conseil, et tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le bail, à l'expiration de la plus courte des périodes suivantes :

- a) chaque période de cinq ans;
- b) toute période fixée en application des règles de droit de la province en cause à l'égard de la renégociation des baux relatifs au sol portant sur des terres qui ne sont pas des terres de la première nation.

Modification du bail

(2) Le ministre modifie le bail en fonction du loyer renégocié si :

- a) la résolution écrite du conseil approuvant le loyer renégocié et le consentement écrit de tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le bail sont présentés;
- b) il établit que le loyer renégocié est juste compte tenu des critères visés à l'alinéa 73(3)c).

Échec de la renégociation

(3) Si la renégociation du loyer échoue, le ministre, à la demande du conseil, du titulaire ou de tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le bail, détermine le loyer compte tenu des critères visés à l'alinéa 73(3)c), et modifie le bail en conséquence.

Abandon, mesures correctives et régénération

78 Si les terres de la zone visée par un contrat relatif au sol ne sont plus utilisées pour les activités visées par le contrat, le titulaire abandonne tout puits et toute installation dans cette zone, prend des mesures correctives à

Royalties

Payment of royalty

79 (1) Except as otherwise provided in a special agreement entered into under subsection 4(2) of the Act, a subsurface contract holder must pay a royalty, in an amount calculated in accordance with Schedule 5, on the oil and gas recovered from, or attributed to, lands in the subsurface contract area.

Index price or actual selling price

(2) If a special agreement entered into under subsection 4(2) of the Act provides that the royalty on oil or gas is to be calculated using a monthly index price or corporate pool price rather than the actual selling price, the holder must, in the prescribed form, provide the Minister with the index price or corporate pool price for each month in which the oil or gas is produced.

Deadline for payment

80 The royalty must be paid on or before the 25th day of the third month after the month in which the oil or gas is produced.

Royalty — every sale

81 (1) Subject to subsection (2), every sale of oil or gas that is recovered from, or attributed to, lands in a subsurface contract area must include the sale, on behalf of Her Majesty in right of Canada, of any oil or gas that constitutes the royalty payable under the Act.

Payment in kind

(2) After giving the contract holder notice, and having regard to any obligations that the holder may have in respect of the sale of oil or gas, the Minister may, with the prior approval of the council, direct the holder to pay all or part of the royalty in kind for a specified period or until the Minister directs otherwise.

Keeping of information

82 (1) Any person that produces, sells, acquires or stores oil or gas that has been recovered from First Nation lands, or acquires a right to such oil or gas, must keep, for a period of 10 years, all information that may be used to calculate the royalty owing in respect of that oil and gas, including any information required by this section.

l'égard de ces terres et y effectue des travaux de régénération.

Redevances

Redevance à payer

79 (1) Sous réserve de toute disposition contraire dans un accord spécial conclu en vertu du paragraphe 4(2) de la Loi, le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol paie une redevance pour le pétrole et le gaz qui sont extraits des terres visées par le contrat relatif au sous-sol ou qui y sont attribués, calculée conformément à l'annexe 5.

Indice des prix ou prix de vente réel

(2) Si un accord spécial conclu en vertu du paragraphe 4(2) de la Loi prévoit que la redevance pour le pétrole ou le gaz est calculée à partir d'un indice mensuel des prix ou d'un prix commun d'entreprise au lieu du prix de vente réel, le titulaire fournit au ministre, sur le formulaire prévu à cet effet, l'indice des prix ou le prix commun d'entreprise pour le mois de production du pétrole ou du gaz.

Date d'échéance du paiement

80 La redevance est payée au plus tard le vingt-cinquième jour du troisième mois suivant le mois pendant lequel le pétrole ou le gaz a été produit.

Redevance — chaque vente

81 (1) Sous réserve du paragraphe (2), chaque vente de pétrole ou de gaz extrait des terres visées par un contrat relatif au sous-sol ou attribué à celles-ci inclut la vente, pour le compte de Sa Majesté du chef du Canada, de tout pétrole ou gaz qui constitue la redevance à payer sous le régime de la Loi.

Paiement en nature

(2) Après avoir donné au titulaire un avis et compte tenu des obligations que le titulaire du contrat peut avoir quant à la vente de pétrole ou de gaz, le ministre peut, avec l'approbation préalable du conseil, exiger que le titulaire paie en nature la redevance — en tout ou en partie — pour une période donnée ou jusqu'à nouvel ordre du ministre.

Tenue des registres

82 (1) Toute personne qui produit, vend, acquiert ou stocke du pétrole ou du gaz extrait de terres d'une première nation ou qui acquiert un droit sur ceux-ci conserve, pour une période de dix ans, tout renseignement pouvant servir à calculer les redevances pour ceux-ci, notamment les renseignements visés au présent article.

Information — royalties

(2) Any person referred to in subsection (1) must submit the following information to the Minister in the prescribed form as soon as it becomes available:

- (a) the volume and quality of the oil or gas produced, sold, acquired or stored, or to which a right was acquired, by that person during the month in which the oil or gas was produced;
- (b) the value for which the oil or gas, or a right to the oil or gas, was sold or acquired;
- (c) any costs and allowances to be taken into account in determining the royalty payable on the oil or gas; and
- (d) any other information that is required to calculate or verify the royalty payable.

Information — related parties

(3) The Minister may require a person referred to in subsection (1) to submit information for the purpose of determining whether the parties to a transaction are related parties.

Related parties

(4) For the purpose of subsection (3), persons are related parties if they are *related persons*, *affiliated persons* or associated corporations within the meaning of subsection 251(2), section 251.1 and subsection 256(1), respectively, of the *Income Tax Act*.

Order to submit plan or diagram

83 (1) For the purpose of verifying the royalty payable under a contract, the Minister may order an operator to submit a plan or diagram, drawn to a specified scale, of any facility that is used by the operator in exploiting oil or gas.

Deadline

(2) An operator that receives an order must submit the requested plan or diagram within 30 days after the day on which the order is received.

Notice to submit documents

84 (1) For the purpose of verifying the royalty payable under a contract, the Minister may send a notice requiring any person that has sold, purchased or swapped oil or gas recovered from First Nation lands to provide any of the following documents:

Renseignements — redevances

(2) Toute personne visée au paragraphe (1) fournit au ministre, sur le formulaire prévu à cet effet, les renseignements ci-après dès qu'ils sont disponibles :

- a) le volume et la qualité du pétrole ou du gaz produit, vendu, acquis ou stocké par elle ou sur lequel elle a acquis le droit au cours du mois de production;
- b) la valeur du pétrole ou du gaz vendu ou acquis ou du droit sur ceux-ci;
- c) les coûts et les déductions pris en compte pour déterminer la redevance à payer pour ce pétrole ou ce gaz;
- d) tout autre renseignement nécessaire au calcul ou à la vérification des redevances à payer.

Renseignements — relation entre les parties

(3) Le ministre peut exiger de toute personne visée au paragraphe (1) les renseignements nécessaires pour déterminer si les parties à une transaction sont apparentées.

Personnes liées

(4) Pour l'application du paragraphe (3), des parties sont apparentées si elles sont des *personnes liées*, des *personnes affiliées* ou des sociétés associées au sens, respectivement, du paragraphe 251(2), de l'article 251.1 et du paragraphe 256(1) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*.

Ordonnance de soumettre des plans ou des diagrammes

83 (1) Le ministre peut ordonner à l'exploitant de soumettre tout plan ou diagramme, à une échelle donnée, de toute installation utilisée pour l'exploitation du pétrole ou du gaz en vue de la vérification des redevances à payer au titre d'un contrat.

Échéance

(2) L'exploitant présente les plans et les diagrammes demandés dans les trente jours suivant la date de réception de l'ordonnance.

Documents

84 (1) En vue de la vérification des redevances à payer au titre d'un contrat, le ministre peut envoyer un avis exigeant de toute personne ayant vendu, acheté ou échangé du pétrole ou du gaz extrait des terres d'une première nation qu'elle lui fournisse l'un ou l'autre des documents suivants :

(a) a signed copy of any written sales contract or, if the contract was unwritten, a document that sets out its terms and conditions;

(b) a transaction statement, invoice or other document that sets out the details of the transaction;

(c) any agreement between persons respecting the costs and allowances to be taken into account in determining the royalty payable on the oil or gas.

Deadline

(2) A person that receives a notice sent under subsection (1) must submit the requested documents within 14 days after the day on which the notice is received.

First Nation Audits and Examinations

General Rules

Agreement required

85 (1) A First Nation may conduct an audit or examination for the purpose of verifying the royalties payable on oil or gas recovered from its lands if

(a) its council has entered into an audit or examination agreement with the Minister; and

(b) the audit or examination is conducted in accordance with the agreement and these Regulations.

Procedure to obtain agreement

(2) A council that has obtained preliminary approval of an audit or examination under section 89 may request that the Minister enter into an audit or examination agreement under section 90.

Qualifications

86 (1) A person who conducts an audit or examination under the Act must have the credentials and experience required to carry out their role in the audit or examination in accordance with generally accepted auditing standards.

Requirements

(2) A person who conducts an audit or examination under the Act, or accompanies an auditor or examiner,

a) une copie signée de tout contrat de vente écrit ou, dans le cas d'un contrat verbal, un document dans lequel sont énoncées les conditions du contrat;

b) un relevé de transaction, une facture ou tout autre document dans lequel figurent les détails de la transaction;

c) tout accord relatif aux coûts et déductions pris en compte pour déterminer la redevance à payer pour ce pétrole ou ce gaz.

Échéance

(2) La personne qui reçoit l'avis fournit les documents demandés dans les quatorze jours suivant la date de réception de l'avis.

Vérification et examen par la première nation

Règles générales

Accord sur la vérification et l'examen

85 (1) La première nation peut effectuer une vérification ou un examen des redevances exigibles pour le pétrole ou le gaz extrait de ses terres si les conditions ci-après sont réunies :

a) un accord sur la vérification ou l'examen est conclu entre son conseil et le ministre;

b) la vérification ou l'examen est effectué conformément à cet accord et au présent règlement.

Procédure de conclusion d'un accord

(2) Le conseil qui a obtenu l'approbation préalable pour effectuer une vérification ou un examen au titre de l'article 89 peut demander au ministre de conclure un accord sur la vérification ou l'examen en vertu de l'article 90.

Exigences minimales

86 (1) La personne qui effectue la vérification ou l'examen sous le régime de la Loi a les titres de compétences et l'expérience nécessaires pour assumer son rôle dans le cadre de la vérification ou de l'examen conformément aux normes de vérification généralement reconnues.

Exigences

(2) La personne qui effectue la vérification ou l'examen sous le régime de la Loi et celle qui l'accompagne satisfont aux exigences suivantes :

(a) must not be employed by, be affiliated with or represent the oil or gas company that is the subject of the audit or examination;

(b) must have the certifications and comply with the occupational health and safety requirements required or imposed by the contract holder or by law; and

(c) must keep confidential any documents or information they obtain in connection with the audit or examination and must comply with the security requirements imposed by the contract holder or by law.

Confidentiality — First Nation

87 (1) A First Nation that conducts an audit or examination must keep confidential any documents or information it obtains in connection with the audit or examination and must comply with the security requirements imposed by the contract holder or by law.

Exception

(2) Despite subsection (1), the council must provide the Minister with a copy of all audit or examination reports and working papers within 30 days after the day on which the audit or examination is completed.

Preliminary Approval

Application for preliminary approval

88 To obtain preliminary approval of an audit or examination, a council must apply to the Minister in the prescribed form. The application must include

(a) the name of the person whose documents and information are to be audited or examined;

(b) the name and location of each facility in which the audit or examination will be conducted and the name of the facility's operator;

(c) the type of audit or examination to be conducted;

(d) the period to be covered by the audit or examination;

(e) the anticipated dates for starting and completing the audit or examination;

(f) the reasons that the council believes that the audit or examination is necessary; and

a) elles ne sont ni employées ni représentantes de la société pétrolière ou gazière qui fait l'objet de la vérification ou de l'examen et n'y sont pas affiliées;

b) elles ont les attestations et elles satisfont aux exigences relatives à la santé et à la sécurité au travail prévues ou imposées par le titulaire du contrat ou par une règle de droit;

c) elles assurent la confidentialité des documents et des renseignements obtenus dans le cadre de la vérification ou de l'examen et se conforment aux exigences relatives à la sécurité imposées par le titulaire du contrat ou par une règle de droit.

Confidentialité — première nation

87 (1) La première nation qui effectue une vérification ou un examen assure la confidentialité des documents et les renseignements obtenus dans le cadre de la vérification ou de l'examen et se conforme aux exigences relatives à la sécurité imposées par le titulaire du contrat ou par une règle de droit.

Exception

(2) Toutefois, le conseil fournit au ministre une copie de tout rapport de vérification ou d'examen et des documents de travail dans les trente jours suivant la date de la fin de la vérification ou de l'examen.

Approbation préalable

Demande d'approbation préalable

88 Afin d'obtenir l'approbation préalable à la vérification ou à l'examen, le conseil en fait la demande au ministre sur le formulaire prévu à cet effet et fournit les renseignements suivants :

a) le nom de toute personne dont les documents et les renseignements font l'objet de la vérification ou de l'examen;

b) le nom et l'emplacement des installations visées par la vérification ou l'examen ainsi que le nom de l'exploitant de ces installations;

c) le type de vérification ou d'examen à effectuer;

d) la période visée par la vérification ou l'examen;

e) les dates prévues de début et de fin de la vérification ou de l'examen;

f) les motifs pour lesquels le conseil estime qu'il est nécessaire d'effectuer la vérification ou l'examen;

(g) a statement indicating whether the council is prepared to cover the costs of the audit or examination.

Decision

89 (1) The Minister must give preliminary approval if the requirements of section 88 are met, except in the following circumstances:

(a) the reasons provided by the council for conducting the audit or examination do not establish the existence of a risk that warrants an audit or examination;

(b) within the three years before the date of the application, the requested type of audit or examination has been conducted under the Act in respect of the same contract for the same period and the holder was found to be in compliance with the contract, these Regulations and the Act;

(c) the audit or examination is not on the Minister's list of priority audits or examinations and the council is not prepared to cover its costs; or

(d) the Minister and the council do not agree on the type of audit or examination to be conducted, the period to be covered or the dates for starting and completion.

Notice of decision

(2) The Minister must send the council notice of his or her decision and, if preliminary approval is refused, the reasons for the refusal.

Request for Agreement

Request for agreement

90 A council's request for an audit or examination agreement must be made to the Minister in the prescribed form within 180 days after the day on which the notice of preliminary approval is received and must include

(a) the name of the proposed auditor or examiner;

(b) a detailed audit or examination plan;

(c) the dates for starting and completing the audit or examination;

(d) the name of any person who will accompany the proposed auditor or examiner and a description of their role in the audit or examination; and

g) la déclaration du conseil qu'il est prêt ou non à supporter le coût de la vérification ou de l'examen.

Approbation préalable

89 (1) Le ministre donne son approbation préalable si les exigences de l'article 88 sont respectées, sauf dans les cas suivants :

a) les motifs du conseil pour effectuer la vérification ou l'examen ne démontrent pas l'existence d'un risque qui justifie la vérification ou l'examen;

b) une vérification ou un examen du même type a été effectué sous le régime de la Loi, à l'égard du même contrat et de la même période, dans les trois ans précédant la date de la demande et il a été établi que le titulaire respecte les exigences de son contrat, de la Loi et du présent règlement;

c) la vérification ou l'examen ne s'inscrit pas dans la liste des vérifications ou examens prioritaires du ministre et le conseil n'est pas prêt à en supporter le coût;

d) le ministre et le conseil ne s'entendent pas quant aux dates de début et de fin de la vérification ou de l'examen, ni quant à la période visée ou au type de vérification ou d'examen à effectuer.

Avis de décision

(2) Le ministre avise le conseil de sa décision et, dans le cas d'un refus, des motifs à l'appui.

Demande de conclusion d'un accord

Demande

90 Le conseil peut demander au ministre de conclure un accord sur la vérification ou l'examen, sur le formulaire prévu à cet effet et dans les cent quatre-vingts jours suivant la date à laquelle l'approbation préalable est reçue. La demande comprend :

a) le nom du vérificateur ou de l'examineur proposé;

b) un plan détaillé de vérification ou d'examen;

c) les dates de début et de fin de la vérification ou de l'examen;

d) le nom de toute personne qui accompagnera le vérificateur ou l'examineur proposé et la description de son rôle dans le cadre de la vérification ou de l'examen;

(e) evidence that the proposed auditor or examiner has the credentials and experience referred to in subsection 86(1).

Refusal

91 The Minister may refuse the request only if

- (a) the information required by section 90 has not been provided;
- (b) a requirement referred to in section 86 has not been complied with; or
- (c) one or more circumstances that justified the preliminary approval of the audit or examination have changed.

Agreement

92 If the request is approved, the Minister must enter into an agreement with the council that includes the information referred to in paragraphs 88(a) to (d) and 90(a) to (d).

Equitable Production of Oil and Gas

Holder's Obligations

Compensatory royalty

93 (1) A subsurface contract holder is obliged to pay Her Majesty in right of Canada, in trust for the relevant First Nation, a compensatory royalty in respect of each triggering well located in an external spacing unit that adjoins a First Nation spacing unit that is in their contract area.

Royalty for each spacing unit

(2) A compensatory royalty must be paid in respect of each First Nation spacing unit in the contract area that adjoins the spacing unit in which the triggering well is located.

Beginning of obligation

(3) The obligation to pay the compensatory royalty begins on the first day of the month that follows the day on which the offset period ends.

e) la preuve que le vérificateur ou l'examineur proposé a les titres de compétences et l'expérience visés au paragraphe 86(1).

Refus

91 Le ministre ne peut refuser la demande que dans les cas suivants :

- a) les renseignements exigés à l'article 90 n'ont pas été fournis;
- b) une exigence de l'article 86 n'a pas été respectée;
- c) une ou plusieurs des circonstances ayant justifié l'approbation préalable ont changé.

Préparation de l'accord

92 S'il approuve la demande, le ministre conclut avec le conseil un accord qui comprend les renseignements visés aux alinéas 88a) à d) et 90a) à d).

Production équitable de pétrole et de gaz

Obligations des titulaires

Redevance compensatoire

93 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol est tenu de payer à Sa Majesté du chef du Canada, en fiducie pour la première nation en cause, une redevance compensatoire à l'égard de chaque puits déclencheur situé dans une unité d'espacement externe adjacente à une unité d'espacement d'une première nation qui est située dans la zone visée par son contrat.

Redevance pour chaque unité d'espacement

(2) La redevance compensatoire est payée à l'égard de chaque unité d'espacement d'une première nation qui est située dans la zone visée par le contrat et qui est adjacente à l'unité d'espacement dans laquelle est situé le puits déclencheur.

Début de l'obligation

(3) La redevance compensatoire est exigible à compter du premier jour du mois suivant la date d'expiration du délai de compensation.

Offset period

(4) The offset period begins on the day on which an offset notice is received and ends on the 180th day after that day or

- (a)** if the offset notice is not sent until after confidential information about the well is made public, the 90th day after that day; or
- (b)** if the offset period has been extended under paragraph 5(1)(d) of the Act, the day on which the extension expires.

Offset Notice

Offset notice

94 (1) If the Minister becomes aware of the existence of a triggering well, the Minister must send an offset notice to every subsurface contract holder that is obliged to pay a compensatory royalty under section 93.

Absence of contract

(2) If any lands in a First Nation spacing unit that adjoins a spacing unit in which a triggering well is located are not subject to a subsurface contract, the Minister must

- (a)** send the council a notice of the existence of the triggering well;
- (b)** send an offset notice to any person that becomes a subsurface lease holder in respect of those lands; and
- (c)** send an offset notice to any person that becomes a permit holder in respect of those lands one year after the effective date of the permit.

Confidential information

(3) If, on the day on which an offset notice is required to be sent, any information about a triggering well is confidential under the laws of the relevant province, the Minister

- (a)** must send, to every contract holder to which the offset notice will be sent, a notice of the existence of the triggering well and the information set out in paragraphs 95(1)(a) and (c) in respect of that well; and
- (b)** must not send the offset notice until the Minister becomes aware that the confidential information has been made public.

Délai de compensation

(4) Le délai de compensation commence à la date de réception d'un préavis de drainage et se termine le cent quatre-vingtième jour suivant cette date ou, selon le cas :

- a)** le quatre-vingt-dixième jour suivant cette date, si le préavis de drainage n'a été envoyé qu'une fois les renseignements confidentiels à l'égard du puits rendus publics;
- b)** à l'expiration de toute prorogation de ce délai accordée aux termes de l'alinéa 5(1)d) de la Loi.

Préavis de drainage

Préavis de drainage

94 (1) S'il apprend l'existence d'un puits déclencheur, le ministre envoie un préavis de drainage à tout titulaire de contrat relatif au sous-sol tenu de payer une redevance compensatoire en application de l'article 93.

Absence d'un contrat

(2) Si les terres d'une unité d'espacement d'une première nation qui est adjacente à l'unité d'espacement dans laquelle est situé un puits déclencheur ne sont pas visées par un contrat relatif au sous-sol, le ministre envoie :

- a)** un avis au conseil, l'informant de l'existence d'un puits déclencheur;
- b)** un préavis de drainage à toute personne qui devient titulaire d'un bail relatif au sous-sol de ces terres;
- c)** un préavis de drainage à toute personne qui devient titulaire d'un permis à l'égard de ces terres, un an après la date de prise d'effet du permis.

Renseignements confidentiels

(3) Si, à la date à laquelle un préavis de drainage doit être envoyé, tout renseignement au sujet d'un puits déclencheur est confidentiel en application des règles de droit de la province en cause :

- a)** le ministre envoie un avis à tout titulaire de contrat à qui sera envoyé le préavis, l'informant de l'existence du puits déclencheur, et lui envoie les renseignements visés aux alinéas 95(1)a) et c) au sujet de ce puits;
- b)** il n'envoie le préavis que lorsqu'il apprend que les renseignements confidentiels ont été rendus publics.

Information included in notice

95 (1) The offset notice must include the following information:

- (a)** the name of the subsurface contract holder, the contract number and the holder's percentage share in the contract;
- (b)** a description of the lands in the contract area that are subject to the notice;
- (c)** the unique well identifier of the triggering well;
- (d)** the area of the First Nation lands in the spacing unit in which the triggering well is located, expressed as a percentage of the area of that spacing unit;
- (e)** a description of the external spacing unit in which the triggering well is located and the offset zone;
- (f)** in the case of a horizontal or multilateral triggering well, the total length of the well, the total length of the horizontal section of the well and the length of the section of the well that is producing from the external spacing unit;
- (g)** in the case of a deviated well that is producing from more than one spacing unit, the total length of the well and the length of the section of the well that is producing from the external spacing unit;
- (h)** the offset period; and
- (i)** statements indicating that
 - (i)** the spacing unit in which the triggering well is located adjoins the First Nation spacing unit in the contract area described in paragraph (b),
 - (ii)** the obligation to pay a compensatory royalty begins on the first day of the month that follows the day on which the offset period ends,
 - (iii)** the compensatory royalty must be paid on or before the 25th day of the third month after the month in which the obligation to pay it begins and, subsequently, on or before the 25th day of each subsequent month, and
 - (iv)** the obligation to pay the compensatory royalty ends in any of the circumstances set out in subsection 100(1).

Renseignements dans le préavis

95 (1) Le préavis de drainage comprend :

- a)** le nom du titulaire du contrat relatif au sous-sol, le numéro du contrat et la part du titulaire dans ce contrat;
- b)** la description des terres de la zone visée par le contrat qui sont visées par le préavis;
- c)** le numéro d'identification unique du puits déclencheur;
- d)** le pourcentage que représente la superficie des terres de la première nation dans l'unité d'espacement où est situé le puits déclencheur;
- e)** la description de l'unité d'espacement externe où est situé le puits déclencheur et de la couche de compensation;
- f)** dans le cas d'un puits déclencheur qui est horizontal ou multilatéral, la longueur totale du puits et celle du tronçon horizontal ainsi que la longueur du tronçon qui produit à partir de l'unité d'espacement externe;
- g)** dans le cas d'un puits dévié qui produit à partir de plus d'une unité d'espacement, la longueur totale du puits et la longueur du tronçon qui produit à partir de l'unité d'espacement externe;
- h)** le délai de compensation;
- i)** les énoncés ci-après, selon lesquels :
 - (i)** l'unité d'espacement dans laquelle est situé le puits déclencheur et l'unité d'espacement d'une première nation dans la zone visée à l'alinéa b) sont adjacentes,
 - (ii)** la redevance compensatoire est exigible à compter du premier jour du mois suivant la date d'expiration du délai de compensation,
 - (iii)** la redevance compensatoire est payée au plus tard le vingt-cinquième jour du troisième mois suivant le mois pendant lequel elle devient exigible et, par la suite, au plus tard le vingt-cinquième jour de chaque mois subséquent,
 - (iv)** l'obligation de payer la redevance compensatoire cesse en application du paragraphe 100(1).

Notice to council

(2) The Minister must send the council a copy of the offset notice and, when the offset period ends, a notice indicating that the holder's obligation to pay a compensatory royalty has begun.

No obligation

96 (1) The obligation to pay a compensatory royalty does not begin if, during the offset period, the subsurface contract holder submits to the Minister information that establishes any of the following circumstances:

- (a)** the triggering well is not draining from the offset zone referred to in the offset notice;
- (b)** the offset zone of the triggering well has been abandoned, as shown in the records of the provincial authority;
- (c)** an offset well is producing from the offset zone;
- (d)** the spacing unit in which the triggering well is located no longer adjoins the First Nation spacing unit referred to in the offset notice;
- (e)** the offset zone in the First Nation spacing unit is subject to a unit agreement under which oil or gas is being or is deemed to be produced;
- (f)** the triggering well is subject to a storage agreement that has been approved by the provincial authority.

Notice to holder

(2) After determining whether a circumstance set out in subsection (1) has been established, the Minister must send the holder a notice of his or her determination.

Surrender

(3) A holder is not obliged to pay a compensatory royalty if, during the offset period, they surrender their rights or interests down to the base of the offset zone in the spacing unit to which the offset notice applies, except for any rights or interests in a zone from which a well is productive or that is subject to a unit agreement or to a storage agreement that has been approved by the provincial authority.

Avis au conseil

(2) Le ministre envoie au conseil une copie du préavis de drainage ainsi que, à l'expiration du délai de compensation, un avis indiquant que l'obligation du titulaire de payer la redevance compensatoire a pris effet.

Aucune obligation

96 (1) L'obligation de payer la redevance compensatoire ne prend pas effet si le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol soumet au ministre, pendant le délai de compensation, des renseignements qui démontrent que, selon le cas :

- a)** le puits déclencheur ne draine pas à partir de la couche de compensation visée par le préavis de drainage;
- b)** selon les dossiers de l'autorité provinciale, la couche de compensation du puits déclencheur est abandonnée;
- c)** un puits de limite produit à partir de la couche de compensation;
- d)** l'unité d'espacement dans laquelle est situé le puits déclencheur n'est plus adjacente à l'unité d'espacement d'une première nation visée par le préavis de drainage;
- e)** la couche de compensation dans l'unité d'espacement d'une première nation est visée par un accord de mise en commun en vertu duquel du pétrole ou du gaz est produit ou est réputé l'être;
- f)** le puits déclencheur est visé par un accord de stockage approuvé par l'autorité provinciale.

Avis au titulaire

(2) Après avoir décidé si le titulaire a démontré ou non les faits visés au paragraphe (1), le ministre lui envoie un avis l'informant de sa décision.

Renonciation

(3) Le titulaire n'est pas tenu de payer la redevance compensatoire si, pendant le délai de compensation, il renonce à ses droits ou intérêts jusqu'à la base de la couche de compensation dans l'unité d'espacement visée par le préavis de drainage, à l'exception de ses droits ou intérêts relatifs à toute couche à partir de laquelle un puits est productif ou est visé par un accord de mise en commun ou un accord de stockage approuvé par l'autorité provinciale.

Notice to council

(4) If the holder has established a circumstance set out in subsection (1) or has surrendered their rights or interests under subsection (3), the Minister must send the council a notice indicating that the holder's obligation to pay a compensatory royalty is relieved and the reasons that it is relieved.

Calculation and Payment of Compensatory Royalty

Compensatory royalty

97 (1) The monthly compensatory royalty that is payable by a subsurface contract holder is

(a) in the case of a vertical triggering well or deviated triggering well that is producing from a single spacing unit, an amount equal to the amount that would have been payable by the holder as a royalty for that month if the triggering well were producing from the adjoining First Nation spacing unit that is in their contract area; and

(b) in the case of a horizontal triggering well, multilateral triggering well or deviated triggering well that is producing from more than one spacing unit, an amount equal to the percentage, calculated in accordance with the following formula, of the amount referred to in paragraph (a):

$$(L/T) \times 100$$

where

L is the length of the section of the triggering well that is located in the adjoining external spacing unit and is capable of producing oil or gas from the offset zone, and

T is the total length of the section of the well that is capable of producing oil or gas.

Prorated amount

(2) If the triggering well is located in an external spacing unit that contains First Nation lands, the monthly compensatory royalty that is payable is an amount calculated in accordance with the formula

$$C \times (100 - I)/100$$

where

C is the amount of the compensatory royalty that is payable under subsection (1); and

I is the area of the First Nation lands in the spacing unit, expressed as a percentage of the area of that spacing unit.

Avis au conseil

(4) Si le titulaire a démontré les faits visés au paragraphe (1) ou s'il a renoncé à ses droits ou intérêts en application du paragraphe (3), le ministre envoie un avis motivé au conseil l'informant que l'obligation du titulaire de payer la redevance compensatoire est levée.

Calcul et paiement de la redevance compensatoire

Redevance compensatoire

97 (1) La redevance compensatoire mensuelle à payer par le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol est :

a) dans le cas où le puits déclencheur est vertical ou dévié et produit à partir d'une seule unité d'espacement, la somme équivalant à ce qu'aurait eu à payer, pour ce mois, le titulaire à titre de redevance si le puits déclencheur avait produit à partir de l'unité d'espacement d'une première nation adjacente qui est dans la zone visée par son contrat;

b) dans le cas où le puits déclencheur est horizontal, multilatéral ou dévié et produit à partir de plus d'une unité d'espacement, la somme équivalant au pourcentage, calculé au moyen de la formule ci-après, de la somme visée à l'alinéa a) :

$$(L/T) \times 100$$

où :

L représente la longueur du tronçon du puits déclencheur qui est situé dans l'unité d'espacement externe adjacente et qui a la capacité de produire du pétrole ou du gaz à partir de la couche de compensation,

T la longueur totale du tronçon du puits qui a la capacité de produire du pétrole ou du gaz.

Prorata

(2) Si le puits déclencheur est situé dans une unité d'espacement externe qui comprend des terres de la première nation, la redevance compensatoire mensuelle à payer est calculée selon la formule suivante :

$$C \times (100 - I)/100$$

où :

C représente la redevance compensatoire à payer en application du paragraphe (1);

I le pourcentage que représente la superficie des terres de la première nation dans l'unité d'espacement.

Calculation of compensatory royalty

(3) For the purpose of calculating the monthly compensatory royalty,

(a) the volume of oil, gas or condensate to be used in the royalty formula is the volume of oil, raw gas or condensate that was produced in the month by the triggering well, as shown by the records of the provincial authority; and

(b) the price to be used, in respect of that month, is

(i) in the case of oil, in Saskatchewan, the price indicated in the *Monthly Crude Oil Royalty/Tax Factor History*, published by the Ministry of Energy and Resources, and, in the other provinces, the monthly par price for light, medium, heavy or ultra heavy oil, as the case may be, published by Alberta's Department of Energy,

(ii) in the case of gas, in Saskatchewan, the price indicated in the *Monthly Natural Gas Royalty/Tax Factor History*, published by the Ministry of Energy and Resources, and, in the other provinces, the Gas Reference Price in the monthly information letter *Natural Gas Royalty Prices and Allowances*, published by Alberta's Department of Energy, and

(iii) in the case of condensate, the Pentanes Plus Reference Price in the monthly information letter *Natural Gas Royalty Prices and Allowances*, published by Alberta's Department of Energy.

Compensatory royalty — confidential well

(4) In the case of an offset notice sent under paragraph 94(3)(b), the month referred to in paragraph (3)(a) for the first monthly compensatory royalty is the month whose first day follows the period that begins on the day on which the information sent under paragraph 94(3)(a) is received and ends on the 180th day after that day. For each subsequent monthly compensatory royalty, the month is each subsequent month.

Heating value

(5) If the royalty calculation requires the conversion of a price in dollars per gigajoule (GJ) into a price in dollars per 1000 m³, the heating value is 37.7 GJ/1000 m³.

Calcul de la redevance compensatoire

(3) Pour le calcul de la redevance compensatoire mensuelle :

a) le volume de pétrole, de gaz ou de condensat à utiliser dans la formule de calcul de la redevance correspond au volume du pétrole, du gaz brut ou du condensat produit par le puits déclencheur, tel qu'il apparaît dans les registres de l'autorité provinciale, pour le mois;

b) le prix à utiliser, à l'égard de ce mois, est :

(i) dans le cas du pétrole, en Saskatchewan, le prix figurant dans la publication intitulée *Monthly Crude Oil Royalty/Tax Factor History* publiée par le ministère de l'Énergie et des Ressources de cette province et, dans les autres provinces, le prix mensuel au pair publié par le ministère de l'Énergie de l'Alberta pour le pétrole léger, moyen, lourd et extra-lourd,

(ii) dans le cas du gaz, en Saskatchewan, le prix figurant dans la publication intitulée *Monthly Natural Gas Royalty/Tax Factor History* publiée par le Ministry of Energy and Resource de cette province et, dans les autres provinces, le prix de référence du gaz publié par le ministère de l'Énergie de l'Alberta dans son bulletin d'information mensuel intitulé *Natural Gas Royalty Prices and Allowances*,

(iii) dans le cas du condensat, le prix de référence des pentanes plus publié par le ministère de l'Énergie de l'Alberta dans son bulletin d'information mensuel intitulé *Natural Gas Royalty Prices and Allowances*.

Redevance compensatoire — puits confidentiel

(4) Dans le cas d'un préavis envoyé en application de l'alinéa 94(3)b), le mois visé à l'alinéa (3)a) à l'égard de la première redevance compensatoire mensuelle correspond au mois dont le premier jour suit la période qui commence à la date de réception de l'information envoyée en application de l'alinéa 94(3)a) et qui se termine le cent quatre-vingtième jour suivant cette date. Pour toute redevance compensatoire mensuelle subséquente, ce mois correspond à tout mois subséquent.

Pouvoir calorifique

(5) Si le calcul de la redevance nécessite la conversion d'un prix en dollars par gigajoule (GJ) en un prix en dollars par 1000 m³, le pouvoir calorifique est de 37,7 GJ/1000 m³.

No deduction

(6) No deduction for costs or allowances is to be made in the calculation of the compensatory royalty.

Transitional provision

(7) This section does not apply to a compensatory royalty owing under the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*.

Calculation and payment of compensatory royalty

98 On or before the 25th day of the third month after the month in which the obligation to pay the compensatory royalty begins, and on or before the 25th day of each subsequent month, the subsurface contract holder must pay the Minister the monthly compensatory royalty and, in the prescribed form, provide the information that is required to verify its calculation.

Amended spacing unit

99 The obligation to pay a compensatory royalty continues despite any change in the size of the First Nation spacing unit or the external spacing unit in which the triggering well is located if the two spacing units remain adjoined.

End of obligation to pay

100 (1) The obligation to pay a compensatory royalty ends if the subsurface contract holder

(a) establishes any of the circumstances set out in subsection 96(1); or

(b) surrenders their rights or interests down to the base of the offset zone in the spacing unit to which the offset notice applies, except for any rights or interests in a zone from which a well is productive or that is subject to a unit agreement or to a storage agreement that has been approved by the provincial authority.

Notice to holder

(2) After determining whether a circumstance set out in subsection 96(1) has been established, the Minister must send the holder a notice informing them of his or her determination and, if the obligation ends, the day on which it ends.

Final day of obligation

(3) The obligation to pay a compensatory royalty ends

(a) if the holder sends the Minister a notice establishing a circumstance set out in subsection 96(1), on the

Aucune déduction

(6) Il ne peut être soustrait, dans le calcul de la redevance compensatoire, aucun coût ni aucune déduction.

Disposition transitoire

(7) Le présent article ne s'applique pas aux redevances compensatoires dues au titre du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

Calcul et paiement de la redevance compensatoire

98 Le titulaire de contrat relatif au sous-sol verse au ministre, au plus tard le vingt-cinquième jour du troisième mois suivant le mois pendant lequel la redevance compensatoire devient exigible et au plus tard le vingt-cinquième jour de chaque mois subséquent, le paiement de la redevance compensatoire mensuelle et, sur le formulaire prévu à cet effet, tout renseignement nécessaire pour vérifier le calcul de celle-ci.

Unité d'espacement modifiée

99 L'obligation de payer la redevance compensatoire est maintenue malgré toute modification apportée à la taille de l'unité d'espacement d'une première nation ou de l'unité d'espacement externe dans laquelle est situé le puits déclencheur, à condition que les unités demeurent adjacentes.

Fin de l'obligation de payer

100 (1) L'obligation de payer la redevance compensatoire cesse si le titulaire de contrat relatif au sous-sol, selon le cas :

a) démontre tout fait visé au paragraphe 96(1);

b) renonce à ses droits ou intérêts jusqu'à la base de la couche de compensation dans l'unité d'espacement visée par le préavis de drainage, à l'exception de toute couche à partir de laquelle un puits est productif ou est visé par un accord de mise en commun ou un accord de stockage approuvé par l'autorité provinciale.

Avis au titulaire

(2) Après avoir décidé si le titulaire a démontré ou non les faits visés au paragraphe 96(1), le ministre lui envoie un avis l'informant de sa décision et, le cas échéant, de la date à laquelle l'obligation de payer cesse.

Date de la fin de l'obligation

(3) L'obligation de payer la redevance compensatoire cesse :

a) dans le cas où le titulaire envoie au ministre un avis qui démontre un fait visé au paragraphe 96(1), à

first day of the month in which the Minister receives the notice; or

(b) if the holder has surrendered their rights or interests, on the first day of the month that follows the month in which the Minister receives a notice of the surrender.

Notice to council

(4) If the obligation to pay a compensatory royalty ends, the Minister must send the council a notice indicating that it has ended and the reasons that it has ended.

Exception

101 Subject to subsection 97(7), sections 93 to 100 and 111 apply to any subsurface contract that was granted under the *Indian Act* or the Act.

Offset Wells

Failure to produce

102 (1) If an offset well fails to produce any oil or gas for three consecutive months after the offset period has ended, the subsurface contract holder must pay a compensatory royalty in respect of the triggering well whose production was to be offset.

Beginning of compensatory royalty obligation

(2) The obligation to pay the compensatory royalty begins on the first day of the month that follows the three-month period.

Notice to council

(3) The Minister must send the council a notice indicating that the holder's obligation to pay a compensatory royalty has begun.

Service Wells

Prior approval

103 (1) A well must not be used as a service well without the prior approval of the Minister.

Application for approval

(2) The application for approval must be in the prescribed form, be accompanied by a copy of the provincial authority's approval of the service well and include the following information:

(a) a description of the well;

compter du premier jour du mois au cours duquel le ministre reçoit l'avis;

b) dans le cas où le titulaire renonce à ses droits ou intérêts, à compter du premier jour du mois suivant le mois pendant lequel le ministre reçoit l'avis de renonciation.

Avis au conseil

(4) Le ministre envoie un avis motivé au conseil l'informant que l'obligation du titulaire de payer la redevance compensatoire a cessé.

Exception

101 Sous réserve du paragraphe 97(7), les articles 93 à 100 et 111 s'appliquent à tout contrat relatif au sous-sol accordé sous le régime de la *Loi sur les Indiens* ou de la Loi.

Puits de limite

Puits de limite improductif

102 (1) Si un puits de limite ne produit pas de pétrole ni de gaz pendant une période de trois mois consécutifs après l'expiration du délai de compensation, le titulaire de contrat relatif au sous-sol paie la redevance compensatoire à l'égard du puits déclencheur dont la production devait être compensée.

Exigibilité de la redevance compensatoire

(2) La redevance compensatoire est exigible à compter du premier jour du mois suivant cette période de trois mois.

Avis au conseil

(3) Le ministre envoie au conseil un avis l'informant que l'obligation du titulaire de payer la redevance compensatoire a pris effet.

Puits de service

Approbation préalable

103 (1) Il est interdit d'utiliser un puits comme puits de service sans l'approbation préalable du ministre.

Demande d'approbation

(2) La demande d'approbation est soumise sur le formulaire prévu à cet effet et est accompagnée d'une copie de l'approbation accordée par l'autorité provinciale à l'égard du puits de service et la demande comprend :

a) la description du puits;

- (b)** a detailed description of the proposed uses of the well and the proposed uses of any related facilities; and
- (c)** the bonus and the annual compensation to be paid for any disposal rights.

Approval

(3) The Minister must approve the proposed uses of the service well if

- (a)** the application is made in accordance with subsection (2);
- (b)** the approval of the council has been obtained; and
- (c)** the approval will benefit the relevant First Nation.

Notice to Minister

(4) The contract holder must send the Minister notice of any changes in the provincial authority's approval referred to in subsection (2).

Exception

104 Section 103 does not apply to a service well that is part of a project that has been approved by the provincial authority or a bitumen recovery project that has been approved by the Minister.

Exception

105 Section 103 does not apply to a disposal rights agreement that was entered into before these Regulations came into force.

Pooling, Production Allocation and Unit Agreements

Single spacing unit production

106 (1) If a well is producing from First Nation lands, the Minister must determine the percentage of production from the well to be allocated to each contract in the spacing unit from which the well is producing, based on the area of the First Nation lands that are subject to each contract, in proportion to the area of the spacing unit.

Notice to holder and council

(2) The Minister must send each holder and the council a notice indicating the percentage of the production that is allocated to each contract.

- b)** la description détaillée de l'utilisation proposée du puits et de celle de toute installation connexe;
- c)** le pas de porte et l'indemnité annuelle à verser pour tout droit de disposer.

Approbation

(3) Le ministre approuve l'utilisation proposée du puits de service si les conditions ci-après sont réunies :

- a)** la demande est soumise conformément au paragraphe (2);
- b)** l'approbation du conseil a été obtenue;
- c)** l'approbation bénéficiera à la première nation en cause.

Avis au ministre

(4) Le titulaire de contrat envoie un avis au ministre de toute modification apportée à l'approbation visée au paragraphe (2) accordée par l'autorité provinciale.

Exception

104 L'article 103 ne s'applique pas aux puits de service visés par un projet approuvé par l'autorité provinciale ou par un projet de récupération de bitume approuvé par le ministre.

Exception

105 L'article 103 ne s'applique pas aux accords sur les droits de disposer conclus avant l'entrée en vigueur du présent règlement.

Regroupement, allocation de la production et accord de mise en commun

Production d'une unité d'espacement

106 (1) Si un puits produit à partir des terres d'une première nation, le ministre détermine le pourcentage de la production du puits à allouer à chaque contrat qui porte sur l'unité d'espacement à partir de laquelle le puits produit, en se fondant sur la superficie des terres de la première nation visées par chaque contrat, en proportion de la superficie de l'unité d'espacement.

Avis au titulaire et au conseil

(2) Le ministre envoie un avis à tout titulaire et au conseil les informant du pourcentage de la production qui est allouée à chaque contrat.

Multiple spacing unit production

107 (1) If a well is producing from more than one spacing unit and the lands from which it is producing are not entirely First Nation lands or are not subject to a single contract, the Minister must determine the percentage of production from the well to be allocated to the First Nation lands and to each contract, based on the criteria used by the provincial authority in making such allocations.

Notice to holder and council

(2) The Minister must send each holder and the council a notice indicating the percentage of the production that is allocated to the First Nation lands and to each contract.

Unit agreement

108 (1) The Minister may, with the prior approval of the council, enter into a unit agreement.

Allocation of production

(2) The calculation of royalties payable under a contract that is subject to a unit agreement must be based on the production allocated to each tract as specified in the agreement.

Surrender, Default and Cancellation

Surrender of subsurface rights or interests

109 (1) A subsurface contract holder may surrender their rights or interests under the contract, in whole or in part, by sending the Minister a notice of surrender in the prescribed form.

Partial surrender of subsurface rights or interests

(2) In a partial surrender of subsurface rights or interests,

(a) all the rights and interests in a spacing unit must be surrendered; and

(b) the rent for subsequent years is reduced in proportion to the reduction of the lands that are subject to the contract, to a minimum of \$100.

Notice to council

(3) When rights or interests under a subsurface contract are surrendered, the Minister must send the council a

Production d'unités d'espacement multiples

107 (1) Si la production d'un puits provient de plus d'une unité d'espacement, mais ne provient pas entièrement de terres d'une première nation ou ne provient pas de terres visées par un seul contrat, le ministre détermine le pourcentage de la production du puits à allouer aux terres de la première nation et à chaque contrat, en se fondant sur les critères utilisés par l'autorité provinciale à cette fin.

Avis au titulaire et au conseil

(2) Le ministre envoie un avis à tout titulaire et au conseil les informant du pourcentage de la production qui est allouée aux terres de la première nation et à chaque contrat.

Accord de mise en commun

108 (1) Le ministre peut, avec l'approbation préalable du conseil, conclure un accord de mise en commun.

Allocation de la production

(2) Les redevances à payer au titre d'un contrat visé par un accord de mise en commun sont calculées en fonction de la production allouée à chaque parcelle visée par l'accord de mise en commun.

Renonciation, défaut et résiliation

Renonciation aux droits ou aux intérêts relatifs au sous-sol

109 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol peut renoncer, en tout ou en partie, à ses droits ou à ses intérêts contractuels en envoyant au ministre un avis de renonciation sur le formulaire prévu à cet effet.

Renonciation partielle aux droits ou aux intérêts relatifs au sous-sol

(2) La renonciation partielle à des droits ou à des intérêts relatifs au sous-sol entraîne, à la fois :

a) la renonciation à l'ensemble des droits et des intérêts sur une unité d'espacement;

b) la réduction du loyer pour les années subséquentes en proportion de la réduction des terres visées par le contrat, sans que le loyer soit inférieur à 100 \$.

Avis au conseil

(3) S'il est renoncé à des droits ou à des intérêts contractuels relatifs au sous-sol, le ministre envoie une copie de

copy of the notice of surrender and, in the case of a partial surrender, a copy of the amended contract.

Surrender of surface rights or interests

110 (1) A surface contract holder may surrender their rights or interests under the contract, in whole or in part, by applying in the prescribed form for the Minister's approval.

Copy to council

(2) The Minister must send the council a copy of the application.

Approval

(3) The Minister must approve the surrender if

(a) the holder is not in default under the contract, these Regulations or an order given under the Act;

(b) the Minister and the council have inspected the contract area to be surrendered and the Minister has confirmed that the remediation and reclamation of the surface in that area are satisfactory; and

(c) in the case of a partial surrender, the boundaries of the remaining contract area continue to meet the requirements of these Regulations and the partial surrender approval application fee set out in Schedule 1 has been paid.

Adjusted rent

(4) If the surrender of rights or interests under a surface contract is partial, the rent for subsequent years is reduced in proportion to the reduction of the lands that are subject to the contract. However, the rent must be no less than the rent payable for 1.6 hectares.

Notice to council

(5) If the surrender of rights or interests under a surface contract is approved, the Minister must send the council a notice to that effect and, in the case of a partial surrender, a copy of the amended contract.

Non-compliance notice

111 (1) If a holder fails to comply with their contract, the Act or these Regulations, the Minister may send them a notice that identifies the non-compliance and warns that the contract will be cancelled if the holder is in default.

l'avis de renonciation au conseil et, dans le cas d'une renonciation partielle, une copie du contrat modifié.

Renonciation aux droits ou aux intérêts relatifs au sol

110 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sol peut renoncer, en tout ou en partie, à ses droits ou à ses intérêts contractuels en demandant l'approbation du ministre sur le formulaire prévu à cet effet.

Copie au conseil

(2) Le ministre envoie une copie de la demande au conseil.

Approbation

(3) Le ministre approuve la renonciation si les conditions ci-après sont réunies :

a) le titulaire n'est pas en défaut aux termes de son contrat, du présent règlement et de toute ordonnance prise sous le régime de la Loi;

b) le ministre et le conseil ont inspecté la zone visée par le contrat faisant l'objet de la renonciation et le ministre a confirmé que la prise de mesures correctives et la régénération du sol de la zone sont satisfaisantes;

c) dans le cas d'une renonciation partielle, les limites de la zone restante qui est visée par le contrat continuent de satisfaire aux exigences du présent règlement et les droits prévus à l'annexe 1 pour la demande de renonciation partielle sont payés.

Loyer ajusté

(4) Si la renonciation aux droits ou aux intérêts relatifs au sol visés par un contrat est partielle, le loyer à payer pour les années subséquentes est ajusté proportionnellement à la réduction des terres visées par le contrat, mais le loyer annuel est au moins équivalent à celui à payer pour 1,6 ha.

Avis au conseil

(5) Si la renonciation à des droits ou à des intérêts relatifs au sol est approuvée, le ministre envoie un avis au conseil à cet effet et, dans le cas d'une renonciation partielle, une copie du contrat modifié.

Avis de non-conformité

111 (1) Dans le cas où le titulaire ne respecte pas les obligations découlant de son contrat, de la Loi ou du présent règlement, le ministre peut lui envoyer un avis l'informant de la nature du manquement et l'avertissant que le contrat sera résilié en cas de défaut.

Response to notice

(2) Within 30 days after the day on which the notice is received, the holder must remedy the non-compliance identified in the notice or, if the non-compliance does not relate to money owed under the Act, submit to the Minister a plan that shows how and when it will be remedied and why the proposed deadline is justified in the circumstances. Subsequently, the holder must remedy the non-compliance in accordance with the plan.

Deficient plan

(3) If the plan does not meet the requirements of subsection (2), the Minister must send the holder a notice to that effect that identifies its deficiencies.

Amended plan

(4) A holder that receives a notice sent under subsection (3) must

(a) within 30 days after the day on which the notice is received, submit to the Minister an amended plan that corrects the deficiencies identified in the notice; and

(b) remedy the non-compliance identified in the notice sent under subsection (1) in accordance with that plan.

Default

(5) A holder that receives a notice sent under subsection (1) is in default if they do not comply with the requirements of subsection (2) or, if applicable, subsection (4).

Cancellation for default

(6) The Minister must cancel the contract of a holder that is in default.

Non-payment of compensatory royalty

(7) If a contract is to be cancelled for non-payment of a compensatory royalty, the Minister must cancel the rights or interests conferred by the contract down to the base of the offset zone in the spacing unit to which the offset notice applies, except for any rights or interests in a spacing unit referred to in any of paragraphs 63(1)(a) to (e).

Cancellation notice

(8) When a contract is cancelled, the Minister must send the holder a notice indicating that their contract is cancelled, the reason for the cancellation and its effective date.

Réponse à l'avis

(2) Dans les trente jours suivant la date de réception de l'avis, le titulaire remédie au manquement indiqué dans l'avis, ou, sauf s'il s'agit de sommes dues au titre de la Loi, soumet au ministre un plan qui démontre comment et quand il sera remédié au manquement et précise les circonstances justifiant le délai proposé. Le titulaire remédie par la suite au manquement conformément au plan.

Plan non satisfaisant

(3) Si un plan ne satisfait pas aux exigences prévues au paragraphe (2), le ministre envoie un avis à cet effet au titulaire et lui indique en quoi le plan ne satisfait pas à ces exigences.

Modification du plan

(4) Le titulaire qui reçoit l'avis visé au paragraphe (3) :

a) dans les trente jours suivant la date de réception de l'avis, soumet au ministre un plan modifié qui corrige les manquements visés dans l'avis;

b) remédie, conformément au plan, à tout manquement indiqué dans l'avis visé au paragraphe (1).

Défaut

(5) Le titulaire qui reçoit l'avis visé au paragraphe (1) est en défaut s'il ne se conforme pas aux exigences prévues au paragraphe (2) ou, s'il y a lieu, à celles prévues au paragraphe (4).

Résiliation

(6) Le ministre résilie le contrat du titulaire en défaut.

Omission de payer la redevance compensatoire

(7) En cas de résiliation pour omission de payer la redevance compensatoire, le ministre retire les droits ou les intérêts accordés par le contrat jusqu'à la base de la couche de compensation dans l'unité d'espacement visée par le préavis de drainage, à l'exception des droits ou des intérêts à l'égard de toute unité d'espacement visée par l'un des alinéas 63(1)a) à e).

Avis de résiliation

(8) S'il résilie un contrat, le ministre envoie au titulaire un avis l'informant de la résiliation du contrat, du motif ayant mené à la résiliation et de la date de prise d'effet de la résiliation.

Notice to council

(9) The Minister must send the council a copy of every notice sent under this section.

Continuing liability

112 When a contract ends, any liabilities for outstanding amounts that are owed under the contract, any liabilities for damages caused by operations carried out under the contract and any obligations respecting abandonment, remediation or reclamation survive the end of the contract.

Administrative Monetary Penalties

Designated provisions

113 The provisions set out in Schedule 6 are designated as provisions whose contravention is a violation that may be proceeded with under sections 22 to 28 of the Act.

Transitional Provisions

Executive Director

114 The powers, duties and functions of the Executive Director under the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995* are to be exercised or performed by the Minister and any reference to the Executive Director in a contract granted under those Regulations is deemed to be a reference to the Minister.

Permits

115 Sections 15, 16 and 18 to 21 of the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995* continue to apply to permits granted under those Regulations.

Repeal

116 The *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*¹ are repealed.

Coming into Force

S.C. 2009, c. 7.

117 These Regulations come into force on the day on which *An Act to amend the Indian Oil and*

¹ SOR/94-753

Avis au conseil

(9) Le ministre envoie au conseil une copie de tout avis envoyé en application du présent article.

Responsabilité

112 Si un contrat prend fin, toute responsabilité à l'égard de montants dus en application de ce contrat, toute responsabilité à l'égard de dommages occasionnés par des activités menées au titre de ce contrat et toute obligation relative à l'abandon, à la prise de mesures correctives et aux travaux de régénération subsistent.

Violations et pénalités

Dispositions désignées

113 Les dispositions visées à l'annexe 6 sont désignées comme textes dont la contravention est assujettie aux articles 22 à 28 de la Loi.

Dispositions transitoires

Directeur exécutif

114 Tout pouvoir et toute attribution conférés au directeur exécutif au titre du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* sont exercés par le ministre et toute mention du directeur exécutif dans un contrat octroyé en vertu de ce règlement est réputée être une mention du ministre.

Permis

115 Les articles 15, 16 et 18 à 21 du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* continuent à s'appliquer aux permis octroyés en vertu de ce règlement.

Abrogation

116 Le *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*¹ est abrogé.

Entrée en vigueur

L.C. 2009, ch. 7.

117 Le présent règlement entre en vigueur à la date d'entrée en vigueur de la *Loi modifiant la Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*

¹ DORS/94-753

Gas Act comes into force, but if they are registered after that day, they come into force on the day on which they are registered.

* [Note: Regulations in force August 1, 2019, see SI/2019-39.]

ou, si elle est postérieure, à la date de son enregistrement.

* [Note: Règlement en vigueur le 1^{er} août 2019, voir TR/2019-39.]

SCHEDULE 1

(Subsections 2(5) and 25(4), paragraphs 29(2)(e) and 41(1)(a), subsection 44(3) and paragraphs 75(1)(d) and 110(3)(c))

Fees

Item	Column 1 Service	Column 2 Fee (\$)
1	Subsurface contract application	250
2	Surface lease application	50
3	Right-of-way application	50
4	Exploration licence application	25
5	Assignment approval application	50
6	Partial surrender approval application	25
7	Record search	25

ANNEXE 1

(paragraphe 2(5) et 25(4), alinéas 29(2)e) et 41(1)a), paragraphe 44(3) et alinéas 75(1)d) et 110(3)c))

Droits

Article	Colonne 1 Service	Colonne 2 Droits (\$)
1	Demande de contrat relatif au sous-sol	250
2	Demande de bail relatif au sol	50
3	Demande de droit de passage	50
4	Demande de licence d'exploration	25
5	Demande d'approbation de cession de droits	50
6	Demande de renonciation partielle	25
7	Recherche documentaire	25

SCHEDULE 2

(Subsections 48(1) and (2))

Initial Term of Permits

Definitions

1 The following definitions apply in this Schedule.

Area 1 means the lands in Area 1 as set out in Schedule 2 to the *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence and Lease Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Zone 1*)

Area 2 means the lands in Area 2 as set out in Schedule 2 to the *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence and Lease Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Zone 2*)

Area 3 means the lands in Area 3 as set out in Schedule 2 to the *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence and Lease Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Zone 3*)

Foothills Region means the lands in the Foothills Region as set out in Schedule 1 to the *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, AR 263/1997. (*région des contreforts*)

Northern Region means the lands in the Northern Region as set out in Schedule 1 to the *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, AR 263/1997. (*région du Nord*)

Plains Region means the lands in the Plains Region as set out in Schedule 1 to the *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, AR 263/1997. (*région des plaines*)

township means a township laid out in accordance with sections 55 to 61 of *The Land Surveys Regulations*, R.S.S. c. L-4.1 Reg 1. (*canton*)

TABLE

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Province	Region	Initial Term (Years)
1	Nova Scotia	The entire province	3
2	New Brunswick	The entire province	3
3	Manitoba	The entire province	3

ANNEXE 2

(paragraphe 48(1) et (2))

Période de validité initiale du permis

Définitions

1 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente annexe.

canton Canton établi conformément aux articles 55 à 61 du règlement de la Saskatchewan intitulé *The Land Surveys Regulations*, R.S.S., ch. L-4.1 Reg 1. (*township*)

région des contreforts Terres de la région appelée *Foothills Region* visées à l'annexe 1 du règlement de l'Alberta intitulé *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, AR 263/1997. (*Foothills Region*)

région des plaines Terres de la région appelée *Plains Region* visées à l'annexe 1 du règlement de l'Alberta intitulé *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, AR 263/1997. (*Plains Region*)

région du Nord Terres de la région appelée *Northern Region* visées à l'annexe 1 du règlement de l'Alberta intitulé *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, AR 263/1997. (*Northern Region*)

Zone 1 Terres de la zone appelée *Area 1* visées à l'annexe 2 du règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence and Lease Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Area 1*)

Zone 2 Terres de la zone appelée *Area 2* visées à l'annexe 2 du règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence and Lease Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Area 2*)

Zone 3 Terres de la zone appelée *Area 3* visées à l'annexe 2 du règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence and Lease Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Area 3*)

TABLEAU

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Province	Région	Période de validité initiale (ans)
1	Nouvelle-Écosse	Toute la province	3

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Province	Region	Initial Term (Years)
4	British Columbia	(a) Area 1	3
		(b) Area 2	4
		(c) Area 3	5
5	Saskatchewan	(a) Lands located south of Township 55	2
		(b) Lands located north of Township 54 but south of Township 66	3
		(c) Lands located north of Township 65	4
6	Alberta	(a) Plains Region	2
		(b) Northern Region	4
		(c) Foothills Region	5

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Province	Région	Période de validité initiale (ans)
2	Nouveau-Brunswick	Toute la province	3
3	Manitoba	Toute la province	3
4	Colombie-Britannique	a) Zone 1	3
		b) Zone 2	4
		c) Zone 3	5
5	Saskatchewan	a) Terres situées au sud du canton 55	2
		b) Terres situées au nord du canton 54 et au sud du canton 66	3
		c) Terres situées au nord du canton 65	4
6	Alberta	a) Région des plaines	2
		b) Région du Nord	4
		c) Région des contre-forts	5

SCHEDULE 3

(Subsections 1(1) and 52(3))

Zones — Intermediate Term

Definitions

1 The following definitions apply in this Schedule.

ILND means the internal limit of a zone, whether upper or lower, that is not defined. (*LIND*)

KB means kelly bushing, which serves as the point on the rotary drilling table from which downhole well log depths are measured. (*FE*)

NDE means not deep enough and, in relation to a reference well, means that the well was not drilled to a depth that was sufficient to penetrate the upper or lower limit of a particular zone. (*FI*)

NP means not present and, in relation to a zone, means that the zone is not present at the location where the reference well was drilled. (*NP*)

TVD means true vertical depth. (*PVR*)

Zones

2 (1) For each of the First Nation lands set out in this Schedule, the lands that may be selected are the zones set out in column 1 of the table that correspond to the well log data set out in column 2 that match the well log data for the well that was drilled or re-entered by the subsurface contract holder.

Multiple logs

(2) If there is more than one set of well log data set out in column 2 for a zone, the set derived from the reference well that is nearest to the earning well must be used to determine the zones.

Unidentified zone

3 If a well is drilled into a zone that is not identified in a table to this Schedule, the Minister must determine the upper and lower limits of the deepest zone penetrated by the well, based on a review of the well log data that relate to other wells in the vicinity and on any well log data that are available and relate to lands in the vicinity.

ANNEXE 3

(paragraphe 1(1) et 52(3))

Couches — période de validité intermédiaire

Définitions

1 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente annexe.

FE Fourrure d'entraînement utilisée comme point, sur la table de forage rotative, depuis lequel sont mesurées les données de diagraphie de puits de fonds. (*KB*)

FI Forage insuffisant — à l'égard du puits de référence, s'entend du forage qui est insuffisant pour franchir la limite supérieure ou inférieure d'une couche donnée. (*NDE*)

LIND Limite interne — supérieure ou inférieure — non délimitée d'une couche. (*ILND*)

NP Non présente — couche qui n'est pas présente à l'endroit où a été foré le puits de référence. (*NP*)

PVR Profondeur verticale réelle. (*TVD*)

Couches

2 (1) Les couches sur lesquelles portent un choix de terres sont celles qui sont mentionnées à la colonne 1 du tableau relatif aux terres de la première nation qui figurent dans la présente annexe et pour lesquelles les données de diagraphie du puits qu'a foré le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol ou du puits dans lequel il est rentré correspondent aux données de diagraphies mentionnées à la colonne 2.

Diagraphies multiples

(2) S'il y a plus d'un ensemble de données de diagraphie dans la colonne 2 pour une couche, l'ensemble de données du puits de référence situé le plus près du puits qui donne droit à un choix de terres est utilisé en vue de l'identification des couches.

Couche non répertoriée

3 Si le puits est foré dans une couche qui n'est pas répertoriée dans les tableaux de la présente annexe, le ministre détermine les limites supérieure et inférieure de la couche la plus profonde dans laquelle est foré le puits en se fondant sur les données de diagraphie relatives à tout autre puits situé à proximité et sur toute donnée de diagraphie disponible qui porte sur des terres à proximité.

Alexander 134

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		00/11-11-56-27W4	02/6-15-56-27W4	00/8-1-56-27W4
Item	Zone	Electric Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)	Density Log (mKB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park		Surface to 615.0	
2	Wapiabi and Second White Specks		615.0 to 939.0	
3	Viking	3090 to 3250	939.0 to 989.0	934.5 to 979.5
4	Joli Fou	3250 to 3293	989.0 to 997.0	979.5 to 992.0
5	Mannville, including Upper Mannville, Glauconite, Ostracod, Basal Quartz "A" and Lower Basal Quartz	3293 to 4112	997.0 to NDE	992.0 to 1218.0
6	Wabamun	4112 to NDE	NDE	1218.0 to 1384.5
7	Calmar	NDE	NDE	1384.5 to 1393.5
8	Nisku	NDE	NDE	1393.5 to NDE
9	Ireton	NDE	NDE	NDE
10	Cooking Lake	NDE	NDE	NDE

Alexander 134

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/11-11-56-27O4	02/6-15-56-27O4	00/8-1-56-27O4
Article	Couche	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie de densité (m FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park		surface à 615,0	
2	Wapiabi et Second schiste argileux de White		615,0 à 939,0	
3	Viking	3090 à 3250	939,0 à 989,0	934,5 à 979,5
4	Joli Fou	3250 à 3293	989,0 à 997,0	979,5 à 992,0
5	Mannville, y compris Upper Mannville, Glauconite, Ostracod, Basal Quartz "A" et Lower Basal Quartz	3293 à 4112	997,0 à FI	992,0 à 1218,0
6	Wabamun	4112 à FI	FI	1218,0 à 1384,5
7	Calmar	FI	FI	1384,5 à 1393,5
8	Nisku	FI	FI	1393,5 à FI
9	Ireton	FI	FI	FI
10	Cooking Lake	FI	FI	FI

Alexander 134A

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/13-22-61-17W5	00/3-32-63-22W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park	Surface to 1147.7	
2	Wapiabi, Cardium and Second White Specks	1147.7 to 1663.7	
3	Viking and Joli Fou	1663.7 to 1688.3	
4	Mannville	1688.3 to 1948.1	
5	Fernie and Nordegg	1948.1 to 2024.3	
6	Montney	2024.3 to 2048.3	
7	Belloy	2048.3 to 2064.5	
8	Shunda	2064.5 to 2124.4	
9	Pekisko	2124.4 to 2170.0	
10	Banff and Exshaw	2170.0 to NDE	2472.0 to 2668.0
11	Wabamun		2668.0 to 2893.0
12	Graminia and Blue Ridge		2893.0 to 2946.0
13	Nisku		2946.0 to 3100.0
14	Ireton		3100.0 to 3273.0
15	Duvernay		3273.0 to 3334.8
16	Cooking Lake and Beaverhill Lake		3334.8 to 3385.0
17	Swan Hills		3385.0 to 3422.0
18	Watt Mountain		3422.0 to NDE

Alexander 134A

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/13-22-61-17O5	00/3-32-63-22O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park	surface à 1147,7	
2	Wapiabi, Cardium et Second schiste argileux de White	1147,7 à 1663,7	
3	Viking et Joli Fou	1663,7 à 1688,3	

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/13-22-61-1705	00/3-32-63-2205
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
4	Mannville	1688,3 à 1948,1	
5	Fernie et Nordegg	1948,1 à 2024,3	
6	Montney	2024,3 à 2048,3	
7	Belloy	2048,3 à 2064,5	
8	Shunda	2064,5 à 2124,4	
9	Pekisko	2124,4 à 2170,0	
10	Banff et Exshaw	2170,0 à FI	2472,0 à 2668,0
11	Wabamun		2668,0 à 2893,0
12	Graminia et Blue Ridge		2893,0 à 2946,0
13	Nisku		2946,0 à 3100,0
14	Ireton		3100,0 à 3273,0
15	Duvernay		3273,0 à 3334,8
16	Cooking Lake et Beaverhill Lake		3334,8 à 3385,0
17	Swan Hills		3385,0 à 3422,0
18	Watt Mountain		3422,0 à FI

Alexis 133

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/10-23-55-4W5
Item	Zone	Acoustic Log (mKB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park	Surface to 760.0
2	Wapiabi and Second White Specks	760.0 to 1125.0
3	Viking and Joli Fou	1125.0 to 1170.0
4	Mannville	1170.0 to 1328.5
5	Banff and Exshaw	1328.5 to 1480.5
6	Wabamun	1480.5 to 1661.0
7	Winterburn	1661.0 to 1707.5

Alexis 133

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/10-23-55-405
Article	Couche	Diagraphie acoustique (m FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park	surface à 760,0
2	Wapiabi et Second schiste argileux de White	760,0 à 1125,0
3	Viking et Joli Fou	1125,0 à 1170,0
4	Mannville	1170,0 à 1328,5
5	Banff et Exshaw	1328,5 à 1480,5
6	Wabamun	1480,5 à 1661,0
7	Winterburn	1661,0 à 1707,5

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/10-23-55-4W5
Item	Zone	Acoustic Log (mKB)
8	Ireton	1707.5 to NDE

Alexis Whitecourt 232

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/2-31-60-12W5
Item	Zone	Acoustic Log (mKB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park	Surface to 936.5
2	Wapiabi and Second White Specks	936.5 to 1381.3
3	Viking and Joli Fou	1381.3 to 1415.0
4	Mannville	1415.0 to 1655.0
5	Nordegg	1655.0 to 1691.0
6	Shunda and Pekisko	1691.0 to 1737.0
7	Banff and Exshaw	1737.0 to 1920.5
8	Wabamun	1920.5 to 2137.0
9	Winterburn	2137.0 to 2234.0
10	Ireton and Duvernay	2234.0 to 2575.5
11	Swan Hills	2575.5 to 2711.0
12	Watt Mountain	2711.0 to NDE

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/10-23-55-4O5
Article	Couche	Diagraphie acoustique (m FE)
8	Ireton	1707,5 à FI

Alexis Whitecourt 232

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/2-31-60-12O5
Article	Couche	Diagraphie acoustique (m FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park	surface à 936,5
2	Wapiabi et Second schiste argileux de White	936,5 à 1381,3
3	Viking et Joli Fou	1381,3 à 1415,0
4	Mannville	1415,0 à 1655,0
5	Nordegg	1655,0 à 1691,0
6	Shunda et Pekisko	1691,0 à 1737,0
7	Banff et Exshaw	1737,0 à 1920,5
8	Wabamun	1920,5 à 2137,0
9	Winterburn	2137,0 à 2234,0
10	Ireton et Duvernay	2234,0 à 2575,5
11	Swan Hills	2575,5 à 2711,0
12	Watt Mountain	2711,0 à FI

Amber River 211, Hay Lake 209 and Zama Lake 210

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		Amber River	Hay Lake	Hay Lake	Zama Lake
		00/11-20-114-6W6	00/4-1-112-5W6	00/6-28-112-5W6	00/2-12-112-8W6
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Density Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
1	Wilrich	Surface to 249.0	Surface to 242.0		Surface to 279.0

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		Amber River	Hay Lake	Hay Lake	Zama Lake
		00/11-20-114-6W6	00/4-1-112-5W6	00/6-28-112-5W6	00/2-12-112-8W6
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Density Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
2	Bluesky and Gething	249.0 to 261.0	242.0 to 261.5		279.0 to 296.0
3	Banff	261.0 to 344.0	261.5 to 318.7		296.0 to 441.0
4	Wabamun	344.0 to 548.0	318.7 to NDE	ILND to 1712	441.0 to 633.0
5	Trout River, Kakisa, Redknife and Jean Marie	548.0 to 710.0		1712 to 2220	633.0 to 797.0
6	Fort Simpson	710.0 to 1232.7		2220 to 3842	797.0 to 1305.5
7	Muskwa and Waterways	1232.7 to 1310.7		3842 to 4192	1305.5 to 1394.0
8	Slave Point	1310.7 to 1387.0		4192 to 4396	1394.0 to 1478.0
9	Watt Mountain and Sulphur Point	1387.0 to 1422.0		4396 to 4525	1478.0 to 1524.0
10	Muskeg and Keg River	1422.0 to 1680.0		4525 to 5468	1524.0 to 1780.0
11	Chinchaga	1680.0 to NDE		5468 to NDE	1780.0 to NDE

Amber River 211, Hay Lake 209 et Zama Lake 210

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		Amber River	Hay Lake	Hay Lake	Zama Lake
		00/11-20-114-6O6	00/4-1-112-5O6	00/6-28-112-5O6	00/2-12-112-8O6
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie de densité (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Wilrich	surface à 249,0	surface à 242,0		surface à 279,0
2	Bluesky et Gething	249,0 à 261,0	242,0 à 261,5		279,0 à 296,0
3	Banff	261,0 à 344,0	261,5 à 318,7		296,0 à 441,0
4	Wabamun	344,0 à 548,0	318,7 à FI	LIND à 1712	441,0 à 633,0
5	Trout River, Kakisa, Redknife et Jean Marie	548,0 à 710,0		1712 à 2220	633,0 à 797,0
6	Fort Simpson	710,0 à 1232,7		2220 à 3842	797,0 à 1305,5
7	Muskwa et Waterways	1232,7 à 1310,7		3842 à 4192	1305,5 à 1394,0
8	Slave Point	1310,7 à 1387,0		4192 à 4396	1394,0 à 1478,0
9	Watt Mountain et Sulphur Point	1387,0 à 1422,0		4396 à 4525	1478,0 à 1524,0

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		Amber River	Hay Lake	Hay Lake	Zama Lake
		00/11-20-114-606	00/4-1-112-506	00/6-28-112-506	00/2-12-112-806
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie de densité (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
10	Muskeg et Keg River	1422,0 à 1680,0		4525 à 5468	1524,0 à 1780,0
11	Chinchaga	1680,0 à FI		5468 à FI	1780,0 à FI

Beaver 152

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/4-6-82-3W6
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)
1	Shaftesbury	Surface to 508.0
2	Paddy, Cadotte and Harmon	508.0 to 580.0
3	Notikewin and Falher	580.0 to 920.0
4	Bluesky and Gething	920.0 to 996.0
5	Fernie and Nordegg	996.0 to 1085.0
6	Montney	1085.0 to 1307.8
7	Belloy	1307.8 to 1358.0
8	Taylor Flat	1358.0 to 1395.0
9	Kiskatinaw	1395.0 to 1406.0
10	Golata	1406.0 to 1435.0
11	Debolt	1435.0 to NDE

Beaver 152

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/4-6-82-306
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Shaftesbury	surface à 508,0
2	Paddy, Cadotte et Harmon	508,0 à 580,0
3	Notikewin et Falher	580,0 à 920,0
4	Bluesky et Gething	920,0 à 996,0
5	Fernie et Nordegg	996,0 à 1085,0
6	Montney	1085,0 à 1307,8
7	Belloy	1307,8 à 1358,0
8	Taylor Flat	1358,0 à 1395,0
9	Kiskatinaw	1395,0 à 1406,0
10	Golata	1406,0 à 1435,0
11	Debolt	1435,0 à FI

Beaver Lake 131

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/7-3-66-13W4	00/12-35-66-12W4
		00/6-20-66-13W4	
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
1	Colorado Shale	Surface to 294.5	Surface to 308.0
2	Viking and Joli Fou	294.5 to 335.0	308.0 to 348.3

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
		00/7-3-66-13W4	00/12-35-66-12W4	00/6-20-66-13W4
3	Mannville	335.0 to NDE	348.3 to 542.0	318.0 to 486.0
4	Grosmont	NDE	542.0 to NDE	486.0 to 542.0

Beaver Lake 131

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
		00/7-3-66-13O4	00/12-35-66-12O4	00/6-20-66-13O4
1	Colorado Shale	surface à 294,5	surface à 308,0	
2	Viking et Joli Fou	294,5 à 335,0	308,0 à 348,3	
3	Mannville	335,0 à FI	348,3 à 542,0	318,0 à 486,0
4	Grosmont	FI	542,0 à FI	486,0 à 542,0

Big Island Lake Cree Territory

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
		31/7-26-62-25W3	01/10-20-63-24W3
1	Second White Specks		138.3 to 192.0
2	St. Walburg and Viking	ILND to 286.0	192.0 to 272.4
3	Mannville	286.0 to NDE	272.4 to 502.0
4	Souris River		502.0 to NDE

Big Island Lake Cree Territory

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
		31/7-26-62-25O3	01/10-20-63-24O3
1	Second schiste argileux de White		138,3 à 192,0
2	St. Walburg et Viking	LIND à 286,0	192,0 à 272,4
3	Mannville	286,0 à FI	272,4 à 502,0
4	Souris River		502,0 à FI

Birdtail Creek 57

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/12-10-15-27W1	00/3-21-15-27W1
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Sonic Log (ft. KB)
1	Second White Specks	244.0 to 369.0	800 to 1200
2	Swan River (Mannville)	369.0 to 408.5	1200 to 1340
3	Jurassic	408.5 to 479.0	1340 to 1554
4	Lodgpole	479.0 to 538.3	1554 to 1734
5	Bakken	538.3 to 540.3	1734 to 1742
6	Torquay	540.3 to 570.3	1742 to NDE
7	Birdbear	570.3 to NDE	NDE
8	Duperow	NDE	NDE

Birdtail Creek 57

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/12-10-15-27O1	00/3-21-15-27O1
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
1	Second schiste argileux de White	244,0 à 369,0	800 à 1200
2	Swan River (Mannville)	369,0 à 408,5	1200 à 1340
3	Jurassic	408,5 à 479,0	1340 à 1554
4	Lodgpole	479,0 à 538,3	1554 à 1734
5	Bakken	538,3 à 540,3	1734 à 1742
6	Torquay	540,3 à 570,3	1742 à FI
7	Birdbear	570,3 à FI	FI
8	Duperow	FI	FI

Blood 148

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		00/6-35-5-25W4	00/12-28-7-23W4	00/6-24-8-23W4
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Belly River and Pakowki	Surface to 1177.0	Surface to 859.8	Surface to 662.0
2	Milk River	1177.0 to 1278.3	859.8 to 975.3	662.0 to 783.0
3	Colorado Shale	1278.3 to 1629.0	975.3 to 1289.5	783.0 to 1086.5
4	Second White Specks and Barons	1629.0 to 1761.0	1289.5 to 1385.5	1086.5 to 1186.0
5	Bow Island	1761.0 to 1883.0	1385.5 to 1529.3	1186.0 to 1333.0
6	Mannville	1883.0 to 2090.0	1529.3 to 1727.5	1333.0 to NDE
7	Rierdon	2090.0 to 2187.5	1727.5 to 1807.8	NDE
8	Livingstone ^a	2187.5 to 2435.5	1807.8 to 1994.3	NDE
9	Banff and Exshaw ^b	2435.5 to 2550.0	1994.3 to 2157.5	NDE
10	Big Valley and Stettler	2550.0 to 2720.5	2157.5 to 2309.0	NDE
11	Winterburn	2720.5 to NDE	2309.0 to NDE	NDE

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
		00/6-35-5-25W4	00/12-28-7-23W4	00/6-24-8-23W4
12	Woodbend	NDE	NDE	NDE

^a Formation equivalence of Livingstone is Rundle

^b Formation equivalence of Exshaw is Bakken

Blood 148

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
		00/6-35-5-25O4	00/12-28-7-23O4	00/6-24-8-23O4
1	Belly River et Pakowki	surface à 1177,0	surface à 859,8	surface à 662,0
2	Milk River	1177,0 à 1278,3	859,8 à 975,3	662,0 à 783,0
3	Colorado Shale	1278,3 à 1629,0	975,3 à 1289,5	783,0 à 1086,5
4	Second schiste argileux de White et Barons	1629,0 à 1761,0	1289,5 à 1385,5	1086,5 à 1186,0
5	Bow Island	1761,0 à 1883,0	1385,5 à 1529,3	1186,0 à 1333,0
6	Mannville	1883,0 à 2090,0	1529,3 à 1727,5	1333,0 à FI
7	Rierdon	2090,0 à 2187,5	1727,5 à 1807,8	FI
8	Livingstone ^a	2187,5 à 2435,5	1807,8 à 1994,3	FI
9	Banff et Exshaw ^b	2435,5 à 2550,0	1994,3 à 2157,5	FI
10	Big Valley et Stettler	2550,0 à 2720,5	2157,5 à 2309,0	FI
11	Winterburn	2720,5 à FI	2309,0 à FI	FI
12	Woodbend	FI	FI	FI

^a La formation équivalente à Livingstone est Rundle

^b La formation équivalente à Exshaw est Bakken

Buck Lake 133C

Column 1		Column 2
		Well Log Data
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)
		00/6-20-45-5W5
1	Belly River and Lea Park	Surface to 4650

Buck Lake 133C

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)
		00/6-20-45-5O5
1	Belly River et Lea Park	surface à 4650

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/6-20-45-5W5
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)
2	Wapiabi	4650 to 5167
3	Cardium and Blackstone	5167 to 5590
4	Second White Specks	5590 to 6173
5	Viking and Joli Fou	6173 to 6316
6	Mannville	6316 to 6855
7	Nordegg	6855 to 6922
8	Pekisko	6922 to 6982
9	Banff	6982 to NDE

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/6-20-45-5O5
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)
2	Wapiabi	4650 à 5167
3	Cardium et Blackstone	5167 à 5590
4	Second schiste argileux de White	5590 à 6173
5	Viking et Joli Fou	6173 à 6316
6	Mannville	6316 à 6855
7	Nordegg	6855 à 6922
8	Pekisko	6922 à 6982
9	Banff	6982 à FI

Carry The Kettle Nakoda First Nation 76-33

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		31/14-29-21-19W3
Item	Zone	Induction Log (mKB)
1	Lea Park	Surface to 219.0
2	Milk River	219.0 to 397.6
3	Colorado	397.6 to NDE

Carry The Kettle Nakoda First Nation 76-33

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		31/14-29-21-19O3
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Lea Park	surface à 219,0
2	Milk River	219,0 à 397,6
3	Colorado	397,6 à FI

Cold Lake 149, 149A and 149B

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		Cold Lake 149	Cold Lake 149A and 149B
		00/2-13-61-3W4	00/6-7-64-2W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	265.0 to 304.0	
2	Mannville	304.0 to 495.3	305.0 to NDE

Cold Lake 149, 149A et 149B

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		Cold Lake 149	Cold Lake 149A et 149B
		00/2-13-61-3O4	00/6-7-64-2O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	265,0 à 304,0	
2	Mannville	304,0 à 495,3	305,0 à FI

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)
		Cold Lake 149	Cold Lake 149A and 149B
		00/2-13-61-3W4	00/6-7-64-2W4
3	Beaverhill Lake	495.3 to NDE	NDE

Drift Pile River 150

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Density Log (mKB)
		00/10-6-74-12W5	00/7-25-73-12W5
1	Second White Specks	219.5 to 310.0	
2	Shaftesbury	310.0 to 418.0	222.5 to 420.5
3	Peace River and Harmon	418.0 to 450.4	420.5 to 451.3
4	Spirit River	450.4 to 707.5	451.3 to 739.0
5	Bluesky and Gething	707.5 to 764.0	739.0 to 788.0
6	Shunda	764.0 to 830.0	788.0 to 799.0
7	Pekisko	830.0 to NDE	799.0 to 856.0
8	Banff	NDE	856.0 to 1081.5
9	Wabamun	NDE	1081.5 to 1350.0
10	Winterburn	NDE	1350.0 to 1483.0
11	Ireton	NDE	1483.0 to 1680.0
12	Leduc	NDE	1680.0 to 1805.0
13	Beaverhill Lake	NDE	1805.0 to 1926.5
14	Slave Point and Fort Vermilion	NDE	1926.5 to 1960.5
15	Watt Mountain and Gilwood	NDE	1960.5 to 1973.0
16	Muskeg	NDE	1973.0 to NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
		Cold Lake 149	Cold Lake 149A et 149B
		00/2-13-61-3O4	00/6-7-64-2O4
3	Beaverhill Lake	495,3 à FI	FI

Drift Pile River 150

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie de densité (m FE)
		00/10-6-74-12O5	00/7-25-73-12O5
1	Second schiste argileux de White	219,5 à 310,0	
2	Shaftesbury	310,0 à 418,0	222,5 à 420,5
3	Peace River et Harmon	418,0 à 450,4	420,5 à 451,3
4	Spirit River	450,4 à 707,5	451,3 à 739,0
5	Bluesky et Gething	707,5 à 764,0	739,0 à 788,0
6	Shunda	764,0 à 830,0	788,0 à 799,0
7	Pekisko	830,0 à FI	799,0 à 856,0
8	Banff	FI	856,0 à 1081,5
9	Wabamun	FI	1081,5 à 1350,0
10	Winterburn	FI	1350,0 à 1483,0
11	Ireton	FI	1483,0 à 1680,0
12	Leduc	FI	1680,0 à 1805,0
13	Beaverhill Lake	FI	1805,0 à 1926,5
14	Slave Point et Fort Vermilion	FI	1926,5 à 1960,5
15	Watt Mountain et Gilwood	FI	1960,5 à 1973,0
16	Muskeg	FI	1973,0 à FI

Enoch Cree Nation 135

Column 1	Column 2	
	Well Log Data	
	03/13-3-52-26W4	
Item	Zone	Induction Log (mKB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park	Surface to 691.0
2	Wapiabi and Second White Specks	691.0 to 1029.0
3	Viking and Joli Fou	1029.0 to 1076.0
4	Mannville	1076.0 to 1332.0
5	Wabamun	1332.0 to 1421.0
6	Graminia, Calmar and Nisku	1421.0 to 1502.0
7	Ireton, Leduc and Cooking Lake	1502.0 to NDE

Halfway River 168

Column 1	Column 2	
	Well Log Data	
	00/1-34-86-25W6	
Item	Zone	Sonic Log (mKB TVD)
1	Wilrich	Surface to 710.0
2	Bluesky and Gething	710.0 to 840.5
3	Cadomin	840.5 to 889.0
4	Nikanassin	889.0 to 994.0
5	Fernie and Nordegg	994.0 to 1112.0
6	Pardonet and Baldonnel	1112.0 to 1150.0
7	Charlie Lake	1150.0 to 1466.5
8	Halfway	1466.5 to 1517.0
9	Doig	1517.0 to 1651.5
10	Montney	1651.5 to 1960.0
11	Belloy	1960.0 to NDE

Enoch Cree Nation 135

Colonne 1	Colonne 2	
	Données de diagraphie	
	03/13-3-52-26O4	
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park	surface à 691,0
2	Wapiabi et Second schiste argileux de White	691,0 à 1029,0
3	Viking et Joli Fou	1029,0 à 1076,0
4	Mannville	1076,0 à 1332,0
5	Wabamun	1332,0 à 1421,0
6	Graminia, Calmar et Nisku	1421,0 à 1502,0
7	Ireton, Leduc et Cooking Lake	1502,0 à FI

Halfway River 168

Colonne 1	Colonne 2	
	Données de diagraphie	
	00/1-34-86-25O6	
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE PVR)
1	Wilrich	surface à 710,0
2	Bluesky et Gething	710,0 à 840,5
3	Cadomin	840,5 à 889,0
4	Nikanassin	889,0 à 994,0
5	Fernie et Nordegg	994,0 à 1112,0
6	Pardonet et Baldonnel	1112,0 à 1150,0
7	Charlie Lake	1150,0 à 1466,5
8	Halfway	1466,5 à 1517,0
9	Doig	1517,0 à 1651,5
10	Montney	1651,5 à 1960,0
11	Belloy	1960,0 à FI

Heart Lake 167

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/13-18-70-10W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	268.0 to 306.0
2	Mannville	306.0 to 502.0
3	Woodbend	502.0 to NDE

Horse Lakes 152B

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/8-27-73-12W6
Item	Zone	Sonic Log (mKB)
1	Puskwaskau, Badheart, Cardium and Kaskapau	Surface to 928.0
2	Doe Creek	928.0 to 976.0
3	Dunvegan	976.0 to 1140.0
4	Shaftesbury	1140.0 to 1468.0
5	Paddy	1468.0 to 1496.0
6	Cadotte and Harmon	1496.0 to 1553.0
7	Notikewin	1553.0 to 1625.0
8	Falher and Wilrich	1625.0 to 1879.0
9	Bluesky and Gething	1879.0 to 2021.5
10	Cadomin	2021.5 to 2050.5
11	Nikanassin	2050.5 to 2157.5
12	Fernie	2157.5 to 2248.0
13	Nordegg	2248.0 to 2275.0
14	Charlie Lake	2275.0 to 2477.5
15	Halfway	2477.5 to 2504.0
16	Doig	2504.0 to 2553.0
17	Montney	2553.0 to NDE

Heart Lake 167

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/13-18-70-10O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	268,0 à 306,0
2	Mannville	306,0 à 502,0
3	Woodbend	502,0 à FI

Horse Lakes 152B

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/8-27-73-12O6
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)
1	Puskwaskau, Badheart, Cardium et Kaskapau	surface à 928,0
2	Doe Creek	928,0 à 976,0
3	Dunvegan	976,0 à 1140,0
4	Shaftesbury	1140,0 à 1468,0
5	Paddy	1468,0 à 1496,0
6	Cadotte et Harmon	1496,0 à 1553,0
7	Notikewin	1553,0 à 1625,0
8	Falher et Wilrich	1625,0 à 1879,0
9	Bluesky et Gething	1879,0 à 2021,5
10	Cadomin	2021,5 à 2050,5
11	Nikanassin	2050,5 à 2157,5
12	Fernie	2157,5 à 2248,0
13	Nordegg	2248,0 à 2275,0
14	Charlie Lake	2275,0 à 2477,5
15	Halfway	2477,5 à 2504,0
16	Doig	2504,0 à 2553,0
17	Montney	2553,0 à FI

Kehewin 123

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/7-10-59-6W4	00/10-9-59-6W4 ^a
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	1053 to 1189	
2	Mannville	1189 to 1858	359.0 to NDE
3	Woodbend	1858 to NDE	NDE

^a Colony Channel Type Log

Kehewin 123

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/7-10-59-6O4	00/10-9-59-6O4 ^a
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	1053 à 1189	
2	Mannville	1189 à 1858	359,0 à FI
3	Woodbend	1858 à FI	FI

^a Données de type Colony Channel

Little Pine 116 and Poundmaker 114

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		21/6-7-46-21W3	21/15-29-44-23W3 ^a
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks		458.3 to 543.0
2	Viking and Joli Fou		543.0 to 585.0
3	Mannville	437.5 to 601.0	532.0 to ILND
4	Duperow	601.0 to NDE	736.5 to NDE

^a Colony Channel Type Log

Little Pine 116 et Poundmaker 114

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		21/6-7-46-21O3	21/15-29-44-23O3 ^a
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		458,3 à 543,0
2	Viking et Joli Fou		543,0 à 585,0
3	Mannville	437,5 à 601,0	532,0 à LIND
4	Duperow	601,0 à FI	736,5 à FI

^a Données de type Colony Channel

Loon Lake 235 and Swampy Lake 236

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/1-20-86-9W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)
1	Clearwater	315.0 to 373.0
2	Banff	373.0 to 494.0
3	Wabamun	494.0 to 777.0
4	Winterburn	777.0 to 963.0
5	Ireton	963.0 to 1233.0
6	Beaverhill Lake	1233.0 to 1343.7
7	Slave Point and Fort Vermilion	1343.7 to 1377.5
8	Watt Mountain	1377.5 to 1382.7
9	Muskeg	1382.7 to 1452.0
10	Granite Wash	1452.0 to 1487.0
11	Precambrian	1487.0 to NDE

Loon Lake 235 et Swampy Lake 236

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/1-20-86-9O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Clearwater	315,0 à 373,0
2	Banff	373,0 à 494,0
3	Wabamun	494,0 à 777,0
4	Winterburn	777,0 à 963,0
5	Ireton	963,0 à 1233,0
6	Beaverhill Lake	1233,0 à 1343,7
7	Slave Point et Fort Vermilion	1343,7 à 1377,5
8	Watt Mountain	1377,5 à 1382,7
9	Muskeg	1382,7 à 1452,0
10	Granite Wash	1452,0 à 1487,0
11	Precambrian	1487,0 à FI

Makao 120, Onion Lake 119-1 and 119-2 and Seekaskootch 119

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		11/14-8-56-27W3	00/11-23-54-1W4
		41/6-4-55-25W3	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks		Surface to 322.0
2	St. Walburg/La Biche	ILND to 433.5	322.0 to 365.0
3	Viking	433.5 to 474.4	365.0 to 402.0
4	Mannville	474.4 to 648.0	402.0 to 536.0
5	Duperow	648.0 to NDE	536.0 to NDE

Makaoo 120, Onion Lake 119-1 et 119-2 et Seekaskootch 119

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		11/14-8-56-27O3	00/11-23-54-1O4	41/6-4-55-25O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		surface à 322,0	346,0 à 428,0
2	St. Walburg/La Biche	LIND à 433,5	322,0 à 365,0	428,0 à 478,8
3	Viking	433,5 à 474,4	365,0 à 402,0	478,8 à 515,4
4	Mannville	474,4 à 648,0	402,0 à 536,0	515,4 à LIND
5	Duperow	648,0 à FI	536,0 à FI	

Ministikwan 161 and Makwa Lake 129

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		41/8-25-58-25W3	31/8-34-58-25W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks, St. Walburg and Viking	219.0 to 346.5	254.6 to 387.6
2	Mannville	346.5 to NDE	387.6 to 627.0
3	Duperow	NDE	627.0 to NDE

Ministikwan 161 et Makwa Lake 129

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		41/8-25-58-25O3	31/8-34-58-25O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White, St. Walburg et Viking	219,0 à 346,5	254,6 à 387,6
2	Mannville	346,5 à FI	387,6 à 627,0
3	Duperow	FI	627,0 à FI

Nekaneet Cree Nation

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		21/8-32-7-28W3	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	
1	Belly River	Surface to 625.4	
2	Lea Park and Ribstone Creek	625.4 to 807.0	
3	Milk River	807.0 to 946.3	

Nekaneet Cree Nation

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		21/8-32-7-28O3	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	
1	Belly River	surface à 625,4	
2	Lea Park et Ribstone Creek	625,4 à 807,0	
3	Milk River	807,0 à 946,3	

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		21/8-32-7-28W3	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	
4	Medicine Hat	946.3 to 1107.0	
5	Second White Specks	1107.0 to 1272.0	
6	Viking and Joli Fou	1272.0 to 1390.3	
7	Mannville	1390.3 to 1479.3	
8	Vanguard	1479.3 to 1523.0	
9	Shaunavon and Gravelbourg	1523.0 to 1574.5	
10	Mission Canyon	1574.5 to NDE	

Ocean Man 69, 69A, 69B, 69C, 69D, 69E, 69F, 69G, 69H and 69I, Ocean Man Indian Reserve No. 69X, Ocean Man No. 69N, Ocean Man No. 69S, Ocean Man No. 69U and Flying Dust First Nation 105H, 105I, 105L and 105O

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		31/11-11-10-8W2 01/9-30-10-7W2	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
1	Gravelbourg		ILND to 1102.0
2	Watrous		1102.0 to 1184.4
3	Alida and Tilston		1184.4 to NDE
4	Souris Valley	ILND to 1433.5	NDE
5	Bakken	1433.5 to 1451.0	NDE
6	Torquay	1451.0 to NDE	NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		21/8-32-7-28O3	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	
4	Medicine Hat	946,3 à 1107,0	
5	Second schiste argileux de White	1107,0 à 1272,0	
6	Viking et Joli Fou	1272, 0 à 1390,3	
7	Mannville	1390,3 à 1479,3	
8	Vanguard	1479,3 à 1523,0	
9	Shaunavon et Gravelbourg	1523,0 à 1574,5	
10	Mission Canyon	1574,5 à FI	

Ocean Man 69, 69A, 69B, 69C, 69D, 69E, 69F, 69G, 69H et 69I, Ocean Man Indian Reserve n° 69X, Ocean Man n° 69N, Ocean Man n° 69S, Ocean Man n° 69U et Flying Dust First Nation 105H, 105I, 105L et 105O

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		31/11-11-10-8O2 01/9-30-10-7O2	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
1	Gravelbourg		LIND à 1102,0
2	Watrous		1102,0 à 1184,4
3	Alida et Tilston		1184,4 à FI
4	Souris Valley	LIND à 1433,5	FI
5	Bakken	1433,5 à 1451,0	FI
6	Torquay	1451,0 à FI	FI

Pigeon Lake 138A^a

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		00/12-36-46-28W4	04/15-24-46-28W4	00/9-18-46-27W4	00/12-20-47-27W4
Item	Zone	Gamma Ray- neutron Log (ft. KB)	Neutron-density Log (mKB)	Electric Log (ft. KB)	Electric Log (ft. KB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park		Surface to 1036.0		
2	Wapiabi		1036.0 to 1197.0		
3	Cardium and Blackstone		1197.0 to 1281.3	3850 to 4020 ^b	
4	Second White Specks		1281.3 to 1423.7		
5	Viking and Joli Fou		1423.7 to 1472.0		
6	Upper Mannville		1472.0 to 1610.3		
7	Lower Mannville		1610.3 to NDE		
8	Wabamun	5591 to 6295			
9	Calmar and Nisku	6295 to 6492			
10	Ireton	6492 to 6670			
11	Leduc	6670 to NDE			6434 to 7210 ^c

^a The First Nation lands are located at the Banff subcrop limit. Any Banff and Exshaw zone remnants will be earned with the Lower Mannville zone

^b Bonnie Glen Cardium Unit No. 1: definition of unitized zone

^c Bonnie Glen D-3A Gas Cap Unit: definition of unitized zone

Pigeon Lake 138A^a

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/12-36-46-28O4	04/15-24-46-28O4	00/9-18-46-27O4	00/12-20-47-27O4
Article	Couche	Diagraphie de rayons gamma- neutron (pi FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie électrique (pi FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park		surface à 1036,0		
2	Wapiabi		1036,0 à 1197,0		
3	Cardium et Blackstone		1197,0 à 1281,3	3850 à 4020 ^b	
4	Second schiste argileux de White		1281,3 à 1423,7		
5	Viking et Joli Fou		1423,7 à 1472,0		
6	Upper Mannville		1472,0 à 1610,3		
7	Lower Mannville		1610,3 à FI		

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/12-36-46-28O4	04/15-24-46-28O4	00/9-18-46-27O4	00/12-20-47-27O4
Article	Couche	Diagraphie de rayons gamma-neutron (pi FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie électrique (pi FE)
8	Wabamun	5591 à 6295			
9	Calmar et Nisku	6295 à 6492			
10	Ireton	6492 à 6670			
11	Leduc	6670 à FI			6434 à 7210 ^c

^a Les terres de la première nation sont situées à la limite des strates subaffleurantes Banff. Tout reste des couches Banff et Exshaw sera acquis avec la couche Lower Mannville

^b Bonnie Glen Cardium Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

^c Bonnie Glen D-3A Gas Cap Unit : définition d'une couche divisée en unités

Puskiakiwenin 122 and Unipouheos 121

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		00/11-21-56-3W4	00/6-16-57-3W4 ^a	00/12-26-57-4W4 ^a	00/8-16-58-3W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB TVD)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	371.0 to 411.5			
2	Mannville	411.5 to 546.5	409.5 to NDE	416.5 to NDE	403.0 to 575.0
3	Woodbend	546.5 to NDE	NDE	NDE	575.0 to NDE

^a McLaren Channel Type Log

Puskiakiwenin 122 et Unipouheos 121

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/11-21-56-3O4	00/6-16-57-3O4 ^a	00/12-26-57-4O4 ^a	00/8-16-58-3O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE PVR)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	371,0 à 411,5			
2	Mannville	411,5 à 546,5	409,5 à FI	416,5 à FI	403,0 à 575,0
3	Woodbend	546,5 à FI	FI	FI	575,0 à FI

^a Données de type McLaren Channel

Red Pheasant 108

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		11/15-14-61-26W3	11/11-5-60-23W3	41/7-15-59-24W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks		160.8 to 239.7	176.0 to 253.0
2	St. Walburg		239.7 to 279.0	253.0 to 300.0
3	Viking		279.0 to 324.0	300.0 to 339.5
4	Mannville	292.3 to ILND	324.0 to 586.0	339.5 to 576.0
5	Souris River		586.0 to NDE	576.0 to NDE

Red Pheasant 108

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		11/15-14-61-26O3	11/11-5-60-23O3	41/7-15-59-24O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		160,8 à 239,7	176,0 à 253,0
2	St. Walburg		239,7 à 279,0	253,0 à 300,0
3	Viking		279,0 à 324,0	300,0 à 339,5
4	Mannville	292,3 à LIND	324,0 à 586,0	339,5 à 576,0
5	Souris River		586,0 à FI	576,0 à FI

Saddle Lake 125

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/11-32-57-11W4	02/6-29-57-13W4 ^a
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
1	Second White Specks		393.0 to 491.0
2	Viking and Joli Fou	1412 to 1542	491.0 to 528.3
3	Mannville	1542 to 2132	528.3 to 710.7
4	Ireton	2132 to NDE	710.7 to 872.3

Saddle Lake 125

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/11-32-57-11O4	02/6-29-57-13O4 ^a
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Second schiste argileux de White		393,0 à 491,0
2	Viking et Joli Fou	1412 à 1542	491,0 à 528,3
3	Mannville	1542 à 2132	528,3 à 710,7

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
		00/11-32-57-11W4	02/6-29-57-13W4 ^a
5	Cooking Lake	NDE	872.3 to 934.0
6	Beaverhill Lake	NDE	934.0 to NDE

^a Mitsue Gilwood Sand Unit No. 1: definition of unitized zone

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
		00/11-32-57-11O4	02/6-29-57-13O4 ^a
4	Ireton	2132 à FI	710,7 à 872,3
5	Cooking Lake	FI	872,3 à 934,0
6	Beaverhill Lake	FI	934,0 à FI

^a Mitsue Gilwood Sand Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

Samson 137 and 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 and Montana 139

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (ft. KB)
		00/6-17-46-24W4	00/9-35-44-25W4	00/14-32-44-25W4	00/10-13-44-23W4
1	Edmonton, Belly River and Lea Park	Surface to 831.0	Surface to 944.0	Surface to 925.0	Surface to 2707
2	Wapiabi	831.0 to 1067.0	944.0 to 1183.3	925.0 to 1166.0	2707 to 3466
3	Second White Specks	1067.0 to 1199.0	1183.3 to 1311.0	1166.0 to 1295.3	3466 to 3866
4	Viking and Joli Fou	1199.0 to 1251.5	1311.0 to 1363.6	1295.3 to 1350.7	3866 to 4040
5	Mannville	1251.5 to 1439.3	1363.6 to 1558.2	1350.7 to 1530.0	4040 to 4815
6	Banff	1439.3 to 1451.0	NP	1530.0 to 1543.0	NP
7	Wabamun	1451.0 to 1613.7	1558.2 to 1772.6	1543.0 to 1763.0	4815 to NDE
8	Calmar and Nisku	1613.7 to 1665.5	1772.6 to NDE	1763.0 to 1818.3	NDE
9	Ireton	1665.5 to 1904.0	NDE	1818.3 to NDE	NDE
10	Cooking Lake	1904.0 to NDE	NDE	NDE	NDE

Samson 137 et 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 et Montana 139

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/6-17-46-24O4	00/9-35-44-25O4	00/14-32-44-25O4	00/10-13-44-23O4
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (pi FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park	surface à 831,0	surface à 944,0	surface à 925,0	surface à 2707
2	Wapiabi	831,0 à 1067,0	944,0 à 1183,3	925,0 à 1166,0	2707 à 3466
3	Second schiste argileux de White	1067,0 à 1199,0	1183,3 à 1311,0	1166,0 à 1295,3	3466 à 3866
4	Viking et Joli Fou	1199,0 à 1251,5	1311,0 à 1363,6	1295,3 à 1350,7	3866 à 4040
5	Mannville	1251,5 à 1439,3	1363,6 à 1558,2	1350,7 à 1530,0	4040 à 4815
6	Banff	1439,3 à 1451,0	NP	1530,0 à 1543,0	NP
7	Wabamun	1451,0 à 1613,7	1558,2 à 1772,6	1543,0 à 1763,0	4815 à FI
8	Calmar et Nisku	1613,7 à 1665,5	1772,6 à FI	1763,0 à 1818,3	FI
9	Ireton	1665,5 à 1904,0	FI	1818,3 à FI	FI
10	Cooking Lake	1904,0 à FI	FI	FI	FI

Sawridge 150G

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/2-6-73-5W5	00/4-19-71-4W5 ^a
Item	Zone	Sonic Log (ft. KB)	Induction Log (ft. KB)
1	Colorado	Surface to 1248	
2	Viking	1248 to 1334	
3	Mannville	1334 to 2240	
4	Banff and Exshaw	2240 to 2440	
5	Wabamun	2440 to 3336	
6	Winterburn	3336 to 3647	
7	Ireton	3647 to 4888	
8	Waterways	4888 to 5450	
9	Slave Point	5450 to 5496	

Sawridge 150G

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/2-6-73-5O5	00/4-19-71-4O5 ^a
Article	Couche	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie d'induction (pi FE)
1	Colorado	surface à 1248	
2	Viking	1248 à 1334	
3	Mannville	1334 à 2240	
4	Banff et Exshaw	2240 à 2440	
5	Wabamun	2440 à 3336	
6	Winterburn	3336 à 3647	
7	Ireton	3647 à 4888	
8	Waterways	4888 à 5450	
9	Slave Point	5450 à 5496	

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/2-6-73-5W5	00/4-19-71-4W5 ^a
Item	Zone	Sonic Log (ft. KB)	Induction Log (ft. KB)
10	Watt Mountain	5496 to 5578	
11	Gilwood	5578 to 5860	6112 to 6146 ^a
12	Muskeg	5860 to 5920	
13	Keg River	5920 to 6321	
14	Lower Elk Point	6321 to NDE	

^a Mitsue Gilwood Sand Unit No. 1: definition of unitized zone

Sharphead 141

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/6-1-43-26W4	00/14-2-43-26W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
1	Horseshoe Canyon		Surface to 552.0
2	Belly River and Lea Park		552.0 to 1016.0
3	Wapiabi, Cardium and Blackstone		1016.0 to 1270.0
4	Second White Specks	ILND to 1384.5	1270.0 to 1405.0
5	Viking and Joli Fou	1384.5 to 1436.0	1405.0 to NDE
6	Mannville	1436.0 to 1625.0	NDE
7	Banff and Exshaw	1625.0 to 1652.5	NDE
8	Wabamun	1652.5 to NDE	NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/2-6-73-5O5	00/4-19-71-4O5 ^a
Article	Couche	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie d'induction (pi FE)
10	Watt Mountain	5496 à 5578	
11	Gilwood	5578 à 5860	6112 à 6146 ^a
12	Muskeg	5860 à 5920	
13	Keg River	5920 à 6321	
14	Lower Elk Point	6321 à FI	

^a Mitsue Gilwood Sand Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

Sharphead 141

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/6-1-43-26O4	00/14-2-43-26O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
1	Horseshoe Canyon		surface à 552,0
2	Belly River et Lea Park		552,0 à 1016,0
3	Wapiabi, Cardium et Blackstone		1016,0 à 1270,0
4	Second schiste argileux de White	LIND à 1384,5	1270,0 à 1405,0
5	Viking et Joli Fou	1384,5 à 1436,0	1405,0 à FI
6	Mannville	1436,0 à 1625,0	FI
7	Banff et Exshaw	1625,0 à 1652,5	FI
8	Wabamun	1652,5 à FI	FI

Siksika 146

Column 1		Column 2				
		Well Log Data				
		00/14-3-23-23W4	00/5-19-22-23W4	00/4-4-21-20W4	00/2-29-20-20W4	00/6-20-20-19W4
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
1	Edmonton, Belly River and Pakowki	Surface to 854.5	Surface to 810.0	Surface to 593.0	Surface to 630.0	Surface to 656.0
2	Milk River	854.5 to 937.5	810.0 to 892.0	593.0 to 686.0	630.0 to 722.5	656.0 to 738.5
3	Upper Colorado, including Medicine Hat	937.5 to 1242.0	892.0 to 1200.0	686.0 to 977.5	722.5 to 1018.6	738.5 to 1026.6
4	Second White Specks	1242.0 to 1370.7	1200.0 to 1330.0	977.5 to 1095.4	1018.6 to 1144.0	1026.6 to 1147.7
5	Viking	1370.7 to 1475.0	1330.0 to 1441.5	1095.4 to 1203.7	1144.0 to 1248.5	1147.7 to 1250.0
6	Mannville	1475.0 to 1647.0	1441.5 to 1595.5	1203.7 to 1350.0	1248.5 to 1431.3	1250.0 to 1413.7
7	Pekisko	1647.0 to 1752.0	1595.5 to NDE	1350.0 to NDE	1431.3 to 1477.3	1413.7 to 1476.3
8	Banff and Exshaw	1752.0 to 1896.0	NDE	NDE	1477.3 to 1617.0	1476.3 to 1630.0
9	Wabamun	1896.0 to 2065.7	NDE	NDE	1617.0 to 1753.0	1630.0 to 1755.0
10	Calmar and Nisku	2065.7 to 2096.0	NDE	NDE	1753.0 to 1796.5	1755.0 to 1793.7
11	Ireton and Leduc	2096.0 to 2312.0	NDE	NDE	1796.5 to NDE	1793.7 to NDE
12	Cooking Lake	2312.0 to 2365.0	NDE	NDE	NDE	NDE
13	Beaverhill Lake	2365.0 to 2514.5	NDE	NDE	NDE	NDE
14	Elk Point	2514.5 to NDE	NDE	NDE	NDE	NDE

Siksika 146

Colonne 1		Colonne 2				
		Données de diagraphie				
		00/14-3-23-23O4	00/5-19-22-23O4	00/4-4-21-20O4	00/2-29-20-20O4	00/6-20-20-19O4
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
1	Edmonton, Belly River et Pakowki	surface à 854,5	surface à 810,0	surface à 593,0	surface à 630,0	surface à 656,0
2	Milk River	854,5 à 937,5	810,0 à 892,0	593,0 à 686,0	630,0 à 722,5	656,0 à 738,5
3	Upper Colorado, y compris Medicine Hat	937,5 à 1242,0	892,0 à 1200,0	686,0 à 977,5	722,5 à 1018,6	738,5 à 1026,6
4	Second schiste argileux de White	1242,0 à 1370,7	1200,0 à 1330,0	977,5 à 1095,4	1018,6 à 1144,0	1026,6 à 1147,7

Colonne 1		Colonne 2				
Article	Couche	Données de diagraphie				
		00/14-3-23-23O4 Diagraphie sonique (m FE)	00/5-19-22-23O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/4-4-21-20O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/2-29-20-20O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/6-20-20-19O4 Diagraphie sonique (m FE)
5	Viking	1370,7 à 1475,0	1330,0 à 1441,5	1095,4 à 1203,7	1144,0 à 1248,5	1147,7 à 1250,0
6	Mannville	1475,0 à 1647,0	1441,5 à 1595,5	1203,7 à 1350,0	1248,5 à 1431,3	1250,0 à 1413,7
7	Pekisko	1647,0 à 1752,0	1595,5 à FI	1350,0 à FI	1431,3 à 1477,3	1413,7 à 1476,3
8	Banff et Exshaw	1752,0 à 1896,0	FI	FI	1477,3 à 1617,0	1476,3 à 1630,0
9	Wabamun	1896,0 à 2065,7	FI	FI	1617,0 à 1753,0	1630,0 à 1755,0
10	Calmar et Nisku	2065,7 à 2096,0	FI	FI	1753,0 à 1796,5	1755,0 à 1793,7
11	Ireton et Leduc	2096,0 à 2312,0	FI	FI	1796,5 à FI	1793,7 à FI
12	Cooking Lake	2312,0 à 2365,0	FI	FI	FI	FI
13	Beaverhill Lake	2365,0 à 2514,5	FI	FI	FI	FI
14	Elk Point	2514,5 à FI	FI	FI	FI	FI

Stoney 142-143-144 and Tsuut'ina Nation 145

Column 1		Column 2			
Item	Zone	Well Log Data			
		00/8-13-27-3W5 Induction Log (mKB)	00/2-33-25-6W5 ^a Neutron Log (ft. KB)	00/10-34-24-6W5(5-34) ^b Sonic Log (ft. KB)	00/5-24-27-6W5 ^c Sonic Log (ft. KB)
1	Belly River	Surface to 1743.0			
2	Wapiabi	1743.0 to 2121.0			
3	Cardium and Blackstone	2121.0 to 2418.0			
4	Viking and Joli Fou	2418.0 to 2498.0			
5	Blairmore ^d	2498.0 to 2729.0			
6	Mount Head	NP			
7	Turner Valley	2729.0 to 2775.0	11,154 to 11,485 ^a	11,920 to 12,280 ^b	9978 to 10,198 ^c
8	Shunda	2775.0 to 2828.0			
9	Pekisko	2828.0 to 2929.0			
10	Banff and Exshaw	2929.0 to 3079.0			
11	Wabamun	3079.0 to 3318.0			
12	Winterburn	3318.0 to 3356.0			

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Neutron Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)
		00/8-13-27-3W5	00/2-33-25-6W5 ^a	00/10-34-24-6W5(5-34) ^b	00/5-24-27-6W5 ^c
13	Ireton	3356.0 to 3368.0			
14	Leduc	3368.0 to 3599.0			
15	Cooking Lake	3599.0 to NDE			

^a Jumping Pound West Unit No. 1: definition of unitized zone

^b Jumping Pound West Unit No. 2: definition of unitized zone

^c Wildcat Hills Unit: definition of unitized zone

^d Includes any Jurassic zone remnant: Fernie, Nordegg

Stoney 142-143-144 et Tsuut'ina Nation 145

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie neutron (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
		00/8-13-27-3O5	00/2-33-25-6O5 ^a	00/10-34-24-6O5(5-34) ^b	00/5-24-27-6O5 ^c
1	Belly River	surface à 1743,0			
2	Wapiabi	1743,0 à 2121,0			
3	Cardium et Blackstone	2121,0 à 2418,0			
4	Viking et Joli Fou	2418,0 à 2498,0			
5	Blairmore ^d	2498,0 à 2729,0			
6	Mount Head	NP			
7	Turner Valley	2729,0 à 2775,0	11154 à 11485 ^a	11920 à 12280 ^b	9978 à 10198 ^c
8	Shunda	2775,0 à 2828,0			
9	Pekisko	2828,0 à 2929,0			
10	Banff et Exshaw	2929,0 à 3079,0			
11	Wabamun	3079,0 à 3318,0			
12	Winterburn	3318,0 à 3356,0			
13	Ireton	3356,0 à 3368,0			
14	Leduc	3368,0 à 3599,0			

Colonne 1		Colonne 2			
Article	Couche	Données de diagraphie			
		00/8-13-27-3O5	00/2-33-25-6O5 ^a	00/10-34-24-6O5(5-34) ^b	00/5-24-27-6O5 ^c
		Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie neutron (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
15	Cooking Lake	3599,0 à FI			

^a Jumping Pound West Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

^b Jumping Pound West Unit n° 2 : définition d'une couche divisée en unités

^c Wildcat Hills Unit : définition d'une couche divisée en unités

^d Y compris les restes de la couche jurassique, soit Fernie et Nordegg

Sturgeon Lake 154

Column 1		Column 2	
Item	Zone	Well Log Data	
		Sonic Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)
		00/9-18-70-23W5	00/4-25-70-23W5
1	Wapiabi, Badheart and Kaskapau	Surface to 2721	Surface to 2605
2	Dunvegan and Shaftesbury	2721 to 3467	2605 to 3327
3	Peace River and Harmon	3467 to 3623	3327 to 3482
4	Spirit River	3623 to 4573	3482 to 4440
5	Bluesky and Gething	4573 to 4805	4440 to 4586
6	Cadomin	4805 to 4890	4586 to 4658
7	Fernie and Nordegg	4890 to 5092	4658 to 4949
8	Montney	5092 to 5459	4949 to 5288
9	Belloy	5459 to 5590	5288 to 5373
10	Debolt	5590 to 6186	5373 to 5997
11	Shunda	6186 to 6473	5997 to 6290
12	Pekisko	6473 to 6674	6290 to 6486
13	Banff and Exshaw	6674 to 7397	6486 to 7228
14	Wabamun	7397 to 8184	7228 to 8021
15	Winterburn	8184 to 8496	8021 to 8422
16	Ireton and Leduc	8496 to NDE	8422 to 9316
17	Beaverhill Lake	NDE	9316 to 9610

Sturgeon Lake 154

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	Données de diagraphie	
		Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
		00/9-18-70-23O5	00/4-25-70-23O5
1	Wapiabi, Badheart et Kaskapau	surface à 2721	surface à 2605
2	Dunvegan et Shaftesbury	2721 à 3467	2605 à 3327
3	Peace River et Harmon	3467 à 3623	3327 à 3482
4	Spirit River	3623 à 4573	3482 à 4440
5	Bluesky et Gething	4573 à 4805	4440 à 4586
6	Cadomin	4805 à 4890	4586 à 4658
7	Fernie et Nordegg	4890 à 5092	4658 à 4949
8	Montney	5092 à 5459	4949 à 5288
9	Belloy	5459 à 5590	5288 à 5373
10	Debolt	5590 à 6186	5373 à 5997
11	Shunda	6186 à 6473	5997 à 6290
12	Pekisko	6473 à 6674	6290 à 6486
13	Banff et Exshaw	6674 à 7397	6486 à 7228
14	Wabamun	7397 à 8184	7228 à 8021
15	Winterburn	8184 à 8496	8021 à 8422
16	Ireton et Leduc	8496 à FI	8422 à 9316
17	Beaverhill Lake	FI	9316 à 9610

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/9-18-70-23W5	00/4-25-70-23W5
Item	Zone	Sonic Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)
18	Slave Point	NDE	9610 to 9660
19	Gilwood and Granite Wash	NDE	9660 to 9730
20	Precambrian	NDE	9730 to NDE

Sucker Creek 150A

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/16-36-74-15W5	
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	
1	Shaftesbury	Surface to 428	
2	Paddy, Cadotte and Harmon	428 to 463	
3	Spirit River	463 to 737	
4	Bluesky and Gething	737 to 768	
5	Debolt	768 to 863	
6	Shunda	863 to 976	
7	Pekisko	976 to 1031	
8	Banff	1031 to 1265	
9	Wabamun	1265 to 1535	
10	Winterburn	1535 to 1657	
11	Woodbend	1657 to 1956	
12	Beaverhill Lake and Slave Point	1956 to 2084	
13	Gilwood and Watt Mountain	2084 to 2113	
14	Granite Wash	2113 to 2152	
15	Precambrian	2152 to NDE	

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/9-18-70-23O5	00/4-25-70-23O5
Article	Couche	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
18	Slave Point	FI	9610 à 9660
19	Gilwood et Granite Wash	FI	9660 à 9730
20	Precambrian	FI	9730 à FI

Sucker Creek 150A

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/16-36-74-15O5	
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	
1	Shaftesbury	surface à 428	
2	Paddy, Cadotte et Harmon	428 à 463	
3	Spirit River	463 à 737	
4	Bluesky et Gething	737 à 768	
5	Debolt	768 à 863	
6	Shunda	863 à 976	
7	Pekisko	976 à 1031	
8	Banff	1031 à 1265	
9	Wabamun	1265 à 1535	
10	Winterburn	1535 à 1657	
11	Woodbend	1657 à 1956	
12	Beaverhill Lake et Slave Point	1956 à 2084	
13	Gilwood et Watt Mountain	2084 à 2113	
14	Granite Wash	2113 à 2152	
15	Precambrian	2152 à FI	

Sunchild 202 and O'Chiese 203

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		00/4-11-44-10W5	00/10-15-43-10W5	00/6-30-42-9W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Edmonton and Belly River	Surface to 1765.0	Surface to 1742.0	Surface to 1700.0
2	Upper Colorado	1765.0 to 2120.0	1742.0 to 2126.0	1700.0 to 2062.0
3	Cardium	2120.0 to 2186.0	2126.0 to 2197.7	2062.0 to 2134.7
4	Lower Colorado	2186.0 to 2522.5	2197.7 to 2499.0	2134.7 to 2451.9
5	Viking	2522.5 to 2550.0	2499.0 to 2526.0	2451.9 to 2478.6
6	Upper Mannville	2550.0 to 2720.0	2526.0 to 2678.0	2478.6 to 2627.0
7	Lower Mannville	2720.0 to 2791.4	2678.0 to 2757.0	2627.0 to 2702.5
8	Fernie, Rock Creek and Poker Chip	2791.4 to 2833.0	2757.0 to 2794.8	2702.5 to 2741.8
9	Nordegg	2833.0 to 2861.0	2794.8 to 2824.0	2741.8 to 2771.0
10	Shunda	2861.0 to 2892.2	2824.0 to 2854.8	2771.0 to 2804.2
11	Pekisko	2892.2 to 2926.0	2854.8 to 2905.0	2804.2 to 2839.0
12	Banff and Exshaw	2926.0 to NDE	2905.0 to NDE	2839.0 to 3021.3
13	Wabamun	NDE	NDE	3021.3 to NDE

Sunchild 202 et O'Chiese 203

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/4-11-44-10O5	00/10-15-43-10O5	00/6-30-42-9O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Edmonton et Belly River	surface à 1765,0	surface à 1742,0	surface à 1700,0
2	Upper Colorado	1765,0 à 2120,0	1742,0 à 2126,0	1700,0 à 2062,0
3	Cardium	2120,0 à 2186,0	2126,0 à 2197,7	2062,0 à 2134,7
4	Lower Colorado	2186,0 à 2522,5	2197,7 à 2499,0	2134,7 à 2451,9
5	Viking	2522,5 à 2550,0	2499,0 à 2526,0	2451,9 à 2478,6
6	Upper Mannville	2550,0 à 2720,0	2526,0 à 2678,0	2478,6 à 2627,0
7	Lower Mannville	2720,0 à 2791,4	2678,0 à 2757,0	2627,0 à 2702,5

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/4-11-44-1005	00/10-15-43-1005	00/6-30-42-905
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
8	Fernie, Rock Creek et Poker Chip	2791,4 à 2833,0	2757,0 à 2794,8	2702,5 à 2741,8
9	Nordegg	2833,0 à 2861,0	2794,8 à 2824,0	2741,8 à 2771,0
10	Shunda	2861,0 à 2892,2	2824,0 à 2854,8	2771,0 à 2804,2
11	Pekisko	2892,2 à 2926,0	2854,8 à 2905,0	2804,2 à 2839,0
12	Banff et Exshaw	2926,0 à FI	2905,0 à FI	2839,0 à 3021,3
13	Wabamun	FI	FI	3021,3 à FI

Thunderchild 115K and Thunderchild First Nation 115B, 115C, 115D, 115E, 115F, 115G, 115H, 115I, 115J, 115L, 115M, 115N, 115Q, 115R, 115S, 115T, 115U, 115V, 115W, 115X and 115Z

Thunderchild 115K et Thunderchild First Nation 115B, 115C, 115D, 115E, 115F, 115G, 115H, 115I, 115J, 115L, 115M, 115N, 115Q, 115R, 115S, 115T, 115U, 115V, 115W, 115X et 115Z

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		91/5-25-59-23W3	21/16-3-52-20W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)
1	St. Walburg and Viking	231.6 to 320.8	
2	Mannville	320.8 to NDE	454.0 to 672.0
3	Devonian	NDE	672.0 to NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		91/5-25-59-2303	21/16-3-52-2003
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	St. Walburg et Viking	231,6 à 320,8	
2	Mannville	320,8 à FI	454,0 à 672,0
3	Devonian	FI	672,0 à FI

Utikoomak Lake 155

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		00/6-30-80-9W5	12-28-80-9W5	2-21-79-8W5
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Electric Log (ft. KB)	Electric Log (ft. KB)
1	Peace River and Spirit River	315.5 to 558.7		
2	Shunda and Pekisko	558.7 to 607.0		
3	Banff and Exshaw	607.0 to 884.0		
4	Wabamun	884.0 to 1125.0		
5	Winterburn	1125.0 to 1267.0		
6	Ireton	1267.0 to 1568.0		
7	Beaverhill Lake	1568.0 to 1686.0		
8	Slave Point and Fort Vermilion	1686.0 to 1718.0		
9	Watt Mountain and Gilwood	1718.0 to 1724.0	5552 to 5576 ^a	5689 to 5771 ^b
10	Muskeg, Keg River and Granite Wash	1724.0 to 1755.0		
11	Precambrian	1755.0 to NDE		

^a West Nipisi Unit No. 1: definition of unitized zone

^b Nipisi Gilwood Unit No. 1: definition of unitized zone

Utikoomak Lake 155

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/6-30-80-9O5	12-28-80-9O5	2-21-79-8O5
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie électrique (pi FE)
1	Peace River et Spirit River	315,5 à 558,7		
2	Shunda et Pekisko	558,7 à 607,0		
3	Banff et Exshaw	607,0 à 884,0		
4	Wabamun	884,0 à 1125,0		
5	Winterburn	1125,0 à 1267,0		
6	Ireton	1267,0 à 1568,0		
7	Beaverhill Lake	1568,0 à 1686,0		
8	Slave Point et Fort Vermilion	1686,0 à 1718,0		

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/6-30-80-905	12-28-80-905	2-21-79-805
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie électrique (pi FE)
9	Watt Mountain et Gilwood	1718,0 à 1724,0	5552 à 5576 ^a	5689 à 5771 ^b
10	Muskeg, Keg River et Granite Wash	1724,0 à 1755,0		
11	Precambrian	1755,0 à FI		

^a West Nipisi Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

^b Nipisi Gilwood Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

Wabamun 133A

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/15-23-52-4W5
Item	Zone	Sonic Log (mKB)
1	Belly River	Surface to 710.0
2	Lea Park	710.0 to 865.0
3	Wapiabi	865.0 to 1016.0
4	Cardium and Lower Colorado	1016.0 to 1245.0
5	Viking and Joli Fou	1245.0 to 1295.5
6	Mannville	1295.5 to 1474.0
7	Banff and Exshaw	1474.0 to 1631.0
8	Wabamun	1631.0 to 1790.0
9	Graminia, Blue Ridge, Calmar and Nisku	1790.0 to 1877.0
10	Ireton	1877.0 to NDE

Wabamun 133A

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/15-23-52-4O5
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)
1	Belly River	surface à 710,0
2	Lea Park	710,0 à 865,0
3	Wapiabi	865,0 à 1016,0
4	Cardium et Lower Colorado	1016,0 à 1245,0
5	Viking et Joli Fou	1245,0 à 1295,5
6	Mannville	1295,5 à 1474,0
7	Banff et Exshaw	1474,0 à 1631,0
8	Wabamun	1631,0 à 1790,0
9	Graminia, Blue Ridge, Calmar et Nisku	1790,0 à 1877,0
10	Ireton	1877,0 à FI

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C and 166D

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/11-10-81-25W4
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)
1	Pelican and Joli Fou	720 to 824
2	Mannville	824 to 1608
3	Wabamun	1608 to 1677
4	Winterburn	1677 to NDE

White Bear 70

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		01/5-15-10-2W2
Item	Zone	Neutron Log (ft. KB)
1	Viking	2670 to 2843
2	Mannville	2843 to 3200
3	Gravelbourg and Watrous	3200 to 3902
4	Tilston and Souris Valley	3902 to 4380
5	Bakken	4380 to 4420
6	Torquay	4420 to 4590
7	Birdbear	4590 to 4690
8	Duperow	4690 to 5214
9	Souris River	5214 to 5593
10	Dawson Bay	5593 to 5780
11	Prairie Evaporite	5780 to NDE

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C et 166D

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/11-10-81-25O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)
1	Pelican et Joli Fou	720 à 824
2	Mannville	824 à 1608
3	Wabamun	1608 à 1677
4	Winterburn	1677 à FI

White Bear 70

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		01/5-15-10-2O2
Article	Couche	Diagraphie neutron (pi FE)
1	Viking	2670 à 2843
2	Mannville	2843 à 3200
3	Gravelbourg et Watrous	3200 à 3902
4	Tilston et Souris Valley	3902 à 4380
5	Bakken	4380 à 4420
6	Torquay	4420 à 4590
7	Birdbear	4590 à 4690
8	Duperow	4690 à 5214
9	Souris River	5214 à 5593
10	Dawson Bay	5593 à 5780
11	Prairie Evaporite	5780 à FI

White Fish Lake 128

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/14-11-62-13W4 ^a	00/10-16-62-12W4 ^b
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	347.6 to 386.0	347.0 to 383.5
2	Mannville	386.0 to NDE	383.5 to 539.5
3	Woodbend		539.5 to NDE

^a Colony Channel Type Log

^b Non-Colony Channel Type Log

White Fish Lake 128

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/14-11-62-13O4 ^a	00/10-16-62-12O4 ^b
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	347,6 à 386,0	347,0 à 383,5
2	Mannville	386,0 à FI	383,5 à 539,5
3	Woodbend		539,5 à FI

^a Données de type Colony Channel

^b Données de type Non-Colony Channel

Woodland Cree 226, 227 and 228

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/6-18-87-18W5	00/7-24-86-14W5
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Bullhead	Surface to 494.0	Surface to 475.0
2	Debolt, Shunda and Pekisko	494.0 to 753.0	475.0 to 518.5
3	Banff and Exshaw	753.0 to 1051.0	518.5 to 823.0
4	Wabamun	1051.0 to 1312.0	823.0 to 1078.0
5	Winterburn	1312.0 to 1397.0	1078.0 to 1205.5
6	Ireton	1397.0 to 1662.0	1205.5 to 1509.0
7	Beaverhill Lake	1662.0 to 1700.0	1509.0 to 1566.0
8	Slave Point	1700.0 to NDE	1566.0 to 1613.5
9	Granite Wash		1613.5 to 1614.0
10	Precambrian		1614.0 to NDE

^a Debolt only

Woodland Cree 226, 227 et 228

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/6-18-87-18O5	00/7-24-86-14O5	00/9-34-86-17O5
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Bullhead	surface à 494,0	surface à 475,0	surface à 498,0
2	Debolt, Shunda et Pekisko	494,0 à 753,0	475,0 à 518,5	498,0 à 504,0 ^a
3	Banff et Exshaw	753,0 à 1051,0	518,5 à 823,0	
4	Wabamun	1051,0 à 1312,0	823,0 à 1078,0	
5	Winterburn	1312,0 à 1397,0	1078,0 à 1205,5	
6	Ireton	1397,0 à 1662,0	1205,5 à 1509,0	
7	Beaverhill Lake	1662,0 à 1700,0	1509,0 à 1566,0	
8	Slave Point	1700,0 à FI	1566,0 à 1613,5	
9	Granite Wash		1613,5 à 1614,0	
10	Precambrian		1614,0 à FI	

^a Seulement à l'égard de la couche Debolt

SCHEDULE 4

(Subsections 1(1) and 63(1))

Zones — Continuation

Definitions

1 The following definitions apply in this Schedule.

ILND means the internal limit of a zone, whether upper or lower, that is not defined. (*LIND*)

KB means kelly bushing, which serves as the point on the rotary drilling table from which downhole well log depths are measured. (*FE*)

NDE means not deep enough and, in relation to a reference well, means that the well was not drilled to a depth that was sufficient to penetrate the upper or lower limit of a particular zone. (*FI*)

NP means not present and, in relation to a zone, means that the zone is not present at the location where the reference well was drilled. (*NP*)

TVD means true vertical depth. (*PVR*)

Zones

2 (1) In the case of a contract that is continued on the basis of any of paragraphs 63(1)(a) to (g) or under section 66 of these Regulations, for each of the First Nation lands set out in this Schedule, the zones with respect to which continuation may be sought are the zones set out in column 1 of the table that correspond to the well log data set out in column 2.

Multiple logs

(2) If there is more than one set of well log data set out in column 2 for a zone, the set derived from the reference well that is nearest to the relevant spacing unit must be used to determine the zones that may be continued.

Unidentified zone

3 If the zone with respect to which the contract may be continued is not identified in a table to this Schedule, the Minister must determine the upper and lower limits of the relevant zone, based on a review of well log data that relate to wells in the vicinity of the relevant spacing unit and on any other well log data that are available and relate to lands in the vicinity.

ANNEXE 4

(paragraphe 1(1) et 63(1))

Couches — reconduction

Définitions

1 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente annexe.

FE Fourrure d'entraînement, utilisée comme point, sur la table de forage rotative, depuis lequel sont mesurées les données de diagraphie de puits de fonds. (*KB*)

FI Forage insuffisant — à l'égard du puits de référence, s'entend du forage qui est insuffisant pour franchir les limites supérieure ou inférieure d'une couche donnée. (*NDE*)

LIND Limite interne — supérieure ou inférieure — non délimitée d'une couche. (*ILND*)

NP Non présente — couche qui n'est pas présente à l'endroit où a été foré le puits de référence. (*NP*)

PVR Profondeur verticale réelle. (*TVD*)

Couches

2 (1) Dans le cas du contrat reconduit aux termes de l'un des alinéas 63(1)a) à g) ou de l'article 66 du présent règlement, les couches à l'égard desquelles une reconduction peut être demandée sont celles qui sont mentionnées à la colonne 1 du tableau relatif aux terres de la première nation qui figurent dans la présente annexe et qui correspondent aux données de diagraphie mentionnées à la colonne 2.

Diagraphies multiples

(2) S'il y a plus d'un ensemble de données de diagraphie dans la colonne 2 pour une couche, l'ensemble de données du puits de référence situé le plus près de l'unité d'espacement en cause est utilisé en vue de l'identification des couches qui peuvent être visées par la reconduction.

Couche non répertoriée

3 Si la couche à l'égard de laquelle le contrat peut être reconduit n'est pas répertoriée dans les tableaux de la présente annexe, le ministre détermine les limites supérieure et inférieure de la couche en cause en se fondant sur les données de diagraphie relatives à tout puits situé à proximité de l'unité d'espacement en cause et sur toute donnée de diagraphie disponible et qui porte sur des terres à proximité.

Alexander 134

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data		
		00/11-11-56-27W4 ^a Electric Log (ft. KB)	02/6-15-56-27W4 Induction Log (mKB)	00/8-1-56-27W4 Density Log (mKB)
1	Edmonton and Belly River		Surface to 485.0	
2	Lea Park		485.0 to 615.0	
3	Wapiabi		615.0 to 805.5	
4	Second White Specks		805.5 to 939.0	
5	Viking	3090 to 3250	939.0 to 989.0	934.5 to 979.5
6	Joli Fou	3250 to 3293	989.0 to 997.0	979.5 to 992.0
7	Mannville, including Upper Mannville and Glauconite	3293 to 3790	997.0 to 1150.5	992.0 to 1141.5
8	Ostracod	3790 to 3836	1150.5 to 1163.5	1141.5 to 1155.0
9	Basal Quartz "A"	3836 to 3852 ^a	1163.5 to 1172.0	1155.0 to 1161.0
10	Lower Basal Quartz	3852 to 4112	1172.0 to NDE	1161.0 to 1218.0
11	Wabamun	4112 to NDE	NDE	1218.0 to 1384.5
12	Calmar and Nisku	NDE	NDE	1384.5 to 1393.5
13	Ireton	NDE	NDE	NDE
14	Cooking Lake	NDE	NDE	NDE

^a Alexander Basal Quartz Gas Unit (Basal Quartz "A" gas): definition of unitized zone

Alexander 134

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie		
		00/11-11-56-27O4 ^a Diagraphie électrique (pi FE)	02/6-15-56-27O4 Diagraphie d'induction (m FE)	00/8-1-56-27O4 Diagraphie de densité (m FE)
1	Edmonton et Belly River		surface à 485,0	
2	Lea Park		485,0 à 615,0	
3	Wapiabi		615,0 à 805,5	
4	Second schiste argileux de White		805,5 à 939,0	
5	Viking	3090 à 3250	939,0 à 989,0	934,5 à 979,5
6	Joli Fou	3250 à 3293	989,0 à 997,0	979,5 à 992,0

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/11-11-56-2704 ^a	02/6-15-56-2704	00/8-1-56-2704
Article	Couche	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie de densité (m FE)
7	Mannville, y compris Upper Mannville et Glauconite	3293 à 3790	997,0 à 1150,5	992,0 à 1141,5
8	Ostracod	3790 à 3836	1150,5 à 1163,5	1141,5 à 1155,0
9	Basal Quartz « A »	3836 à 3852 ^a	1163,5 à 1172,0	1155,0 à 1161,0
10	Lower Basal Quartz	3852 à 4112	1172,0 à FI	1161,0 à 1218,0
11	Wabamun	4112 à FI	FI	1218,0 à 1384,5
12	Calmar et Nisku	FI	FI	1384,5 à 1393,5
13	Ireton	FI	FI	FI
14	Cooking Lake	FI	FI	FI

^a Alexander Basal Quartz Gas Unit (Basal Quartz « A » gas) : définition d'une couche divisée en unités

Alexander 134A

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/13-22-61-17W5	00/3-32-63-22W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)
1	Edmonton and Belly River	Surface to 1055.6	
2	Lea Park	1055.6 to 1147.7	
3	Wapiabi and Cardium	1147.7 to 1406.5	
4	Second White Specks	1406.5 to 1663.7	
5	Viking	1663.7 to 1682.0	
6	Joli Fou	1682.0 to 1688.3	
7	Upper Mannville	1688.3 to 1904.2	
8	Bluesky	1904.2 to 1921.9	
9	Gething	1921.9 to 1948.1	
10	Fernie and Nordegg	1948.1 to 2024.3	
11	Montney	2024.3 to 2048.3	
12	Belloy	2048.3 to 2064.5	

Alexander 134A

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/13-22-61-17O5	00/3-32-63-22O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Edmonton et Belly River	surface à 1055,6	
2	Lea Park	1055,6 à 1147,7	
3	Wapiabi et Cardium	1147,7 à 1406,5	
4	Second schiste argileux de White	1406,5 à 1663,7	
5	Viking	1663,7 à 1682,0	
6	Joli Fou	1682,0 à 1688,3	
7	Upper Mannville	1688,3 à 1904,2	
8	Bluesky	1904,2 à 1921,9	
9	Gething	1921,9 à 1948,1	
10	Fernie et Nordegg	1948,1 à 2024,3	
11	Montney	2024,3 à 2048,3	
12	Belloy	2048,3 à 2064,5	

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/13-22-61-17W5	00/3-32-63-22W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)
13	Shunda	2064.5 to 2124.4	
14	Pekisko	2124.4 to 2170.0	
15	Banff and Exshaw	2170.0 to NDE	2472.0 to 2668.0
16	Wabamun	2668.0 to 2893.0	
17	Graminia and Blue Ridge	2893.0 to 2946.0	
18	Nisku	2946.0 to 3100.0	
19	Ireton	3100.0 to 3273.0	
20	Duvernay	3273.0 to 3334.8	
21	Cooking Lake and Beaverhill Lake	3334.8 to 3385.0	
22	Swan Hills	3385.0 to 3422.0	
23	Watt Mountain	3422.0 to NDE	

Alexis 133

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/10-23-55-4W5	
Item	Zone	Acoustic Log (mKB)	
1	Edmonton and Belly River	Surface to 617.0	
2	Lea Park	617.0 to 760.0	
3	Wapiabi	760.0 to 960.5	
4	Second White Specks	960.5 to 1125.0	
5	Viking	1125.0 to 1158.5	
6	Joli Fou	1158.5 to 1170.0	
7	Upper Mannville	1170.0 to 1319.0	
8	Lower Mannville	1319.0 to 1328.5	
9	Banff	1328.5 to 1478.0	
10	Exshaw	1478.0 to 1480.5	

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/13-22-61-17O5	00/3-32-63-22O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
13	Shunda	2064,5 à 2124,4	
14	Pekisko	2124,4 à 2170,0	
15	Banff et Exshaw	2170,0 à FI	2472,0 à 2668,0
16	Wabamun	2668,0 à 2893,0	
17	Graminia et Blue Ridge	2893,0 à 2946,0	
18	Nisku	2946,0 à 3100,0	
19	Ireton	3100,0 à 3273,0	
20	Duvernay	3273,0 à 3334,8	
21	Cooking Lake et Beaverhill Lake	3334,8 à 3385,0	
22	Swan Hills	3385,0 à 3422,0	
23	Watt Mountain	3422,0 à FI	

Alexis 133

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/10-23-55-4O5	
Article	Couche	Diagraphie acoustique (m FE)	
1	Edmonton et Belly River	surface à 617,0	
2	Lea Park	617,0 à 760,0	
3	Wapiabi	760,0 à 960,5	
4	Second schiste argileux de White	960,5 à 1125,0	
5	Viking	1125,0 à 1158,5	
6	Joli Fou	1158,5 à 1170,0	
7	Upper Mannville	1170,0 à 1319,0	
8	Lower Mannville	1319,0 à 1328,5	
9	Banff	1328,5 à 1478,0	

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/10-23-55-4W5
Item	Zone	Acoustic Log (mKB)
11	Wabamun	1480.5 to 1661.0
12	Winterburn	1661.0 to 1707.5
13	Ireton	1707.5 to NDE
14	Cooking Lake	NDE

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/10-23-55-4O5
Article	Couche	Diagraphie acoustique (m FE)
10	Exshaw	1478,0 à 1480,5
11	Wabamun	1480,5 à 1661,0
12	Winterburn	1661,0 à 1707,5
13	Ireton	1707,5 à FI
14	Cooking Lake	FI

Alexis Whitecourt 232

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/2-31-60-12W5
Item	Zone	Acoustic Log (mKB)
1	Edmonton and Belly River	Surface to 837.0
2	Lea Park	837.0 to 936.5
3	Wapiabi	936.5 to 1169.0
4	Second White Specks	1169.0 to 1381.3
5	Viking	1381.3 to 1409.0
6	Joli Fou	1409.0 to 1415.0
7	Upper Mannville	1415.0 to 1606.0
8	Lower Mannville	1606.0 to 1655.0
9	Nordegg	1655.0 to 1691.0
10	Shunda	1691.0 to 1704.0
11	Pekisko	1704.0 to 1737.0
12	Banff	1737.0 to 1917.9
13	Exshaw	1917.9 to 1920.5
14	Wabamun	1920.5 to 2137.0
15	Winterburn	2137.0 to 2234.0
16	Ireton	2234.0 to 2535.0
17	Duvernay	2535.0 to 2575.5
18	Swan Hills	2575.5 to 2711.0

Alexis Whitecourt 232

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/2-31-60-12O5
Article	Couche	Diagraphie acoustique (m FE)
1	Edmonton et Belly River	surface à 837,0
2	Lea Park	837,0 à 936,5
3	Wapiabi	936,5 à 1169,0
4	Second schiste argileux de White	1169,0 à 1381,3
5	Viking	1381,3 à 1409,0
6	Joli Fou	1409,0 à 1415,0
7	Upper Mannville	1415,0 à 1606,0
8	Lower Mannville	1606,0 à 1655,0
9	Nordegg	1655,0 à 1691,0
10	Shunda	1691,0 à 1704,0
11	Pekisko	1704,0 à 1737,0
12	Banff	1737,0 à 1917,9
13	Exshaw	1917,9 à 1920,5
14	Wabamun	1920,5 à 2137,0
15	Winterburn	2137,0 à 2234,0
16	Ireton	2234,0 à 2535,0
17	Duvernay	2535,0 à 2575,5

Column 1		Column 2	Colonne 1		Colonne 2
		Well Log Data			Données de diagraphie
		00/2-31-60-12W5			00/2-31-60-12O5
Item	Zone	Acoustic Log (mKB)	Article	Couche	Diagraphie acoustique (m FE)
19	Watt Mountain	2711.0 to NDE	18	Swan Hills	2575,5 à 2711,0
			19	Watt Mountain	2711,0 à FI

Amber River 211, Hay Lake 209 and Zama Lake 210

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		Amber River	Hay Lake	Hay Lake	Zama Lake
		00/11-20-114-6W6	00/4-1-112-5W6	00/6-28-112-5W6	00/2-12-112-8W6
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Density Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
1	Wilrich	Surface to 249.0	Surface to 242.0		Surface to 279.0
2	Bluesky and Gething	249.0 to 261.0	242.0 to 261.5		279.0 to 296.0
3	Banff	261.0 to 344.0	261.5 to 318.7		296.0 to 441.0
4	Wabamun	344.0 to 548.0	318.7 to NDE	ILND to 1712	441.0 to 633.0
5	Trout River, Kakisa and Redknife	548.0 to 697.0		1712 to 2177	633.0 to 785.5
6	Jean Marie	697.0 to 710.0		2177 to 2220	785.5 to 797.0
7	Fort Simpson	710.0 to 1232.7		2220 to 3842	797.0 to 1305.5
8	Muskwa and Waterways	1232.7 to 1310.7		3842 to 4192	1305.5 to 1394.0
9	Slave Point	1310.7 to 1387.0		4192 to 4396	1394.0 to 1478.0
10	Watt Mountain	1387.0 to 1389.0		4396 to 4422	1478.0 to 1481.0
11	Sulphur Point	1389.0 to 1422.0		4422 to 4525	1481.0 to 1524.0
12	Muskeg and Keg River	1422.0 to 1680.0		4525 to 5468	1524.0 to 1780.0
13	Chinchaga	1680.0 to NDE		5468 to NDE	1780.0 to NDE

Amber River 211, Hay Lake 209 et Zama Lake 210

Colonne 1		Colonne 2			
Article	Couche	Données de diagraphie			
		Amber River 00/11-20-114-606 Diagraphie sonique (m FE)	Hay Lake 00/4-1-112-506 Diagraphie neutron-densité (m FE)	Hay Lake 00/6-28-112-506 Diagraphie de densité (pi FE)	Zama Lake 00/2-12-112-806 Diagraphie d'induction (m FE)
1	Wilrich	surface à 249,0	surface à 242,0		surface à 279,0
2	Bluesky et Gething	249,0 à 261,0	242,0 à 261,5		279,0 à 296,0
3	Banff	261,0 à 344,0	261,5 à 318,7		296,0 à 441,0
4	Wabamun	344,0 à 548,0	318,7 à FI	LIND à 1712	441,0 à 633,0
5	Trout River, Kakisa et Redknife	548,0 à 697,0		1712 à 2177	633,0 à 785,5
6	Jean Marie	697,0 à 710,0		2177 à 2220	785,5 à 797,0
7	Fort Simpson	710,0 à 1232,7		2220 à 3842	797,0 à 1305,5
8	Muskwa et Waterways	1232,7 à 1310,7		3842 à 4192	1305,5 à 1394,0
9	Slave Point	1310,7 à 1387,0		4192 à 4396	1394,0 à 1478,0
10	Watt Mountain	1387,0 à 1389,0		4396 à 4422	1478,0 à 1481,0
11	Sulphur Point	1389,0 à 1422,0		4422 à 4525	1481,0 à 1524,0
12	Muskeg et Keg River	1422,0 à 1680,0		4525 à 5468	1524,0 à 1780,0
13	Chinchaga	1680,0 à FI		5468 à FI	1780,0 à FI

Beaver 152

Column 1		Column 2
Item	Zone	Well Log Data
		Neutron-density Log (mKB)
1	Shaftesbury	Surface to 508.0
2	Paddy, Cadotte and Harmon	508.0 to 580.0
3	Notikewin and Falher	580.0 to 920.0
4	Bluesky and Gething	920.0 to 996.0
5	Fernie and Nordegg	996.0 to 1085.0
6	Montney	1085.0 to 1307.8

Beaver 152

Colonne 1		Colonne 2
Article	Couche	Données de diagraphie
		Diagraphie neutron- densité (m FE)
1	Shaftesbury	surface à 508,0
2	Paddy, Cadotte et Harmon	508,0 à 580,0
3	Notikewin et Falher	580,0 à 920,0
4	Bluesky et Gething	920,0 à 996,0
5	Fernie et Nordegg	996,0 à 1085,0
6	Montney	1085,0 à 1307,8

Column 1			Column 2		
			Well Log Data		
			00/4-6-82-3W6		
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)
7	Belloy	1307.8 to 1358.0	7	Belloy	1307,8 à 1358,0
8	Taylor Flat	1358.0 to 1395.0	8	Taylor Flat	1358,0 à 1395,0
9	Kiskatinaw	1395.0 to 1406.0	9	Kiskatinaw	1395,0 à 1406,0
10	Golata	1406.0 to 1435.0	10	Golata	1406,0 à 1435,0
11	Debolt	1435.0 to NDE	11	Debolt	1435,0 à FI

Beaver Lake 131

Column 1			Column 2		
			Well Log Data		
			00/7-3-66-13W4		
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)	Sonic Log (mKB)	
1	Colorado Shale	Surface to 294.5	Surface to 308.0		
2	Viking and Joli Fou	294.5 to 335.0	308.0 to 348.3		
3	Colony	335.0 to 344.5	348.3 to 358.6	318.0 to 486.0	
4	Upper Grand Rapids 2A	344.5 to 365.0	358.6 to 383.0		
5	Upper Grand Rapids 2B	365.0 to 383.3	383.0 to 402.0		
6	Lower Grand Rapids 1	383.3 to 398.0	402.0 to 418.0		
7	Lower Grand Rapids 2	398.0 to 421.0	418.0 to 445.3		
8	Upper Clearwater	421.0 to 449.5	445.3 to 470.6		
9	Lower Clearwater	449.5 to 483.5	470.6 to 500.3		
10	McMurray	483.5 to NDE	500.3 to 542.0		
11	Grosmont	NDE	542.0 to NDE	486.0 to 542.0	

Beaver Lake 131

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/7-3-66-13O4		
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
1	Colorado Shale	surface à 294,5	surface à 308,0	

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/7-3-66-13O4	00/12-35-66-12O4	00/6-20-66-13O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
2	Viking et Joli Fou	294,5 à 335,0	308,0 à 348,3	
3	Colony	335,0 à 344,5	348,3 à 358,6	318,0 à 486,0
4	Upper Grand Rapids 2A	344,5 à 365,0	358,6 à 383,0	
5	Upper Grand Rapids 2B	365,0 à 383,3	383,0 à 402,0	
6	Lower Grand Rapids 1	383,3 à 398,0	402,0 à 418,0	
7	Lower Grand Rapids 2	398,0 à 421,0	418,0 à 445,3	
8	Upper Clearwater	421,0 à 449,5	445,3 à 470,6	
9	Lower Clearwater	449,5 à 483,5	470,6 à 500,3	
10	McMurray	483,5 à FI	500,3 à 542,0	
11	Grosmont	FI	542,0 à FI	486,0 à 542,0

Big Island Lake Cree Territory

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		31/7-26-62-25W3	01/10-20-63-24W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks		138.3 to 192.0
2	St. Walburg		192.0 to 221.0
3	Viking	ILND to 286.0	221.0 to 272.4
4	Colony and McLaren ^a	286.0 to 316.0	272.4 to 300.8
5	Waseca	316.0 to 333.0	300.8 to ILND
6	Lower Mannville	333.0 to ILND	
7	Souris River		502.0 to NDE

^a Beacon Hill Mannville Voluntary Gas Unit: definition of unitized zone

Big Island Lake Cree Territory

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		31/7-26-62-25O3	01/10-20-63-24O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		138,3 à 192,0
2	St. Walburg		192,0 à 221,0
3	Viking	LIND à 286,0	221,0 à 272,4
4	Colony et McLaren ^a	286,0 à 316,0	272,4 à 300,8
5	Waseca	316,0 à 333,0	300,8 à LIND
6	Lower Mannville	333,0 à LIND	
7	Souris River		502,0 à FI

^a Beacon Hill Mannville Voluntary Gas Unit: définition d'une couche divisée en unités

Birdtail Creek 57

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/12-10-15-27W1	00/3-21-15-27W1
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Sonic Log (ft. KB)
1	Second White Specks	244.0 to 369.0	800 to 1200
2	Swan River (Mannville)	369.0 to 408.5	1200 to 1340
3	Jurassic	408.5 to 479.0	1340 to 1554
4	Lodgepole	479.0 to 538.3	1554 to 1734
5	Bakken	538.3 to 540.3	1734 to 1742
6	Torquay	540.3 to 570.3	1742 to NDE
7	Birdbear	570.3 to NDE	NDE
8	Duperow	NDE	NDE

Birdtail Creek 57

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/12-10-15-27O1	00/3-21-15-27O1
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
1	Second schiste argileux de White	244,0 à 369,0	800 à 1200
2	Swan River (Mannville)	369,0 à 408,5	1200 à 1340
3	Jurassic	408,5 à 479,0	1340 à 1554
4	Lodgepole	479,0 à 538,3	1554 à 1734
5	Bakken	538,3 à 540,3	1734 à 1742
6	Torquay	540,3 à 570,3	1742 à FI
7	Birdbear	570,3 à FI	FI
8	Duperow	FI	FI

Blood 148

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		00/6-35-5-25W4	00/12-28-7-23W4	00/6-24-8-23W4
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Belly River	Surface to 1129.5	Surface to 798.5	Surface to 619.5
2	Pakowki	1129.5 to 1177.0	798.5 to 859.8	619.5 to 662.0
3	Milk River	1177.0 to 1278.3	859.8 to 975.3	662.0 to 783.0
4	Colorado Shale	1278.3 to 1629.0	975.3 to 1289.5	783.0 to 1086.5
5	Second White Specks	1629.0 to 1761.0	1289.5 to 1385.5	1086.5 to 1165.5
6	Barons	NP	NP	1165.5 to 1186.0
7	Bow Island	1761.0 to 1883.0	1385.5 to 1529.3	1186.0 to 1333.0
8	Mannville	1883.0 to 2090.0	1529.3 to 1727.5	1333.0 to NDE
9	Rierdon	2090.0 to 2187.5	1727.5 to 1807.8	NDE
10	Livingstone ^a	2187.5 to 2435.5	1807.8 to 1994.3	NDE
11	Banff	2435.5 to 2546.0	1994.3 to 2153.3	NDE
12	Exshaw ^b	2546.0 to 2550.0	2153.3 to 2157.5	NDE

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		00/6-35-5-25W4	00/12-28-7-23W4	00/6-24-8-23W4
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
13	Big Valley and Stettler	2550.0 to 2720.5	2157.5 to 2309.0	NDE
14	Winterburn	2720.5 to NDE	2309.0 to NDE	NDE
15	Woodbend	NDE	NDE	NDE

^a Formation equivalence of Livingstone is Rundle

^b Formation equivalence of Exshaw is Bakken

Blood 148

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/6-35-5-25O4	00/12-28-7-23O4	00/6-24-8-23O4
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Belly River	surface à 1129,5	surface à 798,5	surface à 619,5
2	Pakowki	1129,5 à 1177,0	798,5 à 859,8	619,5 à 662,0
3	Milk River	1177,0 à 1278,3	859,8 à 975,3	662,0 à 783,0
4	Colorado Shale	1278,3 à 1629,0	975,3 à 1289,5	783,0 à 1086,5
5	Second schiste argileux de White	1629,0 à 1761,0	1289,5 à 1385,5	1086,5 à 1165,5
6	Barons	NP	NP	1165,5 à 1186,0
7	Bow Island	1761,0 à 1883,0	1385,5 à 1529,3	1186,0 à 1333,0
8	Mannville	1883,0 à 2090,0	1529,3 à 1727,5	1333,0 à FI
9	Rierdon	2090,0 à 2187,5	1727,5 à 1807,8	FI
10	Livingstone ^a	2187,5 à 2435,5	1807,8 à 1994,3	FI
11	Banff	2435,5 à 2546,0	1994,3 à 2153,3	FI
12	Exshaw ^b	2546,0 à 2550,0	2153,3 à 2157,5	FI
13	Big Valley et Stettler	2550,0 à 2720,5	2157,5 à 2309,0	FI
14	Winterburn	2720,5 à FI	2309,0 à FI	FI
15	Woodbend	FI	FI	FI

^a La formation équivalente à Livingstone est Rundle

^b La formation équivalente à Exshaw est Bakken

Buck Lake 133C

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/6-20-45-5W5
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)
1	Belly River	Surface to 4193
2	Lea Park	4193 to 4650
3	Wapiabi	4650 to 5167
4	Cardium	5167 to 5302
5	Blackstone	5302 to 5590
6	Second White Specks	5590 to 6173
7	Viking	6173 to 6270
8	Joli Fou	6270 to 6316
9	Mannville	6316 to 6855
10	Nordegg	6855 to 6922
11	Pekisko	6922 to 6982
12	Banff	6982 to NDE

Buck Lake 133C

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/6-20-45-5O5
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)
1	Belly River	surface à 4193
2	Lea Park	4193 à 4650
3	Wapiabi	4650 à 5167
4	Cardium	5167 à 5302
5	Blackstone	5302 à 5590
6	Second schiste argileux de White	5590 à 6173
7	Viking	6173 à 6270
8	Joli Fou	6270 à 6316
9	Mannville	6316 à 6855
10	Nordegg	6855 à 6922
11	Pekisko	6922 à 6982
12	Banff	6982 à FI

Carry The Kettle Nakoda First Nation 76-33

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		31/14-29-21-19W3
Item	Zone	Induction Log (mKB)
1	Lea Park	Surface to 219.0
2	Milk River	219.0 to 397.6
3	Colorado	397.6 to NDE

Carry The Kettle Nakoda First Nation 76-33

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		31/14-29-21-19O3
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Lea Park	surface à 219,0
2	Milk River	219,0 à 397,6
3	Colorado	397,6 à FI

Cold Lake 149, 149A and 149B

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		Cold Lake 149	Cold Lake 149A and 149B
		00/2-13-61-3W4	00/6-7-64-2W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	265.0 to 304.0	
2	Colony	304.0 to 319.0	305.0 to 324.3
3	McLaren	319.0 to 329.5	324.3 to 334.0
4	Waseca	329.5 to 346.0	334.0 to 350.0
5	Sparky	346.0 to 363.0	350.0 to 366.5
6	General Petroleum	363.0 to 373.0	366.5 to 378.0
7	Rex	373.0 to 411.5	378.0 to 408.0
8	Lloydminster	411.5 to 453.0	408.0 to 452.0
9	Cummings	453.0 to 495.3	452.0 to NDE
10	Beaverhill Lake	495.3 to NDE	NDE

Drift Pile River 150

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/10-6-74-12W5	00/7-25-73-12W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Density Log (mKB)
1	Second White Specks	219.5 to 310.0	
2	Shaftesbury	310.0 to 418.0	222.5 to 420.5
3	Peace River and Harmon	418.0 to 450.4	420.5 to 451.3
4	Spirit River	450.4 to 707.5	451.3 to 739.0
5	Bluesky	707.5 to 739.0	739.0 to 763.0
6	Gething	739.0 to 764.0	763.0 to 788.0
7	Shunda	764.0 to 830.0	788.0 to 799.0

Cold Lake 149, 149A et 149B

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		Cold Lake 149	Cold Lake 149A et 149B
		00/2-13-61-3O4	00/6-7-64-2O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	265,0 à 304,0	
2	Colony	304,0 à 319,0	305,0 à 324,3
3	McLaren	319,0 à 329,5	324,3 à 334,0
4	Waseca	329,5 à 346,0	334,0 à 350,0
5	Sparky	346,0 à 363,0	350,0 à 366,5
6	General Petroleum	363,0 à 373,0	366,5 à 378,0
7	Rex	373,0 à 411,5	378,0 à 408,0
8	Lloydminster	411,5 à 453,0	408,0 à 452,0
9	Cummings	453,0 à 495,3	452,0 à FI
10	Beaverhill Lake	495,3 à FI	FI

Drift Pile River 150

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/10-6-74-12O5	00/7-25-73-12O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie de densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White	219,5 à 310,0	
2	Shaftesbury	310,0 à 418,0	222,5 à 420,5
3	Peace River et Harmon	418,0 à 450,4	420,5 à 451,3
4	Spirit River	450,4 à 707,5	451,3 à 739,0
5	Bluesky	707,5 à 739,0	739,0 à 763,0
6	Gething	739,0 à 764,0	763,0 à 788,0
7	Shunda	764,0 à 830,0	788,0 à 799,0

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/10-6-74-12W5	00/7-25-73-12W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Density Log (mKB)
8	Pekisko	830.0 to NDE	799.0 to 856.0
9	Banff	NDE	856.0 to 1081.5
10	Wabamun	NDE	1081.5 to 1350.0
11	Winterburn	NDE	1350.0 to 1483.0
12	Ireton	NDE	1483.0 to 1680.0
13	Leduc	NDE	1680.0 to 1805.0
14	Beaverhill Lake	NDE	1805.0 to 1926.5
15	Slave Point	NDE	1926.5 to 1950.0
16	Fort Vermilion	NDE	1950.0 to 1960.5
17	Watt Mountain and Gilwood	NDE	1960.5 to 1973.0
18	Muskeg	NDE	1973.0 to NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/10-6-74-12O5	00/7-25-73-12O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie de densité (m FE)
8	Pekisko	830,0 à FI	799,0 à 856,0
9	Banff	FI	856,0 à 1081,5
10	Wabamun	FI	1081,5 à 1350,0
11	Winterburn	FI	1350,0 à 1483,0
12	Ireton	FI	1483,0 à 1680,0
13	Leduc	FI	1680,0 à 1805,0
14	Beaverhill Lake	FI	1805,0 à 1926,5
15	Slave Point	FI	1926,5 à 1950,0
16	Fort Vermilion	FI	1950,0 à 1960,5
17	Watt Mountain et Gilwood	FI	1960,5 à 1973,0
18	Muskeg	FI	1973,0 à FI

Enoch Cree Nation 135

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		03/13-3-52-26W4	00/14-3-52-26W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Electric Log (mKB)
1	Edmonton and Belly River	Surface to 529.0	
2	Lea Park	529.0 to 691.0	
3	Wapiabi	691.0 to 890.0	
4	Second White Specks	890.0 to 1029.0	
5	Viking and Joli Fou	1029.0 to 1076.0	
6	Mannville	1076.0 to 1332.0	
7	Wabamun	1332.0 to 1421.0	
8	Graminia, Calmar and Nisku	1421.0 to 1502.0	

Enoch Cree Nation 135

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		03/13-3-52-26O4	00/14-3-52-26O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie électrique (m FE)
1	Edmonton et Belly River	surface à 529,0	
2	Lea Park	529,0 à 691,0	
3	Wapiabi	691,0 à 890,0	
4	Second schiste argileux de White	890,0 à 1029,0	
5	Viking et Joli Fou	1029,0 à 1076,0	
6	Mannville	1076,0 à 1332,0	
7	Wabamun	1332,0 à 1421,0	
8	Graminia, Calmar et Nisku	1421,0 à 1502,0	

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Electric Log (mKB)
		03/13-3-52-26W4	00/14-3-52-26W4
9	Ireton, Leduc and Cooking Lake	1502.0 to NDE	1573.4 to NDE ^a

^a Leduc and Cooking Lake zones only

Halfway River 168

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	Sonic Log (mKB TVD)	
		00/1-34-86-25W6	
1	Wilrich	Surface to 710.0	
2	Bluesky and Gething	710.0 to 840.5	
3	Cadomin	840.5 to 889.0	
4	Nikanassin	889.0 to 994.0	
5	Fernie and Nordegg	994.0 to 1112.0	
6	Pardonet and Baldonnel	1112.0 to 1150.0	
7	Charlie Lake	1150.0 to 1466.5	
8	Halfway	1466.5 to 1517.0	
9	Doig	1517.0 to 1651.5	
10	Montney	1651.5 to 1960.0	
11	Belloy	1960.0 to NDE	

Heart Lake 167

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	Induction Log (mKB)	
		00/13-18-70-10W4	
1	Viking and Joli Fou	268.0 to 306.0	
2	Colony	306.0 to 330.5	
3	Upper Grand Rapids	330.5 to 363.0	

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie électrique (m FE)
		03/13-3-52-26O4	00/14-3-52-26O4
9	Ireton, Leduc et Cooking Lake	1502,0 à FI	1573,4 à FI ^a

^a Seulement à l'égard des couches Leduc et Cooking Lake

Halfway River 168

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE PVR)	
		00/1-34-86-25O6	
1	Wilrich	surface à 710,0	
2	Bluesky et Gething	710,0 à 840,5	
3	Cadomin	840,5 à 889,0	
4	Nikanassin	889,0 à 994,0	
5	Fernie et Nordegg	994,0 à 1112,0	
6	Pardonet et Baldonnel	1112,0 à 1150,0	
7	Charlie Lake	1150,0 à 1466,5	
8	Halfway	1466,5 à 1517,0	
9	Doig	1517,0 à 1651,5	
10	Montney	1651,5 à 1960,0	
11	Belloy	1960,0 à FI	

Heart Lake 167

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	
		00/13-18-70-10O4	
1	Viking et Joli Fou	268,0 à 306,0	
2	Colony	306,0 à 330,5	
3	Upper Grand Rapids	330,5 à 363,0	

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/13-18-70-10W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)
4	Lower Grand Rapids	363.0 to 409.5
5	Clearwater	409.5 to 461.5
6	McMurray	461.5 to 502.0
7	Woodbend	502.0 to NDE

Horse Lakes 152B

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/8-27-73-12W6
Item	Zone	Sonic Log (mKB)
1	Puskwaskau	Surface to 402.5
2	Badheart	402.5 to 446.0
3	Cardium	446.0 to 483.0
4	Kaskapau	483.0 to 928.0
5	Doe Creek	928.0 to 976.0
6	Dunvegan	976.0 to 1140.0
7	Shaftesbury	1140.0 to 1468.0
8	Paddy	1468.0 to 1496.0
9	Cadotte	1496.0 to 1521.0
10	Harmon	1521.0 to 1553.0
11	Notikewin	1553.0 to 1625.0
12	Falher	1625.0 to 1812.5
13	Wilrich	1812.5 to 1879.0
14	Bluesky	1879.0 to 1921.5
15	Gething	1921.5 to 2021.5
16	Cadomin	2021.5 to 2050.5
17	Nikanassin	2050.5 to 2157.5
18	Fernie	2157.5 to 2248.0
19	Nordegg	2248.0 to 2275.0

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/13-18-70-10O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)
4	Lower Grand Rapids	363,0 à 409,5
5	Clearwater	409,5 à 461,5
6	McMurray	461,5 à 502,0
7	Woodbend	502,0 à FI

Horse Lakes 152B

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/8-27-73-12O6
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)
1	Puskwaskau	surface à 402,5
2	Badheart	402,5 à 446,0
3	Cardium	446,0 à 483,0
4	Kaskapau	483,0 à 928,0
5	Doe Creek	928,0 à 976,0
6	Dunvegan	976,0 à 1140,0
7	Shaftesbury	1140,0 à 1468,0
8	Paddy	1468,0 à 1496,0
9	Cadotte	1496,0 à 1521,0
10	Harmon	1521,0 à 1553,0
11	Notikewin	1553,0 à 1625,0
12	Falher	1625,0 à 1812,5
13	Wilrich	1812,5 à 1879,0
14	Bluesky	1879,0 à 1921,5
15	Gething	1921,5 à 2021,5
16	Cadomin	2021,5 à 2050,5
17	Nikanassin	2050,5 à 2157,5
18	Fernie	2157,5 à 2248,0
19	Nordegg	2248,0 à 2275,0

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/8-27-73-12W6
Item	Zone	Sonic Log (mKB)
20	Charlie Lake	2275.0 to 2477.5
21	Halfway	2477.5 to 2504.0
22	Doig	2504.0 to 2553.0
23	Montney	2553.0 to NDE

Kehewin 123

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/7-10-59-6W4	00/10-9-59-6W4 ^a
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	1053 to 1189	
2	Colony	1189 to 1218	359.0 to 386.0
3	McLaren	1218 to 1261	NP
4	Waseca	1261 to 1315	386.0 to 401.0
5	Sparky	1315 to 1381	401.0 to 421.0
6	General Petroleum	1381 to 1490	421.0 to 457.0
7	Rex-Lloydminster	1490 to 1644	457.0 to 499.0
8	Cummings	1644 to 1858	499.0 to NDE
9	Woodbend	1858 to NDE	NDE

^a Colony Channel Type Log

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/8-27-73-12O6
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)
20	Charlie Lake	2275,0 à 2477,5
21	Halfway	2477,5 à 2504,0
22	Doig	2504,0 à 2553,0
23	Montney	2553,0 à FI

Kehewin 123

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/7-10-59-6O4	00/10-9-59-6O4 ^a
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	1053 à 1189	
2	Colony	1189 à 1218	359,0 à 386,0
3	McLaren	1218 à 1261	NP
4	Waseca	1261 à 1315	386,0 à 401,0
5	Sparky	1315 à 1381	401,0 à 421,0
6	General Petroleum	1381 à 1490	421,0 à 457,0
7	Rex-Lloydminster	1490 à 1644	457,0 à 499,0
8	Cummings	1644 à 1858	499,0 à FI
9	Woodbend	1858 à FI	FI

^a Données de type Colony Channel

Little Pine 116 and Poundmaker 114

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		21/6-7-46-21W3	21/15-29-44-23W3 ^a 11/2-33-44-24W3
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks		458.3 to 543.0
2	Viking and Joli Fou		543.0 to 585.0

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		21/6-7-46-21W3	21/15-29-44-23W3 ^a	11/2-33-44-24W3
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
3	Colony	437.5 to 459.0	532.0 to 554.0	585.0 to 600.8
4	McLaren	459.0 to 469.0	554.0 to 569.0	600.8 to 611.5
5	Waseca	469.0 to 485.5	569.0 to 588.0	611.5 to 634.7
6	Sparky	485.5 to 501.0	588.0 to 611.0	634.7 to 646.0
7	General Petroleum	501.0 to 518.3	611.0 to ILND	646.0 to 656.5
8	Rex	518.3 to 531.0		656.5 to 668.7
9	Lloydminster	531.0 to 543.3		668.7 to 683.4
10	Cummings	543.3 to 573.3		683.4 to 702.0
11	Dina	573.3 to 601.0		702.0 to 736.5
12	Duperow	601.0 to NDE		736.5 to NDE

^a Colony Channel Type Log

Little Pine 116 et Poundmaker 114

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		21/6-7-46-21O3	21/15-29-44-23O3 ^a	11/2-33-44-24O3
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White			458,3 à 543,0
2	Viking et Joli Fou			543,0 à 585,0
3	Colony	437,5 à 459,0	532,0 à 554,0	585,0 à 600,8
4	McLaren	459,0 à 469,0	554,0 à 569,0	600,8 à 611,5
5	Waseca	469,0 à 485,5	569,0 à 588,0	611,5 à 634,7
6	Sparky	485,5 à 501,0	588,0 à 611,0	634,7 à 646,0
7	General Petroleum	501,0 à 518,3	611,0 à LIND	646,0 à 656,5
8	Rex	518,3 à 531,0		656,5 à 668,7
9	Lloydminster	531,0 à 543,3		668,7 à 683,4
10	Cummings	543,3 à 573,3		683,4 à 702,0
11	Dina	573,3 à 601,0		702,0 à 736,5

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		21/6-7-46-2103	21/15-29-44-2303 ^a
			11/2-33-44-2403
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
12	Duperow	601,0 à FI	736,5 à FI

^a Données de type Colony Channel

Loon Lake 235 and Swampy Lake 236

Loon Lake 235 et Swampy Lake 236

Column 1			Colonne 1		
			Données de diagraphie		
			Well Log Data		
			Diagraphie neutron-densité (m FE)		
			00/1-20-86-9W5		
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Clearwater	315.0 to 373.0	1	Clearwater	315,0 à 373,0
2	Banff	373.0 to 494.0	2	Banff	373,0 à 494,0
3	Wabamun	494.0 to 777.0	3	Wabamun	494,0 à 777,0
4	Winterburn	777.0 to 963.0	4	Winterburn	777,0 à 963,0
5	Ireton	963.0 to 1233.0	5	Ireton	963,0 à 1233,0
6	Beaverhill Lake	1233.0 to 1343.7	6	Beaverhill Lake	1233,0 à 1343,7
7	Slave Point	1343.7 to 1361.0	7	Slave Point	1343,7 à 1361,0
8	Fort Vermilion	1361.0 to 1377.5	8	Fort Vermilion	1361,0 à 1377,5
9	Watt Mountain	1377.5 to 1382.7	9	Watt Mountain	1377,5 à 1382,7
10	Muskeg	1382.7 to 1452.0	10	Muskeg	1382,7 à 1452,0
11	Granite Wash	1452.0 to 1487.0	11	Granite Wash	1452,0 à 1487,0
12	Precambrian	1487.0 to NDE	12	Precambrian	1487,0 à FI

Makao 120, Onion Lake 119-1 and 119-2 and Seekaskootch 119

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		11/14-8-56-27W3	00/11-23-54-1W4
			41/6-4-55-25W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks		Surface to 322.0
			346.0 to 428.0

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		11/14-8-56-27W3	00/11-23-54-1W4	41/6-4-55-25W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
2	St. Walburg/La Biche	ILND to 433.5	322.0 to 365.0	428.0 to 478.8
3	Viking	433.5 to 474.4	365.0 to 402.0	478.8 to 515.4
4	Colony	474.4 to 488.9	402.0 to 415.0	515.4 to ILND
5	McLaren	488.9 to 500.3	415.0 to 429.5	
6	Waseca	500.3 to 517.9	429.5 to 441.0	
7	Sparky	517.9 to 534.0	441.0 to 464.0	
8	General Petroleum	534.0 to 548.9	464.0 to 476.0	
9	Rex	548.9 to 582.0	476.0 to 499.0	
10	Lloydminster	582.0 to 602.6	499.0 to 515.0	
11	Cummings and Dina	602.6 to 648.0	515.0 to 536.0	
12	Duperow	648.0 to NDE	536.0 to NDE	

Makao 120, Onion Lake 119-1 et 119-2 et Seekaskootch 119

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		11/14-8-56-27O3	00/11-23-54-1O4	41/6-4-55-25O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		surface à 322,0	346,0 à 428,0
2	St. Walburg/La Biche	LIND à 433,5	322,0 à 365,0	428,0 à 478,8
3	Viking	433,5 à 474,4	365,0 à 402,0	478,8 à 515,4
4	Colony	474,4 à 488,9	402,0 à 415,0	515,4 à LIND
5	McLaren	488,9 à 500,3	415,0 à 429,5	
6	Waseca	500,3 à 517,9	429,5 à 441,0	
7	Sparky	517,9 à 534,0	441,0 à 464,0	
8	General Petroleum	534,0 à 548,9	464,0 à 476,0	
9	Rex	548,9 à 582,0	476,0 à 499,0	
10	Lloydminster	582,0 à 602,6	499,0 à 515,0	
11	Cummings et Dina	602,6 à 648,0	515,0 à 536,0	

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		11/14-8-56-27O3	00/11-23-54-1O4	41/6-4-55-25O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
12	Duperow	648,0 à FI	536,0 à FI	

Ministikwan 161 and Makwa Lake 129

Ministikwan 161 et Makwa Lake 129

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		41/8-25-58-25W3	31/8-34-58-25W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks, St. Walburg and Viking	219.0 to 346.5	254.6 to 387.6
2	Colony	346.5 to 371.0	387.6 to 408.0
3	McLaren	371.0 to 383.0	408.0 to 421.0
4	Waseca	383.0 to 407.0	421.0 to 440.0
5	Sparky	407.0 to 422.3	440.0 to 460.0
6	General Petroleum	422.3 to 433.0	460.0 to 471.2
7	Rex, Lloydminster, Cummings and Dina	433.0 to NDE	471.2 to 627.0
8	Duperow	NDE	627.0 to NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		41/8-25-58-25O3	31/8-34-58-25O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White, St. Walburg et Viking	219,0 à 346,5	254,6 à 387,6
2	Colony	346,5 à 371,0	387,6 à 408,0
3	McLaren	371,0 à 383,0	408,0 à 421,0
4	Waseca	383,0 à 407,0	421,0 à 440,0
5	Sparky	407,0 à 422,3	440,0 à 460,0
6	General Petroleum	422,3 à 433,0	460,0 à 471,2
7	Rex, Lloydminster, Cummings et Dina	433,0 à FI	471,2 à 627,0
8	Duperow	FI	627,0 à FI

Nekaneet Cree Nation

Nekaneet Cree Nation

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		21/8-32-7-28W3	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Belly River	Surface to 625.4	
2	Lea Park	625.4 to 658.4	
3	Ribstone Creek	658.4 to 807.0	

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		21/8-32-7-28O3	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Belly River	surface à 625,4	
2	Lea Park	625,4 à 658,4	
3	Ribstone Creek	658,4 à 807,0	

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		21/8-32-7-28W3	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	
4	Milk River	807.0 to 946.3	
5	Medicine Hat	946.3 to 1107.0	
6	Second White Specks	1107.0 to 1272.0	
7	Viking and Joli Fou	1272.0 to 1390.3	
8	Mannville	1390.3 to 1479.3	
9	Vanguard	1479.3 to 1523.0	
10	Shaunavon	1523.0 to 1562.0	
11	Gravelbourg	1562.0 to 1574.5	
12	Mission Canyon	1574.5 to NDE	

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		21/8-32-7-28O3	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	
4	Milk River	807,0 à 946,3	
5	Medicine Hat	946,3 à 1107,0	
6	Second schiste argileux de White	1107,0 à 1272,0	
7	Viking et Joli Fou	1272,0 à 1390,3	
8	Mannville	1390,3 à 1479,3	
9	Vanguard	1479,3 à 1523,0	
10	Shaunavon	1523,0 à 1562,0	
11	Gravelbourg	1562,0 à 1574,5	
12	Mission Canyon	1574,5 à FI	

Ocean Man 69, 69A, 69B, 69C, 69D, 69E, 69F, 69G, 69H and 69I, Ocean Man Indian Reserve No. 69X, Ocean Man No. 69N, Ocean Man No. 69S, Ocean Man No. 69U and Flying Dust First Nation 105H, 105I, 105L and 105O

Ocean Man 69, 69A, 69B, 69C, 69D, 69E, 69F, 69G, 69H et 69I, Ocean Man Indian Reserve n° 69X, Ocean Man n° 69N, Ocean Man n° 69S, Ocean Man n° 69U et Flying Dust First Nation 105H, 105I, 105L et 105O

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		31/11-11-10-8W2 01/9-30-10-7W2	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
1	Gravelbourg	ILND to 1102.0	
2	Watrous	1102.0 to 1184.4	
3	Alida and Tilston	1184.4 to NDE	
4	Souris Valley	ILND to 1433.5	NDE
5	Bakken	1433.5 to 1451.0	NDE
6	Torquay	1451.0 to NDE	NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		31/11-11-10-8O2 01/9-30-10-7O2	
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
1	Gravelbourg	LIND à 1102,0	
2	Watrous	1102,0 à 1184,4	
3	Alida et Tilston	1184,4 à FI	
4	Souris Valley	LIND à 1433,5	FI
5	Bakken	1433,5 à 1451,0	FI
6	Torquay	1451,0 à FI	FI

Pigeon Lake 138A^a

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		00/12-36-46-28W4	04/15-24-46-28W4	00/9-18-46-27W4	00/12-20-47-27W4
Item	Zone	Gamma Ray- neutron Log (ft. KB)	Neutron-density Log (mKB)	Electric Log (ft. KB)	Electric Log (ft. KB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park		Surface to 1036.0		
2	Wapiabi		1036.0 to 1197.0		
3	Cardium and Blackstone		1197.0 to 1281.3	3850 to 4020 ^b	
4	Second White Specks		1281.3 to 1423.7		
5	Viking and Joli Fou		1423.7 to 1472.0		
6	Upper Mannville		1472.0 to 1610.3		
7	Lower Mannville		1610.3 to NDE		
8	Wabamun	5591 to 6295			
9	Calmar and Nisku	6295 to 6492			
10	Ireton	6492 to 6670			
11	Leduc	6670 to NDE			6434 to 7210 ^c

^a The First Nation lands are located at the Banff subcrop limit. A contract in respect of any Banff and Exshaw zone remnants will be continued with the Lower Mannville zone

^b Bonnie Glen Cardium Unit No. 1: definition of unitized zone

^c Bonnie Glen D-3A Gas Cap Unit: definition of unitized zone

Pigeon Lake 138A^a

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/12-36-46-28O4	04/15-24-46-28O4	00/9-18-46-27O4	00/12-20-47-27O4
Article	Couche	Diagraphie de rayons gamma- neutron (pi FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie électrique (pi FE)
1	Edmonton, Belly River et Lea Park		surface à 1036,0		
2	Wapiabi		1036,0 à 1197,0		
3	Cardium et Blackstone		1197,0 à 1281,3	3850 à 4020 ^b	
4	Second schiste argileux de White		1281,3 à 1423,7		
5	Viking et Joli Fou		1423,7 à 1472,0		
6	Upper Mannville		1472,0 à 1610,3		
7	Lower Mannville		1610,3 à FI		

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/12-36-46-28O4	04/15-24-46-28O4	00/9-18-46-27O4	00/12-20-47-27O4
Article	Couche	Diagraphie de rayons gamma-neutron (pi FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie électrique (pi FE)
8	Wabamun	5591 à 6295			
9	Calmar et Nisku	6295 à 6492			
10	Ireton	6492 à 6670			
11	Leduc	6670 à FI			6434 à 7210 ^c

^a Les terres de la première nation sont situées à la limite des strates subaffleurantes Banff. Un contrat qui porte sur tout reste des couches Banff et Exshaw sera reconduit avec la couche Lower Mannville

^b Bonnie Glen Cardium Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

^c Bonnie Glen D-3A Gas Cap Unit : définition d'une couche divisée en unités

Puskiakiwenin 122 and Unipouheos 121

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		00/11-21-56-3W4	00/6-16-57-3W4 ^a	00/12-26-57-4W4 ^a	00/8-16-58-3W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB TVD)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	371.0 to 411.5			
2	Colony	411.5 to 427.5	409.5 to 420.0	416.5 to 427.5	403.0 to 420.0
3	McLaren	427.5 to 436.5	420.0 to 441.0	427.5 to 444.3	420.0 to 428.6
4	Waseca	436.5 to 449.5	441.0 to 456.0	444.3 to 462.7	428.6 to 447.0
5	Sparky	449.5 to 472.0	456.0 to 475.0	462.7 to 484.3	447.0 to 460.5
6	General Petroleum	472.0 to 485.0	475.0 to 488.5	484.3 to 498.0	460.5 to 475.6
7	Rex	485.0 to 491.0	488.5 to 498.5	498.0 to 509.2	475.6 to 487.5
8	Lloydminster	491.0 to 528.0	498.5 to 537.0	509.2 to NDE	487.5 to 533.0
9	Cummings	528.0 to 546.5	537.0 to NDE	NDE	533.0 to 575.0
10	Woodbend	546.5 to NDE	NDE	NDE	575.0 to NDE

^a McLaren Channel Type Log

Puskiakiwenin 122 et Unipouheos 121

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/11-21-56-304	00/6-16-57-304 ^a	00/12-26-57-404 ^a	00/8-16-58-304
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE PVR)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	371,0 à 411,5			
2	Colony	411,5 à 427,5	409,5 à 420,0	416,5 à 427,5	403,0 à 420,0
3	McLaren	427,5 à 436,5	420,0 à 441,0	427,5 à 444,3	420,0 à 428,6
4	Waseca	436,5 à 449,5	441,0 à 456,0	444,3 à 462,7	428,6 à 447,0
5	Sparky	449,5 à 472,0	456,0 à 475,0	462,7 à 484,3	447,0 à 460,5
6	General Petroleum	472,0 à 485,0	475,0 à 488,5	484,3 à 498,0	460,5 à 475,6
7	Rex	485,0 à 491,0	488,5 à 498,5	498,0 à 509,2	475,6 à 487,5
8	Lloydminster	491,0 à 528,0	498,5 à 537,0	509,2 à FI	487,5 à 533,0
9	Cummings	528,0 à 546,5	537,0 à FI	FI	533,0 à 575,0
10	Woodbend	546,5 à FI	FI	FI	575,0 à FI

^a Données de type McLaren Channel

Red Pheasant 108

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		11/15-14-61-26W3	11/11-5-60-23W3	41/7-15-59-24W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Second White Specks		160.8 to 239.7	176.0 to 253.0
2	St. Walburg		239.7 to 279.0	253.0 to 300.0
3	Viking		279.0 to 324.0	300.0 to 339.5
4	Mannville	292.3 to ILND	324.0 to 586.0	339.5 to 576.0
5	Souris River		586.0 to NDE	576.0 to NDE

Red Pheasant 108

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		11/15-14-61-26O3	11/11-5-60-23O3	41/7-15-59-24O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		160,8 à 239,7	176,0 à 253,0
2	St. Walburg		239,7 à 279,0	253,0 à 300,0
3	Viking		279,0 à 324,0	300,0 à 339,5
4	Mannville	292,3 à LIND	324,0 à 586,0	339,5 à 576,0
5	Souris River		586,0 à FI	576,0 à FI

Saddle Lake 125

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/11-32-57-11W4	02/6-29-57-13W4 ^a
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)	Induction Log (mKB)
1	Second White Specks		393.0 to 491.0
2	Viking and Joli Fou	1412 to 1542	491.0 to 528.3
3	Colony	1542 to 1582	528.3 to ILND
4	Upper Grand Rapids	1582 to 1710	
5	Lower Grand Rapids	1710 to 1844	
6	Clearwater	1844 to 2025	
7	McMurray	2025 to 2132	ILND to 710.7
8	Ireton	2132 to NDE	710.7 to 872.3
9	Cooking Lake	NDE	872.3 to 934.0
10	Beaverhill Lake	NDE	934.0 to NDE

^a Mitsue Gilwood Sand Unit No. 1: definition of unitized zone

Saddle Lake 125

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/11-32-57-11O4	02/6-29-57-13O4 ^a
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Second schiste argileux de White		393,0 à 491,0
2	Viking et Joli Fou	1412 à 1542	491,0 à 528,3
3	Colony	1542 à 1582	528,3 à LIND
4	Upper Grand Rapids	1582 à 1710	
5	Lower Grand Rapids	1710 à 1844	
6	Clearwater	1844 à 2025	
7	McMurray	2025 à 2132	LIND à 710,7
8	Ireton	2132 à FI	710,7 à 872,3
9	Cooking Lake	FI	872,3 à 934,0
10	Beaverhill Lake	FI	934,0 à FI

^a Mitsue Gilwood Sand Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

Samson 137 and 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 and Montana 139

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		00/6-17-46-24W4	00/9-35-44-25W4	00/14-32-44-25W4	00/10-13-44-23W4
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (ft. KB)
1	Edmonton and Belly River	Surface to 702.0	Surface to 817.5	Surface to 793.0	Surface to 2230
2	Lea Park	702.0 to 831.0	817.5 to 944.0	793.0 to 925.0	2230 to 2707
3	Wapiabi	831.0 to 1067.0	944.0 to 1183.3	925.0 to 1166.0	2707 to 3466
4	Second White Specks	1067.0 to 1199.0	1183.3 to 1311.0	1166.0 to 1295.3	3466 to 3866
5	Viking	1199.0 to 1229.7	1311.0 to 1342.0	1295.3 to 1330.0	3866 to 3970
6	Joli Fou	1229.7 to 1251.5	1342.0 to 1363.6	1330.0 to 1350.7	3970 to 4040
7	Mannville	1251.5 to 1439.3	1363.6 to 1558.2	1350.7 to 1530.0	4040 to 4815
8	Banff	1439.3 to 1451.0	NP	1530.0 to 1543.0	NP
9	Wabamun	1451.0 to 1613.7	1558.2 to 1772.6	1543.0 to 1763.0	4815 to NDE
10	Calmar and Nisku	1613.7 to 1665.5	1772.6 to NDE	1763.0 to 1818.3	NDE
11	Ireton	1665.5 to 1904.0	NDE	1818.3 to NDE	NDE
12	Cooking Lake	1904.0 to NDE	NDE	NDE	NDE

Samson 137 et 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 et Montana 139

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/6-17-46-24O4	00/9-35-44-25O4	00/14-32-44-25O4	00/10-13-44-23O4
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (pi FE)
1	Edmonton et Belly River	surface à 702,0	surface à 817,5	surface à 793,0	surface à 2230
2	Lea Park	702,0 à 831,0	817,5 à 944,0	793,0 à 925,0	2230 à 2707
3	Wapiabi	831,0 à 1067,0	944,0 à 1183,3	925,0 à 1166,0	2707 à 3466
4	Second schiste argileux de White	1067,0 à 1199,0	1183,3 à 1311,0	1166,0 à 1295,3	3466 à 3866
5	Viking	1199,0 à 1229,7	1311,0 à 1342,0	1295,3 à 1330,0	3866 à 3970
6	Joli Fou	1229,7 à 1251,5	1342,0 à 1363,6	1330,0 à 1350,7	3970 à 4040

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
		00/6-17-46-24O4	00/9-35-44-25O4	00/14-32-44-25O4	00/10-13-44-23O4
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (pi FE)
7	Mannville	1251,5 à 1439,3	1363,6 à 1558,2	1350,7 à 1530,0	4040 à 4815
8	Banff	1439,3 à 1451,0	NP	1530,0 à 1543,0	NP
9	Wabamun	1451,0 à 1613,7	1558,2 à 1772,6	1543,0 à 1763,0	4815 à FI
10	Calmar et Nisku	1613,7 à 1665,5	1772,6 à FI	1763,0 à 1818,3	FI
11	Ireton	1665,5 à 1904,0	FI	1818,3 à FI	FI
12	Cooking Lake	1904,0 à FI	FI	FI	FI

Sawridge 150G

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/2-6-73-5W5	00/4-19-71-4W5 ^a
Item	Zone	Sonic Log (ft. KB)	Induction Log (ft. KB)
1	Colorado	Surface to 1248	
2	Viking	1248 to 1334	
3	Mannville	1334 to 2240	
4	Banff and Exshaw	2240 to 2440	
5	Wabamun	2440 to 3336	
6	Winterburn	3336 to 3647	
7	Ireton	3647 to 4888	
8	Waterways	4888 to 5450	
9	Slave Point	5450 to 5496	
10	Watt Mountain	5496 to 5578	
11	Gilwood	5578 to 5860	6112 to 6146 ^a
12	Muskeg	5860 to 5920	
13	Keg River	5920 to 6321	
14	Lower Elk Point	6321 to NDE	

^a Mitsue Gilwood Sand Unit No. 1: definition of unitized zone

Sawridge 150G

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/2-6-73-5O5	00/4-19-71-4O5 ^a
Article	Couche	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie d'induction (pi FE)
1	Colorado	surface à 1248	
2	Viking	1248 à 1334	
3	Mannville	1334 à 2240	
4	Banff et Exshaw	2240 à 2440	
5	Wabamun	2440 à 3336	
6	Winterburn	3336 à 3647	
7	Ireton	3647 à 4888	
8	Waterways	4888 à 5450	
9	Slave Point	5450 à 5496	
10	Watt Mountain	5496 à 5578	
11	Gilwood	5578 à 5860	6112 à 6146 ^a
12	Muskeg	5860 à 5920	
13	Keg River	5920 à 6321	
14	Lower Elk Point	6321 à FI	

^a Mitsue Gilwood Sand Unit n° 1: définition d'une couche divisée en unités

Sharphead 141

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/6-1-43-26W4	00/14-2-43-26W4
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
1	Horseshoe Canyon		Surface to 552.0
2	Belly River and Lea Park		552.0 to 1016.0
3	Wapiabi, Cardium and Blackstone		1016.0 to 1270.0
4	Second White Specks	ILND to 1384.5	1270.0 to 1405.0
5	Viking and Joli Fou	1384.5 to 1436.0	1405.0 to NDE
6	Mannville	1436.0 to 1625.0	NDE
7	Banff and Exshaw	1625.0 to 1652.5	NDE
8	Wabamun	1652.5 to NDE	NDE

Sharphead 141

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/6-1-43-26O4	00/14-2-43-26O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
1	Horseshoe Canyon		surface à 552,0
2	Belly River et Lea Park		552,0 à 1016,0
3	Wapiabi, Cardium et Blackstone		1016,0 à 1270,0
4	Second schiste argileux de White	LIND à 1384,5	1270,0 à 1405,0
5	Viking et Joli Fou	1384,5 à 1436,0	1405,0 à FI
6	Mannville	1436,0 à 1625,0	FI
7	Banff et Exshaw	1625,0 à 1652,5	FI
8	Wabamun	1652,5 à FI	FI

Siksika 146

Column 1		Column 2				
		Well Log Data				
		00/14-3-23-23W4	00/5-19-22-23W4	00/4-4-21-20W4	00/2-29-20-20W4	00/6-20-20-19W4
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
1	Edmonton and Belly River	Surface to 812.0	Surface to 763.5	Surface to 548.5	Surface to 585.0	Surface to 603.5
2	Pakowki	812.0 to 854.5	763.5 to 810.0	548.5 to 593.0	585.0 to 630.0	603.5 to 656.0
3	Milk River	854.5 to 937.5	810.0 to 892.0	593.0 to 686.0	630.0 to 722.5	656.0 to 738.5
4	Upper Colorado, including Medicine Hat	937.5 to 1242.0	892.0 to 1200.0	686.0 to 977.5	722.5 to 1018.6	738.5 to 1026.6
5	Second White Specks	1242.0 to 1370.7	1200.0 to 1330.0	977.5 to 1095.4	1018.6 to 1144.0	1026.6 to 1147.7
6	Viking Lag Sand	NP	1330.0 to 1333.0	1095.4 to 1101.0	NP	NP
7	Viking (Bow Island)	1370.7 to 1475.0	1333.0 to 1441.5	1101.0 to 1203.7	1144.0 to 1248.5	1147.7 to 1250.0
8	Mannville	1475.0 to 1647.0	1441.5 to 1595.5	1203.7 to 1350.0	1248.5 to 1431.3	1250.0 to 1413.7
9	Pekisko	1647.0 to 1752.0	1595.5 to NDE	1350.0 to NDE	1431.3 to 1477.3	1413.7 to 1476.3
10	Banff and Exshaw	1752.0 to 1896.0	NDE	NDE	1477.3 to 1617.0	1476.3 to 1630.0

Column 1		Column 2				
		Well Log Data				
		00/14-3-23-23W4	00/5-19-22-23W4	00/4-4-21-20W4	00/2-29-20-20W4	00/6-20-20-19W4
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Sonic Log (mKB)
11	Wabamun	1896.0 to 2065.7	NDE	NDE	1617.0 to 1753.0	1630.0 to 1755.0
12	Calmar and Nisku	2065.7 to 2096.0	NDE	NDE	1753.0 to 1796.5	1755.0 to 1793.7
13	Ireton and Leduc	2096.0 to 2312.0	NDE	NDE	1796.5 to NDE	1793.7 to NDE
14	Cooking Lake	2312.0 to 2365.0	NDE	NDE	NDE	NDE
15	Beaverhill Lake	2365.0 to 2514.5	NDE	NDE	NDE	NDE
16	Elk Point	2514.5 to NDE	NDE	NDE	NDE	NDE

Siksika 146

Colonne 1		Colonne 2				
		Données de diagraphie				
		00/14-3-23-23O4	00/5-19-22-23O4	00/4-4-21-20O4	00/2-29-20-20O4	00/6-20-20-19O4
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
1	Edmonton et Belly River	surface à 812,0	surface à 763,5	surface à 548,5	surface à 585,0	surface à 603,5
2	Pakowki	812,0 à 854,5	763,5 à 810,0	548,5 à 593,0	585,0 à 630,0	603,5 à 656,0
3	Milk River	854,5 à 937,5	810,0 à 892,0	593,0 à 686,0	630,0 à 722,5	656,0 à 738,5
4	Upper Colorado, y compris Medicine Hat	937,5 à 1242,0	892,0 à 1200,0	686,0 à 977,5	722,5 à 1018,6	738,5 à 1026,6
5	Second schiste argileux de White	1242,0 à 1370,7	1200,0 à 1330,0	977,5 à 1095,4	1018,6 à 1144,0	1026,6 à 1147,7
6	Viking Lag Sand	NP	1330,0 à 1333,0	1095,4 à 1101,0	NP	NP
7	Viking (Bow Island)	1370,7 à 1475,0	1333,0 à 1441,5	1101,0 à 1203,7	1144,0 à 1248,5	1147,7 à 1250,0
8	Mannville	1475,0 à 1647,0	1441,5 à 1595,5	1203,7 à 1350,0	1248,5 à 1431,3	1250,0 à 1413,7
9	Pekisko	1647,0 à 1752,0	1595,5 à FI	1350,0 à FI	1431,3 à 1477,3	1413,7 à 1476,3
10	Banff et Exshaw	1752,0 à 1896,0	FI	FI	1477,3 à 1617,0	1476,3 à 1630,0
11	Wabamun	1896,0 à 2065,7	FI	FI	1617,0 à 1753,0	1630,0 à 1755,0
12	Calmar et Nisku	2065,7 à 2096,0	FI	FI	1753,0 à 1796,5	1755,0 à 1793,7
13	Ireton et Leduc	2096,0 à 2312,0	FI	FI	1796,5 à FI	1793,7 à FI
14	Cooking Lake	2312,0 à 2365,0	FI	FI	FI	FI
15	Beaverhill Lake	2365,0 à 2514,5	FI	FI	FI	FI

Colonne 1		Colonne 2				
		Données de diagraphie				
		00/14-3-23-23O4	00/5-19-22-23O4	00/4-4-21-20O4	00/2-29-20-20O4	00/6-20-20-19O4
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)
16	Elk Point	2514,5 à FI	FI	FI	FI	FI

Stoney 142-143-144 and Tsuut'ina Nation 145

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
		00/8-13-27-3W5	00/2-33-25-6W5 ^a	00/10-34-24-6W5(5-34) ^b	00/5-24-27-6W5 ^c
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Neutron Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)
1	Belly River	Surface to 1743.0			
2	Wapiabi	1743.0 to 2121.0			
3	Cardium and Blackstone	2121.0 to 2418.0			
4	Viking and Joli Fou	2418.0 to 2498.0			
5	Blairmore ^d	2498.0 to 2729.0			
6	Mount Head	NP			
7	Turner Valley	2729.0 to 2775.0	11,154 to 11,485 ^a	11,920 to 12,280 ^b	9978 to 10,198 ^c
8	Shunda	2775.0 to 2828.0			
9	Pekisko	2828.0 to 2929.0			
10	Banff and Exshaw	2929.0 to 3079.0			
11	Wabamun	3079.0 to 3318.0			
12	Winterburn	3318.0 to 3356.0			
13	Ireton	3356.0 to 3368.0			
14	Leduc	3368.0 to 3599.0			
15	Cooking Lake	3599.0 to NDE			

^a Jumping Pound West Unit No. 1: definition of unitized zone

^b Jumping Pound West Unit No. 2: definition of unitized zone

^c Wildcat Hills Unit: definition of unitized zone

^d Includes any Jurassic zone remnant: Fernie, Nordegg

Stoney 142-143-144 et Tsuut'ina Nation 145

Colonne 1		Colonne 2			
Article	Couche	Données de diagraphie			
		00/8-13-27-3O5	00/2-33-25-6O5 ^a	00/10-34-24-6O5(5-34) ^b	00/5-24-27-6O5 ^c
		Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie neutron (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
1	Belly River	surface à 1743,0			
2	Wapiabi	1743,0 à 2121,0			
3	Cardium et Blackstone	2121,0 à 2418,0			
4	Viking et Joli Fou	2418,0 à 2498,0			
5	Blairmore ^d	2498,0 à 2729,0			
6	Mount Head	NP			
7	Turner Valley	2729,0 à 2775,0	11 154 à 11 485 ^a	11 920 à 12 280 ^b	9978 à 10 198 ^c
8	Shunda	2775,0 à 2828,0			
9	Pekisko	2828,0 à 2929,0			
10	Banff et Exshaw	2929,0 à 3079,0			
11	Wabamun	3079,0 à 3318,0			
12	Winterburn	3318,0 à 3356,0			
13	Ireton	3356,0 à 3368,0			
14	Leduc	3368,0 à 3599,0			
15	Cooking Lake	3599,0 à FI			

^a Jumping Pound West Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

^b Jumping Pound West Unit n° 2 : définition d'une couche divisée en unités

^c Wildcat Hills Unit : définition d'une couche divisée en unités

^d Y compris les restes de la couche jurassique, soit Fernie et Nordegg

Sturgeon Lake 154

Column 1		Column 2	
Item	Zone	Well Log Data	
		Sonic Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)
1	Wapiabi	Surface to 1844	Surface to 1755
2	Badheart	1844 to 1897	1755 to 1795
3	Kaskapau	1897 to 2721	1795 to 2605
4	Dunvegan	2721 to 2960	2605 to 2835

Sturgeon Lake 154

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	Données de diagraphie	
		Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
1	Wapiabi	surface à 1844	surface à 1755
2	Badheart	1844 à 1897	1755 à 1795
3	Kaskapau	1897 à 2721	1795 à 2605

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/9-18-70-23W5	00/4-25-70-23W5
Item	Zone	Sonic Log (ft. KB)	Sonic Log (ft. KB)
5	Shaftesbury	2960 to 3467	2835 to 3327
6	Peace River	3467 to 3540	3327 to 3395
7	Harmon	3540 to 3623	3395 to 3482
8	Spirit River	3623 to 4573	3482 to 4440
9	Bluesky and Gething	4573 to 4805	4440 to 4586
10	Cadomin	4805 to 4890	4586 to 4658
11	Fernie and Nordegg	4890 to 5092	4658 to 4949
12	Montney	5092 to 5459	4949 to 5288
13	Belloy	5459 to 5590	5288 to 5373
14	Debolt	5590 to 6186	5373 to 5997
15	Shunda	6186 to 6473	5997 to 6290
16	Pekisko	6473 to 6674	6290 to 6486
17	Banff	6674 to 7378	6486 to 7208
18	Exshaw	7378 to 7397	7208 to 7228
19	Wabamun	7397 to 8184	7228 to 8021
20	Winterburn	8184 to 8496	8021 to 8422
21	Ireton	8496 to 8637	8422 to 9316
22	Leduc	8637 to NDE	NP
23	Beaverhill Lake	NDE	9316 to 9610
24	Slave Point	NDE	9610 to 9660
25	Gilwood and Granite Wash	NDE	9660 to 9730
26	Precambrian	NDE	9730 to NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/9-18-70-23O5	00/4-25-70-23O5
Article	Couche	Diagraphie sonique (pi FE)	Diagraphie sonique (pi FE)
4	Dunvegan	2721 à 2960	2605 à 2835
5	Shaftesbury	2960 à 3467	2835 à 3327
6	Peace River	3467 à 3540	3327 à 3395
7	Harmon	3540 à 3623	3395 à 3482
8	Spirit River	3623 à 4573	3482 à 4440
9	Bluesky et Gething	4573 à 4805	4440 à 4586
10	Cadomin	4805 à 4890	4586 à 4658
11	Fernie et Nordegg	4890 à 5092	4658 à 4949
12	Montney	5092 à 5459	4949 à 5288
13	Belloy	5459 à 5590	5288 à 5373
14	Debolt	5590 à 6186	5373 à 5997
15	Shunda	6186 à 6473	5997 à 6290
16	Pekisko	6473 à 6674	6290 à 6486
17	Banff	6674 à 7378	6486 à 7208
18	Exshaw	7378 à 7397	7208 à 7228
19	Wabamun	7397 à 8184	7228 à 8021
20	Winterburn	8184 à 8496	8021 à 8422
21	Ireton	8496 à 8637	8422 à 9316
22	Leduc	8637 à FI	NP
23	Beaverhill Lake	FI	9316 à 9610
24	Slave Point	FI	9610 à 9660
25	Gilwood et Granite Wash	FI	9660 à 9730
26	Precambrian	FI	9730 à FI

Sucker Creek 150A

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/16-36-74-15W5
Item	Zone	Sonic Log (mKB)
1	Shaftesbury	Surface to 428
2	Paddy, Cadotte and Harmon	428 to 463
3	Spirit River	463 to 737
4	Bluesky and Gething	737 to 768
5	Debolt	768 to 863
6	Shunda	863 to 976
7	Pekisko	976 to 1031
8	Banff	1031 to 1265
9	Wabamun	1265 to 1535
10	Winterburn	1535 to 1657
11	Woodbend	1657 to 1956
12	Beaverhill Lake and Slave Point	1956 to 2084
13	Gilwood and Watt Mountain	2084 to 2113
14	Granite Wash	2113 to 2152
15	Precambrian	2152 to NDE

Sucker Creek 150A

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/16-36-74-15O5
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)
1	Shaftesbury	surface à 428
2	Paddy, Cadotte et Harmon	428 à 463
3	Spirit River	463 à 737
4	Bluesky et Gething	737 à 768
5	Debolt	768 à 863
6	Shunda	863 à 976
7	Pekisko	976 à 1031
8	Banff	1031 à 1265
9	Wabamun	1265 à 1535
10	Winterburn	1535 à 1657
11	Woodbend	1657 à 1956
12	Beaverhill Lake et Slave Point	1956 à 2084
13	Gilwood et Watt Mountain	2084 à 2113
14	Granite Wash	2113 à 2152
15	Precambrian	2152 à FI

Sunchild 202 and O'Chiese 203

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/4-11-44-10W5	00/10-15-43-10W5
		00/6-30-42-9W5	
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Edmonton and Belly River	Surface to 1765.0	Surface to 1742.0
2	Upper Colorado	1765.0 to 2120.0	1742.0 to 2126.0
3	Cardium	2120.0 to 2186.0	2126.0 to 2197.7
4	Lower Colorado	2186.0 to 2522.5	2197.7 to 2499.0
5	Viking	2522.5 to 2550.0	2499.0 to 2526.0
6	Upper Mannville	2550.0 to 2720.0	2526.0 to 2678.0

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
		00/4-11-44-10W5	00/10-15-43-10W5	00/6-30-42-9W5
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
7	Lower Mannville	2720.0 to 2791.4	2678.0 to 2757.0	2627.0 to 2702.5
8	Fernie, Rock Creek and Poker Chip	2791.4 to 2833.0	2757.0 to 2794.8	2702.5 to 2741.8
9	Nordegg	2833.0 to 2861.0	2794.8 to 2824.0	2741.8 to 2771.0
10	Shunda	2861.0 to 2892.2	2824.0 to 2854.8	2771.0 to 2804.2
11	Pekisko	2892.2 to 2926.0	2854.8 to 2905.0	2804.2 to 2839.0
12	Banff and Exshaw	2926.0 to NDE	2905.0 to NDE	2839.0 to 3021.3
13	Wabamun	NDE	NDE	3021.3 to NDE

Sunchild 202 et O'Chiese 203

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
		00/4-11-44-10O5	00/10-15-43-10O5	00/6-30-42-9O5
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Edmonton et Belly River	surface à 1765,0	surface à 1742,0	surface à 1700,0
2	Upper Colorado	1765,0 à 2120,0	1742,0 à 2126,0	1700,0 à 2062,0
3	Cardium	2120,0 à 2186,0	2126,0 à 2197,7	2062,0 à 2134,7
4	Lower Colorado	2186,0 à 2522,5	2197,7 à 2499,0	2134,7 à 2451,9
5	Viking	2522,5 à 2550,0	2499,0 à 2526,0	2451,9 à 2478,6
6	Upper Mannville	2550,0 à 2720,0	2526,0 à 2678,0	2478,6 à 2627,0
7	Lower Mannville	2720,0 à 2791,4	2678,0 à 2757,0	2627,0 à 2702,5
8	Fernie, Rock Creek et Poker Chip	2791,4 à 2833,0	2757,0 à 2794,8	2702,5 à 2741,8
9	Nordegg	2833,0 à 2861,0	2794,8 à 2824,0	2741,8 à 2771,0
10	Shunda	2861,0 à 2892,2	2824,0 à 2854,8	2771,0 à 2804,2
11	Pekisko	2892,2 à 2926,0	2854,8 à 2905,0	2804,2 à 2839,0
12	Banff et Exshaw	2926,0 à FI	2905,0 à FI	2839,0 à 3021,3
13	Wabamun	FI	FI	3021,3 à FI

Thunderchild 115K and Thunderchild First Nation 115B,

Thunderchild 115K et Thunderchild First Nation 115B,

115C, 115D, 115E, 115F, 115G,
 115H, 115I, 115J, 115L, 115M,
 115N, 115Q, 115R, 115S, 115T,
 115U, 115V, 115W, 115X and
 115Z

115C, 115D, 115E, 115F, 115G,
 115H, 115I, 115J, 115L, 115M,
 115N, 115Q, 115R, 115S, 115T,
 115U, 115V, 115W, 115X et
 115Z

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		91/5-25-59-23W3	21/16-3-52-20W3
Item	Zone	Neutron-density Log (mKB TVD)	Neutron-density Log (mKB)
1	St. Walburg	231.6 to 274.4	
2	Viking	274.4 to 320.8	
3	Colony	320.8 to 340.0	454.0 to 478.0
4	McLaren	340.0 to 352.0	478.0 to 489.0
5	Waseca	352.0 to ILND	489.0 to 516.0
6	Sparky		516.0 to 546.0
7	General Petroleum		546.0 to 575.0
8	Rex		575.0 to 608.0
9	Lloydminster		608.0 to 646.0
10	Cummings		646.0 to 672.0
11	Devonian		672.0 to NDE

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		91/5-25-59-23O3	21/16-3-52-20O3
Article	Couche	Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	St. Walburg	231,6 à 274,4	
2	Viking	274,4 à 320,8	
3	Colony	320,8 à 340,0	454,0 à 478,0
4	McLaren	340,0 à 352,0	478,0 à 489,0
5	Waseca	352,0 à LIND	489,0 à 516,0
6	Sparky		516,0 à 546,0
7	General Petroleum		546,0 à 575,0
8	Rex		575,0 à 608,0
9	Lloydminster		608,0 à 646,0
10	Cummings		646,0 à 672,0
11	Devonian		672,0 à FI

Utikoomak Lake 155

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/6-30-80-9W5	12-28-80-9W5 ^a
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Electric Log (ft. KB)
			2-21-79-8W5 ^b
			Electric Log (ft. KB)
1	Peace River and Spirit River	315.5 to 558.7	
2	Shunda and Pekisko	558.7 to 607.0	
3	Banff and Exshaw	607.0 to 884.0	
4	Wabamun	884.0 to 1125.0	
5	Winterburn	1125.0 to 1267.0	
6	Ireton	1267.0 to 1568.0	

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Electric Log (ft. KB)	Electric Log (ft. KB)
		00/6-30-80-9W5	12-28-80-9W5 ^a	2-21-79-8W5 ^b
7	Beaverhill Lake	1568.0 to 1686.0		
8	Slave Point and Fort Vermilion	1686.0 to 1718.0		
9	Watt Mountain and Gilwood	1718.0 to 1724.0	5552 to 5576 ^a	5689 to 5771 ^b
10	Muskeg and Keg River	1724.0 to 1750.0		
11	Granite Wash	1750.0 to 1755.0		
12	Precambrian	1755.0 to NDE		

^a West Nipisi Unit No. 1: definition of unitized zone

^b Nipisi Gilwood Unit No. 1: definition of unitized zone

Utikoomak Lake 155

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie électrique (pi FE)	Diagraphie électrique (pi FE)
		00/6-30-80-9O5	12-28-80-9O5 ^a	2-21-79-8O5 ^b
1	Peace River et Spirit River	315,5 à 558,7		
2	Shunda et Pekisko	558,7 à 607,0		
3	Banff et Exshaw	607,0 à 884,0		
4	Wabamun	884,0 à 1125,0		
5	Winterburn	1125,0 à 1267,0		
6	Ireton	1267,0 à 1568,0		
7	Beaverhill Lake	1568,0 à 1686,0		
8	Slave Point et Fort Vermilion	1686,0 à 1718,0		
9	Watt Mountain et Gilwood	1718,0 à 1724,0	5552 à 5576 ^a	5689 à 5771 ^b
10	Muskeg et Keg River	1724,0 à 1750,0		
11	Granite Wash	1750,0 à 1755,0		
12	Precambrian	1755,0 à FI		

^a West Nipisi Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

^b Nipisi Gilwood Unit n° 1 : définition d'une couche divisée en unités

Wabamun 133A

Column 1	Column 2
	Well Log Data
	00/15-23-52-4W5
Item	Zone
	Sonic Log (mKB)
1	Belly River
2	Lea Park
3	Wapiabi
4	Cardium and Lower Colorado
5	Viking
6	Joli Fou
7	Upper Mannville
8	Glauconite
9	Lower Mannville
10	Banff and Exshaw
11	Wabamun
12	Graminia, Blue Ridge and Calmar
13	Nisku
14	Ireton

Wabamun 133A

Colonne 1	Colonne 2
	Données de diagraphie
	00/15-23-52-4O5
Article	Couche
	Diagraphie sonique (m FE)
1	Belly River
2	Lea Park
3	Wapiabi
4	Cardium et Lower Colorado
5	Viking
6	Joli Fou
7	Upper Mannville
8	Glauconite
9	Lower Mannville
10	Banff et Exshaw
11	Wabamun
12	Graminia, Blue Ridge et Calmar
13	Nisku
14	Ireton

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C and 166D

Column 1	Column 2
	Well Log Data
	00/11-10-81-25W4
Item	Zone
	Induction Log (ft. KB)
1	Pelican and Joli Fou
2	Grand Rapids
3	Clearwater
4	Wabiskaw
5	McMurray
6	Wabamun

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C et 166D

Colonne 1	Colonne 2
	Données de diagraphie
	00/11-10-81-25O4
Article	Couche
	Diagraphie d'induction (pi FE)
1	Pelican et Joli Fou
2	Grand Rapids
3	Clearwater
4	Wabiskaw
5	McMurray

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		00/11-10-81-25W4
Item	Zone	Induction Log (ft. KB)
7	Winterburn	1677 to NDE

White Bear 70

Column 1		Column 2
		Well Log Data
		01/5-15-10-2W2
Item	Zone	Neutron Log (ft. KB)
1	Viking	2670 to 2843
2	Mannville	2843 to 3200
3	Gravelbourg	3200 to 3645
4	Watrous	3645 to 3902
5	Tilston	3902 to 3944
6	Souris Valley	3944 to 4380
7	Bakken	4380 to 4420
8	Torquay	4420 to 4590
9	Birdbear	4590 to 4690
10	Duperow	4690 to 5214
11	Souris River	5214 to 5593
12	Dawson Bay	5593 to 5780
13	Prairie Evaporite	5780 to NDE

White Fish Lake 128

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/14-11-62-13W4 ^a	00/10-16-62-12W4 ^b
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	347.6 to 386.0	347.0 to 383.5

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/11-10-81-25O4
Article	Couche	Diagraphie d'induction (pi FE)
6	Wabamun	1608 à 1677
7	Winterburn	1677 à FI

White Bear 70

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		01/5-15-10-2O2
Article	Couche	Diagraphie neutron (pi FE)
1	Viking	2670 à 2843
2	Mannville	2843 à 3200
3	Gravelbourg	3200 à 3645
4	Watrous	3645 à 3902
5	Tilston	3902 à 3944
6	Souris Valley	3944 à 4380
7	Bakken	4380 à 4420
8	Torquay	4420 à 4590
9	Birdbear	4590 à 4690
10	Duperow	4690 à 5214
11	Souris River	5214 à 5593
12	Dawson Bay	5593 à 5780
13	Prairie Evaporite	5780 à FI

White Fish Lake 128

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
		00/14-11-62-13O4 ^a	00/10-16-62-12O4 ^b
Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	347,6 à 386,0	347,0 à 383,5

Column 1		Column 2		Colonne 1		Colonne 2	
		Well Log Data				Données de diagraphie	
		00/14-11-62-13W4 ^a 00/10-16-62-12W4 ^b				00/14-11-62-13O4 ^a 00/10-16-62-12O4 ^b	
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Induction Log (mKB)	Article	Couche	Diagraphie d'induction (m FE)	Diagraphie d'induction (m FE)
2	Colony	386.0 to 426.0	383.5 to 397.5	2	Colony	386,0 à 426,0	383,5 à 397,5
3	Upper Grand Rapids 2	426.0 to 439.0	397.5 to 431.0	3	Upper Grand Rapids 2	426,0 à 439,0	397,5 à 431,0
4	Lower Grand Rapids 1	439.0 to 453.0	431.0 to 445.0	4	Lower Grand Rapids 1	439,0 à 453,0	431,0 à 445,0
5	Lower Grand Rapids 2	453.0 to 471.0	445.0 to 459.0	5	Lower Grand Rapids 2	453,0 à 471,0	445,0 à 459,0
6	Upper Clearwater	471.0 to 498.0	459.0 to 491.5	6	Upper Clearwater	471,0 à 498,0	459,0 à 491,5
7	Lower Clearwater	498.0 to 522.0	491.5 to 516.5	7	Lower Clearwater	498,0 à 522,0	491,5 à 516,5
8	McMurray	522.0 to NDE	516.5 to 539.5	8	McMurray	522,0 à FI	516,5 à 539,5
9	Woodbend		539.5 to NDE	9	Woodbend		539,5 à FI

^a Colony Channel Type Log

^b Non-Colony Channel Type Log

^a Données de type Colony Channel

^b Données de type Non-Colony Channel

Woodland Cree 226, 227 and 228

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
		00/6-18-87-18W5	00/7-24-86-14W5
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
1	Bullhead	Surface to 494.0	Surface to 498.0
2	Debolt	494.0 to 540.0	498.0 to 504.0
3	Shunda	540.0 to 664.0	NP
4	Pekisko	664.0 to 753.0	475.0 to 518.5
5	Banff and Exshaw	753.0 to 1051.0	518.5 to 823.0
6	Wabamun	1051.0 to 1312.0	823.0 to 1078.0
7	Winterburn	1312.0 to 1397.0	1078.0 to 1205.5
8	Ireton	1397.0 to 1662.0	1205.5 to 1509.0
9	Beaverhill Lake	1662.0 to 1700.0	1509.0 to 1566.0
10	Slave Point	1700.0 to NDE	1566.0 to 1613.5
11	Granite Wash		1613.5 to 1614.0

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
Item	Zone	Sonic Log (mKB)	Sonic Log (mKB)	Neutron-density Log (mKB)
12	Precambrian		1614.0 to NDE	

Woodland Cree 226, 227 et 228

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
Article	Couche	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie sonique (m FE)	Diagraphie neutron-densité (m FE)
		00/6-18-87-18O5	00/7-24-86-14O5	00/9-34-86-17O5
1	Bullhead	surface à 494,0	surface à 475,0	surface à 498,0
2	Debolt	494,0 à 540,0	NP	498,0 à 504,0
3	Shunda	540,0 à 664,0	NP	
4	Pekisko	664,0 à 753,0	475,0 à 518,5	
5	Banff et Exshaw	753,0 à 1051,0	518,5 à 823,0	
6	Wabamun	1051,0 à 1312,0	823,0 à 1078,0	
7	Winterburn	1312,0 à 1397,0	1078,0 à 1205,5	
8	Ireton	1397,0 à 1662,0	1205,5 à 1509,0	
9	Beaverhill Lake	1662,0 à 1700,0	1509,0 à 1566,0	
10	Slave Point	1700,0 à FI	1566,0 à 1613,5	
11	Granite Wash		1613,5 à 1614,0	
12	Precambrian		1614,0 à FI	

SCHEDULE 5

(Subsection 79(1))

Royalties

Interpretation

Definition of *marketable gas*

1 In this Schedule, **marketable gas** means gas, consisting mainly of methane, that meets industry or utility specifications for use as a domestic, commercial or industrial fuel or as an industrial raw material.

Actual Selling Price

Highest value

2 (1) For the purposes of this Schedule, if the Minister determines that the actual selling price of oil or gas is less than the fair value of that oil or gas at the time and place of production, the actual selling price is deemed to be that fair value. In that case, the Minister must send the contract holder notice of the royalties payable and, within 30 days after the day on which the notice is received, the holder must pay the royalties payable in accordance with that notice.

Factors to consider

(2) In determining the fair value of oil or gas, the Minister, in consultation with the council, must take into account the following factors:

- (a)** any applicable reference price;
- (b)** in the case of gas, transportation cost, volume of fuel gas and heat value;
- (c)** in the case of oil, transportation cost, quality adjustment for sulphur content and density;
- (d)** whether the parties to the transaction are related parties within the meaning of subsection 82(4) of these Regulations;
- (e)** the Bank of Canada's daily exchange rate for converting U.S. dollars to Canadian dollars; and
- (f)** the factor of 6.2898 to convert barrels of oil to cubic metres of oil.

ANNEXE 5

(paragraphe 79(1))

Redevances

Définition

Définition de *gaz commercialisable*

1 Dans la présente annexe, **gaz commercialisable** s'entend du gaz, composé principalement de méthane, qui satisfait à des spécifications de l'industrie ou des services publics aux fins d'utilisation comme combustible domestique, commercial ou industriel ou comme matière première industrielle.

Prix de vente réel

Valeur la plus élevée

2 (1) Pour l'application de la présente annexe, si le ministre détermine que le prix de vente réel du pétrole ou du gaz est inférieur à la juste valeur de ce pétrole ou de ce gaz au moment et au lieu de production, le prix de vente réel est réputé être cette juste valeur. Dans ce cas, le ministre avise le titulaire du contrat du montant des redevances à payer et, dans les trente jours suivant la réception de l'avis, le titulaire verse les redevances conformément à cet avis.

Facteurs à considérer

(2) Afin de déterminer la juste valeur du pétrole ou du gaz, le ministre, en consultation avec le conseil, tient compte des facteurs suivants :

- a)** tout prix de référence applicable;
- b)** dans le cas du gaz, le coût du transport, le volume du gaz combustible et le pouvoir calorifique du gaz;
- c)** dans le cas du pétrole, le coût du transport, l'ajustement de la qualité suivant la teneur en soufre et la densité du pétrole;
- d)** le fait que les parties à la transaction soient apparentées au sens du paragraphe 82(4) du présent règlement;
- e)** le taux de change quotidien du dollars américain en dollars canadien de la Banque du Canada;
- f)** la conversion de barils de pétrole en mètres cubes de pétrole selon un facteur de 6,2898.

Oil Royalty

Calculation of royalty — oil

3 (1) The royalty on oil that is recovered from, or attributed to, lands in a contract area consists of the basic royalty determined in accordance with subsection (2) or (3) and the supplementary royalty determined in accordance with subsection (5). All amounts are to be calculated at the time and place of production.

Basic royalty — first five years

(2) During the five-year period beginning on the day on which production of oil from the contract area begins, the basic royalty for each month of that period is equal to the actual selling price multiplied by the monthly royalty determined in accordance with column 2 of the table to this subsection, based on the monthly production, referred to in column 1, of oil that is recovered from, or attributed to, each well.

TABLE

Item	Column 1 Monthly Production (m ³)	Column 2 Monthly Royalty (m ³)
1	80 or less	10% of the number of cubic metres
2	More than 80 but not more than 160	8 m ³ plus 20% of the number of cubic metres in excess of 80
3	More than 160	24 m ³ plus 26% of the number of cubic metres in excess of 160

Basic royalty — subsequent years

(3) Beginning immediately after the period referred to in subsection (2), the basic royalty for each subsequent month is equal to the actual selling price multiplied by the monthly royalty determined in accordance with column 2 of the table to this subsection, based on the monthly production, referred to in column 1, of oil that is recovered from, or attributed to, each well.

Redevances pour le pétrole

Calcul de la redevance pour le pétrole

3 (1) La redevance pour le pétrole extrait des terres d'une zone visée par un contrat ou attribué à celles-ci est composée de la redevance de base, déterminée conformément aux paragraphes (2) ou (3), et de la redevance supplémentaire, déterminée conformément au paragraphe (5). Toutes les sommes sont calculées à la date et au lieu de production.

Redevance de base — cinq premières années

(2) Pendant la période de cinq ans qui commence à la date de commencement de la production du pétrole à partir de la zone visée par le contrat, la redevance de base pour chaque mois au cours de cette période correspond au prix de vente réel multiplié par le montant de la redevance mensuelle déterminé conformément à la colonne 2 du tableau du présent paragraphe en fonction de la production mensuelle correspondante mentionnée à la colonne 1 à l'égard du pétrole extrait de chaque puits ou attribué à chaque puits.

TABLEAU

Article	Colonne 1 Production mensuelle (m ³)	Colonne 2 Redevance mensuelle (m ³)
1	jusqu'à 80	10 % du nombre de mètres cubes
2	plus de 80 mais au plus 160	8 m ³ plus 20 % du nombre de mètres cubes au-delà de 80
3	plus de 160	24 m ³ plus 26 % du nombre de mètres cubes au-delà de 160

Redevance de base — années subséquentes

(3) Dès l'expiration de la période visée au paragraphe (2), la redevance de base pour chaque mois subséquent correspond au prix de vente réel multiplié par le montant de la redevance mensuelle déterminé conformément à la colonne 2 du tableau du présent paragraphe en fonction de la production mensuelle correspondante mentionnée à la colonne 1 à l'égard du pétrole extrait de chaque puits ou attribué à chaque puits.

TABLE

Item	Column 1 Monthly Production (m ³)	Column 2 Monthly Royalty (m ³)
1	80 or less	10% of the number of cubic metres
2	More than 80 but not more than 160	8 m ³ plus 20% of the number of cubic metres in excess of 80
3	More than 160 but not more than 795	24 m ³ plus 26% of the number of cubic metres in excess of 160
4	More than 795	189 m ³ plus 40% of the number of cubic metres in excess of 795

Notice to council

(4) The Minister must send the council notice of the date on which the production referred to in subsection (2) begins.

Supplementary royalty

(5) The supplementary royalty is

(a) in respect of oil to which subsection (2) applies, the amount determined by the formula

$$(T - B)0.50(P - R)$$

where

T is the amount of oil, in cubic metres, that is recovered from, or attributed to, each well in the contract area during the month,

B is the monthly royalty, in cubic metres, determined in accordance with the table to subsection (2),

P is the actual selling price of the oil per cubic metre, and

R is the reference price, equal to

(i) in the case of oil recovered from a source set out in column 2 of the table to this subsection, the price set out in column 3, and

(ii) in any other case, \$25 per cubic metre; and

(b) in respect of oil to which subsection (3) applies, the amount determined by the formula

$$(T - B)[0.75(P - R - \$12.58) + \$6.29]$$

where

TABLEAU

Article	Colonne 1 Production mensuelle (m ³)	Colonne 2 Redevance mensuelle (m ³)
1	jusqu'à 80	10 % du nombre de mètres cubes
2	plus de 80 mais au plus 160	8 m ³ plus 20 % du nombre de mètres cubes au-delà de 80
3	plus de 160 mais au plus 795	24 m ³ plus 26 % du nombre de mètres cubes au-delà de 160
4	plus de 795	189 m ³ plus 40 % du nombre de mètres cubes au-delà de 795

Avis au conseil

(4) Le ministre avise le conseil de la date à laquelle commence la production visée au paragraphe (2).

Redevance supplémentaire

(5) La redevance supplémentaire est :

a) pour le pétrole à l'égard duquel s'applique le paragraphe (2), déterminée au moyen de la formule suivante :

$$(T - B)0,50(P - R)$$

où :

T représente le nombre de mètres cubes de pétrole extrait de chaque puits ou attribué à chaque puits dans la zone visée par le contrat au cours du mois,

B le montant de la redevance mensuelle, en mètres cubes, déterminé conformément au tableau du paragraphe (2),

P le prix de vente réel du pétrole par mètre cube,

R le prix de référence, qui est égal :

(i) dans le cas du pétrole extrait d'une source mentionnée à la colonne 2 du tableau du présent paragraphe, au prix mentionné à la colonne 3;

(ii) dans tous les autres cas, à 25 \$ le mètre cube;

b) pour le pétrole à l'égard duquel s'applique le paragraphe (3), déterminée au moyen de la formule suivante :

$$(T - B)[0,75(P - R - 12,58 \$) + 6,29 \$]$$

- T** is the amount of oil, in cubic metres, that is recovered from, or attributed to, each well in the contract area during the month,
- B** is the monthly royalty, in cubic metres, determined in accordance with the table to subsection (3),
- P** is the actual selling price of the oil per cubic metre, and
- R** is the reference price, equal to
- (i) in the case of oil recovered from a source set out in column 2 of the table to this subsection, the price set out in column 3, and
 - (ii) in any other case, \$25 per cubic metre.

où :

- T** représente le nombre de mètres cubes de pétrole extrait de chaque puits ou attribué à chaque puits dans une zone visée par un contrat au cours du mois,
- B** le montant de la redevance mensuelle, en mètres cubes, déterminé conformément au tableau du paragraphe (3),
- P** le prix de vente réel du pétrole par mètre cube,
- R** le prix de référence, qui est égal :
- (i) dans le cas du pétrole extrait d'une source mentionnée à la colonne 2 du tableau du présent paragraphe, au prix mentionné à la colonne 3;
 - (ii) dans tous les autres cas, à 25 \$ le mètre cube.

TABLE

Item	Column 1 First Nation Lands	Column 2 Source Producing Before January 1, 1974	Column 3 Reference Price (\$/m ³)
1	Pigeon Lake 138A	Cardium	24.04
		Leduc	25.37
2	Sawridge 150G	Gilwood Sand	25.13
3	Enoch Cree Nation 135	Lower Cretaceous	24.64
		Acheson Leduc	24.45
		Yekau Lake Leduc	25.01
4	Sturgeon Lake 154	Leduc	21.51
5	Utikoomak Lake 155	Gilwood Sand Unit No. 1	25.00
		West Nipisi Unit No. 1	24.58
6	White Bear 70	10-2-10-2 W2 well	22.40
		8-9-10-2 W2 well	22.63
7	Siksika 146	6-25-20-21 W4 well	18.19
8	Ermineskin 138	6-11-45-25 W4 well	19.18

TABLEAU

Article	Colonne 1 Terres de la première nation	Colonne 2 Source en production avant le 1 ^{er} janvier 1974	Colonne 3 Prix de référence (\$/m ³)
1	Pigeon Lake 138A	Cardium	24,04
		Leduc	25,37
2	Sawridge 150G	Gilwood Sand	25,13
3	Enoch Cree Nation 135	Crétacé inférieur	24,64
		Acheson Leduc	24,45
		Yekau Lake Leduc	25,01
4	Sturgeon Lake 154	Leduc	21,51
5	Utikoomak Lake 155	Gilwood Sand Unit n° 1	25,00
		West Nipisi Unit n° 1	24,58
6	White Bear 70	Puits 10-2-10-2 O2	22,40
		Puits 8-9-10-2 O2	22,63
7	Siksika 146	Puits 6-25-20-21 O4	18,19
8	Ermineskin 138	Puits 6-11-45-25 O4	19,18

Gas Royalty

Calculation of royalty — gas

4 (1) When gas that is recovered from, or attributed to, lands in a contract area is sold, the royalty payable is the gross royalty value of the gas, determined in accordance with subsection (2), less the portion of the cost of gathering, dehydrating, compressing and processing the gas that is equal to its gross royalty value divided by its total value.

Gross royalty

(2) The gross royalty value of gas that is recovered from, or attributed to, lands in the contract area is the basic gross royalty value of 25% of the quantity of that gas multiplied by the actual selling price plus the supplementary gross royalty value determined in accordance with subsection (3). All amounts are to be calculated at the time and place of production.

Supplementary gross royalty

(3) The supplementary gross royalty value of gas, individually determined for each gas component produced, is equal to the sum of the products obtained by multiplying 75% of the quantity of each gas component by

(a) in the case of marketable gas,

(i) if the actual selling price exceeds \$10.65/1000 m³ but does not exceed \$24.85/1000 m³, 30% of the difference between the actual selling price per 1000 m³ and \$10.65/1000 m³, or

(ii) if the actual selling price exceeds \$24.85/1000 m³, \$4.26/1000 m³ plus 55% of the portion of the actual selling price in excess of \$24.85/1000 m³;

(b) in the case of pentanes plus, if the actual selling price exceeds \$27.68/m³, 50% of the portion of the actual selling price in excess of \$27.68/m³;

(c) in the case of sulphur, if the actual selling price exceeds \$39.37/t, 50% of the portion of the actual selling price in excess of \$39.37/t;

(d) in the case of other components from a source that produces marketable gas, an amount equal to the product obtained by multiplying the actual selling price of each of those components by the percentage by which the overall royalty rate for marketable gas, taking both basic and supplementary gross royalty values into account, exceeds 25%; and

Redevances pour le gaz

Calcul de la redevance pour le gaz

4 (1) Lorsque le gaz extrait des terres d'une zone visée par un contrat ou attribué à celles-ci est vendu, la redevance à payer représente la valeur du gaz en redevance brute, déterminée conformément au paragraphe (2), moins les coûts de la récolte, de la déshydratation, de la compression et de la transformation qui sont égaux à la valeur de la redevance brute divisée par sa valeur totale.

Redevance brute

(2) La valeur de la redevance brute pour le gaz extrait des terres de la zone visée par le contrat ou attribué à celles-ci représente la valeur de la redevance brute de base, soit de 25 % de la quantité de ce gaz multipliée par le prix de vente réel, additionnée de la valeur de la redevance brute supplémentaire, déterminée conformément au paragraphe (3). Toutes les sommes sont calculées à la date et au lieu de la production.

Redevance brute supplémentaire

(3) La valeur de la redevance brute supplémentaire pour le gaz est déterminée individuellement pour chacun des éléments composants du gaz produits et est égale à la somme des produits obtenus par la multiplication de 75 % de la quantité de chaque élément composant du gaz par :

a) pour le gaz commercialisable :

(i) 30 % de la différence entre le prix de vente réel par 1000 m³ et 10,65 \$/1000 m³, lorsque ce prix est supérieur à 10,65 \$/1000 m³ mais n'excède pas 24,85 \$/1000 m³,

(ii) 4,26 \$/1000 m³ plus 55 % de la fraction du prix de vente réel qui excède 24,85 \$/1000 m³, lorsque ce prix excède 24,85 \$/1000 m³;

b) pour les pentanes plus, 50 % de la fraction du prix de vente réel qui excède 27,68 \$/m³, lorsque ce prix excède 27,68 \$/m³;

c) pour le soufre, 50 % de la fraction du prix de vente réel qui excède 39,37 \$/t, lorsque ce prix excède 39,37 \$/t;

d) pour tout autre élément composant tiré d'une source qui produit du gaz commercialisable, la somme égale au produit obtenu par la multiplication du prix de vente réel de l'élément composant par le pourcentage du taux global de redevance pour le gaz commercialisable, compte tenu de la valeur de la redevance

(e) in the case of other components from a source that does not produce marketable gas, the lesser of one third of the actual selling price of that component and the amount determined under any special agreement entered into under subsection 4(2) of the Act.

Measurement of volumes

(4) For the purposes of this section, volumes referred to are volumes measured at standard conditions of 101.325 kPa and 15°C.

Notice to council

(5) The Minister must send the council notice of any costs that are deducted under subsection (1) for gathering, dehydrating, compressing and processing.

Royalty on Oil or Gas Consumed

No royalty payable

5 (1) Despite sections 2 to 4, the royalty payable on oil or gas recovered from, or attributed to, lands in a contract area is nil if the oil or gas is consumed in drilling for, producing or processing oil or gas that is recovered from, or attributed to, those lands.

Royalty payable

(2) However, subsection (1) does not apply to oil or gas that is consumed in the production or processing of crude bitumen.

brute de base et de la redevance brute supplémentaire, qui excède 25 %;

e) pour tout autre élément composant tiré d'une source qui ne produit pas de gaz commercialisable, le moindre des montants suivants : le tiers du prix de vente réel de l'élément composant et la somme déterminée aux termes d'un accord spécial conclu en vertu du paragraphe 4(2) de la Loi.

Mesure des volumes

(4) Pour l'application du présent article, les volumes mentionnés sont ceux mesurés dans les conditions normales de 101,325 kPa et de 15 °C.

Avis au conseil

(5) Le ministre avise le conseil des coûts qui sont déduits conformément au paragraphe (1) pour la récolte, la déshydratation, la compression et la transformation.

Redevance pour le pétrole ou le gaz utilisé

Aucune redevance

5 (1) Malgré les articles 2 à 4, aucune redevance n'est à payer pour le pétrole ou le gaz extrait des terres d'une zone visée par un contrat ou attribué à celles-ci et utilisé aux fins de forage, de production ou de traitement de pétrole ou de gaz extrait des terres ou attribué à celles-ci.

Exception

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas au pétrole ni au gaz utilisé pour la production et le traitement de bitume brut.

SCHEDULE 6

(Section 113)

Administrative Monetary Penalties

PART 1

Indian Oil and Gas Act

	Column 1	Column 2
Item	Provision	Penalty (\$)
1	5(1)(a)(i)	10,000
2	5(1)(a)(ii)	10,000
3	16	10,000
4	17(2)	10,000

PART 2

Indian Oil and Gas Regulations

	Column 1	Column 2
Item	Provision	Penalty (\$)
1	16	10,000
2	19(2)	1,000
3	21(a)(i)	1,000
4	21(a)(ii)	1,000
5	21(a)(iii)	1,000
6	21(a)(iv)	1,000
7	21(a)(v)	1,000
8	21(b)(i)	1,000
9	21(b)(ii)	1,000
10	21(b)(iii)	1,000
11	21(b)(iv)	1,000
12	21(b)(v)	1,000
13	21(b)(vi)	1,000
14	21(c)(i)	1,000

ANNEXE 6

(article 113)

Violations et pénalités

PARTIE 1

Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Disposition	Pénalité (\$)
1	5(1)a(i)	10 000
2	5(1)a(ii)	10 000
3	16	10 000
4	17(2)	10 000

PARTIE 2

Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Disposition	Pénalité (\$)
1	16	10 000
2	19(2)	1 000
3	21a(i)	1 000
4	21a(ii)	1 000
5	21a(iii)	1 000
6	21a(iv)	1 000
7	21a(v)	1 000
8	21b(i)	1 000
9	21b(ii)	1 000
10	21b(iii)	1 000
11	21b(iv)	1 000
12	21b(v)	1 000
13	21b(vi)	1 000
14	21c(i)	1 000

Item	Column 1 Provision	Column 2 Penalty (\$)	Article	Colonne 1 Disposition	Colonne 2 Pénalité (\$)
15	21(c)(ii)	1,000	15	21c)(ii)	1 000
16	21(c)(iii)	1,000	16	21c)(iii)	1 000
17	21(c)(iv)	1,000	17	21c)(iv)	1 000
18	21(c)(v)	1,000	18	21c)(v)	1 000
19	21(c)(vi)	1,000	19	21c)(vi)	1 000
20	21(c)(vii)	1,000	20	21c)(vii)	1 000
21	21(d)(i)	1,000	21	21d)(i)	1 000
22	21(d)(ii)	1,000	22	21d)(ii)	1 000
23	21(d)(iii)	1,000	23	21d)(iii)	1 000
24	21(d)(iv)	1,000	24	21d)(iv)	1 000
25	21(d)(v)	1,000	25	21d)(v)	1 000
26	21(d)(vi)	1,000	26	21d)(vi)	1 000
27	21(d)(vii)	1,000	27	21d)(vii)	1 000
28	21(d)(viii)	1,000	28	21d)(viii)	1 000
29	21(e)	1,000	29	21e)	1 000
30	21(f)	1,000	30	21f)	1 000
31	32(1)	2,500	31	32(1)	2 500
32	32(2)(a)	10,000	32	32(2)a)	10 000
33	32(2)(b)	2,500 (per hole)	33	32(2)b)	2 500 (par forage)
34	32(2)(c)	2,500	34	32(2)c)	2 500
35	32(2)(d)	10,000	35	32(2)d)	10 000
36	32(2)(f)	1,500	36	32(2)f)	1 500
37	33(1)	10,000	37	33(1)	10 000
38	34	10,000	38	34	10 000
39	59(2)	10,000	39	59(2)	10 000
40	75(5)	10,000	40	75(5)	10 000
41	78	10,000	41	78	10 000
42	82(2)(a)	1,000	42	82(2)a)	1 000
43	82(2)(b)	1,000	43	82(2)b)	1 000
44	82(2)(d)	1,000	44	82(2)d)	1 000
45	83(2)	2,000	45	83(2)	2 000

	Column 1	Column 2
Item	Provision	Penalty (\$)
46	98	1,000

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Disposition	Pénalité (\$)
46	98	1 000