

Indian Oil and Gas Regulations

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 from a reservoir 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*)

First Nation spacing unit means a spacing unit in which 50% or more of the lands are First Nation lands that belong to 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 and the end point of the wellbore in that zone to the line extending vertically downward from the initial point of penetration into the target zone; and

(b) a minimum length of 100 m, measured from the initial point of penetration into the target zone to the

Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes

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 pétroliers ou gaziers dans un gisement ou une partie de gisement, de sorte que l'exploitation conjointe et le paiement des redevances se fassent en fonction de la production attribuée et non de la production réelle. La présente définition exclut l'accord qui attribue la production d'un puits visé au paragraphe 107(1). (*unit agreement*)

adjacent À l'égard de d'une unité d'espacement qui a un point commun avec une autre unité d'espacement, abstraction faite des emprises de routes entre les unités d'espacement. (*adjoining*)

autorité provinciale Tout bureau, ministère ou organisme autorisé par la loi à prendre des décisions, d'accorder des approbations, de recevoir des renseignements ou de conserver des registres relatifs à la conservation, à l'exploration et à l'exploitation du pétrole ou 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 d'un gisement à un puits. (*bitumen*)

contrat relatif au sol Acte prévoyant un droit de passage conféré sous le régime de la Loi ou bail relatif au sol accordé 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 Toute strate de terre délimitée selon les données de diagraphie de l'annexe 3 ou 4, selon le cas. (*zone*)

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

end point of the wellbore in that zone. (*tronçon horizontal*)

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*)

off-reserve spacing unit means any spacing unit that is not a First Nation spacing unit. (*unité d'espacement hors réserve*)

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

offset well means a well that is located in a First Nation spacing unit adjoining an off-reserve 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*)

project means a project or plan for the recovery of oil or gas, other than a bitumen recovery project, for which the approval of the provincial authority is required. (*projet*)

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*)

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

frais de surface Sommes à payer par le titulaire d'un contrat relatif au sol et visés 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 afin d'obtenir les droits pétroliers ou gaziers. (*French version only*)

prix de vente réel

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

b) dans le cas du gaz, du prix ou de 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 de transport 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 soient engagés, selon le cas :

a) les frais d'achèvement d'un puits dont le forage a été effectué sans que le puits soit achevé;

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

projet Projet ou plan de récupération de pétrole ou de gaz — à l'exception du projet de récupération du bitume — qui exige l'approbation de l'autorité provinciale. (*project*)

puits Puits utilisé pour l'exploitation du pétrole et 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 hors réserve adjacentes à une unité d'espacement d'une première nation. (*triggering well*)

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

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'espace-ment*)

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*)

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

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

unit agreement means an agreement that combines the interests or rights of all the holders of oil and gas rights in all or part of a reservoir and provides for the joint exploitation of the oil and gas and the payment of royalties based on an allocation of production rather than actual production, but does not include an agreement that allocates 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 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 that provides the same information.

puits de service Puits exploité aux fins d'observation, 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 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 par air, sur la 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 degrés mesuré entre la ligne qui relie le point initial de pénétration dans cette couche 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 la couche cible;

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 situées sur les terres de la première nation en question. (*First Nation spacing unit*)

unité d'espacement hors réserve Unité d'espacement qui n'est pas une unité d'espacement d'une première nation. (*off-reserve 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 au successeur de ce document qui contient les mêmes renseignements si ce dernier n'existe plus.

General Rules

Notices, documents 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.

Address for service

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

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 on the fourth day after the day it is sent.

Deemed receipt — electronic form

(4) Any notice, document or information that the Minister sends to a holder in electronic form to their latest address for service or publishes on Petrinex is deemed to have been received by the holder on the day 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 prescribed form and accompanied by the fee for a record search set out in Schedule 1.

Information possessed by Minister

3 Despite any provision of these Regulations, a person is not obliged to submit information to the Minister that the Minister has advised 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 document is required by these Regulations to be submitted in prescribed form, but no form has been prescribed, the application or document may be submitted in any form so long as it includes all the required information.

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

Règles générales

Avis, document ou renseignement

2 (1) Tout avis, document ou renseignement envoyé ou soumis 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.

Adresse de signification

(2) Le titulaire d'un contrat fournit, sur le formulaire prévu à cet effet, ses coordonnées au ministre et avise ce dernier de tout changement.

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 l'adresse de signification du titulaire ou publié par le ministre sur le site Web 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 des frais prévus à l'annexe 1.

Renseignements

3 Malgré toute disposition du présent règlement, il n'est pas nécessaire de soumettre 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 ou un document doit être soumis sur le formulaire prévu à cet effet, mais qu'aucun n'a été prévu, la demande ou le document peut être soumis de toute autre manière, dans la mesure où les renseignements exigés sont soumis.

Autre forme

5 Si l'avis, le document ou le renseignement exigé aux termes du présent règlement doit être soumis en la forme prévue, la personne qui a l'obligation de les fournir peut

alternative format if the Minister advises that he or she has the capacity to read and use the information in that alternative format.

Eligible contract holders

6 A person is eligible to be granted a contract if

(a) they are a corporation that is authorized by the law 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 preceding 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 Every 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 fulfilled.

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, insurance 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:

utiliser une autre forme si le ministre déclare être en mesure de le lire et de l'utiliser.

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) dans le cas 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 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 de ce 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 environnementaux occasionnés par leur activités menées en vertu du contrat.

Assurance exigée

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

Protections minimales

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

(a) comprehensive general liability insurance that covers the risks of damage resulting from 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 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 or resiliation

(4) The holder must, without delay, send the Minister notice if any coverage under their insurance policy is cancelled or resiliated and at least 30 days before the last day of coverage if the holder intends to cancel or resiliate 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 fulfil the obligation imposed by subsection 9(1) by providing the Minister with a letter of self-insurance in prescribed form in which the holder

(a) acknowledges liability for any damage resulting from operations they carry out under the contract; and

(b) declares that the holder's financial resources are adequate to cover their liabilities.

a) une assurance responsabilité civile générale et suffisante pour couvrir les risques de dommages causés par les activités menées en vertu 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 et couvrant notamment la responsabilité des occupants ou la responsabilité du fait des immeubles, la responsabilité de l'employeur, la responsabilité civile éventuelle de l'employeur, la responsabilité contractuelle, la responsabilité civile 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 civile automobile pour tous les véhicules utilisés dans le cadre des activités menées en vertu 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 en vertu 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 avise le ministre sans délai qu'une protection au titre de 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 d'assurance.

Auto-assurance

10 Le titulaire peut satisfaire aux exigences 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 causés par les activités menées en vertu de son contrat;

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

Contractors' insurance

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

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 lands complies with subsection (1).

Exception

(3) Subsections (1) and (2) do not apply if the contract area is in a reserve whose configuration prevents compliance with those subsections.

Survey plans

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

- (a)** prepared 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 that are added to a reserve 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 holder to have a survey conducted as soon as the circumstances permit.

Assurance des entrepreneurs

11 Le titulaire veille à ce que toute personne autre qu'un employé qui mène des activités en vertu du contrat, sous-crive et conserve une police d'assurance suffisante pour couvrir les risques découlant de ces activités.

Limites de la zone

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

Terres non arpentées

(2) Si des 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 conseil et le titulaire, 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 dans une réserve dont la forme ne permet pas la conformité à ces dispositions.

Plans d'arpentage

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

- a)** préparé 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 ajoutées à une réserve 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 réaliser dès que possible un arpentage.

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 prescribed form for a meeting with the holder for the purpose of discussing the operations that have been carried out, or are planned to be carried out, in the contract area.

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, send the Minister and the council notice of any unforeseen incident that occurs in carrying out operations under a contract and that results in, or could result in, bodily injury, death or damage to First Nation property. The operator must report the details of the incident, in prescribed form, as soon as the circumstances permit.

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 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 has the certifications and complies with the occupational health and safety requirements of the holder as well as those imposed by law.

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.

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 afin d'y assister 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 la préparation de cette rencontre et à la présence à cette rencontre sont supportés par la partie qui les engage.

Incident imprévu

16 L'exploitant avise de façon la plus expéditive le ministre et le conseil de tout incident imprévu survenu lors d'une activité menée en vertu d'un contrat qui a, ou pourrait avoir, comme conséquence d'entraîner des dommages corporels ou la mort ou d'endommager les terres ou les biens d'une première nation. 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 situées sur des terres d'une première nation et des activités exercées sur ces terres si elle y est autorisée par résolution écrite du conseil et possède les attestations et se conforme aux conditions relatives à la santé et à la sécurité au travail prévues par une règle de droit et par le titulaire.

Payment of rent

18 (1) Any 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) Any rent that is owed 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.

Exception

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

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 prescribed form, indicating the purpose for which it is made.

Amendments

20 (1) Any amendment to a contract or a bitumen recovery project requires the prior approval of the council as well as 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 interests or rights granted by the amendment; and

(b) additional surface rates are paid, if necessary, on the basis of the criteria mentioned in subsection 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 subject to a subsurface contract or a bitumen recovery project.

Loyer annuel

18 (1) Tout loyer annuel à payer au titre d'un contrat est payé 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 payé et n'est pas remboursable. Toutefois, le loyer payé à l'égard d'une année subséquente est remboursé.

Exception

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux contrats octroyés avant l'entrée en vigueur du présent règlement et qui prévoient des modalités 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 doit être accompagné, sur le formulaire prévu à cet effet, d'un relevé indiquant la raison pour laquelle il est versé.

Modifications

20 (1) Toute modification à un contrat ou à un projet de récupération du 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 suivantes ne soient réunies :

a) un pas de porte additionnel a été versé, si nécessaire, afin de refléter la juste valeur des droits ou intérêts à accorder en vertu de la modification, conformément à l'article 38;

b) des frais de surface additionnels ont été payés, si nécessaire, en application des paragraphes 73(2) ou (3), selon le cas.

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 du bitume.

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 the licence application,
 - (ii)** the drilling and coring plan proposed for the well,
 - (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)** a copy of each wireline log prepared,
 - (ii)** 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,
 - (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,

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 à laquelle démarre le 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 proposé de forage et de carottage pour ce puits,
 - (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)** une copie de toute diagraphie par câble,
 - (ii)** tout rapport de forage quotidien pour la période qui commence le jour où débute la libération de l'appareil de forage et se termine le jour de sa libération,
 - (iii)** les résultats de tout essai aux tiges,
 - (iv)** une copie du levé final de forage de fond du puits, si ce 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 celui-ci est exigé par l'autorité provinciale;
- c)** dans les trente jours suivant la date d'achèvement du puits :
 - (i)** tout rapport quotidien d'achèvement et le schéma final de fond du puits,
 - (ii)** une copie de toute diagraphie par câble,
 - (iii)** toute analyse de carottes et de liquides effectuée,
 - (iv)** tout rapport de prélèvement effectué,

- (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,
 - (iv) any swab reports prepared, and
 - (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,
 - (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 also submit to the Minister and the council any additional technical information about the well that is necessary to determine its productivity.

Information in reports

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 law of the relevant province,

- (v) les résultats de tout essai de pression et d'écoulement, y compris tout essai des systèmes de purge des tubages de surface,
- (vi) un rapport de divulgation de renseignements sur la composition des fluides de fracturation hydraulique,
- (vii) un rapport détaillé sur toute intervention ou stimulation d'un puits de fonds;
- d) dans les trente jours suivant la date d'achèvement de toute remise en production ou de tout reconditionnement du puits :
 - (i) tout rapport quotidien de remise en production ou de reconditionnement,
 - (ii) une copie de toute diagraphie 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) un rapport de divulgation de renseignements sur la composition des fluides de fracturation hydraulique,
 - (vii) un 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, une copie de tout rapport quotidien d'activités relatif à cet abandon;
- f) dans les trente jours suivant la date d'abandon de la surface du puits, une copie de tout rapport quotidien 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 fournit au ministre et au conseil tout autre renseignement technique à propos du puits et nécessaire afin d'en déterminer la productivité.

Obligation de confidentialité

23 (1) Tout renseignement soumis au ministre ou à un conseil sous le régime de la Loi est tenu confidentiel jusqu'à l'expiration de la période établie à cet effet conformément aux règles de droit de la province en cause, à

unless the person that submitted it consents in writing to its disclosure.

Seismic data

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

(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 conferred by a contract must be approved by the Minister. The application for approval must be in prescribed form and be accompanied by the fee for an assignment approval application set out in Schedule 1.

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) si le titulaire est également titulaire d'un bail relatif au sous-sol ou d'un permis qui portent sur les terres visées 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 application du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*, la date à laquelle le permis est transformé en un ou plusieurs baux;

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

Interprétation de données sismiques

(3) L'interprétation des données sismiques, y compris les cartes, fournie au ministre ou au conseil sous le régime de la Loi peut être communiquée 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) les résultats d'une révision environnementale visée aux paragraphes 29(3), 57(2) ou 75(2) au conseil et au public.

Renseignements erronés

24 Toute personne qui a soumis des renseignements au ministre et qui apprend que ceux-ci sont erronés lui fournit les renseignements corrects dès que possible.

Cession

25 (1) La cession de droits conférés par un contrat doit être approuvée par le ministre. La demande d'approbation est faite sur le formulaire prévu à cet effet, accompagnée des frais pour la demande d'approbation de cession prévus à l'annexe 1.

Copy to council

(2) 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.

Delayed decision

(3) The Minister must not decide whether to approve the assignment during the 15 days after the day on which the application for approval was received.

Meeting request

(4) During the 15 day period, the assignee must meet with the council at its request. The meeting must be face to face unless the parties agree to another mode of 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.

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 an interest or rights in the contract;
- (c) it assigns an undivided interest or rights in the contract that are less than 1%;
- (d) it divides the oil and gas rights conferred by the contract;
- (e) the assignee is not eligible under section 6; or
- (f) the assignment was not signed by the assignor and assignee.

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 effective date of the assignment is the day on which the Minister approves it unless the assignment provides for a different effective day.

Copie au conseil

(2) Le demandeur envoie au conseil une copie de la demande d'approbation à la date à laquelle il fournit la demande au ministre ou avant cette date.

Décision retardée

(3) Le ministre ne peut rendre sa décision à propos de la cession dans les quinze jours après la date à laquelle il reçoit la demande d'approbation.

Demande de rencontre

(4) Dans cette période de quinze jours, le cessionnaire rencontre en personne le conseil qui en fait la demande, à moins qu'ils n'en conviennent autrement.

Frais

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

Refus

(6) Le ministre n'approuve pas la cession dans les cas suivants :

- a) elle est conditionnelle;
- b) plus de cinq personnes détiendraient un intérêt dans le contrat ou un droit sur le contrat si elle était approuvée;
- c) elle vise droit ou intérêt indivis dans le contrat de moins de un pour cent;
- d) elle divise les droits pétroliers et gaziers conférés par le contrat;
- e) le cessionnaire n'est pas admissible au titre de l'article 6;
- f) elle n'a pas été correctement signée par le cessionnaire et le cédant.

Décision du ministre

(7) S'il approuve et signe la cession, le ministre envoie copie au cessionnaire et au cédant 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.

Joint and several 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 contract before the day on which it was approved, even if the contract is subsequently assigned.

Exception

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

Terms 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 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.

Conflict resolution

(2) The provisions of any Act, regulation or order incorporated into a contract under subsection (1) prevail over any other terms of the contract, except for any terms respecting royalties negotiated under subsection 4(2) of the Act, to the extent of any inconsistency. The provisions of any federal Act, regulation or order incorporated under subsection (1) prevail over the laws of the province that are incorporated to the extent of any inconsistency.

Inconsistency

(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.

Solidarité

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 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.

Modalités obligatoires dans tout contrat

Respect des règles de droit

27 (1) Tout contrat attribué 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, aux règlements et aux ordonnances pris 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 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 ou toute ordonnance pris sous le régime de la Loi.

Incompatibilité — lois, règlements et ordonnances

(2) Les dispositions des lois, règlements et ordonnances incorporées à un contrat en application du paragraphe (1) l'emportent sur les autres clauses incompatibles du contrat, sauf dans le cas des redevances négociées en application du paragraphe 4(2) de la Loi. Les dispositions des lois, règlements et ordonnances fédéraux incorporées à un contrat en application du paragraphe (1) l'emportent sur les règles de droit provinciales incompatibles.

Incompatibilité — définition

(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 permission that is required to carry out exploration work in the province; and
- (c) are in compliance with the terms of the licence and the permission.

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 licence

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

- (a) the terms negotiated with the council;
- (b) if the permission of the provincial authority is required to carry out exploration work, a statement that the permission has been received;
- (c) a description of the proposed exploration program, including the area to be included in the licence, 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 a obtenu de l'autorité provinciale toute permission exigée pour mener les travaux d'exploration dans la province;
- c) elle se conforme aux modalités de la licence et de la permission.

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 les droits pour les activités sismiques si ces droits n'ont pas été prévus dans un contrat relatif au sous-sol afférent aux terres de la zone visée par la demande de licence.

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 modalités négociées avec le conseil;
- b) la mention selon laquelle le demandeur a reçu de l'autorité provinciale la permission exigée de mener des travaux d'exploration;
- c) la description du programme d'exploration proposé, notamment la zone devant faire l'objet de la licence, les travaux d'exploration devant être menés, le 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) les frais pour la demande de licence d'exploration prévus à l'annexe 1 .

Environmental review

(3) The results of the environmental review must be submitted in 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 (TEK), 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 reserve residents.

Environmental protection letter

(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 holder to carry out its exploration program.

Council approval

(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 of the licence are those set out in the application and the environmental protection measures letter. The effective date of the licence is 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 qui est 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 termes 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 prise de ces mesures et de l'importance de ces effets.
- e)** la description des consultations avec le conseil et les résidents de la réserve.

Mesures de protection de l'environnement

(4) Si le programme d'exploration peut être mené sans entraîner des dommages irréparables aux terres d'une première nation, le ministre renvoie la demande au demandeur et au conseil et y joint une lettre précisant les mesures de protection de l'environnement à prendre afin de mener le programme d'exploration.

Approbaton du conseil

(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 copies de la lettre précisant les mesures de protection de l'environnement et trois exemplaires originaux qu'il a signés de la demande, ainsi que la résolution écrite du conseil approuvant la licence.

Licence

(6) Si les exigences du présent article sont respectées, le ministre accorde au demandeur la licence pour une période d'un an et les modalités sont celles contenues dans la demande et 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

Exploration and subsurface rights

30 An exploration licence holder may exercise the rights conferred by the licence in an area that is subject to a subsurface contract, 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 granted under an Act of Parliament; and
- (b) any right to explore for or exploit minerals other than oil or gas in the licence area.

Maximum drilling depth

32 (1) The holder of an exploration licence 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 has been 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

Droits relatifs à l'exploration et au sous-sol

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 en vertu de ce contrat.

Assujettissement

31 Toute licence d'exploration est assujettie :

- a) aux droits relatifs au sol conférés sous le régime de toute loi fédérale;
- b) à tout droit d'exploration ou d'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 incluses dans sa licence soient respectées;
- b) indique et balise l'emplacement de chaque forage d'essai et de tir qui a été foré 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 ou après les travaux d'exploration;
- e) verse une indemnité pour les travaux d'exploration menés, fondée sur les taux fixés dans la licence ou 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, shot hole and test 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) The holder of an exploration licence 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 area investigated.

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

f) présente au conseil et au ministre, 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, trou de tir et forage d'essai,

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

(iii) 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), ce qui suit :

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 les éléments suivants :

a) si des levés sismiques ont été menés :

(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

carried out, with all significant reflecting horizons 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 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 paper or magnetic digital display of raw or interpreted seismic data, and must make it available for review by the Minister at their 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.

sismique transversale à échelles superposées, y compris les coupes en profondeur lorsque ce processus a été utilisé, dont l'une doit indiquer 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 une 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 d'une licence d'exploration peut inclure des cartes à des échelles ou équidistances différents de ceux précisés 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).

Autres renseignements

(6) En plus des renseignements présentés en application du présent article, le titulaire d'une licence d'exploration conserve tout renseignement obtenu en raison des travaux d'exploration effectués dans la zone visée par le contrat, y compris tout imprimé ou tout affichage magnétique numérique de donnée brute ou toute donnée sismique interprétée, et les met à la disposition du ministre pour que celui-ci les examine à son bureau, pendant les heures d'ouverture, 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 portant sur terres de la zone visée par la licence, quatre-vingt-dix jours après la date d'expiration du bail ou de sa reconduction, la date à laquelle la période initiale de validité du permis expire ou, dans le cas d'un permis délivré en application du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des*

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 holder must ensure that all the lands on which the work was carried out are remediated and reclaimed.

Subsurface Rights

Grants of Subsurface Rights

General Rules

Subsurface contracts

35 (1) Oil and gas rights 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 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.

terres indiennes, la date à laquelle le permis est converti en un ou plusieurs baux;

b) une année après la date d'achèvement des travaux d'exploration.

Remise en état et régénération

34 Lorsque les travaux d'exploration effectués en vertu d'une licence d'exploration cessent, le titulaire veille à ce que les terres sur lesquelles les travaux ont été menés soient régénérées et remises en état, que la licence ait pris fin ou non.

Droits relatifs au sous-sol

Droits conférés relativement au sous-sol

Règles générales

Contrats relatifs au sous-sol

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

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

Processus d'attribution

(2) Tout contrat relatif au sous-sol est attribué conformément au processus d'adjudication prévu aux articles 39 à 42 ou au processus de négociation prévu aux articles 44 à 46, selon le processus choisi par le conseil. Le processus de négociation peut être précédé d'un appel de propositions conformes à l'article 43.

Totalité des droits

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

Assujettissement

36 Les droits du titulaire d'un contrat relatif au sous-sol sont assujettis 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 dans la zone.

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

Joint and several liability

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

Determination of fair value

38 In determining the fair value of the interests or rights 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 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 in the other lands were granted;
- (c)** current oil and gas prices and the prices when the rights 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;
- (f)** any other factors that could affect the fair value of the interests or rights.

Public Tender Process

Public tender

39 The Minister may grant the oil and gas rights 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 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:

Intérêts multiples

37 (1) Le contrat relatif au sous-sol peut être attribué à au plus cinq personnes admissibles qui ont chacune un droit ou un intérêt indivis d'au moins un pour cent dans ce contrat. L'intérêt de chacun est exprimé sous forme de nombre décimal d'au plus sept décimales.

Solidarité

(2) Chaque personne ayant 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 payé pour l'octroi de droits pétroliers et gaziers à l'égard d'autres terres. Le pas de porte est 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 ont été conférés;
- c)** les cours actuels du pétrole et du gaz et ceux au moment où les droits ont été conférés;
- 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 peut accorder les droits pétroliers et gaziers sur des terres d'une première nation par adjudication que si le conseil en fait la demande ou y consent.

Obligation du ministre

40 (1) Lorsque les droits pétroliers et gaziers sont conférés par adjudication, le ministre prépare un avis d'appel d'offres en consultation avec le conseil.

Avis d'appel d'offres

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

- (a)** the type of subsurface contract to be granted;
- (b)** the terms of the contract, other than those set out in these Regulations, or the address of a website where the terms are set out, including
 - (i)** a description of the lands to be included in the contract area and the oil and gas rights to be granted,
 - (ii)** the surface rates and seismic rates,
 - (ii.i)** the initial and intermediate terms of the permit or the term of the lease, as the case may be,
 - (iii)** 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 the lands to be earned by each, and
 - (iv)** 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 of the contract to be granted and will be bound by those terms if theirs is the winning bid.

Council approval required

(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 the JuneWarren-Nickle's Energy; 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)** le type de contrat relatif au sous-sol à attribuer;
- b)** les modalités 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 pétroliers et gaziers à accorder,
 - (ii)** les frais de surface et les droits pour les activités sismiques,
 - (ii.1)** la période de validité initiale et intermédiaire d'un permis ou la période de validité d'un bail,
 - (iii)** dans le cas d'un permis, les modalités d'acquisition des terres 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 jusqu'à laquelle il doit être foré — et les terres qui sont acquises à l'égard de chacun de ces puits,
 - (iv)** si la redevance à payer diffère de celle prévue par le présent règlement, le montant de la redevance;
- c)** les instructions pour présenter une soumission, y compris les renseignements à fournir par le soumissionnaire, l'endroit et la date limite pour le faire;
- d)** la mention selon laquelle le soumissionnaire reconnaît avoir lu et compris les modalités du contrat à attribuer et 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 June Warren-Nickle's Energy ;
- 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 inclut :

- (a) the subsurface contract application fee set out in Schedule 1;
- (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 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 were not submitted in accordance with 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) In the case of a tied bid, the Minister must republish the notice of tender.

Council's decision

(4) The council may, within seven 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 effective date of the contract is the day on which the tender closed.

Posting of tender results

(7) The Minister must publish the name of the winner and the winning bonus amount or, if no bid was

- a) les frais applicables à une demande de contrat relatif au sous-sol prévus à l'annexe 1;
- b) le loyer pour la première année du contrat;
- c) le pas de porte;
- d) le nom et l'adresse de signification de tout titulaire de contrat proposé et la quote-part de chacun.

Fonds certifiés

(2) Les sommes visées au paragraphe (1) sont payées en fonds certifiés, sous réserve de toute autre modalité de paiement 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 n'a pas été présentée conformément à 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 des soumissions sont égales, le ministre publie l'avis d'appel d'offres de nouveau.

Décision du conseil

(4) Dans les sept 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 la rejeter en vertu du paragraphe (4).

Acceptation de la soumission la plus élevée

(6) Dans le cas où un tel avis 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.

Affichage de la soumission gagnante

(7) Le ministre publie le nom du soumissionnaire gagnant et le montant du pas de porte ou, si aucune

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 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 to be granted;
- (c)** the terms of the contract that are not 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 negotiated, the contract will include the terms set out in these Regulations.

Negotiation Process

Application

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

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 tenus confidentiels.

Octroi du contrat

(9) Le ministre prépare des exemplaires du contrat relatif au sous-sol et en envoie une copie au conseil et au soumissionnaire gagnant.

Soumissions refusées

(10) Le ministre rend 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 sur les terres de la première nation, qui comprend :

- a)** le type de contrat relatif au sous-sol à attribuer;
- b)** la description des terres devant faire partie de la zone visée par le contrat et les droits pétroliers et gaziers à accorder;
- c)** les modalités 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 modalités négociées, le contrat comprendra celles prévues par le présent règlement.

Processus de négociation

Demande

44 (1) Toute personne peut demander au ministre l'octroi d'un contrat relatif au sous-sol qui accorde des droits

Preliminary negotiation

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

- (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 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 the lands to be earned by each.
- (f)** the royalty to be paid, if it differs from the royalty provided for in these Regulations.

Application for contract

(3) The application to the Minister must be in prescribed form, set out the terms 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 described in the application have been surrendered or designated under section 38 of the *Indian Act*; and
- (b)** the proposed bonus reflects the fair value of the rights to be granted, determined in accordance with section 38 of these Regulations.

pétroliers et gaziers sur toute couche située sur les terres d'une première nation.

Modalités

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

- a)** le type de contrat relatif au sous-sol demandé;
- b)** la description des terres devant faire partie de la zone visée par le contrat et les droits à accorder;
- c)** le pas de porte à payer;
- d)** la période de validité initiale et intermédiaire d'un permis ou la période de validité d'un bail;
- e)** dans le cas d'un permis, les modalités d'acquisition des terres 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 jusqu'à laquelle il doit être foré — et les 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.

Formulaire de demande

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

Renseignements confidentiels

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

Conditions d'approbation

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

- a)** les terres et les droits 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)** le pas de porte proposé reflète la juste valeur des droits à accorder, établie en application de l'article 38 du présent règlement.

Approval of application

(2) If the application is approved, the Minister must prepare the subsurface contract and send a copy to the council and the applicant. 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 on the basis of the criteria set out in 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 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 council and the applicant:

- (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 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 effective date of the contract is the day on which it is granted, unless the contract provides otherwise.

Terms of Subsurface Contracts

Subsurface contract rights

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

Approbation

(2) S'il approuve la demande, le ministre prépare le contrat relatif au sous-sol et en envoie une copie au conseil et au demandeur. Il y fixe les frais 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 d'une licence d'exploration y afférente.

Critères — frais

(3) Les frais de surface sont fixés selon les critères prévus aux paragraphes 73(2) et (3). Les taux des droits pour les activités sismiques doivent être comparables à ceux des 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 conseil et au demandeur dans lequel sont énoncés les motifs du refus.

Octroi du contrat

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

- a) une résolution écrite du conseil approuvant les modalités du contrat et contenant un énoncé selon lequel le conseil a choisi d'accorder les droits 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 et un exemplaire original du contrat pour chaque future détenteur, signés par chacun d'eux.

Prise d'effet du contrat

(2) La date de prise d'effet du contrat est la date à laquelle le ministre attribue le contrat à moins qu'une autre date n'y soit prévue.

Modalités des contrats relatifs au sous-sol

Droits accordés en vertu 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 et ce gaz et d'en disposer.

Initial term of permit

48 (1) If the lands in a permit area are located in a province set out in column 1, and in a region set out in column 2, of the table to Schedule 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, if the council and the applicant have agreed, the Minister may fix the initial term of a permit or the term of a lease at a number of years 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.

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 those lands for the intermediate term of the permit, if during the initial term they have

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 ont toutes la même superficie, 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, 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 d'au plus cinq ans si le conseil et le demandeur s'entendent sur cette période de validité.

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.

Loyer annuel

51 Le loyer annuel pour un contrat relatif au sous-sol est le plus élevé de 5 \$ l'hectare ou de 100 \$.

Choix de terres pour la période de validité intermédiaire des permis

Choix de terres admissibles

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

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

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, 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.

Interests or rights less than 75%

53 (1) A holder that has drilled a well in a spacing unit in which the First Nation interests or rights are less than 75% may only select 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 — 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 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 required by paragraph 52(1)(b) and the earning provisions of their permit may select the lands in the spacing unit in which the well is completed.

- a) il a foré un nouveau puits dans la zone visée par le permis, conformément aux modalités d'acquisition des terres de ce dernier;
- 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 conformément aux modalités d'acquisition des terres du permis.

Non-respect d'une date d'échéance

(2) Si le titulaire ne respecte pas la date d'échéance précisée dans une modalité d'acquisition des terres de son permis, celui-ci prend fin à 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 en vertu 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.

Droit ou intérêts inférieurs à soixante-quinze pour cent

53 (1) S'il a foré un puits dans une unité d'espacement sur laquelle la première nation détient un droit ou des intérêts inférieurs à soixante-quinze pour cent, le titulaire 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.

Droit de choisir réduit — nouveau puits

(2) S'il a foré un nouveau puits, mais dans une mesure moindre que celle prévue dans les modalités d'acquisition des terres de son permis, le titulaire peut choisir 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.

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 modalités d'acquisition des terres de son permis, le titulaire peut choisir les terres de l'unité d'espacement dans laquelle le puits est achevé.

Application for intermediate term of permit — deadline

54 (1) A holder that wants a grant of the oil and gas rights 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, but

(a) if the permit has terminated under subsection 52(2), the application must be submitted within 15 days after the day of termination; or

(b) if the deadline for applying has been extended under subsection 62(2), the application must be submitted 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 day of the deadline and is accompanied by a late application fee of \$5 000.

Content of application

(3) The application must be in 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.

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 day, 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 in the selected lands for the intermediate term of the permit if

Approbation

54 (1) Le titulaire qui souhaite obtenir les droits 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 à laquelle prend fin 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 à laquelle il prend fin;

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 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 ce qui suit :

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 loyer pour la première année de la période de validité intermédiaire.

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 du permis 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 pétroliers et gaziers pour la période de validité intermédiaire du permis à l'égard des terres choisies si celui-ci a respecté les

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 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, retained 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.

Failure to apply for approval

(7) If a holder does not apply to have a selection of lands approved in accordance with the relevant deadline referred to in subsection (1) or (2), their contract terminates on the following day.

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 in the reserve that is in the area of the proposed bitumen recovery project and at least 25% of those wells are cored; or
- (b)** one well is drilled on at least 60% of the sections in the reserve that are in the area of the proposed bitumen recovery project, at least 25% of those wells are cored and seismic data are obtained over at least 3.2 km in each undrilled section.

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 pétroliers et gaziers sont conférés, le ministre envoie au titulaire et au conseil un avis à cet effet accompagné de la description des terres, y compris des couches, retenues pour la période de validité intermédiaire du permis et, si le choix est refusé, il envoie au titulaire un avis de refus motivé.

Omission de présenter la demande d'approbation

(7) Si le titulaire ne demande pas l'approbation du choix des terres conformément à la date limite applicable visée aux paragraphes (1) ou (2), son contrat prend fin le lendemain de cette date.

Disposition transitoire

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

Approbation d'un projet de récupération du bitume

Demande

56 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol peut demander au ministre d'approuver un projet de récupération du 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 lorsqu'il y a, selon le cas :

- a)** forage d'un puits sur chaque section située sur la réserve qui est dans la zone du projet de récupération du bitume et du carottage dans la couche de bitume potentielle d'au moins vingt-cinq pour cent des puits forés;
- b)** forage d'un puits dans au moins soixante pour cent des sections situées sur la réserve qui est dans la zone visée par le projet de récupération du bitume, carottage dans la couche de bitume potentielle d'au moins vingt-cinq pour cent de ces puits et obtention de données sismiques sur un minimum de 3,2 km dans chaque section non forée.

Content of application

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

- (a)** a description of the lands to be included in the project;
- (b)** evidence establishing that the minimum level of evaluation has been achieved;
- (c)** a statement that the 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 of the royalty to be paid for the oil and gas obtained 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 interests and rights 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;
- (l)** the year and month in which the minimum level of production 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.

Contenu de la demande

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

- a)** la description des terres devant faire l'objet du projet;
- b)** toute preuve qui démontre l'atteinte du niveau d'évaluation minimum;
- c)** une déclaration selon laquelle le titulaire a demandé l'approbation du projet à l'autorité provinciale ou l'a obtenue;
- d)** les résultats d'une révision environnementale du projet effectuée par un professionnel de l'environnement qualifié et indépendant du titulaire;
- e)** les modalités 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 du projet, y compris l'emplacement, la taille et la portée du projet, 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 la zone visée par le projet et sur toute région susceptible d'être touchée par les activités du projet;
- i)** une mosaïque 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 gisements de décantation de résidus et les sites de stockage de résidus;
- j)** la description des installations de stockage et de transport du pétrole et du gaz, y compris les dimensions et le nom des entités qui sont propriétaires de tout pipeline pouvant être utilisé;
- 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 sera atteint;
- m)** la description des sources d'énergie devant être utilisées, la quantité devant être utilisée et les frais

d'utilisation projetés de ces sources d'énergie ainsi qu'une comparaison avec d'autres sources;

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

Environmental review

(2) The results of the environmental review of the bitumen recovery project must be submitted in 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 (TEK), current land uses and any other feature of the site that could be affected by the project;

(b) a description of all operations to be carried out during the project, their duration and their 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 reserve residents.

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 holder to carry out operations under the project.

Approval

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

(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);

Révision environnementale

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

a) l'évaluation du site qui est 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 projet;

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

c) la description des effets à court et à long termes 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 prise de ces mesures et de l'importance de ces effets;

e) une description des consultations avec le conseil et les résidents de la réserve.

Lettre précisant 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 à prendre afin de mener le projet de récupération du bitume.

Approbation

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

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;

(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 of approval

(2) The approval may include any terms 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 minimum level of oil production per year required from lands that are subject to a bitumen recovery project is equal to an average of 2 400 m³ per section in the project.

Compensation – bitumen

(2) A holder that fails to achieve the minimum level of production in any year following the month in which that level was to be achieved must pay compensation equal to 25% of the difference between the value of the minimum level and the value of the actual level of production.

Deemed price

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

Exception

(4) This section does not apply to a project authorized by the Executive Director under section 42 of the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*.

Additional wells, lands or facilities

61 Once a bitumen recovery project has been approved, the subsurface contract holder must obtain the approval

e) le projet peut être mené sans occasionner des dommages irréparables aux terres de la première nation.

Modalités de l'approbation

(2) L'approbation peut inclure toute modalité nécessaire pour permettre au ministre de vérifier l'avancement des activités menées dans le cadre du projet, le paiement des redevances approuvées 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 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 sont respectées.

Niveau de production minimum

60 (1) Le niveau de production minimum annuel de pétrole des terres visées par un projet de récupération du 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 n'est pas atteint pendant toute année qui suit le mois au cours duquel ce niveau devait l'être, le titulaire 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 pétrole 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) Le présent article ne s'applique pas au projet autorisé par le directeur exécutif en application 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 du bitume a été approuvé, le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol doit obtenir

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 prescribed form, for an extension of the deadline for submitting their application 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 term expires;
- (b) the application is submitted before the expiry of the relevant term;
- (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 deadline for applying for approval of a selection of lands or for continuation is extended 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.

No additional wells.

(3) During an extension, the holder may continue to produce from any existing wells in the contract area, but must not spud, or re-enter and complete, any additional wells in that area.

Transitional provision

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

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 demander l'approbation du choix des terres en vertu du paragraphe 54(1) ou la reconduction en application de l'article 64 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'atteindre une nouvelle couche, sans pouvoir achever l'activité avant l'expiration de la période de validité;
- 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) Sur réception de la demande du titulaire soumise conformément au paragraphe (1), le ministre proroge la date limite pour demander l'approbation du choix des terres ou la reconduction au trentième jours suivant la date du retrait du matériel de forage. Il en avise le conseil.

Interdiction de forer

(3) Pendant la période de prorogation, le titulaire ne peut pas démarrer le forage de nouveaux puits par battage, ni rentrer dans un puits dans la zone visée par le contrat et l'achever, mais il peut continuer la production à partir de tout puits existant compris dans cette zone.

Disposition transitoire

(4) Le présent article s'applique à un permis délivré et à un bail passé en vertu du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

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 potentially 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.

Definition of *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
 - (i) was previously producing, or
 - (ii) contains evidence of the presence of hydrocarbons whose potential productivity has not been conclusively determined;

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 — déterminée conformément à 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 sur 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 du 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 vise 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 par une redevance compensatoire;
- f) ne produit pas, mais, selon la cartographie, a la capacité de produire à partir d'un gisement duquel produit un puits d'une unité d'espacement adjacente;
- g) est potentiellement productive.

Puits horizontal ou dévié dans plusieurs unités d'espacement

(2) Pour l'application du paragraphe (1), le puits horizontal ou dévié qui est productif dans plus d'une unité d'espacement est réputé être situé dans chacune de ces unités d'espacement.

Définition de *potentiellement productive*

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

- a) qui comprend un puits situé dans un gisement cartographié, mais qui n'est ni productif, ni abandonné, et qui, selon le cas :
 - (i) a déjà produit,

(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 lands 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 if it is submitted before the day on which the lease or the intermediate term of the permit expires.

Content of application

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

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

(b) the basis for continuation under subsection 63(1) along with evidence establishing 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 (f) and must continue the contract with respect to those lands.

Non-producing spacing unit

(2) If a non-producing spacing unit referred to in paragraph 63(1)(f) is smaller than one legal subdivision in the case of oil and one quarter-section in the case of gas, the Minister must continue the contract with respect to all the lands in the legal subdivision or quarter-section in which the spacing unit is located.

Potentially productive spacing unit

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

(ii) contient des preuves de la présence d'hydrocarbures dont le potentiel de productivité n'a pas été démontré de manière concluante;

b) qui comprend un puits abandonné, s'il reste des réserves de pétrole ou de gaz dans une couche que pénétrée par ce puits;

c) dans laquelle il n'y a pas eu de forage et qui est, s'agissant du pétrole, dans un quart de section ou, s'agissant du gaz, dans une section qui sont adjacents à toute terre visée aux alinéas (1)a) à e) et dans laquelle il y a des preuves qu'elle peut faire partie d'un gisement 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 ce qui suit :

a) la description des terres, y compris les 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 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 mentionnées dans la demande sont situées dans une unité d'espacement visée à l'un ou l'autre des alinéas 63(1)a) à f) et reconduit le contrat à l'égard de celles qui le sont.

Unité d'espacement qui ne produit pas

(2) Si la taille d'une unité d'espacement visée à l'alinéa 63(1)f) est inférieure, dans le cas du pétrole, à celle un lotissement légal ou, dans le cas du gaz, à celle d'un quart de section, le ministre reconduit le contrat à l'égard du lotissement ou du quart de section où est situé l'unité d'espacement.

Unité d'espacement potentiellement productive

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

Continuation

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

- (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

(5) 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.

Production before determination

(6) Before notice of the Minister's determination is received, the holder may continue producing from existing wells in the contract area, but must not spud, or re-enter and complete, any additional wells in that area.

Refund

(7) 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.

Band resolution — ineligible contract

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) if

- (a)** the council asks 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;

Reconduction

(4) Le ministre reconduit le contrat à l'égard des terres dans une unité d'espacement visée à l'alinéa 63(1)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 \$;
- b)** 400 \$ pour tout lotissement légal ou pour toute partie de celui-ci ou, si les terres n'ont pas été divisées en lotissement légal, pour chaque unité de seize hectares arrondie à l'unité supérieure.

Avis

(5) 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.

Production avant la décision

(6) Avant la réception de l'avis de décision du ministre, le titulaire peut continuer de produire d'un puits situé dans la zone visée par le contrat, mais ne peut démarrer un forage par battage ni rentrer dans un puits et l'achever.

Remboursement

(7) 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 prolongée

66 (1) Le ministre peut reconduire le contrat, pour une période d'au plus cinq ans, à l'égard des terres qui ne sont pas visées par une reconduction aux termes du paragraphe 65(1) si les conditions suivantes sont réunies :

- a)** le conseil lui en fait la demande en lui envoyant une résolution écrite du conseil à cet effet et dans laquelle sont décrites les terres, y compris les couches, devant être reconduites et la période 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 fourni;

(d) the resolution and consent are sent within 30 days after the day on which the notice referred to in subsection 65(5) is received; and

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

Band requested continuation — potentially productive spacing unit

(2) The Minister may continue, for a maximum period of five years, a contract continued under subsection 65(4) if

(a) the council asks 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 within 30 days after the day on which the continuation granted under subsection 65(4) expires; and

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

Increased bonus

(3) If the Minister determines that an additional bonus must be paid to reflect the fair value, determined in accordance with section 38, of the interests or rights 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:

(d) la résolution et le consentement sont fournis dans les trente jours suivant la réception de l'avis visée au paragraphe 65(5);

(e) le titulaire a versé le loyer à l'égard de ces terres pour la première année de reconduction.

Reconduction prolongée — unité d'espacepotentiellement productive

(2) Le ministre peut reconduire, pour une période d'au plus cinq ans, le contrat reconduit en application du paragraphe 65(4) si les conditions suivantes sont réunies :

(a) le conseil lui en fait la demande en lui envoyant une résolution écrite du conseil à cet effet et dans laquelle sont décrites les terres, y compris les couches, devant être reconduites et la période de reconduction demandée;

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

(c) le titulaire lui fournit son consentement écrit à cette reconduction;

(d) la résolution et le consentement sont fournis dans les trente jours suivant l'expiration de la reconduction octroyée en application du paragraphe 65(4);

(e) le titulaire a versé le loyer à l'égard de ces terres pour la première année de reconduction.

Limites

(3) S'il décide qu'un pas de porte additionnel doit être versé à l'égard des droits ou des intérêts à accorder aux termes de la reconduction, afin d'en refléter la juste valeur 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 les circonstances le permettent et en se fondant sur les renseignements en sa possession, si le contrat est admissible à une reconduction selon les critères 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 à cet effet qui comprend les renseignements suivants :

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

(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

(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 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 the late application fee of \$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 council and the holder 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 (f) continues until the contract is surrendered or comes to an end,

Continuation for a year

(2) A contract that is continued under subsection 66(4) continues for a period of one year after the day on which the contract would have expired had it not been continued.

Non-productivity — conventional 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), (e) or (f) 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.

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

c) la date limite et les exigences applicables à une demande ainsi qu'à une 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 terres mentionnées 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 loyer pour la première année de la reconduction et les frais de demande tardive de contrat de 5 000 \$.

Reconduction

(5) Si le titulaire verse le loyer et les frais exigés, le ministre reconduit le contrat à l'égard des terres mentionnées dans la demande et envoie au conseil et au titulaire 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 selon le critère de l'un des alinéas 63(1)a) à f) l'est jusqu'à ce que le contrat fasse l'objet d'une renonciation ou jusqu'à ce qu'il prenne fin, en tout ou en partie.

Reconduction pour un an

(2) Le contrat reconduit en application du paragraphe 65(4) 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 de l'un des alinéas 63(1)a), b) et d) à f) pour lequel il a été reconduit, le ministre donne un avis de non-productivité au titulaire dans lequel il fait mention de ces terres et les motifs pour lesquels le contrat n'est plus admissible à une reconduction.

Expiry

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

Re-application — expiry of non-productivity notice

(3) Before the expiry of a contract with respect 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 (f) other than the basis mentioned in the notice.

Re-application — expiry of contract

(4) Before the expiry of a contract that is continued under 65(4) or under 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 (f).

Inadequate productivity — bitumen

70 (1) In the case of a contract continued under paragraph 63(1)(c), if the lands that are subject to the bitumen recovery project fail to achieve the annual minimum level of production 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 lands that are subject to the bitumen recovery project fail to achieve the minimum level of production in any year following the day on which the receipt of the notice of inadequate productivity was 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 lands that are subject to a bitumen recovery project will not achieve the minimum level of production in a year and the contract is liable to 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.

Expiration — non-productivité

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

Demande de reconduction — avis de non-productivité

(3) Avant l'expiration d'un contrat, à l'égard de terres visées par un avis de non-productivité, le titulaire d'un contrat peut en demander la reconduction en application de l'article 64 à l'égard des terres situées dans une unité d'espace visée aux alinéas 63(1)a) à f).

Demande avant l'expiration du contrat

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

Production insuffisante — bitume

70 (1) Dans le cas du contrat reconduit selon le critère de l'alinéa 63(1)c), si le niveau de production minimum annuel des terres visées par le projet de récupération du bitume n'est pas atteint pour 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 des terres visées par le projet de récupération du bitume n'est pas atteint au cours de quelconque année qui suit 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 des terres visées par le projet de récupération du bitume ne sera pas atteint au cours de quelconque année et que le contrat afférent est susceptible de prendre fin en application de l'alinéa (2)b), le ministre décide, dès que possible et en se fondant sur les renseignements en sa possession, si le contrat est admissible à une reconduction aux termes des alinéas 63(1)a), b), d) ou e) et le reconduit si c'est le cas.

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 has been continued under the *Indian Act* or the Act before these Regulations came into force if the lands in the lease cease to be eligible for continuation on the basis on which they were continued.

Transitional provision — inadequate productivity

(3) Section 70 does not apply to a project that was authorized by the Executive Director under section 42 of the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*

Surface Rights

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.

Entry with permission

(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 permission of the council and any First Nation member in lawful possession of those lands, enter on the lands to locate proposed facilities, conduct surveys and carry out any operation necessary to complete 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:

Disposition transitoire

71 (1) Les articles 63 à 68 s'appliquent à la reconduction de tout bail relatif au sous-sol passé 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 qu'ils visent cessent d'être admissibles selon les critères ayant mené à la reconduction.

Disposition transitoire — productivité insuffisante

(3) Toutefois, l'article 70 ne s'applique pas au projet autorisé par le directeur exécutif en application de l'article 42 du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

Droits relatifs au sol

Autorisation

72 (1) Toute personne peut mener des activités en surface sur des 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 exigent d'utiliser et d'occuper exclusivement le 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 sur les terres d'une première nation pour mener des activités visés 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.

Négociations

73 (1) Avant de demander un contrat relatif au sol, le demandeur remet 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) 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

- (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, having regard to the mentioned in subsection 73(2) or (3).

Application for contract

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

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

- a) les terres devant être comprises dans la zone visée par le contrat;
- b) les activités qui seront menées sur ces terres;
- c) s'ils n'ont pas été fixés par le ministre dans un contrat relatif au sous-sol afférent au contrat proposé, les frais 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.

Frais de surface — droit de passage

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

- a) du droit d'entrée de 1 250 \$ par hectare, d'au moins 500 \$ et d'au plus 5 000 \$;
- b) de la contrepartie initiale fondée sur la juste valeur des terres dont la taille, le type et l'utilisation sont similaires.

Frais de surface — bail relatif au sol

(3) Dans le cas d'un bail relatif au sol, les frais 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.

Rupture de la négociation

74 Si la négociation de l'indemnité initiale ou du loyer annuel à payer échouent, 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, aux termes des paragraphes 73(2) ou (3).

Contenu de la demande

75 (1) La demande est soumise au ministre sur le formulaire prévu à cet effet et comprend ce qui suit :

- a) les modalités 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) 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.

Environmental review

(2) The results of the environmental review must be submitted in 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 (TEK), 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 all operations to be carried out on the lands, the duration of each and the location of each 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 reserve residents.

Environmental measures

(3) If the application complies with subsection (1) and the proposed operations can be carried out without causing irreparable 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 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.

(b) un plan d'arpentage des terres devant être 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) les frais applicables à une demande de bail relatif au sol ou de droit de passage prévus à l'annexe 1.

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 qui est 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 toute activité à mener sur les terres;

c) la description des effets à court et à long termes 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 ces mesures et de l'importance de ces effets.

e) la description des consultations avec le conseil et les résidents de la réserve.

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 entraîner des dommages irréparables aux terres de première nation, le ministre envoie un exemplaire du contrat au demandeur et à la première nation, qui comprend :

a) les modalités 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 à prendre afin de mener les activités aux termes du contrat.

Submission to Minister

(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
- (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 respect of off-reserve lands.

Lease to be amended

(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 the renegotiated rent is fair, on the basis of the criteria mentioned in paragraph 73(3)(c).

Demande

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

Respects des mesures de protection

(5) Le titulaire veille à ce que toutes les mesures de protection de l'environnement incluses dans son contrat sont respectées.

Période de validité

76 Le contrat relatif au sol prend fin à la date à laquelle la renonciation à l'égard de ce contrat 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 conseil, tout membre de la première nation qui a la possession légale des terres de la zone visée par le bail et le ministre, à l'expiration de la plus courte des périodes suivantes :

- a)** chaque période de cinq ans;
- b)** toute période fixée en application d'une règle de droit de la province en cause à l'égard de la renégociation des baux relatif au sol portant sur des terres hors réserve.

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 soumis;
- b)** il établit que le loyer renégocié est juste compte tenu de l'alinéa 73(3)c).

Renegotiation breakdown

(3) If 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 mentioned in paragraph 73(3)(c), and the Minister must amend the lease accordingly.

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 all lands in the area. The holder's obligations under the contract do not end until those operations are completed.

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 produced from or attributable to the subsurface contract area.

Index or reference 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 rather than the actual selling price, the holder must, in prescribed form, provide the Minister with the index 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 obtained from, or attributable to, 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 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

Rupture 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 de l'alinéa 73(3)c), et modifie le bail en conséquence.

Abandon, remise en état et régénération

78 Si les terres de la zone visée par un contrat relatif au sol ne sont plus utilisées pour les usages faisant l'objet du contrat relatif au sol, le titulaire abandonne tout puits et toute installation dans cette zone, remet en état celles-ci et y effectue des travaux de régénération. Les obligations au titre de son contrat ne prennent fin que lorsque ces activités sont terminées.

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 est extrait d'une zone d'un contrat relatif au sous-sol ou qui y est attribué, 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 en utilisant un indice mensuel au lieu du prix de vente réel, le titulaire avise le ministre, sur le formulaire prévu à cet effet, de l'indice des prix 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 d'une zone visée par un contrat relatif au sous-sol ou attribuable à celle-ci inclut la vente, pour le compte de Sa Majesté du chef du Canada, de tout pétrole ou gaz qui comprend 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 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

of the royalty in kind for a specified period or until the Minister directs otherwise.

Information to be kept

82 (1) Every person that produces, sells, acquires or stores oil or gas that has been obtained 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.

Information – royalties

(2) Every person referred to in subsection (1) must submit the following information to the Minister in 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.

Related parties

(4) Persons are related parties for the purpose of subsection (3) if they are related persons as defined in section 251 of the *Income Tax Act*.

Order to submit plans

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.

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 a un droit sur ceux-ci conserve, pour une période de dix ans, tout renseignement pouvant servir à calculer les redevances pour ce pétrole ou ce gaz, notamment les renseignements visés au présent article.

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 quantité du pétrole ou du gaz produit, vendu, acquis ou stocké par elle ou sur lequel elle a acquis le droit dans le 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 qui seront pris en compte pour déterminer la redevance à payer pour ce pétrole ou ce gaz;
- d)** tout autre renseignement nécessaire pour le calcul ou la vérification des redevances à payer.

Renseignements – relation entre les parties

(3) Le ministre peut exiger de toute personne visée au paragraphe (1) tout renseignement afin de déterminer si les parties à une transaction sont liées.

Personnes liées

(4) Des parties sont liées pour l'application du paragraphe (3) si elles étaient considérées liées au sens de l'article 251 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 afin de vérifier les redevances à payer au titre d'un contrat.

Échéance

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

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 obtained from First Nation lands to provide the following documents:

- (a) a signed copy of any written sales contract, or if the contract was unwritten, a document that sets out its terms;
- (b) a transaction statement, invoice or other document that sets out the details of the transaction; or
- (c) any agreement between persons respecting the costs and allowances that will 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 obtained 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 a proposed 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 this Act must have the credentials and experience required to carry out their role in the audit or examination in accordance with good auditing practices.

Documents

84 (1) Afin de déterminer les redevances à payer au titre d'un contrat, le ministre peut envoyer un avis exigeant de quiconque a vendu, acheté ou échangé du pétrole ou du gaz extrait des terres d'une première nation de lui fournir les documents suivants :

- 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 modalités 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 qui seront 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 aux fins de vérification 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 règles de l'art.

Requirements

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

- (a)** must not be employed by, be affiliated with or represent any oil or gas company;
- (b)** must have the certifications and comply with the occupational health and safety requirements imposed by the applicable law and by the holder of the contract; 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 applicable law and by the holder of the contract.

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 applicable law and by the holder of the contract.

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 concludes.

Preliminary Approval

Application — preliminary approval

88 For the purpose of obtaining preliminary approval of a proposed audit or examination, a council must apply to the Minister in 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;

Exigences

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

- a)** elles ne sont ni des employés ni des représentants d'une société pétrolière ou gazière et n'y sont pas affiliées;
- b)** elles ont les attestations et elles satisfont aux exigences en matière de santé et de sécurité au travail imposées par les règles de droit applicables et par le titulaire du contrat;
- 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 des règles de droit applicables et du titulaire du contrat relatives à la sécurité.

Confidentialité — première nation

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

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 fin de la vérification ou de l'examen.

Approbation préalable

Demande — approbation préalable

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

- a)** le nom de toute personne dont les documents et les renseignements feront l'objet de la vérification ou de l'examen;
- b)** le nom et l'emplacement des installations où sera effectué la vérification ou l'examen ainsi que le nom de tout exploitant de ces installations;
- c)** le type de vérification ou d'examen proposé;
- d)** la période devant faire l'objet de la vérification ou de l'examen;

- (e) the anticipated dates for starting and completing the audit or examination;
- (f) the reasons why the council believes the audit or examination is necessary; and
- (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 proposed 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 proposed 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 proposed type of audit or examination, the period to be covered or the dates for starting and completion.

Notice of decision

(2) The Minister must give the council notice of its 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 prescribed form within 180 days after the day on which the notice of preliminary approval is received and include the following:

- (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;

- 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) la mention que le conseil 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 proposé ne s'inscrit pas 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, 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 s'il le fait sur le formulaire prévu à cet effet et dans les cent quatre-vingt jours suivant la date à laquelle l'approbation préalable est reçue. La demande comprend les renseignements suivants :

- a) le nom du vérificateur ou de l'examineur proposé;
- b) un plan détaillé de vérification ou d'examen;

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

(e) evidence establishing 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 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 reasons for which preliminary approval of the audit or examination was given have changed.

Agreement

92 If the request is accepted, 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) The holder of a subsurface contract 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 that is located in an off-reserve 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.

(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) toute preuve qui démontre que le vérificateur ou l'examineur proposé a les titres et l'expérience visés au paragraphe 86(1).

Refus

91 Le ministre peut refuser la demande 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) un ou plusieurs des motifs ayant justifié l'approbation préalable ont changé.

Préparation de l'accord

92 S'il accepte 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 du pétrole et du 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 sur une unité d'espacement hors réserve adjacente à une unité d'espacement de la 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 sur laquelle est situé le puits déclencheur.

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.

Offset period

(4) The offset period begins on the day on which an offset notice is received and ends on

- (a)** the 90th day after that day, if the offset notice is not sent until after confidential information about the well is made public;
- (b)** the day on which an extension of the offset notice expires, if one has been given under paragraph 5(1)(d) of the Act; or
- (c)** the 180th day after that day, in any other case.

Offset Notice

Offset notice

94 (1) If the Minister becomes aware that a triggering well is in production, the Minister must send an offset notice to every subsurface contract holder that is obliged to pay a compensatory royalty under section 93.

Confidential information

(2) However, if information about a well in respect of which a notice must be sent is confidential under the law of the relevant province, the Minister must send the notice only when he or she becomes aware that the information has been made public.

Absence of holder

(3) If any lands in a First Nation spacing unit that adjoins a spacing unit from which a triggering well is producing are not subject to a subsurface contract, the Minister must

- (a)** send the council a notice of the triggering well;
- (b)** send an offset notice to any person that becomes a holder of a subsurface lease in those lands; and
- (c)** send an offset notice to any person that becomes a holder of a permit in those lands one year after the effective date of the permit.

Information included in notice

95 (1) The offset notice must include the following information:

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.

Délai de compensation

(4) Le délai de compensation commence à la date de réception d'un préavis de drainage et se termine :

- a)** quatre-vingt-dix jours après cette date, si le préavis de drainage a été envoyé qu'une fois les renseignements confidentiels à l'égard du puits rendus publics;
- b)** à l'expiration de tout délai prorogé aux termes de l'alinéa 5(1)d) de la Loi;
- c)** dans les autres cas, cent quatre-vingts jours après cette date.

Préavis de drainage

Préavis de drainage

94 (1) S'il apprend qu'un puits déclencheur est en production, le ministre envoie un préavis de drainage à tout titulaire tenu de payer une redevance compensatoire en application de l'article 93.

Renseignements confidentiels

(2) Toutefois, si les renseignements au sujet d'un puits à l'égard duquel un préavis doit être envoyé sont confidentiels en application des règles de droit de la province en cause, le ministre n'envoie le préavis que lorsqu'il apprend que les renseignements ont été rendus publics.

Absence d'un contrat

(3) Si les terres d'une unité d'espacement d'une première nation adjacente à l'unité d'espacement où est situé un puits déclencheur qui produit ne sont pas visées par un contrat relatif au sous-sol, le ministre doit, à la fois :

- a)** envoyer un avis au conseil l'informant de la présence d'un puits déclencheur;
- b)** envoyer un préavis de drainage à toute personne qui devient titulaire d'un bail relatif au sous-sol qui porte sur ces terres;
- c)** envoyer 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 dans le préavis

95 (1) Le préavis de drainage comprend les renseignements suivants :

- (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 percentage interest or right of the First Nation in the relevant off-reserve spacing unit;
- (e)** a description of the off-reserve spacing unit in which the triggering well is located and the offset zone from which the triggering well is producing;
- (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 off-reserve 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 off-reserve spacing unit;
- (h)** the offset period; and
- (i)** statements indicating that
 - (i)** a spacing unit from which a triggering well is producing 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 following 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 oil or gas from the triggering well is produced, and
 - (iv)** the obligation to pay the compensatory royalty ends in any of the circumstances referred to in subsection 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.

- a)** le nom du titulaire du contrat relatif au sous-sol, le numéro du contrat et la quote-part du titulaire dans ce contrat;
- b)** la description des terres de la zone visée par le contrat et qui sont visées par le préavis;
- c)** le numéro d'identification unique du puits déclencheur;
- d)** le pourcentage du droit ou de l'intérêt de la première nation dans l'unité d'espacement hors réserve en cause;
- e)** la description de l'unité d'espacement hors réserve où est situé le puits déclencheur et de la couche de compensation de ce puits;
- 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 hors réserve;
- 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 hors réserve;
- h)** le délai de compensation;
- i)** les énoncés ci-après, selon lesquels :
 - (i)** l'unité d'espacement à partir de laquelle produit 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 doit être payée au plus tard le vingt-cinquième jour du troisième mois suivant le mois pendant lequel le puits déclencheur a produit le pétrole ou le gaz,
 - (iv)** l'obligation de payer la redevance compensatoire cesse en application du paragraphe 100(1).

Avis au conseil

- (2)** Le ministre envoie une copie du préavis de drainage au conseil ainsi que, à l'expiration du délai de compensation, un avis indiquant au titulaire que son obligation de payer la redevance compensatoire a débuté.

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 from which the triggering well is producing 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 referred to 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, their rights are surrendered down to the base of the offset zone in the spacing unit to which the offset notice applies, except for any rights 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 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 why it has ended.

Aucune obligation

96 (1) L'obligation de payer la redevance compensatoire ne débute pas 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 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 à partir de laquelle produit le puits déclencheur n'est plus adjacente à l'unité d'espacement de la 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 la production 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 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 conseil

(4) Le ministre envoie un avis motivé au conseil l'informant que l'obligation du titulaire de payer la redevance compensatoire a été levée.

Calculation and Payment of Compensatory Royalty

Royalty formula

97 (1) The compensatory royalty that is payable for a month is

(a) in the case of a vertical triggering well, or a 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 in that month if the triggering well were producing from the First Nation spacing unit; 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 of the amount referred to in paragraph (a) calculated in accordance with the formula

$$(L/T) \times 100$$

where

L is the length of the section of the triggering well that is located in the adjoining off-reserve 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.

First nation interest

(2) If the First Nation to which a compensatory royalty is payable has an interest or right in the spacing unit in which the triggering well is located, the compensatory royalty payable for a month is an amount prorated in accordance with the formula

$$C \times (100 - I)/100$$

where

C is the amount of the compensatory royalty calculated in accordance with subsection (1); and

I is the percentage interest or rights of the First Nation in the off-reserve spacing unit.

Calculation of compensatory royalty

(3) For the purpose of calculating the compensatory royalty for a month,

(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

Calcul et paiement de la redevance compensatoire

Redevance compensatoire

97 (1) La redevance compensatoire mensuelle à payer 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;

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-dessous, 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 hors réserve adjacente et qui a la capacité de produire du pétrole 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.

Intérêt de la première nation

(2) Si la première nation à qui est due la redevance compensatoire a un droit ou un intérêt dans l'unité d'espacement sur laquelle est situé le puits déclencheur, la redevance compensatoire mensuelle à payer est calculée au prorata de ce droit ou de cet intérêt selon la formule suivante :

$$C \times (100 - I)/100$$

où :

C représente la redevance compensatoire calculée conformément au paragraphe (1);

I le pourcentage du droit ou de l'intérêt de la première nation dans l'unité d'espacement hors réserve.

Calcul de la redevance compensatoire

(3) Pour calculer 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 pour le mois, tel

triggering well, as shown by the records of the provincial authority; and

(b) the price of oil, gas or condensate to be used in the royalty formula 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 the Economy 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 the Economy 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.

Heating value

(4) If the royalty calculation requires the conversion of a price in \$/GJ into a price in $\$/10^3\text{m}^3$, the heating value is $37.7 \text{ GJ}/10^3\text{m}^3$.

No deduction

(5) No deduction for costs or allowances is to be made in the calculation of the compensatory royalty.

Transitional provision

(6) This section does not apply to a compensatory royalty that is owed under the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*.

Calculation and payment of royalty

98 On or before the 25th day of the third month after the month in which the oil or gas is produced from the triggering well, the holder must pay the Minister the royalty for that month and, in prescribed form, provide the information that is required to verify its calculation.

Amended spacing unit

99 The obligation to pay compensatory royalty continues despite any change in the size of the First Nation

qu'il apparaît dans les registres de l'autorité provinciale;

b) le prix à utiliser 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'Économie 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 brut 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 ministère de l'Économie 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*.

Pouvoir calorifique

(4) Si le calcul de la redevance nécessite la conversion d'un prix en \$/GJ en un prix en $\$/10^3\text{m}^3$, le pouvoir calorifique est de $37,7 \text{ GJ}/10^3\text{m}^3$.

Aucun coût ni aucune déduction

(5) Il ne peut être soustrait, dans le calcul de la redevance compensatoire, aucun coût ni aucune déduction.

Disposition transitoire

(6) Le présent article ne s'applique pas aux redevances compensatoires exigibles en application du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.

Calcul et paiement de la redevance compensatoire

98 Le titulaire fournit au ministre, au plus tard le vingt-cinquième jour du troisième mois suivant le mois pendant lequel le pétrole ou le gaz a été produit du puits déclencheur, 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

spacing unit or the off-reserve spacing unit in which the triggering well is located if the two units continue to adjoin.

End of compensatory royalty

100 (1) The obligation to pay a compensatory royalty ends if the holder

(a) establishes any of the circumstances set out in subsection 96(1); or

(b) surrenders their rights down to the base of the off-set zone in the spacing unit to which the offset notice applies, except for any rights 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 referred to in subsection 96(1) has been established, the Minister must send the holder a notice 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 referred to in subsection 96(1), on the first day of the month in which the Minister receives the information ; or

(b) if the holder has surrendered their rights, on the first day of the month following 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 why it has ended.

Transitional provision

101 Subject to subsection 97(6), 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

de l'unité d'espacement d'une première nation ou de l'unité d'espacement hors réserve sur 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, selon le cas :

a) démontre tout fait visé au paragraphe 96(1);

b) renonce à ses droits 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 a envoyé au ministre un avis qui démontre un fait visé au paragraphe 96(1), à compter du premier jour du mois au cours duquel le ministre reçoit le renseignement;

b) dans le cas où le titulaire renonce à ses droits, 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 été levée.

Disposition transitoire

101 Sous réserve du paragraphe 97(6), les articles 93 à 100 et 111 s'appliquent à tout contrat relatif au sous-sol octroyé 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

ended, the holder must pay a compensatory royalty in respect of the triggering well whose production was to be offset.

Beginning of royalty obligation

(2) The obligation to pay the compensatory royalty begins on the first day of the month following the three-month period.

Notice to council

(3) The Minister must send the council a notice indicating that the holder has become obliged to pay a compensatory royalty.

Service Wells

Application for approval

103 (1) A well must not be used as a service well unless the prior approval of the Minister has been obtained.

Content of application

(2) The application for approval must be in prescribed form and be accompanied by a copy of the provincial authority's approval of the service well. It must include the following information:

- (a)** a description of the well;
- (b)** a detailed description of the proposed uses of the well and 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 holder must send the Minister notice of any changes in the provincial authority's approval referred to in subsection (2).

après l'expiration du délai de compensation, le titulaire paie la redevance compensatoire à l'égard du puits déclencheur.

Exigibilité de la redevance

(2) La redevance compensatoire est exigible à partir 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 débuté.

Puits de service

Exigence

103 (1) Il est interdit d'utiliser un puits comme puits de service sans l'autorisation préalable du ministre.

Contenu de la demande

(2) La demande d'autorisation est soumise sur le formulaire prévu à cet effet et est accompagnée d'une copie de l'autorisation accordée par l'autorité provinciale à l'égard du puits de service et des renseignements suivants :

- a)** la description du puits;
- b)** la description de l'utilisation proposée du puits et de toute installation connexe;
- c)** le pas de porte et l'indemnité annuelle à payer pour tout droit de disposer.

Autorisation

(3) Le ministre autorise 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'autorisation du conseil a été obtenue;
- c)** l'autorisation bénéficiera à la première nation en cause.

Avis au ministre

(4) Le titulaire avise le ministre de toute modification apportée à l'autorisation accordée par l'autorité provinciale et visée au paragraphe (2).

Exception

104 Section 103 does not apply to a service well that is part of a project approved by the provincial authority or a bitumen recovery project that has been approved by the Minister.

Transitional provision

105 Section 103 does not apply to a disposal rights agreement that was entered before these Regulations came into force.

Pooling, Production Allocation and Unit Agreements

Single spacing unit pooling

106 (1) If a well is completed in a First Nation spacing unit that is subject to more than one subsurface contract or in a spacing unit in which the First Nation interests or rights are less than 100%, the Minister must determine the percentage of production from the well to be allocated to each contract in the spacing unit or to the First Nation portion of the spacing unit, based on the area of the lands subject to each contract.

Notice to holder and council

(2) The Minister must give each holder and the council notice of the percentage of the production that is allocated to each contract in First Nation lands.

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 portion of each spacing unit or to each contract, as the case may be, 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 portion of each spacing unit or to each contract, as the case may be.

Unit agreement

108 (1) The Minister may, with the prior approval of the council, enter into a unit agreement.

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 du bitume approuvé par le ministre.

Disposition transitoire

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, attribution de la production et accord de mise en commun

Regroupement

106 (1) Si un puits est achevé dans une unité d'espacement d'une première nation visée par plus d'un contrat relatif au sous-sol ou dans une unité d'espacement dans laquelle une première nation détient un droit ou un intérêt inférieur à cent pour cent, le ministre détermine le pourcentage de la production attribuable à chaque contrat dans l'unité d'espacement ou à la portion de l'intérêt de la première nation dans l'unité d'espacement, en se fondant sur la superficie des terres visées par chaque contrat.

Avis au titulaire et au conseil

(2) Le ministre avise tout titulaire et le conseil du pourcentage de la production qui est attribuée à chaque contrat qui porte sur les terres de la première nation.

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 fixe le pourcentage de la production attribuable à la portion de la première nation de chaque unité d'espacement ou 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 attribuée à la portion de la première nation de chaque unité d'espacement ou 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 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 or Resiliation

Surrender of subsurface rights

109 (1) The holder of a subsurface contract may surrender their rights in the contract by sending the Minister a notice of the surrender in prescribed form.

Partial surrender of subsurface rights

(2) In a partial surrender of subsurface rights,

- (a) all the rights or 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, to a minimum of \$100.

Notice to council

(3) When a subsurface contract is surrendered, the Minister must send a copy of the notice of surrender to the council and, in the case of a partial surrender, a copy of the amended contract.

Surrender of surface rights

110 (1) The holder of a surface contract may surrender their rights in the contract, in whole or in part, by applying in prescribed form for the Minister's approval.

Notice 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 area of the contract to be surrendered and the Minister has confirmed that the remediation and reclamation of the surface in that area is satisfactory; and

Attribution 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 attribuée à chaque parcelle visée par l'accord de mise en commun.

Renonciation, défaut et résiliation

Renonciation aux droits relatifs au sous-sol

109 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sous-sol peut renoncer à ses droits contractuels en envoyant au ministre un avis de renonciation à l'aide du formulaire prévu à cet effet.

Renonciation partielle aux droits relatifs au sous-sol

(2) La renonciation partielle des droits relatifs au sous-sol entraîne, à la fois :

- a) la renonciation à l'ensemble des droits ou des intérêts sur une unité d'espacement;
- b) l'ajustement du loyer pour les années subséquentes, d'au moins 100 \$, proportionnel à la réduction des terres visées par le contrat.

Avis de renonciation — contrat relatif au sous-sol

(3) S'il est renoncé à un contrat relatif au sous-sol, le ministre envoie une copie de l'avis de renonciation au conseil et, dans le cas d'une renonciation partielle, une copie du contrat modifié.

Renonciation aux droits relatifs au sol

110 (1) Le titulaire d'un contrat relatif au sol peut renoncer, en tout ou en partie à ses droits sur ce contrat en demandant l'autorisation du ministre sur le formulaire prévu à cet effet.

Copie au conseil

(2) Le ministre envoie une copie de la demande au conseil.

Autorisation

(3) Le ministre autorise la renonciation si les conditions ci-après sont réunies :

- a) le titulaire respecte les obligations découlant de son contrat, du présent règlement et de toute ordonnance donnée 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

(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 fee for partial surrender approval set out in Schedule 1 has been paid.

Adjusted rent

(4) If the surrender of rights in a surface contract is partial, the rent for subsequent years is reduced in proportion to the reduction of the lands. However, the rent must be no less than the rent payable for 1.6 hectares.

Notice to council

(5) When the surrender of a surface contract is approved, the Minister must send the council a notice of the surrender.

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 describes the non-compliance and warns that the contract will be cancelled or resiliated if the holder is in default.

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 a plan to the Minister 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 a plan does not comply with 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 an amended plan that corrects the deficiencies identified in the notice; and

(b) remedy the non-compliance in accordance with that plan.

ministre a confirmé que la remise en état 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 frais pour la demande de renonciation partielle prévus à l'annexe 1 sont payés.

Loyer ajusté

(4) Si la renonciation aux droits 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 — contrat relatif au sol

(5) Si la renonciation à un contrat relatif au sol est autorisée, le ministre envoie un avis au conseil à cet effet.

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.

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, soumettre 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) doit :

a) dans les trente jours suivant la date de réception de l'avis, soumettre au ministre un plan contenant les modifications nécessaires;

b) remédier, conformément au plan, à tout manquement indiqué dans l'avis visé au paragraphe (1).

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 or resiliation for default

(6) The Minister must cancel or resiliate the contract of a holder that is in default.

Non-payment of compensatory royalty

(7) If a contract is to be cancelled or resiliated for non-payment of a compensatory royalty, the Minister must cancel or resiliate the rights 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 in a spacing unit referred to in any of paragraphs 63(1)(a) to (e).

Cancellation or resiliation notice

(8) When a contract is cancelled or resiliated, the Minister must send the holder a notice indicating that their contract is cancelled or resiliated, the reason for the cancellation or resiliation and its effective date.

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 for any reason, any liabilities for outstanding amounts that are owed under the contract, any liabilities for damages resulting from 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

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 conférés 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 à l'égard de toute unité d'espacement visée par l'un ou l'autre 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.

Avis au conseil

(9) Le ministre envoie au conseil une copie de tout avis donné en application du présent article.

Responsabilité

112 Si un contrat prend fin pour une raison quelconque, toute responsabilité à l'égard de montants dus en application du contrat, toute responsabilité à l'égard de dommages qui résultent des activités menées en vertu du contrat et toute obligation relative à l'abandon, à la remise en état 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 21 à 28 de la Loi.

Dispositions transitoires

Directeur exécutif

114 Tout pouvoir et toute attribution conférés au directeur exécutif en application du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres*

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 section 1 of *An Act to amend the Indian Oil and 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.

indiennes est exercée par le ministre et toute référence au directeur exécutif dans un contrat octroyé en vertu de ce règlement est réputée être une référence au 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 l'article 1 de la *Loi modifiant la Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* ou, si elle est postérieure, à la date de son enregistrement.

¹ SOR/94-753

¹ DORS/94-753

SCHEDULE 1

(Subsections 2(5) and 25(1), 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(1), alinéas 29(2)e) et 41(1)a), paragraphe 44(3) et alinéas 75(1)d) et 110(3)c))

Frais

Article	Colonne 1 Service	Colonne 2 Frais (\$)
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	Renonciation partielle	25
7	Recherches documentaires	25

SCHEDULE 2

(Subsections 48(1) and (2))

Initial Term of Permits

Definitions

1 The following definitions apply in this schedule.

Area 1 refers to the lands in Area 1 in Schedule 2 to the *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*zone 1*)

Area 2 refers to the lands in Area 2 in Schedule 2 to the *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*zone 2*)

Area 3 refers to the lands in Area 3 in Schedule 2 to the *Petroleum and Natural Gas Drilling Licence Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*zone 3*)

Foothills Region refers to the lands in the Foothills Region referred to in Schedule 1 to the *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta. Reg. 263/1997. (*région des contreforts*)

Northern Region refers to the lands in the Northern Region referred to in Schedule 1 to the *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta. Reg. 263/1997. (*région du Nord*)

Plains Region refers to the lands in the Plains Region referred to in Schedule 1 to the *Petroleum and Natural Gas Tenure Regulation*, Alta. Reg. 263/1997. (*région des plaines*)

township means a township laid out in accordance with sections 55 to 61 of *The Land Surveys Regulations*, RRS c. L-4.1. (canton) (*canton*)

TABLE

Item	Column 1 Province	Column 2 Region	Column 3 Initial Term (Years)
1	Novia Scotia	The entire province	3
2	New Brunswick	The entire province	3
3	Manitoba	The entire province	3
4	British Columbia	Area 1	3
5		Area 2	4
6		Area 3	5
7	Saskatchewan	Lands located south of Township 55	2
8		Lands located north of Township 54 but south of Township 66	3

ANNEXE 2

(paragraphe 48(1) et (2))

Période de validité initiale

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 intitulée *The Land Surveys Regulations*, RSS, c. L-4.1. (*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*, Alta. Reg. 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*, Alta. Reg. 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*, Alta. Reg. 263/1997. (*Northern Region*)

Zone 1 Terres faisant partie de la zone appelée *area 1* à l'annexe 2 du règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Petroleum et Natural Gas Drilling Licence Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Area 1*)

Zone 2 Terres faisant partie de la zone appelée *area 2* à l'annexe 2 du règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Petroleum et Natural Gas Drilling Licence Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Area 2*)

Zone 3 Terres faisant partie de la zone appelée *area 3* à l'annexe 2 du règlement de la Colombie-Britannique intitulé *Petroleum et Natural Gas Drilling Licence Regulation*, B.C. Reg. 10/82. (*Area 3*)

TABLEAU

Article	Colonne 1 Province	Colonne 2 Région	Colonne 3 Période de validité initiale (ans)
1	Nouvelle-Écosse	Toute la province	3
2	Nouveau-Brunswick	Toute la province	3
3	Manitoba	Toute la province	3
4	Colombie-Britannique	Zone 1	3
5		Zone 2	4
6		Zone 3	5
7	Saskatchewan	Terres situées au sud du canton 55	2
8		Terres situées au nord du canton 54 et au sud du canton 66	3

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Province	Region	Initial Term (Years)
9		Lands located north of Township 65	4
10	Alberta	Plains Region	2
11		Northern Region	4
12		Foothills Region	5

Article	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
	Province	Région	Période de validité initiale (ans)
9		Terres situées au nord du canton 65	4
10	Alberta	Région des plaines	2
11		Région du Nord	4
12		Région des contreforts	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, that is, 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. (*F*)

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 reserve specified in this schedule, the zones that may be selected are the zones set out in column 1 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 holder.

Multiple reference wells

(2) If there is more than one set of well log data in column 2, the set derived from the reference well that is nearest the earning well must be used to determine the zones.

Minister's determination

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 log data that relate to other wells in the vicinity and on any 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 de départ des données de diagraphies. (*FE*)

FI 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 — d'une couche qui n'est pas délimitée. (*ILND*)

NP Couche qui n'est pas présente à l'endroit où a été foré le puits de référence. (*NP*)

PVR Profondeur verticale réelle. (*PVR*)

Couches

2 (1) Les couches sur lesquelles portent un choix de terres sont celles mentionnées à la colonne 1 du tableau relatif aux terres de la première nation en cause et pour lesquelles les données de diagraphie du puits qu'a foré le titulaire ou du puits dans lequel il est rentré correspondent aux données de diagraphies mentionnées à la colonne 2 de ce tableau.

Diagraphies multiples

(2) S'il y a plus d'un ensemble de données de diagraphie dans la colonne 2, l'ensemble de données du puits de référence situé le plus près du puits qui donne droit à un choix de terres est utilisé afin d'identifier les couches.

Couche non répertoriée

3 Si le puits qui donne droit à un choix de terres 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 autre donnée de diagraphie disponible et portant sur des terres à proximité.

Alexander 134

Item	Column 1		Column 2 Well Log Data	
	Zone	00/11-11-56-27W4 Electric Log (ftKB)	02/6-15-56-27W4 Induction Log (mKB)	00/8-1-56-27W4 Density Log (mKB)
1	Edmonton, Belly River and Lea Park		surface to 615.0	
2	Waipiabi 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

Article	Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
	Couche	00/11-11-56-27O4 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, Belly River et Lea Park		Surface à 615,0	
2	Waipiabi 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

Item	Column 1		Column 2 Well Log Data	
	Zone	00/13-22-61-17W5 Neutron-Density Log (mKB)	00/3-32-63-22W5 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		

	Column 1	Column 2	
		Well Log Data	
		00/13-22-61-17W5	00/3-32-63-22W5
Item	Zone	Neutron-Density Log (mKB)	Neutron-Density Log (mKB)
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 Blueridge		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	
4	Mannville	1688,3 à 1948,1	
5	Fernie et Nordegg	1948,1 à 2024,3	
6	Montney	2024,3 à 2048,3	

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)
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 Blueridge		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	Acoustilog (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
8	Ireton	1707.5 to NDE

Alexis 133

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/10-23-55-4O5
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
8	Ireton	1707,5 à FI

Alexis Whitecourt 232

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		00/2-31-60-12W5 Acoustilog (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	

Alexis Whitecourt 232

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie	
		00/2-31-60-12O5 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

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data			
		Amber river 00/11-20-114-6w6 Sonic Log (m)	Hay lake 00/4-1-112-5w6 Neutron Density Log (m)	Hay lake 00/6-28-112-5w6 Density Log (ft.)	Zama lake 00/2-12-112-8w6 Induction Log (m)
1	Wilrich	Surface to 249.0	Surface to 242.0		Surface to 279.0
2	Bluesky et 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 FI	LIND to 1712	441.0 to 633.0
5	Trout river, Kakisa, Redknife et 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 et 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 et Sulphur Point	1387.0 to 1422.0		4396 to 4525	1478.0 to 1524.0
10	Muskeg et Keg River	1422.0 to 1680.0		4525 to 5468	1524.0 to 1780.0
11	Chinchaga	1680.0 to FI		5468 to FI	1780.0 to FI

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)	Hay lake 00/4-1-112-506 Diagraphie neutron- densité (m)	Hay lake 00/6-28-112-506 Diagraphie de densité (pi)
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
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

Item	Column 1	Column 2
	Zone	Well Log Data 00/4-6-82-3W6 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

Article	Colonne 1	Colonne 2
	Couche	Données de diagraphie 00/4-6-82-3O6 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

Item	Column 1	Column 2	
	Zone	Well Log Data 00/7-3-66-13W4 Induction Log (mKB)	Well Log Data 00/12-35-66-12W4 Induction Log (mKB)
1	Colorado shales	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	00/7-3-66-13W4 Induction Log (mKB)	00/12-35-66-12W4 Induction Log (mKB)	00/6-20-66-13W4 Sonic Log (mKB)
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	00/7-3-66-13O4 Diagraphie d'induction (m FE)	00/12-35-66-12O4 Diagraphie d'induction (m FE)	00/6-20-66-13O4 Diagraphie sonique (m FE)
1	Colorado schistes	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 Cree Territory 124

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	31/7-26-62-25W3 Neutron-Density Log (mKB)	01/10-20-63-24W3 Neutron-Density Log (mKB)
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 Cree Territory 124

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	31/7-26-62-25O3 Diagraphie neutron-densité (m FE)	01/10-20-63-24O3 Diagraphie neutron-densité (m FE)
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	
Item	Zone	00/12-10-15-27W1 Neutron-Density Log (mKB)	00/3-21-15-27W1 Sonic Log (ftKB)
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	
Article	Couche	Données de diagraphie	
		00/12-10-15-27O1 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/3-21-15-27O1 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

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data		
		00/6-35-5-25W4 Neutron Density Log (mKB)	00/12-28-7-23W4 Neutron Density Log (mKB)	00/6-24-8-23W4 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
12	Woodbend	NDE	NDE	NDE

^a Formation equivalence of Livingstone is Rundle

^b Formation equivalence of Exshaw is Bakken

Blood 148

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie		
		00/6-35-5-25O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/12-28-7-23O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/6-24-8-23O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)
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 schiste	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

Item	Zone	Well Log Data	
		00/6-20-45-5W5	Induction Log (ftKB)
1	Belly River and Lea Park	surface to 4650	
2	Wapiabi	4650 to 5167	
3	Cardium and Blackstone	5167 to 5590	
4	SWSP	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	

Buck Lake 133C

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie	
		00/6-20-45-5O5	Diagraphie d'induction (pi FE)
1	Belly River et Lea Park	surface à 4650	
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

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		31/14-29-21-19W3	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

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie	
		31/14-29-21-19O3	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, 149B

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		Cold Lake 149 00/2-13-61-3W4 Induction Log (mKB)	Cold Lake 149A & B 00/6-7-64-2W4 Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	265.0 to 304.0	
2	Mannville	304.0 to 495.3	
3	Beaverhill Lake	495.3 to NDE	305.0 to NDE NDE

Cold Lake 149, 149A, 149B

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	Cold Lake #149 00/2-13-61-3O4 Diagraphie d'induction (m FE)	Cold Lake #149A et B 00/6-7-64-2O4 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
3	Beaverhill Lake	495,3 à FI	FI

Drift Pile River 150

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	00/10-6-74-12W5 Neutron-Density Log (mKB)	00/7-25-73-12W5 Density Log (mKB)
1	Second White Specks	219.5 to 310.0	
2	Shaftsbury	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 FortVermillion	NDE	1926.5 to 1960.5
15	Watt Mountain and Gilwood	NDE	1960.5 to 1973.0
16	Muskeg	NDE	1973.0 to NDE

Drift Pile River 150

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	00/10-6-74-12O5 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/7-25-73-12O5 Diagraphie de densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White	219,5 à 310,0	
2	Shaftsbury	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 Vermillion	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	
Item	Zone	03/13-3-52-26W4 Induction Log (mKB)	
1	Edmonton, Belly River and Lea Park	surface to 691.0	

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data 03/13-3-52-26W4 Induction Log (mKB)
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

Enoch Cree Nation 135

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie 03/13-3-52-26O4 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

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data 00/1-34-86-25W6 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

Halfway River 168

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie 00/1-34-86-25O6 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
Item	Zone	00/13-18-70-10W4 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

Heart Lake 167

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/13-18-70-10O4 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

Column 1		Column 2
		Well Log Data
Item	Zone	00/8-27-73-12W6 Sonic Log (mKB)
1	Puskwaskau, Badheart, Cardium and Kaskapau	surface to 928.0
2	Doe Creek Member	928.0 to 976.0
3	Dunvegan	976.0 to 1140.0
4	Shaftsbury	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

Horse Lakes 152B

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/8-27-73-12O6 Diagraphie sonique (m FE)
1	Puskwaskau, Badheart, Cardium et Kaskapau	surface à 928,0
2	Doe Creek Member	928,0 à 976,0
3	Dunvegan	976,0 à 1140,0
4	Shaftsbury	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

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/8-27-73-12O6 Diagraphie sonique (m FE)
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 (ftKB)	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	11/2-33-44-24w3
Item	Zone	Induction Log (mKB)	Neutron-Density 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	585.0 to 736.5
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	11/2-33-44-24w3
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	Mannville	437,5 à 601,0	532,0 à LIND	585,0 à 736,5
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

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	00/1-20-86-9W5 Neutron-Density Log (mKB)	
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 Vermillion	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	
Article	Couche	00/1-20-86-905 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 Vermillion	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	

Makaoo 120, Onion Lake 119-1, 119-2 and Seekaskootch 119

Column 1		Column 2 Well Log Data		
Item	Zone	11/14-8-56-27W3 Neutron-Density Log (mKB)	00/11-23-54-1W4 Neutron-Density Log (mKB)	41/6-4-55-25W3 Neutron-Density Log (mKB)
1	Second White Specks		surface to 322.0	346.0 to 428.0
2	St. Walburg (La Biche (AB))	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	Mannville	474.4 to 648.0	402.0 to 536.0	515.4 to ILND
5	Duperow	648.0 to NDE	536.0 to NDE	

Makaoo 120, Onion Lake 119–1, 119–2 et Seekaskootch 119

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie		
Article	Couche	11/14-8-56-27O3 Diagraphie neutron- densité (m FE PVR)	00/11-23-54-1O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	41/6-4-55-25O3 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 (AB))	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 129

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	41/8-25-58-25W3 Neutron-Density Log (mKB)	31/8-34-58-25W3 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 129

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	41/8-25-58-25O3 Diagraphie neutron-densité (m FE)	31/8-34-58-25O3 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

Neekaneet Cree Nation 160A

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	21/8-32-7-28W3 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	
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	Shaunovan and Gravelbourg	1523.0 to 1574.5	
10	Mission Canyon	1574.5 to NDE	

Neekaneet Cree Nation 160A

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	21/8-32-7-28O3 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	
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	Shaunovan et Gravelbourg	1523,0 à 1574,5	
10	Mission Canyon	1574,5 à FI	

Ocean Man 69 and Flying Dust First Nation 105

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	31/11-11-10-8W2 Neutron-Density Log (mKB)	01/9-30-10-7W2 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

Column 1		Column 2	
Item	Zone	Well Log Data 31/11-11-10-8W2 Neutron-Density Log (mKB)	Well Log Data 01/9-30-10-7W2 Sonic Log (mKB)
5	Bakken	1433.5 to 1451.0	NDE
6	Torquay	1451.0 to NDE	NDE

Ocean Man 69 et Flying Dust First Nation 105

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	Données de diagraphie 31/11-11-10-8O2 Diagraphie neutron-densité (m FE)	Données de diagraphie 01/9-30-10-7O2 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			
Item	Zone	Well Log Data 00/12-36-46-28W4 Gamma Ray-Neutron Log (ft.KB)	04/15-24-46-28W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/9-18-46-27W4 Electric Log (ft.KB)	00/12-20-47-27W4 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/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			
Article	Couche	00/12-36-46-28O4 Diagraphie de rayons gamma-neutron (pi FE)	04/15-24-46-28O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	00/9-18-46-27O4 Diagraphie électrique (pi FE)	00/12-20-47-27O4 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		
8	Wabamun	5591 à 6295			
9	Calmar et Nisku	6295 à 6492			
10	Ireton	6492 à 6670			

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
Article	Couche	00/12-36-46-28O4 Diagraphie de rayons gamma-neutron (pi FE) 6670 à FI	04/15-24-46-28O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	00/9-18-46-27O4 Diagraphie électrique (pi FE)	00/12-20-47-27O4 Diagraphie électrique (pi FE) 6434 à 7210 ^c
11	Leduc				

^a Les terres de la première nation sont situées à la limite des strates subaffleurantes de la couche Banff, Tout reste des couches Banff et Exshaw sera acquis avec la couche Lower Mannville.

^b Bonnie Glen Cardium unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

^c Bonnie Glen D-3A Gas Cap Unit : définition d'une couche divisée en unité

Puskiakiwenin 122 and Unipouheos 121

Column 1		Column 2			
		Well Log Data			
Item	Zone	00/11-21-56-3W4 Induction Log (mKB)	00/6-16-57-3W4 ^a Induction Log (mKB)	00/13-26-57-4W4 ^b Induction Log (mKB)	00/8-16-58-3W4 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

^b McLaren Channel Type Log

Puskiakiwenin 122 et Unipouheos 121

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
Article	Couche	00/11-21-56-3O4 Diagraphie d'induction (m FE)	00/6-16-57-3O4 ^a Diagraphie d'induction (m FE)	00/13-26-57-4O4 ^a Diagraphie d'induction (m FE PVR)	00/8-16-58-3O4 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	
Item	Zone	11/15-14-61-26W3 Neutron-Density Log (mKB)	41/7-15-59-24W3 Neutron-Density Log (mKB)
1	Second White Specks		160.8 to 239.7
2	St. Walburg		239.7 to 279.0
3	Viking		279.0 to 324.0
4	Mannville	292.3 to ILND	324.0 to 586.0
5	Souris River		586.0 to NDE

Red Pheasant 108

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	11/15-14-61-26O3 Diagraphie neutron- densité (m FE)	41/7-15-59-24O3 Diagraphie neutron- densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		160,8 à 239,7
2	St. Walburg		239,7 à 279,0
3	Viking		279,0 à 324,0
4	Mannville	292,3 à LIND	324,0 à 586,0
5	Souris River		586,0 à FI

Saddle Lake 125

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	00/11-32-57-11W4 Induction Log (ft.KB)	02/6-29-57-13W4 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
5	Cooking Lake	NDE	872.3 to 934.0
6	Beaverhill Lake	NDE	934.0 to NDE

Saddle Lake 125

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	00/11-32-57-11O4 Diagraphie d'induction (pi FE)	02/6-29-57-13O4 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
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

Samson 137, 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 and Montana 139

Column 1		Column 2 Well Log Data			
Item	Zone	00/6-17-46-24W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/9-35-44-25W4 Neutron-Density Log (mKB TVD)	00/14-32-44-25W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/10-13-44-23W4 Neutron-Density Log (ft.KB)
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, 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 et Montana 139

Colonne 1		Colonne 2			
		Données de diagraphie			
Article	Couche	00/6-17-46-24O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	00/9-35-44-25O4 Diagraphie neutron- densité (m FE PVR)	00/14-32-44-25O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	00/10-13-44-23O4 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	
Item	Zone	00/2-6-73-5W5 Sonic Log (ft.KB)	00/4-19-71-4W5 ^a 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 not Set Unit No. 1: definition of unitized zone

Sawridge 150G

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	00/2-6-73-5O5 Diagraphie sonique (pi FE)	00/4-19-71-4O5 ^a 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 non établi, unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

Sharphead 141 (former reserve)

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	00/6-1-43-26W4 Induction Log (mKB)	00/14-2-43-26W4 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 (ancienne réserve)

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	00/6-1-43-26O4 Diagraphie d'induction (m FE)	00/14-2-43-26O4 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				
Item	Zone	00/14-3-23-23W4 Sonic Log (mKB)	00/5-19-22-23W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/4-4-21-20W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/2-29-20-20W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/6-20-20-19W4 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 and 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				
Article	Couche	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
		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 et 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
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	00/2-33-25-6W5 ^a	00/10-34-24-6W5(5-34) ^b	00/5-24-27-6W5 ^c
		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	11154 to 11485 ^a	11920 to 12280 ^b	9978 to 10198 ^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 #1: definition of unitized zone

^b Jumping Pound West Unit #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			

Colonne 1		Colonne 2			
Article	Couche	Données de diagraphie			
		00/8-13-27-305 Diagraphie d'induction (m FE)	00/2-33-25-605 ^a Diagraphie - neutron (pi FE)	00/10-34-24-605(5-34) ^b Diagraphie sonique (pi FE)	00/5-24-27-605 ^c Diagraphie sonique (pi FE)
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			
15	Cooking Lake	3599,0 à FI			

^a Jumping Pound West unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

^b Jumping Pound West unité n° 2 : définition d'une couche divisée en unité

^c Wildcat Hills Unit : définition d'une couche divisée en unité

^d Y compris les restants de la strate Jurassique, soit Fernie et Nordegg

Sturgeon Lake 154

Column 1		Column 2	
Item	Zone	Well Log Data	
		00/9-18-70-23W5 Sonic Log (ft.KB)	00/4-25-70-23W5 Sonic Log (ft.KB)
1	Wapiabi, Bad Heart 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
12	Shunda	6186 to 6473	5997 to 6290
13	Pekisko	6473 to 6674	6290 to 6486
14	Banff and Exshaw	6674 to 7397	6486 to 7228
15	Wabamun	7397 to 8184	7228 to 8021
16	Winterburn	8184 to 8496	8021 to 8422
17	Ireton and Leduc	8496 to NDE	8422 to 9316
18	Beaverhill Lake	NDE	9316 to 9610
19	Slave Point	NDE	9610 to 9660
20	Gilwood and Granite Wash	NDE	9660 to 9730
21	PreCambrian	NDE	9730 to NDE

Sturgeon Lake 154

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	Données de diagraphie	
		00/9-18-70-23O5 Diagraphie sonique (pi FE)	00/4-25-70-23O5 Diagraphie sonique (pi FE)
1	Wapiabi, Bad Heart 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

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	00/9-18-70-23O5 Diagraphie sonique (pi FE)	Données de diagraphie 00/4-25-70-23O5 Diagraphie sonique (pi FE)
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
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

Column 1		Column 2	
Item	Zone	00/16-36-74-15W5 Sonic Log (mKB)	Well Log Data
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	
Article	Couche	00/16-36-74-15O5 Diagraphie sonique (m FE)	Données de diagraphie
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	Column 3		
Item	Zone	00/4-11-44-10W5 Neutron-Density Log (mKB)	Well Log Data 00/10-15-43-10W5 Neutron-Density Log (mKB)	00/6-30-42-9W5 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

Column 1	Column 2	Column 3 Well Log Data		
Item	Zone	00/4-11-44-10W5 Neutron-Density Log (mKB)	00/10-15-43-10W5 Neutron-Density Log (mKB)	00/6-30-42-9W5 Neutron-Density Log (mKB)
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	Nordeg	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			
Article	Couche	00/4-11-44-10O5 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/10-15-43-10O5 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/6-30-42-9O5 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	Nordeg	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, 115Z

Column 1	Column 2 Well Log Data		
Item	Zone	91/5-25-59-23W3 Neutron-Density Log (mKB)	21/16-3-52-20W3 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

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, 115Z

Colonne 1	Colonne 2 Données de diagraphie		
Article	Couche	91/5-25-59-23O3 Diagraphie neutron-densité (m FE)	21/16-3-52-20O3 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		
Item	Zone	00/6-30-80-9W5 Sonic Log (mKB)	12-28-80-9W5 Electric Log (ft.KB)	2-21-79-8W5 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 Ft. Vermillion	1686.0 to 1718.0		
9	Watt Montain 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		
Article	Couche	00/6-30-80-9O5 Diagraphie sonique (m FE)	12-28-80-9O5 Diagraphie électrique (pi FE)	2-21-79-8O5 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 Vermillion	1686,0 à 1718,0		
9	Watt Montain 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, unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

^b Nipisi Gilwood unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

Wabamun 133A

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	00/15-23-52-4W5 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, Blueridge, Calmar and Nisku	1790.0 to 1877.0	
10	Ireton	1877.0 to NDE	

Wabamun 133A

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/15-23-52-405 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, Blueridge, Calmar et Nisku	1790,0 à 1877,0
10	Ireton	1877,0 à FI

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C, 166D

Column 1		Column 2
		00/11-10-81-25W4 Induction Log (ft.KB)
Item	Zone	
1	Pelican and Joli Fou	720 to 824
2	Mannville	824 to 1608
3	Wabamun	1608 to 1677
4	Winterburn	1677 to NDE

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C, 166D

Colonne 1		Colonne 2
		00/11-10-81-25O4 Diagraphie d'induction (pi FE)
Article	Couche	
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

Column 1		Column 2
		Well Log Data
Item	Zone	01/5-15-10-2W2 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

White Bear 70

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	01/5-15-10-2O2 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

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	01/5-15-10-202 Diagraphie - neutron (pi FE)
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	
Item	Zone	00/14-11-62-13W4 ^a Induction Log (mKB)	00/10-16-62-12W4 ^b 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

^b Non-Colony Channel Type Log

^a Colony Channel Type Log

White Fish Lake 128

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	00/14-11-62-13O4 ^a Diagraphie d'induction (m FE)	00/10-16-62-12O4 ^b 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 channel

Woodland Cree 226, 227, 228

Column 1		Column 2		
		Well Log Data		
Item	Zone	00/6-18-87-18W5 Sonic Log (mKB)	00/7-24-86-14W5 Sonic Log (mKB)	00/9-34-86-17W5 Neutron-Density Log (mKB)
1	Bullhead	surface to 494.0	surface to 475.0	surface to 498.0
2	Debolt, Shunda and Pekisko	494.0 to 753.0	475.0 to 518.5	498.0 to 504.0 ^a
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

Colonne 1		Colonne 2		
		Données de diagraphie		
Article	Couche	00/6-18-87-18O5 Diagraphie sonique (m FE)	00/7-24-86-14O5 Diagraphie sonique (m FE)	00/9-34-86-17O5 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	

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	00/6-18-87-1805	Données de diagraphie
		Diagraphie sonique (m FE)	00/7-24-86-1405 Diagraphie sonique (m FE)
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, that is, 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 the paragraphs of 63(1) or 66 of these Resolutions, for each reserve specified in this Schedule, the zones with respect to which continuation may be sought are the zones set out in column 1 that correspond to the well log data set out in column 2.

Multiple reference wells

(2) If there is more than one set of well log data in column 2, the set derived from the reference well that is nearest the relevant spacing unit must be used to determine the zones that may be continued.

Minister's determination

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.

Alexander 134

Item	Column 1		Column 2 Well Log Data	
	Zone	00/11-11-56-27W4 ^a Electric Log (ft.KB)	02/6-15-56-27W4 Induction Log (m KB)	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	Waipiabi		615.0 to 805.5	

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 de départ des données de diagraphies. (*FE*)

FI 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 — d'une couche qui n'est pas délimitée, (*ILND*)

NP Couche qui n'est pas présente à l'endroit où a été foré le puits de référence. (*NP*)

PVR Profondeur verticale réelle. (*PVR*)

Couches

2 (1) Dans le cas du contrat reconduit en vertu du paragraphe 63(1) et de l'article 66 du présent règlement, les couches à l'égard desquelles une reconduction peut être demandée sont celles mentionnées à la colonne 1 du tableau relatif aux terres de la première nation en cause 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, l'ensemble de données du puits de référence situé le plus près de l'unité d'espacement en cause est utilisé afin d'identifier les couches.

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 à toute autre donnée de diagraphie disponible et portant sur des terres à proximité.

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 (m KB)	00/8-1-56-27W4 Density Log (mKB)
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 Glaconite	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	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 11-11 Alexander Basal Quartz Gas Unit Well (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	Waipiabi		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
7	Mannville, y compris Upper Mannville et Glaconite	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	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 11-11 Alexander Basal Quartz Gas Unit Well (Basal Quartz 'A' gas) : définition d'une couche divisée en unité

Alexander 134A

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		00/13-22-61-17W5 Neutron-Density Log (mKB TVD)	00/3-32-63-22W5 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	
12	Montney	2024.3 to 2048.3	
13	Belloy	2048.3 to 2064.5	
14	Shunda	2064.5 to 2124.4	
15	Pekisko	2124.4 to 2170.0	
16	Banff and Exshaw	2170.0 to NDE	2472.0 to 2668.0
17	Wabamun		2668.0 to 2893.0

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		00/13-22-61-17W5 Neutron-Density Log (mKB TVD)	00/3-32-63-22W5 Neutron Density Log (mKB)
18	Graminia and Blueridge		2893.0 to 2946.0
19	Nisku		2946.0 to 3100.0
20	Ireton		3100.0 to 3273.0
21	Duvernay		3273.0 to 3334.8
22	Cooking Lake and Beaverhill Lake		3334.8 to 3385.0
23	Swan Hills		3385.0 to 3422.0
24	Watt Mountain		3422.0 to NDE

Alexander Fox Creek 134A

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie	
		00/13-22-61-17O5 Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	00/3-32-63-22O5 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	
12	Montney	2024,3 à 2048,3	
13	Belloy	2048,3 à 2064,5	
14	Shunda	2064,5 à 2124,4	
15	Pekisko	2124,4 à 2170,0	
16	Banff et Exshaw	2170,0 à FI	2472,0 à 2668,0
17	Wabamun		2668,0 à 2893,0
18	Graminia et Blueridge		2893,0 à 2946,0
19	Nisku		2946,0 à 3100,0
20	Ireton		3100,0 à 3273,0
21	Duvernay		3273,0 à 3334,8
22	Cooking Lake et Beaverhill Lake		3334,8 à 3385,0
23	Swan Hills		3385,0 à 3422,0
24	Watt Mountain		3422,0 à FI

Alexis 133

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		00/10-23-55-4W5 Acoustilog 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	
11	Wabamun	1480.5 to 1661.0	
12	Winterburn	1661.0 to 1707.5	
13	Ireton	1707.5 to NDE	
14	Cooking Lake		

Alexis 133

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/10-23-55-405 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
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	

Alexis Whitecourt 232

Column 1		Column 2
		Well Log Data
Item	Zone	00/2-31-60-12W5 Acoustilog 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
19	Watt Mountain	2711.0 to NDE

Alexis Whitecourt 232

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/2-31-60-12O5 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

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/2-31-60-12O5 Diagraphie acoustique (m FE)
16	Ireton	2234,0 à 2535,0
17	Duvernay	2535,0 à 2575,5
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			
Item	Zone	Amber river 00/11-20-114-6W6 Sonic Log (mKB)	Hay lake 00/4-1-112-5W6 Neutron-Density Log (mKB)	Hay lake 00/6-28-112-5W6 Density Log (ft.KB)	Zama lake 00/2-12-112-8W6 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			
		Données de diagraphie			
Article	Couche	Amber River 00/11-20-114-6O6 Diagraphie sonique (m FE)	Hay Lake 00/4-1-112-5O6 Diagraphie neutron- densité (m FE)	Hay Lake 00/6-28-112-5O6 Diagraphie de densité (pi FE)	Zama Lake 00/2-12-112-8O6 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
		Well Log Data
Item	Zone	00/4-6-82-3W6 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

Column 1		Column 2
Item	Zone	Well Log Data 00/4-6-82-3W6 Neutron-Density Log (mKB)
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
Article	Couche	Données de diagraphie 00/4-6-82-3O6 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		
Item	Zone	00/7-3-66-13W4 Induction Log (mKB)	Well Log Data 00/12-35-66-12W4 Induction Log (mKB)	00/6-20-66-13W4 Sonic Log (mKB)
1	Colorado Shales	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		
Article	Couche	00/7-3-66-13O4 Diagraphie d'induction (m FE)	Données de diagraphie 00/12-35-66-12O4 Diagraphie d'induction (m FE)	00/6-20-66-13O4 Diagraphie sonique (m FE)
1	Colorado schistes	surface à 294,5	surface à 308,0	
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 Cree Territory 124

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	31/7-26-62-25W3 Neutron-Density Log (mKB)	01/10-20-63-24W3 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 Cree Territory 124

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	31/7-26-62-25O3 Diagraphie neutron-densité (m FE)	01/10-20-63-24O3 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 unité

Birdtail Creek 57

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	00/12-10-15-27W1 Neutron-Density Log (mKB)	00/3-21-15-27W1 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	
Article	Couche	00/12-10-15-27O1 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/3-21-15-27O1 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		
Item	Zone	00/6-35-5-25W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/12-28-7-23W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/6-24-8-23W4 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
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		
Article	Couche	00/6-35-5-25O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/12-28-7-23O4 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/6-24-8-23O4 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 schiste	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
Item	Zone	00/6-20-45-5W5 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	SWSP	5590 to 6173
7	Viking	6173 to 6270
8	Joli Fou	6270 to 6316
9	Mannville	6316 to 6855

Column 1		Column 2
Item	Zone	Well Log Data 00/6-20-45-5W5 Induction Log (ft.KB)
10	Nordegg	6855 to 6922
11	Pekisko	6922 to 6982
12	Banff	6982 to NDE

Buck Lake 133C

Colonne 1		Colonne 2
Article	Couche	Données de diagraphie 00/6-20-45-5O5 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
Item	Zone	Well Log Data 31/14-29-21-19W3 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
Article	Couche	Données de diagraphie 31/14-29-21-19O3 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, 149B

Column 1		Column 2	
Item	Zone	Cold Lake (149) 00/2-13-61-3W4 Induction log (mKB)	Well Log Data Cold Lake (149A&B) 00/6-7-64-2W4 Induction log (m. KB)
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 Petroleums	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

Cold Lake 149, 149A, 149B

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	Données de diagraphie	
		Cold Lake (149) 00/2-13-61-304 Diagraphie d'induction (m FE)	Cold Lake (149A et B) 00/6-7-64-204 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 Petroleums	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

Column 1		Column 2	
Item	Zone	Well Log Data	
		00/10-6-74-12W5 Neutron-Density Log (m KB)	00/7-25-73-12W5 Density Log (mKB)
1	Second White Specks	219.5 to 310.0	
2	Shaftsbury	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
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 Vermillion	NDE	1950.0 to 1960.5
17	Watt Mountain and Gilwood	NDE	1960.5 to 1973.0
18	Muskeg	NDE	1973.0 to NDE

Drift Pile River 150

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	Données de diagraphie	
		00/10-6-74-12O5 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/7-25-73-12O5 Diagraphie de densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White	219,5 à 310,0	
2	Shaftsbury	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 - 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
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 Vermillion	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	
Item	Zone	03/13-3-52-26W4 Induction Log (mKB)	Well Log Data 00/14-3-52-26W4 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	
9	Ireton, Leduc and Cooking Lake	1502.0 to NDE	1573.4 to NDE ^a

^a Leduc and Cooking Lake zones only

Enoch Cree Nation 135

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	03/13-3-52-26O4 Diagraphie d'induction (m FE)	Données de diagraphie 00/14-3-52-26O4 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	
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

Column 1		Column 2	
Item	Zone	00/1-34-86-25W6 Sonic Log (mKB TVD)	Well Log Data
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	

Halfway River 168

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	00/1-34-86-25O6 Diagraphie sonique (m FE PVR)	Données de diagraphie
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	

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/1-34-86-2506 Diagraphie sonique (m FE PVR)
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
Item	Zone	00/13-18-70-10W4 Induction Log (mKB)
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
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

Heart Lake 167

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/13-18-70-10O4 Diagraphie d'induction (m FE)
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
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

Column 1		Column 2
		Well Log Data
Item	Zone	00/8-27-73-12W6 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 Member	928.0 to 976.0
6	Dunvegan	976.0 to 1140.0
7	Shaftsbury	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
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

Horse Lakes 152B

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/8-27-73-1206 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 Member	928,0 à 976,0
6	Dunvegan	976,0 à 1140,0
7	Shaftsbury	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
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

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	00/7-10-59-6W4 Induction Log (ft. KB)	00/10-9-59-6W4 ^a 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

Kehewin 123

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	00/7-10-59-6O4 Diagraphie d'induction (pi FE)	00/10-9-59-6O4 ^a 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

Item	Column 1		Column 2	
	Zone	21/6-7-46-21W3 Induction Log (mKB)	Well Log Data 21/15-29-44-23W3 ^a Neutron-Density Log (mKB)	11/2-33-44-24w3 Neutron-Density Log (mKB)
1	Second White Specks			458.3 to 543.0
2	Viking and Joli Fou			543.0 to 585.0
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 Petroleums	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

Article	Colonne 1		Colonne 2	
	Couche	21/6-7-46-21O3 Diagraphie d'induction (m FE)	Données de diagraphie 21/15-29-44-23O3 ^a Diagraphie neutron-densité (m FE)	11/2-33-44-24w3 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 Petroleums	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
12	Duperow	601,0 à FI		736,5 à FI

^a Données de type Colony channel

Loon Lake 235 and Swampy Lake 236

Item	Column 1		Column 2	
	Zone	00/1-20-86-9W5 Neutron-Density Log (mKB)	Well Log Data	
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	1343.7 to 1361.0		
8	Fort Vermillion	1361.0 to 1377.5		
9	Watt Mountain	1377.5 to 1382.7		
10	Muskeg	1382.7 to 1452.0		
11	Granite Wash	1452.0 to 1487.0		
12	PreCambrian	1487.0 to NDE		

Loon Lake 235 et Swampy Lake 236

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	00/1-20-86-905 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	1343,7 à 1361,0
8	Fort Vermillion	1361,0 à 1377,5
9	Watt Mountain	1377,5 à 1382,7
10	Muskeg	1382,7 à 1452,0
11	Granite Wash	1452,0 à 1487,0
12	PreCambrian	1487,0 à FI

Makao 120, Onion Lake 119-1, 119-2 and Seekaskootch 119

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	11/14-8-56-27W3 Neutron-Density Log (mKB TVD)	00/11-23-54-1W4 Neutron-Density Log (mKB) 41/6-4-55-25W3 Neutron-Density Log (mKB)
1	Second White Specks		surface to 322.0
2	St. Walburg (La Biche (AB))	ILND to 433.5	322.0 to 365.0
3	Viking	433.5 to 474.4	365.0 to 402.0
4	Colony	474.4 to 488.9	402.0 to 415.0
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 Petroleums	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, 119-2 et Seekaskootch 119

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	11/14-8-56-27O3 Diagraphie neutron-densité (m FE PVR)	00/11-23-54-1O4 Diagraphie neutron-densité (m FE) 41/6-4-55-25O3 Diagraphie neutron-densité (m FE)
1	Second schiste argileux de White		surface à 322,0
2	St. Walburg (La Biche (AB))	LIND à 433,5	322,0 à 365,0
3	Viking	433,5 à 474,4	365,0 à 402,0
4	Colony	474,4 à 488,9	402,0 à 415,0
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 Petroleums	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
12	Duperow	648,0 à FI	536,0 à FI

Ministikwan 161 and Makwa 129

Item	Zone	Column 2 Well Log Data	
		41/8-25-58-25W3 Neutron-Density Log (mKB)	31/8-34-58-25W3 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 Petroleums	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

Ministikwan 161 et Makwa 129

Article	Couche	Colonnes 2 Données de diagraphie	
		41/8-25-58-25O3 Diagraphie neutron- densité (m FE)	31/8-34-58-25O3 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 Petroleums	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

Neekaneet Cree Nation 160A

Item	Zone	Column 2 Well Log Data
		21/8-32-7-28W3 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
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	Shaunovan	1523.0 to 1562.0
11	Gravelbourg	1562.0 to 1574.5
12	Mission Canyon	1574.5 to NDE

Neekaneet Cree Nation 160A

Article	Couche	Colonnes 2 Données de diagraphie
		21/8-32-7-28O3 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
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

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	21/8-32-7-2803	Diagraphie neutron-densité (m FE)
9	Vanguard	1479,3 à 1523,0	
10	Shaunovan	1523,0 à 1562,0	
11	Gravelbourg	1562,0 à 1574,5	
12	Mission Canyon	1574,5 à FI	

Ocean Man 69 and Flying Dust First Nation 105

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	31/11-11-10-8W2	01/9-30-10-7W2
		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

Ocean Man 69 et Flying Dust First Nation 105

Colonne 1		Colonne 2	
		Données de diagraphie	
Article	Couche	31/11-11-10-8O2	01/9-30-10-7O2
		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			
Item	Zone	00/12-36-46-28W4	04/15-24-46-28W4	00/9-18-46-27W4	00/12-20-47-27W4
		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 This reserve is located at the Banff zone subcrop limit. A contract in respect of any Banff or Exshaw zone remnants will be continued with the Lower Mannville zone.

^b Bonnie Glen Cardium Unit #1: definition of unitized zone

^c Bonnie Glen D-3A Gas Cap Unit: definition of unitized zone

Pigeon Lake 138A^a

Article	Couche	Colonnes de données de diagraphie			
		00/12-36-46-28O4 Diagraphie de rayons gamma-neutron (pi FE)	04/15-24-46-28O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	00/9-18-46-27O4 Diagraphie électrique (pi FE)	00/12-20-47-27O4 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		
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 Cette réserve est située à la limite des strates subaffleurantes de la couche Banff, Tous restes des couches Banff et Exshaw seront acquis avec la couche Lower Mannville,

^b Bonnie Glen Cardium unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

^c Bonnie Glen D-3A Gas Cap Unit : définition d'une couche divisée en unité

Puskiakiwenin 122 and Unipouheos 121

Item	Zone	Column 2 Well Log Data			
		00/11-21-56-3W4 Induction Log (mKB)	00/6-16-57-3W4 ^a Induction Log (mKB)	00/13-26-57-4W4 ^a Induction Log (mKB TVD)	00/8-16-58-3W4 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 Petroleums	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 and Unipouheos 121

Article	Couche	Colonnes de données de diagraphie			
		00/11-21-56-3O4 Diagraphie d'induction (m FE)	00/6-16-57-3O4 ^a Diagraphie d'induction (m FE)	00/13-26-57-4O4 ^a Diagraphie d'induction (m FE PVR)	00/8-16-58-3O4 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 Petroleums	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		
Item	Zone	11/15-14-61-26W3 Neutron-Density Log (mKB)	11/11-5-60-23W3 Neutron-Density Log (mKB)	41/7-15-59-24W3 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		
Article	Couche	11/15-14-61-26O3 Diagraphie neutron- densité (m FE)	11/11-5-60-23O3 Diagraphie neutron-densité (m FE)	41/7-15-59-24O3 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	
Item	Zone	00/11-32-57-11W4 Induction Log (ft.KB)	02/6-29-57-13W4 ^a 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 #1: definition of unitized zone

Saddle Lake 125

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	00/11-32-57-11O4 Diagraphie d'induction (pi FE)	02/6-29-57-13O4 ^a 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, unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

Samson 137, 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 and Montana 139

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data			
		00/6-17-46-24W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/9-35-44-25W4 Neutron-Density Log (mKB TVD)	00/14-32-44-25W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/10-13-44-23W4 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, 137A, Louis Bull 138B, Ermineskin 138 et Montana 139

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie			
		00/6-17-46-24O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	00/9-35-44-25O4 Diagraphie neutron- densité (m FE PVR)	00/14-32-44-25O4 Diagraphie neutron- densité (m FE)	00/10-13-44-23O4 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
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

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		00/2-6-73-5W5 Sonic Log (ft.KB)	00/4-19-71-4W5 ^A 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	

Column 1		Column 2	
Item	Zone	00/2-6-73-5W5 Sonic Log (ft.KB)	Well Log Data 00/4-19-71-4W5 ^A Induction Log (ft.KB)
14	Lower Elk Point	6321 to NDE	

^a Mitsue Gilwood Sand not Set Unit #1: definition of unitized zone

Sawridge 150G

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	00/2-6-73-5O5 Diagraphie sonique (pi FE)	Données de diagraphie 00/4-19-71-4O5 ^a 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, unité n° 1: définition d'une couche divisée en unité

Sharphead 141 (former reserve)

Column 1		Column 2	
Item	Zone	00/6-1-43-26W4 Induction Log (mKB)	Well Log Data 00/14-2-43-26W4 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 (ancienne réserve)

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	00/6-1-43-26O4 Diagraphie d'induction (m FE)	Données de diagraphie 00/14-2-43-26O4 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

Item	Zone	Column 2 Well Log Data				
		00/14-3-23-23W4 Sonic Log (mKB)	00/5-19-22-23W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/4-4-21-20W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/2-29-20-20W4 Neutron-Density Log (mKB)	00/6-20-20-19W4 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
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

Article	Couche	Colonne 2 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)
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 Medecine 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
16	Elk Point	2514,5 à FI	FI	FI	FI	FI

Stoney 142,143,144 and Tsuut'ina Nation 145

Item	Zone	Column 2 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			

Item	Column 1 Zone	Column 2 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)
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	11154 to 11485 ^a	11920 to 12280 ^b	9978 to 10198 ^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 #1: definition of unitized zone

^b Jumping Pound West Unit #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

Article	Colonne 1 Couche	Colonne 2 Données de diagraphie			
		00/8-13-27-3O5 Diagraphie d'induction (m FE)	00/2-33-25-6O5 ^a Diagraphie - neutron (pi FE)	00/10-34-24-6O5(5-34) ^b Diagraphie sonique (pi FE)	00/5-24-27-6O5 ^c 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 unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

^b Jumping Pound West unité n° 2 : définition d'une couche divisée en unité

^c Wildcat Hills Unit : définition d'une couche divisée en unité

^d Y compris les restes de la strate Jurassique, soit Fernie et Nordegg

Sturgeon Lake 154

Item	Column 1 Zone	Column 2 Well Log Data	
		00/9-18-70-23W5 Sonic Log (ft.KB)	00/4-25-70-23W5 Sonic Log (ft.KB)
1	Wapiabi	surface to 1844	surface to 1755
2	Bad Heart	1844 to 1897	1755 to 1795
3	Kaskapau	1897 to 2721	1795 to 2605
4	Dunvegan	2721 to 2960	2605 to 2835
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

Column 1		Column 2 Well Log Data	
Item	Zone	00/9-18-70-23W5 Sonic Log (ft.KB)	00/4-25-70-23W5 Sonic Log (ft.KB)
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

Sturgeon Lake 154

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie	
Article	Couche	00/9-18-70-23O5 Diagraphie sonique (pi FE)	00/4-25-70-23O5 Diagraphie sonique (pi FE)
1	Wapiabi	surface à 1844	surface à 1755
2	Bad Heart	1844 à 1897	1755 à 1795
3	Kaskapau	1897 à 2721	1795 à 2605
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	
Item	Zone	00/16-36-74-15W5 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	

Column 1		Column 2 Well Log Data
Item	Zone	00/16-36-74-15W5 Sonic Log (mKB)
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
Article	Couche	00/16-36-74-15O5 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

Item	Zone	Column 1	Column 2 Well Log Data	00/6-30-42-9W5 Neutron-Density Log (mKB)
		00/4-11-44-10W5 Neutron-Density Log (mKB)	00/10-15-43-10W5 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	Nordeg	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

Article	Couche	Colonne 1	Colonne 2 Données de diagraphie	00/6-30-42-9O5 Diagraphie neutron-densité (m FE)
		00/4-11-44-10O5 Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/10-15-43-10O5 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

Colonne 1		Colonne 2		
Article	Couche	00/4-11-44-1005	Données de diagraphie	
		Diagraphie neutron-densité (m FE)	00/10-15-43-1005	Diagraphie neutron-densité (m FE)
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, 115C, 115D, 115E, 115F, 115G, 115H, 115I, 115J, 115L, 115M, 115N, 115Q, 115R, 115S, 115T, 115U, 115V, 115W, 115X, 115Z

Column 1		Column 2	
Item	Zone	91/5-25-59-23W3	21/16-3-52-20W3
		Neutron-Density Log (mKB)	Well Log Data 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 Petroleums		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

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, 115Z

Colonne 1		Colonne 2	
Article	Couche	91/5-25-59-23O3	21/16-3-52-20O3
		Diagraphie neutron-densité (m FE)	Données de diagraphie 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 Petroleums		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

Item	Zone	Column 2 Well Log Data		
		00/6-30-80-9W5 Sonic Log (mKB)	12-28-80-9W5 Electric Log (ft.KB)	2-21-79-8W5 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 Vermillion	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

Article	Couche	Colonne 2 Données de diagraphie		
		00/6-30-80-9O5 Diagraphie sonique (m FE)	12-28-80-9O5 Diagraphie électrique (pi FE)	2-21-79-8O5 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 -1267,0		
6	Ireton	1267,0 à 1568,0		
7	Beaverhill Lake	1568,0 à 1686,0		
8	Slave Point et Fort Vermillion	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 -1755,0		
12	PreCambrian	1755,0 à FI		

^a West Nipisi, unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

^b Nipisi Gilwood unité n° 1 : définition d'une couche divisée en unité

Wabamun 133A

Item	Zone	Column 2 Well Log Data
		00/15-23-52-4W5 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	1245.0 to 1276.0
6	Joli Fou	1276.0 to 1295.5
7	Upper Mannville	1295.5 to 1424.0
8	Glauconite	1424.0 to 1445.0
9	Lower Mannville	1445.0 to 1474.0
10	Banff and Exshaw	1474.0 to 1631.0
11	Wabamun	1631.0 to 1790.0
12	Graminia, Blueridge and Calmar	1790.0 to 1840.0
13	Nisku	1840.0 to 1877.0
14	Ireton	1877.0 to NDE

Wabamun 133A

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
		00/15-23-52-405
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	1245,0 à 1276,0
6	Joli Fou	1276,0 à 1295,5
7	Upper Mannville	1295,5 à 1424,0
8	Glauconite	1424,0 à 1445,0
9	Lower Mannville	1445,0 à 1474,0
10	Banff et Exshaw	1474,0 à 1631,0
11	Wabamun	1631,0 à 1790,0
12	Graminia, Blueridge et Calmar	1790,0 à 1840,0
13	Nisku	1840,0 à 1877,0
14	Ireton	1877,0 à FI

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C, 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	Grand Rapids	824 to 1116
3	Clearwater	1116 to 1452
4	Wabiskaw	1452 to 1536
5	McMurray	1536 to 1608
6	Wabamun	1608 to 1677
7	Winterburn	1677 to NDE

Wabasca 166, 166A, 166B, 166C, 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	Grand Rapids	824 à 1116
3	Clearwater	1116 à 1452
4	Wabiskaw	1452 à 1536
5	McMurray	1536 à 1608
6	Wabamun	1608 à 1677
7	Winterburn	1677 à FI

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

Column 1		Column 2
		Well Log Data
Item	Zone	01/5-15-10-2W2 Neutron Log (ft.KB)
13	Prairie Evaporite	5780 to NDE

White Bear 70

Colonne 1		Colonne 2
		Données de diagraphie
Article	Couche	01/5-15-10-2O2 Neutron Log (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

Column 1		Column 2	
		Well Log Data	
Item	Zone	00/14-11-62-13W4 ^a Induction Log (mKB)	00/10-16-62-12W4 ^b Induction Log (mKB)
1	Viking and Joli Fou	347.6 to 386.0	347.0 to 383.5
2	Colony	386.0 to 426.0	383.5 to 397.5
3	Upper Grand Rapids 2	426.0 to 439.0	397.5 to 431.0
4	Lower Grand Rapids 1	439.0 to 453.0	431.0 to 445.0
5	Lower Grand Rapids 2	453.0 to 471.0	445.0 to 459.0
6	Upper Clearwater	471.0 to 498.0	459.0 to 491.5
7	Lower Clearwater	498.0 to 522.0	491.5 to 516.5
8	McMurray	522.0 to NDE	516.5 to 539.5
9	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	
Article	Couche	00/14-11-62-13O4 ^a Diagraphie d'induction (m FE)	00/10-16-62-12O4 ^b Diagraphie d'induction (m FE)
1	Viking et Joli Fou	347,6 à 386,0	347,0 à 383,5
2	Colony	386,0 à 426,0	383,5 à 397,5
3	Upper Grand Rapids 2	426,0 à 439,0	397,5 à 431,0
4	Lower Grand Rapids 1	439,0 à 453,0	431,0 à 445,0
5	Lower Grand Rapids 2	453,0 à 471,0	445,0 à 459,0
6	Upper Clearwater	471,0 à 498,0	459,0 à 491,5
7	Lower Clearwater	498,0 à 522,0	491,5 à 516,5
8	McMurray	522,0 à FI	516,5 à 539,5
9	Woodbend		539,5 à FI

^b Données de type Non channel

^a Données de type Colony channel

Woodland Cree 226, 227, 228

Column 1		Column 2 Well Log Data		
Item	Zone	00/6-18-87-18W5 Sonic Log (mKB)	00/7-24-86-14W5 Sonic Log (mKB)	00/9-34-86-17W5 Neutron-Density Log (mKB)
1	Bullhead	surface to 494.0	surface to 475.0	surface to 498.0
2	Debolt	494.0 to 540.0	NP	498.0 to 504.0
4	Shunda	540.0 to 664.0	NP	
5	Pekisko	664.0 to 753.0	475.0 to 518.5	
6	Banff and Exshaw	753.0 to 1051.0	518.5 to 823.0	
7	Wabamun	1051.0 to 1312.0	823.0 to 1078.0	
8	Winterburn	1312.0 to 1397.0	1078.0 to 1205.5	
9	Ireton	1397.0 to 1662.0	1205.5 to 1509.0	
10	Beaverhill Lake	1662.0 to 1700.0	1509.0 to 1566.0	
11	Slave Point	1700.0 to NDE	1566.0 to 1613.5	
12	Granite Wash		1613.5 to 1614.0	
13	PreCambrian		1614.0 to NDE	

Woodland Cree 226, 227, 228

Colonne 1		Colonne 2 Données de diagraphie		
Article	Couche	00/6-18-87-18O5 Diagraphie sonique (m FE)	00/7-24-86-14O5 Diagraphie sonique (m FE)	00/9-34-86-17O5 Diagraphie neutron-densité (m FE)
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.

Oil Royalty

Calculation of royalty — oil

2 (1) The royalty on oil that is obtained from, or attributable to, a contract area consists of the basic royalty determined in accordance with subsection (2) or (3), plus 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 a contract area begins, the basic royalty is calculated in accordance with the table to this subsection on the oil that is obtained from, or attributable to, each well during each month of that period.

TABLE

Item	Column 1 Monthly Production (m ³)	Column 2 Royalty Per Month
1	Less than 80	10% of the number of m ³
2	80 to 160	8 m ³ plus 20% of the number of m ³ in excess of 80
3	More than 160	24 m ³ plus 26% of the number of m ³ in excess of 160

Basic royalty — subsequent years

(3) Beginning immediately after the period referred to in subsection (2), the basic royalty is calculated in accordance with the table to this subsection on the oil that is obtained from, or attributable to, each well in a contract area during each subsequent month.

ANNEXE 5

(paragraphe 79(1))

Redevances

Définitions

Définitions 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.

Redevances pour le pétrole

Redevance

2 (1) La redevance pour le pétrole extrait d'une zone visée par un contrat ou attribuable à celle-ci comprend la redevance de base, déterminée conformément aux paragraphes (2) ou (3), et la redevance supplémentaire, déterminée conformément au paragraphe (5). Toutes les sommes sont calculées à la date et au lieu de production.

Calcul

(2) Pendant la période de cinq ans qui commence à la date de mise en production du pétrole à partir de la zone visée par le contrat, la redevance de base est égale aux résultats du calcul effectué conformément au tableau du présent paragraphe à l'égard du pétrole extrait de chaque puits ou attribuable à chaque puits pour chaque mois pendant la période.

TABLEAU

Article	Colonne 1 Production mensuelle (m ³)	Colonne 2 Redevance mensuelle
1	Moins de 80	10 % du nombre de mètres cubes
2	80 à 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

(3) Dès l'expiration de la période visée au paragraphe (2), la redevance de base est égale aux résultats du calcul effectué conformément au tableau du présent paragraphe à l'égard du pétrole extrait de chaque puits ou attribuable à chaque puits dans une zone visée par un contrat pendant chaque mois ultérieur.

TABLE

Item	Column 1 Monthly Production (m ³)	Column 2 Royalty Per Month
1	Less than 80	10% of the number of cubic metres
2	80 to 160	8 m ³ plus 20% of the number of m ³ in excess of 80
3	More than 160 to 795	24 m ³ plus 26% of the number of m ³ in excess of 160
4	More than 795	189 m ³ plus 40% of the number of m ³ 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 m³, that is obtained from, or attributable to, each well in a contract area during the month,

B is the basic oil royalty, in m³, calculated in accordance with subsection (2) or (3),

P is the actual selling price of the oil per m³, and

R is the reference price, equal to

(i) in the case of oil obtained from a source set out in column 2 of the table to this subsection, the amount set out in column 3, and

(ii) in any other case, \$25 per m³;

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

T is the amount of oil, in m³, that is obtained from, or attributable to, each well in the contract area during the month,

B is the basic oil royalty, in m³, calculated under subsection (2) or (3),

TABLEAU

Article	Colonne 1 Production mensuelle (m ³)	Colonne 2 Redevance mensuelle
1	moins de 80	10 % du nombre de mètres cubes
2	de 80 à 160	8 m ³ plus 20 % du nombre de mètres cubes au-delà de 80
3	plus de 160 à 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 et qui est visée au paragraphe (2).

Redevance supplémentaire

(5) La redevance supplémentaire est :

a) pour le pétrole auquel 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 attribuable à chaque puits dans une zone visée par un contrat au cours du mois,

B la redevance de base pour le pétrole en mètres cubes, calculée conformément aux paragraphes (2) ou (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 mentionnée à la colonne 3;

(ii) dans tous les autres cas, à 25 \$ le mètre cube;

b) pour le pétrole auquel s'applique le paragraphe (3), déterminée au moyen de la formule suivante :

$$(T - B) [0,75 (P - R - 12,58 \$) + 6,29 \$]$$

où :

T représente le nombre de mètres cubes de pétrole extrait de chaque puits ou attribuable à chaque puits dans une zone visée par un contrat au cours de chaque mois,

B la redevance de base pour le pétrole en mètres cubes, calculée conformément aux paragraphes (2) ou (3),

P le prix de vente réel du pétrole par mètre cube,

P is the actual selling price of the oil per m³, and

R is the reference price, equal to

(a) in the case of oil obtained from a source set out in column 2 of the table to this subsection, the amount set out in column 3, and

(b) in any other case, \$25 per cubic metre.

TABLE

Item	Column 1 Reserve	Column 2 Source Producing Before January 1, 1974	Column 3 Reference Price (\$/m ³)
1	Pigeon Lake Indian Reserve No. 138A	Cardium Leduc	24.04 25.37
2	Sawridge Indian Reserve No. 150G	Gilwood Sand	25.13
3	Enoch Cree Nation Reserve No. 135	Lower Cretaceous Acheson Leduc Yekau Lake Leduc	24.64 24.45 25.01
4	Sturgeon Lake Indian Reserve No. 154	Leduc	21.51
5	Utikoomak Lake Indian Reserve No. 155A	Gilwood Sand Unit No. 1 West Nipisi Unit No. 1	25.00 24.58
6	White Bear Indian Reserve No. 70	10-2-10-2 W2 well 8-9-10-2 W2 well	22.40 22.63
7	Siksika Reserve No. 146	6-25-20-21 W4 well	18.19
8	Ermineskin Indian Reserve No. 138	6-11-45-25 W4 well	19.18

Gas Royalty

Calculation of royalty — gas

3 (1) When gas that is obtained from, or attributable to, 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.

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 mentionnée à la colonne 3;

(ii) dans tous les autres cas, à 25 \$ le mètre cube.

TABLEAU

Article	Colonne 1 Réserve	Colonne 2 Source en production avant le 1 ^{er} janvier 1974	Colonne 3 Prix de référence (\$/m ³)
1	Réserve indienne n° 138A de Pigeon Lake	Cardium Leduc	24,04 25,37
2	Réserve indienne n° 150G de Sawridge	Gilwood Sand	25,13
3	Réserve indienne n° 135 Enoch Cree Nation	Crétacé inférieur Acheson Leduc Yekau Lake Leduc	24,64 24,45 25,01
4	Réserve indienne n° 154 de Sturgeon Lake	Leduc	21,51
5	Réserve indienne n° 155A d'Utikoomak Lake	Gilwood Sand, unité n° 1 West Nipisi, unité n° 1	25,00 24,58
6	Réserve indienne n° 70 de White Bear	Puits 10-2-10-2 O2 Puits 8-9-10-2 O2	22,40 22,63
7	Réserve indienne n° 146 de Siksika	Puits 6-25-20-21 O4	18,19
8	Réserve indienne n° 138 Ermineskin	Puits 6-11-45-25 O4	19,18

Redevances pour le gaz

Redevance

3 (1) Lorsque le gaz extrait d'une zone visée par un contrat ou attribuable à celle-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 tout traitement qui sont égaux à la valeur de la redevance brute divisée par sa valeur totale.

Gross royalty

(2) The gross royalty value of gas that is obtained from, or attributable to, a 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 \$10.65/10³ m³ but does not exceed \$24.85/10³ m³, 30% of the difference between the actual selling price per 10³ m³ and \$10.65/10³ m³, or

(ii) if the actual selling price exceeds \$24.85/10³ m³, \$4.26/10³ m³ plus 55% of the portion of the actual selling price in excess of \$24.85/10³ 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

(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.

Redevance brute

(2) La valeur de la redevance brute pour le gaz extrait d'une zone visée par un contrat ou attribuable à celle-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 de 75 % de la quantité de chaque élément composant du gaz par la valeur unitaire déterminée de la manière suivante :

a) pour le gaz commercialisable :

(i) 30 % de la différence entre le prix de vente réel par 10³ m³ et 10,65 \$/10³ m³, lorsque ce prix est supérieur à 10,65 \$/10³ m³ mais n'excède pas 24,85 \$/10³ m³,

(ii) 4,26 \$/10³ m³ plus 55 % de la fraction du prix de vente réel qui excède 24,85 \$/10³ m³, lorsque ce prix excède 24,85 \$/10³ 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 d'une source qui produit du gaz commercialisable, la somme égale au produit 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 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, la moindre des sommes suivantes : le tiers du prix de vente réel de l'élément composant ou la somme déterminée aux termes d'un accord spécial conclu en vertu du paragraphe 4(2) de la Loi.

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 le traitement.

Royalty on Oil or Gas Consumed

No royalty payable

4 (1) Despite sections 2 and 3, the royalty payable on oil or gas obtained from, or attributable to, a contract area is nil if the oil or gas is consumed in drilling for, producing or processing oil or gas that is obtained from, or attributable to, that contract area.

Royalty payable

(2) However, subsection (1) does not apply to oil or gas that is consumed for the production or processing of crude bitumen.

Redevance pour le pétrole ou le gaz utilisé

Aucune redevance

4 (1) Malgré les articles 2 et 3, aucune redevance n'est à payer pour le pétrole ou le gaz extrait d'une zone visée par un contrat ou attribuable à celle-ci et utilisé aux fins de forage, de production ou de traitement de pétrole ou de gaz extrait de la zone ou attribuable à celle-ci.

Exception

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas au pétrole ni au gaz utilisé pour la production et le traitement du bitume brut.

SCHEDULE 6

(Section 113)

Administrative Monetary Penalties

PART 1

Indian Oil and Gas Act

Item	Column 1 Provision	Column 2 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

Item	Column 1 Provision	Column 2 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
15	21(c)(ii)	1 000
16	21(c)(iii)	1 000
17	21(c)(iv)	1 000
18	21(c)(v)	1 000
19	21(c)(vi)	1 000
20	21(c)(vii)	1 000
21	21(d)(i)	1 000
22	21(d)(ii)	1 000
23	21(d)(iii)	1 000
24	21(d)(iv)	1 000
25	21(d)(v)	1 000
26	21(d)(vi)	1 000
27	21(d)(vii)	1 000
28	21(d)(viii)	1 000
29	21(e)	1 000
30	21(f)	1 000
31	25(4)	1 000
32	32(1)	2 500
33	32(2)(a)	10 000
34	32(2)(b)	2 500 (per hole)
35	32(2)(c)	2 500

ANNEXE 6

(article 113)

Violations et pénalités

PARTIE 1

Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes

Article	Colonne 1 Disposition	Colonne 2 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

Article	Colonne 1 Disposition	Colonne 2 Pénalité (\$)
1	16	10 000
2	19(2)	1000
3	21a(i)	1000
4	21a(ii)	1000
5	21a(iii)	1000
6	21a(iv)	1000
7	21a(v)	1000
8	21b(i)	1000
9	21b(ii)	1000
10	21b(iii)	1000
11	21b(iv)	1000
12	21b(v)	1000
13	21b(vi)	1000
14	21c(i)	1000
15	21c(ii)	1000
16	21c(iii)	1000
17	21c(iv)	1000
18	21c(v)	1000
19	21c(vi)	1000
20	21c(vii)	1000
21	21d(i)	1000
22	21d(ii)	1000
23	21d(iii)	1000
24	21d(iv)	1000
25	21d(v)	1000
26	21d(vi)	1000
27	21d(vii)	1000
28	21d(viii)	1000
29	21e	1000
30	21f	1000
31	25(4)	1000
32	32(1)	2500
33	32(1)a	10 000
34	32(2)b	2500 (par forage)
35	32(2)c	2500

FOR PUBLIC CONSULTATION
Draft

POUR CONSULTATION PUBLIQUE
Ébauche

Item	Column 1 Provision	Column 2 Penalty (\$)
36	32(2)(d)	10 000
37	32(2)(f)	1 500
38	33(1)	10 000
39	34	10 000
40	59(2)	10 000
41	75(5)	10 000
42	78	10 000
43	82(2)(a)	1000
44	82(2)(b)	1000
45	82(2)(d)	1000
46	83(2)	2000
47	98	1 000

Article	Colonne 1 Disposition	Colonne 2 Pénalité (\$)
36	32(2)(d)	10 000
37	32(2)(f)	1500
38	33(1)	10 000
39	34	10 000
40	59(2)	10 000
41	75(5)	10 000
42	78	10 000
43	82(2)(a)	1000
44	82(2)(b)	1000
45	82(2)(d)	1000
46	83(1)	2000
47	98	1000