



Guide de préparation de l'État mensuel de la production et des coûts (EMPC)

Dans le cadre du Règlement sur les
redevances relatives aux hydrocarbures
provenant des terres domaniales (RRHTD)



Table des matières

Ce guide	2
Système de gestion des redevances (SGR)	2
À propos du formulaire de déclaration de l'état de la production et des coûts	2
Objet de l'EMPC.....	2
Obligation de déposer un EMPC.....	3
Pénalité pour la soumission du formulaire en retard.....	4
Renseignements d'en-tête	4
Quantités d'hydrocarbures totales produites, consommées ou transportées	5
Production (ligne 20)	5
Rectifications relatives aux batteries (lignes 30 à 35)	5
Rectifications relatives au réseau collecteur (lignes 50 à 55)	5
Pétrole disponible pour répartition (ligne 70).....	6
Entrée de l'usine de traitement du gaz (ligne 80).....	6
Rectifications relatives à l'usine de traitement du gaz (lignes 90 à 101).....	6
Sortie de l'usine de traitement du gaz (ligne 110).....	6
Quantités d'hydrocarbures disponibles pour répartition	6
Quantités d'hydrocarbures (lignes 120 et 121)	6
Répartition des quantités d'hydrocarbures (lignes 130 à 135).....	6
Participation de l'indivisaire et répartition des quantités d'hydrocarbures par celui-ci	7
Pourcentage de la participation (ligne 140).....	7
Répartition des quantités d'hydrocarbures (ligne 150).....	7
Coûts en capital déductibles (lignes 160 à 202).....	8
Frais d'exploitation déductibles (lignes 220 à 242)	10
Coûts d'abandon et de restauration (lignes 250 à 255)	11
Répartition des coûts en capital, des frais d'exploitation et des frais d'abandon et de restauration déductibles (lignes 210, 260 et 256)	11
Coûts n'entrant pas dans les frais de capital ou d'exploitation déductibles – article 2 de l'annexe 1 du RRHTD	12
Produits de la vente, de la location, de l'attribution de licence sur des éléments d'actifs ou d'assurance.....	13
Annexe I	14
Interprétation de la terminologie importante.....	14

Ce guide

La Direction de la gestion des ressources pétrolières et gazières d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada (AADNC) a rédigé ce guide pour fournir aux indivisaires des renseignements de nature générale devant les aider à remplir l'État mensuel de la production et des coûts (EMPC).

Si ce guide ne répond pas à toutes ses questions, le lecteur pourra consulter le site Web d'AADNC à <http://www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/index-fra.asp>, ou téléphoner à un représentant d'AADNC au numéro (819) 953-8790.

Systeme de gestion des redevances (SGR)

Le Système de gestion des redevances (SGR) est une application de production en ligne qui sera utilisée par les indivisaires pour soumettre leurs déclarations de redevances, y compris l'EMPC.

Afin qu'il soit plus facile de suivre les lignes directrices visant à produire votre déclaration, veuillez noter que les champs à remplir dans le SGR sont mis en évidence en **BLEU**.

Pour utiliser le SGR, une entreprise doit inscrire un ou des usagers, leur faire suivre une formation et installer le logiciel CITRIX sur leur poste de travail pour assurer la sécurité de leur connexion. Pour en apprendre davantage sur le SGR ou sur les modalités d'inscription, consultez le site Web d'AINC à <http://www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/flpr/rms-fra.asp>.

À propos du formulaire de déclaration de l'état de la production et des coûts

Objet de l'EMPC

Cet état résume les volumes et les coûts des hydrocarbures régis par une licence de production au cours du mois de rapport. Plus précisément, il donne :

- les volumes d'hydrocarbures produits, consommés et transportés à partir des terres domaniales du projet;
- la répartition de volumes d'hydrocarbures aux indivisaires figurant dans la licence de production;
- les coûts en capital et les frais d'exploitation déductibles, y compris ceux liés à l'abandon et à la restauration d'un site; et
- la répartition des coûts en capital et des frais d'exploitation déductibles aux divers indivisaires figurant dans la licence de production.

Les volumes et les coûts de production répartis d'une licence de production sont reportés dans la Déclaration mensuelle de redevances de chaque indivisaire, où ils servent au calcul de la redevance payable pour le mois concerné dans le cadre de ce projet.

Un projet est défini par le plan de mise en valeur approuvé par l'Office national de l'énergie. Les redevances doivent être acquittées pour chaque projet, et un projet peut comporter plusieurs licences de production.

Obligation de déposer un EMPC

Qui doit déposer un EMPC

Lorsqu'un seul indivisaire est inscrit dans une licence de production, c'est cet indivisaire qui doit produire l'EMPC. Lorsqu'ils sont plusieurs, cela incombe alors au représentant.

Représentant

Lorsque le titulaire d'une licence de production est un groupe d'indivisaires, ceux-ci sont tenus, aux termes de l'article 9 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, de nommer l'un d'entre eux comme représentant pour agir en leur nom pour l'application de la loi et de ses règlements d'application. Pour obtenir plus d'information, s'adresser au Régistrare, Administrateur des droits. Vous trouverez ses coordonnées à <http://www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/ct-fra.asp>.

Période couverte par l'EMPC

Pour chaque licence de production, un EMPC doit être déposé pour chaque mois à compter :

- du mois au cours duquel la licence de production a été délivrée, si le projet débute avant ou au cours du mois de délivrance de la licence de production; ou
- du mois du début du projet, indiqué dans le plan de mise en valeur approuvé du projet, si la licence de production a été délivrée avant l'approbation du plan de mise en valeur du projet par l'Office national de l'énergie.

Par la suite, l'EMPC doit être déposé tous les mois pendant lesquels la licence de production d'un projet est en vigueur, y compris pendant les mois sans activité (c.-à-d. une déclaration sans objet). Un indivisaire peut cesser de produire une DMR une fois que le projet est définitivement fermé, il doit toutefois continuer à le faire au cours d'un arrêt provisoire de la production, afin de ne pas interrompre le suivi des coûts en vue d'établir les futurs calculs de redevances. S'il vous plaît se référer à la définition de l'abandon du forage pour plus d'informations.

Date limite pour la soumission du formulaire

L'EMPC doit être déposé **au plus tard** le quinzième jour du second mois suivant le mois couvert par le dépôt.

Mois visé par le dépôt	Délai pour le dépôt
Janvier 2008	15 mars 2008
Février 2008	15 avril 2008
Mars 2008	15 mai 2008

Pénalité pour la soumission du formulaire en retard

Les indivisaires se verront imposer une pénalité de 1 000 \$ pour tout mois ou partie de celui-ci pour lequel ils n'auront pas déposé l'EMPC dans le délai fixé. Un EMPC manifestement incomplet ou contenant des données de qualité insuffisante peut également donner lieu à l'imposition d'une pénalité.

Le versement d'une pénalité est exigible le quinzième jour du mois suivant le mois au cours duquel elle a été imposée. Le non-paiement d'une pénalité ou de pénalités en souffrance entraîne l'imposition de frais d'intérêt. Ceux-ci sont calculés à compter de la date du défaut de paiement et courent jusqu'à la date de réception réelle du paiement par le ministère.

Renseignements d'en-tête

Dénomination du projet La dénomination du projet, ou identificateur du « plan de mise en valeur », attribué par l'Office national de l'énergie lors de l'approbation du projet. Ce champ sera rempli automatiquement par le SGR après que le représentant ait sélectionné la licence de production concernée.

Licence de production L'identificateur de la licence de production apparaîtra dans ce champ après que le représentant l'ait sélectionné dans le menu déroulant sur la page Web de l'EMPC.

Rempli par Le nom de la société agissant comme représentant, tel qu'il figure sur la licence de production, apparaîtra dans ce champ qui sera rempli automatiquement par le SGR. Si le nom de votre entreprise a changé, veuillez vous adresser au registraire à la Direction de la gestion des ressources pétrolières et gazières.

Rempli relativement à Le mois et l'année visés par l'EMPC seront entrés par le SGR.

Mois de production Le SGR indiquera le nombre de mois au cours desquels la production a été effective pour le projet concerné. Dans le cas d'un arrêt de la production, ce nombre restera inchangé.

Version Le SGR indiquera si l'EMPC est une version *originale* ou *modifiée*.

Y a-t-il eu production au cours du mois? Le SGR déterminera s'il y a eu production effective, à partir des données entrées dans le formulaire.

Y a-t-il eu des coûts au cours du mois? Le SGR déterminera si des coûts ont été assumés, à partir des données entrées dans le formulaire.

La production a-t-elle cessé? Le représentant indiquera si la production a définitivement cessé. Veuillez noter qu'un arrêt temporaire de la production ne dispense pas de l'obligation de remplir l'EMPC pour les mois suivants

Si oui, quel est le mois d'arrêt de la production? Si la production a cessé définitivement, le représentant devra indiquer le mois et l'année au cours desquels cela s'est produit.

Attesté par Le nom d'utilisateur de la personne qui a attesté la soumission de l'EMPC et la date à laquelle il a été soumis apparaîtront automatiquement.

Quantités d'hydrocarbures totales produites, consommées ou transportées

Cette section sert à inscrire le volume d'hydrocarbures produits de la tête du puits jusqu'à la cession. Celle-ci intervient, pour le pétrole, lorsqu'il entre dans un réseau de transport et, pour le gaz naturel, du moment où celui-ci quitte une usine de traitement du gaz ou, si aucun traitement n'est nécessaire, quand il pénètre dans un réseau de transport.

Tous les volumes sont inscrits à une précision d'un chiffre après la virgule dans l'unité de mesure indiquée.

Production (ligne 20)

Il s'agit du volume de production de gaz naturel et de pétrole. Le chiffre inscrit est le même que celui qui figure dans le rapport sur les puits transmis à l'Office national de l'énergie.

Rectifications relatives aux batteries (lignes 30 à 35)

Ce sont les rectifications de la production à la tête de puits, telles qu'enregistrées à la batterie. Ces chiffres sont les mêmes que ceux qui figurent dans le rapport BT-ONE, état mensuel des cessions, de l'Office national de l'énergie.

Champs à entrer dans la DMR : lignes 30 à 34

Rectifications relatives au réseau collecteur (lignes 50 à 55)

Un réseau collecteur se trouve en aval d'une batterie et, aux fins de la redevance, est considéré comme un réseau de transport externe jusqu'aux limites des terres domaniales du projet. Les volumes qui entrent dans un réseau collecteur quittent, par définition, les terres domaniales du projet et, à ce titre, sont des volumes soumis à redevance, sous réserve de certaines rectifications pour le torchage, pour le gaz utilisé comme carburant pour compresseur, pour le gaz réinjecté et pour des rectifications strictement attribuables à des écarts de mesure. Ces chiffres sont les mêmes que ceux qui figurent dans le rapport mensuel d'état de collecte de gaz de l'Office national de l'énergie.

Champs à entrer dans la DMR : lignes 50 à 54

Pétrole disponible pour répartition (ligne 70)

C'est le volume de pétrole à répartir aux indivisaires et sur lequel la redevance est exigée (ligne 20 moins les lignes 35 et 55).

Entrée de l'usine de traitement du gaz (ligne 80)

Ce sont les volumes de gaz, avant les rectifications relatives à l'usine de traitement du gaz (80=20-35-55).

Rectifications relatives à l'usine de traitement du gaz (lignes 90 à 101)

On note ici les rectifications des volumes de gaz naturel qui interviennent pendant le traitement dans une usine de traitement du gaz, y compris la consommation de gaz naturel comme combustible de l'usine, le torchage, les écarts de mesure et les contractions survenant dans la production et l'épuration des produits du gaz. Ces chiffres sont les mêmes que ceux qui figurent dans le rapport sur l'état mensuel de l'usine de traitement de gaz transmis à l'Office national de l'énergie.

Champs à entrer dans la DMR : lignes 90 à 101

Sortie de l'usine de traitement du gaz (ligne 110)

C'est le volume de gaz à répartir aux indivisaires et sur lequel la redevance est exigée (ligne 80 moins la ligne 102).

Quantités d'hydrocarbures disponibles pour répartition

Quantités d'hydrocarbures (lignes 120 et 121)

Les volumes d'hydrocarbures, de gaz résiduaux et de produits d'usine de traitement du gaz quittant une usine de traitement du gaz sont donnés en utilisant l'unité de mesure qui convient, comme l'indique le tableau ci-dessous. Dans le cas des gaz résiduaux, la teneur totale en énergie (GJ) est également indiquée.

<u>Produit</u>	<u>Unité de mesure</u>
Pétrole	mètre cube (m ³)
Gaz liquide	mètre cube (m ³)
Gaz naturel	millier de mètres cubes (10 ³ m ³)
Soufre	tonne

Champs à entrer dans la DMR : lignes 120 à 121

Répartition des quantités d'hydrocarbures (lignes 130 à 135)

Les volumes totaux d'hydrocarbures soumis à redevance sont inscrits ici. Il s'agit des volumes alloués aux indivisaires. Ils comprennent les volumes transportés en dehors des terres domaniales du projet et qui sont soit vendus (ligne 132), entreposés (ligne 130), ou injectés dans d'autres formations (ligne 131).

Les quantités inscrites à la ligne 133 sont les quantités brûlées, perdues, gaspillées et à l'égard desquelles des redevances sont payables. Cela concerne les quantités se trouvant aussi bien sur les terres domaniales du projet qu'en dehors et englobe les cas dans lesquels, de l'avis de l'Office national de l'énergie, des pertes inutiles de volume de pétrole et de gaz sont survenues du fait :

- de pratiques déficientes en ingénierie et en gestion de réservoir;
- d'entreposage inefficace de pétrole ou de gaz;
- de fuites ou de torchage de gaz qui aurait pu être récupéré de façon économique et traité ou injecté de façon économique dans un réservoir souterrain; et
- de n'avoir pas utilisé les méthodes de récupération qui conviennent quand celles-ci auraient permis d'accroître la quantité de pétrole ou de gaz recouvré au bout du compte en appliquant de sains principes d'ingénierie et d'économie.

Le pétrole disponible pour répartition (ligne 134) correspond à la somme des lignes 130, 131, 132 et 133. Cette valeur coïncide avec celle de la ligne 70.

Le gaz disponible pour répartition (ligne 134) correspond à la somme des lignes 120 et 133.

Champs à entrer dans la DMR : lignes 130 à 133 et 135

Participation de l'indivisaire et répartition des quantités d'hydrocarbures par celui-ci

Pourcentage de la participation (ligne 140)

On inscrit ici le pourcentage de chaque produit d'hydrocarbure qui est réparti ou attribuable à chaque indivisaire. Les pourcentages de répartition doivent être calculés à un niveau de précision de huit chiffres après la virgule, puis arrondis au septième. Le total des pourcentages de répartition doit être égal à 100 % pour chacun des produits d'hydrocarbures.

Champs à entrer dans la DMR : ligne 140

Les volumes ne peuvent être répartis qu'à des indivisaires qui sont inscrits comme indivisaires dans le rapport mensuel. Les répartitions ne peuvent pas être faites à d'anciens indivisaires ou à des indivisaires inscrits sur d'autres licences de production. Si des rectifications doivent être apportées aux coûts déclarés auparavant, elles doivent être inscrites comme des modifications portant sur le mois au cours duquel les coûts ont été déclarés au départ.

Répartition des quantités d'hydrocarbures (ligne 150)

Les volumes de chaque hydrocarbure attribuable à chacun des indivisaires sont calculés en multipliant les volumes totaux disponibles pour répartition (ligne 134) par le pourcentage de la participation de chaque indivisaire (ligne 140). Ces quantités sont les volumes sur lesquels chaque indivisaire paiera des redevances.

Coûts déductibles pour le projet

Il faut inscrire dans cette section le total des coûts en capital et des frais d'exploitation déductibles pour le mois, avec leur répartition à chacun des indivisaires.

Les coûts en capital et les frais d'exploitation déductibles sont définis à l'annexe I, intitulée coût déductibles du projet, du *Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales* (RRHTD). Ces coûts doivent respecter tous les critères suivants, pour être considérés comme des coûts en capital ou des frais d'exploitation déductibles (au sens des articles 2 et 5 du RRHTD) :

- ils doivent être liés de façon raisonnable à la licence de production ou au projet;
- ils sont mentionnés précisément dans le *Règlement*; les coûts qui n'y sont pas mentionnés ne sont pas déductibles;
- ils ont été engagés et n'ont fait l'objet d'aucun remboursement sous n'importe quelle forme, en tout ou en partie;
- quand ces coûts sont imputables à plus d'un projet, ils doivent être répartis à chaque projet sur une base raisonnable.

Coûts en capital déductibles (lignes 160 à 202)

En règle générale, les coûts en capital déductibles peuvent être classés dans les quatre catégories suivantes : i) le forage de puits sur des terres domaniales du projet, ii) la construction de routes d'accès ou la préparation d'un site pour un puits situé sur des terres domaniales du projet, iii) l'acquisition ou la construction d'infrastructures de production; et iv) l'abandon et la restauration allant de pair avec les activités ci-dessus.

Les coûts en capital déductibles sont détaillés ci-dessous :

Coûts en capital déductibles — art. 1(1) de l'annexe 1 du RRHTD
Les coûts en capital déductibles du projet correspondent aux coûts ou frais qui sont raisonnablement liés au projet et qui sont, selon le cas :
a) engagés pour le forage ou l'achèvement de tout puits de découverte, de délimitation ou d'exploitation situé sur les terres domaniales du projet;
b) engagés pour la construction d'une route d'accès menant à un puits de découverte, de délimitation ou d'exploitation situé sur les terres domaniales du projet ou la préparation de l'emplacement d'un tel puits;
c) engagés, après le forage d'un puits de découverte situé sur les terres domaniales du projet, relativement à la collecte sur le terrain de renseignements de base d'ordre géologique, géophysique et géochimique aux fins de délimitation de la découverte importante mise en évidence par le puits de découverte;
d) des frais d'ordre géologique, géophysique ou géochimique engagés relativement aux coupes géologiques, au carottage et aux essais exécutés lors du forage d'un puits visé à l'alinéa a);

e) engagés pour le forage ou la conversion d'un puits à l'une des fins suivantes : (i) l'évacuation des liquides résiduels d'un puits situé sur les terres domaniales du projet, (ii) l'injection d'eau, de gaz ou de toute autre substance dans une formation d'hydrocarbures aux fins de la récupération d'hydrocarbures d'un autre puits situé sur ces terres, ou (iii) la surveillance des niveaux des fluides, des changements de pression ou d'autres phénomènes associés à un gisement d'hydrocarbures situé sur ces terres;
f) engagés pour le forage lié à la recherche d'eau ou de gaz sur les terres domaniales du projet aux fins d'injection dans une formation d'hydrocarbures;
g) engagés pour le forage ou la remise en production d'un puits d'hydrocarbures situé sur les terres domaniales du projet après le début de la production;
h) engagés pour l'abandon et la restauration;
i) engagés pour l'acquisition ou la construction d'infrastructures de production devant être situées sur les terres domaniales du projet ou pour l'implantation d'infrastructures de production sur ces terres;
j) engagés pour l'obtention d'une licence à l'égard de technologie aux fins du projet ou pour l'achat d'une telle technologie, y compris toute redevance ou autres coûts payés relativement à un brevet;
k) engagés pour la réparation ou l'entretien des infrastructures de production situées sur les terres domaniales du projet, si le coût des travaux est égal ou supérieur à 50 % du coût de nouvelles infrastructures de même qualité;
l) engagés pour l'exécution d'une étude sur certains aspects du projet requise sous le régime de la loi avant que le projet, ou une partie de celui-ci, puisse être mis en œuvre;
m) engagés au titre des alinéas i) ou k) pour des infrastructures de production qui ne sont pas situées sur les terres domaniales du projet pour des motifs économiques, environnementaux ou logistiques

La classification d'un puits comme puits de découverte, puits de délimitation ou puits d'exploitation doit être conforme à celle inscrite dans les rapports transmis à l'Office national de l'énergie. Les définitions de ces termes et d'autres, comme les infrastructures de production, sont données à l'annexe I.

Champs à entrer dans la DMR : lignes 160 à 162, 170 à 172, 180 à 182, 190 à 201 et 210.

Frais d'exploitation déductibles (lignes 220 à 242)

En règle générale, les frais d'exploitation déductibles sont les frais engagés en s'adonnant quotidiennement aux activités de production sur les terres domaniales du projet, y compris en exploitant les infrastructures de production.

Les frais d'exploitation déductibles sont détaillés ci-dessous :

Frais d'exploitation déductibles — art.1(2) de l'annexe 1 du RRHTD
Les frais d'exploitation déductibles du projet correspondent aux coûts ou frais, autres que les coûts en capital déductibles, qui sont raisonnablement liés au projet et qui sont, selon le cas :
a) engagés à titre de traitement, salaire ou autre rémunération ou avantage connexe des employés de l'exploitant des infrastructures de production situées sur les terres domaniales du projet;
b) engagés : (i) pour la réparation ou l'entretien des infrastructures de production situées sur les terres domaniales du projet, si le coût des travaux est inférieur à 50 % du coût de nouvelles infrastructures de même qualité, (ii) au titre de l'impôt sur les infrastructures de production situées sur les terres domaniales du projet, (iii) au titre de la location d'infrastructures de production situées sur les terres domaniales du projet;
c) engagés au titre des primes d'une police d'assurance, à l'exception des primes d'une police d'assurance pour perte de revenus;
d) engagés à l'une des fins suivantes : (i) l'utilisation ou le droit d'utilisation d'un bien situé sur les terres domaniales du projet, (ii) la compensation en contrepartie d'un service rendu sur les terres domaniales du projet, (iii) l'acquisition de matériaux, de pièces ou de fournitures aux fins d'utilisation sur les terres domaniales du projet, (iv) le transport de matériel ou de personnel jusqu'aux terres domaniales du projet ou depuis celles-ci;
e) engagés au titre des télécommunications, de l'électricité, de l'eau ou du combustible utilisés sur les terres domaniales du projet;
f) engagés au titre de l'évacuation des déchets, y compris les eaux usées, provenant des terres domaniales du projet;
g) engagés à l'égard d'une infrastructure de production dont les coûts sont des coûts en

capital déductibles.

Champs à entrer dans la DMR : lignes 220 à 223, et 230 à 241

Coûts d'abandon et de restauration (lignes 250 à 255)

Les coûts d'abandon et de restauration sont des coûts en capital déductibles qui sont déclarés et répartis séparément à chaque indivisaire. Ils permettent aux indivisaires qui ont mis sur pied une fiducie de redevances pour l'abandon et la restauration de respecter les exigences de rapport de leur Déclaration mensuelle de redevances (DMR).

Les coûts d'abandon et de restauration déductibles sont décrits en détail ci-dessous :

Coûts d'abandon et de restauration déductibles (art. 2 du RRHTD)
Abandon et restauration s'entendent de l'une ou l'autre des activités ci-après, auxquelles sont liés les coûts en capital déductibles du projet, entreprises à l'égard de puits ou d'infrastructures de production ou à l'égard d'opérations d'ordre géologique, géophysique ou géochimique :
a) l'abandon d'un puits;
b) la destruction, la mise hors service, l'enlèvement, le démontage ou le déclassement d'une infrastructure de production;
c) l'épuration, le nettoyage, l'assainissement ou toute autre méthode de traitement et de gestion des sols ou de l'eau altérés — dans la mesure où l'ampleur et l'importance des dommages correspondent à des dommages environnementaux raisonnablement prévisibles lorsque des activités sont exercées selon de saines pratiques de production — afin qu'ils retrouvent une capacité et une qualité semblables à celles d'origine;
d) le contrôle de l'efficacité des activités visées aux alinéas a) à c).

Champs à entrer dans la DMR : lignes 250 à 254

Répartition des coûts en capital, des frais d'exploitation et des frais d'abandon et de restauration déductibles (lignes 210, 260 et 256)

Les pourcentages de chacun des coûts en capital, de chacun des frais d'exploitation et de chacun des coûts pour l'abandon et la restauration déductibles qui sont répartis ou attribuables à chaque indivisaire sont inscrits ici. Les pourcentages de répartition sont calculés à un niveau de précision de huit chiffres après la virgule, puis arrondis au septième. Le total des pourcentages de répartition doit être égal à 100 %. Le montant de chaque coût qui est répartie à l'indivisaire est également calculé automatiquement par le SGR.

Les coûts ne peuvent être répartis qu'à des indivisaires qui sont inscrits comme indivisaires dans le rapport mensuel. Les répartitions ne peuvent pas être faites à d'anciens indivisaires ou à des indivisaires inscrits sur d'autres licences de production. Si des rectifications doivent être apportées aux coûts déclarés auparavant, elles doivent être inscrites comme des modifications portant sur le mois au cours duquel les coûts ont été déclarés au départ.

Champs à entrer dans la DMR : lignes 210, 260 et 256

Coûts n'entrant pas dans les frais de capital ou d'exploitation déductibles –
article 2 de l'annexe 1 du RRHTD

Les coûts suivants ne sont pas des coûts en capital ou des frais d'exploitation déductibles d'un projet.

- la partie d'un coût qui fait l'objet d'un remboursement, quelle qu'en soit l'origine;
- un montant à titre d'intérêt, y compris toute somme ou dépenses au titre de l'impôt, visé aux alinéas 20(1)c), d) ou e) de la *Loi sur l'impôt sur le revenu*, compte tenu de ses modifications successives;
- un coût ou une dépense concernant l'administration, la gestion, les frais généraux ou le financement, pour un indivisaire ou pour l'exploitant des infrastructures de production;
- les frais d'administration d'une fiducie pour l'abandon et la restauration,
- un paiement à une personne qui ne traite pas sans lien de dépendance avec l'indivisaire procédant au paiement, dans la mesure où le paiement dépasse la juste valeur marchande du bien, de l'usage du bien, du droit d'utiliser le bien ou de la prestation du service pour lequel il est versé;
- un acompte sur une redevance dérogatoire, des intérêts sur des profits nets, des intérêts reportés ou d'autres intérêts similaires;
- un coût ou une dépense découlant de n'importe quelle mesure ou omission qui constitue une contravention à toute loi fédérale ou provinciale ou à tout règlement municipal;
- un coût ou une dépense concernant le traitement d'hydrocarbures, à l'exclusion de ceux nécessaires pour produire des hydrocarbures transportables;
- un coût ou une dépense concernant le transport d'hydrocarbures produits sur les terres domaniales du projet vers tout lieu situé à l'extérieur de celles-ci, à l'exception des infrastructures de production situées à l'extérieur des terres domaniales du projet, conformément à l'alinéa 1(1)(m);
- les coûts en capital déductibles ou les frais d'exploitation déductibles d'un projet, sauf s'ils font l'objet d'une répartition aux termes de l'article 3;
- une taxe imposée en vertu de la partie IX de la Loi sur la taxe d'accise, compte tenu de ses modifications successives; et
- un coût ou une dépense qui n'est pas prévu à l'article 1.

Produits de la vente, de la location, de l'attribution de licence sur des éléments d'actifs ou d'assurance

Lorsque de tels produits sont reçus au cours d'un mois pour lequel un coût a déjà été comptabilisé auparavant comme un coût en capital ou des frais d'exploitation déductibles d'un mois précédent, les produits sont comptabilisés en déduction du coût en capital ou des frais d'exploitation déductibles, selon le cas, pendant le mois au cours duquel ils ont été reçus.

De tels produits comprennent un droit à recevoir un montant en vertu d'une police d'assurance pour perte ou dommage subi par des biens et des montants provenant de l'attribution d'une licence ou de la vente, de la location ou d'une autre forme de cession ou d'utilisation de tout bien tangible ou intangible.

Ces produits sont inscrits à la ligne 201 s'ils concernent un coût en capital déductible déduit auparavant, et à la ligne 241 s'ils concernent des frais d'exploitation déduits auparavant. Dans chaque cas, il faut préciser l'origine des produits.

Si les produits dépassent le total des coûts du capital ou des frais d'exploitation déductibles du mois pendant lequel ils ont été reçus, l'écart sera calculé sous forme de montant négatif des coûts en capital ou des frais d'exploitation déductibles aux lignes 202 ou 242, selon le cas.

Les produits provenant d'une assurance sur la perte de revenus n'ont pas à être déclarés. Les primes d'assurance versées au titre d'une assurance sur la perte des revenus ne constituent pas des coûts déductibles et tout produit d'une telle assurance est donc également exclu.

Interprétation de la terminologie importante

TERME	SIGNIFICATION
Puits de délimitation	Puits dont l'emplacement est tel par rapport à un autre puits pénétrant un gisement d'hydrocarbures que l'on peut vraisemblablement s'attendre à ce qu'il pénètre une autre partie de ce gisement, et dont le forage est nécessaire pour en déterminer la valeur exploitable. RRHTD s.2, Définitions.
Puits d'exploitation	Puits dont l'emplacement est tel par rapport à un autre puits pénétrant un gisement d'hydrocarbures qu'il est considéré comme un puits complet ou partiel foré aux fins soit de production et d'observation, soit d'injection ou de refoulement des fluides à partir du gisement ou vers celui-ci. RRHTD s.2, Définitions.
Puits de découverte	Puits foré dans une structure géologique mettant en évidence une découverte importante. RRHTD s.2, Définitions.
Puits d'exploration	Puits foré dans une structure géologique qui n'a pas fait l'objet d'une découverte importante. RRHTD s.2, Définitions.
Usine de traitement du gaz	Installation où sont traités les hydrocarbures transportables, notamment par l'absorption, l'adsorption et la réfrigération, aux fins de la récupération des gaz résiduels ou des produits de l'usine de traitement du gaz. RRHTD s.2, Définitions.
Indivisaire	Le possesseur d'un titre ou une fraction enregistrée sous le régime de la partie VIII (LFH). Un titre est un ancien accord d'exploration, ancienne concession, ancien permis, ancien permis spécial de renouvellement, permis de prospection, licence de production ou attestation de découverte importante. LFH s.2, Définitions.
Infrastructure de production	Matériel et bâtiments qui sont utilisés pour la production ou le traitement des hydrocarbures à partir du réservoir, notamment : a) le matériel de réduction de la pression naturelle, de séparation mécanique, de chauffage, de refroidissement, de déshydratation et de compression; b) les batteries, les lignes de collecte, les aires de stockage, les réservoirs, les aires d'atterrissage, les héliports, et les logements du personnel. RRHTD s.2, Définitions.
Réseau de transport	Gazoduc, pétrolier ou tout autre équipement de transport utilisé pour l'acheminement des hydrocarbures des terres domaniales du projet — ou de l'infrastructure de production, dans le cas où l'infrastructure de production ne se trouve pas sur ces terres domaniales — vers le point de livraison au premier acheteur. RRHTD s.2, Définitions.
Abandon du forage	Les travaux de forage sont délaissés, achevés ou interrompus conformément aux règlements applicables en matière de forage pris sous le régime de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada.