

Le 31 mai 2011

Monsieur James E. O'Reilly  
Gestionnaire, Environnement et réglementation  
Équipe de projet Hebron  
ExxonMobil Canada Properties  
Bureau 701, Place Atlantic  
215, rue Water  
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)  
A1C 6C9

Monsieur,

**Objet : Demande de mise en valeur d'Hebron**

Le personnel de Canada – Terre-Neuve-et-Labrador L'Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) a effectué une vérification de l'exhaustivité du plan de mise en valeur d'Hebron, du résumé de la demande de mise en valeur et de l'énoncé des répercussions socioéconomiques et du rapport de développement durable. La vérification de l'exhaustivité du plan de retombées économiques se poursuit et les résultats seront communiqués en temps opportun.

La vérification de l'exhaustivité vise à confirmer que les documents contiennent les renseignements indiqués dans les directives de l'Office relatives au plan de mise en valeur. Une fois ce processus terminé, l'Office lancera un examen public au cours duquel les groupes intéressés auront l'occasion de faire des commentaires.

Voici une liste des renseignements supplémentaires et des éléments nécessitant des éclaircissements à l'issue de la vérification de l'exhaustivité du personnel.

**Exploitation et sécurité**

1. On indique que le nombre de personnes à bord se situe entre 230 et 234. Une justification détaillée quant au choix des personnes à bord devrait être présentée. L'expérience relative à certains projets passés a indiqué que le choix initial des personnes à bord n'était pas adéquat.
2. Le plan de mise en valeur est basé sur des études d'ingénierie conceptuelles et un certain nombre d'études initiales d'ingénierie et de conception qui sont en cours. La liste des études en cours, accompagnée d'un calendrier indiquant quand elles seront terminées, devrait être présentée.

En outre, il est indiqué qu'un certain nombre d'études seront nécessaires pour assurer la progression de la conception détaillée et la construction. La liste de ces études potentielles devrait être présentée avec un calendrier provisoire d'achèvement.

3. La section 7.1.1 indique que les complétions avec filtres à gravier en découvert peuvent dépasser les limites techniques actuelles. Le processus visant à garantir que l'utilisation d'une nouvelle technologie ou l'extension de la technologie actuelle est sûre devrait être présenté.
4. La section 8.1.3 indique que la conception, la fabrication, l'installation et l'exploitation seront conformes à tous les règlements, lois, codes et normes applicables du Canada et de Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi qu'aux pratiques d'ingénierie (pratiques mondiales) et aux pratiques mondiales en matière de sécurité d'ExxonMobil. Une fois les études initiales d'ingénierie et de conception terminées, il est indiqué que la liste des codes et des normes sera mise à jour. Il faut s'engager à présenter ces codes et ces normes.

Il est également indiqué que l'édition la plus récente des codes applicables sera utilisée. En cas de conflit entre les pratiques mondiales et les pratiques acceptées de l'industrie, les exigences les plus strictes prévaudront normalement. Il faut s'engager à présenter toute exigence des pratiques mondiales qui est plus stricte que les codes et les normes référencés dans la demande.

Enfin, étant donné que les codes et les normes sont révisés de temps à autre, il faut s'engager à présenter une description du processus d'examen des révisions des codes et des normes.

5. La figure 1.7-4 indique que le système de chargement extracôtier est doté d'une colonne ascendante. Dans le passé, des problèmes d'usure ont été détectés sur les conduites flexibles utilisées pour un système de chargement extracôtier pourvu d'une colonne montante. Une discussion sur la manière dont le demandeur a tenu compte de ces problèmes et sur la façon dont il entend réduire le risque d'usure des conduites flexibles devrait être présentée.
6. La section 9.4.4 indique qu'initialement, la flotte existante de pétroliers exploités dans les Grands Bancs sera probablement utilisée pour transporter le pétrole brut d'Hebron au terminal de transbordement de Terre-Neuve ou directement sur le marché et que la convenance de la flotte de pétroliers/navires de réserve sera vérifiée lors de la conception détaillée. La section 10.1.3 de l'analyse de sécurité conceptuelle (ASC) stipule qu'il est supposé que les navires de soutien et de réserve et les pétroliers-navettes seront convenablement renforcés pour permettre leur utilisation dans la plupart des conditions de glace de mer. Cette hypothèse doit être examinée au stade de la conception pour s'assurer que la possibilité de glace de mer est prise en compte lors de la sélection des systèmes d'évacuation. En conséquence, une discussion sur le renforcement des navettes-citernes et des navires de réserve pour résister aux glaces devrait être présentée.

7. Les sections 1.7 et 1.8 traitent des solutions de rechange au projet proposé et du concept privilégié. Tout document justificatif en rapport avec cette question devrait être présenté.
8. La section 8 traite des critères de conception, mais ne mentionne pas la nécessité de tenir compte du chargement multidirectionnel des vagues sur les structures posées sur le fond marin. Une discussion sur la façon dont le demandeur a l'intention de tenir compte des ondes multidirectionnelles devrait être soumise.
9. Les installations sont conçues pour 30 ans. Le tableau 1.9-1 indique que la durée de vie du champ est supérieure à 30 ans. Une discussion sur la justification du choix d'une durée de vie théorique de 30 ans lorsque la durée de vie du champ est supérieure à 30 ans devrait être présentée.
10. La section 8.1.3 indique que les charges d'impact des icebergs seront calculées à l'aide d'une procédure probabiliste qui tient compte de la gamme complète des conditions environnementales susceptibles d'avoir une incidence sur les charges des icebergs à l'emplacement d'Hebron. Une discussion supplémentaire devrait être présentée sur les éléments suivants.

#### Analyse probabiliste

Une clarification de la procédure probabiliste devrait être présentée. Selon notre compréhension, des répartitions sont présumées aux fins des divers paramètres utilisés pour générer les charges d'impact des icebergs. On présume souvent que les gros icebergs se déplacent à des vitesses plus lentes que les petits. Cependant, les observations indiquent que les gros icebergs peuvent se déplacer à des vitesses relativement importantes.

#### Période de retour

La norme ISO 19906 indique que la valeur représentative des actions découlant de phénomènes de glace de niveau extrême doit être déterminée en fonction d'une probabilité annuelle de dépassement non supérieure à  $10^{-2}$ . Contrairement au vent et aux vagues, les charges d'impact des icebergs ne convergent pas vers une limite à une probabilité annuelle de  $10^{-2}$ . Parfois, une probabilité annuelle moindre est utilisée pour de telles actions. Une discussion sur le choix de la probabilité annuelle pour les charges des icebergs devrait être présentée.

#### Pressions d'écrasement

La méthodologie employée pour générer une charge d'impact des icebergs utilise une relation de zone de pression dans laquelle la pression moyenne diminue avec l'augmentation de la superficie. Cependant, certains chercheurs suggèrent qu'il existe un potentiel d'augmentation des pressions avec l'augmentation de la superficie pour les zones de contact à petit rapport d'aspect. Une discussion justifiant l'utilisation des charges de calcul générées par la première approche devrait être présentée.

- 11 L'ASC indique que l'évaluation quantifiée des risques est fondée sur un modèle de risque qui peut être affiné et actualisé tout au long de la vie du projet. Une discussion sur les critères (déclencheurs) pour l'actualisation de l'ASC devrait être présentée.
12. Il est fait référence au *Règlement concernant le forage* et au *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz* aux sections 7.1.10, 7.2.10 et 14.6. Il convient de faire référence au *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.

### **Protection de l'environnement**

13. La documentation associée au rapport d'étude approfondie (REA) conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* vise à répondre aux exigences d'une étude d'impact environnemental dans le cadre de l'examen de l'Accord et comme indiqué au chapitre 5 des lignes directrices du plan de mise en valeur. Les commentaires sur l'ébauche du REA ont été fournis au promoteur et on est en train d'y donner suite. Un certain nombre des commentaires formulés sur le REA sont également pertinents pour la demande de mise en valeur d'Hebron. Une fois les enjeux du REA résolus, le demandeur devrait, au besoin, intégrer ces changements dans les sections pertinentes de la demande afin que le REA et la demande contiennent les mêmes renseignements. À titre d'exemples d'enjeux courants, mentionnons l'élimination des déblais et des boues aqueuses, la réinjection de l'eau produite, le torchage et les déversements d'hydrocarbures.
14. Le demandeur n'a pas mentionné « (...) les quantités et la composition des émissions atmosphériques, y compris celles résultant de la combustion des fluides de production et du torchage des gaz », comme indiqué à la page 37 des lignes directrices du plan de mise en valeur. Les émissions atmosphériques sont traitées dans le REA, mais aucun lien entre ce dernier et la demande de mise en valeur n'est établi.
15. Le demandeur n'a pas abordé le contrôle de la croissance biologique dans les systèmes d'eau de mer des installations dans le plan de mise en valeur, mais a envisagé l'utilisation d'hypochlorite de sodium pour le contrôle biologique dans le REA. Il devrait faire le lien entre le REA et le plan de mise en valeur.
16. L'encrassement biologique de l'installation ou les mesures pour lutter contre celui-ci n'ont pas non plus été présentés dans la demande, mais il a fait l'objet d'une discussion dans le REA. Le demandeur doit faire le lien entre le REA et la demande de mise en valeur.
17. Section 7.1.6.3 : Il est rappelé au demandeur que l'utilisation et l'élimination des fluides de complémentation doivent être conformes aux *Directives sur le traitement des déchets extracôtiers* du 15 décembre 2010.

18. Section 9.1.1 : L'élimination de l'interface est assujettie à l'examen et au REA du promoteur.
19. Section 9.1.1 : Le niveau de détail fourni sur le système d'alimentation en eau de déplacement de stockage n'est pas suffisant pour comprendre comment le pétrole brut ne sera pas accidentellement rejeté en mer par le système ouvert, c.-à-d. surremplissage de cellule. On ignore aussi ce que l'on entend par « le temps de séjour peut être réduit pour permettre une adaptation au volume de vide dans la plateforme gravitaire ». Des détails supplémentaires sont requis sur le système et le temps de séjour.
20. Section 9.1.1.6 : Le demandeur mentionne des captages, mais n'indique pas l'emplacement ni la composition des rejets. L'emplacement et la composition des rejets sont importants aux fins de la dispersion et pour en minimiser les autres effets potentiels. Le demandeur ne mentionne pas non plus la nécessité ni la manière dont la croissance biologique dans les divers systèmes d'alimentation en eau des installations sera réalisée. Des détails sont nécessaires.
21. Section 9.2.3.2 : Le demandeur indique que le gaz sera épuré pour éliminer les liquides, les hydrocarbures et l'eau, puis déshydraté. Il devrait décrire en quoi consiste le milieu d'épuration et ce qu'il advient de celui-ci au terme de l'épuration. Le demandeur devrait également décrire comment le gaz sera déshydraté.
22. Section 9.2.3.5 : Le plan de mise en valeur est accompagné de deux rapports sur l'acidification des réservoirs : l'un produit pour Chevron et l'autre pour ExxonMobil Canada Properties (EMCP). Ce dernier rapport a été produit parce que la stratégie d'épuisement du réservoir a été modifiée. Ce changement semble avoir modifié la prévision d'acidification en ce sens que le réservoir s'acidifiera plus tôt et qu'il y a peu de différence entre le potentiel d'acidification de l'eau de mer et de l'eau produite lorsqu'elle est utilisée pour l'injection d'eau. L'une des raisons invoquées par le demandeur pour ne pas réinjecter l'eau de production est que, par rapport à l'injection d'eau de mer, le potentiel d'acidification est plus important. Étant donné que cette prévision selon l'étude d'acidification réalisée pour EMCP peut ne pas être valide, le demandeur devrait réexaminer la justification de ne pas réinjecter l'eau produite en fonction du potentiel d'acidification.
23. Section 11.3 : Les déversements ou la pollution ne sont pas abordés dans la section.
24. Section 14.1. 2 : L'évaluation environnementale du promoteur évalue la probabilité d'un événement environnemental en fonction des données historiques du territoire local et à l'échelle internationale. En fonction de ces probabilités, le risque pour l'environnement en combinaison avec l'événement associé est évalué. L'évaluation n'est pas spécifique à une installation ou à sa conception; elle est basée sur le rendement historique de toutes les installations de forage ou de production. Contrairement à l'évaluation environnementale, le REA concerne une installation spécifique et non une analyse générique de la probabilité qu'un événement se produise. Le demandeur doit tenir compte des probabilités et des mesures d'atténuation définies dans l'évaluation environnementale du projet aux fins de la conception de l'installation.

Lorsqu'il est possible de réduire davantage la probabilité qu'un événement se produise, les mesures nécessaires pour y parvenir doivent être intégrées à la conception de l'installation.

25. Le demandeur n'a pas établi de niveau cible de sécurité pour le risque d'atteinte à l'environnement dans la demande ou le REA. Le demandeur n'a pas non plus défini les expressions « important » ou « non important ». La demande ne démontre pas adéquatement comment l'article 43 du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* et la section 4.1 des lignes directrices du plan de mise en valeur seront respectés à l'égard des risques environnementaux.

### **Gestion des ressources**

26. Des renvois figurent dans les sections « Géologie » et « Pétrophysique ». Des renvois devraient également figurer dans les sections « Ingénierie du réservoir », « Estimation des réserves », « Exploitation des réservoirs » et « Forage et complétions ».

#### Géologie et géophysique

27. La demande traite de la configuration de piègeage pour Hebron (piège à trois voies dépendant des failles), mais pas pour les champs Ben Nevis Ouest et Ben Nevis. La configuration est-elle la même dans ces blocs faillés?
28. La figure 2.21 montre tous les hydrocarbures piégés à Hebron. Des cartes supplémentaires pour montrer les gisements et les prospects individuels de la carte de la figure 2.21 devraient être fournies pour mieux illustrer leur taille et leur répartition.
29. À la page 2-24, il est difficile de faire la distinction entre l'utilisation de la formation d'Avalon au sens stratigraphique formel et l'unité de réservoir « localisée » qui comprend la formation d'Eastern Shoals et le marqueur A tel que défini à la page 2-21. Par exemple, si la base d'Avalon est une limite de séquence, s'agit-il de la base de la formation d'Avalon uniquement ou de la base de toute l'unité localisée? La terminologie doit être rigoureuse (toujours faire référence à « l'unité du réservoir d'Avalon » le cas échéant) pour éviter toute confusion. Cela devrait être mis à jour pour assurer une terminologie commune.
30. Page 2-31 : Le rivage tendant du « nord-est au sud-ouest » est à l'opposé de ce qui est représenté sur la figure 2.2-8. Veuillez clarifier.
31. Les critères pétrophysiques et les coupures diagraphiques utilisés pour définir les faciès des réservoirs Ben Nevis et Avalon devraient être fournis dans un format similaire à celui du tableau 2.2-1, p. 2-42.

32. Une carte paléogéographique de la formation Jeanne d'Arc doit être fournie.
33. Les critères pétrophysiques et les coupures diagraphiques utilisés pour définir les faciès du réservoir Jeanne d'Arc devraient être fournis dans un format similaire à celui du tableau 2.2-1, p. 2-42.
34. Un volume sismique à migration en profondeur ou converti ou un modèle de vitesse de Pétrél est requis.
35. La résolution et l'échelle des coupes sismiques sont insuffisantes pour déterminer le caractère des horizons interprétés et des liens des puits de surface. Par exemple, dans la figure 2.4-2, le caractère diagraphique ou les pics de puits ne peuvent pas être distingués.
36. L'interprétation de l'horizon sismique supérieur et inférieur d'Avalon en temps et en profondeur (format ASCII) devrait être fournie.
37. L'interprétation des failles au niveau de la formation Jeanne d'Arc en temps et en profondeur (formats ASCII et Pétrél) devrait être fournie.
38. Dans la figure 2.4-3, à la page 2-76, les lignes vertes et rouges sur la carte devraient être définies dans la légende.
39. Section 2.4.3.7.3 — il semble y avoir une utilisation incohérente de l'acronyme « basse mer inférieure, grande marée » (BMIGM). Plus loin dans le texte, il est fait référence à BMIM. S'agit-il de la même référence?
40. Il semble que la légende de la figure 2.4-23 ne représente pas avec précision ce qui se trouve dans la figure. Veuillez clarifier.
41. Page 2-84, fig. 2.4-14 : Fournir un niveau de contact de gaz pour le bloc Ben Nevis sur cette carte.
42. Des cartes isopaques des zones productrices nettes pour les gisements I, 4H, 4B et 3 devraient être fournies.
43. Une carte d'isoporosité des zones productrices nettes pour le gisement 4H est requise.
44. Page 2-104, fig. 2.5-6 et page 2-108, fig. 2.5-11 : Les deux cartes comportent une légende intitulée « Épaisseur », alors que ce devrait être « % de porosité ».
44. Une carte du volume poreux d'hydrocarbure du gisement 5 devrait être fournie.

45. Des copies de toutes les cartes devraient être présentées à l'Office sous forme numérique (format ASCII ou format haute résolution) afin qu'elles puissent être examinées en détail. L'échelle de couleur pour certaines cartes isochores et de volumes poreux d'hydrocarbure est insuffisante, par exemple, la figure 2.5-14 n'a pas de variation de couleur.
46. Les tableaux du plan de mise en valeur d'Hebron doivent être présentés dans un format numérique autre que jpeg pour faciliter l'analyse par le personnel de l'Office. Le format MS Excel serait acceptable.
47. Le flux de travail pour les modèles géologiques des gisements **1**, **2** et **3** doit être décrit plus en détail, de la même manière que les rapports du modèle terrestre GOCAD pour les gisements **4** et **5** qui se trouvent dans le document de la partie II. Les rapports de flux de travail pour les gisements **1**, **2** et **3** doivent aborder les points suivants :
- Une discussion sur les scénarios de référence, bas et haut, y compris une explication détaillée de la méthodologie, des paramètres et des populations statistiques.
  - Une discussion sur les cinq types de roches, y compris leur relation avec les six lithofaciès, les quatre pétrofaciès et les six milieux de déposition définis à la section 2.2.2.1.2.
  - Des cartes des milieux de déposition devraient être incluses pour chaque zone.
  - Une discussion sur les tendances de la porosité pour chaque type de roche et comment elles ont été estimées.
  - Qu'est-ce que la transformée de perméabilité/porosité? Comment la perméabilité a-t-elle été modélisée? (P. ex., quel est l'algorithme? Est-ce la même chose pour les deux blocs faillés? La perméabilité a-t-elle été co-krigée avec la porosité ou a-t-elle été calculée à l'aide d'un modèle de porosité?)
  - Comment les contacts sont-ils saisis dans le modèle? Sont-ils transitoires ou distincts?

#### Ingénierie des réservoirs

47. Une analyse de fluide pour le gisement **2** dans le champ Ben Nevis Ouest devrait être fournie et discutée.
48. Référence aux études d'injectivité présentées dans le document de la partie II : Une étude sur l'injection d'eau à Hebron devrait être fournie. En outre, une copie de l'étude mentionnée dans le document de la partie II Meng et coll. « Feasibility Evaluation of Sea Water Injection on Hebron » (novembre 2002) devrait être fournie.
49. Les fonctions de saturation et les travaux d'analyse de carottes spéciale pour le gisement **2** dans le champ Ben Nevis Ouest devraient être fournis et discutés.

#### Estimations des réserves

50. Une justification économique de la durée de vie du champ de 30 ans présentée dans les prévisions de production devrait être fournie.



51. Des estimations sur place n'ont été fournies que pour le pétrole. Des estimations de gaz sur place distinguant le gaz dissous, le gaz de couverture et le gaz non associé pour chacun des gisements doivent également être fournies.
52. Les estimations des réserves de pétrole ont été présentées. Des estimations des ressources de gaz et de liquides de gaz naturel devraient également être fournies pour chaque gisement.
53. Les renseignements qui ont été utilisés dans les logiciels Excel et @risk devraient être fournis pour chaque gisement. Les plages de valeurs de sensibilité pour chacun des paramètres qui ont une incidence sur les estimations des réserves devraient également être fournies.
54. Les estimations des réserves pour chaque scénario de production de rechange devraient être fournies.

#### Exploitation des réservoirs

55. La liste des scénarios de référence de la séquence de puits de forage ainsi que la justification devraient être fournies. Ces renseignements devraient être complétés par une carte montrant l'emplacement du puits dans chaque bloc ou gisement pour illustrer la séquence de forage proposée.
56. Les entrées/résultats de Prosper pour différentes tailles de tubes afin de comprendre les sensibilités des tailles et des flux d'entrée de puits sont nécessaires.
57. Une description des futurs reconditionnements de puits en matière de type de complétions et une estimation du scénario de référence de leur fréquence devraient être fournies.
58. Les résultats de la simulation de réservoir de l'impact du ou des taux de production sur la récupération finale du pétrole sont requis pour chaque gisement.
59. Section 6.5. 2 : Le plan d'épuisement du scénario de référence du gisement 3 traite des trois approches envisagées pour la mise en valeur. Le demandeur a mentionné qu'il est actuellement à l'étude. Le calendrier d'achèvement de cette étude devrait être discuté.
60. Le calendrier et l'emplacement approximatif pour qu'un puits d'évaluation amorce l'approche de mise en valeur pour le gisement 3 devraient être fournis.
61. Les prévisions de production de pétrole, de gaz et d'eau pour chacun des gisements devraient être fournies au format MS Excel.

62. Les prévisions de production de pétrole, de gaz et d'eau de chaque puits pour chacun des gisements devraient également être fournies au format MS Excel.
63. « Gcr » est mentionné à la section 6.8.2.6. Veuillez définir.
64. Les figures des modèles de simulation de réservoir (comme la figure 6.2-1) doivent inclure des points de référence tels que la direction nord, l'emplacement des puits et la profondeur de la couche.
65. Des figures supplémentaires des résultats du scénario de référence du modèle de simulation de réservoir pour chacun des gisements devraient être fournies, telles que des coupes transversales nord-sud ou est-ouest, le haut de l'unité de réservoir et le bas de l'unité de réservoir. De plus, des instantanés de la séquence temporelle du scénario de référence devraient être présentés au temps  $t = 0$ ,  $t = 5$  ans,  $t = 10$  ans et  $t = 30$  ans pour comprendre l'efficacité du balayage.
66. Des cartes montrant les zones les plus probables pour chacune des ressources découvertes et des prospects potentiels répertoriés dans le rapport sont requises.

#### Forage et complétion

67. Le demandeur indique que 41 puits sont nécessaires pour exploiter pleinement la ressource du réservoir principal. Une carte tridimensionnelle des emplacements des puits illustrés aux figures 7.1-1 a et 7.2-1 devait être fournie.
68. La section 7.1.6.2 traite des puits de forage multifonctionnels; veuillez fournir plus de renseignements sur les types et l'utilisation de ces puits de forage dans le contexte du projet Hebron.
69. Le plan de mise en valeur fait référence à des fluides de forage non aqueux. Le type de fluides de forage envisagés devrait être fourni.

#### Données sur les coûts de mise en valeur et d'exploitation

70. Toute évaluation économique quantitative effectuée concernant les solutions de rechange décrites dans le tableau 1.8-1 devrait être fournie.

#### **Étude d'impact socioéconomique**

En ce qui concerne l'étude d'impact socioéconomique et le rapport sur le développement durable, le personnel a conclu que le demandeur a répondu aux exigences de renseignements des lignes directrices du plan de mise en valeur; par conséquent, ce rapport est considéré comme complet.

Le personnel est disponible pour fournir des éclaircissements sur les questions indiquées ci-dessus.  
N'hésitez pas à communiquer avec nous si vous avez des questions.

Veillez noter que des éclaircissements supplémentaires peuvent être demandés au demandeur au cours de l'examen par le personnel du bien-fondé de la demande.

Je vous prie d'accepter l'expression de mes sentiments distingués,



Jeffrey M. Bugden, ing.,  
Gestionnaire, Retombées industrielles,  
Coordination en matière de politique et de réglementation