



ANALYSE PAR LE PERSONNEL
PLAN DE MISE EN VALEUR DE HEBRON

Avril 2012

ISBN 978-1-92098-19-6

Table des matières

1.0	OBJECTIF	1
2.0	RÉSUMÉ	2
3.0	LA DEMANDE	9
4.0	SÉCURITÉ.....	10
4.1	Surveillance du promoteur.....	11
4.2	Certificat de conformité.....	11
4.3	Analyses de sécurité	13
4.4	Conception	14
4.4.1	Codes et normes	14
4.4.2	Critères de conception	14
4.4.3	Structure gravitaire	16
4.4.4	Installations en surface	17
4.4.5	Système de chargement extracôtier	19
4.4.6	Installation sous-marine	19
4.4.7	Pétroliers.....	20
4.4.8	Navires de soutien	20
4.5	Construction/mise en service.....	21
4.6	Programme d’inspection	21
4.7	Exploitation.....	21
4.8	Mise hors service	22
4.9	Recommandation	23
5.0	PROTECTION DE L’ENVIRONNEMENT.....	24
5.1	Évaluation en vertu de la <i>Loi canadienne sur l’évaluation environnementale</i>	24
5.2	Évaluation en vertu des Lois de mise en œuvre.....	25
5.3	Surveillance des effets environnementaux	25
5.3.1	Surveillance des oiseaux de mer.....	26
5.4	Émissions atmosphériques	27

5.5	Rejets de production	28
5.6	Surveillance des reflets irisés	29
5.7	Plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures	30
5.8	Recommandation	31
6.0	GESTION DES RESSOURCES	33
6.1	Introduction	33
6.1.1	Aperçu	33
6.1.2	Conservation des ressources	33
6.1.3	Choix du système de production	34
6.1.4	Recommandation	35
6.2	Comprendre les ressources	35
6.2.1	Historique de l'exploration	35
6.2.2	Géologie régionale	38
6.2.3	Géologie structurale	39
6.2.4	Interprétation géologique	41
6.2.5	Interprétation géophysique	45
6.2.6	Essais d'écoulement de la formation	47
6.2.7	Pétrophysique	47
6.2.8	Caractéristiques des fluides	48
6.2.9	Pression et température du réservoir	49
6.2.10	Analyse spéciale de carottes (ASC)	50
6.3	Estimations des ressources	52
6.3.1	Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage et du GEP	52
6.3.2	Estimations des réserves	53
6.3.3	Mises en valeur différées	57
6.4	Exploitation des réservoirs	58
6.4.1	Plans d'exploitation	58
6.4.2	Exigences relatives aux puits de développement	62
6.4.3	Calendrier de forage	63
6.4.4	Considérations relatives au maintien de l'écoulement	65
6.4.5	Prévisions de production	65
6.4.6	Programmes de récupération assistée du pétrole	69
6.4.7	Conservation du gaz	69
6.4.8	Gestion du réservoir	70
6.4.9	Hydraulique du champ	71
6.5	Capacités du système de production et des installations de production	73
6.5.1	Choix du système de production	73
6.5.2	Durée de conception	75
6.5.3	Capacités de production	76
6.5.4	Système d'alimentation en carburant et en gaz brûlé à la torche	78
6.5.5	Système d'eau produite	78
6.5.6	Capacité totale de manutention des fluides	79

6.5.7	Système d'injection d'eau	80
6.5.8	Système d'injection chimique	80
6.5.9	Production d'énergie	80
6.5.10	Mesure, échantillonnage et répartition des fluides	81
6.5.11	Système sous-marin de production et d'injection	81
6.6	Mises en valeur différées	82
6.7	Unitisation.....	83
6.8	Conclusions.....	83
6.9	Recommandation	84
7.0	RÉPONSE AUX RECOMMANDATIONS DE L'EXAMEN PUBLIC DE HEBRON	85

Liste des annexes

- Annexe A : Modélisation géologique Gisements 1, 2 et 3 : Actif de Hebron, Réservoirs Ben Nevis/Avalon
Annexe B : Modélisation géologique Gisement 5 : Champ Hebron, Réservoir Hibernia
Annexe C : Modélisation géologique Gisement 4 : Champ Hebron, réservoir Jeanne d'Arc
Annexe D : Modélisation et résultats de la simulation du réservoir de l'actif Hebron
Annexe E : Analyse des mises en valeur différées
Annexe F : Glossaire et terminologie utilisés dans les définitions des réserves et des ressources

Liste des tableaux

- Tableau 6-1 : Résumé des puits d'exploration et de délimitation, complexe Hebron.
Tableau 6-2 : Résumé des propriétés des fluides, puits de l'actif Hebron.
Tableau 6-3 : Résumé des contacts entre fluides interprétés dans l'actif Hebron.
Tableau 6-4 : Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage, ExxonMobil.
Tableau 6-5 : Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage, C-TNLOHE.
Tableau 6-6 : RFE par réservoir, ExxonMobil.
Tableau 6-7 : Les meilleures estimations des réserves et des ressources du personnel de l'Office par rapport à celles du promoteur.
Tableau 6-8 : Meilleures estimations et estimations de ralentissement et d'accélération de production des réserves de pétrole (unités métriques) par le personnel de l'Office et par le promoteur.
Tableau 6-9 : Meilleures estimations et estimations de ralentissement et d'accélération de production des réserves de pétrole (unités de champ) par le personnel de l'Office et par le promoteur.
Tableau 6-10 : Les estimations préliminaires du PEP d'origine du réservoir de stockage et de la RUE du promoteur pour les mises en valeur différées.
Tableau 6-11 : Estimations préliminaires du GEP par le promoteur pour les mises en valeur différées.
Tableau 6-12 : Exigences relatives au puits de développement telles que présentées dans la demande.
Tableau 6-13 : Capacités nominales de la plateforme Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Tableau 6-14 : Spécification de conception préliminaire pour la structure gravitaire de Hebron.

Tableau A-1. Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 1 selon la modélisation stochastique du personnel de l'Office.

Tableau A-2. Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 2 selon la modélisation stochastique du personnel de l'Office.

Tableau A-3. GEP et PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 3, calculés à partir de la modélisation stochastique du personnel de l'Office.

Tableau B-1 : GEP et PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 5, estimés à partir de la modélisation stochastique du personnel de l'Office et comparés aux estimations du promoteur.

Tableau B-2 : Estimations du volume du PEP d'origine du réservoir de stockage et du GEP provenant de la modélisation stochastique du personnel de l'Office pour les zones d'intérêt supplémentaires au sud-ouest (non inclus dans l'évaluation du promoteur).

Tableau C-1 : Résumé de l'épaisseur de la zone productrice nette (m). Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Tableau C-2 : Compilation de la plage de PEP d'origine du réservoir de stockage et de RFE du promoteur pour les sables du réservoir Jeanne d'Arc.

Tableau C-3 : Estimations par le personnel de l'Office de PEP d'origine du réservoir de stockage et de réserves récupérables pour le sable B.

Tableau C-4 : Estimations par le personnel de l'Office du PEP d'origine du réservoir de stockage et des réserves récupérables pour le sable H.

Tableau C-5 : Comparaison entre les estimations de PEP d'origine du réservoir de stockage et celles des réserves, par le promoteur et le personnel de l'Office, pour les sables H et B

Tableau C-6 : Estimations par le personnel de l'Office des ressources en gaz de Jeanne d'Arc provenant du gaz dissous dans les sables B et H, basées sur le PEP d'origine du réservoir de stockage et la proportion gaz-pétrole des échantillons de pétrole.

Tableau D-1 : Propriétés de fluides utilisées dans les modèles de simulation de réservoir pour l'actif Hebron.

Tableau D-2 : Estimations des réserves lors du ralentissement et de l'accélération de la production et meilleures estimations du gisement 1.

Tableau D-3 : Estimation des réserves pour les gisements 2 et 3.

Tableau D-4 : Estimations des réserves du gisement 5.

Tableau D-5 : Estimations par le promoteur des réserves et des ressources de l'actif Hebron.

Tableau D-6 : Estimations des réserves et des ressources de l'actif Hebron par le personnel de l'Office

Tableau D-7 : Prévisions de production du scénario de base par le personnel de l'Office (métrique)

Tableau D-8 : Prévisions de production du scénario de base par le personnel de l'Office (unités de champ pétrolifère)

Tableau E-1 : Estimations volumétriques par le personnel de l'Office du PEP d'origine du réservoir de stockage pour les zones d'intérêt du sud-ouest du réservoir Hibernia.

Liste des figures

- Figure 6-1 : Zone de découverte importante définie comme étant l'actif Hebron (contour noir) et autres intérêts fonciers par rapport aux projets de mise en valeur existants dans le bassin Jeanne d'Arc.
- Figure 6-2 : Éléments tectoniques du bassin Jeanne d'Arc (Le rose indique les blocs faillés impliquant le socle.)
- Figure 6-3 : Coupe schématique dans la zone de l'actif Hebron.
- Figure 6-4 : Carte schématique des principales failles et des hydrocarbures piégés dans la formation Ben Nevis à Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure 6-5 : Coupe transversale illustrant les accumulations d'hydrocarbures dans les réservoirs Ben Nevis et Avalon de l'actif Hebron.
- Figure 6-6 : Résumé des sables de Jeanne d'Arc au champ Hebron. Les sables contenant du pétrole sont représentés en vert (sables B, D, G et H) tandis que le jaune sert à représenter les sables humides (C1, C2 et E). Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure 6-7 : Schéma de la corrélation des sables de la formation Jeanne d'Arc du champ Terra Nova au champ Hebron. Source : Modifié par ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure 6-8 : Carte sismique du sommet Ben Nevis. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure 6-9 : Graphique de la pression en fonction de la profondeur de l'actif Hebron Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure 6-10 : Programme de forage proposé pour l'actif Hebron, pour la durée de vie du champ.
- Figure 6-11 : Prévisions de production et d'injection pour les gisements 1, 4 et 5.
- Figure 6-12 : Prévisions quotidiennes de production et d'injection du C-TNLOHE pour les gisements 1, 4 et 5.
- Figure 6-13 : Diagramme schématique du plan de mise en valeur préliminaire de la structure gravitaire autonome. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure 6-14 : Schéma de la configuration de séparation et de compression probable pour la plateforme Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
-
- Figure A-1 : Carte schématique des principales failles et des hydrocarbures piégés dans la formation Ben Nevis à Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure A-2 : Coupe transversale schématique décrivant le modèle de dépôt pour le réservoir Ben Nevis avec des photos de carottes représentatives des différents faciès en haut.
- Figure A-3 : Stratigraphie de la séquence Ben Nevis-Avalon. La colonne de gauche montre la courbe du temps et du niveau relatif de la mer. La colonne de droite montre les courbes de rayon gamma, d'épaisseur, de profondeur mesurée, de PSMVR, de résistivité, de densité et de porosité pour le puits D-94
- Figure A-4 : Carte de la formation de Top Ben Nevis avec vue transversale des accumulations d'hydrocarbures dans les gisements 1, 2 et 3.
- Figure A-5 : Section de puits à travers le gisement 1 (champ Hebron) montrant la corrélation stratigraphique utilisée dans le modèle géologique Ben Nevis/Avalon du C-TNLOHE. Les diagraphies pour chaque puits (de gauche à droite) incluent : V_{shiste} , porosité de densité, milieu de dépôt interprété et lithofaciès.
- Figure A-6 : Section de puits à travers les gisements 2 et 3 (champs West Ben Nevis et Ben Nevis) montrant la corrélation stratigraphique utilisée dans le modèle géologique de Ben Nevis/Avalon du C-TNLOHE. Les diagraphies du puits West Ben Nevis (de gauche à droite) incluent : V_{shiste} , porosité de densité, milieu de dépôt interprété et lithofaciès. Les diagraphies des puits L-55 et I-45 (de gauche à droite) incluent : V_{shiste} , porosité de densité, milieu de dépôt interprété et lithofaciès.
- Figure A-7 : Graphique croisé des données de $V_{schiste}$ et de porosité de densité par rapport à la classification des lithofaciès.

- Figure A-8 : Modèle d'empilement vertical pour les classifications de lithofaciès dans les formations Ben Nevis et Avalon.
- Figure A-9 : Diagramme croisé des données de saturation en eau et de porosité filtrées sur la zone d'hydrocarbures montrant la fonction de corrélation estimée.
- Figure B-1 : Carte schématique des failles, des hydrocarbures piégés et des zones d'intérêt dans la formation Hibernia. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure B-2 : Carte paléogéographique montrant le dépôt d'Upper Hibernia pendant la régression. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure B-3 : Carte montrant la surface sismique supérieure d'Hibernia et les emplacements des puits, à partir du modèle géologique du gisement 5 du C-TNLOHE. L'échelle de profondeur est en mètres. Les lignes A-A' et B-B' indiquent les positions des coupes transversales illustrées aux figures B-3 et B-5.
- Figure B-4 : Coupe transversale A-A' des puits des champs Hebron et West Ben Nevis, montrant la corrélation stratigraphique utilisée dans le modèle géologique du gisement 5 du C-TNLOHE. Les diagraphies pour chaque puits (de gauche à droite) incluent : V_{schiste} , diagraphies pétrophysiques de porosité neutronique (ligne pointillée bleue) et de densité de porosité, et diagraphies interprétées de milieu de dépôt et de faciès. L'emplacement de la coupe transversale est illustré dans la figure B-3.
- Figure B-5 : Coupe transversale B-B' des puits de limite, montrant la corrélation stratigraphique utilisée dans le modèle géologique du gisement 5 du C-TNLOHE. Les diagraphies pour chaque puits (de gauche à droite) incluent : V_{schiste} , diagraphies pétrophysiques de porosité neutronique (ligne pointillée bleue) et de densité de porosité, et diagraphies interprétées de milieu de dépôt et de faciès. L'emplacement de la coupe transversale est illustré dans la figure B-3.
- Figure B-6 : Diagrammes croisés montrant les répartitions de lithofaciès en fonction de la Porosité et de V_{schiste} (propriétés à échelle supérieure).
- Figure B-7 : Profil vertical des faciès modélisés, montrant les proportions des lithofaciès
- Figure B-8 : Images du modèle géologique montrant des exemples représentatifs des distributions de A) milieux de dépôt et de B) lithofaciès. L'intervalle indiqué se trouve dans l'unité de « schiste médian ».
- Figure C-1 : Schéma de la corrélation des sables de la formation Jeanne d'Arc du champ Terra Nova au champ Hebron. Source : Modifié par ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure C-2 : Carte paléogéographique montrant le dépôt du sable de la formation B de Jeanne d'Arc. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure C-3 : Carte schématique des failles et des hydrocarbures piégés dans le sable B de la formation Jeanne d'Arc à Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure C-4 : Carte schématique des failles et des hydrocarbures piégés dans le sable H de la formation Jeanne d'Arc à Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure C-5 : Tendances et étendue aréale du sable H de North Valley d'après le modèle géologique du personnel de l'Office.
- Figure C-6 : Vue transversale nord-sud du sable H de North Valley. Supérieure : limites de l'incision de North Valley dans le sable H. Inférieure : Contact pétrole-eau pour le réservoir de sable H.
- Figure C-7 : Carte isopachique de la zone productrice nette de sable H. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure C-8 : Carte des isochores du sable B. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur
- Figure C-9 : Carte isopachique de la zone productrice nette du sable B. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

- Figure D-1 : Zone modélisée du réservoir du gisement 1 avec les propriétés des fluides affichées.
- Figure D-2 : Prévisions de production du scénario de base pour le gisement 1.
- Figure D-3 : Prévisions de production du scénario de base du gisement 1, modèle de base par rapport au modèle grossier.
- Figure D-4 : Graphique en tornade montrant les résultats de la sensibilité de base du gisement 1.
- Figure D-5 : Cartes des volumes de pores d'hydrocarbures pour le gisement 1. A) période = 0, B) période = 10 ans, C) période = 20 ans, D) période = 30 ans.
- Figure D-6 : Zone du réservoir des gisements 2 et 3, montrant les fluides en place. Bleu = eau, vert = pétrole, rouge = gaz.
- Figure D-7 : Zone du réservoir des gisements 2 et 3, montrant les fluides en place. Bleu = eau, vert = pétrole, rouge = gaz.
- Figure D-8 : Prévisions de production du scénario de base pour les gisements 2 et 3.
- Figure D-9 : Prévisions de production des gisements 2 et 3, modèle de base par rapport au modèle grossier.
- Figure D-10 : Graphique en tornade montrant les résultats de la sensibilité de base des gisements 2 et 3.
- Figure D-11 : Cartes de volumes de pores imprégnés de pétrole pour les gisements 2 et 3. A) période=0, B) période=10 ans, C) période=20 ans, D) période=10 ans.
- Figure D-12 : Cartes des volumes de pores imprégnés de pétrole pour les gisements 2 et 3, montrant d'autres emplacements de puits de développement. t = fin de la durée de vie du champ.
- Figure D-13 : Zone du réservoir du gisement 5 montrant les fluides en place. Bleu = eau, vert = pétrole.
- Figure D-14 : Prévisions de production du scénario de base pour le gisement 5.
- Figure D-15 : Graphique en tornade montrant les résultats de la sensibilité de base pour le gisement 5.
- Figure D-16 : Scénario de référence du gisement 5, scénario avec injecteur ajouté et scénario avec trois producteurs et un injecteur.
- Figure D-17 : Prévisions de production du scénario de base par le personnel de l'Office (métrique)
- Figure D-18 : Prévisions de production de base par le personnel de l'Office (unités de terrain).
- Figure E-1 : Carte montrant l'emplacement de la zone d'intérêt South Valley dans la formation Jeanne d'Arc.
- Figure E-2 : Carte schématique des failles, des hydrocarbures piégés et des zones d'intérêt dans la formation Hibernia.

1.0 Objectif

L'objectif de cette analyse par le personnel est d'évaluer le plan de mise en valeur d'ExxonMobil Canada Properties et de faire une recommandation à l'Office en ce qui concerne ce plan. Cette analyse par le personnel a pris en compte les aspects de sécurité, d'environnement et de gestion des ressources du plan de mise en valeur.

Cette analyse ne tient pas compte des retombées ou des aspects liés aux incidences socio-économiques du projet proposé. Ces questions sont évaluées dans un document distinct de l'analyse par le personnel du plan de retombées. L'Office examinera le plan de retombées et prendra sa décision sur celui-ci avant de prendre une décision sur le plan de mise en valeur. Cette approche est conforme au paragraphe 45(2) des lois de mise en œuvre.

2.0 Résumé

Processus d'accord

Le 15 avril 2011, ExxonMobil Canada Properties (promoteur) a présenté à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), au nom des titulaires d'intérêts de licences de découverte importante (LDI) (LDI 1006, LDI 1007, LDI 1009, LDI 1010), les documents suivants :

- Projet Hebron – Résumé de la demande de mise en valeur
- Projet Hebron – Plan de mise en valeur (Partie I)
- Projet Hebron – Énoncé des incidences socio-économiques et rapport de développement durable

Le plan de retombées a été reçu le 10 mai 2011. Ces documents, qui comprennent les renseignements supplémentaires transmis par le promoteur, constituent la « demande » qui fait l'objet de la présente analyse.

Après avoir reçu les documents susmentionnés, le personnel a effectué l'examen de leur exhaustivité et, dans des lettres datées du 31 mai 2011 et du 30 juin 2011, a demandé au promoteur de fournir des renseignements supplémentaires. Les 4 et 22 août 2011, le promoteur a répondu à ces demandes; le 23 août 2011, le C-TNLOHE a jugé que la demande était complète.

Dans le cadre de l'examen de la demande, l'Office a nommé un commissaire à l'examen public en vertu des Lois de mise en œuvre. Le 28 février 2012, le commissaire a terminé son examen et a transmis un exemplaire du rapport à l'Office. Le personnel a pris en considération les recommandations formulées dans le rapport du commissaire à l'examen public; les réponses à ces recommandations figurent à la section 7.

L'analyse par le personnel du plan de retombées, de l'énoncé des incidences socio-économiques et du rapport sur la durabilité est contenue dans une analyse distincte par le personnel du plan de retombées.

Sécurité

L'examen de sécurité de la demande était axé sur la sécurité du système de production dans son ensemble, y compris les structures, les installations, les équipements, les procédures d'exploitation et le personnel. Le personnel a examiné les plans conceptuels du promoteur visant à construire une structure gravitaire à Bull Arm, des installations en surface à différents endroits et à installer, exploiter et désaffecter l'installation de production du champ Hebron.

La demande comprend un centre de forage excavé proposé et les installations sous-marines pour la mise en valeur potentielle du gisement 3 du réservoir Hebron. Comme il est indiqué dans l'analyse, le personnel recommande que l'approche proposée par le promoteur pour la mise en valeur du gisement 3 fasse l'objet d'une modification ultérieure de la demande de mise en valeur. Par conséquent, l'examen de sécurité concernant le gisement 3 aura lieu lors de la présentation de ce document.

En vertu des Lois de mise en œuvre, l'Office doit autoriser toutes les activités ou tous les travaux pétroliers et gaziers dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. Avant de délivrer une autorisation, il doit tenir compte de la sécurité de l'activité dans son ensemble et de celle de tous les composants qui s'y rattachent. L'Office dispose de processus bien établis pour évaluer les demandes d'autorisation, qui permettent de s'assurer que le promoteur a pris en compte tous les risques liés au travail ou à l'activité et a pris toutes les mesures nécessaires pour réduire le risque à un niveau aussi bas que raisonnablement possible. Lorsque le promoteur cherche à obtenir une autorisation d'exercer une telle activité, il devra présenter une demande contenant les renseignements décrits à l'article 6 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, qui comprend l'obligation de joindre un plan de sécurité, un plan d'urgence et un plan de gestion des glaces.

L'analyse de la sécurité par le personnel démontre l'importance du rôle de l'autorité de certification (AC) pour garantir que la structure gravitaire et les installations en surface sont conçues et construites conformément aux codes, aux normes, aux pratiques et autres exigés. Cela dit, l'examen et le levé effectués par cette autorité doivent permettre de veiller à ce que les installations et les équipements soient adaptés à leur usage, qu'ils sont conformes à la réglementation et qu'ils peuvent être exploités sans présenter un danger pour les personnes ou l'environnement. Le personnel de l'Office surveille le travail de l'autorité de certification pour s'assurer que ses activités de certification sont conformes à la portée des travaux approuvés par l'Office.

De plus, lorsque le projet passe à la phase de conception détaillée, le promoteur doit tenir le personnel de l'Office au courant du calendrier détaillé du projet, y compris le calendrier de toute étude de sécurité en cours ou à venir.

Le personnel recommande, au niveau de la sécurité, que la demande soit approuvée sous réserve des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit garantir que tout problème lié aux charges potentielles exercées par l'impact des vagues sur les installations du champ Hebron, qui apparaîtrait dans les programmes d'essai sur le modèle, sera réglé comme il se doit, à la satisfaction du délégué à la sécurité, dans la conception structurale de l'installation.**
- **Le promoteur doit faire approuver par l'Office la solution qu'il propose d'adopter pour la gestion du H₂S.**
- **Le promoteur doit faire approuver par l'Office les spécifications fonctionnelles de ses pétroliers navettes proposés avant de conclure un contrat pour ces navires.**

Environnement

Une description de projet pour la mise en valeur du projet Hebron a été reçue par le C-TNLOHE le 6 mars 2009. Le *Règlement sur la liste d'étude approfondie* en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) a prescrit un niveau d'étude approfondie pour l'évaluation environnementale du projet.

Aux fins de l'évaluation environnementale, le projet Hebron a été divisé en deux zones de projet :

- la zone de construction littorale, située à 150 km au nord-ouest de St. John's, à Bull Arm, dans la baie Trinity, pour la construction de la structure gravitaire et l'assemblage, l'installation et la mise en service des installations en surface;
- la zone extracôtère des Grands Bancs, où la plateforme Hebron complétée sera installée et où les activités de forage et de production auront lieu.

Le rapport d'étude approfondie (REA) initialement présenté par le promoteur le 16 juin 2010 évaluait les travaux et les activités qui auraient lieu à la fois à proximité des côtes pour la phase de construction et en mer pour la mise en service, l'exploitation et les activités de cessation d'exploitation. Le REA a permis d'évaluer :

- les effets du projet sur l'environnement;
- les effets de l'environnement sur le projet.

Le promoteur a organisé des séances de consultation publique dans toute la province, notamment à Marystown, St. John's et Corner Brook.

Après l'examen et les commentaires de la part des organismes fédéraux et provinciaux, y compris le C-TNLOHE, le REA final et ses documents à l'appui ont été remis au ministre fédéral de l'Environnement et à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale le 30 septembre 2011.

Le 22 décembre 2011, après une période de commentaires du public de 30 jours conformément à l'article 22 de la LCEE, le ministre de l'Environnement a informé le C-TNLOHE que le projet n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants et que les mesures d'atténuation et le programme de suivi décrits dans le REA étaient appropriés au projet proposé.

Le projet Hebron a également fait l'objet d'une évaluation en vertu des Lois de mise en œuvre. Aux fins de la présente évaluation, le REA de Hebron répondait aux exigences de l'énoncé des incidences environnementales, telles que décrites dans les *Lignes directrices du plan de mise en valeur (C-TNLOHE, 2006)*. Le personnel a effectué son propre examen interne de la demande en tenant compte à la fois de l'évaluation de la LCEE et de l'examen du commissaire. Il convient de noter que le commissaire à l'examen public de Hebron, dans le cadre de son mandat, a pris en compte « la sécurité humaine et la protection de l'environnement intégrées dans la conception et l'exploitation proposées du projet ».

Le personnel recommande à l'Office, dans une optique environnementale, d'approuver la demande sous réserve des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtère de Terre-Neuve le programme de surveillance des effets environnementaux (SEE) décrit aux sous-sections 15.1.1 et 15.1.2 du rapport d'étude approfondie du projet Hebron produit en septembre 2011 et présenter une ébauche de son programme de surveillance des effets environnementaux au plus tard 12 mois avant le début prévu des activités extracôtères de forage ou de production.**
- **Avant le début des activités de construction extracôtères du champ Hebron, le promoteur doit procéder à la collecte des données relatives au champ nécessaires pour établir en toute connaissance de cause son programme de surveillance des effets environnementaux.**
- **Avant la conception détaillée définitive des installations de production, le promoteur doit présenter, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, un rapport décrivant son évaluation**

de la faisabilité technique et économique de l'intégration de mesures dans la conception des installations qui réduiront la quantité de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques qu'elles émettent.

- Le promoteur doit intégrer au plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* des dispositions visant à faire réévaluer, tous les trois ans à partir du début de la production de pétrole, la faisabilité d'une réduction accrue des émissions de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques.
- Le promoteur doit intégrer à la conception des installations en surface de la plateforme de production les moyens d'installer du matériel de réinjection de l'eau produite et documenter les dispositions prises à cette fin dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.
- Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* le calendrier établi en vue d'acquérir suffisamment de données pour permettre une évaluation de la faisabilité de la réinjection de l'eau produite, d'effectuer les analyses et les essais nécessaires à l'appui de cette évaluation et de présenter les résultats de cette évaluation au délégué à l'exploitation.
- Le promoteur doit procéder à la réinjection de l'eau produite si, de l'avis du délégué à l'exploitation, c'est réalisable sur le plan technique et raisonnable au niveau économique.
- Le promoteur doit établir et inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* un protocole pour signaler la présence et les caractéristiques d'irisations et d'autres expressions superficielles des substances associées à un rejet autorisé provenant de ses installations de forage et de production.
- Au plus tard six mois avant la date à laquelle il prévoit de recevoir une autorisation d'exploitation pour des activités de production ou de forage, le promoteur doit prouver, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, qu'il s'est assuré que les principaux navires de soutien affrétés dans le cadre de ses activités se conforment à une norme reconnue en matière d'activités de récupération de pétrole.

Gestion des ressources

Le personnel de gestion des ressources de l'Office a évalué la demande en se fondant sur les principes de bonne gestion des réservoirs et de bonnes pratiques de production ainsi que sur les leçons apprises d'autres projets de production dans le bassin Jeanne d'Arc.

L'un des principaux domaines d'intérêt de l'analyse était d'établir l'étendue des ressources en hydrocarbures de l'actif Hebron. La demande présente le point de vue du promoteur quant à l'étendue des ressources et expose les stratégies de récupération de ces ressources; le personnel de l'Office a effectué sa propre évaluation indépendante pour déterminer la faisabilité de l'approche de mise en valeur proposée par le promoteur.

Le promoteur a présenté des modèles géologiques et de simulation de réservoirs à l'appui de la demande. Le personnel de l'Office a examiné ces modèles et est satisfait de la méthodologie de modélisation générale. Le personnel de l'Office a également examiné les données sur l'étude des gisements, y compris l'analyse des fluides, l'analyse spéciale des carottes et l'analyse de la pression et de la température, et considère que l'approche du promoteur en matière de simulation de réservoirs est raisonnable. Le personnel de l'Office a effectué une analyse indépendante approfondie de la pétrophysique, de la géologie et de l'étude des gisements de l'actif Hebron. Sur la base de cette analyse, le personnel de l'Office est convaincu que l'analyse des paramètres pétrophysiques critiques du promoteur, y compris la porosité, la saturation en eau et les contacts entre fluides, correspond en grande partie à celle de l'Office. Le personnel de l'Office est également convaincu que les résultats de la modélisation géologique et de la simulation de réservoirs présentés par le promoteur sont acceptables.

La majorité des ressources en hydrocarbures de l'actif Hebron se trouvent dans le réservoir Ben Nevis. Les réserves estimées par le personnel de l'Office pour la mise en valeur initiale du réservoir Ben Nevis (gisement 1) sont de 560 millions de barils et les réserves totales de Hebron, en excluant le gisement 3, sont de 707 millions de barils. Le promoteur estime que le gisement 1 contient 563 millions de barils et que les réserves totales de Hebron, à l'exclusion du gisement 3, sont de 665 millions de barils. Par conséquent, il existe une bonne entente entre le personnel et le promoteur en ce qui a trait à la récupération finale estimée dans le réservoir Ben Nevis du champ Hebron (gisement 1) et une entente raisonnable en ce qui a trait à la récupération estimée des gisements 4 et 5.

En ce qui concerne le réservoir Ben Nevis du champ West Ben Nevis (gisement 2), le personnel de l'Office convient qu'il existe un degré élevé d'incertitude associé à ces ressources et que le gisement 2 devrait être considéré comme une mise en valeur différée.

Bien que l'approche adoptée par le promoteur pour modéliser le réservoir Ben Nevis dans le champ Ben Nevis (gisement 3) soit raisonnable, il reste une incertitude technique importante concernant la qualité du réservoir, la connectivité et la faisabilité de la mise en valeur. Par conséquent, le personnel de l'Office recommande que le gisement 3 soit considéré comme étant une ressource différée et que sa mise en valeur ne soit pas approuvée pour le moment. Le personnel recommande que le promoteur soit autorisé à procéder à un projet pilote afin de réduire l'incertitude technique et d'évaluer plus en détail la faisabilité de la mise en valeur.

Le personnel de l'Office convient avec le promoteur qu'il y a peu de données disponibles dans les réservoirs Jeanne d'Arc (gisement 4) et Hibernia (gisement 5) du champ Hebron. Par conséquent, le promoteur devra acquérir davantage de données afin d'optimiser les plans d'épuisement de ces gisements.

Le personnel de l'Office a tenu compte de la taille prévue de la ressource lors de l'évaluation des installations de forage et de production proposées. Le personnel convient que 52 fentes de puits seront suffisantes pour mettre en valeur les gisements 1, 4 et 5 avec suffisamment de souplesse pour exploiter des puits en plus de ceux proposés par les plans d'exploitation du scénario de référence. Le personnel de l'Office a examiné le calendrier de forage proposé dans la demande et s'attend à ce que le promoteur mette davantage l'accent sur la résolution des principales incertitudes dans les gisements 4 et 5 plus tôt au cours du projet.

Le personnel de l'Office convient qu'une structure gravitaire est l'option la plus appropriée pour la mise en valeur de l'actif Hebron et que les capacités de conception des installations proposées sont adéquates pour la mise en valeur de la ressource telle que présentée dans la demande. Tout effort

déployé par le promoteur pour optimiser le processus de production ou dégoulotter l'installation doit être présenté dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources.

Le promoteur et le personnel de l'Office ont identifié plusieurs zones supplémentaires pour une mise en valeur potentielle. Le personnel de l'Office s'attend à ce que le promoteur acquière davantage de données dans ces domaines en vue de mettre en valeur ces ressources. Le personnel de l'Office reconnaît que le système de production de la structure gravitaire proposé dispose de fentes de puits adéquates et d'une capacité de mise en valeur des ressources des gisements 1, 4 et 5. Toutefois, les ressources en hydrocarbures des gisements 2 et 3 et les mises en valeur et perspectives différées des LDI 1010 et 1009 nécessitent des renseignements et des analyses supplémentaires pour déterminer un plan d'exploitation optimal, un système de production approprié et une infrastructure de mise en valeur.

Sur la base de l'analyse de la demande par le personnel de gestion des ressources, la recommandation suivante est adressée à l'Office :

- **Le gisement 3 est exclu de l'approbation donnée au plan de mise en valeur du projet Hebron et il appartiendra au promoteur de présenter une modification du plan de mise en valeur visant le gisement 3 une fois qu'il aura obtenu des données supplémentaires au moyen d'un forage d'appréciation ou d'un projet pilote jugé acceptable par l'Office.**

Recommandation du personnel

Le personnel recommande que la demande soit approuvée sous réserve des conditions suivantes :

1. **Le promoteur doit garantir que tout problème lié aux charges potentielles exercées par l'impact des vagues sur les installations du champ Hebron, qui apparaîtrait dans les programmes d'essai sur le modèle, sera réglé comme il se doit, à la satisfaction du délégué à la sécurité, dans la conception structurale de l'installation.**
2. **Le promoteur doit faire approuver par l'Office la solution qu'il propose d'adopter pour la gestion du H₂S.**
3. **Le promoteur doit faire approuver par l'Office les spécifications fonctionnelles de ses pétroliers navettes proposés avant de conclure un contrat pour ces navires.**
4. **Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* le programme de surveillance des effets environnementaux (SEE) décrit dans les sous-sections 15.1.1 et 15.1.2 du rapport d'étude approfondie du projet Hebron produit en septembre 2011 et présenter une ébauche de son programme de surveillance des effets environnementaux au plus tard 12 mois avant le début prévu des activités extracôtières de forage ou de production.**
5. **Avant le début des activités de construction extracôtières du champ Hebron, le promoteur doit procéder à la collecte des données relatives au champ nécessaires pour établir en toute connaissance de cause son programme de surveillance des effets environnementaux.**

- 6. Avant la conception détaillée définitive des installations de production, le promoteur doit présenter, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, un rapport décrivant son évaluation de la faisabilité technique et économique de l'intégration de mesures dans la conception des installations qui réduiront la quantité de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques qu'elles émettent.**
- 7. Le promoteur doit intégrer au plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* des dispositions visant à faire réévaluer, tous les trois ans à partir du début de la production de pétrole, la faisabilité d'une réduction accrue des émissions de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques.**
- 8. Le promoteur doit intégrer à la conception des installations en surface de la plateforme de production les moyens d'installer du matériel de réinjection de l'eau produite et documenter les dispositions prises à cette fin dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.**
- 9. Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* le calendrier établi en vue d'acquérir suffisamment de données pour permettre une évaluation de la faisabilité de la réinjection de l'eau produite, d'effectuer les analyses et les essais nécessaires à l'appui de cette évaluation et de présenter les résultats de cette évaluation au délégué à l'exploitation.**
- 10. Le promoteur doit procéder à la réinjection de l'eau produite si, de l'avis du délégué à l'exploitation, c'est réalisable sur le plan technique et raisonnable au niveau économique.**
- 11. Le promoteur doit établir et inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* un protocole pour signaler la présence et les caractéristiques d'irisations et d'autres expressions superficielles des substances associées à un rejet autorisé provenant de ses installations de forage et de production.**
- 12. Au plus tard six mois avant la date à laquelle il prévoit de recevoir une autorisation d'exploitation pour des activités de production ou de forage, le promoteur doit prouver, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, qu'il s'est assuré que les principaux navires de soutien affrétés dans le cadre de ses activités se conforment à une norme reconnue en matière d'activités de récupération de pétrole.**
- 13. Le gisement 3 est exclu de l'approbation donnée au plan de mise en valeur du projet Hebron et il appartiendra au promoteur de présenter une modification du plan de mise en valeur visant le gisement 3 une fois qu'il aura obtenu des données supplémentaires au moyen d'un forage d'appréciation ou d'un projet pilote jugé acceptable par l'Office.**

3.0 La demande

Le 15 avril 2011, ExxonMobil Canada Properties (promoteur) a présenté à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), au nom des titulaires d'intérêts de licences de découverte importante (LDI) (LDI 1006, LDI 1007, LDI 1009, LDI 1010), les documents suivants :

- Projet Hebron – Résumé de la demande de mise en valeur
- Projet Hebron – Plan de mise en valeur (Partie I)
- Projet Hebron – Énoncé des incidences socio-économiques et rapport de développement durable

Le plan de retombées a été présenté à l'Office le 10 mai 2011.

Le personnel a examiné ces documents pour en vérifier l'exhaustivité et, sur la base de cet examen, a demandé des renseignements supplémentaires dans des lettres datées du 31 mai 2011 (plan de mise en valeur) et du 30 juin 2011 (plan de retombées), respectivement. Le promoteur a répondu en fournissant des renseignements supplémentaires les 4 et 22 août 2011. Le personnel de l'Office a examiné les réponses et, dans une lettre datée du 23 août 2011, a indiqué au promoteur que la demande était suffisamment complète pour que le personnel puisse poursuivre son examen.

Dans le cadre de l'examen de la demande, l'Office a nommé un commissaire à l'examen public en vertu des Lois de mise en œuvre. La demande a été présentée au commissaire le 25 août 2011, déclenchant ainsi son examen public. Le 28 février 2012, le commissaire a terminé son examen et a transmis un exemplaire du rapport à l'Office. Ce rapport a été pris en compte dans la préparation de notre analyse par le personnel et celui-ci a répondu aux recommandations du commissaire à la section 7 de l'analyse par le personnel du plan de mise en valeur et à l'annexe 5 de l'analyse par le personnel du plan de retombées.

Le promoteur a également déposé de nombreux documents de la partie II à l'appui de la demande de mise en valeur du champ Hebron. Ces documents sont confidentiels en vertu de l'article 119 des Lois de mise en œuvre, à l'exception de l'analyse conceptuelle de sécurité et de l'étude sur la gestion de l'eau produite. Ces deux documents ont été mis à la disposition du public.

Les documents ci-dessus, y compris les renseignements supplémentaires reçus les 4 et 22 août, constituent la demande. La demande et les commentaires reçus du public lors de l'examen par le commissaire font l'objet de la présente analyse.

4.0 Sécurité

Cette section décrit l'examen de l'approche en matière de sécurité proposée par le promoteur dans la demande de mise en valeur. L'examen a pris en compte la sécurité des personnes qui exploiteraient l'ensemble du système, y compris, dans la mesure où des informations étaient disponibles, les plans conceptuels du promoteur visant à construire une structure gravitaire à Bull Arm et des installations en surface à différents endroits ainsi qu'à installer, exploiter et désaffecter l'installation de production du champ Hebron. L'examen comprenait également un centre de forage excavé proposé et les installations sous-marines pour la mise en valeur potentielle du gisement 3 du réservoir Hebron.

L'approche du promoteur, qui consiste à mettre en valeur le réservoir Hebron à l'aide d'une structure gravitaire et d'une éventuelle liaison sous-marine au gisement 3, a été mise en œuvre avec succès dans le cadre d'une mise en valeur antérieure dans la zone extracôtière de T.-N.-L.

Le Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve a été promulgué le 31 décembre 2009 et Hebron devient le premier projet complet à être mis en valeur conformément au nouveau règlement. Bien que l'examen de cette demande soit similaire aux projets de mise en valeur précédents, une attention particulière a été accordée à l'approche réglementaire du nouveau règlement. La nouvelle réglementation est axée sur les objectifs, ce qui constitue une approche hybride comprenant des éléments normatifs et basés sur le rendement. La réglementation normative dicte les moyens d'atteindre la conformité, y compris ce qui doit être fait, par qui et comment cela doit être accompli. D'autre part, la réglementation axée sur le rendement établit des buts réglementaires ou des objectifs de rendement et permet aux entreprises réglementées de déterminer les moyens d'atteindre le rendement prescrit.

Les activités extracôtières liées au projet devront être autorisées par le C-TNLOHE. Une autorisation d'exploitation (AE) peut inclure un programme de forage, un projet de production, l'exploitation d'un puits ou ces trois activités. La mise en place de modèles et d'installations, la construction de centres de forage excavés ou d'autres activités peuvent relever d'une autorisation de programme de plongée ou seront couvertes par une AE distincte.

À l'appui de la demande d'autorisation, le promoteur devra démontrer la conformité aux dispositions et aux conditions du plan de mise en valeur, aux règlements et aux codes, normes et spécifications choisis. Avant que le C-TNLOHE puisse délivrer des autorisations, les exigences légales des Lois de mise en œuvre doivent être satisfaites; licences nécessaires, plan de retombées approuvé, preuve de la responsabilité financière, déclaration de l'exploitant et certificat de conformité valide. Dans le cas d'activités de forage et de production, les renseignements qui doivent accompagner la demande d'autorisation sont précisés aux articles 6 à 9 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*. Ces informations comprendraient, entre autres, un plan de sécurité, un plan de protection de l'environnement et un plan d'urgence.

Le promoteur est encouragé à communiquer avec le C-TNLOHE dès le début de son processus de planification afin de bien comprendre le processus de demande et d'approbation. L'AE est normalement délivrée pour une durée maximale de trois ans. Dans le cas d'exploitation de puits, des approbations supplémentaires sont requises : autorisation de forer un puits, autorisation de la modification de l'état d'un puits, fermeture de puits et programme d'essais d'écoulement de la formation.

4.1 Surveillance du promoteur

Le promoteur a utilisé le système de gestion de projet d'ExxonMobil pour le projet Hebron. Le système fait appel à un processus d'évaluation graduelle dans le cadre duquel des évaluations graduelles du projet doivent être effectuées à des étapes bien définies de son cycle de vie avant qu'une autorisation de passer à l'étape suivante ne soit accordée. À chaque évaluation, les plans du projet sont examinés par un groupe distinct de représentants du propriétaire en fonction de listes de contrôle établies afin de veiller à que la conception soit suffisamment exhaustive pour passer à la phase suivante du projet et qu'elle ne présente pas de risque inacceptable. Le promoteur effectuera plusieurs évaluations des risques, comme l'exige le système d'ExxonMobil. Les risques évalués comprennent des aspects tels que la sécurité, la conception, la construction et les risques financiers. Le promoteur s'est engagé à procéder à d'autres évaluations des risques au fur et à mesure que des besoins supplémentaires sont identifiés.

Le plan de mise en valeur se basait sur les études techniques conceptuelles qui comprenaient l'évaluation technique et économique de la faisabilité du projet (y compris le recensement des risques principaux), les diagrammes de coulée de blocs et de déroulement des processus initiaux, la base de conception fondamentale pour l'équipement et la base de conception fondamentale possible pour les systèmes de contrôle et de contrôle d'urgence.

Le promoteur s'est engagé dans la phase d'ingénierie de base et de conception qui est menée après que l'étude conceptuelle ou l'étude de faisabilité est terminée et implique des diagrammes de déroulement des processus, des diagrammes de la tuyauterie et des instruments, des spécifications et des fiches techniques du rendement de l'équipement de traitement, une conception structurale initiale et une évaluation de la constructibilité.

Le promoteur est sur le point d'entrer dans la phase de conception détaillée qui comprend la sélection finale de tout l'équipement, y compris les spécifications complètes et les dessins techniques, les diagrammes finaux de la tuyauterie et des instruments et les dessins isométriques de tuyauterie ainsi que les dessins de fabrication civile et structurale. L'acquisition d'équipements dont les délais de livraison sont longs commencera peu après le début de la conception détaillée, suivie des travaux qui impliquent l'achat de matériaux fabriqués et en vrac ainsi que la mise en place et la finalisation du calendrier des travaux. Les étapes de la construction comprennent la fabrication, l'assemblage, l'assurance qualité et l'inspection.

4.2 Certificat de conformité

Les Lois de mise en œuvre et le *Règlement sur les certificats de conformité* exigent que chaque installation extracôtière prescrite (production, forage, plongée et emménagements) possède un certificat de conformité valide délivré par une autorité de certification (AC) reconnue avant que cette installation ne soit utilisée pour mener une quelconque activité dans la zone extracôtière. La plateforme Hebron sera dotée d'installations de production et de forage et d'emménagements. L'objectif du certificat de conformité est de fournir une assurance et une vérification par un tiers indépendant que l'installation, pendant la durée de validité du certificat, est apte à l'usage, fonctionne comme prévu et reste conforme aux réglementations sans compromettre la sécurité et l'environnement.

Le promoteur a choisi Det Norske Veritas (DNV) comme AC pour le projet. En délivrant un certificat de conformité, l'AC effectue un examen de la conception, examine la construction, l'installation et la mise en service des installations et effectue des examens périodiques de l'installation après sa mise en service. L'AC approuvera également le programme d'entretien et d'inspection, puis en assurera le suivi, afin de garantir que l'installation demeure adaptée à son usage. L'AC peut également agir en tant qu'organisme d'inspection autorisé pour l'examen et la certification d'équipements tels que les récipients sous pression et les appareils de levage. Le *Règlement sur les certificats de conformité* exige que l'AC soumette à l'approbation du C-TNLOHE un énoncé des travaux détaillé. L'énoncé des travaux doit être suffisamment détaillé pour démontrer que l'autorité de certification peut déterminer si l'installation répond aux exigences réglementaires et :

- prévoit les moyens de déterminer si les critères environnementaux applicables à l'emplacement et les charges hypothétiques à l'égard de l'installation sont corrects;
- dans le cas d'une installation de production, l'analyse conceptuelle de sécurité répond aux exigences du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve (Règlement sur les installations)*;
- dans le cas d'une nouvelle installation, celle-ci a été construite conformément à un programme d'assurance de la qualité;
- le manuel d'exploitation répond aux exigences du *Règlement sur les installations*;
- la construction et la mise en place de l'installation ont été réalisées conformément aux spécifications de conception;
- les matériaux utilisés lors de la construction et la mise en place de l'installation sont conformes aux spécifications de conception;
- les structures, les installations, les équipements et les systèmes essentiels à la sécurité et à la protection de l'environnement sont en place et fonctionnent de manière appropriée.

Avec l'introduction du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, des modifications corrélatives ont été apportées au *Règlement sur les certificats de conformité* qui établissent un lien entre la réglementation axée sur les objectifs et le processus de vérification. Le changement exige que l'AC inclue dans son énoncé des travaux les normes de rendement qui sont proposées pour répondre aux dispositions des objectifs réglementaires désignées dans le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*. L'une des dispositions désignées pour la vérification par l'AC est le paragraphe 19 (i) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, qui exige que : « L'exploitant doit prendre toutes les mesures voulues pour veiller à la sécurité et à la protection de l'environnement, notamment en veillant à ce que... (i) tous les équipements nécessaires à la sécurité et à la protection de l'environnement soient disponibles et utilisables au besoin ». L'AC exigera du promoteur qu'il identifie des normes de rendement afin de satisfaire à l'objectif fixé dans le *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* et l'AC vérifiera la conformité. Le promoteur s'est engagé à élaborer des critères de défaillance. Le promoteur choisit des codes, des normes et des spécifications et établit des procédures pour respecter les normes de rendement qui répondront aux dispositions réglementaires. L'AC vérifiera si les structures, les installations, les équipements et les systèmes essentiels à la sécurité et à la protection de l'environnement identifiés par le promoteur sont en place et fonctionnent de manière appropriée.

Lorsqu'il détermine s'il acceptera ou non un certificat délivré par une AC, l'Office doit également examiner la conformité de l'équipement, même si, ce faisant, il s'abstient normalement de procéder à une double enquête aussi détaillée que celle menée par l'AC agréée. La première fonction de ce système de suivi et de vérification serait de permettre au C-TNLOHE de s'acquitter de sa

responsabilité en tant qu'organisme de réglementation. La deuxième fonction consisterait à vérifier le travail des AC agréées pour s'assurer qu'elles certifient bel et bien conformément aux normes de rendement et aux exigences légales de la législation. Le personnel de l'Office examinera les rapports de l'examen de la conception et de l'arpentage sur le terrain de l'AC, et des rencontres régulières avec celle-ci auront lieu pour discuter des questions de certification.

Le promoteur s'est engagé à exiger des systèmes d'assurance de la qualité particuliers pour l'ensemble de la mise en valeur du champ Hebron. Ceci s'appliquerait à tous les principaux entrepreneurs et fournisseurs dans la conduite de leurs activités associées au projet Hebron. De plus, le promoteur s'assurerait que l'exécution de toutes les tâches du projet et la qualité de l'installation sont conformes aux règlements relatifs aux hydrocarbures extracôtiers. L'AC vérifiera la mise en œuvre des programmes d'assurance et de contrôle de la qualité du promoteur et de ses entrepreneurs.

4.3 Analyses de sécurité

L'article 43 du *Règlement sur les installations* exige que le promoteur, au moment de la présentation de son plan de mise en valeur, fournisse à l'Office sa définition des niveaux de sécurité cible ainsi qu'une analyse conceptuelle de la sécurité concernant l'installation de production proposée. Le promoteur a présenté une analyse conceptuelle de la sécurité qui évalue de manière quantitative les risques majeurs associés aux phases d'exploitation de la mise en valeur proposée. Le promoteur a établi des niveaux de sécurité cible et l'analyse a indiqué que ces niveaux sont atteints. Le promoteur s'est engagé à établir des politiques et des procédures visant à assurer la sécurité de tout le personnel en garantissant un environnement de travail et de vie sain et à soutenir l'objectif « Personne n'est blessé ». En plus des niveaux de sécurité cible, le promoteur s'est engagé à élaborer des critères de défaillance.

Le promoteur a fait appel au processus d'évaluation des risques d'ExxonMobil et a élaboré un plan d'évaluation des risques du projet qui traite des évaluations des risques visant plus précisément les phases de conception et de construction, y compris l'installation, la mise en service et le démarrage. Le plan d'évaluation des risques du projet traite également des études de prévention des pertes qui seront réalisées au cours du projet afin de soutenir l'évaluation des risques et les études sur les risques et l'exploitabilité (HAZOP). Le plan d'évaluation des risques du projet sera mis à jour au fur et à mesure que le projet progresse et que le besoin d'études supplémentaires est constaté. Le promoteur s'est engagé à effectuer le suivi de toutes les actions depuis l'évaluation des risques jusqu'à la fermeture en désignant une personne responsable de chaque action. Si une évolution de la conception touche les données ou entraîne la recommandation d'une étude ou d'une évaluation des risques, le promoteur s'est engagé à répéter l'étude ou l'évaluation. Le personnel de l'Office souligne que des projets précédents ont tiré d'importants avantages de l'élaboration d'un processus d'évaluation de sécurité du projet pour planifier, suivre et gérer les études de sécurité pendant la conception de leurs projets. Le C-TNLOHE exigera d'être informé des mesures que le promoteur propose de prendre pour satisfaire aux recommandations de ces études de sécurité. Les différentes études de sécurité détaillées nécessaires pour appuyer la conception détaillée constituent la base de l'évaluation des risques dans le plan de sécurité.

Le promoteur a effectué des études liées aux incendies et aux explosions au cours de l'étape d'ingénierie de base, qui ont pris en considération la disposition définie à l'époque, y compris les données préliminaires du fournisseur en ce qui concerne les dimensions physiques et l'orientation de l'équipement. Après la catastrophe de Piper Alpha, l'industrie extracôtière a collaboré pour rassembler et diffuser les connaissances en matière d'incendies et d'explosions d'hydrocarbures. Des recherches approfondies menées par les parties prenantes de la mer du Nord ont permis d'enrichir la base de connaissances et d'élaborer de meilleures normes pour la mer du Nord. La méthodologie utilisée dans le cadre des études était basée sur les normes norvégiennes NORSOK. Les résultats des

études guident l'évolution de la conception en matière de protection contre la surpression due au feu et aux explosions et de considérations relatives aux facteurs humains. Le promoteur a indiqué qu'au cours de l'étape de la conception détaillée, ces études seront validées en tenant compte de toute information finale du fournisseur et de toute autre évolution de la conception qui pourrait avoir eu lieu après l'ingénierie de base.

4.4 Conception

La demande du promoteur contient un résumé du projet proposé. Le plan du promoteur indique que plusieurs études futures seraient nécessaires pour finaliser la conception et évaluer les incertitudes associées au projet. L'examen de la conception par l'AC comprend les prémisses de la conception, les critères et les spécifications, les évaluations de sécurité et la conception de l'installation dans son ensemble. L'examen de l'AC a pour but de garantir que les principes et paramètres de conception fondamentaux, les caractéristiques des matériaux, les modèles mathématiques et physiques, les charges principales et les combinaisons de charges sont appropriés pour l'installation. Un examen complet de la conception détaillée n'est généralement pas effectué. Cependant, des documents sélectionnés sont examinés et des calculs indépendants sont effectués pour évaluer l'intégrité de l'installation. Les méthodes utilisées pour les calculs indépendants peuvent être différentes de celles utilisées par les concepteurs et suffiraient à garantir que les calculs utilisés par les concepteurs sont appropriés. Le personnel de l'Office examinera les rapports de l'examen de la conception par l'AC, et des rencontres régulières avec celle-ci auront lieu pour discuter des questions de certification. Le personnel de l'Office rencontrera également le promoteur pour discuter de l'avancement du projet. Le promoteur s'est engagé à utiliser un processus robuste de gestion du changement permettant l'examen ou la mise en œuvre de toute modification de la conception détaillée par des employés compétents qui évaluent le risque, prennent les mesures nécessaires pour le minimiser et respectent le système de suivi établi.

4.4.1 Codes et normes

Le promoteur s'est engagé à ce que la conception, la fabrication, l'installation et l'exploitation soient conformes à l'ensemble des lois, des règlements, des codes et des normes applicables au Canada et à Terre-Neuve-et-Labrador. À l'étape de l'ingénierie de base, le promoteur choisit des codes, des normes et des spécifications et établit des procédures pour respecter les normes de rendement qui répondront aux dispositions réglementaires. Afin d'assurer l'intégrité des installations, le promoteur devra démontrer, au moment de la demande d'autorisation, que les normes et les codes choisis sont à jour, appropriés et exhaustifs et qu'ils sont conformes aux exigences réglementaires. Le promoteur devra intégrer un processus d'examen des mises à jour apportées aux codes et normes sélectionnés. L'AC examinera les codes et normes sélectionnés et vérifiera la conformité à ceux-ci. Le promoteur a confirmé que la liste des codes et normes sélectionnés sera fournie au C-TNLOHE à la fin de l'ingénierie de base.

4.4.2 Critères de conception

Le promoteur a présenté les critères d'environnement physique et les critères fonctionnels et géotechniques pour le projet Hebron. Le personnel de l'Office constate que dans les décennies qui ont suivi l'examen du projet Hibernia, des progrès substantiels ont été réalisés dans la modélisation des conditions extrêmes des vagues au large de l'est du Canada et dans la vérification de ces conditions, principalement grâce aux efforts d'Environnement Canada. Bien que le promoteur ait déployé des efforts considérables pour définir les critères fondés sur les renseignements disponibles, il existe des incertitudes liées à certains des critères qui sont abordées ci-dessous. Les incertitudes sont une mesure du risque et le promoteur doit démontrer que les risques associés à ces incertitudes sont gérés de manière à ce que le niveau de risque soit aussi bas que raisonnablement possible.

L'AC vérifiera si le promoteur a pris en compte les risques associés à ces incertitudes dans sa conception.

Le promoteur a effectué des essais sur le modèle de vagues en avril 2011 et de nouveau en décembre 2011. L'essai d'avril 2011 s'est concentré sur la détermination des charges globales des vagues sur la structure gravitaire ainsi que sur la mesure de la couche d'air. L'essai de décembre 2011 s'est concentré sur l'essai des dispositifs d'atténuation de l'impact des vagues et sur l'élaboration de pressions de conception pour la partie inférieure des installations en surface. Les résultats des essais sur modèle d'avril 2011 ont démontré que l'élévation de l'arbre de la structure gravitaire pouvait être abaissée. Ainsi, l'essai de décembre 2011 comprenait l'arbre le plus court. Un troisième essai, prévu dans un avenir proche, portera sur l'évaluation des pressions locales exercées par les vagues sur l'arbre de la structure gravitaire; la géométrie de l'arbre sera modifiée, si nécessaire, en fonction des résultats de cet essai. On demandera à l'AC d'examiner les résultats des essais sur modèle.

De plus, le délégué à la sécurité confirmera que le promoteur a tenu compte des résultats des essais sur modèle en ce qui concerne les critères de conception de l'installation de Hebron et, par conséquent, le personnel recommande que l'approbation soit conditionnelle à l'exigence suivante :

Le promoteur doit garantir que tout problème lié aux charges potentielles exercées par l'impact des vagues sur les installations du champ Hebron, qui apparaîtrait dans les programmes d'essai sur le modèle, sera réglé comme il se doit, à la satisfaction du délégué à la sécurité, dans la conception structurale de l'installation.

4.4.2.1 Icebergs

Le promoteur a indiqué que la charge d'impact des icebergs sera calculée à l'aide d'une procédure probabiliste et tiendra compte des conditions du champ Hebron. Depuis l'examen du projet Hibernia, des progrès substantiels ont été réalisés en matière de renseignements disponibles sur les caractéristiques des icebergs, mais il y a encore de nombreuses incertitudes liées à la charge d'impact des icebergs.

Le promoteur a choisi d'utiliser les normes ISO sur les structures extracôtières pour la conception des structures à Hebron. Les normes ISO précisent l'utilisation de valeurs de période de récurrence de 100 et 10 000 ans pour les processus environnementaux tels que le vent, les vagues et la glace dans le cadre de la conception. Il est entendu que pour les vagues et le vent, la pente des courbes des valeurs extrêmes s'aplatit à des périodes de récurrence de 100 ans, ce qui indique qu'il est très peu probable que la hauteur des vagues et la vitesse du vent soient beaucoup plus élevées que les valeurs de la période de récurrence de 100 ans. Cependant, la courbe des valeurs extrêmes pour la charge d'impact des icebergs ne s'aplatit pas à une période de récurrence de 100 ans. Par conséquent, il est possible que la charge d'impact des icebergs soit beaucoup plus importante que la valeur de récurrence de 100 ans.

L'utilisation de la valeur de 10 000 ans garantit que la structure est suffisamment robuste et qu'une défaillance catastrophique est peu probable. Cependant, des dommages à l'échelle locale pourraient encore se produire pour la charge d'impact des icebergs de la période de récurrence de 100 ans et la structure pourrait nécessiter des réparations. Une période de récurrence appropriée doit être sélectionnée pour garantir l'intégrité de la structure et réduire les risques associés à toute réparation à un niveau aussi bas que raisonnablement possible. On demandera à l'AC d'examiner la justification pour la sélection de la période de récurrence pour la collision avec des icebergs.

La charge théorique des icebergs est obtenue à partir d'une distribution probabiliste élaborée à partir des renseignements disponibles sur les paramètres qui influencent la charge d'impact des icebergs,

comme la masse de l'iceberg, la vitesse, la forme de la surface de collision et l'excentricité de la collision. La charge théorique serait associée à de nombreuses combinaisons de ces paramètres d'influence. Des plans robustes de gestion des glaces et d'urgence seront également nécessaires pour garantir que le risque associé à cette incertitude est aussi bas que raisonnablement possible.

L'un des paramètres qui influencent la charge d'impact des icebergs est la pression d'écrasement de la glace. Lors d'une collision, un des mécanismes de dissipation de l'énergie associée est l'écrasement de la glace. Il existe deux écoles de pensée pour interpréter ce mécanisme. Une de ces écoles suggère que la pression moyenne d'écrasement de la glace diminue à mesure que la surface de contact entre l'iceberg et la structure s'élargit. Cependant, la seconde soutient qu'il est possible que les pressions augmentent avec la surface de contact entre l'iceberg et la structure, ce qui pourrait régir les paramètres de conception pour les dommages localisés. Il sera demandé à l'AC d'examiner la charge d'impact des icebergs.

Le caisson de la structure gravitaire se trouve à environ 30 m sous la surface de la mer, ce qui permet aux icebergs de s'approcher davantage de la plateforme que si le caisson se trouvait au-dessus du niveau de la mer, car le bord avant de l'iceberg pourrait se trouver à moins de 30 m sous la surface de la mer. La couche d'air est choisie de manière à réduire au minimum le risque de collision des icebergs avec les installations en surface. Cependant, une grande couche d'air signifie une longueur d'arbre plus importante, ce qui pose des problèmes de conception pour les charges dynamiques telles que les tremblements de terre en raison du poids élevé des installations en surface. De plus, les icebergs ayant un tirant d'eau inférieur à 30 m flotteraient au-dessus du caisson et percuteraient l'arbre, et le toit du caisson pourrait être touché par les mouvements de houle des vagues. La façon dont la conception prend en compte les risques associés à ces interactions entre les icebergs et les structures sera vérifiée par l'AC. Le personnel de l'Office examinera les risques associés aux interactions entre les icebergs et les structures avec le promoteur et l'AC.

Une option de mise en valeur complète du gisement 3 de Hebron consiste en une liaison sous-marine à la structure gravitaire de Hebron. Il est possible que de grands icebergs affouillent le fond de la mer. Les conduites d'écoulement pour la mise en valeur sous-marine ne sont pas enterrées et seraient touchées par l'affouillement d'icebergs. Les têtes de puits et les collecteurs sous-marins sont toutefois installés dans des centres de forage excavés. La profondeur du centre de forage excavé sera déterminée par la hauteur de l'équipement sous-marin, la profondeur d'affouillement prévue et le dégagement nécessaire au-dessus du haut de l'équipement. Le promoteur n'a pas encore déterminé cette profondeur. Ces questions, ainsi que d'autres, devront être abordées dans le cadre de la modification du plan de mise en valeur pour le gisement 3.

4.4.3 Structure gravitaire

Le promoteur a indiqué que la structure gravitaire est une structure en béton armé précontraint avec un caisson immergé et un arbre central. Il aurait une durée de vie de 50 ans et pourrait soutenir des projets de mise en valeur futurs grâce à la mise en place de tubes en J. La structure gravitaire dispose de sept cellules de stockage de pétrole fonctionnant de manière indépendante, d'une capacité totale d'environ 190 000 m³ (1,2 million de barils). La température normale de stockage du pétrole brut est de 50 °C avec une excursion limitée à 65 °C.

La structure gravitaire prévoit 52 fentes de puits, deux tubes prolongateurs d'exportation et 12 tubes en J ou tubes prolongateurs. La configuration finale sera décidée après l'ingénierie de base.

Le promoteur s'est engagé à installer des instruments dans la structure gravitaire pour vérifier le rendement de la structure. La configuration finale sera décidée après l'ingénierie de base. Le personnel de l'Office examinera la configuration finale avec le promoteur et l'AC.

4.4.4 Installations en surface

Le promoteur a indiqué que les installations en surface sont une structure en acier et ont une durée de conception nominale de 30 ans. Les installations en surface permettront un taux de production de 23 900 m³/j de pétrole (150 000 bl/j) avec un potentiel d'augmentation à 28 600 m³/j (180 000 bl/j) par dégoullottage. Le système d'eau produite sera conçu pour traiter jusqu'à 55 000 m³/j (350 000 bl/j) d'eau produite et injecter jusqu'à 74 000 m³/j (470 000 bl/j) d'eau. Une capacité de traitement du gaz allant jusqu'à 8 500 km³/j (300 MPCSJ) serait disponible pour permettre la réinjection de gaz et l'extraction au gaz artificielle.

La durée de vie d'une installation est décrite dans le cadre de l'élaboration du plan de mise en valeur et d'exploitation et sert de base à la conception de l'installation. Normalement, toutes les parties et tous les composants d'une installation sont conçus de manière à ce qu'il y ait peu de risques de défaillance au cours de la durée de vie prévue. Si toutes les pièces et tous les composants individuels ont une durée de vie suffisante, l'installation dans son ensemble aura également une durée de vie suffisante. Le défi consiste à documenter l'entretien dans le but de réduire les risques et d'assurer la sécurité dans le cadre de l'exploitation continue des installations et des pipelines plus anciens.

Les agents chargés de la réglementation de la mer du Nord sont confrontés au vieillissement des installations et étudient la possibilité de prolonger leur durée de vie en toute sécurité. Le personnel de l'Office travaillera avec ces agents pour élaborer les meilleures pratiques réglementaires afin de prolonger la durée de vie des installations en mer. Pour citer un rapport du HSE sur le vieillissement des installations, « le vieillissement n'a rien à voir avec l'âge de l'équipement; il a plutôt à voir avec ce que l'on sait de son état et comment cela évolue au fil du temps ». Par conséquent, le programme d'entretien sera une composante essentielle de l'espérance de vie des installations. L'AC doit approuver les programmes d'inspection, d'entretien et de contrôle du poids de l'installation.

4.4.4.1 Forage

Le promoteur a indiqué que les installations en surface comprennent une plateforme de forage composée du module de support de forage et de l'équipement de forage. L'installation de Hebron compterait 52 fentes de puits. Le promoteur a indiqué que 37 puits seront initialement nécessaires pour exploiter les ressources de Hebron (c.-à-d. les gisements 1, 4 et 5). Les puits auront de longues sections horizontales pour un épuisement efficace des ressources.

Des fluides de forage aqueux et non aqueux seront utilisés. Des dispositifs rotatifs orientables seront utilisés pour obtenir la trajectoire de puits souhaitée. Des gyroscopes et la technologie de mesure en cours de forage (MCF) seront utilisés pour surveiller la progression du puits.

Les *Lignes directrices sur le forage et la production* ont été révisées le 31 mai 2011. Ces lignes directrices documentaient les processus établis et les leçons apprises des récents incidents de puits passés, y compris la catastrophe de Macondo. Le promoteur a indiqué qu'il respectera et dépassera les lignes directrices.

Le promoteur a indiqué que la plupart des complétions de puits utiliseront des massifs de gravier dans des sections de trous ouverts (MGTO) tandis que certains puits seront tubés et perforés. Des « frac-packs » et des écrans autonomes seraient également utilisés. Le promoteur a terminé avec succès les essais des complétions de MGTO proposées. Le C-TNLOHE discutera des détails de l'essai lors des réunions périodiques avec le promoteur afin de s'assurer que le MGTO peut être installé et exploité en toute sécurité tout en atteignant l'objectif de rendement.

4.4.4.2 Embarcations de sauvetage

Le promoteur a indiqué que la plateforme Hebron disposera de deux zones de rassemblement en cas d'évacuation; une dans les quartiers d'habitation près des embarcations et des radeaux de sauvetage et une autre à l'extrémité opposée (traitement) de la plateforme près des embarcations et des radeaux de sauvetage de ce côté de la plateforme.

Le 9 avril 2010, l'Office a publié un avis de sécurité sur la capacité d'évacuation qui exige de tous les exploitants et les propriétaires d'installations qu'ils fondent la capacité d'évacuation de leurs embarcations et leurs radeaux de sauvetage gonflables totalement fermés sur un poids individuel moyen de 100 kg, ce qui comprend le poids de la combinaison d'immersion moyenne. Le promoteur sera tenu d'inclure ce critère lors de la sélection de ses systèmes d'évacuation.

La note d'interprétation 11-01, « Directives supplémentaires », publiée le 31 mai 2011, stipule que les exploitants doivent démontrer que les installations sont équipées de la meilleure technologie d'évacuation sur le marché. L'Office attend des exploitants qu'ils veillent à ce que les installations soient équipées d'un système d'évacuation amélioré. La conception du promoteur devra être conforme à ces directives.

Les essais en laboratoire et sur le terrain des embarcations de sauvetage ont indiqué que lorsque la concentration de glace dépasse une couverture de 5/10^e, l'embarcation ne peut s'éloigner de l'installation sans difficulté. Le promoteur devra tenir compte de cette limite pour les embarcations de sauvetage dans l'élaboration de ses procédures d'évacuation.

4.4.4.3 Quartiers d'habitation

Le promoteur a indiqué que les quartiers d'habitation en mer et tous les équipements et processus connexes devraient être conçus pour accueillir jusqu'à 220 personnes dans 110 chambres pour deux personnes (capacité initiale). Le promoteur a sélectionné la capacité initiale de personnel à bord (POB) en se basant sur une analyse par le personnel et son expérience globale. L'analyse a pris en compte la complexité de l'équipement et inclut le personnel nécessaire aux activités et à l'entretien, l'équipe de forage, l'équipe d'intervention (câble filaire), l'équipe de construction et les personnes nécessaires à la restauration et à l'hébergement. Une fois le forage terminé, le nombre de personnes nécessaires diminuera.

Pendant la phase de forage, le complément de conception a limité la capacité d'entreprendre d'importantes campagnes de construction.

Le promoteur a indiqué qu'un ou plusieurs modules d'installations en surface supplémentaires pourraient être nécessaires au traitement de la production d'hydrocarbures du gisement 3. Le ou les modules supplémentaires seraient probablement installés au nord ou au sud du module de service et de traitement. La capacité de POB de 220 personnes ne prévoyait pas la présence d'effectifs supplémentaires pour l'exploitation de l'équipement supplémentaire. Le promoteur a indiqué que la quantité nécessaire sera faible et qu'elle serait probablement atteinte grâce à l'optimisation et à une éventuelle polyvalence. Au cours de la conception détaillée, le promoteur devra démontrer que des dispositions adéquates ont été prises pour accueillir le personnel dans un environnement sain pour toutes les phases du projet. Lors de la demande d'AE, le promoteur devra démontrer que cette rationalisation ne portera pas atteinte à la sécurité du personnel.

4.4.4.4 Sulfure d'hydrogène

Le promoteur a indiqué que le sulfure d'hydrogène (H₂S) n'est pas initialement présent dans le réservoir, mais l'expérience d'autres projets de production a montré que l'injection d'eau de mer (et donc d'ions sulfate) dans le réservoir peut entraîner la production de H₂S par l'activité de bactéries sulfatoréductrices (BSR). Le promoteur a indiqué qu'une évaluation du potentiel d'acidification des réservoirs en raison de l'activité des BSR est en cours et que les résultats de l'évaluation seront utilisés pour finaliser la base de conception de H₂S de l'installation.

Le promoteur a indiqué que, compte tenu de la possibilité d'acidification des gaz plus tard dans la durée de vie du champ, les exigences en matière de détection de gaz de H₂S sont en cours d'évaluation et seront intégrées pour répondre aux exigences de sécurité opérationnelle. Le *Règlement sur les installations* exige que l'installation soit équipée d'un système de détection de gaz dans chaque partie de l'installation où du sulfure d'hydrogène ou tout type d'hydrocarbure gazeux peut s'accumuler. Le promoteur doit fournir un système robuste de détection des gaz.

Il est recommandé qu'une des conditions d'approbation de l'Office soit l'approbation par celui-ci de la méthode proposée de gestion du H₂S par le promoteur.

4.4.5 Système de chargement extracôtier

Le promoteur a indiqué que le système de chargement extracôtier (SCE) sera conçu pour une durée de vie de 30 ans. Le SCE actuellement prévu est composé de deux pipelines extracôtiers principaux partant de la structure gravitaire vers des bases de tube prolongateur distinctes (collecteurs d'extrémité de pipeline) avec un pipeline d'interconnexion reliant les deux collecteurs d'extrémité de pipeline. Le débit de déchargement théorique du système est de 8 000 m³/h (50 300 bl/h). La configuration en circuit fermé est conçue pour permettre des activités intelligentes de ramonage et de rinçage de l'ensemble des pipelines et des collecteurs d'extrémité de pipeline si un iceberg menace les installations de chargement.

La longueur nominale de chaque pipeline est de deux kilomètres (6 562 pieds). Le pipeline d'interconnexion entre les bases du SCE aura une longueur nominale de 1 000 m (3 281 pi). Les longueurs finales seront déterminées après la finalisation des emplacements du système de chargement extracôtier et l'étude du tracé du pipeline en mer.

Les vannes sous-marines sont prévues dans les sections ramonables des pipelines extracôtiers. Le promoteur effectuera une analyse supplémentaire pour confirmer le besoin et les exigences de ces vannes sous-marines.

4.4.6 Installation sous-marine

Le promoteur a indiqué que la mise en valeur sous-marine comporterait :

- un ou plusieurs centres de forage sous-marins excavés avec des collecteurs et des arbres de production, d'injection d'eau et d'injection de gaz, des ensembles de terminaisons d'ombilicaux, des unités de distribution sous-marines, des nacelles de commande, des raccords et des fils volants.
- les pipelines ou les conduites d'écoulement de production, d'injection d'eau, d'injection de gaz, d'extraction au gaz et de stimulation des puits, ainsi que les ombilicaux de contrôle entre la structure gravitaire et les centres de forage sous-marins.
- les tubes prolongateurs des pipelines ou les tubes en J préinstallés dans la structure gravitaire;

- l'équipement supplémentaire des installations en surface nécessaire pour soutenir la mise en valeur sous-marine.

Les activités de forage pour la mise en valeur du gisement 3 d'Hebron seront menées à partir d'une unité mobile de forage en mer (UMFM).

Le promoteur a indiqué que la durée et le moment exacts de la mise en valeur du gisement 3 sont en cours d'évaluation, la date de démarrage la plus rapprochée envisagée étant la même que celle du début de la production de pétrole sur la plateforme. Un examen de sécurité de cette mise en valeur différée sera effectué lorsqu'une modification du plan de mise en valeur sera reçue par l'Office.

4.4.7 Pétroliers

Le promoteur a indiqué qu'au départ, la flotte actuelle de pétroliers exploitée dans les Grands Bancs sera probablement utilisée pour transporter le pétrole brut du champ Hebron vers le terminal de Newfoundland Transshipment ou directement vers le marché. Toutefois, la conformité de la flotte de pétroliers et des navires de secours sera vérifiée lors de la conception détaillée.

Il est recommandé qu'une des conditions d'approbation de l'Office soit que le promoteur fasse approuver par l'Office les spécifications fonctionnelles de ses pétroliers navettes proposés avant de conclure un contrat pour ces navires.

4.4.8 Navires de soutien

L'article 69 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* exige que l'exploitant veille à ce que toutes les embarcations de soutien soient conçues, construites et entretenues de manière à pouvoir remplir leur rôle de soutien et fonctionner en toute sécurité dans les conditions environnementales physiques qui prévalent dans la zone dans laquelle elles sont exploitées. Le promoteur doit tenir compte des services de secours et d'urgence dans la spécification fonctionnelle mentionnée à l'article 69. L'article 70 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* exige du promoteur qu'il définisse les services d'urgence nécessaires de l'embarcation de secours en fonction des risques recensés par rapport aux activités ou aux travaux proposés. Le promoteur doit démontrer à l'Office que le navire et l'équipage peuvent remplir efficacement ces fonctions dans le contexte de ces risques et des conditions environnementales qui prévalent. Une lettre de conformité (LC) doit être délivrée par Transports Canada à tous les navires sélectionnés pour les services de secours et d'urgence conformément aux Normes relatives aux navires de secours, TP7920, publiées en 1988. Cette LC est une condition préalable minimale. Le promoteur est averti que les activités en mer exigent généralement des capacités de tenue en mer, de manœuvrabilité, de puissance, de lutte contre les incendies, de remorquage et autres bien supérieures à cette exigence minimale. Il incombe au promoteur de fournir un navire qui répond aux exigences de l'article 70 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* et d'être en mesure de démontrer à l'Office qu'il y répond.

4.5 Construction/mise en service

Au cours de la durée de vie du projet, les activités comprendront probablement des levés de sites en mer et de dégagement, y compris des études géophysiques, géologiques, géotechniques et environnementales comprenant des levés d'icebergs.

L'installation de la plateforme à son emplacement en mer peut inclure des activités de préparation du site telles que le dragage des débris, le nivellement du fond marin, les injections sous la base, le ballastage solide en mer et la mise en place d'un dispositif de protection contre l'affouillement sur le fond marin. La mise en valeur sous-marine du gisement 3 nécessitera la construction de centres de forage excavés.

Toutes les activités extracôtières nécessiteront des autorisations. Un plan de sécurité qui résume les risques associés aux activités et la manière dont les risques sont gérés pour atteindre un niveau aussi bas que raisonnablement possible sera exigé avec la demande pour chaque autorisation.

4.6 Programme d'inspection

Le promoteur a indiqué qu'un programme d'inspection sera élaboré conformément aux lignes directrices du système de gestion de l'intégrité des opérations (SGIO) du promoteur, dans le cadre du processus de gestion de l'intégrité de l'installation. Tous les éléments structuraux, la tuyauterie et l'équipement seraient inclus dans les inspections d'intégrité régulièrement prévues. Les calendriers d'inspection seront établis en fonction des données provenant des évaluations des équipements essentiels, des recommandations des fournisseurs et de la rétroaction sur place. Les techniques d'inspection employées seront les plus reconnues et les plus appropriées pour l'article inspecté.

Le *Règlement sur les certificats de conformité* exige l'approbation de l'AC pour les programmes d'inspection et de surveillance, d'entretien et de contrôle du poids.

4.7 Exploitation

Une fois que l'équipement aura été sélectionné et que la conception détaillée des processus sera terminée, le promoteur élaborera des procédures pour l'exploitation de l'installation. Le promoteur s'est engagé à ce que les procédures d'exploitation garantissent la conformité aux normes réglementaires en matière de sécurité, de santé et d'environnement, ainsi que la mise en œuvre efficace du système de gestion de l'intégrité des opérations (SGIO) du promoteur.

Le promoteur a mis en place un plan de gestion des glaces pour ses activités de forage et de production existantes sur les Grands Bancs. Le promoteur a indiqué que ce plan serait revu et mis à jour au besoin pour inclure le projet Hebron. Le plan comprendrait les responsabilités en matière de surveillance des glaces, de suivi et de production de rapports ainsi que les mesures nécessaires pour éviter les collisions avec des icebergs et les plans d'évacuation. Les procédures de gestion des glaces s'appuieraient sur la coopération des efforts existants de surveillance et de gestion des glaces dans la région et intégreraient tous les renseignements disponibles.

Dans le cadre de sa demande d'AE, le promoteur préparerait et mettrait en œuvre un plan de sécurité couvrant toutes les activités de forage et de production de la plateforme. Le plan serait préparé conformément aux exigences du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* et des *Autres exigences relatives à la santé et la sécurité au travail* du C-TNLOHE. Le plan décrirait comment le promoteur gère les risques associés au

bâtiment d'exploitation à partir de l'analyse conceptuelle de la sécurité et des études de sécurité propres au projet menées pendant la phase de conception.

Le promoteur a indiqué que la formation sur les procédures de sécurité sera dispensée à chaque employé afin de garantir une connaissance et une compréhension complètes de ces procédures. En outre, elles indiquent que des dossiers seront conservés sur les formations suivies par chaque employé. La formation sera conforme aux meilleures pratiques du promoteur en matière de formation du personnel ainsi qu'à la *Pratique normalisée pour la formation et les qualifications du personnel de l'industrie des hydrocarbures extracôtiers du Canada atlantique (novembre 2010)*.

Le promoteur s'engage à ce qu'une matrice de formation détermine la portée et la norme de formation nécessaires, les prestataires de formation et la fréquence de la formation pour chaque individu, sur terre et en mer, ayant des responsabilités au sein d'une équipe d'urgence. Les équipes d'urgence sur terre et en mer effectueront au moins un exercice majeur par an.

De plus, le promoteur mettra en œuvre les exigences du *Règlement sur la sûreté du transport maritime* administré par Transports Canada et les règlements du C-TNLOHE au sujet de la sécurité des installations en mer (*Requirements Respecting the Security of Offshore Facilities*). Conformément à ces exigences, le promoteur entreprendra une évaluation de la sécurité de l'installation et il préparera et mettra en œuvre un plan de sécurité de l'installation.

Le promoteur s'engage à ce que des procédures d'urgence soient mises en œuvre pour intervenir en cas d'alertes et de situations d'urgence potentielles. Les procédures décriront comment et quand une mesure d'urgence sera déclenchée.

4.8 Mise hors service

Le promoteur s'engage à ce que la structure gravitaire soit conçue pour être retirée à la fin de la vie du champ. Les procédures pour le retrait et la mise hors service de la plateforme seront élaborées au cours de l'ingénierie de base. Le système de chargement extracôtier (SCE) sera conçu pour être retiré à la fin de la vie du champ. Les procédures pour le retrait et la mise hors service du SCE seront élaborées au cours de l'ingénierie de base.

Les méthodes de mise hors service des installations en surface seraient déterminées à la fin de la durée de vie opérationnelle de l'installation de production. Les expériences d'Hibernia et de la mer du Nord aideront le personnel de l'Office à évaluer les méthodes de mise hors service sécuritaires et respectueuses de l'environnement.

Le promoteur s'engage à ce que l'abandon de tout projet de mise en valeur sous-marine soit conforme aux pratiques courantes de l'industrie et soumis à l'approbation du C-TNLOHE.

4.9 Recommandation

Le personnel de l'Office, après avoir examiné la demande du promoteur en ce qui concerne l'approche en matière de sécurité, conclut que la demande est conforme aux meilleures pratiques et recommande que la demande soit approuvée dans une optique de sécurité, sous réserve des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit garantir que tout problème lié aux charges potentielles exercées par l'impact des vagues sur les installations du champ Hebron, qui apparaîtrait dans les programmes d'essai sur le modèle, sera réglé comme il se doit, à la satisfaction du délégué à la sécurité, dans la conception structurale de l'installation.**
- **Le promoteur doit faire approuver par l'Office la solution qu'il propose d'adopter pour la gestion du H₂S.**
- **Le promoteur doit faire approuver par l'Office les spécifications fonctionnelles de ses pétroliers navettes proposés avant de conclure un contrat pour ces navires.**

5.0 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

5.1 Évaluation en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*

Une description de projet pour la mise en valeur du projet Hebron a été reçue par le C-TNLOHE le 6 mars 2009. Le *Règlement sur la liste d'étude approfondie* en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) a prescrit un niveau d'étude approfondie pour l'évaluation environnementale du projet. Le C-TNLOHE a déterminé que lui-même, Pêches et Océans Canada (MPO), Environnement Canada (EC), Transports Canada (TC) et Industrie Canada (IC) étaient les autorités responsables du projet, c'est-à-dire qu'ils étaient chargés de veiller à ce qu'une évaluation environnementale du projet soit effectuée conformément à la LCEE. Les autorités responsables ont rédigé conjointement un document d'établissement de la portée du projet et l'ont publié pour recueillir les commentaires du public du 22 avril au 22 mai 2009. Les autorités responsables ont par la suite finalisé le document d'établissement de la portée et l'ont transmis au promoteur le 22 juillet 2009, à la suite de la décision du ministre fédéral de l'Environnement de poursuivre l'évaluation environnementale au niveau de l'étude approfondie.

Aux fins de l'évaluation environnementale, le projet Hebron a été divisé en deux zones de projet :

- la zone de construction littorale, située à 150 km au nord-ouest de St. John's, à Bull Arm, dans la baie Trinity, pour la construction de la structure gravitaire et l'assemblage, l'installation et la mise en service des installations en surface;
- la zone extracôtière des Grands Bancs, où la plateforme Hebron complétée sera installée et où les activités de forage et de production auront lieu.

Le rapport d'étude approfondie (REA) initialement présenté par le promoteur le 16 juin 2010 évaluait les travaux et les activités qui auraient lieu à la fois à proximité des côtes pour la phase de construction et en mer pour la mise en service, l'exploitation et les activités de cessation d'exploitation. Le REA a permis d'évaluer :

- les effets du projet sur l'environnement;
- les effets de l'environnement sur le projet.

Les effets environnementaux potentiels de chaque phase du projet ont été évalués en utilisant l'approche des composantes valorisées de l'écosystème (CVE). Les CVE pour le projet Hebron comprenaient la qualité de l'air, les poissons et l'habitat du poisson, les pêches commerciales, les oiseaux marins, les mammifères marins et les tortues de mer, les espèces en péril et les zones sensibles ou spéciales.

Au cours de la préparation du REA, le promoteur a entrepris un programme de consultation publique qui comprenait une série de journées portes ouvertes dans la région de l'isthme de Terre-Neuve, à Marystown, St. John's et Corner Brook ainsi qu'une série d'ateliers avec des informateurs clés.

Le REA comprend une description des environnements physiques et biologiques pour les zones de projet littorales et en mer et évalue la probabilité d'effets environnementaux négatifs sur les CVE ainsi que leur importance potentielle. Il a également permis d'évaluer les effets environnementaux potentiels des éruptions et des déversements lors des activités de production et de forage ainsi que des déversements d'hydrocarbures dans la zone littorale. Le REA a également abordé le cadre des programmes de suivi et de surveillance et a décrit les procédures de gestion environnementale qui seront appliquées par le promoteur pendant les activités du projet.

Après l'examen du REA par les organismes fédéraux et provinciaux, des commentaires ont été transmis au promoteur le 7 septembre 2010. Le promoteur a fourni la première partie de sa réponse aux commentaires de l'examen du REA le 1^{er} décembre 2010 et la deuxième partie le 24 février 2011. Le promoteur a continué à répondre aux commentaires des examinateurs sur les première et deuxième parties jusqu'à ce que ceux-ci soient satisfaits des réponses du promoteur à la première partie, le 26 août 2011, et à la deuxième partie, le 12 septembre 2011. Le REA finalisé et ses documents à l'appui ont été fournis au ministre fédéral de l'Environnement et à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale le 30 septembre 2011.

Le 22 décembre 2011, après une période de commentaires du public de 30 jours conformément à l'article 22 de la LCEE, le ministre de l'Environnement a informé le C-TNLOHE que le projet n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants et que les mesures d'atténuation et le programme de suivi décrits dans le REA étaient appropriés au projet proposé. Le ministre a également renvoyé le projet aux autorités responsables pour qu'elles prennent les mesures appropriées, notamment en assurant la mise en œuvre des mesures d'atténuation décrites dans le REA et le programme de suivi.

5.2 Évaluation en vertu des Lois de mise en œuvre

Le projet Hebron a également fait l'objet d'une évaluation en vertu des Lois de mise en œuvre. Aux fins de la présente évaluation, le REA de Hebron répondait aux exigences de l'énoncé des incidences environnementales, telles que décrites dans les *Lignes directrices du plan de mise en valeur (C-TNLOHE, 2006)*. Aux fins de la présente analyse par le personnel, seuls les domaines liés à la partie extracôtière du projet seront examinés. Le C-TNLOHE a effectué son propre examen interne de la demande en tenant compte à la fois de l'évaluation de la LCEE et de l'examen du commissaire. Il convient de noter que le commissaire à l'examen public de Hebron, dans le cadre de son mandat, a pris en compte « la sécurité humaine et la protection de l'environnement intégrées dans la conception et l'exploitation proposées du projet ».

5.3 Surveillance des effets environnementaux

Les *Lignes directrices du plan de mise en valeur (C-TNLOHE, 2006)* nécessitent qu'une évaluation environnementale comprenne un programme de surveillance de suivi qui « peut inclure, sans s'y limiter, la surveillance de la mise en œuvre, la surveillance des effets environnementaux, la surveillance de la conformité et toute surveillance des espèces en péril désignées qui peut être exigée en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* ». En vertu de la LCEE, un programme de suivi doit obligatoirement être mis en place pour les projets nécessitant des études approfondies permettant « (a) de vérifier l'exactitude de l'évaluation environnementale d'un projet et (b) de déterminer l'efficacité des mesures prises pour atténuer les effets environnementaux négatifs du projet ». Les programmes de suivi constituent le principal moyen de déterminer et de quantifier les changements apportés par les activités courantes sur le milieu récepteur.

Le promoteur s'est engagé à élaborer et à mettre en œuvre des programmes de surveillance des effets environnementaux (SEE) afin de satisfaire à ces exigences de surveillance de suivi. Les programmes de SEE seront élaborés de concert avec les ministères et organismes fédéraux et provinciaux, ainsi qu'avec les pêcheurs, et seront étroitement liés au plan de protection de l'environnement (PPE) exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.

En ce qui concerne les effets potentiels de l'eau produite rejetée, le commissaire a recommandé ce qui suit :

« Le promoteur doit entreprendre la modélisation du flux d'eau produite en fonction des contaminants qui devraient y être entraînés, y compris les produits chimiques de traitement et les matières organiques solubles dans l'eau, afin de déterminer la dispersion et la toxicité potentielles de ces composants dans le flux de déchets. Les résultats de cette modélisation devraient être vérifiés par un échantillonnage approprié sur le terrain et des essais de toxicité. » (Recommandation 5.6, rapport du commissaire)

Le personnel se dit d'accord avec cette recommandation et collaborera avec le promoteur pour demander les résultats de cette modélisation dans le cadre de son examen de la conception du plan de SEE de Hebron.

Le personnel est généralement satisfait de l'engagement du promoteur à élaborer des programmes de SEE, mais recommande que, pour plus de certitude, l'Office, comme condition à l'approbation de son plan de mise en valeur, exige que le promoteur soumette le plan de SEE en mer comme composante du plan de protection de l'environnement. Le personnel estime également qu'une ébauche du plan de SEE devrait être présentée suffisamment à l'avance avant le début des activités extracôtières pour que les organismes gouvernementaux concernés et le public aient la possibilité de l'examiner et recommande donc une condition à cet égard également.

5.3.1 Surveillance des oiseaux de mer

Le promoteur a déclaré dans la section 9.5.7 du REA qu'il n'envisage pas pour l'instant d'ajouter une composante de surveillance des oiseaux de mer à son programme de SEE, bien que le programme final soit finalement élaboré de concert avec les organismes gouvernementaux, le public et la communauté de la recherche. Le promoteur a toutefois déclaré qu'il évaluera la surveillance des oiseaux de mer si l'occasion se présente à partir des navires de soutien du projet. Il s'est également engagé à élaborer et à mettre en œuvre un programme de surveillance de la recherche afin d'étudier les interactions potentielles entre les oiseaux de mer pélagiques et la plateforme de Hebron.

Le commissaire a pris note des préoccupations exprimées au cours des audiences concernant les effets potentiels sur les oiseaux de mer et a formulé les recommandations suivantes :

« que le promoteur, compte tenu de la technologie de collecte de données et d'informations et de communication qui sera intégrée à la plateforme, évalue l'utilisation de l'imagerie visuelle en temps réel pour compléter et fournir un moyen de validation des données radar concernant l'attraction des oiseaux, et pour fournir une solution de rechange si la méthode radar s'avère infructueuse ». (Recommandation 5.11, rapport du commissaire)

« que le C-TNLOHE intègre l'étude proposée sur l'attraction des oiseaux de mer vers la plateforme comme composante du programme de surveillance des effets environnementaux prévu par les promoteurs afin de s'assurer que la conception de l'étude bénéficie de l'apport du Service canadien de la faune et de la communauté de la recherche sur les oiseaux de mer et afin de tenir compte des leçons apprises de l'initiative d'Encana.

Le commissaire recommande également que le C-TNLOHE collabore avec des partenaires de l'industrie, le Service canadien de la faune et l'ensemble de la communauté de recherche sur les oiseaux de mer afin d'élaborer un programme de recherche visant à comprendre la mortalité des oiseaux de mer due aux déversements chroniques et épisodiques. (Recommandation 5.12, rapport du commissaire)

Comme l'indique la section 9.5.7 du REA, le promoteur s'est engagé à travailler avec le Service canadien de la faune d'Environnement Canada et d'autres experts en oiseaux marins pour élaborer un programme de recherche scientifiquement défendable concernant l'attraction des oiseaux de mer. La conception du programme serait achevée avant le démarrage de la plateforme en 2017. Il est prévu que les essais sur le terrain commencent dès la fin des activités de démarrage et de mise en service de la plateforme en mer. Le C-TNLOHE encouragera le promoteur à envisager l'utilisation de l'imagerie visuelle pendant l'élaboration de ce programme de recherche. Le C-TNLOHE est prêt à considérer la recherche comme faisant partie du programme de surveillance des effets environnementaux (SEE) du promoteur, bien qu'il s'agisse d'une composante de l'étude de faisabilité de la SEE jusqu'à ce que son efficacité soit établie.

La deuxième partie de la recommandation 5.12 du commissaire est abordée dans la section 7.

Par conséquent, le personnel recommande à l'Office d'inclure les éléments suivants comme conditions d'approbation du plan de mise en valeur :

- **Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve le programme de surveillance des effets environnementaux (SEE) décrit aux sous-sections 15.1.1 et 15.1.2 du rapport d'étude approfondie du projet Hebron produit en septembre 2011 et présenter une ébauche de son programme de surveillance des effets environnementaux au plus tard 12 mois avant le début prévu des activités extracôtières de forage ou de production.**
- **Avant le début des activités de construction extracôtières du champ Hebron, le promoteur doit procéder à la collecte des données relatives au champ nécessaires pour établir en toute connaissance de cause son programme de surveillance des effets environnementaux.**

5.4 Émissions atmosphériques

Le promoteur estime que ses opérations peuvent émettre environ 549 565 tonnes (équivalent en CO₂) par an de « gaz à effet de serre » (GES). La majorité des émissions sont associées à la production d'électricité, à la combustion de gaz, au torchage non routinier et au trafic de navires et d'hélicoptères. Le promoteur s'est engagé à déclarer les émissions annuelles des principaux contaminants atmosphériques et des gaz à effet de serre à Environnement Canada dans le cadre de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) et du Système national de déclaration des GES. Les principaux contaminants atmosphériques sont un groupe de polluants qui comprennent les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x), la matière particulaire (PM), les composés organiques volatils (COV), le monoxyde de carbone (CO) et l'ammoniac (NH₃). Les principaux contaminants atmosphériques et les polluants connexes peuvent causer des problèmes relatifs à la qualité de l'air tels que le smog et les pluies acides. L'ozone troposphérique (O₃) et les particules secondaires sont souvent inclus parmi les principaux contaminants atmosphériques parce qu'ils sont tous deux des sous-produits de réactions chimiques entre d'autres principaux contaminants atmosphériques. De plus, le promoteur a indiqué qu'il respectera les exigences en matière de

rapports conformément aux *Directives sur le traitement des déchets extracôtiers (2010)*. La section 2.1.1 des directives stipule que :

« Chaque exploitant d'une installation de production devrait inclure dans sa demande de mise en valeur les quantités estimées annualisées de gaz à effet de serre (CO₂ ou équivalent en CO₂) qui seront émises par son installation extracôtière ainsi qu'une description de sa stratégie de contrôle et de réduction de ces émissions. Conformément à la philosophie d'amélioration continue et d'élimination des déchets, chaque exploitant devrait prévoir dans son PPE un examen et une mise à jour périodiques de cette stratégie et en présenter les résultats à l'Office.

Le personnel estime qu'à mesure que la conception détaillée des installations progresse, le promoteur devrait évaluer les méthodes et les moyens qui peuvent être déployés pour réduire au minimum les émissions de GES et de principaux contaminants atmosphériques et recommande à l'Office d'inclure une condition exigeant la présentation d'un rapport sur cette évaluation dans son approbation du plan de mise en valeur, comme suit.

- **Avant la conception détaillée définitive des installations de production, le promoteur doit présenter, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, un rapport décrivant son évaluation de la faisabilité technique et économique de l'intégration de mesures dans la conception des installations qui réduiront la quantité de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques qu'elles émettent.**
- **Le promoteur doit intégrer au plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* des dispositions visant à faire réévaluer, tous les trois ans à partir du début de la production de pétrole, la faisabilité d'une réduction accrue des émissions de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques.**

5.5 Rejets de production

Le REA a permis d'évaluer les effets du rejet de l'eau produite jusqu'à un volume de 56 000 m³/j. Le promoteur n'est donc pas autorisé à déverser des volumes plus importants dans le cadre du projet sans une modification des sections appropriées du REA. Le promoteur a déclaré qu'il croyait que la faisabilité de la réinjection d'eau produite dans les formations souterraines à Hebron ne peut pas encore être démontrée, car il existe des risques associés à la réinjection d'eau produite dans un réservoir. Ces risques comprennent une augmentation du potentiel d'acidification du réservoir, une augmentation du potentiel d'écaillage de l'équipement, une augmentation de la pression d'injection et, potentiellement, une augmentation de la croissance des fissures en raison de l'obturation. En raison du nombre limité d'échantillons d'eau prélevés à ce jour dans les formations de Hebron, il est difficile de déterminer les effets de la réinjection d'eau produite sur le réservoir. Le promoteur s'est engagé à n'entreprendre la réinjection d'eau produite que s'il est démontré que les risques et les coûts sont gérables.

Le personnel souligne que les exploitants de production précédents des Grands Bancs ont exigé une période excessive pour terminer ces analyses et estime que le promoteur devrait être tenu d'effectuer les analyses nécessaires aussi rapidement que raisonnablement possible. Par conséquent, le personnel recommande une condition selon laquelle le promoteur doit évaluer la faisabilité de la réinjection d'eau produite une fois que des volumes suffisants d'eau produite seront disponibles pour une analyse plus approfondie.

Par conséquent, le personnel recommande à l'Office d'inclure les éléments suivants comme conditions d'approbation du plan de mise en valeur :

- **Le promoteur doit intégrer à la conception des installations en surface de la plateforme de production les moyens d'installer du matériel de réinjection de l'eau produite et documenter les dispositions prises à cette fin dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.**
- **Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* le calendrier établi en vue d'acquérir suffisamment de données pour permettre une évaluation de la faisabilité de la réinjection de l'eau produite, d'effectuer les analyses et les essais nécessaires à l'appui de cette évaluation et de présenter les résultats de cette évaluation au délégué à l'exploitation.**
- **Le promoteur doit procéder à la réinjection de l'eau produite si, de l'avis du délégué à l'exploitation, c'est réalisable sur le plan technique et raisonnable au niveau économique.**

5.6 Surveillance des reflets irisés

Des reflets irisés peuvent occasionnellement se former à la surface de la mer dans le cas de rejets conformes aux limites de rejet déterminées dans le PPE d'un exploitant. Cette irisation ne dépasse donc pas les limites ni ne constitue un incident, mais peut être confondue avec des incidents associés à la pollution ou peut mener à un plus grand potentiel d'effets négatifs sur la faune, ou les deux. Les oiseaux de mer sont particulièrement vulnérables aux hydrocarbures à la surface de la mer.

Le commissaire a pris note de cet enjeu et a formulé la recommandation suivante :

« que le C-TNLOHE encourage le promoteur et les autres exploitants à élaborer un protocole pour détecter, surveiller et suivre les reflets irisés découlant des activités de la plateforme. » (Recommandation 5.10, rapport du commissaire)

En dépit de certains commentaires formulés lors des audiences publiques du commissaire, l'effet (le cas échéant) de l'irisation très légère sur les oiseaux de mer n'est pas bien compris. La sous-section 4.7.1.1 des *Lignes directrices sur le plan de protection de l'environnement* du 31 mars 2011 suggère la surveillance de l'irisation dans le cadre de la composante de mesure du rendement environnemental du système de gestion d'un exploitant. Étant donné que la surveillance et le signalement de ces événements permettent au C-TNLOHE de comprendre la fréquence et les conséquences possibles de ces phénomènes, le personnel estime qu'ils devraient être entrepris par le promoteur.

Par conséquent, le personnel recommande à l'Office d'inclure les éléments suivants comme conditions d'approbation du plan de mise en valeur :

- **Le promoteur doit établir et inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve un protocole pour signaler la présence et les caractéristiques d'irisations et d'autres expressions superficielles des substances associées à un rejet autorisé provenant de ses installations de forage et de production.**

5.7 Plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures

Le chapitre 14 du REA décrit l'analyse par le promoteur du risque de déversement accidentel d'hydrocarbures provenant de ses activités, de l'évolution et des effets potentiels de ces déversements sur l'environnement ainsi qu'un résumé de l'approche prévue pour l'élaboration du plan d'urgence à cet égard.

Le promoteur s'est engagé, lors de l'examen de l'ébauche du REA, à examiner, au moment de la présentation de la demande d'autorisation d'exploitation pour les activités de forage et de production de la plateforme, toute nouvelle donnée publique sur la fréquence des déversements et à faire part de ses conclusions au C-TNLOHE. [Voir les commentaires consolidés du rapport d'étude approfondie du projet Hebron, septembre 2011, page 165] Le personnel s'attend à ce que ces renseignements soient inclus à l'appui du plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures qui accompagne la demande d'autorisation d'exploitation du promoteur.

Le personnel souligne que le pétrole brut principal qui sera produit dans le cadre du projet Hebron sera probablement plus dense et visqueux que le pétrole brut actuellement produit sur les Grands Bancs. Le personnel s'attend à ce que, lorsque le promoteur préparera son plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures à l'appui de sa demande d'autorisation d'exploitation pour le forage ou la production, il évalue soigneusement l'équipement d'intervention en cas de déversement disponible quant à sa capacité à traiter le pétrole brut du champ Hebron et fournira de l'équipement supplémentaire si l'évaluation permet de conclure que cela est nécessaire.

Le promoteur a déclaré dans la section 14.6.4.5 du REA que :

« La plupart des navires nouvellement construits actuellement exploités au large de Terre-Neuve sont construits conformément aux normes DNV en matière de récupération du pétrole. ECMP (ExxonMobil Canada Properties) veillera à ce que les principaux navires affrétés dans le cadre des activités de Hebron répondent aux normes actuelles en matière de gestion de la pollution. »

Le personnel convient que les navires qui répondent à une norme de « récupération du pétrole » telle que la classification OILREC de DnV ou les normes publiées par la Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies (NOFO), avec un stockage interne pour les hydrocarbures récupérés, devraient être en mesure de répondre plus efficacement à un déversement extracôtier.

Par conséquent, le personnel recommande à l'Office d'inclure les éléments suivants comme conditions d'approbation du plan de mise en valeur :

- **Au plus tard six mois avant la date à laquelle il prévoit de recevoir une autorisation d'exploitation pour des activités de production ou de forage, le promoteur doit prouver, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, qu'il s'est assuré que les principaux navires de soutien affrétés dans le cadre de ses activités se conforment à une norme reconnue en matière d'activités de récupération de pétrole.**

5.8 Recommandation

Le personnel recommande à l'Office, dans une optique environnementale, d'approuver la demande sous réserve des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* le programme de surveillance des effets environnementaux (SEE) décrit dans les sous-sections 15.1.1 et 15.1.2 du rapport d'étude approfondie du projet Hebron produit en septembre 2011 et présenter une ébauche de son programme de surveillance des effets environnementaux au plus tard 12 mois avant le début prévu des activités extracôtières de forage ou de production.**
- **Avant le début des activités de construction extracôtières du champ Hebron, le promoteur doit procéder à la collecte des données relatives au champ nécessaires pour établir en toute connaissance de cause son programme de surveillance des effets environnementaux.**
- **Avant la conception détaillée définitive des installations de production, le promoteur doit présenter, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, un rapport décrivant son évaluation de la faisabilité technique et économique de l'intégration de mesures dans la conception des installations qui réduiront la quantité de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques qu'elles émettent.**
- **Le promoteur doit intégrer au plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* des dispositions visant à faire réévaluer, tous les trois ans à partir du début de la production de pétrole, la faisabilité d'une réduction accrue des émissions de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques.**
- **Le promoteur doit intégrer à la conception des installations en surface de la plateforme de production les moyens d'installer du matériel de réinjection de l'eau produite et documenter les dispositions prises à cette fin dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.**
- **Le promoteur doit inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* le calendrier établi en vue d'acquérir suffisamment de données pour permettre une évaluation de la faisabilité de la réinjection de l'eau produite, d'effectuer les analyses et les essais nécessaires à l'appui de cette évaluation et de présenter les résultats de cette évaluation au délégué à l'exploitation.**
- **Le promoteur doit procéder à la réinjection de l'eau produite si, de l'avis du délégué à l'exploitation, c'est réalisable sur le plan technique et raisonnable au niveau économique.**
- **Le promoteur doit établir et inclure dans le plan de protection de l'environnement exigé en vertu de l'alinéa 6(d) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* un protocole pour signaler la présence et les caractéristiques d'irisations et d'autres expressions superficielles des substances associées à un rejet autorisé provenant de ses installations de forage et de production.**

- **Au plus tard six mois avant la date à laquelle il prévoit de recevoir une autorisation d'exploitation pour des activités de production ou de forage, le promoteur doit prouver, à la satisfaction du délégué à l'exploitation, qu'il s'est assuré que les principaux navires de soutien affrétés dans le cadre de ses activités se conforment à une norme reconnue en matière d'activités de récupération de pétrole.**

6.0 Gestion des ressources

6.1 Introduction

6.1.1 Aperçu

En avril 2011, le promoteur, en tant qu'exploitant, a présenté la demande de mise en valeur du projet Hebron (la demande) au C-TNLOHE au nom des partenaires du projet Hebron.

La section qui suit contient l'analyse par le personnel de l'Office des aspects de la demande relatifs à la gestion des ressources, y compris les recommandations à l'Office à l'appui de sa décision.

Le personnel du service de gestion des ressources de l'Office a effectué des évaluations indépendantes détaillées de la taille de la ressource envisagée à la fois dans la mise en valeur initiale proposée et dans certaines des zones de mise en valeur différée. Les résultats de ces évaluations sont discutés en détail et alimentent les recommandations concernant l'approche de mise en valeur. Cette analyse vise à résumer les renseignements présentés par le promoteur, à mettre en évidence les domaines dans lesquels les interprétations du personnel de l'Office diffèrent et à fournir des recommandations à l'Office à l'appui de sa décision.

6.1.2 Conservation des ressources

Les Lois de mise en œuvre exigent que les ressources de pétrole et de gaz soient produites conformément aux bonnes pratiques en matière de champs pétrolifères, en tenant compte de la récupération efficace des ressources et de la prévention du gaspillage. Le gaspillage tel que défini dans l'article 154 des Lois de mise en œuvre comprend :

- le fait d'utiliser d'une manière inefficace ou excessive l'énergie du réservoir ou de la dissiper;
- le stockage inefficace des hydrocarbures, en surface ou sous la surface;
- le dégagement ou le brûlage à la torche de gaz qu'il serait rentable de récupérer et de transformer ou d'injecter dans un réservoir souterrain;
- le défaut d'utiliser les procédés voulus de récupération artificielle, secondaire ou supplémentaire, qui permettraient manifestement d'augmenter la quantité d'hydrocarbures récupérables en fin de compte dans le gisement en cause par de saines méthodes techniques et économiques.

Pour répondre à cette exigence légale, le personnel est guidé dans son évaluation par les principes de bonne gestion des réservoirs et de bonnes pratiques de production. Par conséquent, un objectif prioritaire du forage de développement et de délimitation doit être d'établir l'étendue des ressources pétrolières de la région.

La demande présente l'interprétation par le promoteur des données géophysiques et géologiques, les caractéristiques des réservoirs du champ et l'approche proposée pour la récupération des réserves pétrolifères et la conservation des ressources gazières. Dans le cadre de toute mise en valeur de champ pétrolifère ou gazier, il est impossible de résoudre toutes les incertitudes géologiques, géophysiques et de réservoir avant de procéder à la mise en valeur. Malgré le forage de délimitation dans l'actif Hebron et l'analyse technique subséquente, il existe toujours une incertitude importante qui pourrait influencer le volume des réserves récupérables et le choix du plan d'épuisement optimal dans certains gisements. Ces points sont abordés ultérieurement dans le présent rapport. Le plan du promoteur prévoit la résolution rapide de certaines de ces incertitudes dans la mise en valeur initiale et, de l'avis du personnel de l'Office, offre suffisamment de souplesse pour faire face à tout changement nécessaire. L'examen par le personnel des aspects liés à la conservation des ressources comprenait une évaluation des interprétations géoscientifiques et de l'étude des gisements des réservoirs dans la demande.

6.1.3 Choix du système de production

Les Lois de mise en œuvre exigent qu'un plan de mise en valeur contienne une description « du système de production et de tout autre système de production qui pourrait être utilisé... ». Les *Lignes directrices du plan de mise en valeur (février 2006)* reflètent la législation et demandent en outre au promoteur d'identifier le système qu'il a sélectionné pour la mise en valeur.

L'Office approuve ou rejette le système choisi par le promoteur. Les Lois de mise en œuvre ne contiennent aucune disposition et aucun pouvoir permettant à l'Office d'imposer l'utilisation d'un système autre que celui choisi par le promoteur. Si le système sélectionné ne répond pas aux exigences de la législation, la seule option possible pour l'Office est de le rejeter. L'Office doit utiliser les critères suivants, tels que définis dans les règlements, pour prendre une décision sur un système de production :

1. La sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement;
2. La récupération maximale du pétrole et du gaz d'un gisement ou d'un champ.

Un système qui n'assure pas de façon adéquate la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement ne serait acceptable pour l'Office dans aucune condition;

En règle générale, dans un champ qui contient du pétrole et du gaz, la récupération maximale des deux exige que le pétrole soit produit en premier. Le risque associé à la récupération du gaz est minime si le pétrole est produit en premier alors que celle du pétrole peut être réduite de façon importante si le gaz est produit en premier ou simultanément. Il s'agit d'un principe fondamental de la bonne gestion des réservoirs.

Les méthodes visant à maximiser la récupération du pétrole et du gaz sont principalement déterminées par des critères géologiques et techniques; dans certaines situations, il est nécessaire de tenir compte des facteurs économiques. Par exemple, si deux systèmes de production différents sont envisagés et que l'un d'entre eux est censé permettre une récupération plus importante, mais à un coût nettement plus élevé, la valeur de la récupération supplémentaire d'hydrocarbures et les dépenses supplémentaires doivent être mises en balance afin de déterminer l'approche la plus économique.

Dans le cas du système de structure gravitaire de Hebron, le personnel est d'accord avec le promoteur pour dire que cette installation répond aux exigences en matière de sécurité des travailleurs et de protection de l'environnement et, de plus, maximise la récupération dans les zones de mise en valeur initiale. Cette conclusion est étayée par cette analyse ainsi que par celle du personnel en matière de sécurité et de protection de l'environnement.

6.1.4 Recommandation

Le personnel de l'Office a effectué un examen approfondi de la demande présentée ainsi qu'une analyse technique de chaque gisement d'hydrocarbures proposé. À partir de cette analyse, le personnel de l'Office recommande l'approbation de la demande dans une optique de gestion des ressources sous réserve des conditions suivantes :

Le gisement 3 est exclu de l'approbation donnée au plan de mise en valeur du projet Hebron et il appartiendra au promoteur de présenter une modification du plan de mise en valeur visant le gisement 3 une fois qu'il aura obtenu des données supplémentaires au moyen d'un forage d'appréciation ou d'un projet pilote jugé acceptable par l'Office.

6.2 Comprendre les ressources

6.2.1 Historique de l'exploration

Le projet Hebron est situé dans le bassin Jeanne d'Arc à environ 340 km au large de St. John's et à environ 9 km (5 milles marins) au nord du champ Terra Nova, à 32 km (21 milles marins) au sud-est d'Hibernia et à 46 km (29 milles marins) au sud-ouest de White Rose (Figure 6-1). L'eau de cette zone atteint une profondeur variant de 88 à 102 m.

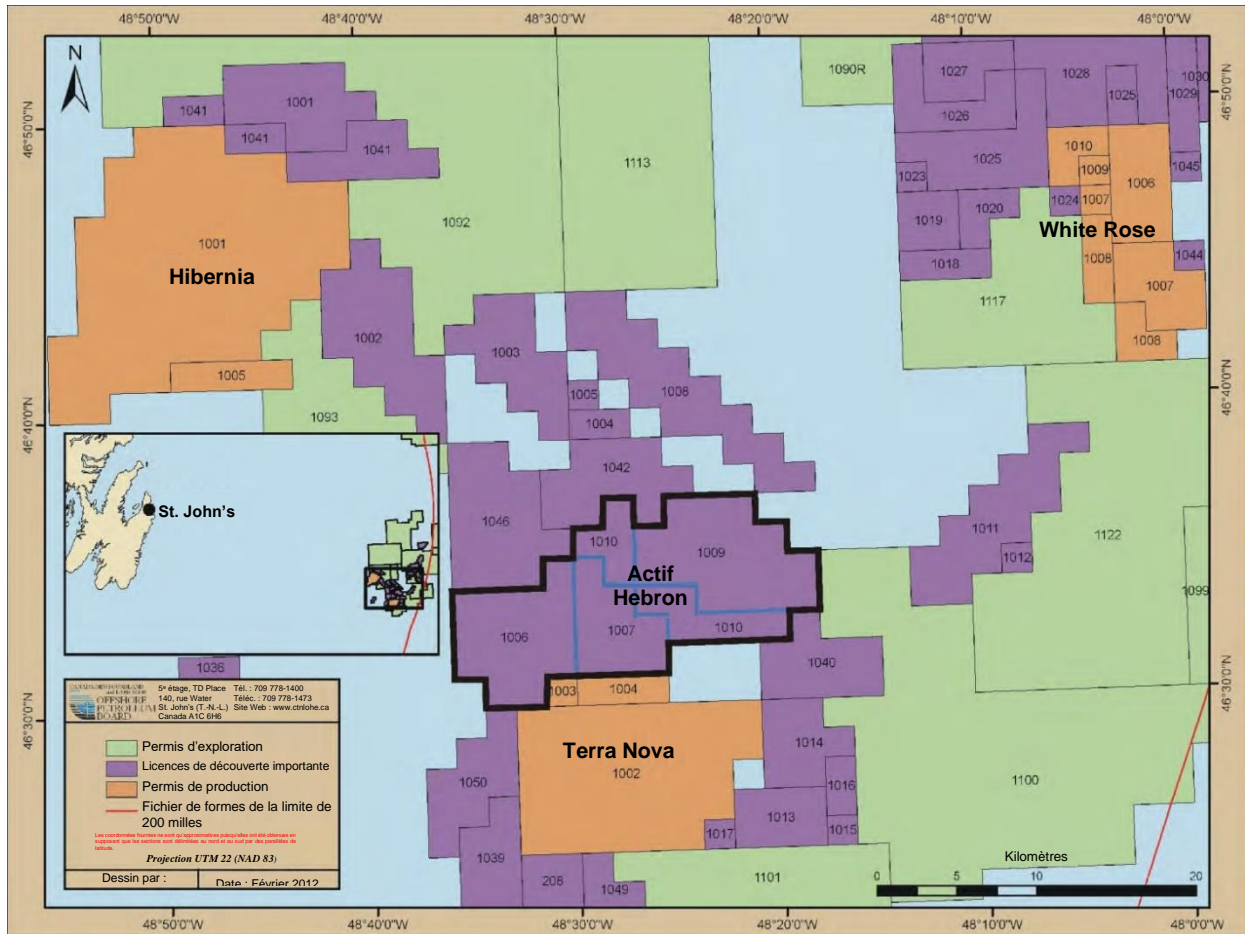


Figure 6-1 : Zone de découverte importante définie comme étant l'actif Hebron (contour noir) et autres intérêts fonciers par rapport aux projets de mise en valeur existants dans le bassin Jeanne d'Arc.

L'actif Hebron comporte trois champs distincts : Hebron, West Ben Nevis et Ben Nevis. La découverte initiale a eu lieu en 1980 avec le forage du puits Ben Nevis I-45, qui a permis d'évaluer les réservoirs Ben Nevis, Avalon et Hibernia inférieur. Cette découverte a été suivie de deux phases de forage de délimitation qui ont eu lieu au milieu des années 1980 ainsi qu'à la fin des années 1990 et au début des années 2000 (Tableau 6-1).

Tableau 6-1 : Résumé des puits d'exploration et de délimitation, complexe Hebron.

Nom du puits	Ben Nevis I-45	Hebron I-13	West Ben Nevis B-75	North Trinity H-71	Hebron D-94	Ben Nevis L-55	Hebron M-04
Emplacement (NAD 83)	46° 34' 39,41'' N 48° 21' 05,93'' O	46° 32' 33,63'' N 48° 31' 41,58'' O	46° 34' 00,91'' N 48° 25' 59,60'' O	46° 30' 23,35'' N 48° 25' 31,62'' O	46° 33' 00,71'' N 48° 29' 45,79'' O	46° 34' 34,59'' N 48° 23' 44,63'' O	46° 33' 42,08'' N 48° 31' 23,76'' O
Classification	Exploration	Exploration	Exploration	Délimitation	Délimitation	Délimitation	Délimitation
Point de référence (m)	26,8	27,4 (milliers de barils)	25 (TR)	23,2 (TR)	22,86	22,8	22,8
Profondeur de l'eau (m)	100	93,9	96	97,8	93,6	98,14	92,8
Profondeur totale (m de mD)	4 932,6	4 732,5	4 887	4 758	2 105	2 650	4 587
Date de démarrage du forage	10 janvier 1980	14 janvier 1981	15 juillet 1984	27 janvier 1985	30 décembre 1985	8 avril 1999	12 février 2000
Date d'abandon	30 août 1980	12 septembre 1981	2 avril 1985	2 septembre 1985	22 février 1999	10 mai 1999	31 mai 2000
État	Puits de pétrole et de gaz abandonné	Puits de pétrole abandonné	Puits de pétrole abandonné	Trace de pétrole abandonnée	Puits de pétrole abandonné	Puits de pétrole abandonné	Puits de pétrole abandonné
Gisements pénétrés	3	1, 4, 5	2, 3	ND	1	3	1, 4, 5

En 1981, le puits Hebron I-13 a permis d'évaluer le bloc faillé Hebron, qui est la structure principale du champ Hebron. Le puits a permis de mettre les réservoirs Ben Nevis, Hibernia et Jeanne d'Arc à l'essai. Le puits West Ben Nevis B-75 a été foré en 1985 pour évaluer le bloc faillé entre les puits I-45 et I-13; il a permis de mettre les réservoirs Ben Nevis, Avalon et Jeanne d'Arc à l'essai et de découvrir le champ West Ben Nevis. La délimitation s'est poursuivie avec le puits North Trinity H-71 en 1985, ciblant les mêmes réservoirs, mais aucune quantité importante d'hydrocarbures n'a été rencontrée.

La deuxième phase de forage de délimitation a fourni des renseignements importants qui ont permis de résoudre une partie de l'incertitude sous-marine. Elle a commencé en 1999 par le forage du puits Hebron D-94, qui a permis de mettre le réservoir Ben Nevis à l'essai. Le puits L-55 a également été foré en 1999 pour évaluer le potentiel d'une meilleure qualité de réservoir dans le réservoir Ben Nevis, dans la partie élevée de la structure du bloc faillé Ben Nevis. Enfin, le puits Hebron M-04 a été foré en 2000 pour étudier une caractéristique sismique dans la partie supérieure des sables de Jeanne d'Arc. Ce puits a également permis d'obtenir des renseignements supplémentaires sur les réservoirs Ben Nevis, Hibernia et Jeanne d'Arc.

Il y a une nette différence dans la qualité et la fiabilité des données parmi les puits, les données les plus fiables étant attribuées aux puits forés en 1999 et 2000 (D-94, M-04 et L-55). Les données provenant des puits forés dans les années 1980 sont moins fiables en raison de la technologie plus ancienne, de mauvaises conditions des trous et de procédures différentes de manipulation des échantillons.

6.2.2 Géologie régionale

Le promoteur a fourni une description détaillée de l'évolution géologique régionale du bassin Jeanne d'Arc (section 2.1.1 du plan de mise en valeur), qui est conforme aux recherches récentes publiées et aux connaissances scientifiques actuelles. Un bref résumé est présenté ci-dessous.

Le bassin Jeanne d'Arc est un bassin sédimentaire orienté vers le nord-est et délimité à l'ouest par la plateforme de Bonavista, à l'est par le complexe Central Ridge et au sud par la faille Egret (Figure 6-2). Elle est délimitée au nord par la ceinture de Cumberland.

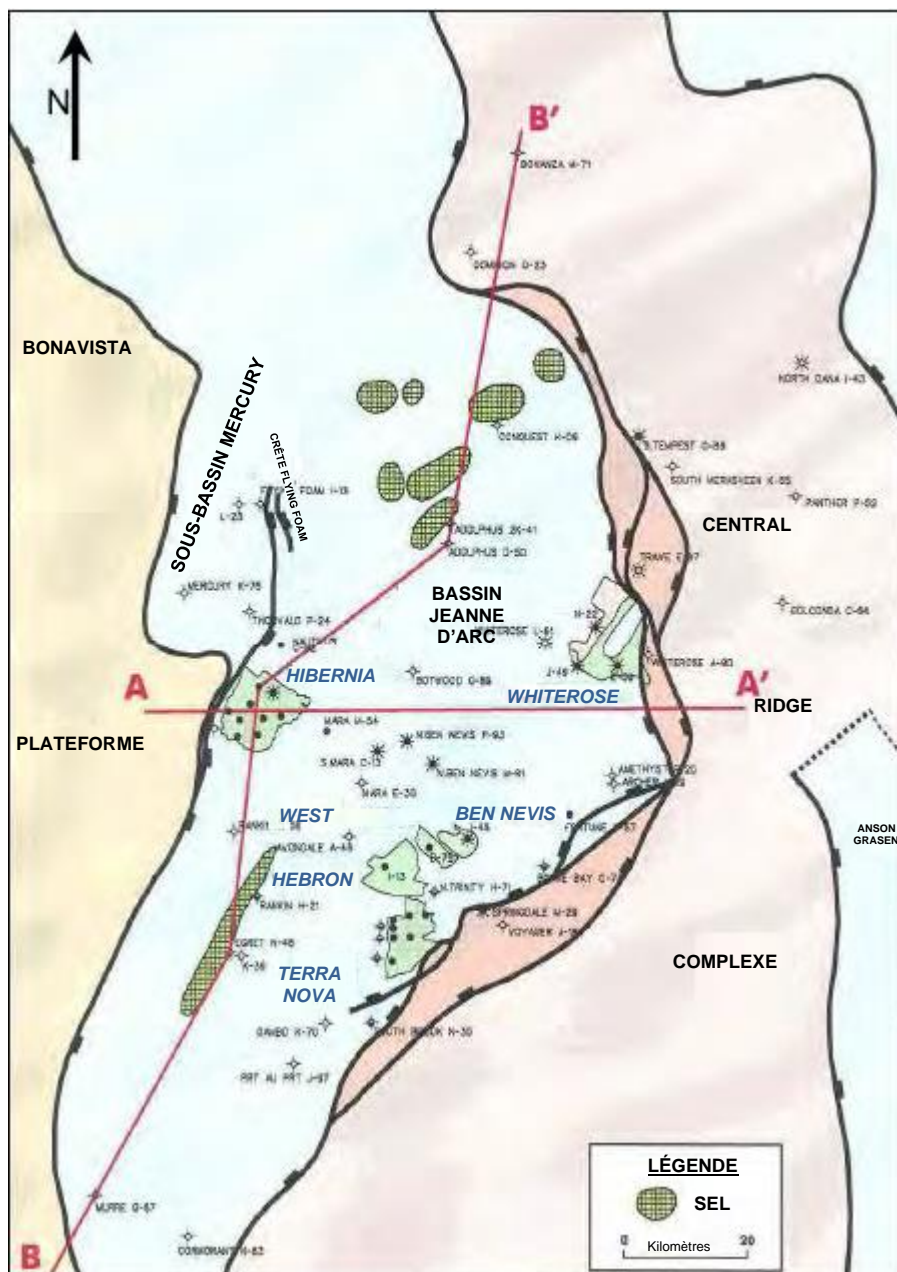


Figure 6-2 : Éléments tectoniques du bassin Jeanne d'Arc
(Le rose indique les blocs faillés impliquant le socle.)
Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Le dépôt des roches sédimentaires dans le bassin a été fortement contrôlé par les événements tectoniques régionaux qui se sont produits sur la marge continentale de l'Atlantique Nord. Le dépôt de sédiments dans le bassin a commencé pendant le rifting du Trias tardif au Jurassique précoce dans un graben orienté vers le nord-est. Cette phase a été suivie d'une phase post-rift jurassique au cours de laquelle la superficie s'est affaissée et des sédiments aux caractéristiques typiques des milieux marins profonds, comme le schiste et le calcaire, se sont déposés. Les schistes, calcaires et marlstones riches en matières organiques de la formation Rankin, déposés à la fin de cette phase, revêtent une importance particulière puisqu'ils constituent la roche mère de la majorité du pétrole généré dans le bassin.

Une deuxième phase de rifting, orientée généralement est-ouest, s'est produite pendant le Jurassique tardif. Le dépôt des grès et conglomérats fluviatiles de la formation Jeanne d'Arc a suivi le soulèvement et l'érosion de la formation Rankin sous-jacente au cours de cette période. Vers l'intérieur du bassin, la formation Jeanne d'Arc se transforme en schistes de la formation Fortune Bay. Jusqu'au Crétacé précoce, les grès de type braidplain et deltaïques de la formation Hibernia ont continué à remplir le bassin. Ensuite, une période post-rift de subsidence et d'approfondissement des conditions du bassin s'est produite, ce qui est reflété par les calcaires du marqueur « B » et du marqueur « A », les grès marins de la formation Catalina et le schiste de la formation White Rose.

La phase finale du rifting, un prolongement sud-ouest-nord-est, s'est produite lors du Crétacé moyen. C'est à cette époque que se sont déposés les grès fluviaux à marins des formations Ben Nevis et Avalon et les schistes de la formation Nautilus. Depuis le Crétacé tardif, l'ensemble du bassin s'est affaissé et les sédiments déposés comprennent des clastiques fluvio-deltaïques et marins plus profonds ainsi que des calcaires peu abondants. Ce phénomène a été suivi au Quaternaire par une glaciation et la transgression subséquente de l'océan dans la superficie.

6.2.3 Géologie structurale

L'actif Hebron comporte quatre réservoirs d'hydrocarbures dans trois champs : Hebron, West Ben Nevis et Ben Nevis (Figure 6-3). La zone de l'actif peut être divisée en cinq blocs faillés majeurs, du sud au nord :

1. Graben sud-ouest de Hebron (non foré)
2. Bloc Hebron I-13 (I-13)
3. Horst Hebron (M-04 et D-94)
4. West Ben Nevis (B-75)
5. Ben Nevis (L-55 et I-45)

Le champ Hebron comprend le horst Hebron et le bloc I-13. Les champs West Ben Nevis et Ben Nevis sont des blocs faillés distincts, affaissés vers le bas au nord-est. Une autre zone non forée, mais prometteuse au sud-ouest est le graben sud-ouest. La relation entre le bloc faillé, le champ et l'accumulation d'hydrocarbures est illustrée à la figure 6-3.

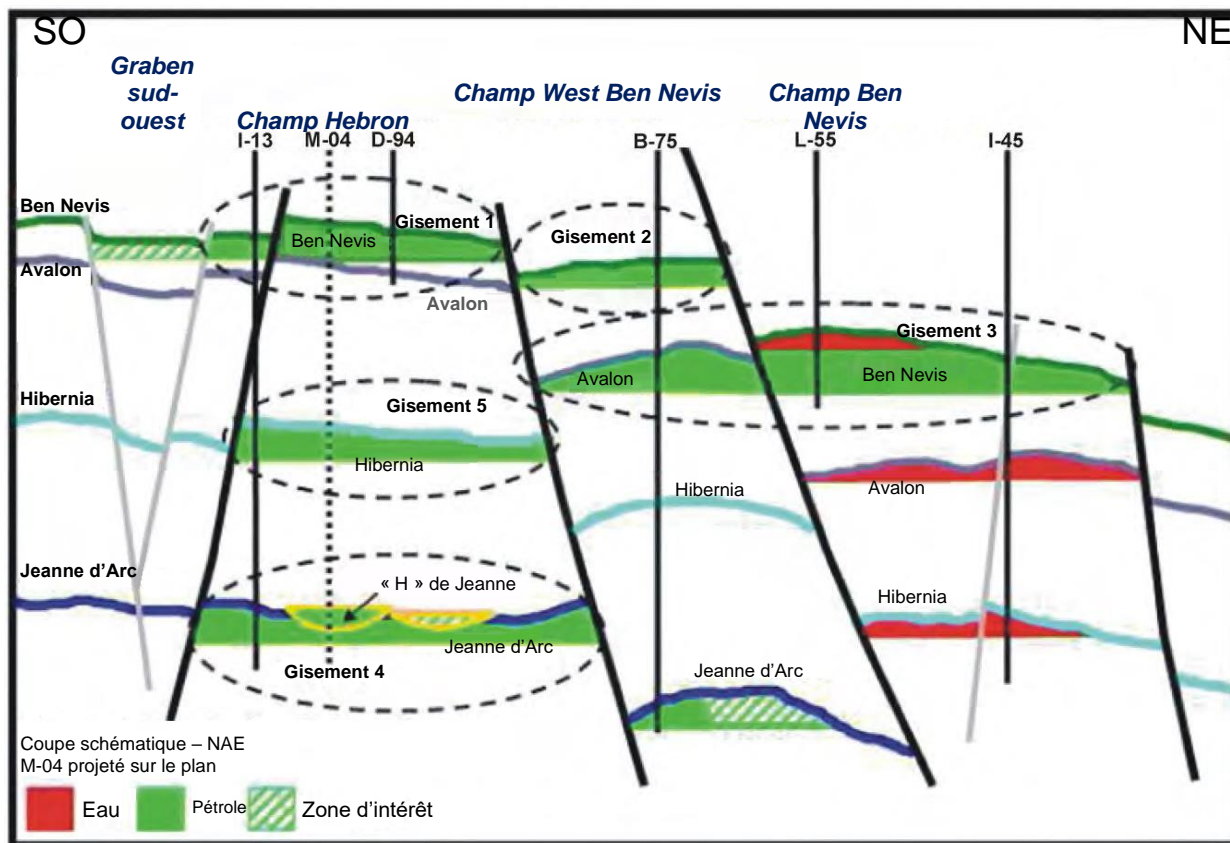


Figure 6-3 : Coupe schématique dans la zone de l'actif Hebron.
Source : Modifié par ExxonMobil, plan de mise en valeur

L'actif Hebron comporte quatre intervalles de réservoirs pétrolifères. Ce sont, de la plus ancienne à la plus récente, la formation Jeanne d'Arc, la formation Hibernia, la formation Avalon et la formation Ben Nevis. La majorité des ressources en hydrocarbures sont contenues dans la formation Ben Nevis, qui est représentée en vue planaire dans la figure 6-4.

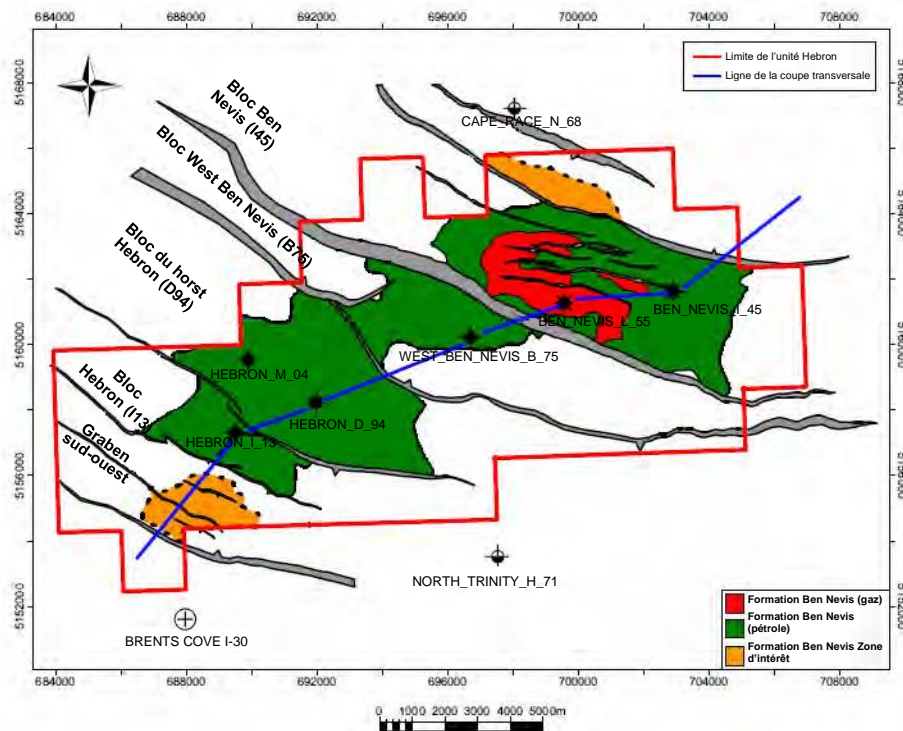


Figure 6-4 : Carte schématique des principales failles et des hydrocarbures piégés dans la formation Ben Nevis à Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

6.2.4 Interprétation géologique

Des descriptions complètes des quatre principaux réservoirs sont comprises dans la demande; seuls de brefs résumés sont présentés ci-dessous. Des renseignements supplémentaires sur la géologie du réservoir, y compris les méthodes de modélisation géologique, sont inclus dans les annexes A-C.

6.2.4.1 Formations Ben Nevis et Avalon

La majorité des ressources en hydrocarbures de l'actif Hebron sont contenues dans les formations Ben Nevis et Avalon. Le dépôt de ces formations était synchronisé avec la phase finale d'extension du Crétacé moyen.

Les ressources en hydrocarbures sont également contenues dans le membre du marqueur A et la formation Eastern Shoals sous-jacents. Aux fins de l'évaluation technique et de la modélisation géologique, le promoteur a regroupé les formations Avalon, du marqueur A et Eastern Shoals dans l'actif Hebron. Ces formations sont collectivement appelées la formation Avalon ou le réservoir Avalon dans la demande.

La formation Avalon, datant de l'Aptien, est un grès d'avant-plage marin à granocroissance ascendante et représente une progradation vers l'intérieur du bassin. La formation Ben Nevis, qui s'étend de l'Aptien moyen à l'Albien supérieur, est une séquence syn-rift à granodécroissance ascendante déposée dans un environnement marin peu profond et transgressif dominé par les vagues.

Le promoteur a défini la stratigraphie interne du réservoir à l'aide d'une approche stratigraphique séquentielle fondée sur des données sismiques, de diagraphies de puits et de carottes. Le réservoir est constitué d'une succession de paraséquences ascendantes de la surface du rivage qui s'épaississent et sont liées par des surfaces d'inondation, ce qui représente un passage du faciès proximal au faciès distal. Dans l'ensemble, les successions s'affinent vers le haut et rétrogradent vers des faciès plus distaux au sommet du réservoir.

Les formations Ben Nevis et Avalon contiennent des hydrocarbures dans trois gisements (gisements 1, 2 et 3), identifiés à partir de contacts distincts avec les hydrocarbures (Figure 6-5). Les gisements 1 et 2 ont une qualité de réservoir moyenne à bonne avec des perméabilités moyennes allant de 50 à 400 mD et des porosités brutes moyennes allant de 10 à 28 pour cent. Le milieu de dépôt dominant du gisement 1 est une avant-côte inférieure proximale.

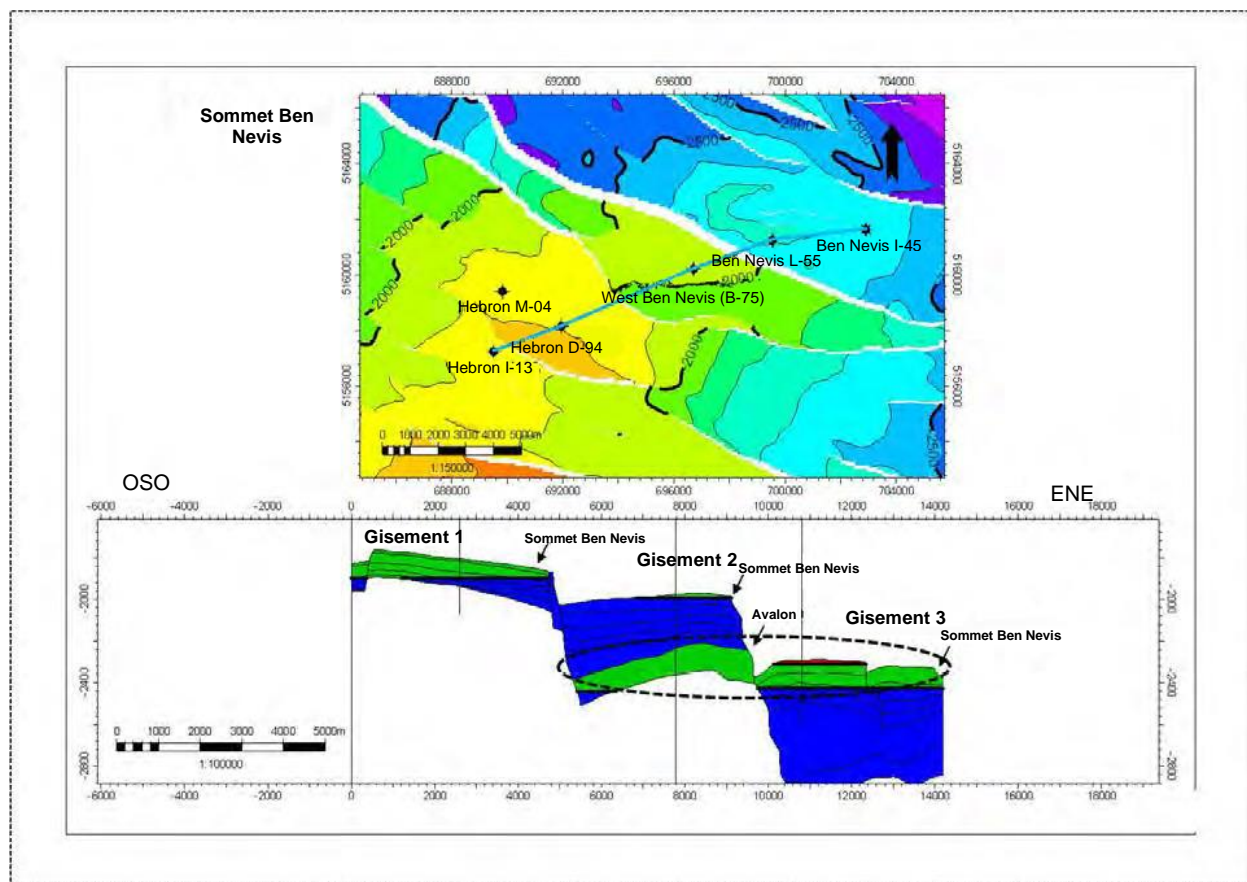


Figure 6-5 : Coupe transversale illustrant les accumulations d'hydrocarbures dans les réservoirs Ben Nevis et Avalon de l'actif Hebron.

Le promoteur a présenté un modèle géologique englobant les gisements 1 et 2 à l'appui de la demande. Le personnel de l'Office a examiné l'approche de modélisation géologique du promoteur et la considère comme étant raisonnable et acceptable. Une discussion plus approfondie sur les approches de modélisation du promoteur et du personnel de l'Office est présentée dans l'annexe A.

Le promoteur considère le gisement 2 comme étant une mise en valeur différée puisqu'il existe beaucoup d'incertitude quant à l'étendue latérale et à l'épaisseur de l'accumulation de pétrole ainsi qu'à la possibilité d'une calotte de gaz dans le gisement. Les mises en valeur différées sont examinées en détail dans la section 6.6.

Le gisement 3 comprend la formation Ben Nevis dans le bloc faillé Ben Nevis L-55 et la formation Avalon dans le bloc faillé West Ben Nevis B-75. Dans l'ensemble, la qualité de réservoir du gisement 3 est inférieure puisqu'il est dominé par des faciès plus distaux. La perméabilité moyenne varie de 0,1 à 100 mD et la porosité brute moyenne varie de 4 à 24 %. Dans ces blocs faillés, le milieu sédimentaire dominant est un environnement distal, allant de l'avant-plage inférieure à un environnement de transition, avec des sédiments à grain plus fin et un degré élevé de bioturbation.

Le promoteur a décrit son modèle géologique pour le gisement 3 dans la demande. Le personnel de l'Office considère que l'approche de modélisation est raisonnable, mais souligne l'incertitude technique importante concernant la qualité du réservoir, la connectivité et la faisabilité de la mise en valeur. De plus, bien que le promoteur ait inclus la formation Avalon dans le modèle géologique, la demande ne comprend pas d'estimation volumétrique ou de réserves détaillée, ni de plan d'exploitation pour ce réservoir.

En raison de ces incertitudes importantes, le personnel de l'Office recommande que le gisement 3 soit considéré comme étant une ressource différée. L'évaluation effectuée par le personnel de l'Office indique que des renseignements supplémentaires sont nécessaires pour mieux comprendre la géologie et les hydrocarbures en place et pour élaborer un plan d'exploitation qui maximisera la récupération et minimisera les déchets dans ce gisement. Une discussion plus approfondie sur les approches de modélisation du promoteur et du personnel de l'Office est présentée dans l'annexe A.

6.2.4.2 Formation Hibernia

Le gisement 5 est composé d'une accumulation de pétrole dans la formation supérieure Hibernia au champ Hebron. Le gisement a été découvert par le puits Hebron I-13; c'est le seul puits qui a recoupé l'accumulation de pétrole (une colonne de pétrole de 104 m). Trois autres puits de limite pénètrent dans la formation Hibernia, mais ne contiennent pas d'hydrocarbures.

La formation Hibernia, qui date du Crétacé précoce, est généralement subdivisée en membres supérieurs et inférieurs. Les grès de qualité de réservoir à Hebron sont situés dans le membre supérieur d'Hibernia. Le réservoir est constitué de grès et de schistes intercalés, cimentés de manière variable et interprétés comme ayant été déposés dans un milieu marin peu profond, probablement un milieu d'avant-plage. La ligne de rivage était orientée approximativement est-ouest alors que les sédiments provenaient du sud. Le réservoir contient plusieurs cycles superposés s'amincissant de bas en haut dans une succession globale régressive. Les sables de réservoir de la formation Hibernia sont principalement à grain fin ou moyen avec des schistes intercalés. Les schistes qui séparent les unités de réservoir semblent latéralement continus et agissent probablement comme des barrières à l'écoulement vertical.

L'annexe B comprend une analyse détaillée du modèle géologique du promoteur et des estimations volumétriques du personnel de l'Office pour le gisement 5.

6.2.4.3 Formation Jeanne d’Arc

Le gisement 4 est constitué d’accumulations d’hydrocarbures dans la formation Jeanne d’Arc. La formation Jeanne d’Arc a été déposée au cours du Jurassique; il s’agit du réservoir connu le plus profond du complexe Hebron. Dans la zone du projet Hebron, elle consiste en une épaisse succession (jusqu’à 650 m) de huit séquences de dépôt. Chaque séquence est composée de sables de canaux fluviaux empilés qui s’amincissent vers l’intérieur du bassin et se transforment en schistes marins en position distale. Les réservoirs sont constitués de grès à grain moyen à grossier avec un peu de calcaire intercalé.

Il y a trois pénétrations de puits de la formation Jeanne d’Arc dans l’actif Hebron : Hebron I-13, West Ben Nevis B-75 et Hebron M-04. Du pétrole a été découvert dans quatre des huit séquences de dépôt du champ Hebron (Figure 6-6) et un sable F fin indique la présence de pétrole supplémentaire dans le champ West Ben Nevis.

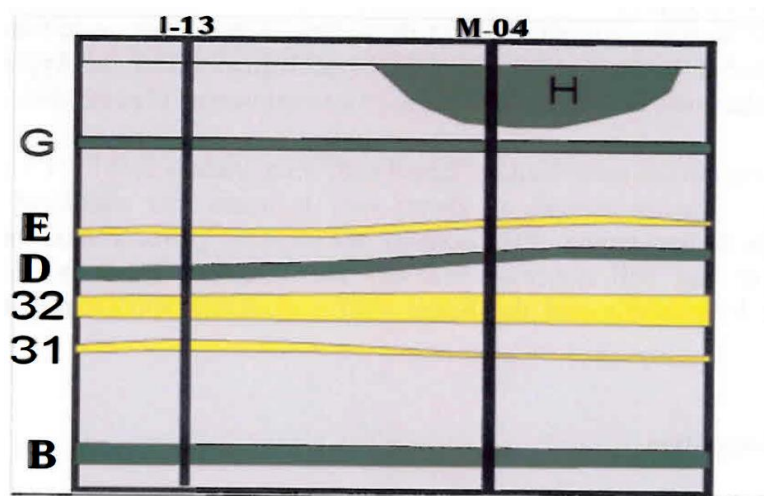


Figure 6-6 : Résumé des sables de Jeanne d’Arc au champ Hebron. Les sables contenant du pétrole sont représentés en vert (sables B, D, G et H) tandis que le jaune sert à représenter les sables humides (C1, C2 et E). Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

La formation Jeanne d’Arc est le principal réservoir pétrolifère du champ Terra Nova au sud. À Terra Nova, le réservoir est plus proche de la source de sable et présente donc un rapport net-brut plus élevé et une taille de grain plus grossière. Comme il a été possible de corrélérer les principales séquences de dépôt directement de Terra Nova dans la zone du projet Hebron (Figure 6-7), le promoteur a utilisé les données de Terra Nova pour aider à évaluer le gisement 4 à Hebron. Le personnel de l’Office est d’accord avec l’interprétation géologique du promoteur et l’utilisation du champ Terra Nova comme analogue des réservoirs Jeanne d’Arc.

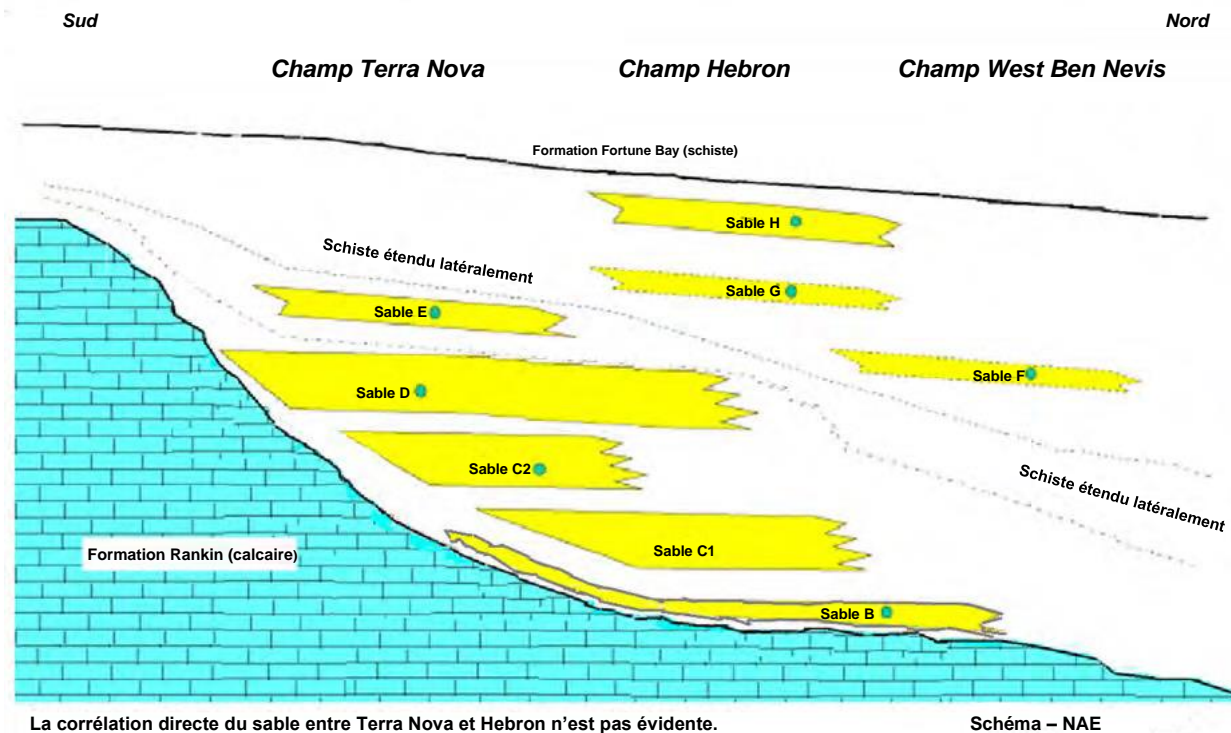


Figure 6-7 : Schéma de la corrélation des sables de la formation Jeanne d'Arc du champ Terra Nova au champ Hebron. Source : Modifié par ExxonMobil, plan de mise en valeur

L'annexe C comprend une analyse détaillée du modèle géologique du promoteur et des estimations volumétriques du personnel de l'Office pour le gisement 4.

6.2.5 Interprétation géophysique

L'interprétation géophysique du promoteur était basée sur un levé sismique tridimensionnel qui a été acquis dans le cadre des permis de Cape Race, Hebron, Ben Nevis et Terra Nova en 1997 par PGS Exploration AS à l'aide du navire de recherche Ramform Explorer. Une partie du levé de 1997 a fait l'objet d'une migration temps avant-sommation (MTAS) en 2000 à des fins d'interprétation et de variation d'amplitude en fonction de la déviation (AVO). Le cube sismique MTAS a ensuite été étendu en 2001 pour inclure une plus grande partie du levé. En 2005 et 2006, les données du levé ont été retraitées par CGG Veritas pour obtenir une MTAS tridimensionnelle anisotrope. L'objectif principal de ce retraitement était d'améliorer la résolution et l'imagerie pour se concentrer sur les intervalles du réservoir et les blocs faillés du champ Hebron. Les détails de l'acquisition, du traitement et de l'interprétation des données sismiques sont décrits dans la demande.

Les données sismiques retraitées en 2006 ont été liées à 10 puits en utilisant des sismogrammes synthétiques. Le promoteur a cartographié 10 horizons sismiques clés sur l'ensemble du champ :

- fond de l'eau
- discordance de Petrel
- sommet Ben Nevis
- base Ben Nevis

- marqueur A
- sommet Hibernia
- base supérieure Hibernia
- sommet Fortune Bay
- sable H de Jeanne d'Arc
- sable B du sommet Jeanne d'Arc

Un exemple de surface sismique cartographiée est présenté dans la figure 6-8.

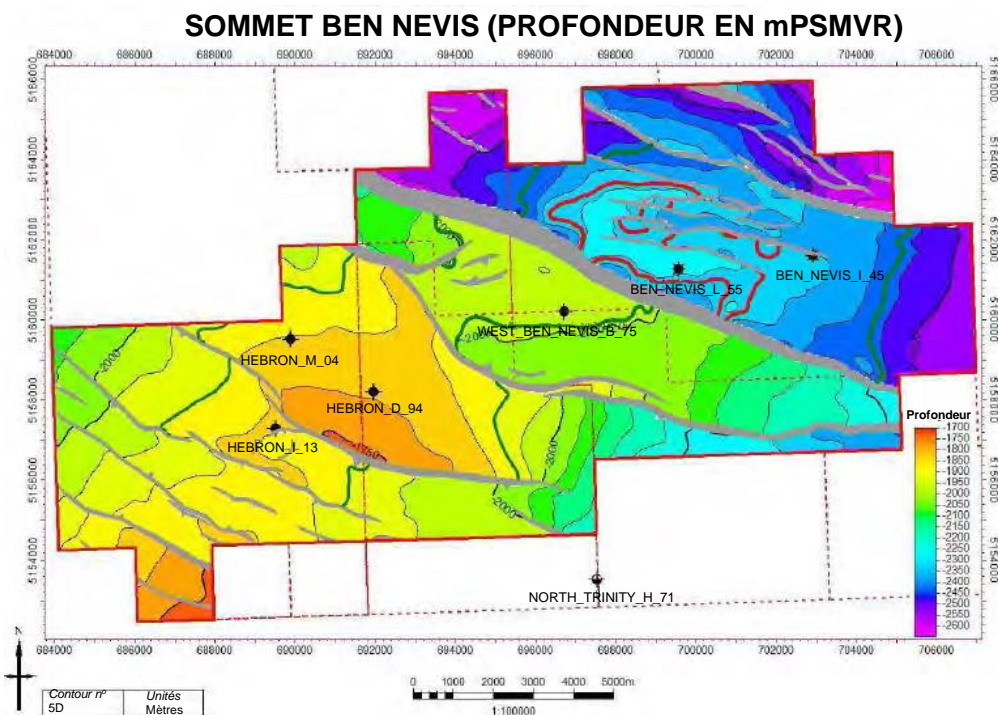


Figure 6-8 : Carte sismique du sommet Ben Nevis. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Les trois principaux réservoirs de l'actif Hebron sont définis comme suit dans les données sismiques : « sommet Ben Nevis » définit le sommet du réservoir Ben Nevis/Avalon, « sommet Hibernia » définit le sommet du réservoir Hibernia et « sable H du sommet Jeanne d'Arc » définit le sommet du réservoir Jeanne d'Arc. Les unités de sable individuelles dans le sommet Jeanne d'Arc sont généralement en dessous de la limite de la résolution sismique, mais en utilisant une extraction de l'amplitude de la racine quadratique moyenne (RQM), le sable de la vallée H peut être défini. Les interprétations des géophysiciens du C-TNLOHE concordent avec les cartes du promoteur.

Le promoteur a interprété les failles en utilisant les données sismiques complètes retraitées de 2006 et les volumes de discontinuité. Les données de discontinuité ont été utilisées pour aider à définir les bords de faille dans les zones de relais de failles. Le promoteur a interprété plus de 200 failles. Les failles sont bien représentées, une ombre illustrant les rejets de failles plus importants sous les failles. Les méthodes décrites dans la demande sont jugées raisonnables et le personnel de l'Office a accepté les surfaces sismiques du promoteur comme base de sa modélisation géologique.

6.2.6 Essais d'écoulement de la formation

Le promoteur a mené un vaste programme d'essais d'écoulement de la formation afin d'évaluer le rendement productif, d'acquérir des échantillons de fluide et d'établir les paramètres d'un réservoir pour les études sur les réservoirs. Vingt-cinq essais aux tiges (DST) ont été effectués dans l'actif Hebron, y compris dans tous les gisements envisagés pour la mise en valeur dans la demande. Les résultats des DST pour les gisements 1, 3 et 4 proviennent respectivement des puits D-94, L-55 et M-04; les données sont considérées comme étant fiables. Les résultats des DST dans les gisements 2, 3 (formations West Ben Nevis et Avalon) et 5 (formation du champ Hebron et Hibernia) ont été obtenus à partir des puits B-75 et I-13 et les données sont moins fiables en raison de la mauvaise résolution des jauges mécaniques, de la surveillance inefficace et de la faible précision des mesures de débit. Bien que toutes les données des DST aient été prises en compte dans l'analyse de la demande, on a conféré un poids plus important aux résultats des essais de puits de nouvelle génération, qui sont plus fiables. Les résultats des essais aux tiges sont détaillés dans la demande.

Le personnel de l'Office reconnaît l'incertitude des données sur l'écoulement de formation des gisements 2, 3 et 5 en raison des résultats peu fiables des DST. L'Office s'attend à ce que la collecte de données fiables sur l'écoulement de la formation à partir de ces gisements soit une priorité dans le programme d'acquisition de données du promoteur et que les données soient recueillies tôt dans la durée de vie du champ.

6.2.7 Péetrophysique

Le personnel du C-TNLOHE a effectué une évaluation pétrophysique détaillée du réservoir Ben Nevis dans les champs Hebron, West Ben Nevis et Ben Nevis. Les résultats de l'analyse pétrophysique ont été intégrés au modèle géologique de chaque réservoir par le personnel.

De nombreuses données sur les puits ont été acquises par le promoteur dans l'actif Hebron. Le programme d'acquisition de données comprenait des diagraphies, des analyses de carottes et des essais aux tiges. Le personnel de l'Office a procédé à une analyse approfondie et indépendante des données recueillies afin de fournir une base technique pour évaluer la validité des résultats pétrophysiques du promoteur tels que présentés dans la demande.

La variabilité des puits de l'actif Hebron et la mauvaise qualité des données provenant des premiers puits ont constitué un défi pour le promoteur et le personnel de l'Office. La distance entre les puits disposant de données de bonne qualité et la nature diverse des différents blocs et formations ne permettent pas de construire un modèle pétrophysique complet. Souvent, un seul puits contrôle l'apport pétrophysique d'une formation ou d'un bloc en particulier. Les problèmes de qualité et de quantité des données seront abordés lorsque le forage de développement commencera et un programme d'acquisition de données à l'échelle du champ sera mis en place avec l'approbation de l'Office.

Le personnel de l'Office est d'avis que l'interprétation pétrophysique présentée par le promoteur à l'appui de cette demande est raisonnable et qu'elle est semblable à l'évaluation du personnel, avec de légères différences attribuables à la méthodologie, aux hypothèses et aux critères différents utilisés pour interpréter les données. Dans l'ensemble, les paramètres pétrophysiques critiques des promoteurs, comme la porosité, la saturation en eau et les contacts entre fluides, sont conformes à ceux déterminés par le personnel de l'Office.

6.2.8 Caractéristiques des fluides

Au cours de l'essai des puits d'exploration et de délimitation dans l'actif Hebron, le promoteur a mené un programme exhaustif d'échantillonnage des fluides en recueillant de multiples échantillons de fluide de fond de puits et de séparateur. Des analyses des échantillons ont été effectuées pour définir les caractéristiques des fluides et sélectionner des propriétés représentatives pour les études d'ingénierie. Le tableau 6-2 présente un résumé de certaines des propriétés de fluide pertinentes utilisées par le promoteur. Une description plus détaillée et une liste des analyses de fluides se trouvent dans la demande.

Tableau 6-2 : Résumé des propriétés des fluides, puits de l'actif Hebron.

Propriété	Unités	Champ Hebron	Champs Ben Nevis/W. Ben Nevis	Champ Hebron	Champ Hebron	Champ Hebron
		Formation Ben Nevis, gisement 1	Formation Ben Nevis, gisements 2 et 3	Formation Hibernia, gisement 5	Formation Jeanne d'Arc, gisement 4H	Formation Jeanne d'Arc, gisement 4B
Densité du pétrole	API	17-24	28-31	29	25	37
Pression du réservoir	MPa	19,2 (Bloc D-94) 19,4 (Bloc I-13)	24,6 (Av) 24,2 (BN)	30,5	41,4	47,8
Profondeur de référence	mPSMVR	1 898 (Bloc D-94) 1 883 (Bloc I-13)	2 400 (Av) 2 400 (BN)	2 950	3 900	4 400
Proportion gaz-pétrole	m ³ [s]/m ³ [s]	50	72	100	98	286
B ₀	m ³ /m ³	1,12	1,2 – 1,3	1,29	1,28	1,79
Viscosité	cP	10,6	1,01 – 1,74	1,1	1,7	0,25

Dans le gisement 1, des échantillons de fluide ont été prélevés dans les puits Hebron D-94 et Hebron M-04 dans les formations Ben Nevis/Avalon. Cependant, les échantillons de fluide de M-04 étant contaminés, seuls les échantillons de D-94 ont été utilisés dans l'analyse du promoteur. Le promoteur indique une variation de la densité et de la viscosité du pétrole en fonction de la profondeur, avec une densité de pétrole de 24° API au haut de la structure et de 17° API au contact pétrole-eau. Ces variations des propriétés des fluides ont été intégrées dans le processus de modélisation du promoteur. Bien que cette approche de modélisation amène une certaine incertitude, le personnel considère qu'elle est raisonnable compte tenu des limites en matière de données.

Dans le gisement 3, un seul échantillon de fluide de fond de puits a été prélevé dans la formation Ben Nevis, dans le puits Ben Nevis L-55, et utilisé pour modéliser l'ensemble du gisement. Le personnel de l'Office reconnaît que l'évaluation de la mise en valeur du gisement 3 à partir d'un seul échantillon de fluide comporte beaucoup d'incertitude et de risques. La collecte d'échantillons supplémentaires doit être incluse dans le plan d'acquisition de données du promoteur pour que le personnel puisse en tenir compte.

Dans le gisement 4, six échantillons de fluide ont été prélevés à divers intervalles de la formation Jeanne d'Arc dans les puits Hebron I-13, Hebron M-04 et West Ben Nevis B-75. Le personnel est satisfait de la collecte et de l'analyse des échantillons de fluide du gisement 4.

Dans le gisement 5, un seul échantillon de fluide de fond de puits a été prélevé dans la formation Hibernia, dans le puits Hebron I-13, et utilisé pour modéliser le gisement entier. Le personnel reconnaît que l'évaluation de la mise en valeur du gisement 5 à partir d'un seul échantillon de fluide comporte beaucoup d'incertitude et de risques. La collecte d'échantillons futurs doit être incluse dans le plan d'acquisition de données du promoteur pour que le personnel puisse en tenir compte.

Le personnel de l'Office a examiné l'analyse effectuée sur les échantillons de fluide récupérés dans les gisements de l'actif Hebron. En général, il y a une bonne concordance entre l'analyse du personnel de l'Office et celle du promoteur. Il existe des différences mineures dans les approches adoptées pour intégrer les données des fluides dans les modèles de réservoir. Le personnel de l'Office considère que les caractérisations du pétrole, du gaz et de l'eau faites par le promoteur sont raisonnables.

6.2.9 Pression et température du réservoir

Les pressions pour les différents intervalles de réservoir obtenues à partir des essais de formation par câble métallique et des essais aux tiges (DST) sont présentées dans la figure 6-9. Le champ Hebron est normalement sous pression dans les formations Ben Nevis et Hibernia, avec quelques surpressions mineures dans la formation Jeanne d'Arc. Cette tendance a également été observée dans le champ West Ben Nevis. Dans le champ Ben Nevis, la formation Ben Nevis est normalement sous pression avec une surpression importante dans la formation Hibernia.

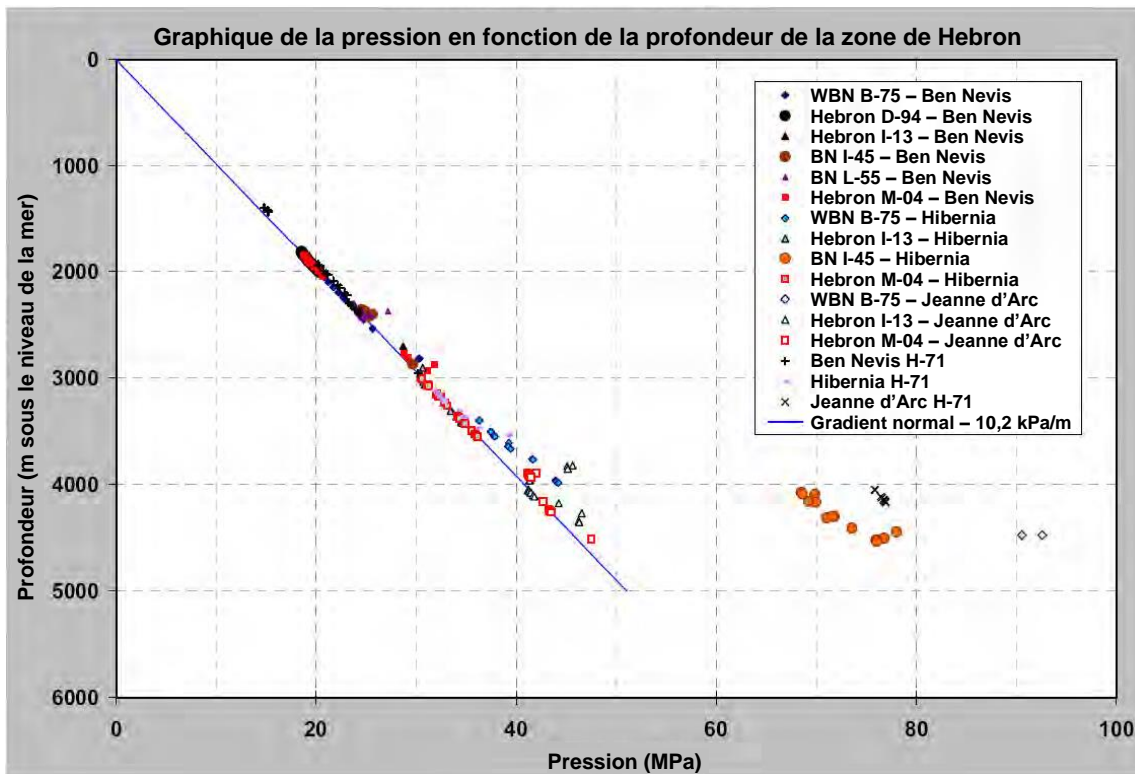


Figure 6-9 : Graphique de la pression en fonction de la profondeur de l'actif Hebron Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Les contacts entre fluides de réservoir ont été déterminés par le promoteur et par le personnel de l'Office en fonction de l'analyse des gradients de pression et des données de résistivité des diagraphies de puits (Tableau 6-3). Dans l'ensemble, il y a une bonne concordance entre les contacts entre fluides choisis par le promoteur et ceux choisis par le personnel de l'Office.

Tableau 6-3 : Résumé des contacts entre fluides interprétés dans l'actif Hebron.

Gisement	Puits	Formation	Contact	Profondeur sous-marine du promoteur (mPSMVR)	Profondeur sous-marine de l'Office (mPSMVR)
1	I-13	Ben Nevis	Pétrole – Eau		1 897,9
1	D-94	Ben Nevis	Pétrole – Eau	1 900,2	1 901,65
1	M-04	Ben Nevis	Pétrole – Eau	1 898,0	1 898,0
2	B-75	Ben Nevis	Pétrole – Eau		1 991,6
3	L-55	Ben Nevis	Gaz – Pétrole Pétrole – Eau	2 310,2 2 432,0	2 310,6 2 426,5
3	B-75	Avalon	Pétrole – Eau		2 439,5
4	M-04	Sable H de Jeanne d'Arc	Pétrole – Eau	3 909,0	
4	M-04	Sable B de Jeanne d'Arc	Plus faible quantité connue d'hydrocarbures	4 508,0	
5	I-13	Hibernia	Plus faible quantité connue d'hydrocarbures Profondeur d'eau connue la plus élevée	2 972,0 2 978,0	2 966,4

Les mesures de température ont été recueillies pendant les activités de forage et d'essais de production pour tous les puits de l'actif Hebron. En se basant sur un graphique de la température en fonction de la profondeur pour la région, le promoteur a calculé un gradient de température de 2,92 °C/100 m. Cette valeur est plus élevée que le calcul du gradient de température effectué par le personnel de l'Office, qui était de 2,59 °C/100 m.

Le personnel de l'Office est satisfait de l'approche adoptée par le promoteur pour recueillir des données sur la pression et la température des réservoirs et conclut que son analyse est raisonnable.

6.2.10 Analyse spéciale de carottes (ASC)

La demande comprend un résumé des études menées sur les échantillons de carottes obtenus à partir des puits Hebron D-94, Hebron I-13 et Ben Nevis L-55 lors du forage d'exploration et de délimitation. En général, l'analyse spéciale des carottes sert à déterminer les données sur la physique des roches qui seront utilisées pour calculer la saturation des réservoirs et aider à déterminer la meilleure stratégie de mise en valeur.

Dans le gisement 1, les échantillons de carottes du puits Hebron D-94 ont été prélevés dans les sections inférieures du réservoir Ben Nevis. Les résultats de l'analyse en laboratoire indiquent que la roche est faiblement aqueuse, et les données ont été utilisées pour déterminer le caractère des relations entre la perméabilité relative et la pression capillaire, ce qui a permis de générer des fonctions de saturation pour le modèle de simulation de réservoir. Le personnel de l'Office considère que l'approche adoptée par le promoteur est raisonnable. Cependant, dans le cadre de son analyse, le personnel de l'Office a utilisé une approche différente pour déterminer la saturation dans les gisements 1 et 3, qui consistait

à établir une relation entre la saturation et l'indice de qualité des réservoirs. Ce processus est expliqué plus en détail dans l'annexe D.

Dans le gisement 3, le promoteur a utilisé une approche similaire pour établir des relations de perméabilité relative et de pression capillaire à partir d'échantillons de carottes provenant du puits Ben Nevis L-55. Aucun échantillon de carotte fiable ne provient du réservoir Avalon; toutefois, cette partie du gisement 3 n'a pas été incluse dans le modèle de simulation de réservoir du promoteur. Le personnel de l'Office a inclus le réservoir d'Avalon dans son modèle de simulation en appliquant des fonctions de physique des roches obtenues à partir de la formation Ben Nevis. Avant la mise en valeur du gisement 3, le promoteur devra effectuer une évaluation complète de la formation d'Avalon, y compris une ASC.

Dans les gisements 4 et 5, l'ASC n'a été effectuée que sur les carottes du puits Hebron I-13. En raison d'une manipulation douteuse des carottes et de procédures d'essai problématiques, les données ne sont pas considérées comme fiables. Pour ces deux gisements, des équations de type Corey ont été utilisées pour générer la perméabilité relative et la saturation initiale en hydrocarbures et pour caractériser le comportement de déplacement eau-pétrole. Le personnel de l'Office a adopté une approche similaire et a comparé les résultats à des formations analogues dans le bassin. Bien que cette approche de modélisation des propriétés de roche-réservoir amène de l'incertitude, le personnel de l'Office considère que l'analyse du promoteur est raisonnable à des fins de planification.

Le personnel de l'Office reconnaît que le promoteur a mené un programme complet d'analyse spéciale des carottes pour le gisement 1. Bien que les méthodes d'échantillonnage et d'analyse dans les gisements 4 et 5 soient discutables, la comparaison des résultats de l'ASC avec des réservoirs de types similaires dans le bassin est une approche raisonnable. Le personnel considère que les fonctions de saturation en pétrole résiduel utilisées par le promoteur dans ses études de simulation de réservoir sont raisonnables.

6.3 Estimations des ressources

6.3.1 Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage et du GEP

La demande présente une série d'estimations du pétrole en place (PEP d'origine du réservoir de stockage) et du gaz en place (GEP) pour quatre unités du réservoir, basées sur l'interprétation des données géologiques, géophysiques et de réservoir. Les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage vont de 363 Mm³ à 510 Mm³. Les estimations les plus probables du PEP d'origine du réservoir de stockage et du GEP sont respectivement de 417 Mm³ et 21,2 Gm³. Le tableau 6-4 résume l'évaluation volumétrique du PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur.

Tableau 6-4 : Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage, ExxonMobil.

Réservoir	Gisement	PEP d'origine du réservoir de stockage lors de l'accélération de la production		Meilleure estimation du PEP d'origine du réservoir de stockage		PEP d'origine du réservoir de stockage lors du ralentissement de la production	
		Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³
Champ Hebron Réservoir Ben Nevis	1	1 870	297	1 515	241	1 204	191
Champ Hebron Réservoir Hibernia	5	218	35	148	24	93	15
Champ Hebron Réservoir Jeanne d'Arc	4	464	74	317	50	243	39
Champ Ben Nevis Réservoir Ben Nevis	3	925	147	640	102	455	72
Total de l'actif Hebron*		3 206	510	2 620	417	2 283	363

*Remarque : Le PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur ne s'additionne pas. Les valeurs totales des ressources du promoteur ont été calculées à l'aide d'une évaluation stochastique combinée de tous les gisements et non pas à l'aide de la somme des gisements individuels de Hebron.

Le personnel de l'Office a effectué une évaluation volumétrique indépendante pour l'actif Hebron d'après une évaluation détaillée des données géoscientifiques. Des modèles géologiques détaillés ont été conçus pour les cinq gisements. Les résultats du modèle sont examinés en détail dans les annexes A à C. Le tableau 6-5 résume les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du C-TNLOHE pour les unités de réservoir incluses dans l'évaluation du promoteur.

Tableau 6-5 : Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage, C-TNLOHE.

Réservoir	Gisement	PEP d'origine du réservoir de stockage lors de l'accélération de la production		Meilleure estimation du PEP d'origine du réservoir de stockage		PEP d'origine du réservoir de stockage lors du ralentissement de la production	
		Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³
Champ Hebron Réservoir Ben Nevis	1	1 686	268	1 384	220	1 207	192
Champ Hebron Réservoir Hibernia	5	396	63	327	52	245	39
Champ Hebron Réservoir Jeanne d'Arc	4	791	126	478	76	154	24
Champ Ben Nevis Réservoir Ben Nevis	3	1 120	178	987	157	805	128
Total de l'actif Hebron		3 993	635	3 176	505	2411	383

Estimations des réserves

L'évaluation des réserves et des ressources de pétrole et de gaz découvertes dans les champs pétrolifères et gaziers est une fonction importante du C-TNLOHE. Il est important que la terminologie qu'il utilise en lien avec ces réserves et ces ressources soit bien comprise. Une description complète de la terminologie utilisée par l'Office est disponible dans l'annexe F.

La demande présente des estimations de pétrole récupérable allant de 105 à 168 Mm³. La meilleure estimation pour l'actif Hebron est de 126 Mm³. Les valeurs des ressources du promoteur ont été calculées à l'aide d'une évaluation stochastique combinée de tous les gisements et non pas à l'aide de la somme des évaluations individuelles de chacun des gisements. Un résumé de la récupération finale estimée (RFE) est présenté dans le tableau 6-6.

Tableau 6-6 : RFE par réservoir, ExxonMobil.

Réservoir	Gisement	RFE lors de l'accélération de la production		Meilleure estimation de la RFE		RFE lors du ralentissement de la production	
		Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³
Champ Hebron Réservoir Ben Nevis	1	762	121	563	90	443	70
Champ Hebron Réservoir Hibernia	5	47	7	15	2	6	1
Champ Hebron Réservoir Jeanne d'Arc	4	123	20	87	14	61	10
Champ Ben Nevis Réservoir Ben Nevis	3	203	32	124	20	75	12
Total de l'actif Hebron*		1 055	168	789	126	660	105

*Remarque : La RFE du promoteur ne s'additionne pas. Les valeurs totales des ressources du promoteur ont été calculées à l'aide d'une évaluation stochastique combinée de tous les gisements et non pas à l'aide de la somme des gisements individuels de Hebron.

À l'heure actuelle, le promoteur se concentre principalement sur la mise en valeur du champ Hebron, y compris le réservoir Ben Nevis (gisement 1), le réservoir Hibernia (gisement 5) et les sables B et H de Jeanne d'Arc (gisement 4). La mise en valeur de ces réservoirs est envisagée dans la demande; le pétrole des gisements 1, 4 et 5 est donc classé dans la catégorie « réserves ».

Bien que des options de mise en valeur de la formation Ben Nevis au champ Ben Nevis (gisement 3) aient été proposées dans la demande, la mise en valeur de cette ressource n'est pas envisagée par le personnel de l'Office. Par conséquent, la récupération estimée du gisement 3 est classée dans la catégorie « ressources découvertes » plutôt que « réserves ».

Le personnel de l'Office a effectué un examen détaillé des estimations des réserves et des ressources pétrolières du promoteur. Le personnel a également examiné les données géophysiques, géologiques et techniques disponibles afin d'effectuer une estimation indépendante des réserves et des ressources pétrolières de l'actif Hebron. Les estimations des réserves et des ressources par le personnel sont basées sur ses propres modèles géologiques et de simulation de réservoirs. Une comparaison entre les estimations volumétriques du personnel et celles du promoteur est présentée dans le tableau 6-7.

Tableau 6-7 : Les meilleures estimations des réserves et des ressources du personnel de l'Office par rapport à celles du promoteur.

Réservoir	Gisement	RFE du promoteur		Réserves du C-TNLOHE		Différence	
		Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³
Champ Hebron, réservoir Ben Nevis	1	563	90	560	89	-3	-1
Champ Hebron Réservoir Hibernia	5	15	2	15	2	0	0
Champ Hebron, réservoir Jeanne d'Arc	4	87	14	132	21	45	7
Réserves totales de Hebron		665	106	707	112	42	6
Champ Ben Nevis, réservoir Ben Nevis*	3	124	20	252	40	127	20
Total de l'actif Hebron**		789	126	959	152	166	26

*Remarque : La mise en valeur du gisement 3 n'est pas envisagée pour le moment; les estimations sont donc classées en tant que ressources plutôt qu'en tant que réserves.

**Remarque : L'évaluation des réserves et des ressources totales par le promoteur diffère de celle présentée dans la demande. Les totaux calculés par le promoteur sont basés sur une évaluation stochastique de tous les bassins alors que le personnel a présenté la somme des bassins individuels.

Les estimations pour le ralentissement et l'accélération de la production, en place et récupérables du promoteur et du personnel de l'Office sont les résultats d'une modélisation stochastique qui fait varier certains paramètres du réservoir, notamment la saturation en eau, la porosité, le contact entre des fluides, le facteur de volume de la formation et la perméabilité. Une discussion approfondie sur les analyses de sensibilité et d'incertitude connexes est incluse dans les annexes A-C (modélisation géologique) et D (simulation de réservoir). Les tableaux 6-8 et 6-9 présentent une comparaison entre les meilleures estimations et les estimations de ralentissement et d'accélération de production des réserves et des ressources pétrolières du personnel et celles du promoteur.

Tableau 6-8 : Meilleures estimations et estimations de ralentissement et d'accélération de production des réserves de pétrole (unités métriques) par le personnel de l'Office et par le promoteur.

Réservoir	Gisement	Ralentissement de la production		Meilleure estimation		Accélération de la production	
		Mm ³ du promoteur	Mm ³ du C-TNLOHE	Mm ³ du promoteur	Mm ³ du C-TNLOHE	Mm ³ du promoteur	Mm ³ du C-TNLOHE
Champ Hebron, réservoir Ben Nevis	1	70	67	90	89	121	106
Champ Hebron, réservoir Hibernia	5	1	2	2	2	7	8
Champ Hebron, réservoir Jeanne d'Arc	4	10	6	14	21	20	41
Réserves totales de Hebron		81	75	106	112	148	155
Champ Ben Nevis, réservoir Ben Nevis*	3	12	29	20	40	32	47
Total de l'actif Hebron**		93	104	126	152	180	202

*Remarque : La mise en valeur du gisement 3 n'est pas envisagée pour le moment; les estimations sont donc classées en tant que ressources plutôt qu'en tant que réserves.

**Remarque : L'évaluation des réserves et des ressources totales par le promoteur diffère de celle présentée dans la demande. Les totaux calculés par le promoteur sont basés sur une évaluation stochastique de tous les bassins alors que le personnel a présenté la somme des bassins individuels.

Tableau 6-9 : Meilleures estimations et estimations de ralentissement et d'accélération de production des réserves de pétrole (unités de champ) par le personnel de l'Office et par le promoteur.

Réservoir	Gisement	Ralentissement de la production		Meilleure estimation		Accélération de la production	
		Mb du promoteur	Mb du C-TNLOHE	Mb du promoteur	Mb du C-TNLOHE	Mb du promoteur	Mb du C-TNLOHE
Champ Hebron, réservoir Ben Nevis	1	443	421	563	560	762	667
Champ Hebron, réservoir Hibernia	5	6	13	15	15	47	50
Champ Hebron, réservoir Jeanne d'Arc	4	61	38	87	132	123	258
Réserves totales de Hebron		510	472	665	707	932	975
Champ Ben Nevis, réservoir Ben Nevis*	3	75	182	124	252	203	296
Total de l'actif Hebron**		585	654	789	959	1 135	1 271

*Remarque : La mise en valeur du gisement 3 n'est pas envisagée pour le moment; les estimations sont donc classées en tant que ressources plutôt qu'en tant que réserves.

**Remarque : L'évaluation des réserves et des ressources totales par le promoteur diffère de celle présentée dans la demande. Les totaux calculés par le promoteur sont basés sur une évaluation stochastique de tous les bassins alors que le personnel a présenté la somme des bassins individuels.

Il existe un bon accord entre le personnel et le promoteur en ce qui a trait à la récupération finale estimée dans le réservoir Ben Nevis du champ Hebron (gisement 1). L'estimation des réserves du promoteur est de 90 Mm^3 (563 Mb). Sur la base d'une modélisation géologique et d'une simulation de réservoir indépendantes, le personnel estime la récupération finale du gisement 1 à 89 Mm^3 (560 Mb). Le promoteur estime que le PEP d'origine du réservoir de stockage est de 241 Mm^3 , ce qui est plus élevé que l'estimation par le personnel de 220 Mm^3 . Cependant, la modélisation des réservoirs effectuée par le personnel de l'Office suggère une meilleure récupération.

L'estimation des ressources par le promoteur et celle par le personnel de l'Office dans le réservoir Ben Nevis du champ Ben Nevis (gisement 3) diffèrent considérablement. L'estimation des réserves par le promoteur est de 20 Mm^3 (124 Mb). Sur la base d'une modélisation géologique et d'une simulation de réservoir indépendantes, le personnel de l'Office estime que la récupération finale du gisement 3 est de 40 Mm^3 (252 Mb). Comme il est indiqué à l'annexe A, il subsiste beaucoup d'incertitude quant à la qualité du réservoir et à la connectivité du gisement 3; cette incertitude doit être levée avant que la mise en valeur du gisement 3 puisse se poursuivre. La demande indique que des données statiques et dynamiques supplémentaires peuvent aider à résoudre l'incertitude technique associée au gisement 3. Le personnel de l'Office est d'accord avec cette évaluation et recommande que des données supplémentaires soient acquises lors des premières étapes du projet Hebron.

Bien qu'il y ait une différence importante entre l'estimation du PEP d'origine du réservoir de stockage par le promoteur et celle par le personnel pour le réservoir Hibernia du champ Hebron (gisement 5), les estimations des réserves sont semblables. L'estimation des réserves, tant par le personnel de l'Office que par le promoteur, est de 2 Mm^3 (15 Mb). Le personnel estime un PEP d'origine du réservoir de stockage beaucoup plus élevé, mais une récupération beaucoup plus faible. Comme il est indiqué à l'annexe B, la qualité du réservoir du gisement 5 demeure très incertaine; cette incertitude devrait être prise en compte lors des premières étapes du projet Hebron. L'estimation des réserves du gisement 5 par le personnel se base sur le plan de mise en valeur proposé dans la demande, qui comprend la mise en valeur du gisement 5 par la production principale. D'autres modélisations effectuées par le personnel suggèrent que l'injection d'eau pourrait améliorer la récupération à 8 Mm^3 (50 Mb). Le promoteur a indiqué que la collecte de données statiques et dynamiques du réservoir Hibernia pourrait aider à résoudre l'incertitude et à évaluer la viabilité de l'injection d'eau. Le personnel de l'Office convient qu'il est nécessaire d'acquérir des données supplémentaires dans la formation Hibernia et qu'une fois l'incertitude levée, le plan d'épuisement devrait être réévalué pour déterminer le meilleur mécanisme de récupération.

Il existe des différences importantes entre les interprétations du personnel et du promoteur concernant le PEP d'origine du réservoir de stockage et les estimations de la récupération finale dans le réservoir Jeanne d'Arc (gisement 4). L'estimation des réserves par le promoteur est de 14 Mm^3 (87 Mb). Sur la base d'une modélisation géologique et de simulation de réservoir préliminaire, le personnel estime la récupération finale du gisement 4 à 21 Mm^3 (132 Mb). Il existe encore beaucoup d'incertitude quant à la qualité du réservoir des sables B et H du gisement 4. Cette incertitude doit être prise en compte dès les premières étapes du projet Hebron.

Malgré un certain écart entre l'estimation volumétrique du promoteur et celle du personnel de l'Office, il y a une bonne concordance dans les estimations pour le gisement 1, qui contient la majorité des réserves de l'actif Hebron. Dans les gisements 4 et 5, il y a encore de l'incertitude dans certaines zones clés et le personnel de l'Office a noté celles où des renseignements et des analyses supplémentaires sont nécessaires pour résoudre cette incertitude. D'après les connaissances actuelles sur l'actif Hebron,

les estimations des réserves par le promoteur sont raisonnables pour la conception des installations et les prévisions.

6.3.2 Mises en valeur différées

Plusieurs autres accumulations de pétrole et de gaz ont été identifiées dans l'actif Hebron ou à proximité de celui-ci et d'autres zones ont été désignées comme étant prometteuses pour une délimitation future. Ces zones sont considérées comme étant des mises en valeur différées et offrent un potentiel important de développement à la hausse. Les mises en valeur différées sont abordées plus en détail dans la section 6.6 et l'annexe E. Les tableaux suivants présentent des estimations préliminaires des ressources différées et potentielles.

Tableau 6-10 : Les estimations préliminaires du PEP d'origine du réservoir de stockage et de la RUE du promoteur pour les mises en valeur différées.

Réservoir	PEP d'origine du réservoir de stockage lors du ralentissement de la production		PEP d'origine du réservoir de stockage lors de l'accélération de la production		RFE lors du ralentissement de la production		RFE lors de l'accélération de la production	
	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³
Sable G, formation Jeanne d'Arc, champ Hebron	19	3	57	9	2	0,3	11	2
Sable D, formation Jeanne d'Arc, champ Hebron	8	1	44	7	0,6	0,1	8	1
Réservoir Ben Nevis, champ West Ben Nevis (gisement 2)	31	5	83	13	1	0,2	19	3
Formation Jeanne d'Arc, champ West Ben Nevis	22	4	189	30	3	0,5	44	7
Réservoir Avalon, champ West Ben Nevis (gisement 3)	13	2	208	33	6	1	37	6
Ressources pétrolières différées totales	93	15	581	92	12,6	2,1	119	19
Réservoir Ben Nevis, zone d'intérêt du graben sud-ouest*	29	5	173	27				
Sable H, formation Jeanne d'Arc, zone d'intérêt de South Valley*	170	27	333	53				
Pétrole sans risque total	199	32	506	80				

*Les zones d'intérêt sont considérées comme étant des ressources non découvertes.

Tableau 6-11 : Estimations préliminaires du GEP par le promoteur pour les mises en valeur différées.

Réservoir	GEP lors du ralentissement de la production		GEP lors de l'accélération de la production	
	Gpi ³	Gm ³	Gpi ³	Gm ³
Réservoir Ben Nevis, gisement 2	11	0,3	60	2
Réservoir Avalon, champ Ben Nevis	7	0,2	124	3,5
Réservoir Hibernia inférieur, champ Ben Nevis	25	0,7	148	4
Ressources de gaz différées totales	43	1,2	332	9,5

6.4 Exploitation des réservoirs

6.4.1 Plans d'exploitation

La demande visait à présenter un plan d'épuisement pour l'ensemble de l'actif Hebron qui optimise la récupération globale du pétrole et gère de manière responsable les ressources en gaz. Un résumé de la méthode d'épuisement du promoteur pour chaque gisement est présenté ci-dessous :

- Gisement 1 : Drainage multiple dans le bloc faillé D-94 et injection d'eau périphérique dans le bloc I-13.
- Gisement 4 : Support de pression assuré par l'injection d'eau.
- Gisement 5 : Épuisement naturel de la pression par deux producteurs.
- Gisement 2 : Réinjection et stockage éventuels du gaz produit.
- Gisement 3 : Support de pression assuré par l'injection d'eau et la réinjection en crête du gaz produit.

6.4.1.1 Plan d'exploitation : réservoir Ben Nevis, champ Hebron (gisement 1)

Le gisement 1 représente la mise en valeur principale pour l'actif Hebron. Le plan d'épuisement de base pour le bloc faillé D-94 comprend seize (16) producteurs fortement déviés ou horizontaux, six (6) injecteurs d'eau sur les flancs du bloc et deux (2) injecteurs de gaz visant la crête de la structure. Le promoteur prévoit d'équiper au moins deux des injecteurs d'eau d'une capacité d'injection de gaz pour permettre la gestion ultérieure du gaz ou la récupération assistée du pétrole. Dans le bloc faillé I-13, le plan d'épuisement du scénario de base du promoteur comprend trois producteurs soutenus par deux injecteurs d'eau. Le promoteur a utilisé ces plans d'épuisement de base dans son processus de modélisation du réservoir pour estimer la récupération finale et obtenir une prévision de production pour le gisement 1.

Le personnel de l'Office a incorporé le même plan d'épuisement dans son processus de modélisation du réservoir et a déterminé que l'approche, les estimations des réserves et les prévisions de production du promoteur sont raisonnables à des fins de planification. Sur la base de la compréhension actuelle du gisement 1, les plans d'épuisement de base pour les blocs faillés D-94 et I-13 devraient permettre

de drainer efficacement la ressource. Le nombre total de puits pourrait être ajusté en fonction des apprentissages tirés du forage et du rendement de production initial.

Le promoteur a également exploré deux autres plans d'épuisement pour le gisement 1. Le premier comprend l'injection d'eau, le gaz produit étant injecté uniquement dans le gisement 2. Ce plan a donné lieu à une récupération finale estimée semblable à celui du plan de base du gisement 1. Cependant, ce scénario limiterait la flexibilité de la stratégie de gestion des gaz du promoteur. Le second plan d'épuisement de recharge prévoit la production du gisement 1 par la production principale, sans support de pression. Les résultats de ce plan ont indiqué une récupération finale beaucoup plus faible, soit environ la moitié de la récupération du plan de base. Le personnel de l'Office convient que, des trois plans décrits, le plan de base proposé devrait obtenir la récupération finale la plus élevée.

Le promoteur a effectué une analyse de sensibilité sur diverses caractéristiques du réservoir, notamment la transmissibilité des failles, la cimentation, la perméabilité, la paroi du puits, le volume de l'aquifère, la compressibilité du volume des pores et la présence d'une calotte de gaz dans le bloc faillé D-94. Cette analyse a permis de déterminer que la perméabilité a la plus grande répercussion sur la récupération finale. Le personnel de l'Office a également effectué une analyse de sensibilité sur le gisement 1 et se dit d'accord avec cette conclusion. Au fur et à mesure de la mise en valeur du projet, les données de forage et de production devraient permettre de lever certaines des incertitudes concernant la perméabilité.

D'après le plan d'épuisement proposé pour le gisement 1, la récupération finale estimée par le promoteur est de 90 Mm³ (563 Mb). En utilisant ce même plan d'épuisement dans sa modélisation, le personnel de l'Office prévoit que la récupération finale pour le gisement 1 sera de 89 Mm³ (560 Mb). Le personnel de l'Office convient que l'approche, les estimations des réserves et les prévisions de production du promoteur pour le gisement 1 sont raisonnables.

6.4.1.2 Plan d'exploitation : réservoir Ben Nevis, champ West Ben Nevis (gisement 2)

Le promoteur a désigné le gisement 2 comme étant un site potentiel pour la réinjection et le stockage du gaz produit. La mise en valeur des ressources du gisement 2 n'a pas été décrite en détail, car il existe beaucoup d'incertitude quant à l'étendue latérale et à l'épaisseur de l'accumulation de pétrole en raison de la présence potentielle d'une calotte de gaz dans le gisement. La demande indique que le gisement 2 pourrait être exploité à l'aide d'un producteur horizontal situé près de la crête, soutenu par un injecteur d'eau dévié. Cependant, la faisabilité économique de cette approche est incertaine et le promoteur la considère comme étant une mise en valeur éventuelle. Le personnel de l'Office se dit d'accord avec cette évaluation.

6.4.1.3 Plan d'exploitation : réservoir Hibernia, champ Hebron (gisement 5)

Le plan d'épuisement de base pour le gisement 5 est l'épuisement naturel (production principale) de deux producteurs sans support de pression. Le promoteur a utilisé ce plan d'épuisement dans son processus de modélisation du réservoir pour estimer la récupération finale et établir une prévision de production pour le gisement 5.

Le promoteur a exploré d'autres plans d'épuisement pour le gisement 5 qui ajoutent un soutien à l'injection d'eau et augmentent le nombre de pénétrations de puits. Le premier plan comprend le support de pression par un seul injecteur d'eau. La modélisation du promoteur suggère que cette approche entraînerait une augmentation de 0,8 Mm³. Le deuxième plan comprend trois producteurs et

un injecteur, ce qui entraînerait une augmentation de 0,6 Mm³. Le personnel a examiné ces plans d'épuisement, les a intégrés dans son processus de modélisation et a obtenu des résultats similaires.

Bien que les modèles du promoteur et du personnel aient permis d'atteindre des résultats similaires, le personnel de l'Office n'est pas d'accord pour dire que l'épuisement naturel de la pression est le moyen le plus efficace de mettre en valeur le gisement 5. Le personnel de l'Office estime que la viabilité de l'ajout d'un support de pression devrait être étudiée plus avant en fonction des connaissances techniques acquises lors du forage de développement. Le promoteur sera tenu d'examiner les données géologiques et techniques du gisement 5 avant le début de la production de pétrole du gisement 5 pour s'assurer que le plan d'épuisement maximise la récupération.

D'après le plan d'épuisement proposé pour le gisement 5, la récupération finale estimée par le promoteur est de 2 Mm³ (15 Mb). En utilisant ce même plan, la récupération finale estimée par le personnel pour le gisement 5 est de 2,3 Mm³ (15 Mb). En incluant l'injection d'eau et un puits de production supplémentaire dans le gisement 5, la récupération finale estimée par le personnel de l'Office est passée à 8 Mm³ (50 Mb).

6.4.1.4 Plan d'exploitation : réservoir Jeanne d'Arc, champ Hebron (gisement 4)

La demande décrit les plans d'épuisement des sables H et B de l'unité réservoir inférieure de Jeanne d'Arc dans le gisement 4. Dans le sable H, le plan d'épuisement de base comprend trois producteurs de pétrole fortement déviés ou horizontaux et un seul injecteur d'eau. Le plan d'épuisement du scénario de base pour le sable B comprend une seule paire de producteurs et d'injecteurs.

Le promoteur a exploré d'autres scénarios d'épuisement primaire pour le gisement 4. Toutefois, le promoteur a déterminé que l'augmentation de la production résultant de l'ajout d'un support de pression était importante, de sorte que l'épuisement naturel n'a pas été retenu comme option. Le personnel de l'Office se dit d'accord avec cette évaluation.

Dans les deux réservoirs, des sensibilités de comptage de puits ont été effectuées par le promoteur afin de déterminer le nombre optimal de puits. Le plan présentant la récupération de pétrole estimée la plus élevée dans le sable H a été sélectionné, soit celui impliquant trois producteurs et un injecteur d'eau. Dans le sable B, le plan présentant la récupération la plus élevée, soit celui impliquant deux producteurs et deux injecteurs, n'a pas été retenu parce que la récupération supplémentaire ne justifiait pas le coût d'un puits supplémentaire. La mise en valeur du sable B présente toujours un risque important en raison de la quantité limitée de données. Le promoteur a indiqué que le plan d'épuisement sera réévalué une fois que l'incertitude relative à la qualité du réservoir et à l'efficacité de la récupération aura été réduite grâce aux renseignements recueillis lors du forage de développement et au début de la production. Le personnel de l'Office convient que le plan d'épuisement devrait être réexaminé une fois que l'incertitude relative aux réservoirs sera réduite. Le personnel s'attend à ce que le promoteur fournisse des mises à jour sur ces plans dans les mises à jour annuelles du plan de gestion des ressources une fois que la mise en valeur sera entamée.

6.4.1.5 Plan d'exploitation : formation Ben Nevis, champ Ben Nevis (gisement 3)

Le promoteur a indiqué que la mise en valeur du gisement 3 comporte des risques importants et que des travaux techniques supplémentaires sont nécessaires pour évaluer la faisabilité de la mise en valeur. La demande ne portait que sur l'exploitation de la partie du gisement 3 située dans le champ Ben Nevis (pénétrée par les puits Ben Nevis L-55 et Ben Nevis I-45). Les hydrocarbures contenus dans la formation Avalon, dans le champ West Ben Nevis (pénétré par le puits West Ben Nevis B-75), sont considérés comme étant une ressource éventuelle par le promoteur. Le personnel a modélisé la totalité du gisement 3 et reconnaît des incertitudes importantes dans les deux réservoirs en raison de la

mauvaise qualité des données et de la compréhension limitée des paramètres et de la connectivité des réservoirs. Sur la base de son évaluation technique et des incertitudes présentées dans la demande, le personnel recommande que toutes les ressources du gisement 3 soient considérées comme étant une mise en valeur différée. L'exploitation de cette ressource nécessitera la présentation d'une demande de modification du plan de mise en valeur par le promoteur.

Le personnel est d'accord avec les approches proposées pour obtenir de plus amples renseignements afin de réduire l'incertitude et les risques associés au gisement 3. Le promoteur a présenté les approches suivantes :

1. Forage d'un ou de plusieurs puits d'évaluation;
2. Projet pilote de production;
3. Mise en valeur sous-marine liée à la structure gravitaire de Hebron.

La première option, qui correspond au forage de puits d'appréciation supplémentaires, pourrait être réalisée à tout moment avant ou pendant la mise en valeur du champ Hebron. L'objectif des puits d'appréciation serait d'accroître les connaissances sur les caractéristiques des réservoirs et des fluides et de mieux comprendre le milieu de dépôt. Le forage d'appréciation pourrait améliorer l'évaluation de la productivité et du potentiel d'injection du gisement. Le personnel souligne que cela ne nécessite pas d'approbation dans le cadre de la présente demande de mise en valeur et que le promoteur peut l'entreprendre en tout temps au moyen d'une autorisation de forer un puits (AFP).

La deuxième option, un projet pilote de production, comprendrait un producteur basé sur une plateforme ou un producteur sous-marin et un injecteur éventuel. Cette option fournirait des renseignements supplémentaires similaires à ceux obtenus par le forage d'appréciation, mais permettrait également de réaliser des essais de production afin de résoudre les incertitudes liées à la connectivité du réservoir, à la communication de la pression entre les puits et aux effets de limite du réservoir. Le promoteur a indiqué que la configuration du projet pilote de production pourrait être conçue pour permettre l'ajout de puits supplémentaires une fois la mise en valeur approuvée.

En vertu de l'article 83 des *Lignes directrices sur le forage et la production*, un projet pilote ou un projet pilote de production peut être appliqué en utilisant une technologie existante ou expérimentale sur une partie limitée d'un gisement pour obtenir des renseignements sur le rendement du réservoir ou de la production dans le but d'optimiser la mise en valeur du champ ou d'améliorer le rendement du réservoir ou de la production. Si cette approche est choisie, le promoteur devra répondre aux exigences suivantes pour s'assurer que les résultats permettront la préparation d'une modification du plan de mise en valeur :

1. Le promoteur soumettra les grandes lignes du projet pilote à l'approbation de l'Office au moins six mois avant le début des travaux;
2. Le plan doit expliquer la portée et les paramètres du projet pilote en matière de calendrier, de nombre de puits, de procédures d'essai et de durée des essais;
3. Le promoteur devra démontrer que le projet pilote est suffisant pour assurer une évaluation adéquate des paramètres du réservoir nécessaires à la mise en valeur du gisement 3;
4. Le promoteur doit définir les critères de résultat qui seront nécessaires pour que la mise en valeur du gisement 3 puisse se poursuivre;
5. Le promoteur doit présenter les résultats de tout travail technique supplémentaire entrepris pour évaluer les ressources du gisement 3.

Le personnel de l'Office souligne que des projets pilotes de production ont été approuvés et menés dans d'autres champs du bassin Jeanne d'Arc. Les projets pilotes de production se sont avérés utiles pour recueillir des données afin de déterminer la meilleure approche de mise en valeur. Le personnel recommande au promoteur de choisir cette option.

Le promoteur indique que la troisième option, une mise en valeur sous-marine avec mise en place d'installations, pourrait être entreprise pour obtenir des renseignements comme les deux premières options. Cette option pourrait être initiée en tant qu'approche progressive avec un nombre minimal de puits et de lignes de raccordement à la structure gravitaire pour permettre l'acquisition de renseignements supplémentaires, comme dans le cadre de la deuxième option. Le personnel souligne que la phase initiale nécessiterait la même approbation et les mêmes conditions qu'un projet pilote de production.

Le promoteur indique que la phase initiale pourrait se transformer en une mise en valeur complète en fonction du rendement de production initial. Le plan d'exploitation proposé est un mécanisme d'entraînement combiné avec dix producteurs, six injecteurs d'eau et deux injecteurs de gaz. Cependant, le nombre total de puits et leur fonction seraient ajustés en fonction des renseignements recueillis lors du forage d'évaluation, pilote ou de développement. Le personnel note que l'expansion d'un puits d'évaluation ou d'un forage pilote en pleine mise en valeur nécessitera la présentation d'une demande de modification du plan de mise en valeur.

La demande n'indiquait aucune date de démarrage prévue pour l'exploitation du gisement 3. De même, la taille de l'équipement de traitement en surface nécessaire pour le gisement 3 n'a pas été abordée. Une prévision de production indépendante a été fournie pour le gisement 3, mais elle n'a pas été intégrée au profil de production général de l'actif Hebron en raison du manque de renseignements disponibles au moment de la soumission. Le personnel de l'Office note qu'il s'agit d'aspects importants pour évaluer si le plan d'épuisement proposé permettra une récupération maximale de la ressource et qu'ils doivent être abordés avant que la mise en valeur puisse se poursuivre.

La mise en valeur sous-marine comporte un risque accru par rapport aux deux autres approches, car l'emplacement optimal d'un châssis de guidage sous-marin ne peut être déterminé sur la base de la compréhension actuelle du réservoir. De plus, les résultats du forage initial pourraient indiquer que les installations et le châssis de guidage sous-marin ont été mal évalués lors de la conception. Si les résultats du forage devaient suggérer que l'emplacement du châssis de guidage ou la conception des installations était inadéquat, l'Office s'attendrait alors à ce que l'infrastructure soit ajustée pour assurer une récupération maximale de la ressource.

Sur la base de l'évaluation ci-dessus, le personnel recommande que le gisement 3 soit exclu de l'approbation donnée au plan de mise en valeur du projet Hebron.

6.4.2 Exigences relatives aux puits de développement

Selon les plans d'épuisement de base pour les gisements 1, 4 et 5, le promoteur prévoit forer 37 puits pour accroître la base de ressources de Hebron (Tableau 6-12).

Tableau 6-12 : Exigences relatives au puits de développement telles que présentées dans la demande.

Gisement	Réservoir	Puits de production	Injecteurs d'eau	Injecteurs de gaz
1	Ben Nevis, champ Hebron	19	8	2
5	Hibernia, champ Hebron	2	0	0
4	Sable H de Jeanne d'Arc	3	1	0
	Sable B de Jeanne d'Arc	1	1	
Total		25	10	2

L'ensemble de forage de la structure gravitaire est conçu de manière à avoir 52 fentes de puits. Le personnel de l'Office convient que 52 fentes de puits seront suffisantes pour accroître la base de ressources initiale de Hebron (gisements 1, 4 et 5) et offrir une certaine souplesse pour ajouter certaines mises en valeur supplémentaires avec les fentes restantes, comme l'ajout de producteurs et d'injecteurs dans le gisement 5 (voir la section 6).

Il existe également une certaine marge de manœuvre pour la possibilité d'abandon de fentes en raison de problèmes de fonctionnement du puits. Le personnel s'attend à ce que le promoteur se concentre sur la gestion efficace des fentes, y compris la récupération des fentes et les injecteurs qui ciblent plusieurs réservoirs, à mesure que le projet progresse.

Le personnel de l'Office a examiné les plans préliminaires de forage et de complétion du promoteur. Les plans du promoteur sont conformes aux principes de construction de puits actuellement appliqués dans le bassin Jeanne d'Arc. En raison de la nature variable des gisements de l'actif Hebron, le promoteur a envisagé plusieurs techniques de complétion, y compris les massifs de gravier dans des sections de trous ouverts, les « frac-packs », les écrans autonomes et les colonnes perdues perforées. Le promoteur a choisi des complétions de massifs de gravier dans des sections de trous ouverts dans les puits du gisement 1. Le personnel de l'Office se dit d'accord avec l'approche prévue par le promoteur pour le forage et la construction des puits et s'attend à évaluer les conceptions individuelles des puits par le biais du processus d'approbation de forer un puits (AFP).

6.4.3 Calendrier de forage

Le calendrier de forage proposé pour la durée de vie du champ est présenté dans la figure 6-10.

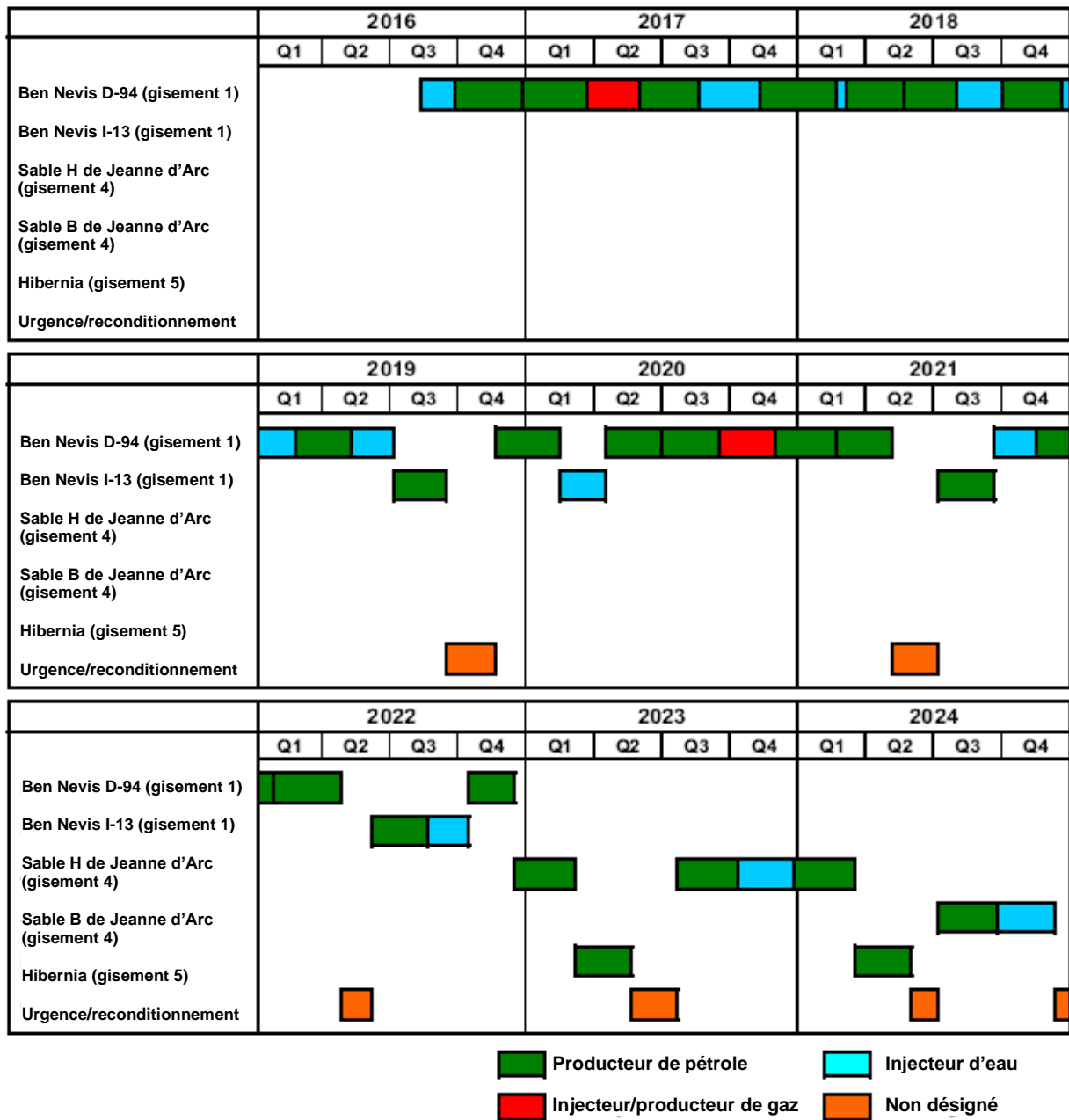


Figure 6-10 : Programme de forage proposé pour l’actif Hebron, pour la durée de vie du champ.

Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Le forage commencera par un injecteur d’eau suivi de deux producteurs de pétrole dans le bloc faillé D-94 du gisement 1. Un injecteur de gaz est prévu pour le quatrième puits afin d’aider à la stratégie de gestion du gaz et pour obtenir des renseignements sur l’efficacité de l’injection du gaz dans le gisement 1. La mise en valeur du bloc faillé I-13 suivra environ trois ans plus tard. Les premiers puits des gisements 4 et 5 ne sont pas prévus avant la fin 2022 et le début 2023, respectivement.

Le personnel de l'Office est préoccupé par le fait que le calendrier de forage proposé est fortement axé sur le gisement 1 au début de la durée de vie du champ. Le personnel estime qu'il faudrait mettre davantage l'accent sur la réduction de l'incertitude dans d'autres domaines de la zone de l'actif plus tôt pendant le projet. L'évolution de la mise en valeur dans le bassin Jeanne d'Arc indique que l'acquisition de données supplémentaires tend à mener à une meilleure définition des ressources, à une meilleure gestion et à de meilleures décisions en matière de mise en valeur au fur et à mesure que les projets progressent. Le personnel de l'Office recommande au promoteur d'étudier les possibilités de recueillir des données supplémentaires dans les zones prospectives dès le début du projet. Le personnel s'attend à ce que le promoteur fournisse des mises à jour sur ces plans dans les mises à jour annuelles du plan de gestion des ressources une fois que la mise en valeur sera entamée.

6.4.4 Considérations relatives au maintien de l'écoulement

La demande abordait plusieurs questions relatives au maintien de l'écoulement des puits de l'actif Hebron. Les questions mises en évidence comprennent la formation d'hydrates et de glace, la gestion de la cire, les asphaltènes et les naphthènes, la gestion d'échelle, la gestion de la corrosion et la gestion des émulsions de fond de puits. Si chacun de ces problèmes peut entraver l'écoulement des puits et des conduites d'écoulement, des stratégies raisonnables de prévention et d'atténuation ont été proposées. Le personnel est satisfait de l'approche du promoteur concernant les questions de maintien de l'écoulement et conclut que les stratégies d'atténuation proposées sont raisonnables.

6.4.5 Prévisions de production

La demande contient une prévision de production de pétrole pour les gisements 1, 4 et 5, y compris la production totale de pétrole, d'eau et de gaz ainsi que des prévisions d'injection d'eau et de gaz pour la plateforme Hebron. Les prévisions de production ont été intégrées à l'aide du logiciel exclusif du promoteur afin d'élaborer un profil combiné pour les gisements 1, 4 et 5 qui optimise la production de toute la zone pour l'installation (Figure 6-11).

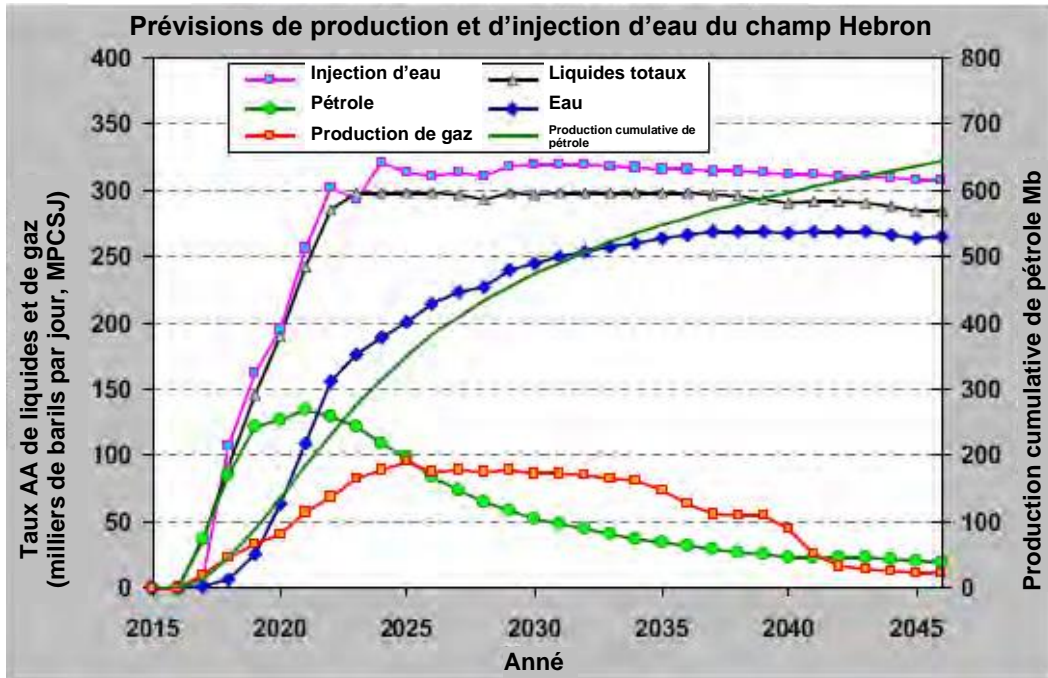


Figure 6-11 : Prévisions de production et d'injection pour les gisements 1, 4 et 5.
 Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Ces prévisions sont basées sur le plan d'épuisement de base pour chacun des gisements, sur le calendrier de forage préliminaire présenté dans la demande et sur des hypothèses de temps de fonctionnement de l'installation. On a supposé que le temps de fonctionnement de l'installation serait de 80 % la première année et de 95 % chaque année suivante. Différentes contraintes ont été imposées aux prévisions, notamment une durée de vie du champ de 30 ans, de 2016 à 2046.

Le tableau 6-13 énumère les capacités nominales de la plateforme Hebron, qui ont également été utilisées pour limiter les prévisions. Il est important de noter que bien que l'écoulement de pétrole prévu pour les installations en surface soit de 23 900 m³/j (150 000 bl/j), on suppose que cette capacité sera portée à 28 600 m³/j (180 000 bl/j) après le démarrage initial. Le personnel admet qu'il est raisonnable de penser que le dégoullottage augmentera la capacité des installations après le démarrage initial, comme cela a été le cas pour les démarrages d'Hibernia, de Terra Nova et de White Rose, et a étudié les effets de l'augmentation du taux de production. Le personnel de l'Office recommande donc que les taux de production jusqu'à un maximum de 28 600 m³/j (180 000 bl/j) soient approuvés.

Tableau 6-13 : Capacités nominales de la plateforme Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Élément de la conception	Unités métriques		Unités de champ pétrolifère	
	Unités	Valeur nominale	Unités	Valeur nominale
Production totale de pétrole	m ³ /j	23 900	milliers de barils par jour	150*
Production totale d'eau	m ³ /j	45 000	milliers de barils par jour	283
Traitement total de gaz	km ³ /j	6 650	kpi ³ /j	235
Taux nominal total d'injection d'eau	m ³ /j	57 300	milliers de barils par jour	360
<i>* 150 milliers de barils par jour représentent le débit de pétrole nominal pour la conception des installations en surface. Il est prévu qu'avec le dégoullottage et l'optimisation de la production après le démarrage, la capacité totale de l'installation pourrait être portée à 180 milliers de barils par jour (pétrole).</i>				

Le personnel de l'Office a élaboré une prévision de production indépendante basée sur les résultats de modèles de simulation pour chacun des gisements. Cette prévision utilise les plans d'épuisement de base, une durée de vie du champ de 2017 à 2051 et un temps de fonctionnement de l'installation de 93 %. Le temps de fonctionnement présumé de l'installation se base sur la plateforme de la structure gravitaire Hibernia, qui est exploitée dans la zone extracôtière de T.-N.-L. depuis 15 ans. La prévision préparée par le personnel de l'Office est présentée dans la figure 6-12.

Prévisions du C-TNLOHE – Gisements 1, 4 et 5 de Hebron

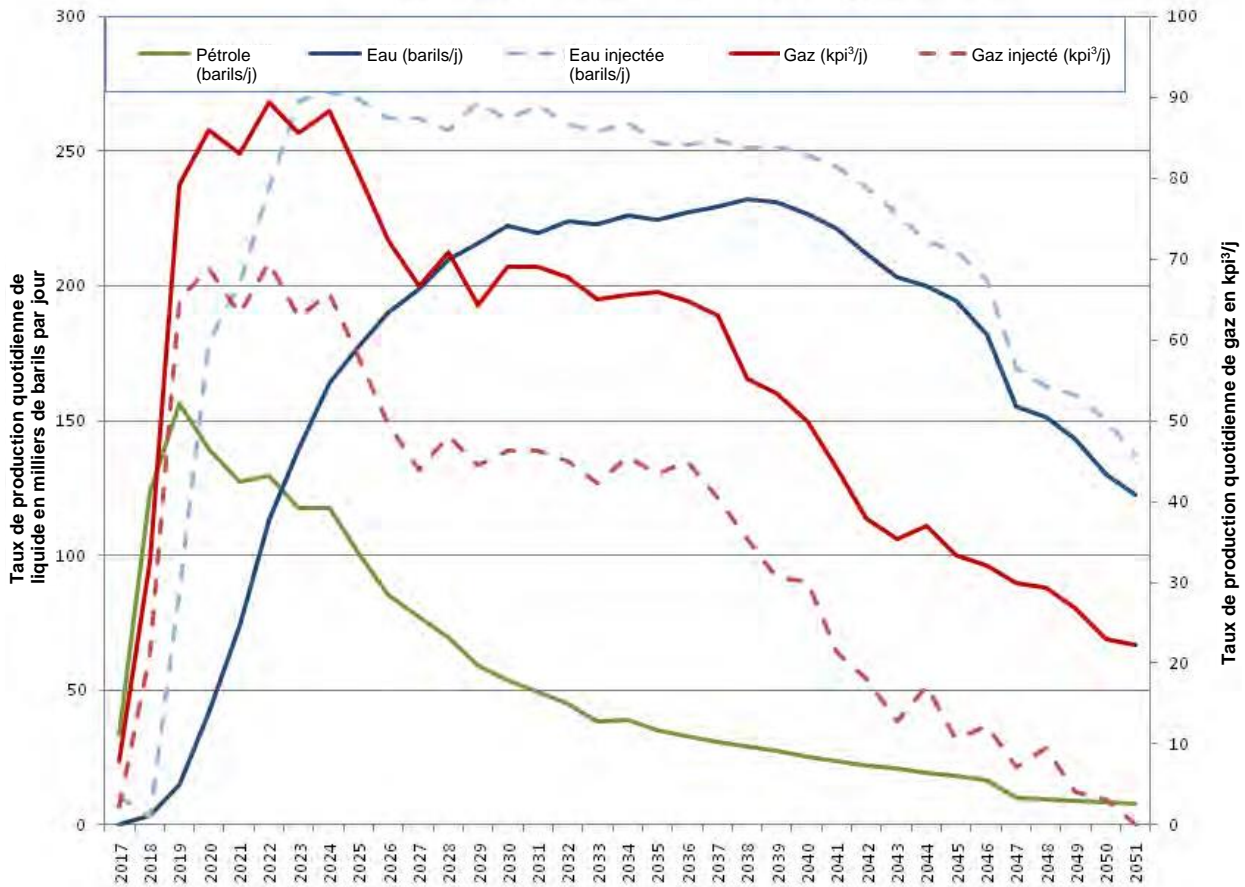


Figure 6-12 : Prévisions quotidiennes de production et d’injection du C-TNLOHE pour les gisements 1, 4 et 5.

Les méthodes du promoteur et les hypothèses utilisées pour élaborer les prévisions de production sont raisonnables. Les installations en surface de Hebron sont conçues de manière adéquate pour mettre en valeur les ressources présentées dans la demande, et il existe une certaine capacité excédentaire permettant de la flexibilité pour mettre en valeur d’éventuelles ressources supplémentaires, particulièrement après la sixième année de production. Cette évaluation se base sur la compréhension actuelle de l’actif Hebron, et bien que le personnel de l’Office soit satisfait de la compréhension actuelle du gisement 1, il reconnaît qu’il existe beaucoup d’incertitude dans les gisements 4 et 5 en raison des données limitées et de la mauvaise qualité des données. Comme il est indiqué précédemment, le calendrier de forage proposé ne prévoit aucun puits dans les gisements 4 et 5 avant 2022 (huitième année). Le personnel recommande qu’un puits soit foré pour recouper les gisements 4 et 5 au cours des trois premières années de mise en valeur afin de permettre de lever plus tôt les incertitudes liées à ces réservoirs.

Le personnel s’inquiète de la capacité de l’installation à gérer l’ajout de la production du gisement 3, si celui-ci est mis en valeur sous forme de raccordement sous-marin à la plateforme Hebron. D’après les connaissances actuelles, la capacité suffisante pour commencer la mise en valeur du gisement 3 ne serait pas disponible avant quelque temps après la dixième année de production. La question de la capacité de l’installation doit être abordée pour l’ensemble de l’actif Hebron dans une demande de modification du plan de mise en valeur avant que la mise en valeur du gisement 3 puisse être approuvée.

6.4.6 Programmes de récupération assistée du pétrole

Le promoteur a effectué un examen préliminaire de haut niveau des méthodes de récupération assistée du pétrole pour chaque gisement et a mis en évidence les zones d'intérêt pour chaque gisement. Les études se sont concentrées sur l'injection de gaz par le biais d'une injection de fluides miscibles ou immiscibles, effectuée à l'aide d'une variété de produits chimiques, y compris le dioxyde de carbone, l'azote et le gaz séparateur. Ces études ont mis en évidence les défis techniques et logistiques de la mise en œuvre de l'injection de gaz pour la récupération assistée du pétrole dans le champ Hebron.

Dans le gisement 1, on a également envisagé des méthodes thermiques pour améliorer la récupération du pétrole, mais ces méthodes ont été jugées peu pratiques à Hebron en raison de la perte de chaleur. Le promoteur ne prévoit pas que la récupération thermique sera un sujet important dans de futures études.

Le personnel reconnaît que la récupération assistée du pétrole est une science émergente et que de nouvelles technologies sont régulièrement présentées. Pour l'instant, le personnel est d'accord avec l'opinion du promoteur concernant les mécanismes de récupération assistée du pétrole. Toutefois, conformément aux exigences du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, on s'attend à ce que le promoteur évalue régulièrement le potentiel des programmes de récupération assistée pendant toute la durée du projet et qu'il présente les résultats dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources.

6.4.7 Conservation du gaz

Comme il n'y a pas de calotte de gaz connue dans les gisements 1, 4 ou 5, on s'attend à ce que seul du gaz dissous soit produit pendant la production de pétrole. Le gaz produit devrait être utilisé principalement comme combustible pour alimenter les installations de forage et de production sur la structure gravitaire. Le promoteur prévoit installer un système d'extraction au gaz dans tous les puits du gisement 1. Il s'agira de la méthode privilégiée d'ascension artificielle afin qu'une partie du gaz produit circule dans le système de production. Tout excédent de gaz sera injecté dans l'un des réservoirs. Trois zones ont été évaluées pour le stockage de gaz :

1. La crête du bloc faillé D-94 dans le gisement 1;
2. La calotte de gaz du réservoir Ben Nevis dans le gisement 3;
3. Le réservoir de pétrole Ben Nevis dans le gisement 2.

L'option privilégiée par le promoteur pour le stockage du gaz est la crête du bloc faillé D-94 et, à ce titre, il est prévu de forer un injecteur de gaz dans le gisement 1 au début du projet (quatrième puits).

Comme pour d'autres projets dans la zone extracôtière de T.-N.-L., le promoteur prévoit maintenir un gaz de torche continu pendant tout le projet et s'attend à ce qu'une partie du gaz soit brûlée à la torche avant le forage du premier injecteur de gaz et pendant les perturbations du système de production tout au long du projet. Il est prévu qu'au cours des cinq premières années, environ 30 à 35 % du gaz produit sera brûlé à la torche. Le promoteur s'attend à ce que ce rendement s'améliore pendant la durée de vie du champ, pour tomber à 5 % à la septième année et à 3 % à la huitième année. Le personnel de l'Office reconnaît qu'il faut s'attendre à des volumes élevés de gaz brûlé à la torche au cours de la phase initiale de mise en valeur et que le torchage s'améliore généralement de manière importante plus tard dans la durée de vie du champ. Les volumes de torchage au gaz sont approuvés et surveillés en permanence par le personnel de l'Office afin de garantir que les normes d'émission sont respectées et qu'aucune ressource en hydrocarbures n'est gaspillée.

Dans le rapport d'examen public de Hebron, le commissaire s'est dit préoccupé par la possibilité de s'écarter des circonstances normales d'exploitation, ce qui entraînerait une violation des prévisions d'émissions atmosphériques. Dans le rapport d'examen public, la recommandation suivante a été formulée :

« Le commissaire recommande au C-TNLOHE d'exiger du promoteur qu'il modélise les écarts par rapport aux circonstances opérationnelles normales qui entraîneraient une violation des prédictions faites en matière d'émissions atmosphériques. En cas d'écart par rapport aux conditions normales d'exploitation, le promoteur doit surveiller les émissions atmosphériques pour déterminer si les prévisions faites dans le REA sont dépassées et fournir cette information au C-TNLOHE. » (Recommandation 5.8, rapport du commissaire)

L'article 67 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* indique qu'aucun exploitant ne doit brûler à la torche ou évacuer du gaz à moins que cela n'ait été approuvé dans l'autorisation ou qu'il soit nécessaire de le faire en raison d'une situation d'urgence. Tous les événements et les volumes de torchage de gaz doivent être signalés à l'Office.

Comme pour les autres projets dans la zone extracôtière de T.-N.-L., le personnel de l'Office évaluera le rendement et les besoins du promoteur en matière de torchage du gaz et accordera une allocation annuelle pour le torchage. Le personnel de l'Office est d'avis que la recommandation du commissaire est satisfaite par le processus annuel d'approbation du torchage. Si des écarts par rapport aux conditions normales d'exploitation se produisent, ils seront traités sur une base annuelle.

Le personnel considère que l'approche du promoteur en matière de gestion du gaz est raisonnable et approuve le plan visant à conserver le gaz en le réinjectant dans le gisement 1 pour le stocker ou maintenir la pression. Le promoteur doit fournir des mises à jour sur la mise en œuvre de l'injection de gaz par le biais du plan de gestion des ressources.

6.4.8 Gestion du réservoir

Le promoteur a déclaré que le plan de gestion du réservoir doit être flexible afin de tenir compte des incertitudes qui peuvent survenir au cours de la mise en valeur. Le personnel de l'Office convient que de l'incertitude demeure en ce qui concerne l'actif Hebron et reconnaît que les installations ont été conçues pour tenir compte d'une partie de cette incertitude. Le nombre de fentes de forage de la structure gravitaire, les taux nominaux de manipulation du pétrole, de l'eau et du gaz et la stratégie de gestion du gaz sont autant d'exemples de domaines dans lesquels le promoteur a prévu une certaine marge de manœuvre au cas où la mise en valeur dépasserait les attentes.

La demande énumère plusieurs facteurs pris en compte dans l'élaboration du plan de gestion des réservoirs, ces considérations pouvant être classées en trois catégories : considérations à court terme, considérations permanentes et considérations relatives aux puits et à l'exploitation. Les considérations à court terme comprenaient l'augmentation rapide du taux de pétrole, l'augmentation de la confiance envers la caractérisation des réservoirs et l'utilisation efficace du gaz produit. Bien que le personnel de l'Office soit d'accord avec ces considérations, il croit que l'on devrait mettre davantage l'accent sur la caractérisation des réservoirs au début de la durée de vie du champ afin de réduire certaines des incertitudes clés qui existent toujours. Les considérations permanentes à prendre en compte tout au long du projet comprennent la porosité, la surveillance de l'injection, la connectivité et la compartimentation des réservoirs, l'identification du pétrole dérivé et l'utilisation des fentes de la structure gravitaire. Le personnel de l'Office convient que ces considérations sont essentielles à la

bonne gestion du réservoir et s'attend à ce que le promoteur en tienne compte dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources. Les considérations relatives aux puits et à l'exploitation comprennent l'évaluation continue du rendement des puits de production et d'injection et la réalisation de tout ajustement opérationnel qui pourrait être nécessaire pour améliorer le rendement de production et d'injection réel.

Bien que le personnel considère que l'approche proposée pour la gestion des réservoirs est raisonnable, il est préoccupé par le calendrier des premières pénétrations de puits dans les gisements 4 et 5. Le personnel suggère que le forage visant à évaluer ces réservoirs commence plus tôt dans le calendrier de forage proposé. Comme on l'a vu dans d'autres projets de mise en valeur dans le bassin Jeanne d'Arc, il faut du temps pour rassembler les résultats du forage, les interpréter et y réagir. Si certaines incertitudes peuvent être résolues au début du calendrier de forage, cela améliorerait la planification de la mise en valeur de Hebron ainsi que des mises en valeur différées.

Afin d'exécuter le plan de gestion du réservoir, le promoteur prévoit de mener un programme complet d'acquisition de données qui impliquera la mise en place :

- De jauges permanentes dans les fonds de tous les puits;
- D'essais de production périodiques à court terme sur chaque puits de production;
- D'un échantillonnage périodique des fluides à proximité de la tête de puits afin de contrôler la teneur en eau, la salinité de l'eau et la densité du pétrole produit;
- De diagraphies de production, si nécessaire, pour diagnostiquer les changements dans le rendement de production des puits;
- D'un profilage de l'écoulement de base dans chaque puits d'injection après que l'écoulement se soit stabilisé;
- Des essais transitoires occasionnels de pression à court terme dans les puits d'injection d'eau pour surveiller la pression du réservoir et l'efficacité du débit de complétion.

La demande a proposé une approche à plusieurs niveaux pour l'évaluation des formations qui répondra au besoin d'obtenir des données dans les puits de développement au cas par cas. Un résumé des mesures typiques dans une approche à plusieurs niveaux est présenté à la section 6-7 de la demande. L'approche en matière d'acquisition de données décrite est suffisante et sera traitée plus en détail lors de l'approbation du programme d'acquisition de données relatives au champ.

Le personnel de l'Office s'attend à ce que le promoteur continue d'étudier les options permettant de maximiser la récupération des ressources pétrolières et gazières tout au long du projet et qu'il présente annuellement les résultats de ces travaux dans la mise à jour du plan de gestion des ressources exigée par l'article 16 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.

6.4.9 Hydraulique du champ

La demande comprenait des données permettant de vérifier que le volume de fluide qui devrait être produit peut être transporté de manière adéquate jusqu'à la structure gravitaire par le tube de production proposé. On a supposé que l'extraction au gaz serait possible dans tous les puits. Les calculs ont été effectués en utilisant des tubes de production de 102 mm, 140 mm et 178 mm. Le promoteur a indiqué que des tubes de production de 140 mm ou de 178 mm seront utilisés et qu'ils peuvent être installés avec un système d'extraction au gaz. On prévoit d'installer un système d'extraction au gaz sur tous les puits de production. Le promoteur a également analysé la possibilité d'un raccordement sous-marin à partir du gisement 3. L'hydraulique du champ pour toute mise en valeur sous-marine du gisement 3 devrait être évaluée lorsque la mise en valeur du gisement 3 est envisagée dans le contexte d'une modification du plan de mise en valeur.

Le personnel de l'Office fait remarquer que le promoteur n'a pas encore terminé les recherches visant à déterminer les taux optimaux d'extraction au gaz pour chaque gisement et puits de production. Le C-TNLOHE aura besoin des résultats de ces études dès qu'ils seront disponibles. Cependant, le personnel considère que les résultats des études sur l'hydraulique du champ pour les puits basés sur une structure gravitaire présentés à ce jour sont raisonnables et conformes aux bonnes pratiques en matière de champs pétrolifères. La taille des tubes pour les puits individuels sera prise en compte dans le processus d'approbation du forage d'un puits.

6.5 Capacités du système de production et des installations de production

6.5.1 Choix du système de production

Le promoteur a entrepris un vaste processus d'examen des concepts de mise en valeur alternatifs pour le projet Hebron. Plusieurs paramètres d'entrée ont été utilisés pour faciliter le processus de sélection des concepts, y compris les coûts des installations, les profils de production et les prix du pétrole. Le promoteur a utilisé les critères décisionnels suivants :

- Sécurité et rendement environnemental;
- Conformité en matière de réglementation;
- Retombées pour le Canada et Terre-Neuve-et-Labrador;
- Données économiques (p. ex., valeur actualisée nette, taux de rendement, rapport entre les bénéfices et l'investissement);
- Atténuation des risques liés aux réservoirs (y compris le recours à l'élimination);
- Risques liés à l'opérabilité (p. ex., têtes de puits humides ou sèches, options d'ascension artificielle, contrôle du sable ou écrans autonomes);
- Risques liés aux coûts et au calendrier;
- Risques liés à l'application de technologies pour l'environnement (p. ex., tourelle déconnectable);
- Capacité à saisir le potentiel de hausse;
- Coûts d'exploitation;
- Risque de capital.

Quatre concepts potentiels ont été examinés en détail :

1. Des puits sous-marins rattachés à la plateforme Hibernia;
2. Une installation flottante de production, stockage et déchargement en mer (FPSO) en combinaison avec des têtes de puits sous-marines (arbres humides), des collecteurs, des pipelines et des tubes prolongateurs;
3. Une installation flottante de production, stockage et déchargement en mer (FPSO) combinée à une structure gravitaire de tête de puits;
4. Un système gravitaire (structure gravitaire; avec ou sans préforage).

Le promoteur a évalué les autres modes de mise en valeur, y compris les options de forage de développement, et le concept privilégié consiste à mettre en valeur l'actif Hebron à l'aide d'une structure gravitaire autonome en béton (sans préforage) et d'installations en surface, et d'un système de chargement extracôtier (Figure 6-13).

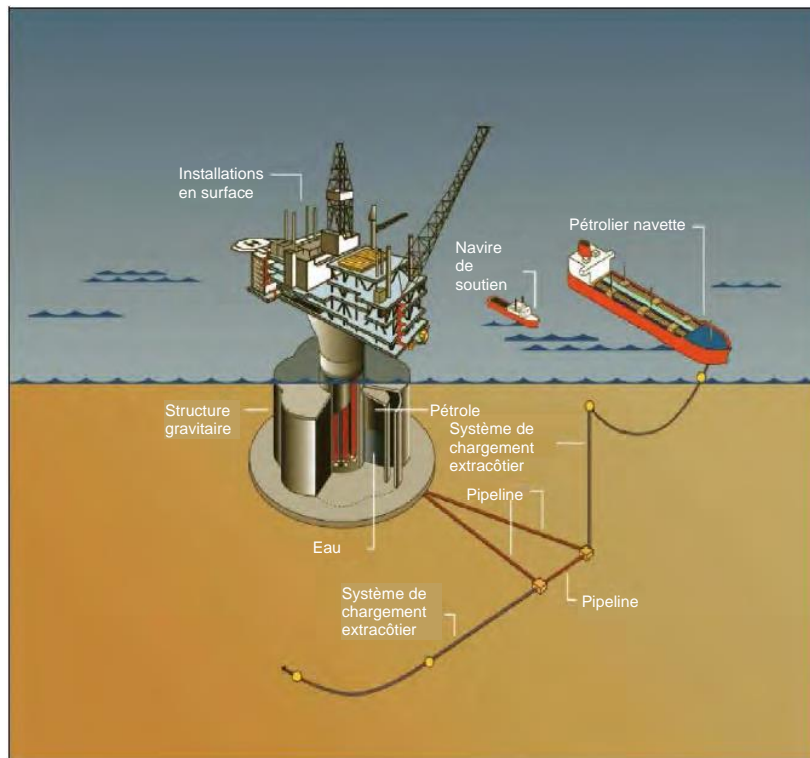


Figure 6-13 : Diagramme schématisé du plan de mise en valeur préliminaire de la structure gravitaire autonome. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Le promoteur a souligné les facteurs clés suivants qui ont contribué à la sélection de la structure gravitaire choisie :

- La majorité du pétrole brut contenu dans les horizons de l'actif Hebron est « lourd » et peut donc poser des problèmes de maintien de l'écoulement. Pour atténuer ces problèmes de maintien de l'écoulement et permettre un accès plus facile au puits en cas de travaux de réparation, il est préférable d'utiliser des têtes de puits au-dessus de l'eau (arbres secs). Un concept d'arbre sec serait utilisé dans ce contexte pour tout concept dont les vannes au sommet du puits (arbre) sont situées au-dessus du niveau de la mer, comme c'est le cas pour le concept de la structure gravitaire;
- La technologie de l'arbre sec peut réduire les coûts de forage et d'entretien des puits et, par conséquent, améliorer les composantes économiques du cycle de vie d'un projet de pétrole lourd tel que Hebron;
- Les arbres secs présentent également un avantage environnemental par rapport aux arbres humides pendant le forage. Le concept de la structure gravitaire comprend des puits d'injection pour l'élimination des déblais de la BBPS (boue à base de produit synthétique). Les boues à base d'eau seront rejetées dans l'arbre de la structure gravitaire ou par-dessus bord, conformément aux directives de l'Office. Dans les autres concepts d'arbres humides ou de préforage, l'élimination des déblais se fait généralement dans la mer.

Une autre amélioration du plan de la structure gravitaire a été la décision d'exclure le préforage. Cette décision a été prise plutôt que d'adopter le préforage sur la base :

- Des travaux de perfectionnement du concept qui ont permis de conclure que le préforage n'est pas viable pour des raisons techniques, opérationnelles et économiques;

- De la grande confiance dans l'exécution et de la réduction des risques économiques et opérationnels qu'entraîne l'absence de préforage.

Le personnel de l'Office convient que l'option de la structure gravitaire est la plus techniquement réalisable et qu'elle aura moins d'incidences environnementales que les autres options. Le personnel a comparé cette option avec les infrastructures existantes dans la zone extracôtière de Terre-Neuve; comparée aux FPSO, l'option de la structure gravitaire est considérée comme étant la meilleure installation de production pour mettre en valeur l'actif Hebron en matière d'efficacité opérationnelle et de questions d'entretien.

Selon la demande, les installations de production de la structure gravitaire de Hebron auront la capacité de traiter le flux de production prévu pour la durée de vie du champ pendant plus de 30 ans. Sur la base de la phase de mise en valeur initiale des gisements 1, 4 et 5, l'installation de production sera conçue pour accommoder un taux de production estimé à 23 900 m³/j de pétrole (150 000 bl/jour). Il convient de souligner que le promoteur prévoit que la capacité totale de l'installation pourrait être portée à 28 600 m³/j (180 000 bl/jour) grâce au dégoulotage et à l'optimisation de la production après le démarrage. Le personnel a supposé ce taux plus élevé dans ses analyses et souligne que cette plage de taux sera incluse dans la décision de l'Office sur le plan de mise en valeur.

D'autres spécifications de conception préliminaires pour la structure gravitaire de Hebron sont énumérées dans le tableau 6-14.

Tableau 6-14 : Spécification de conception préliminaire pour la structure gravitaire de Hebron.

Système	Capacité	
	Métrique	Unités de champ
Taux de production de pétrole	23 900 à 28 600 m ³ /j	150 000 à 180 000 bl/jour
Taux de production d'eau	31 800 à 55 000 m ³ /j	200 000 à 350 000 bl/jour
Taux de production total de liquides	50 000 m ³ /j	314 000 bl/jour
Taux de traitement des gaz	6 000 à 8 500 km ³ /j	215 à 300 MPCSJ
Taux d'injection d'eau	43 000 à 74 000 m ³ /j	270 000 à 470 000 bl/jour
Stockage de pétrole	190 000 m ³	1,2 million de barils

6.5.2 Durée de conception

Selon la demande, les installations en surface de Hebron seront conçues pour une durée de vie de 30 ans. La durée de conception de la structure gravitaire sera de 50 ans afin de soutenir les mises en valeur futures associées aux tubes en J ou aux tubes prolongateurs supplémentaires non désignés installés dans l'arbre de la structure gravitaire et pour permettre de la flexibilité lors de la mise hors service.

Des programmes de surveillance et d'entretien seront mis en œuvre tout au long de l'exploitation de l'installation; la production pourra être prolongée par la remise à neuf ou le remplacement de certains composants, au besoin. Ces programmes comprennent généralement des mesures de corrosion, des inspections structurales et des inspections et des révisions d'équipements.

Le rapport d'examen public de Hebron indique :

« que le C-TNLOHE examine la catégorisation propre aux systèmes structurels et mécaniques pour tous les composants de la plateforme Hebron (structure gravitaire, installations en surface, système de chargement extracôtier, etc.) afin de s'assurer que la valeur patrimoniale de la plateforme Hebron a été prise en compte de manière adéquate dans la conception. » (Recommandation 3.2, rapport du commissaire)

Le promoteur a estimé la durée de la phase de mise en valeur initiale du champ Hebron (gisements 1, 4 et 5) à 30 ans. Les données géologiques et les données sur les réservoirs étant limitées à l'heure actuelle, il est difficile pour le promoteur et le personnel de l'Office de faire des estimations au-delà de cette période de 30 ans et, par conséquent, au-delà de la durée de vie théorique. Toute mise en valeur différée future ou tout projet de récupération assistée du pétrole qui prolongerait la durée de vie du champ nécessiterait des modifications du plan de mise en valeur. Le promoteur serait tenu d'aborder la question de la prolongation de la durée de vie de l'installation et des modifications ou ajouts importants nécessaires pour les installations de production actuellement existantes.

Les *Lignes directrices du plan de mise en valeur (février 2006)* stipulent que la portée et la flexibilité des modifications et des prolongements futurs doivent être signalées en déterminant toute capacité de réserve conçue dans le système pour répondre à tout potentiel de mise en valeur de champs à la hausse, additionnels et satellites. Le promoteur a mentionné que la durée de vie théorique de la structure gravitaire sera de 50 ans afin de soutenir les mises en valeur futures associées aux tubes en J ou aux tubes prolongateurs supplémentaires non désignés installés dans l'arbre de la structure gravitaire. La demande indique également que la conception des installations aura la flexibilité nécessaire pour gérer l'incertitude sous-marine d'une manière rentable, sans compromettre la durée de vie des activités pour la durée de vie du champ. Le personnel de l'Office estime que le plan du promoteur pour la mise en valeur initiale des gisements 1, 4 et 5 est raisonnable et qu'il existe une capacité de réserve dans le plan de conception pour permettre une certaine mise en valeur différée.

6.5.3 Capacités de production

Selon la demande, les installations en surface de la structure gravitaire se composeront de :

1. Installations de production pour :
 - La séparation du pétrole, du gaz et de l'eau;
 - Le traitement de l'eau produite;
 - La compression du gaz en vue d'une ascension artificielle de la production des puits et l'injection de gaz pour la conservation;
 - L'injection d'eau pour maintenir la pression du réservoir;
2. Installations de forage pour permettre le forage, la complétion et l'entretien des puits;
3. Systèmes de services publics, y compris la production et la distribution d'électricité;
4. Systèmes de survie et de sécurité, y compris le nombre maximal normal de 220 personnes.

La principale fonction de l'installation de production sera de stabiliser le pétrole brut produit en séparant l'eau et le gaz du pétrole. Un schéma de la configuration de séparation et de compression probable est présenté dans la figure 6-14.

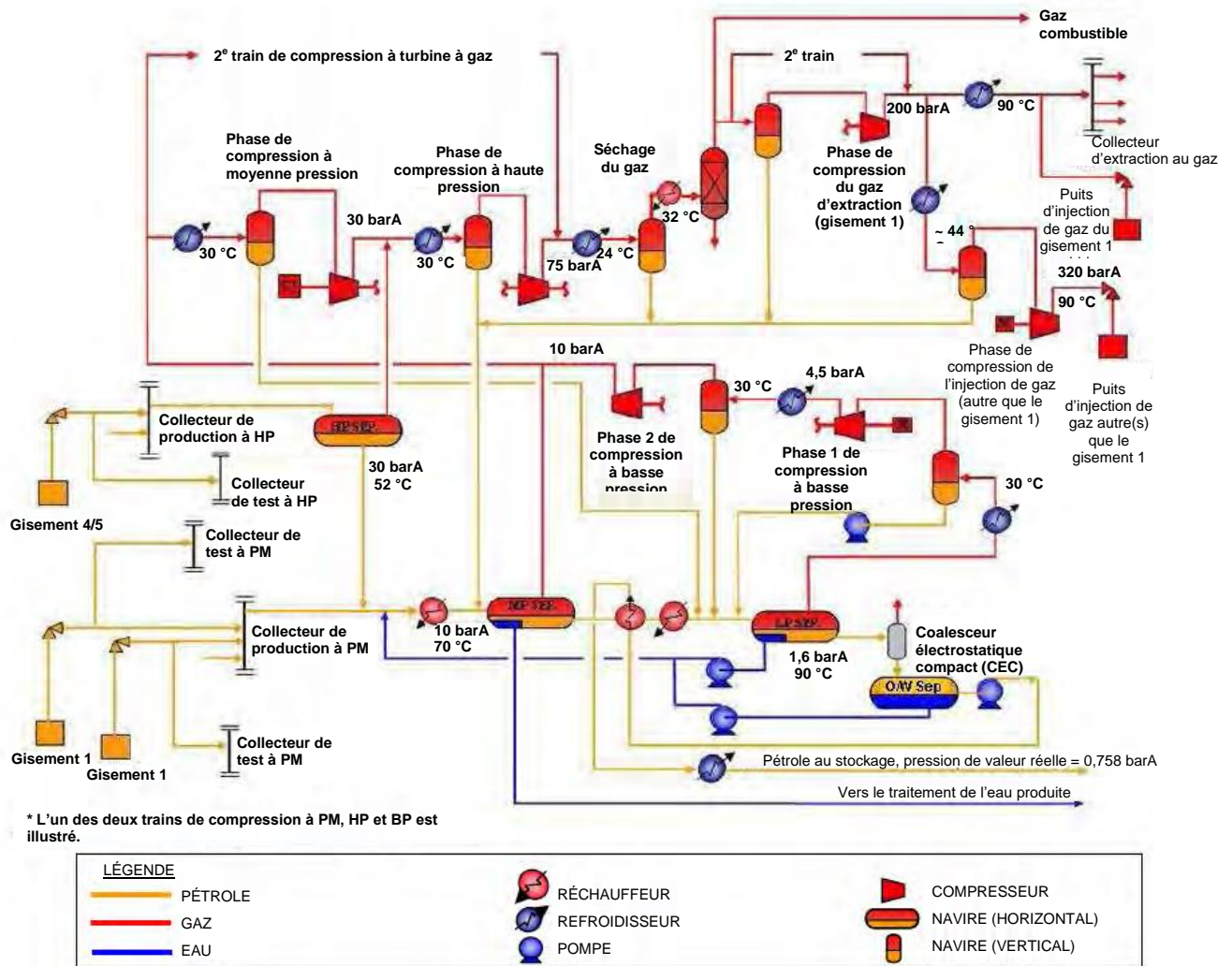


Figure 6-14 : Schéma de la configuration de séparation et de compression probable pour la plateforme Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Un système à trois étapes est prévu pour séparer et stabiliser le pétrole brut. Trois étapes sont nécessaires en raison de la nature différente des fluides provenant des réservoirs Hibernia et Jeanne d'Arc par rapport au réservoir Ben Nevis (pétrole brut lourd par rapport à léger). Certaines nouvelles technologies qui diffèrent des installations existantes dans la zone extracôtière de T.-N.-L. seront employées, notamment un coalescateur électrostatique interne au navire (VIEC) qui contribuera à accroître l'efficacité de la séparation du pétrole du gisement 1. Le VIEC est une paroi en forme de déflecteur composée de chambres d'électrode modulaires qui s'insèrent à l'intérieur des séparateurs triphasés. Cette technologie a été utilisée dans d'autres grandes régions productrices de pétrole dans le monde et devrait permettre de réduire la teneur en eau dans l'huile du flux de pétrole sortant du séparateur. Le personnel exigera du promoteur qu'il fournisse une mise à jour, lorsque l'ingénierie de base détaillée sera terminée, au sujet de l'exploitation de cette nouvelle technologie dans la zone extracôtière de T.-N.-L. et de son incidence prévue sur les systèmes de production.

Deux séparateurs d'essai sont inclus dans la conception initiale en raison du nombre de puits concernés. Les séparateurs seront utilisés à des fins de réglementation et de surveillance, en plus du déchargement des puits, de leur nettoyage et des reflux associés à leur reconditionnement. En raison de la nature lourde du pétrole brut du gisement 1 (20⁰ API), le promoteur a souligné que l'on s'attend à des difficultés de séparation, ce qui augmentera les teneurs en eau dans le pétrole brut par rapport aux installations existantes dans la zone extracôtière de T.-N.-L. Le promoteur sera tenu de respecter les *Lignes directrices en matière de mesure (septembre 2010)*.

En matière de traitement du gaz, il n'est pas prévu de traiter le CO₂ ou le H₂S dans la conception actuelle en raison des faibles concentrations attendues dans le gaz produit initial. Toutefois, en raison d'expériences récentes sur le terrain dans le bassin Jeanne d'Arc, le promoteur a entrepris des recherches supplémentaires sur la possibilité d'une acidification résultant de l'activité des bactéries sulfatoréductrices (BSR). Le personnel de l'Office souligne que les prévisions relatives à l'acidification sont en cours à l'heure actuelle et que le promoteur devra informer le personnel de l'Office de l'état d'avancement des études sur le H₂S et de leurs répercussions sur les opérations. L'installation est conçue avec des matériaux conformes à la norme NACE MR01-75 pour y traiter une certaine quantité de H₂S. Il est également prévu d'injecter un biocide en fond de trou pour éviter l'acidification.

6.5.4 Système d'alimentation en carburant et en gaz brûlé à la torche

Le promoteur a souligné qu'il y aura deux zones principales de consommation de gaz sur la structure gravitaire de Hebron. L'une est le carburant qui sera utilisé par les moteurs de turbines pour les génératrices et les systèmes de compression et la seconde est le gaz pour les veilleuses des torches comme solution de rechange pour la purge du système. Selon le promoteur, l'allumage de la torche se fera par des veilleuses permanentes standards et l'élimination du gaz se fera par une tour de torche ouverte sans récupération du gaz. Le promoteur a mené des études pour examiner d'autres technologies de torche et a conclu que la réduction potentielle du gaz dans l'atmosphère grâce aux torches sans veilleuse ou aux systèmes de récupération de gaz est trop faible pour compenser la diminution de la sécurité de la plateforme qui en résulterait. Le personnel est d'accord avec le plan du promoteur de maintenir sa torche avec une veilleuse continue et sans système de récupération de gaz. Le promoteur prévoit un volume annuel moyen de torche (34 Mm³) qui est inférieur aux volumes annuels moyens de torche des trois installations existantes dans la zone extracôtière de T.-N.-L.

Le promoteur devra faire de la conservation du gaz et de la réduction des torches une priorité tout au long du projet. Il sera également tenu de demander à l'Office une allocation de volume de torchage et de faire le point sur la gestion du gaz dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources.

6.5.5 Système d'eau produite

Le promoteur a envisagé deux options pour le traitement et l'élimination de l'eau produite : l'injection d'eau produite dans le réservoir pour le maintien de la pression et le rejet à la mer de l'eau produite traitée. Il a conclu que la réinjection d'eau produite dans les formations productrices pour le maintien de la pression est techniquement faisable, mais elle a mis en évidence plusieurs risques associés à un tel processus. Ces risques comprennent l'acidification potentielle du réservoir (formation de H₂S), la nécessité d'augmenter la pression d'injection, le confinement imprévisible des fissures et le risque accru d'entartrage lorsque l'eau produite est injectée au lieu de l'eau de mer.

Le promoteur a indiqué que les risques liés à la réalisation du projet de réinjection d'eau produite sont inacceptables jusqu'à ce que ces risques et les stratégies d'atténuation possibles soient mieux compris. La demande propose d'évacuer initialement l'eau de production traitée par-dessus bord, dans les limites des *Directives sur le traitement des déchets extracôtiers (DTDE, 2010)*, et de procéder à l'acquisition de données et à des études techniques après le démarrage afin d'évaluer les risques associés à la réinjection d'eau produite.

Le système de traitement de l'eau produite est encore en phase de conception. Le promoteur a l'intention d'utiliser une technologie de traitement de l'eau commercialement éprouvée qui comprend la technologie VIEC pour minimiser la couche d'émulsion qui se forme dans le processus de séparation du pétrole et de l'eau. Le système de traitement des eaux comprendra des hydrocyclones, des unités de flottation compactes et un tambour de dégazage.

En se basant sur les connaissances actuelles au sujet du réservoir de l'actif Hebron, le personnel de l'Office convient qu'il y a plusieurs risques associés à la réinjection d'eau produite et, jusqu'à ce qu'il soit prouvé que ces risques sont gérables, que le rejet à la mer de l'eau produite est une méthode acceptable d'élimination de l'eau produite pour le projet Hebron.

Le personnel estime également que la technologie de traitement de l'eau produite proposée représente la technologie la plus pratique actuellement disponible. Il convient toutefois de noter que les technologies émergentes et les études de cas indiquent que les risques associés à la réinjection d'eau produite peuvent être gérés dans certaines circonstances. La réinjection d'eau produite a été mise en œuvre avec plus ou moins de succès dans d'autres zones extracôtières. Le personnel de l'Office estime que la capacité de réinjection d'eau produite doit être prise en compte dans la conception des installations afin qu'elle puisse être mise en œuvre si nécessaire. La réinjection d'eau produite peut être nécessaire si les résultats des programmes de surveillance des effets environnementaux ou l'expérience d'autres compétences indiquent qu'une telle mesure d'atténuation environnementale est appropriée.

Le personnel de l'Office reconnaît qu'en raison de perturbations de la production, de révisions de l'équipement et d'autres événements opérationnels, il sera toujours nécessaire de rejeter occasionnellement de l'eau produite, que la réinjection d'eau produite ait lieu ou non. Le personnel est d'accord avec le plan du promoteur visant à éliminer l'eau produite traitée dans les limites des *Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière de 2010*. La section 5.5 (Rejets de production) traite de la potentielle mise en œuvre future de la réinjection d'eau produite par condition.

6.5.6 Capacité totale de manutention des fluides

La capacité nominale totale de manutention des fluides du système d'installations en surface pour la structure gravitaire de Hebron est estimée à environ 50 000 m³ par jour (314 000 barils par jour). Cette capacité est l'une des principales contraintes de la conception du traitement de Hebron. Dans les prévisions de production fournies dans la demande, la capacité totale de fluide est limitée à 95 % de temps de fonctionnement de l'installation ou à 47 500 m³ par jour (300 000 barils par jour). Si le calendrier de forage prévu à Hebron et les prévisions de production de base qui en découlent sont conformes aux attentes, la capacité totale en fluide de l'installation sera atteinte cinq ans après le début de la production de pétrole, en 2022, ce qui sera un facteur limitant pour la mise en production de ressources supplémentaires.

Cette limitation est due à la nature lourde du pétrole du gisement 1, qui nécessitera un temps de décantation plus long dans les séparateurs de milieu afin d'obtenir une séparation efficace entre le pétrole et l'eau. Afin d'atteindre ce temps de décantation, de nouvelles technologies telles que le VIEC

et des séparateurs plus grands (par rapport aux séparateurs de pétrole extracôtiers classiques) seront utilisées sur la structure gravitaire de Hebron.

La demande propose d'utiliser des produits chimiques tels que des désémulsifiants et des agents antimousses qui faciliteront la séparation et augmenteront ainsi la capacité totale de traitement des fluides. De plus, le promoteur prévoit tenir compte du débit, des pressions et des températures du procédé au cours de la phase d'ingénierie de base et de la phase de conception détaillée; ils peuvent être optimisés pour augmenter la capacité totale de traitement des fluides.

Le personnel de l'Office convient que la capacité nominale de traitement des fluides est suffisante pour mettre en valeur les ressources proposées dans la demande; toutefois, l'impact des mises en valeur différées sur la capacité de l'installation n'est pas encore connu. Le promoteur sera tenu d'informer l'Office des efforts déployés pour optimiser le processus de production et accroître le dégoulotage dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources.

6.5.7 Système d'injection d'eau

Le système d'injection d'eau proposé dans la demande pompera de l'eau de mer vers la plateforme à partir de la zone environnante. Cette eau de mer sera filtrée, désaérée et traitée pour contrôler les niveaux d'oxygène et de bactéries. Elle sera dosée avant d'être injectée dans le réservoir pour maintenir la pression et augmenter la production de pétrole. La capacité nominale du système d'injection d'eau de Hebron est de 57 300 m³/j (~360 000 B/j).

Comme il est indiqué précédemment, le promoteur doit envisager la mise en œuvre de la réinjection d'eau produite s'il est déterminé que les risques et les coûts sont gérables. Le promoteur a présenté un plan de l'injection d'eau probable dans la demande, y compris l'équipement à mettre en œuvre à l'avenir si une réinjection d'eau produite s'avère nécessaire. Le personnel de l'Office est d'avis que le système d'injection d'eau répondra aux exigences de la mise en valeur initiale et que des allocations ont été prévues pour la mise en œuvre future de la réinjection d'eau produite.

6.5.8 Système d'injection chimique

Les produits chimiques sont généralement nécessaires pour améliorer l'efficacité du traitement et sont généralement utilisés dans les installations de production et de traitement du pétrole. Les produits chimiques qui peuvent être nécessaires comprennent des antitartres, des inhibiteurs de cire, des inhibiteurs de corrosion, des désoxygénants, des agents antimousses, des biocides, des désémulsifiants et d'autres. Le personnel de l'Office accepte que les exigences en matière d'injection chimique pour Hebron soient déterminées au cours du processus d'ingénierie de base et qu'elles soient ajustées au besoin en fonction du rendement réel et de l'émergence de nouvelles technologies.

6.5.9 Production d'énergie

La conception préliminaire du système de production d'énergie de la plateforme Hebron comprend trois génératrices principales à turbine à gaz, chacune pouvant produire jusqu'à 29 MW d'énergie, ainsi que des génératrices diesel de secours et essentielles distinctes. Le système de production d'énergie sera conçu pour permettre un entretien rapide, ce qui devrait augmenter l'efficacité globale de l'installation. Le personnel de l'Office considère que la conception de la production d'énergie est adéquate pour répondre aux demandes du plan d'exploitation du réservoir présenté dans la demande.

6.5.10 Mesure, échantillonnage et répartition des fluides

Le promoteur a indiqué que l'installation de comptage sera conçue pour répondre aux normes des *Lignes directrices en matière de mesure (septembre 2010)* et d'ExxonMobil. Elle sera optimisée au cours des phases d'ingénierie de base et de conception détaillée.

Le débit sera mesuré à chaque tête de puits et à chaque intervalle de ligne d'écoulement. Chaque puits sera équipé pour mesurer la pression et la température en fond de trou et chaque récipient de production mesurera les flux de liquide et de gaz tout en étant équipé de dispositifs d'échantillonnage.

Les séparateurs d'essai sont conçus pour deux phases et comprendront un échantillonneur automatique sur le flux de liquide pour la détermination de la teneur en eau par analyse en laboratoire. Le promoteur a souligné que le débitmètre brut du séparateur à pression moyenne (PM) et les futurs modules des installations en surface comprendront des dispositions pour l'installation future d'un compteur étalon principal afin de répartir la production entre les champs.

Le promoteur a déclaré que les futures mises en valeur sous-marines utiliseront des débitmètres sous-marins polyphasiques pour répartir les fluides produits vers chaque puits. Cependant, le promoteur a fait remarquer que les futures mises en valeur sous-marines n'incluront pas de ligne d'écoulement et de tube prolongateur dédiés aux essais. Le personnel note qu'il s'agit d'un aspect important pour les futures affectations de champs sous-marins et exigera que le promoteur aborde les dispositions appropriées quant aux compteurs dans le processus de demande d'approbation du système d'écoulement.

Les compteurs de transfert par télémesure seront conçus conformément au *Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS)* de l'API et traçables à une norme du NIST. Le personnel de l'Office est satisfait des principaux éléments de conception dans la planification du compteur de transfert par télémesure.

6.5.11 Système sous-marin de production et d'injection

La conception de la structure gravitaire de Hebron prévoit la possibilité d'un futur raccord sous-marin. La conception de l'expansion future est basée sur l'évaluation préliminaire par le promoteur du gisement 3, qui est situé à 7 km de la structure gravitaire de Hebron, en supposant un développement de taille similaire (20 Mm³ nécessitant environ dix producteurs, six injecteurs d'eau et deux injecteurs de gaz).

Le promoteur a indiqué que l'équipement de production de futures installations en surface pour les raccords comprendrait un poste de commande principal, des installations de terminaison ombilicales, des sas de départ et d'arrivée de racleurs, des unités hydrauliques, une unité électrique et des patins d'injection chimique. La production à partir des raccords futurs serait traitée au moyen de l'équipement de procédé existant. En fonction des taux de production et du calendrier des mises en valeur différées, l'impact sur l'installation et la récupération des zones de développement principales devront être pris en compte dans toute demande de mise en service des mises en valeur différées.

Le personnel de l'Office est convaincu que le promoteur a fait preuve de souplesse dans la conception de ses installations pour permettre de futurs projets d'expansion. La méthode de mise en valeur complète de toute ressource non incluse dans la demande, y compris le gisement 3, sera abordée dans les modifications au plan de mise en valeur, le cas échéant.

6.6 Mises en valeur différées

Il existe plusieurs autres zones au sein de l'actif Hebron où des accumulations de pétrole et de gaz ont été testées, ou bien où il existe un potentiel d'hydrocarbures. Ces mises en valeur et perspectives différées offrent un potentiel important de développement à la hausse. Le personnel de l'Office convient avec le promoteur que des renseignements supplémentaires sont nécessaires avant que l'on puisse déterminer si la mise en valeur de l'une ou l'autre de ces ressources différées est rentable. Les mises en valeur différées sont examinées en détail dans l'annexe E.

Le personnel de l'Office recommande que les mises en valeur différées à proximité des gisements 1, 4 et 5 (LDI 1006 et LDI 1007) soient éventuellement exploitées avec le système de production de la structure gravitaire proposé, car il est peu probable que les ressources de chaque zone d'intérêt soient suffisantes pour justifier une mise en valeur autonome. Le personnel de l'Office reconnaît que le système de production de la structure gravitaire proposée dispose de fentes de puits adéquates et d'une capacité de mise en valeur de ces ressources. Toutefois, les ressources en hydrocarbures des gisements 2 et 3 et les mises en valeur et zones d'intérêt différées à proximité des LDI 1010 et 1009 nécessitent des renseignements et des analyses supplémentaires pour déterminer les schémas d'exploitation optimaux et un système de production et une infrastructure de mise en valeur appropriés.

L'incertitude concernant la taille et le type d'accumulation (pétrole, gaz ou condensat) jouera un rôle majeur dans la détermination de la manière et du moment où ces ressources seront mises en valeur. L'exploitant a présenté des plans potentiels de forage de délimitation et un projet pilote de production pour évaluer davantage les ressources du gisement 3. Le personnel de l'Office est d'avis qu'un projet pilote de production devrait être entrepris au début du projet Hebron, car l'acquisition d'informations géologiques et d'informations de réservoir pour les mises en valeur différées le plus tôt possible a permis de prendre de meilleures décisions et d'avoir plus de flexibilité pour maximiser la récupération dans d'autres mises en valeur dans le bassin Jeanne d'Arc. Le forage de délimitation, par le biais de puits supplémentaires ou en approfondissant les puits de développement, est également encouragé pour les mises en valeur et les zones d'intérêt différées.

Des données sismiques, des forages de délimitation, des forages de développement, des projets pilotes et un rendement de production supplémentaires seront probablement tous nécessaires pour évaluer le potentiel des mises en valeur différées. Le personnel de l'Office reconnaît qu'il faudra du temps pour acquérir et interpréter ces données et pour amorcer la mise en valeur sur la base de son analyse. Le personnel de l'Office estime que les éléments clés et la séquence d'événements qui mèneront finalement à une mise en valeur optimisée des ressources différées sont :

- Acquérir des informations sur les réservoirs grâce au forage de développement initial du gisement 1;
- Évaluer les résultats de rendement de production et d'injection des puits de développement initiaux afin de limiter le nombre de fentes nécessaires à l'épuisement optimal du gisement 1;
- Délimiter davantage les gisements 4 et 5 au début de la phase de mise en valeur afin d'améliorer la caractérisation des réservoirs, de limiter les estimations des réserves et d'optimiser la mise en valeur des réservoirs Hibernia et Jeanne d'Arc;
- S'assurer que la capacité des installations en surface est suffisante pour permettre la mise en valeur des ressources différées;
- Entreprendre une délimitation plus poussée ou un projet pilote pour le gisement 3 afin de réduire l'incertitude technique et d'étudier le potentiel de mise en valeur du gisement;

- Lancer le forage de délimitation du gisement 2 et d'autres zones d'intérêt à proximité du bloc faillé West Ben Nevis.

Le personnel de l'Office souligne que si le promoteur décide de procéder à la mise en valeur de ces ressources, une modification du plan de mise en valeur sera nécessaire.

6.7 Unitisation

Selon les informations présentées dans la demande, le promoteur a l'intention de mettre en valeur l'actif Hebron, qui comprend quatre LDI avec les intérêts des parties à la coentreprise dans les zones de découverte importante comme suit :

- ExxonMobil Canada Properties 36,0429 %
- Chevron Canada Ltée 26,628 0 %
- Partenariat Petro-Canada Hebron 22,728 9 %
- Statoil Canada Ltée. 9,700 2 %
- Nalcor Energy – Oil and Gas Inc. 4,9000 %

Le personnel de l'Office souligne que les ressources de l'actif Hebron s'étendent au-delà de la zone de découverte importante actuelle. Le promoteur devra conclure un accord commercial avec les propriétaires des licences de découverte importantes adjacentes avant de présenter une demande de mise en valeur commerciale pour l'actif Hebron.

Le personnel de l'Office est d'avis que l'unitisation de l'actif Hebron est importante à des fins de conservation et d'administration efficace des règlements régissant la production de la ressource.

6.8 Conclusions

Le personnel de l'Office a examiné les modèles géologiques du promoteur pour les gisements 1, 2, 3, 4 et 5 à l'appui de la demande et est satisfait de l'approche globale. Il a également effectué une analyse pétrophysique approfondie des données provenant des puits de l'actif Hebron et est convaincu que les paramètres critiques du promoteur, notamment la porosité, la saturation en eau et les contacts entre fluides, correspondent pour la plupart à ceux de l'Office. Le promoteur a également présenté des modèles de simulation de réservoirs pour les gisements 1, 3, 4 et 5. Le personnel de l'Office a examiné les données techniques du réservoir, y compris l'analyse des fluides, l'analyse spéciale des carottes et l'analyse de la pression et de la température, et considère que l'approche du promoteur en matière de simulation de réservoir est raisonnable.

Le modèle géologique et le modèle de simulation de réservoir du promoteur pour le gisement 1 sont raisonnables et le personnel de l'Office a obtenu des résultats similaires par une modélisation indépendante.

Le personnel de l'Office convient avec le promoteur qu'il y a beaucoup d'incertitude associée aux ressources du gisement 2, qui est donc considéré comme étant une mise en valeur différée.

Bien que l'approche adoptée par le promoteur pour modéliser le gisement 3 soit raisonnable, il reste beaucoup d'incertitude technique quant à la qualité du réservoir, la connectivité et la faisabilité de la mise en valeur. Par conséquent, le personnel de l'Office recommande que le gisement 3 soit considéré comme étant une ressource différée et que sa mise en valeur ne soit pas approuvée pour le moment. Le personnel recommande que le promoteur soit autorisé à procéder à un projet pilote.

Il convient également avec le promoteur qu'il y a peu de données disponibles pour le gisement 4. Par conséquent, le promoteur a utilisé le champ Terra Nova comme analogue pour le réservoir Jeanne d'Arc à Hebron. Le personnel de l'Office juge cette approche acceptable et estime que le promoteur devrait être encouragé à acquérir davantage de données pour permettre d'optimiser le plan d'épuisement du gisement 4.

Le personnel de l'Office convient avec le promoteur qu'il y a peu de données disponibles pour le gisement 5. La modélisation géologique effectuée par celui-ci laisse entrevoir la possibilité de volumes de ressources plus élevés. Par conséquent, le promoteur devrait être encouragé à acquérir davantage de données pour permettre d'optimiser le plan d'épuisement du gisement 5.

Le personnel de l'Office a tenu compte des estimations des ressources lors de l'évaluation des installations de forage et de production proposées. Le personnel de l'Office convient qu'une structure gravitaire est l'option la plus appropriée pour la mise en valeur de l'actif Hebron et que les capacités de conception des installations proposées sont adéquates pour la mise en valeur de la ressource telle que présentée dans la demande. Il y a suffisamment de souplesse si davantage de puits s'avèrent nécessaires. Tout effort déployé par le promoteur pour optimiser le processus de production ou dégoulotter l'installation doit être présenté dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources.

Compte tenu du calendrier de forage proposé dans la demande, le personnel de l'Office encourage le promoteur à se concentrer davantage sur la résolution des principales incertitudes plus tôt lors du projet. Le promoteur et le personnel de l'Office ont identifié plusieurs zones supplémentaires pour une mise en valeur potentielle. Le personnel de l'Office s'attend à ce que le promoteur acquière davantage de données dans ces zones et mette celles-ci en valeur si elles sont jugées économiques.

6.9 Recommandation

Le personnel recommande à l'Office d'approuver la mise en valeur telle que décrite dans la demande, sous réserve de la condition suivante :

- **Le gisement 3 est exclu de l'approbation donnée au plan de mise en valeur du projet Hebron et il appartiendra au promoteur de présenter une modification du plan de mise en valeur visant le gisement 3 une fois qu'il aura obtenu des données supplémentaires au moyen d'un forage d'appréciation ou d'un projet pilote jugé acceptable par l'Office.**

7.0 Réponse aux recommandations de l'examen public de Hebron

Les recommandations suivantes figurent dans le rapport du commissaire chargé de l'examen public de la demande de mise en valeur de Hebron. Pour répondre à ces recommandations, le personnel a soit fait référence à l'analyse du personnel, soit fourni une réponse directement sous la recommandation, soit une combinaison des deux.

Les recommandations traitant des avantages et des questions socio-économiques se trouvent dans l'analyse du plan de retombées par le personnel.

Démarche en matière de mise en valeur

3.1 Le commissaire recommande que le gisement 3 soit exclu de la décision fondamentale pour le projet Hebron et que le promoteur soit tenu de présenter une modification de la demande de mise en valeur pour la ressource du gisement 3. Cette demande doit définir en détail l'approche, le calendrier et la méthode proposés pour la mise en valeur. Cette modification de la demande de mise en valeur doit également inclure un plan de retombées et une analyse de sécurité conceptuelle tenant compte des risques propres à la sécurité humaine pendant la mise en valeur du gisement 3.

Voir la section 6.4.1.5 (Modèle d'exploitation : Formation Ben Nevis, Champ Ben Nevis (gisement 3)) et la condition 12.

3.2 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE examine la catégorisation particulière des systèmes structurels et mécaniques pour tous les composants de la plateforme Hebron (structure gravitaire, installations en surface, système de chargement extracôtier, etc.) afin de s'assurer que la valeur patrimoniale de la plateforme Hebron a été prise en compte de manière adéquate dans la conception.

Voir les sections 4.4.4 (Installations en surface) et 6.5.2 (Durée de vie).

3.3 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE examine s'il existe un risque de corrosion influencée par les micro-organismes qui toucherait la structure ou la jupe de la structure gravitaire de Hebron.

Le personnel de l'Office s'entretiendra avec le promoteur et l'AC à cet égard afin de déterminer s'il existe un risque de corrosion influencée par les micro-organismes qui toucherait la structure ou la jupe de la structure gravitaire de Hebron.

3.4 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE demande au promoteur de justifier le choix des conditions de vagues de conception utilisées dans la modélisation pour la structure gravitaire de Hebron et de fournir une analyse de la couche d'air et des charges globales sur la structure gravitaire dans les conditions de vagues de conception de la structure gravitaire de Hibernia.

Voir la section 4.4.2 (Critères de conception).

3.5 Avant toute sanction, le commissaire recommande au C-TNLOHE de s'assurer que le promoteur effectue des essais sur modèle pour valider la conception de Hebron et ses principales dimensions. Si des modifications importantes de la conception résultent des premiers essais sur modèle, le commissaire recommande que la configuration finale soit testée sur modèle afin de fournir une évaluation comparative plus précise des outils analytiques qui seront utilisés pour l'ingénierie détaillée.

Voir la section 4.4.2 (Critères de conception).

3.6 Avant l'imposition d'une sanction, le commissaire recommande au promoteur d'examiner les récents changements apportés aux spécifications relatives à l'indice de résistance aux explosions des murs des installations de production et à l'indice de résistance au feu des activités d'exploration et de production parmi les groupes de normalisation et de réglementation basés aux États-Unis afin de déterminer tout impact potentiel sur la conception de Hebron.

Voir la section 4.3 (Analyses de sécurité).

3.7 Avant l'imposition d'une sanction, le commissaire recommande que le promoteur complète les recommandations en suspens dans la section 13 de l'analyse conceptuelle de la sécurité et la mette à jour en conséquence. Le promoteur devrait accorder une attention particulière aux critères environnementaux et aux charges (p. ex., l'impact des icebergs, les charges des vagues, l'espace d'air), aux objets tombés et à la sécurité en matière de protection et de capacité de survie des systèmes de sécurité dans le puits de la structure gravitaire ainsi qu'à la redondance structurelle du support des installations en surface en cas d'incendie dans le puits de la structure gravitaire.

La mesure du risque acceptable ne doit pas être limitée aux normes industrielles des « risques tolérables ». Les niveaux de risque prévus pour Hebron doivent être comparés aux niveaux de risque évalués pour Hibernia et d'autres plateformes comparables à l'aide de méthodologies équivalentes.

Voir la section 4.4.2 (Critères de conception).

3.8 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE examine la conception du système de chargement extracôtier en ce qui concerne l'effet potentiel du pétrole lourd sur les lignes d'écoulement de déchargement.

Voir la section 4.4.5 (Système de chargement extracôtier).

De plus, le personnel de l'Office s'engagera auprès du promoteur et de l'AC à cet égard pour étudier l'effet potentiel du pétrole lourd sur les conduites de déchargement. De plus, le personnel de l'Office invitera le promoteur à examiner les leçons apprises du système de chargement extracôtier de Hibernia.

3.9 Comme condition à la décision fondamentale, le C-TNLOHE devrait exiger du promoteur qu'il fournisse l'assurance que les structures et les modules des installations en surface, tels que définis et mentionnés dans l'entente, sont fabriqués en grande partie dans la province.

Voir l'analyse du plan de retombées par le personnel pour une réponse à cette question.

3.10 Le commissaire recommande que le promoteur, maintenant que la phase d'ingénierie de base est terminée, fournisse au C-TNLOHE une mise à jour du calendrier de développement de Hebron comme condition de la décision fondamentale et que ce calendrier comporte une analyse des risques liés aux étapes proposées et des stratégies d'atténuation.

Les calendriers des projets sont normalement fournis à l'Office par le promoteur à intervalles réguliers. À l'heure actuelle, l'Office reçoit des mises à jour sur l'avancement du projet et le calendrier global chaque trimestre.

Par conséquent, le personnel estime qu'il n'est pas nécessaire de recommander une condition afin d'obtenir cette information.

Sécurité des humains

4.1 Comme condition à la décision fondamentale, le commissaire recommande que le promoteur soit tenu de présenter un plan de sécurité et un plan d'intervention d'urgence préliminaires et que ces documents soient examinés dans le cadre du processus de demande de mise en valeur afin de faciliter le dialogue et l'échange d'informations entre toutes les parties prenantes le plus tôt possible.

La présentation d'un plan de sécurité et d'un plan d'intervention d'urgence est une exigence de dépôt pour une autorisation en vertu de l'article 6 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*. Ces documents ne sont pas examinés dans le cadre du processus de demande de mise en valeur, mais ils sont soumis à l'examen et aux commentaires du personnel quatre à six mois avant le début des activités de forage et de production. En général, le personnel rencontre l'exploitant de 12 à 18 mois avant le début des activités pour discuter des attentes en ce qui concerne les plans de sécurité et les plans d'intervention d'urgence et les autres documents qui doivent être déposés en vertu de l'article 6-10 du Règlement. Demander des documents préliminaires à ce moment-ci s'avérerait peu utile puisque le promoteur vient tout juste de terminer l'ingénierie de base et s'attaque maintenant aux aspects de conception détaillée de l'installation.

Tout au long de la phase de conception détaillée, le personnel s'engagera auprès du promoteur et de l'AC pour superviser les principaux éléments de sécurité à prendre en compte dans la construction de la structure gravitaire.

Par conséquent, le personnel recommande qu'il ne soit pas nécessaire d'avoir cette condition d'approbation.

4.2 Comme condition à la décision fondamentale, le commissaire recommande que des plans d'urgence soient prévus dans l'analyse conceptuelle de la sécurité pour les dangers majeurs choisis pour être évalués dans celle-ci et les accidents potentiels qui en découlent, et que les conditions de mise à jour de l'analyse soient définies par le promoteur. Le commissaire recommande également à l'analyse conceptuelle de la sécurité de tenir compte des risques majeurs pour la sécurité des humains pendant les opérations de plongée à saturation et pendant les phases de remorquage ou de construction et d'abandon du projet.

La présentation d'un plan d'urgence est une exigence de dépôt pour une autorisation en vertu de l'article 6 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*. Ce document n'est pas examiné dans le cadre du processus de demande de mise en valeur, mais il est présenté et évalué après que l'exploitant se prépare à entreprendre des activités de forage et de production. Avant la présentation de ce document, habituellement 12 à 18 mois avant le début des activités, le personnel rencontrera l'exploitant pour discuter des attentes en ce qui concerne les plans d'urgence et les autres documents qui doivent être déposés en vertu de l'article 6-10 du Règlement. Demander des documents préliminaires à ce moment-ci s'avérerait peu utile puisque le promoteur vient tout juste de terminer l'ingénierie de base et s'attaque maintenant aux aspects de conception détaillée de l'installation.

Tout au long de la phase de conception détaillée, le personnel s'engagera auprès du promoteur et de l'AC pour superviser les principaux éléments de sécurité à prendre en compte dans la construction du projet.

Par conséquent, le personnel recommande qu'il ne soit pas nécessaire d'en faire une condition d'approbation.

4.3 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE évalue de manière indépendante les conclusions de l'incident de Macondo et détermine celles qui s'appliquent expressément au projet Hebron. Le C-TNLOHE devrait évaluer les nouvelles exigences et mesures imposées dans les règlements révisés d'autres compétences et envisager la mise en œuvre de celles qui sont jugées pertinentes pour le projet Hebron et, plus généralement, pour toutes les opérations extracôtières à T.-N.-L.

Le C-TNLOHE a mis sur pied une équipe de gestion interne pour évaluer les recommandations de la commission nationale américaine sur l'accident de Macondo. Sur la base de cet examen, il a été déterminé que le C-TNLOHE avait déjà abordé les questions soulevées dans ce rapport dans la mise à jour du 31 mars 2011 des *Directives relatives au forage et à la production*. Ces directives ont été publiées conjointement avec le Canada–Nouvelle-Écosse Office des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et tiennent compte des mesures de surveillance spéciales mises en œuvre par le C-TNLOHE pour les opérations en eaux profondes ainsi que de l'examen par l'Office des initiatives prises dans d'autres compétences en réponse à l'accident de Macondo. En particulier, les lignes directrices ont été mises à jour pour tenir compte des meilleures pratiques en matière de forage de puits de secours, de dispositions relatives au recouvrement et au confinement, de barrières de puits, de contrôle des puits et de prévention des éruptions. Plus précisément, les mises à jour comprennent, entre autres :

- Des directives supplémentaires concernant les systèmes de BOP de secours, en particulier la capacité d'intervention des VST, la nécessité d'avoir deux mâchoires de sécurité à fermeture totale et à cisaillement dans le BOP ainsi que l'armement et l'essai des systèmes de BOP de secours;
- La clarification des exigences relatives aux tubes prolongateurs à haute pression;
- La nécessité de préciser explicitement le type de soupape de sûreté de fond de puits à utiliser lors des essais d'écoulement de la formation;
- La nécessité d'une double barrière mécanique dans les colonnes de tubage;
- Les meilleures pratiques recommandées concernant l'intégrité des puits de production;
- L'amélioration de la fréquence des essais des blocs obturateurs de puits;
- Les attentes à l'égard des essais d'infiltration des barrières de puits;

- **La clarification des attentes concernant les essais de fonctionnement et de pression des soupapes de sûreté souterraines dans la section 47.1.**

Conformément aux principes clés de la réglementation basée sur le rendement, l'Office continuera à mettre à jour ses directives de façon continue afin de suivre les meilleures pratiques de l'industrie et l'évolution de la technologie.

4.4 Le commissaire recommande que le promoteur évalue les options pour former le personnel du chantier à prendre des décisions clés sous pression pour les opérations importantes et à risque élevé (c.-à-d. formation sur le contrôle des puits).

Les exigences en matière de formation sont prises en compte par le personnel de l'Office lors de l'examen de l'autorisation d'une activité. Les exploitants de la zone extracôtière de T.-N.-L. utilisent la « *Pratique courante pour la formation et les qualifications du personnel de l'industrie des hydrocarbures extracôtiers du Canada atlantique* » élaborée par l'ACPP et approuvée par l'Office. Il s'agit d'un ensemble très solide et exhaustif d'exigences de formation, y compris pour le contrôle des puits et d'autres opérations à risque élevé. Ce code de pratique peut être consulté sur le site Web de l'Office à l'adresse suivante : <http://www.cnlopb.nl.ca/legindustry.shtml>

4.5 En règle générale, le commissaire recommande que l'élection des membres des comités de sécurité et des autres groupes de travail concernant la sécurité soit totalement transparente et conforme à la recommandation 19 de l'OHSI.

Le personnel souligne que la législation exige que les représentants des travailleurs aux comités mixtes de santé et sécurité au travail soient élus par la main-d'œuvre au moyen d'un processus démocratique et transparent. Le comité mixte de SST favorise la coopération entre les travailleurs et la direction pour développer une culture de la sécurité positive. La représentation des travailleurs au sein des groupes et des comités de sécurité devrait être choisie en collaboration avec le comité mixte de SST et cette consultation devrait être consignée dans le procès-verbal de la réunion du comité afin de garantir la transparence.

4.6 Le commissaire recommande au C-TNLOHE d'exiger du promoteur qu'il élabore et mette en œuvre un plan de surveillance de la qualité de l'air sur la plateforme du point de vue de la santé et de la sécurité des humains et qu'il s'assure que les résultats de ce programme de surveillance sont communiqués de façon continue au comité de santé et de sécurité au travail de la plateforme.

L'article 10.21 du projet de règlement sur la sécurité et la santé au travail exige qu'aucun employé ne soit exposé à une concentration d'un agent chimique en suspension dans l'air supérieure à la valeur publiée par l'American Conference of Government Industrial Hygienists (ACGIH) ou à une substance dangereuse dans l'air. Lorsqu'il existe une probabilité de dépassement de la concentration, l'air doit être échantillonné et la concentration déterminée par une personne qualifiée. Les résultats de ces tests doivent être communiqués au Comité de santé et de sécurité au travail.

4.7 Le commissaire recommande au C-TNLOHE de revoir en profondeur ses règlements et ses normes en matière de plongée, avec la participation des intervenants de l'industrie et des médecins hyperbares, afin de se conformer aux règlements de l'International Marine Contractors Association et aux normes de l'Association canadienne de normalisation.

L'élaboration et la mise à jour des règlements relèvent des gouvernements. L'Office a écrit aux gouvernements pour leur recommander de revoir ces règlements. Il a également établi des exigences pour les demandeurs d'une autorisation de programme de plongée, qui comprennent plusieurs directives et pratiques recommandées par l'International Marine Contractors Association.

4.8 Le commissaire recommande au promoteur de considérer le temps de formation des employés comme l'un des paramètres à inclure dans une analyse exhaustive de la rotation optimale des quarts de travail des travailleurs extracôtiers employés sur la plateforme Hebron.

Les exploitants examinent actuellement la manière dont ce problème peut être résolu. L'Office n'a pas de rôle en particulier dans l'élaboration des conditions d'emploi, mais nous sommes conscients de cette question et nous attendons des exploitants qu'ils tiennent l'Office informé de leurs progrès.

4.9 Le commissaire recommande que le promoteur, de concert avec les formateurs, évalue les méthodes de formation à la survie les meilleures et les plus appropriées offertes dans le monde, par rapport à ce qui est actuellement disponible dans les installations de formation locales, et qu'il recommande les changements à apporter, le cas échéant, pour améliorer la fidélité de la formation locale, réduire le choc en eau froide et accroître la capacité de survie.

Le comité de formation et de qualification de l'ACPP, qui comprend des membres du C-TNLOHE, de l'OCNEHE et des institutions de formation à la survie, vient de terminer un examen des exigences de la formation de base à la survie en vue d'en optimiser la fidélité. Le C-TNLOHE a également engagé un expert de renommée internationale pour effectuer un examen indépendant de la formation à la survie. Le personnel souligne que le Marine Institute Offshore Safety and Survival Centre a récemment modernisé ses installations pour y intégrer un nouveau simulateur d'hélicoptère ainsi que l'ajout de vent, de vagues et de bruit pour améliorer la qualité et la fidélité de cette formation.

4.10 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE, en collaboration avec le BST et d'autres organismes de réglementation (TC, FAA, AESA), s'assure que les hélicoptères de catégorie A exploités dans la zone extracôtière du C-T.-N.-L. respectent les règlements existants et révisés.

Tous les hélicoptères exploités dans la zone extracôtière de T.-N.-L. à l'appui de travaux ou d'activités pétrolières sont des hélicoptères de catégorie A. Transports Canada continuera de s'assurer que ces hélicoptères sont conformes à la réglementation canadienne.

Le C-TNLOHE continuera de consulter Transports Canada sur les questions et les initiatives liées à l'aviation.

4.11 Le commissaire appuie les initiatives et les progrès découlant de la recommandation 9 de l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères en zone extracôtière (« Objectifs axés sur un objectif pour les besoins opérationnels ») et recommande au promoteur d'étendre ses services de prévisions météorologiques afin d'améliorer la précision des prévisions de l'état de la mer, des précipitations verglaçantes et de la visibilité.

Le C-TNLOHE est très favorable à la recherche et au développement de moyens visant à améliorer la prévision des conditions météorologiques et océanographiques. Il insistera sur la nécessité de poursuivre les travaux dans ce domaine avec le promoteur et l'industrie en général. Lorsque cette recherche et ce développement répondent aux critères définis par les lignes directrices pour les dépenses de recherche et de développement du C-TNLOHE, le financement serait admissible à un crédit de R&D.

4.12 Le commissaire recommande au promoteur de tenir compte des éléments suivants dans l'élaboration de la stratégie relative aux navires de Hebron :

- la nécessité de nouveaux navires de ravitaillement polyvalents pour transporter le personnel vers les zones extracôtières en cas de brouillard épais ou pour transporter le personnel en toute sécurité pendant les périodes de crise de la flotte d'hélicoptères;
- la nécessité d'examiner et de réviser l'équipement et la capacité de R-S des navires de ravitaillement, conformément à la recommandation 9 de l'OHSI;
- la nécessité d'utiliser des navires de classe de glace pendant la phase de construction;
- la nécessité de disposer de nouveaux pétroliers navettes dotés d'une capacité de ballastage appropriée par gros temps et de l'équipement nécessaire pour décharger le pétrole lourd de Hebron.

Voir la section 4.4.7 (pétroliers), 4.4.8 (navires de soutien) et la condition 2.

Environnement

5.1 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE, de concert avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, élabore des directives précises quant à la portée et au contenu technique des analyses des solutions de rechange pour les projets pétroliers et gaziers extracôtiers dans la zone extracôtière de T.-N.-L. qui font l'objet d'études approfondies. Ces directives, sous leur forme provisoire, devraient faire l'objet d'un examen public approprié avant leur publication.

Le promoteur a évalué les incidences environnementales des autres modes de mise en valeur dans la demande. Le personnel est d'accord avec cette évaluation.

La section 3.9 des *Lignes directrices relatives au plan de mise en valeur (février 2006)* traite de cette question.

5.2 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE examine l'article 119 de la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique afin de déterminer l'étendue des informations environnementales qui peuvent être mises à la disposition du public et que ces informations soient mises à disposition sur son site Web ou sous une autre forme facilement accessible.

Le C-TNLOHE continue de s'engager dans une initiative visant à accroître la transparence de ses opérations, dans la mesure permise par les lois de mise en œuvre. Il a également écrit aux gouvernements concernant la nécessité de réévaluer les dispositions de l'article 119 à cet égard. Les récentes initiatives de transparence du C-TNLOHE comprennent la publication des rapports d'enquête sur les études de surveillance des effets environnementaux et la publication des plans d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures pour les activités de forage et de production autorisées.

5.3 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE fournisse des mises à jour des recommandations formulées par les examens publics et les évaluations environnementales antérieurs des projets pétroliers et gaziers en mer à ce jour, en indiquant celles qui ont été entièrement abordées, celles qui sont toujours en cours et celles qui n'ont pas été réalisables, et la raison pour laquelle ce fut le cas. Ces mises à jour peuvent se fonder sur les progrès des équipes de mise en œuvre de l'enquête sur la sécurité des hélicoptères en zone extracôtière.

Les recommandations découlant des examens publics et des évaluations environnementales antérieurs qui ont été adressées à l'Office ont été prises en compte par celui-ci dans la préparation de son rapport de décision ou par le personnel dans son analyse et, en fin de compte, par les gouvernements dans le contexte de leurs décisions fondamentales. Par conséquent, l'Office ne reviendra pas sur les recommandations des examens publics ou des évaluations environnementales antérieurs.

Toutefois, il continuera à suivre les conditions associées à l'approbation des demandes de mise en valeur ou des modifications apportées à ces demandes.

5.4 Le commissaire recommande au C-TNLOHE (et à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale) de rehausser le profil de l'étape de détermination de la portée du processus d'EE et d'élaborer un mécanisme pour encourager et soutenir la contribution du public et des intervenants au document de détermination de la portée. De plus, la compréhension par le public de la disponibilité des ressources financières pour aider à la participation aux évaluations environnementales, tant au niveau de l'examen de l'étude approfondie que de la commission d'examen, devrait être améliorée de la même manière.

Le personnel estime que l'étape de détermination de la portée du processus d'EE présente le niveau de visibilité approprié pour encourager la participation du public.

Le document d'établissement de la portée de Hebron a été mis à la disposition du public par les autorités responsables (AR) pour examen et commentaires, conformément au paragraphe 21(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, du 22 avril au 22 mai 2009. Un avis public a également été publié sur le site Internet du registre de l'AEIC afin d'entamer la période de commentaires du public. Des versions électroniques de l'ébauche du document d'établissement de la portée et de la description du projet ont été mises à la disposition du public sur le site Web du C-TNLOHE; des copies papier ont été offertes par le C-TNLOHE sur demande.

Des avis publics ont également été publiés dans les journaux suivants :

- The Telegram – 25 avril 2009
- The Western Star – 25 avril 2009
- The Advertiser – 27 avril 2009
- The Gulf News – 27 avril 2009
- The Labradorian – 27 avril 2009
- The Packet – 30 avril 2009
- The Gander Beacon – 30 avril 2009

Les commentaires devaient être fournis au plus tard le 22 mai 2009. Aucun commentaire n'a été reçu en réponse à l'avis public.

L'Agence canadienne d'évaluation environnementale administre un programme d'aide financière aux participants qui appuie les particuliers et les organisations à but non lucratif souhaitant participer à des EE fédérales de certains types. L'Agence a mis à disposition un total de 30 000 \$ de financement aux participants pour le projet Hebron. L'Agence a fourni un avis de disponibilité de l'aide financière aux participants en même temps que l'annonce des AR concernant la période de commentaires sur le document d'établissement de la portée. La date limite pour présenter une demande était le 22 mai 2009. Aucune demande n'a été reçue.

5.5 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE s'engage auprès de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale à entreprendre un examen du document de l'ACEE intitulé Guide de référence : Déterminer la probabilité qu'un projet entraîne des effets environnementaux négatifs importants, et mettre à jour les orientations fournies dans ce document en fonction de l'état actuel des connaissances scientifiques et des meilleures pratiques.

Le C-TNLOHE a fait part de cette recommandation à l'ACEE en soulignant sa volonté de participer, du point de vue de la réglementation des activités extracôtières, à tout examen du guide de référence que l'Agence pourrait entreprendre dans le futur.

5.6 Le commissaire recommande au promoteur d'entreprendre la modélisation du flux d'eau produite en fonction des contaminants qui devraient y être entraînés, y compris les produits chimiques de traitement et les matières organiques hydrosolubles, afin de déterminer la dispersion et la toxicité potentielles de ces composants dans le flux de déchets. Les résultats de cette modélisation doivent être vérifiés par un échantillonnage approprié sur le terrain et des tests de toxicité.

Voir les sections 5.3 (Surveillance des effets environnementaux) et 5.5 (Rejets de production).

5.7 Le commissaire recommande également que le C-TNLOHE entreprenne un examen de la littérature scientifique actuelle, des meilleures pratiques et des normes réglementaires mondiales relatives à l'eau produite afin de déterminer :

- si des exigences supplémentaires en matière de modélisation et de surveillance des effets devaient être appliquées aux activités de production extracôtières existantes; et
- la façon dont les directives sur le traitement des déchets extracôtiers ou le plan de protection de l'environnement devraient être révisés pour régler ce problème.

Le C-TNLOHE fait remarquer que la plus récente édition des *Directives sur le traitement des déchets extracôtiers (DTDE)* a été publiée en décembre 2010.

Avant leur publication, les DTDE ont été révisées avec l'aide d'un groupe de travail de douze personnes composé de membres des trois organismes de réglementation canadiens, de ministères, d'exploitants extracôtiers et du public. Le C-TNLOHE présidait le groupe de travail, qui s'est réuni huit fois entre février 2009 et mai 2010. Bien que le document des DTDE ait été examiné au complet, les éléments traitant de l'eau produite ont reçu de loin le plus d'attention, ce qui est conforme à la recommandation du commissaire.

Le C-TNLOHE ne croit donc pas qu'un nouvel examen des dispositions des DTDE concernant l'eau produite soit nécessaire dans l'avenir immédiat. Toutefois, cela permettra de s'assurer que les questions soulevées par le commissaire seront prises en compte lors de la prochaine révision des DTDE, qui aura probablement lieu en 2014-2015, soit environ deux ans avant la date actuellement proposée pour le début de la production de pétrole à Hebron.

5.8 Le commissaire recommande au C-TNLOHE d'exiger du promoteur qu'il modélise les écarts par rapport aux circonstances opérationnelles normales qui entraîneraient une violation des prévisions formulées en matière d'émissions atmosphériques. En cas d'écart par rapport aux conditions normales d'exploitation, le promoteur doit surveiller les émissions atmosphériques pour déterminer si les prévisions faites dans le REA sont dépassées et fournir cette information au C-TNLOHE.

Voir la section 6.4.7 (Conservation du gaz).

5.9 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE, en collaboration avec d'autres organismes de réglementation pertinents, encourage le promoteur et les autres exploitants à entreprendre un programme de recherche sur les conséquences de l'utilisation de dispersants comme outil d'intervention dans la zone extracôtière de T.-N.-L. en matière d'efficacité et d'effets environnementaux et à publier les résultats de cette recherche.

Le délégué à l'exploitation de l'Office a récemment répondu à un rapport des trois exploitants producteurs des Grands Bancs évaluant leur capacité collective d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. Le personnel mobilise continuellement les exploitants sur ce sujet, notamment en examinant, en collaboration avec l'équipe régionale des interventions d'urgence présidée par Environnement Canada, l'efficacité potentielle des dispersants chimiques pour répondre aux déversements dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.

Le personnel a également appuyé le lancement d'une étude, réalisée par l'entremise du Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE), sur la biodégradation du pétrole brut dispersé naturellement et chimiquement sur les Grands Bancs. Cette étude, dirigée par le Centre de recherche sur le pétrole, le gaz et autres sources d'énergie extracôtières du ministère des Pêches et des Océans, visera à appliquer les leçons apprises de la surveillance de l'évolution du pétrole brut de Macondo, dans le golfe du Mexique, aux déversements potentiels au large de Terre-Neuve-et-Labrador.

5.10 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE encourage le promoteur et les autres exploitants à élaborer un protocole pour détecter, surveiller et suivre les irisations d'hydrocarbures découlant des activités de la plateforme.

Voir la section 5.6 (Surveillance des reflets irisés).

5.11 Le commissaire recommande que le promoteur, compte tenu de la technologie de collecte de données et d'informations et de communication qui sera intégrée à la plateforme, évalue l'utilisation de l'imagerie visuelle en temps réel pour compléter et fournir un moyen de validation des données radar concernant l'attraction des oiseaux, et pour fournir une solution de rechange si la méthode radar s'avère infructueuse.

Voir la section 5.3 (Surveillance des effets environnementaux).

5.12 Le commissaire recommande au C-TNLOHE d'intégrer l'étude proposée sur l'attrait des oiseaux de mer vers la plateforme comme composante du programme de surveillance des effets environnementaux prévu par les promoteurs, afin de s'assurer que la conception de l'étude bénéficie de l'apport du Service canadien de la faune et de la communauté de recherche sur les oiseaux de mer, et de tenir compte des leçons apprises de l'initiative d'Encana.

Le commissaire recommande également que le C-TNLOHE collabore avec des partenaires de l'industrie, le Service canadien de la faune et l'ensemble de la communauté de recherche sur les oiseaux de mer afin d'élaborer un programme de recherche visant à comprendre la mortalité des oiseaux de mer due aux déversements chroniques et épisodiques.

Voir la section 5.3 (Surveillance des effets environnementaux).

Le C-TNLOHE est prêt à participer aux discussions concernant la recherche sur l'estimation de la mortalité des oiseaux de mer résultant des déversements d'hydrocarbures provenant d'installations extracôtières et à soutenir le financement de cette recherche par le biais des Fonds de recherche pour l'étude de l'environnement (FEE). Le FEE a entrepris des recherches de cette nature dans le passé et tente actuellement de susciter l'intérêt pour une étude connexe.

5.13 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE travaille avec l'industrie pétrolière et celle de la pêche, en collaboration avec One Ocean, afin de faire participer des représentants de l'industrie de la pêche à des exercices de lutte contre les déversements d'hydrocarbures menés par des exploitants jouant un rôle actif, en tenant dûment compte de la sécurité et de l'efficacité en cas de déversement réel.

Le personnel note qu'un projet pilote visant à former les pêcheurs côtiers à intervenir en cas de déversement a été proposé dans les années 1990 par la Garde côtière canadienne. One Ocean a également discuté de la prestation de cette formation par le Marine Institute de l'Université Memorial en 2005, après quoi la formation a été dispensée dans quatre communautés du sud-est de Terre-Neuve. De plus, le rapport de One Ocean sur son voyage d'octobre 2010 dans le golfe du Mexique à la suite de l'explosion et du déversement de Macondo contient une recommandation détaillée sur ce sujet.

Le C-TNLOHE est disposé à collaborer avec les industries par le biais de One Ocean pour approfondir la question.

5.14 Le commissaire recommande que le C-TNLOHE travaille avec l'industrie pétrolière et celle de la pêche, en collaboration avec One Ocean, par le biais des mécanismes de liaison et de financement existants, afin d'élaborer un programme de recherche axé sur les effets des opérations de levés sismiques sur le comportement des poissons par rapport aux taux de capture des espèces commerciales.

Le personnel note que One Ocean est représenté au sein du Comité consultatif de la côte est du Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) et que plusieurs études relatives aux effets potentiels des levés sismiques marins sur les poissons et les pêches ont été réalisées grâce à ce mécanisme.

Actuellement, le FEE prévoit de mener une étude en 2012 qui examinera les effets potentiels des levés sismiques sur les taux de capture dans les pêcheries de crabes et de crevettes, et ce, en utilisant les données des journaux de bord. Les effets de la sismicité restent un sujet de recherche prioritaire pour le FEE, et le C-TNLOHE est prêt à travailler avec One Ocean pour discuter d'initiatives de recherche supplémentaires.

7.12 Le commissaire recommande que le promoteur, en collaboration avec les organismes fédéraux et provinciaux, One Ocean et le C-TNLOHE, s'engage à réaliser une étude pour comprendre quels pourraient être les effets cumulatifs de la production pétrolière et gazière sur les zones des Grands Bancs connues pour être particulièrement productives pour les stocks de poissons.

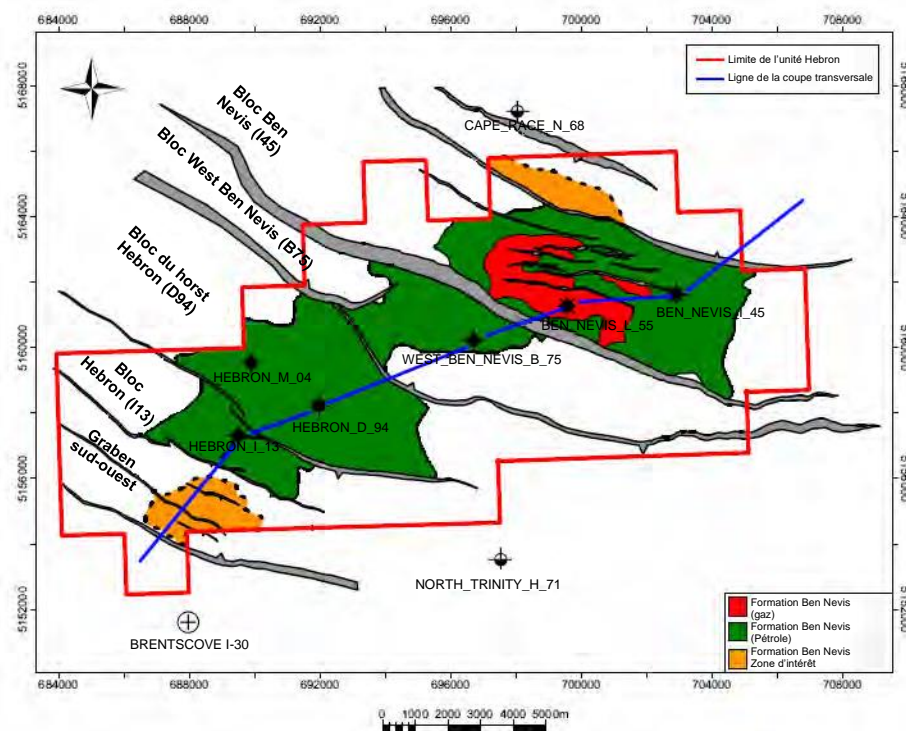
L'exploitant devra fournir sa réponse à cette recommandation.

Entretemps, le personnel confirme qu'il est disposé à entreprendre des discussions avec le promoteur (ainsi qu'avec d'autres exploitants extracôtiers), les organismes gouvernementaux et One Ocean concernant la recherche sur les effets environnementaux cumulatifs. Le FEE finance actuellement une étude de terrain de trois ans sur les Grands Bancs, menée par Pêches et Océans et l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve, afin d'étudier les effets potentiels sur les larves de poisson autour des sites de production. Les résultats de cette étude peuvent aider à orienter les discussions futures.

Annexe A :
Modélisation géologique
Gisements 1, 2 et 3 : Actif de Hebron,
Réservoirs Ben Nevis/Avalon

A-1 : Géologie des réservoirs

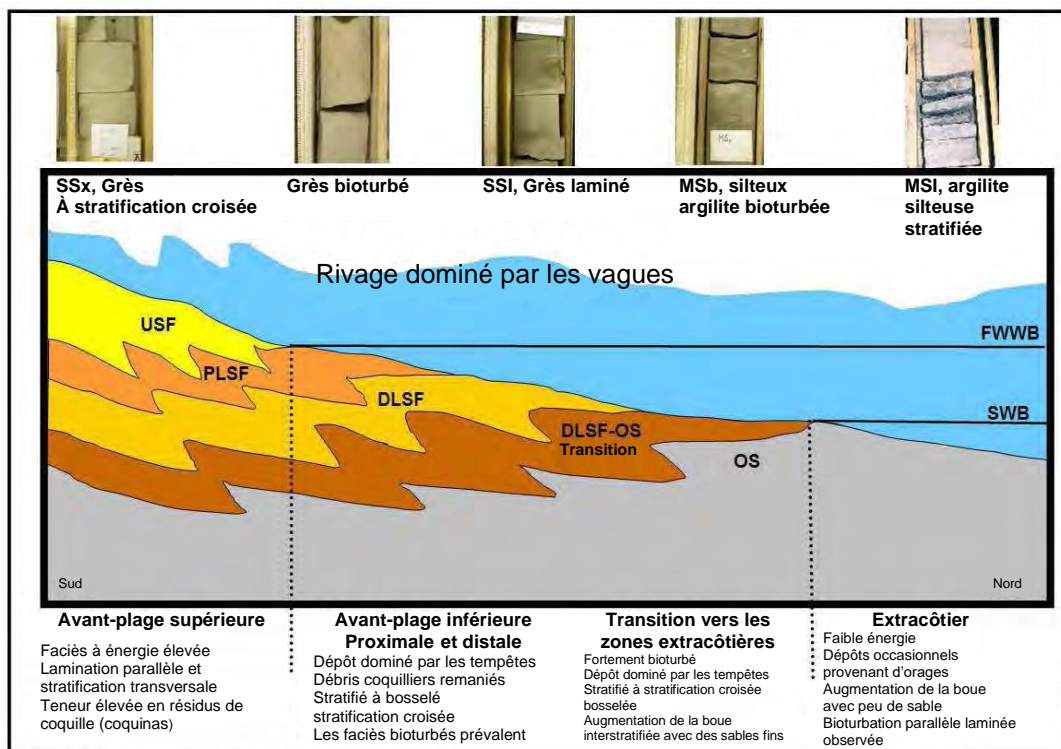
La majorité des ressources en hydrocarbures de l'actif Hebron sont contenues dans la formation Ben Nevis (Figure A-1). Ces ressources sont également contenues dans le membre du marqueur A et la formation Eastern Shoals sous-jacents. Aux fins de l'évaluation technique et de la modélisation géologique, le promoteur a regroupé les formations Avalon, du marqueur A et Eastern Shoals dans l'actif Hebron. Ces formations sont collectivement appelées la formation Avalon ou le réservoir Avalon dans la demande de plan de mise en valeur. Le personnel de l'Office a également regroupé ces formations pour une évaluation technique. Le promoteur a inclus dans sa demande une évaluation détaillée de la géologie des réservoirs Ben Nevis et Avalon. La description suivante est un résumé de cette évaluation.



La formation Avalon, d'âge aptien, est un grès marin d'avant-plage à granocroissance ascendante qui représente la progradation du bassin. La formation Ben Nevis, qui s'étend de l'Aptien moyen à l'Albien supérieur, est une séquence syn-rift à granodécroissance ascendante déposée dans un environnement marin peu profond et transgressif dominé par les vagues. À l'échelle globale, le milieu de dépôt Ben Nevis/Avalon est principalement constitué d'une avant-plage inférieure à supérieure avec un apport de sédiments provenant du sud et de l'ouest. L'unité de réservoir présente des changements de faciès subtils, est hautement corrélative et présente un rapport net/brut élevé. Une analyse plus détaillée de la carotte montre de nombreux cycles d'événements dominés par les vagues qui vont de la partie supérieure du littoral à la zone marine extracôtère.

Le dépôt des formations Ben Nevis et Avalon était synchrone avec la phase finale d'extension au milieu de la période crétacée. Le réservoir Ben Nevis présente un épaissement et un amincissement à travers le champ en raison de failles de croissance associées à un dépôt syntectonique. Le recouvrement en avancée et l'amincissement du réservoir sur le bloc horst de Hebron indique la présence d'un paléohaut au moment du dépôt. Le promoteur indique que les changements de profondeur d'eau et d'accommodation à travers les failles de croissance étaient suffisamment importants pour influencer une transition vers des faciès plus distaux vers le nord-est. Une tendance approximative du littoral du nord-ouest au sud-est, basée sur les attributs sismiques et l'analyse des faciès, est interprétée par le promoteur; toutefois, la tendance exacte du littoral est incertaine. Le promoteur a subdivisé le milieu de dépôt en fonction des modèles d'empilement, des surfaces stratigraphiques et de l'analyse des diagraphies et des carottes. Ces subdivisions, illustrées dans la figure A-2, sont :

1. Avant-plage supérieure
2. Zone proximale inférieure de l'avant-plage
3. Zone distale inférieure de l'avant-plage
4. Avant-plage inférieure distale transitoire extracôtière
5. Zone marine extracôtière



FWWB = Fairweather wave base (niveau de base des vagues par

**Figure A-2 : Coupe transversale schématique décrivant le modèle de dépôt pour le réservoir Ben Nevis avec des photos de carottes représentatives des différents faciès en haut.
Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur**

L'analyse des carottes suggère que la section du réservoir de Ben Nevis est composée de grès laminé et bioturbé à grain moyen à fin avec des lumachelles mineures, des grès riches en coquilles, des argilites et des nodules de calcite. L'intervalle entre les réservoirs est dominé par une stratification croisée bosselée et des ichnofacies indiquant des milieux marins à circulation libre et à énergie modérée, du plateau à la plage, avec un dépôt se produisant près du niveau de base des vagues. La stratigraphie interne de la formation Avalon consiste en une succession empilée de grès calcaire marin à marginal, de calcaire bioclastique et de schiste mineur.

Les formations Ben Nevis et Avalon contiennent toutes deux des quantités variables de ciment calcite, qui dégradent la qualité du réservoir. Le ciment de calcite se trouve dans des lits de grès et de coquillages coïncidant fréquemment avec des inondations et des abandons, ou sous forme de nodules aux marges irrégulières qui recoupent les limites du litage. Les deux types de cimentation varient de 1 cm à plusieurs mètres d'épaisseur. La répartition et l'étendue latérale ne sont pas bien établies.

Le promoteur a défini la stratigraphie interne du réservoir à l'aide d'une approche stratigraphique séquentielle fondée sur des données sismiques, des diagaphies de puits et des carottes (Figure A-3). L'intervalle entre les réservoirs est constitué d'une succession de paraséquences ascendantes de la surface du rivage qui s'épaississent et sont liées par des surfaces d'inondation, ce qui représente un passage du faciès proximal au faciès distal. Dans l'ensemble, les successions s'affinent vers le haut et rétrogradent vers des faciès plus distaux au sommet du réservoir. Les paraséquences importantes et les ensembles de paraséquences représentant la stratigraphie interne du réservoir Ben Nevis sont modélisés en tant que zones dans le modèle géologique du promoteur.

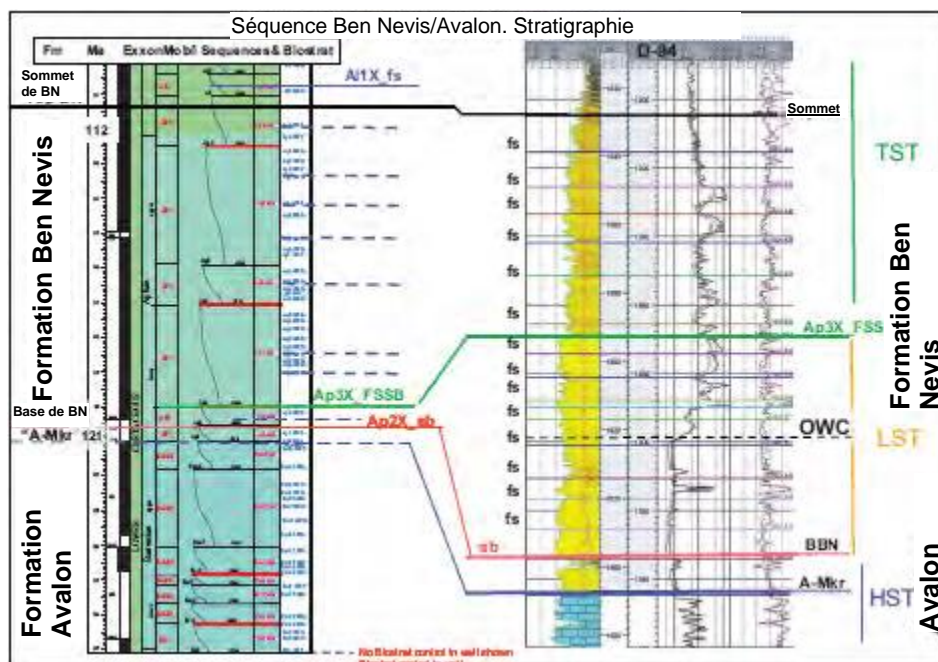
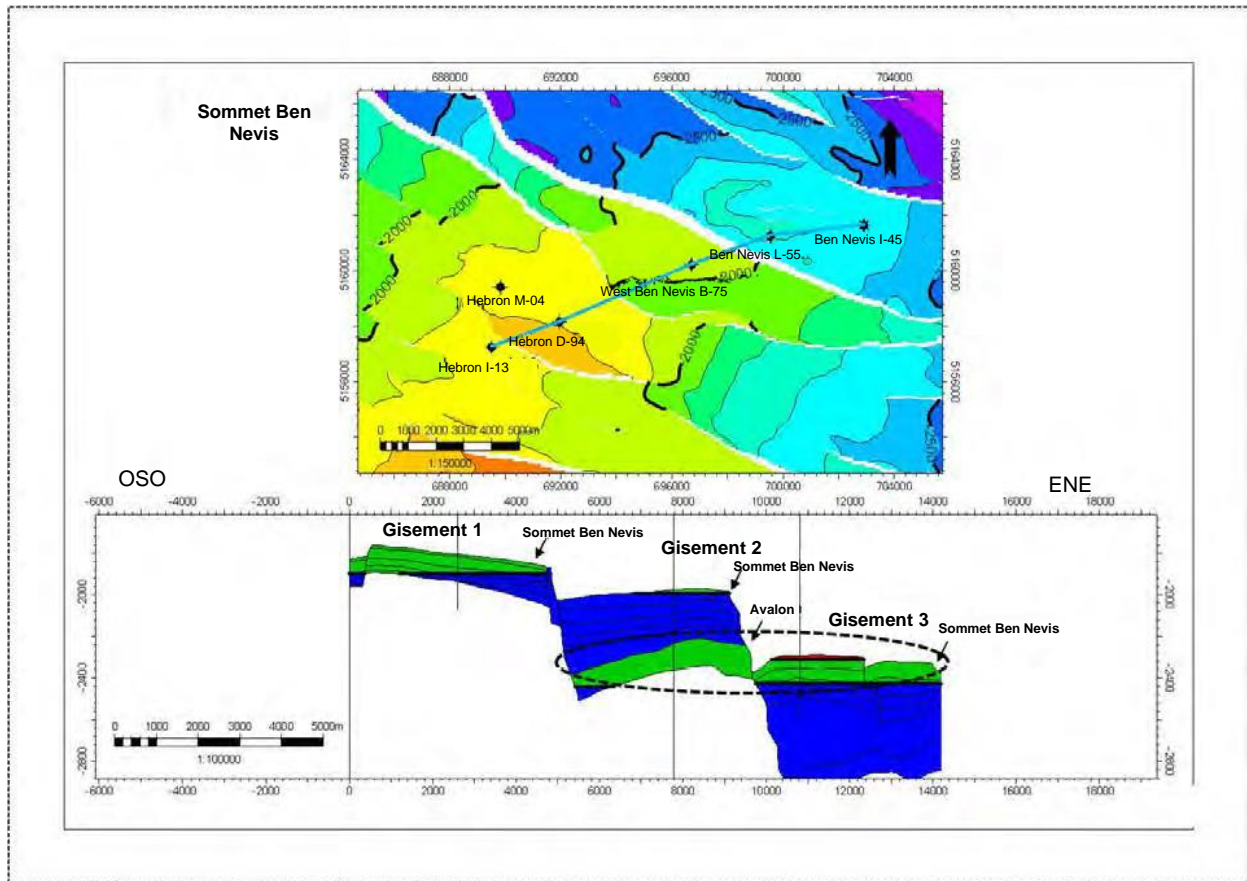


Figure A-3 : Stratigraphie de la séquence Ben Nevis-Avalon. La colonne de gauche montre la courbe du temps et du niveau relatif de la mer. La colonne de droite montre les courbes de rayons gamma, d'épaisseur, de profondeur mesurée, de PSMVR, de résistivité, de densité et de porosité pour le puits D-94

(Source : plan de mise en valeur d'ExxonMobil)

Les accumulations d'hydrocarbures de Ben Nevis et d'Avalon sont regroupées en trois gisements, identifiés à partir de contacts entre hydrocarbures distincts (Figure A-4). Les gisements 1 et 2 ont une qualité de réservoir moyenne à bonne avec des perméabilités moyennes allant de 50 à 400 mD et des porosités brutes moyennes allant de 10 à 28 pour cent. Le milieu de dépôt dominant du gisement 1 est une avant-côte inférieure proximale.



**Figure A-4 : Carte de la formation de Top Ben Nevis avec vue transversale des accumulations d'hydrocarbures dans les gisements 1, 2 et 3.
La coupe transversale du puits est indiquée en bleu sur la carte.**

Le gisement 3 a une qualité de réservoir inférieure parce qu'il est dominé par des faciès plus distaux. La perméabilité moyenne varie de 0,1 à 100 mD et la porosité brute moyenne varie de 4 % à 24 %. Dans ces blocs faillés, le milieu sédimentaire dominant est un environnement plus distal allant de la surface inférieure du rivage à un environnement de transition, avec plus de faciès de boue et de limon et un degré élevé de bioturbation.

A-2 : Modélisation géologique

Un élément majeur de la planification de la mise en valeur d'un champ est l'évaluation du volume des pores d'hydrocarbures et des hydrocarbures en place. Le promoteur et le personnel de l'Office ont tous deux effectué une évaluation géologique détaillée et construit des modèles géologiques des gisements 1, 2 et 3 afin d'estimer le pétrole en place.

A-2.1 : Promoteur

Le promoteur a utilisé une approche de modélisation à échelle commune, impliquant une mise à l'échelle des propriétés de la roche à partir de modèles de briques à haute résolution dans des cellules grossières, pour évaluer les formations Ben Nevis et Avalon dans l'actif Hebron. Il s'agit d'un flux de travail de modélisation normalisé pour le promoteur. Les gisements 1 et 2 ont été modélisés sur la même grille tandis qu'une grille distincte a été réalisée pour le gisement 3.

Modélisation structurale et stratigraphique

Le modèle des gisements 1 et 2 est délimité verticalement par les surfaces Top Ben Nevis et du marqueur A, la surface Base Ben Nevis étant également incluse dans le cadre structurel. Toutes les surfaces et les failles ont été interprétées par le promoteur sur des données sismiques 3D retraitées. Le modèle géologique des gisements 1 et 2 comprend le graben sud-ouest et les blocs faillés I-13, D-94 et B-75. La taille de la grille est d'environ 100x100x1 m avec 2,2 millions de cellules. La superposition proportionnelle des couches a été utilisée pour diviser le réservoir en 127 couches.

Le modèle du gisement 3 comprend la formation Ben Nevis dans le bloc I-45/I-55 et le bloc faillé adjacent au nord-est ainsi que la formation Avalon dans le bloc faillé B-75. Les blocs faillés de Ben Nevis sont délimités verticalement par Top Ben Nevis et par Ap2X_fs30 (marqueur stratigraphique de séquence) tandis que West Ben Nevis est délimité par les surfaces Avalon supérieure et inférieure interprétées sismiquement. Le modèle ne comprend pas toute l'épaisseur de Ben Nevis puisqu'une grande partie de la formation se trouve dans la jambe d'eau. La taille de la grille est d'environ 100x100x1m avec 274 couches dans Ben Nevis et 90 couches dans Avalon. Une superposition proportionnelle des couches a été utilisée pour subdiviser l'intervalle entre les réservoirs. Le modèle comprend 2,2 millions de cellules actives.

Faciès et modélisation pétrophysique

Pour les bassins 1 et 2, cinq types de roches ont été définis en fonction du milieu sédimentaire obtenu à partir de la description des carottes et des caractéristiques des diagraphies. Des cartes du milieu sédimentaire ont été créées pour chaque zone liée aux puits. Le promoteur a défini une tendance de profondeur de la porosité pour chaque type de roche. Le modèle de porosité est lié aux données du puits et a été alimenté en utilisant une simulation de fonction aléatoire gaussienne. La perméabilité a été modélisée pour chaque type de roche en utilisant les données d'analyse de routine des carottes lorsqu'elles étaient disponibles et les transformations de porosité et de perméabilité se font à intervalles non carottés. La saturation en eau a été définie par une fonction lambda basée sur la porosité. Le promoteur indique que le modèle géologique est lié aux puits et qu'il concorde bien avec l'essai aux tiges D-94.

Pour le gisement 3, le promoteur a défini trois types de roches selon le milieu sédimentaire obtenu à partir de l'interprétation de la carotte et de l'analyse des diagraphies. Des cartes du milieu sédimentaire, qui sont liées aux données des puits, ont été créées pour chaque zone. Aucune tendance de porosité n'a été créée en raison de l'étendue verticale limitée du réservoir. Le modèle de porosité est lié aux données du puits et a été peuplé à travers la grille en utilisant une simulation de fonction aléatoire gaussienne. La perméabilité a été modélisée pour chaque type de roche en utilisant les données d'analyse de routine des carottes lorsqu'elles étaient disponibles et les transformations de porosité et de perméabilité se font à intervalles non carottés. La saturation en eau est définie par une fonction basée sur la porosité, en fonction de la hauteur au-dessus du niveau d'eau libre et du volume d'eau apparent. Le promoteur indique que le modèle géologique est lié aux puits et qu'il concorde bien avec l'essai aux tiges I-45.

Le personnel de l'Office a examiné le modèle des gisements 1 et 2 du promoteur et a effectué une évaluation indépendante des ressources en hydrocarbures des gisements 1, 2 et 3. Bien que l'approche de modélisation utilisée par le personnel de l'Office diffère de celle du promoteur, le personnel de l'Office estime que le modèle des gisements 1 et 2 du promoteur est raisonnable. Le personnel de l'Office souligne également que le gisement 2 est considéré comme étant une ressource différée par le promoteur puisque l'étendue latérale et l'épaisseur de la colonne de pétrole sont incertaines. Bien que l'approche de modélisation du gisement 3 ait été décrite dans la demande, le promoteur n'a pas présenté de modèle géologique à l'appui de la demande. Le personnel de l'Office a effectué une évaluation géologique du gisement 3 (section A-2.2) et souligne qu'il existe de l'incertitude quant à l'interprétation géologique et à la qualité du réservoir.

A-2.2 : C-TNLOHE

Le personnel de l'Office a construit un modèle géologique 3D détaillé dans Petrel v.2010.2 pour estimer le pétrole et le gaz en place dans les gisements 1, 2 et 3. Une approche de modélisation hiérarchique a été adoptée en utilisant les données géophysiques, géologiques et d'étude des gisements disponibles. Les sections suivantes résument le processus de modélisation et les estimations volumétriques qui en résultent.

Modélisation structurale

L'interprétation des failles et de la surface fournie par le promoteur forme le cadre structural du quadrillage. La grille géologique est délimitée verticalement par l'horizon Top Ben Nevis et celui du marqueur A pour les trois bassins. L'horizon de base de Ben Nevis a également été incorporé au modèle.

Le réservoir a été subdivisé en séquences à l'aide des données des diagraphies de puits et des carottes. Les séquences principales constituent la base de la zonation interne du modèle géologique. Les épaisseurs proportionnelles de chaque séquence ont été calculées aux emplacements des puits et utilisées comme entrées dans le processus de modélisation de surface pour créer quatre zones internes principales dans l'unité de réservoir Ben Nevis/Avalon. La zonation a été guidée par les surfaces de délimitation géophysique loin des puits. La grille a été subdivisée davantage en superposant proportionnellement chaque intervalle. Globalement, la taille moyenne des cellules de la grille est de 100X100x1,7 m. Le personnel de l'Office fait remarquer que la nature épaississante de l'intervalle Ben Nevis et le processus de superposition proportionnelle entraînent une variation de l'épaisseur des cellules dans le modèle. L'épaisseur moyenne pour la principale zone d'intérêt, le gisement 1, est de 0,9 m, ce qui est comparable au modèle du promoteur.

Modélisation des faciès

Les données de carotte et la littérature disponible sur l'intervalle Ben Nevis à Hebron ont été utilisées pour interpréter les milieux et les faciès de dépôt pour chaque puits de l'actif Hebron. Tout comme l'approche adoptée par le promoteur, les formations Ben Nevis et Avalon ont été subdivisées en environnements d'avant-plage supérieure, proximale inférieure, distale inférieure et de transition entre les environnements extracôtiers. L'interprétation du milieu sédimentaire s'est basée sur l'analyse des données de diagraphie et de carotte. Des extractions d'amplitude sismique ont été utilisées pour restreindre la tendance de la ligne de rivage pour chaque zone; cependant, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'orientation exacte de la ligne de rivage. La tendance de la ligne de rivage interprétée par le personnel de l'Office est davantage orientée vers l'ouest, le nord-ouest et l'est par rapport à l'analyse du promoteur. Les milieux de dépôt interprétés à chaque puits ont été mis à l'échelle dans le quadrillage et peuplés en utilisant un algorithme de tendance gaussienne tronqué.

Les faciès sédimentaires identifiés dans la carotte comprennent le grès bioturbé, le grès à stratification croisée, le grès bioclastique, le grès très fin laminé, les argilites bioturbées et le schiste (Tonkin et coll., 2010). Les interprétations des faciès ont été étalonnées en fonction des diagraphies de porosité, de perméabilité et de V_{schiste} à l'intérieur des intervalles de carotte, puis extrapolées à travers l'intervalle entre réservoirs à chaque emplacement de puits (Figures A-5 et A-6). La figure A-7 présente un graphique croisé de la porosité volumique, du V_{schiste} et des faciès.

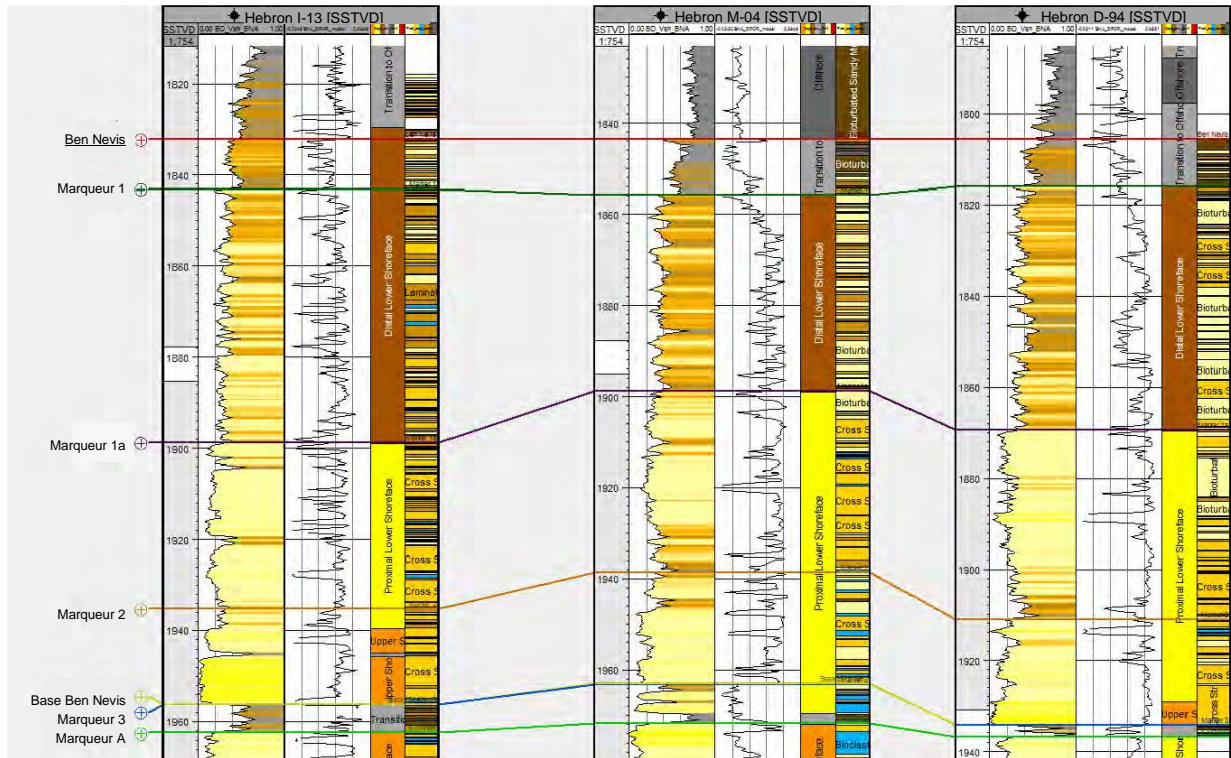


Figure A-5 : Section de puits à travers le gisement 1 (champ Hebron) montrant la corrélation stratigraphique utilisée dans le modèle géologique Ben Nevis/Avalon du C-TNLOHE. Les diagraphies pour chaque puits (de gauche à droite) incluent : V_{schiste} , porosité de densité, milieu de dépôt interprété et lithofaciès.

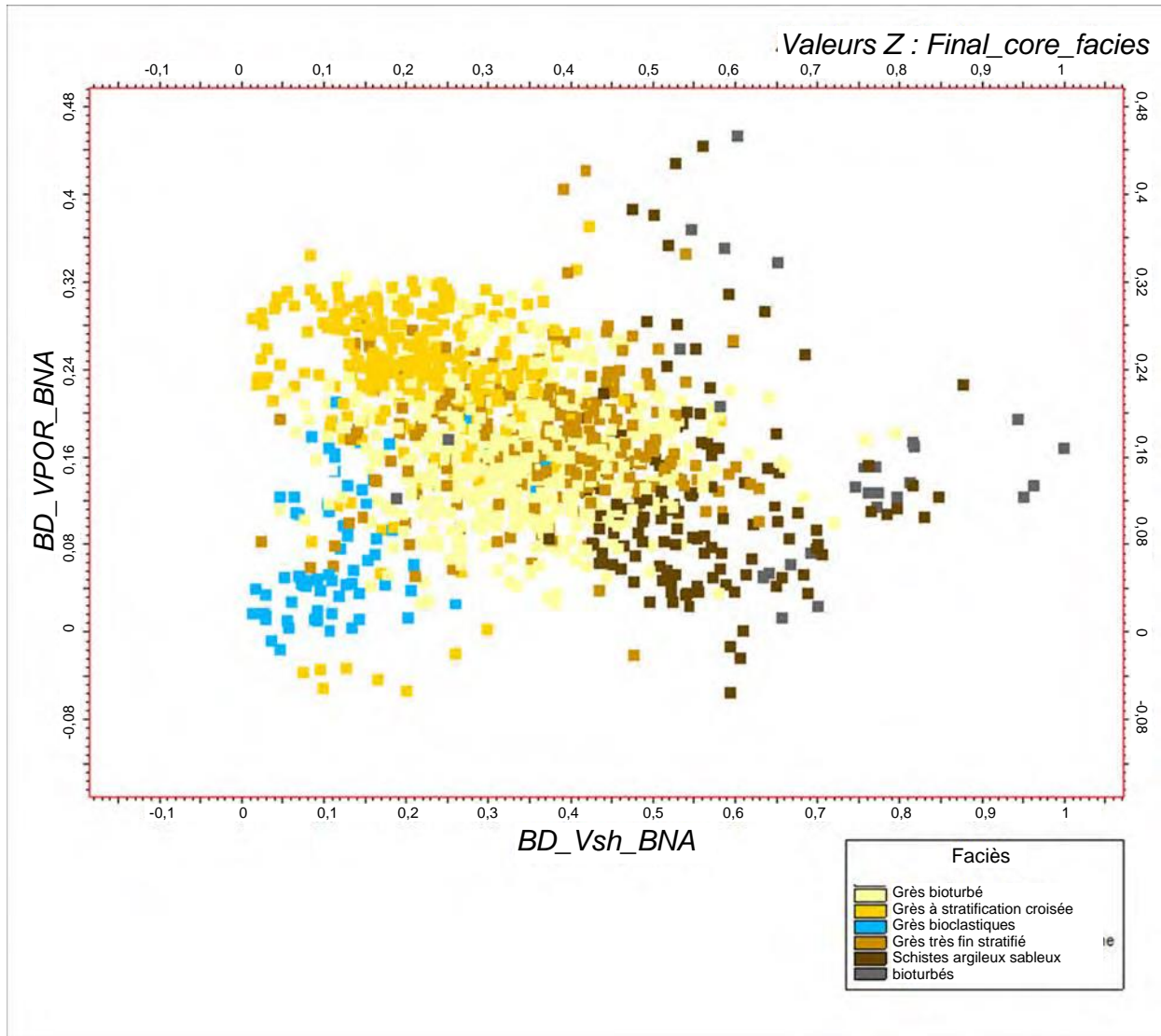


Figure A-7 : Graphique croisé des données de $V_{schiste}$ et de porosité de densité par rapport à la classification des lithofaciès.

Chaque zone stratigraphique, ainsi que l'ensemble de l'intervalle de réservoir, a été analysée en examinant les statistiques, les histogrammes et les modèles d'empilement vertical pour chaque faciès. Le schéma global d'empilement vertical indique une tendance à granodécroissance vers le haut, conformément à l'interprétation géologique du promoteur (Figure A-8).

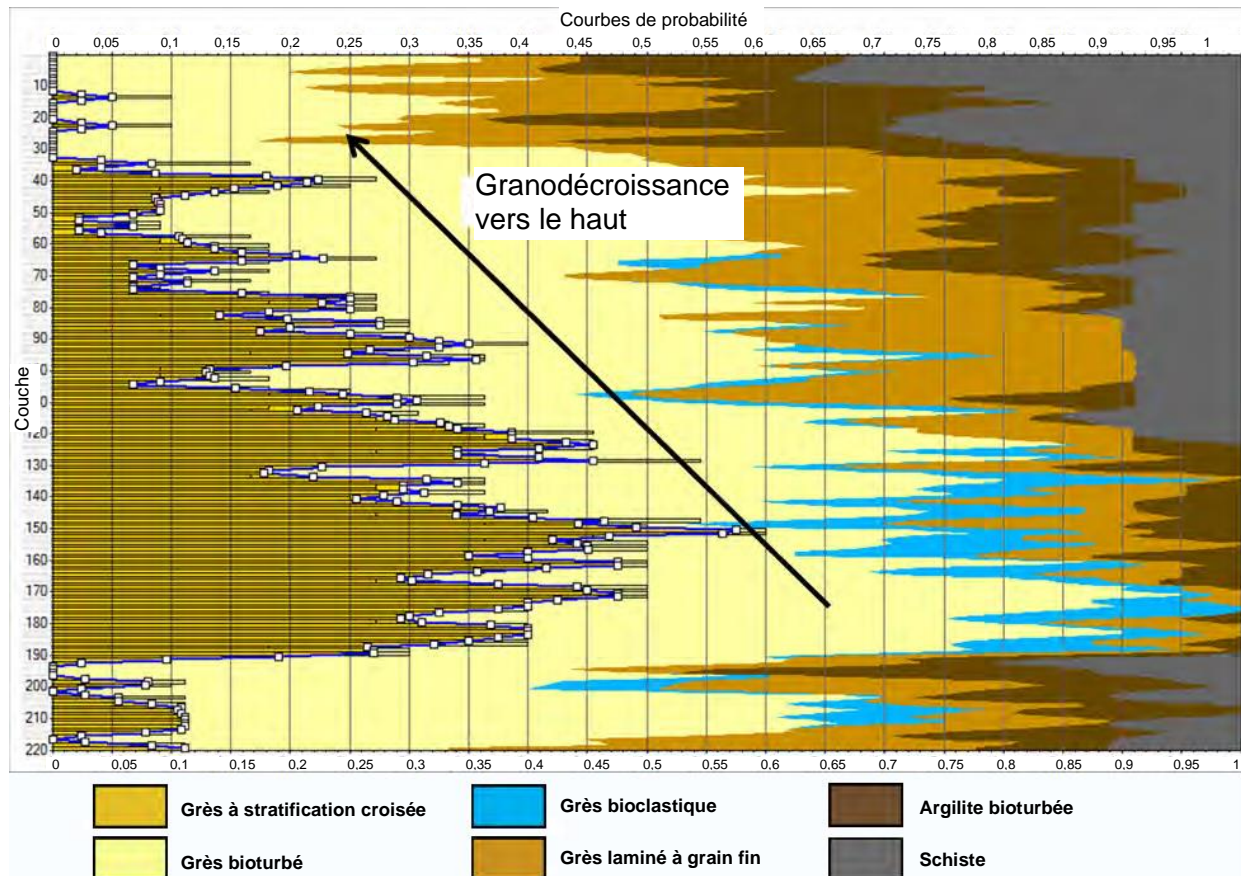


Figure A-8 : Modèle d'empilement vertical pour les classifications de lithofaciès dans les formations Ben Nevis et Avalon.

Les données du faciès ont été mises à l'échelle sur la grille 3D et peuplées à l'aide d'un algorithme de simulation gaussienne séquentiel. Cette population statistique a été conditionnée au modèle du milieu de dépôt pour chaque faciès et zone. Des cartes de probabilité pour les principaux faciès de réservoir (grès bioturbé et stratifié croisé) ont été générées pour chaque zone sur la base de la compréhension conceptuelle d'un milieu de dépôt de l'avant-plage. Les cartes ont également orienté la population statistique pour assurer une répartition plus réaliste des faciès. La taille et la tendance spatiale curviligne des corps de faciès ont été guidées par les variogrammes et par les cartes azimutales générées à partir des tendances interprétées de la ligne de rivage.

A-2.2.3 Modélisation pétrophysique

La porosité, la saturation en eau et la perméabilité ont été modélisées pour chaque gisement. Le processus de modélisation des propriétés comprenait la mise à l'échelle des diagraphies dans la grille 3D et l'analyse des données par zone et par lithofaciès. Les données de porosité mises à l'échelle ont été conditionnées au modèle de lithofaciès et répandues à travers la grille en utilisant un algorithme de simulation gaussienne séquentielle. Les courbes de répartition obtenues à partir des histogrammes des données de porosité, filtrées par faciès et par zone, ont été utilisées pour faire en sorte que les statistiques d'entrée étaient respectées dans le processus de distribution puisque l'algorithme de modélisation tend à supprimer préférentiellement les valeurs élevées. Les paramètres de modélisation ont été définis zone par zone.

Les données sur la saturation en eau ont été mises à l'échelle, peuplées à l'aide d'un algorithme de simulation de fonction aléatoire gaussienne et co-krigées au modèle de porosité. La population était également conditionnée à la propriété de contact avec les hydrocarbures. Une courbe de distribution obtenue à partir d'un histogramme des valeurs de saturation en eau, filtrées par zone d'hydrocarbures, a été utilisée pour faire en sorte que les statistiques d'entrée étaient respectées. Dans la zone d'eau, la propriété a été attribuée à 1. Le coefficient de co-krigeage colocalisé a été obtenu à partir de la fonction de corrélation estimée à partir d'un graphique croisé des données de saturation en eau et de porosité mises à l'échelle et filtrées dans la zone d'hydrocarbures (Fig. A-9).

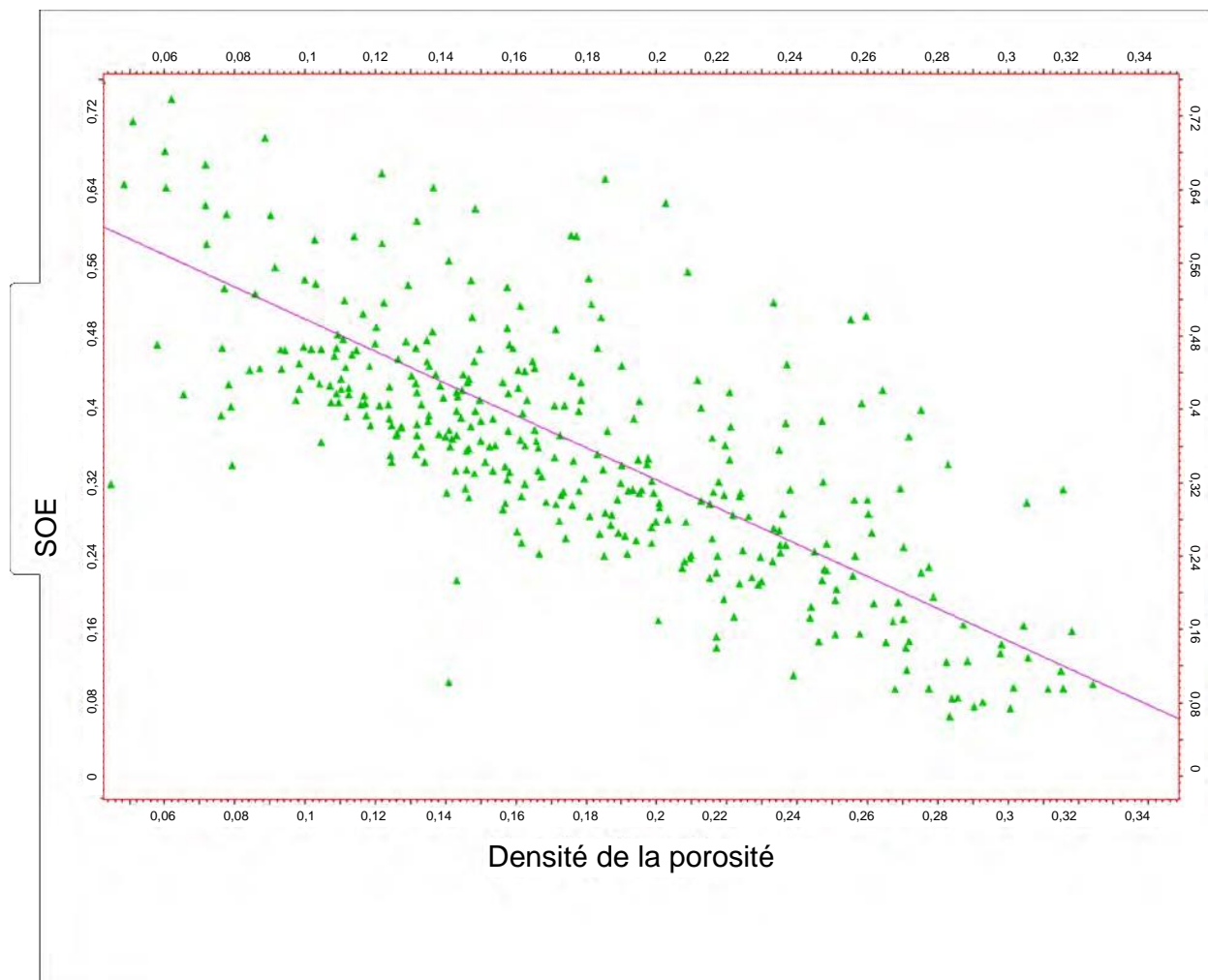


Figure A-9 : Diagramme croisé des données de saturation en eau et de porosité filtrées sur la zone d'hydrocarbures montrant la fonction de corrélation estimée.

Les données sur la perméabilité horizontale, obtenues à partir de l'évaluation pétrophysique du personnel de l'Office, ont été mises à l'échelle et peuplées à l'aide d'une simulation gaussienne séquentielle, et influencée par le modèle de porosité (cokrigeage). Le coefficient de co-krigeage colocalisé a été obtenu à partir de la fonction de corrélation estimée en croisant les données de perméabilité et de porosité mises à l'échelle.

Une diagraphie de perméabilité verticale a été calculée à partir des données de perméabilité horizontale à l'aide d'une fonction de transformation obtenue à partir de l'analyse de carotte D-94. La perméabilité verticale a été mise à l'échelle sur la grille et peuplée à l'aide d'un algorithme de simulation gaussienne séquentielle qui a été co-krigée au modèle de perméabilité horizontale. Le

coefficient de co-krigeage colocalisé a été obtenu à partir de la fonction de corrélation estimée en croisant les données de perméabilité et de porosité mises à l'échelle.

A-2.2.4 Incertitude et évaluation volumétrique

Le personnel de l'Office a effectué une évaluation des ressources en hydrocarbures des gisements 1, 2 et 3. Le modèle géologique hiérarchique déterministe a servi de base à l'évaluation stochastique de Ben Nevis. Plusieurs paramètres ont été modifiés au cours de l'évaluation, notamment la tendance des dépôts dans l'environnement riverain, la porosité, la saturation en eau, les contacts avec les hydrocarbures et le rétrécissement. Pour tenir compte de l'incertitude variable dans la région de l'actif, des flux de travail distincts ont été exécutés pour le gisement 1 et pour les gisements 2 et 3. Les résultats ont été analysés pour l'ensemble de l'actif Ben Nevis/Avalon et bloc par bloc, et sont résumés dans les tableaux suivants. Le personnel de l'Office note que la plage totale du gisement 1 n'est pas une somme des résultats stochastiques pour les blocs faillés individuels, mais est calculée à partir d'une évaluation stochastique combinée de tous les blocs faillés dans le gisement.

Tableau A-1. Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 1 selon la modélisation stochastique du personnel de l'Office.

Gisement 1	Volumes d'accélération		Scénario de base		Volumes de ralentissement	
	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb
Total de Hebron (Ben Nevis)	268	1 686	220	1 384	192	1 208
D-94	220	1 384	186	1 170	162	1 019
I-13	52	327	39	245	26	164

Dans l'ensemble, la plage du PEP d'origine du réservoir de stockage estimée par le personnel de l'Office est plus petite, mais comparable à celle du promoteur. Les différences entre les estimations du promoteur et celles du personnel de l'Office en ce qui concerne le PEP d'origine du réservoir de stockage peuvent être attribuées aux différentes méthodes de modélisation, aux différences dans les interprétations géologiques et les analyses pétrophysiques et aux paramètres qui ont varié dans l'analyse de l'incertitude.

Tableau A-2. Estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 2 selon la modélisation stochastique du personnel de l'Office.

Gisement 2	Volumes d'accélération		Scénario de base		Volumes de ralentissement	
	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb
Pétrole B-75 (Ben Nevis)	17	107	13,0	82	10	63

Le gisement 2 est inscrit dans la demande en tant que mise en valeur différée. Le promoteur n'a pas inclus d'évaluation volumétrique détaillée du gisement 2, mais estime que le PEP d'origine du réservoir de stockage varie entre 5 et 13 Mm³ (31 à 83 millions de barils). Le personnel de l'Office a effectué une évaluation volumétrique et une analyse d'incertitude et estime un PEP d'origine du réservoir de stockage plus élevé allant de 10 à 17 Mm³ (63 à 107 Mb). Les différences entre les estimations du promoteur et celles du personnel de l'Office en ce qui concerne le PEP d'origine du réservoir de stockage peuvent être attribuées aux différentes méthodes de modélisation, aux différences dans les analyses géologiques et pétrophysiques et aux paramètres qui ont varié dans l'analyse de l'incertitude. L'étendue latérale, l'épaisseur de la colonne de pétrole, la possibilité d'une calotte de gaz, la qualité du réservoir et la continuité de celui-ci sont les plus grandes incertitudes identifiées par le promoteur.

Tableau A-3. GEP et PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 3, calculés à partir de la modélisation stochastique du personnel de l'Office.

Gisement 3	Accélération de la production		Meilleure estimation		Ralentissement de la production	
Pétrole						
L-55 (Ben Nevis)	178	1 120	157	987	128	805
B-75 (Avalon)	47	296	39	245	21	132
	Accélération de la production		Meilleure estimation		Ralentissement de la production	
Gaz	Gsm ³	Gpi ³	Gsm ³	Gpi ³	Gsm ³	Gpi ³
L-55 (Ben Nevis)	2,0	71	1,7	60	1,4	50

Les ressources du gisement 3 d'Avalon (champ West Ben Nevis) figurent dans la demande en tant que mise en valeur différée et sont estimées par le promoteur entre 2 et 33 millions de mètres cubes. Le personnel de l'Office a effectué une évaluation volumétrique des ressources du gisement 3 d'Avalon et estime que le PEP d'origine du réservoir de stockage est de 21 à 45 Mm³. L'écart entre les évaluations peut être attribué à l'incertitude importante du réservoir due à des données limitées et de mauvaise qualité, à une méthodologie de modélisation différente, à des différences dans les analyses géologiques et pétrophysiques et dans les paramètres qui ont été modifiés dans l'analyse d'incertitude ainsi qu'à un contact pétrole-eau ambigu. Il existe également beaucoup d'incertitude quant à la qualité et à la connectivité des réservoirs.

L'évaluation géologique effectuée par le promoteur et le personnel de l'Office indique qu'il existe beaucoup d'incertitude pour les ressources de Ben Nevis et d'Avalon dans le gisement 3 et que davantage de données sont nécessaires pour réduire cette incertitude. Le personnel de l'Office recommande que les réservoirs Ben Nevis et Avalon du gisement 3 soient considérés comme étant des mises en valeur différées jusqu'à ce que le potentiel de développement puisse être examiné de manière adéquate par l'acquisition de données supplémentaires au cours de la phase de mise en valeur initiale de Hebron ou par des forages d'évaluation supplémentaires.

Références :

Tonkin, N.S, McIlroy D., Meyer, R. et Moore-Turpin, A., 2010, Bioturbation influence on reservoir quality : A case study from the Cretaceous Ben Nevis Formation, Jeanne d'Arc Basin, offshore Newfoundland, Canada. AAPG Bulletin, v. 94, no.7, p. 1059-1078.

Annexe B :
Modélisation géologique
Gisement 5 : Champ Hebron, Réservoir
Hibernia

B.1 Aperçu

Le gisement 5 est composé d'une accumulation de pétrole dans la formation supérieure Hibernia au champ Hebron. Le gisement a été découvert par le puits Hebron I-13; il s'agit de la seule pénétration de puits à recouper la jambe de pétrole dans ce gisement. Les sections suivantes résument la méthodologie utilisée par le promoteur dans le modèle de réservoir soumis et présentent les détails de la méthodologie utilisée par le personnel de l'Office pour créer un modèle de réservoir indépendant.

La formation Hibernia contient également des zones prospectives à l'extérieur du gisement 5 qui n'ont pas été évaluées dans le plan de mise en valeur (Figure B-1). Les zones d'intérêt situées au sud-ouest, dans le bloc I-13 et le graben sud-ouest, sont incluses dans l'analyse du gisement 5 effectuée par le personnel de l'Office. Une autre zone d'intérêt dans la formation Hibernia au champ Ben Nevis n'a pas été évaluée par le promoteur ni par le personnel de l'Office en raison du manque de données.

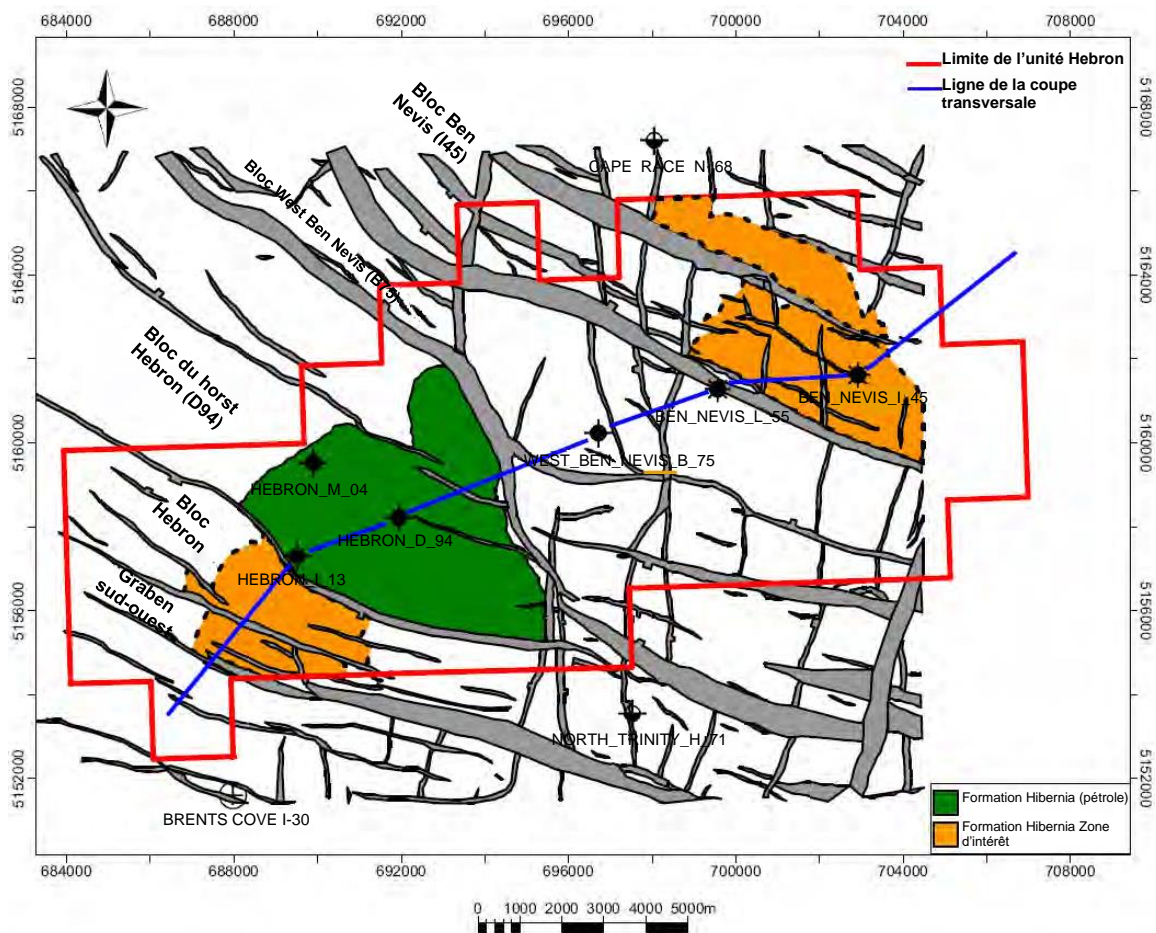


Figure B-1 : Carte schématique des failles, des hydrocarbures piégés et des zones d'intérêt dans la formation Hibernia. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Les intervalles de réservoir sont des grès à grain moyen ou fin, intercalés avec des schistes qui, dans certains cas, peuvent être latéralement continus et agir comme des barrières intraréservoir à l'écoulement vertical. Les porosités de réservoir estimées à partir des données de diagraphie sont en moyenne de 13 à 18 % sur des intervalles d'environ 30 % de net à brut.

Le puits Hebron I-13 est le seul puits qui a pénétré dans le pétrole du réservoir Hibernia à Hebron. La colonne de pétrole a une épaisseur de 103 m au niveau du puits et de 160 m au point le plus élevé du réservoir. Le puits Hebron M-04 n'a pas pénétré dans la jambe de pétrole puisqu'il a traversé le réservoir Hibernia un peu plus profondément que le contact pétrole-eau.

B.3 Modèle géologique du promoteur

Le promoteur a présenté un rapport contenant les détails de cinq modèles géologiques « intermédiaires » différents, avec des paramètres géologiques variables, qui reflètent l'incertitude propre à la faible qualité et à la quantité de données disponibles pour le gisement 5. Parmi ce groupe, un modèle unique construit dans GOCAD a été déterminé comme étant la meilleure représentation et a été utilisé pour estimer les volumes en place et pour simuler la production à partir de différents concepts d'épuisement. Ce modèle a été converti dans Petrel et des éléments du modèle ont été soumis à l'Office pour examen. Des modèles et des réalisations d'accélération et de ralentissement de la production ont également été créés d'après des répartitions de faciès variables afin d'augmenter ou de diminuer la proportion de faciès de réservoir présents, ainsi que sur différents éléments du modèle structurel.

Le modèle du promoteur se base sur des horizons temporels sismiques pour les réservoirs supérieur et inférieur d'Hibernia, qui étaient liés au I-13 et à quatre puits de limite. Il contient 5,45 millions de cellules et une épaisseur moyenne de couche d'un mètre.

Le modèle du promoteur contient sept lithofaciès, classés par porosité et perméabilité effectives (définies par l'indicateur de zone d'écoulement, ou IZE). Une méthode GOCAD connue sous le nom de *multiple point statistics* et une modélisation de la répartition des faciès ont été utilisées avec des images d'entraînement et des cartes de dépôt pour distribuer les faciès dans la grille. Un algorithme de simulation gaussienne séquentielle a été utilisé pour distribuer la porosité et la perméabilité effectives.

Le personnel de l'Office estime que le modèle du promoteur utilise des interprétations raisonnables des données sismiques et de la géologie structurale. Bien que le modèle du personnel de l'Office utilise une méthodologie différente, l'approche de modélisation des faciès du promoteur et la plupart des propriétés modélisées semblent raisonnables et diligentes. Toutefois, le personnel n'est pas d'accord avec le modèle de saturation en eau présenté par le promoteur et croit qu'il surestime le degré de saturation en eau au détriment des hydrocarbures. Par conséquent, on pense que le volume global d'hydrocarbures dans le gisement est considérablement sous-estimé.

B.4 Modèle géologique du personnel de l'Office

Le personnel de l'Office a construit un modèle géologique indépendant pour le gisement 5 dans Petrel v.2010.2 pour évaluer les volumes et comparer les résultats avec la présentation du promoteur. Comme discuté précédemment, le modèle géologique du personnel de l'Office pour le réservoir Hibernia comprend une zone prospective non forée au sud-ouest, en plus de l'accumulation du gisement 5 identifiée par le promoteur. Les perspectives supplémentaires sont structurellement situées dans le bloc I-13 et le graben sud-ouest. Si ces deux blocs devaient partager un contact pétrole-eau commun avec le horst d'Hebron, ils seraient remplis de pétrole dans la formation Hibernia. Le modèle a été élaboré en supposant l'existence de ressources pétrolières supplémentaires dans ces zones d'intérêt, mais le volume calculé des ressources sans risque est présenté séparément.

B.4.1 Quadrillage de structure et stratigraphie

Le quadrillage de structure était basé sur les surfaces sismiques en profondeur soumises par le promoteur, qui ont été vérifiées pour le contrôle de la qualité, légèrement modifiées si nécessaire et lissées. Le modèle de faille a été construit en utilisant un quadrillage de piliers, avec des piliers principalement verticaux. Il y a une étroite concordance entre le modèle de faille complété et les failles qui ont été soumises avec le modèle du promoteur. Le quadrillage final contenait environ 6,5 millions de cellules; l'épaisseur moyenne de la couche était de 1,4 m.

Trois puits dans les champs Hebron et West Ben Nevis et deux puits de limite ont été utilisés pour établir le cadre stratigraphique (Figures B-3 à B-5). Comme l'indique le promoteur, les corrélations de puits à l'extérieur du bloc du horst Hebron sont incertaines en raison du grand espacement des puits et des relations stratigraphiques complexes, compliquées par les intersections de failles. Par conséquent, un cadre stratigraphique simpliste a été utilisé. On s'attend à ce que le forage d'un plus grand nombre de puits dans le réservoir d'Hibernia permette de mieux comprendre la stratigraphie et la continuité latérale.

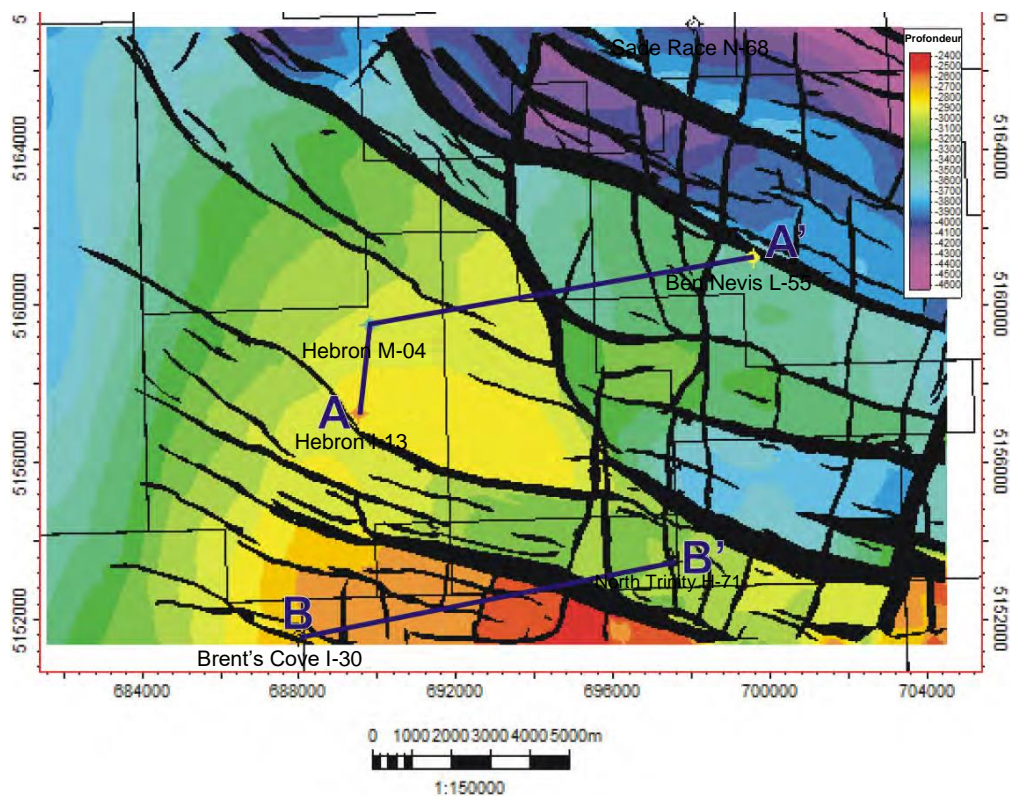


Figure B-3 : Carte montrant la surface sismique supérieure d’Hibernia et les emplacements des puits, à partir du modèle géologique du gisement 5 du C-TNLOHE. L’échelle de profondeur est en mètres. Les lignes A-A’ et B-B’ indiquent les positions des coupes transversales illustrées aux figures B-3 et B-5.

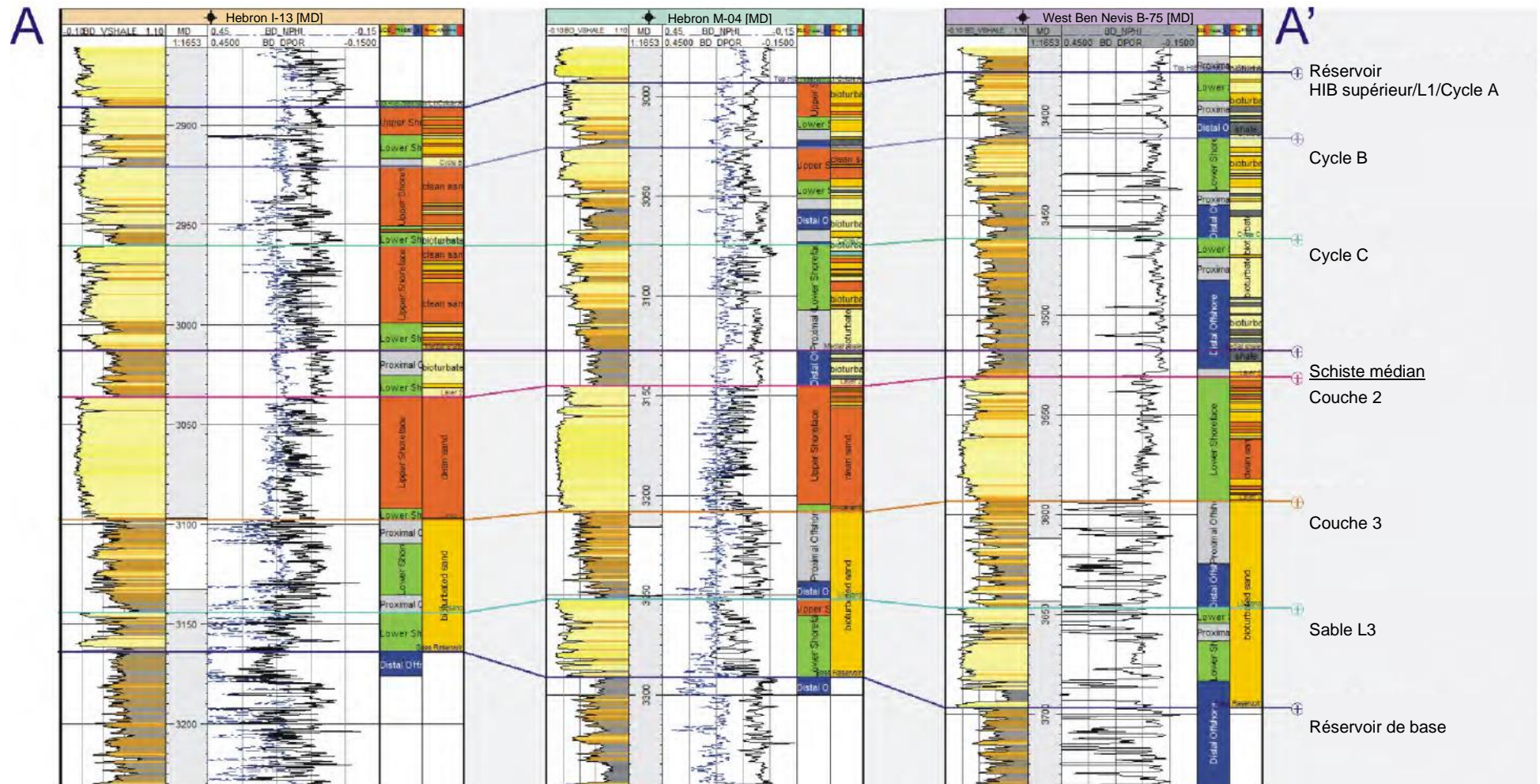


Figure B-4 : Coupe transversale A-A' des puits des champs Hebron et West Ben Nevis, montrant la corrélation stratigraphique utilisée dans le modèle géologique du gisement 5 du C-TNLOHE. Les diagraphies pour chaque puits (de gauche à droite) incluent : $V_{schiste}$, diagraphies pétrophysiques de porosité neutrique (ligne pointillée bleue) et de densité de porosité, et diagraphies interprétées de milieu de dépôt et de faciès. L'emplacement de la coupe transversale est illustré dans la figure B-3.

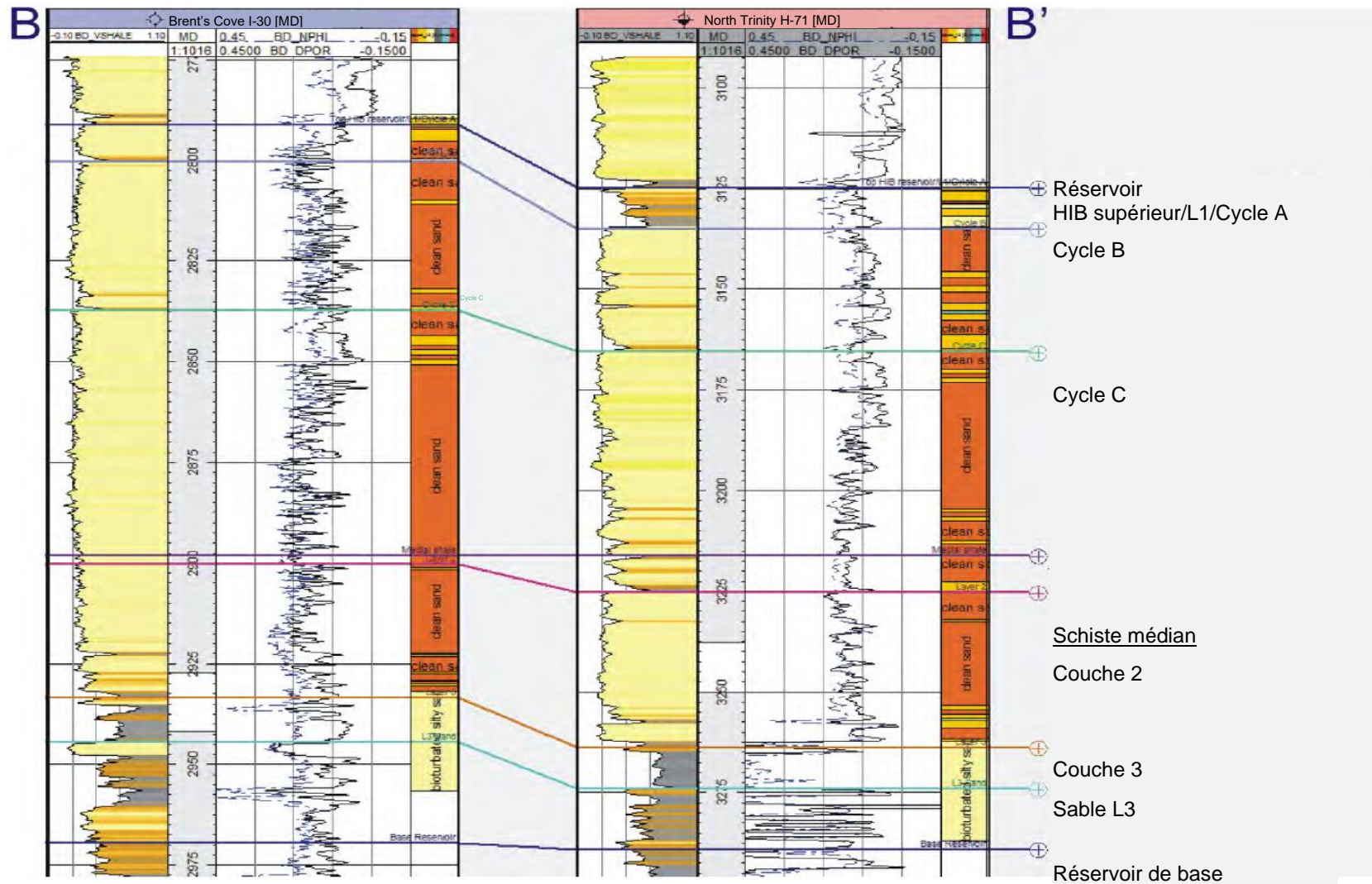


Figure B-5 : Coupe transversale B-B' des puits de limite, montrant la corrélation stratigraphique utilisée dans le modèle géologique du gisement 5 du C-TNLOHE. Les diagrammes pour chaque puits (de gauche à droite) incluent : V_{schiste} , diagrammes pétrophysiques de porosité neutronique (ligne pointillée bleue) et de densité de porosité, et diagrammes interprétés de milieu de dépôt et de faciès. L'emplacement de la coupe transversale est illustré dans la figure B-3.

Sept unités ont été définies, et des noms informels et temporaires leur ont été attribués. Parmi celles-ci, seuls les couches 1 (cycles A, B et C), le schiste médian et la couche 2 ont été utilisés pour la modélisation des réservoirs. La couche 3, qui se trouve entièrement sous le contact pétrole-eau dans le champ Hebron, n'a pas été modélisée. Chaque couche stratigraphique est représentée par une zone distincte dans le modèle.

B.4.2 Modélisation du milieu de dépôt et des faciès

La revue de la littérature publiée et la diagraphie détaillée des deux carottes (Hebron I-13 et Hebron M-04) ont été utilisées pour définir les faciès et interpréter les milieux de dépôt. L'intervalle du réservoir Hibernia a été subdivisé en environnements supérieur, inférieur, extracôtier proximal et extracôtier distal, sur la base des caractéristiques des diagraphies et des carottes. La répartition des faciès et les extractions d'amplitude sismique ont été utilisées pour estimer et limiter l'orientation des tendances du littoral. Les tendances qui en résultent varient pour chaque unité de dépôt. Il y a un accord général avec les tendances du littoral utilisées dans le modèle du promoteur. Le milieu de dépôt interprété à chaque puits a été mis à l'échelle dans le quadrillage et ensuite peuplé dans toute la zone du modèle en utilisant un algorithme gaussien tronqué.

Dix-huit microfaciès ont été enregistrés dans les carottes, puis regroupés en cinq grandes catégories de lithofaciès, définies en fonction de la teneur en argile, du degré de bioturbation et du degré de cimentation (c.-à-d. la présence ou l'absence de concrétions). Les diagraphies détaillées de lithofaciès de carottes ont été simplifiées pour éliminer les intervalles minces et fournir une résolution plus grossière compatible avec l'échelle des diagraphies pétrophysiques.

Les diagraphies pétrophysiques ont été utilisées pour extrapoler les faciès interprétés à partir des carottes pour tous les puits de la zone modélisée. En comparant les données pétrophysiques et les interprétations de faciès à partir des carottes, il a été déterminé qu'une combinaison de diagraphies de V_{schiste} et de porosité de densité a donné lieu à une meilleure subdivision des faciès. Une fonction discriminante de lithofaciès a été utilisée pour séparer les cinq lithofaciès, allant de grès de haute qualité à des roches de mauvaise qualité, y compris du sable propre, bioturbé et limoneux bioturbé, du schiste et des concrétions (Figure B-6). Les faciès des canaux de distribution, qui étaient inclus dans le modèle des promoteurs, n'ont pas été modélisés par le personnel de l'Office pour les raisons suivantes : 1) la mauvaise qualité des diagraphies a rendu difficile l'identification des intervalles des canaux avec certitude, 2) les sables des canaux constituent une très petite fraction de l'ensemble du réservoir et ont donc un impact minimal sur le volume global d'hydrocarbures et 3) aucun faciès des canaux n'a été identifié dans les carottes.

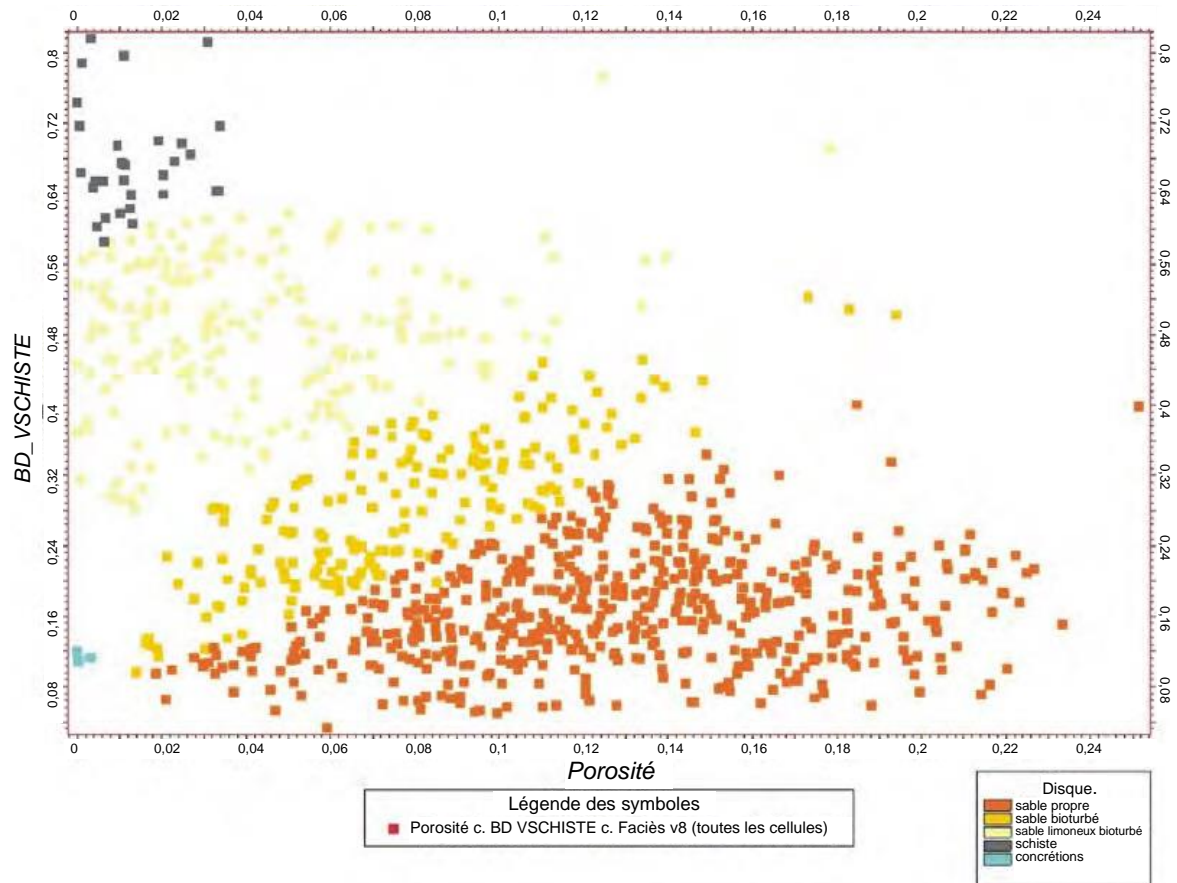


Figure B-6 : Diagrammes croisés montrant les répartitions de lithofaciès en fonction de la Porosité et de $V_{schiste}$ (propriétés à échelle supérieure).

Le schéma d'empilement vertical général indique des unités ascendantes progressives et grossières au sein d'une tendance générale ascendante de rétrogradation et à granodécroissance, ce qui correspond à l'interprétation géologique du promoteur (Figure B-7).

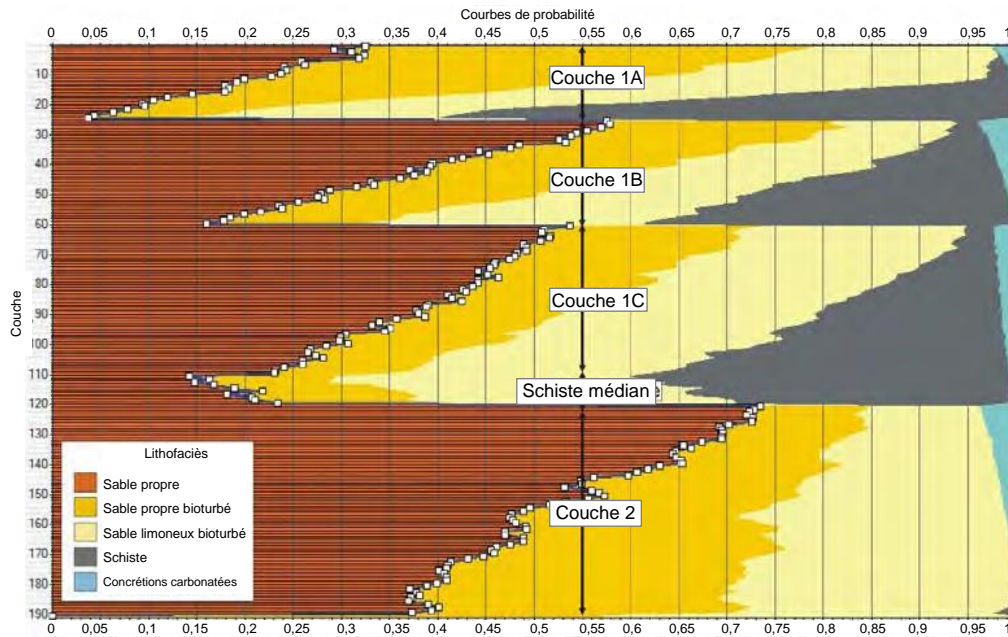


Figure B-7 : Profil vertical des faciès modélisés, montrant les proportions des lithofaciès (axe horizontal.)

Les diagraphies de lithofaciès ont été mises à l'échelle sur la grille 3D et peuplées à l'aide d'un algorithme de simulation gaussienne séquentielle. La répartition des lithofaciès dans le modèle a été conditionnée à la propriété du modèle de milieu de dépôt pour chaque faciès et zone. Des cartes de probabilité pour les lithofaciès du réservoir ont été générées pour chaque zone sur la base d'une compréhension conceptuelle de la répartition des faciès dans un environnement riverain. Ces cartes ont permis d'orienter davantage la population statistique pour obtenir une répartition plus réaliste des faciès. La taille et l'orientation spatiale des corps de faciès individuels ont été guidées par les variogrammes et les cartes azimutales générés à partir des tendances interprétées de la ligne de rivage (Figure B-8).

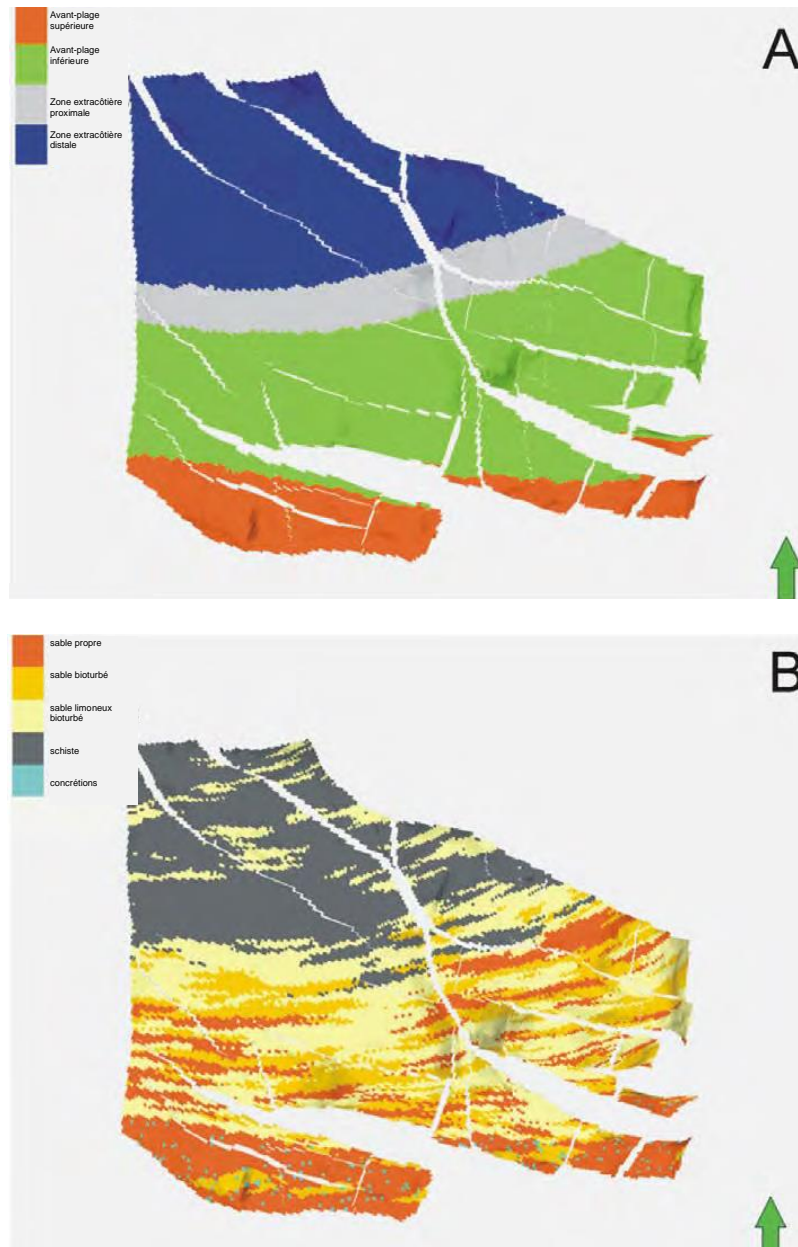


Figure B-8 : Images du modèle géologique montrant des exemples représentatifs des distributions de A) milieux de dépôt et de B) lithofaciès. L'intervalle indiqué se trouve dans l'unité de « schiste médian ».

B.4.3 Contact des fluides

En se basant sur l'analyse pétrophysique des données de diagraphie, le promoteur a identifié une zone de transition pétrole-eau probable qui se trouve dans un intervalle de schiste. Par conséquent, le contact se situe dans une plage délimitée par le pétrole connu le plus bas à -2 972 m PSMVR, et l'eau connue la plus haute à -2 978 m PSMVR dans I-13. Les plus hautes eaux connues dans Hebron M-04 sont interprétées comme étant -1 975 m PSMVR. Le modèle du promoteur a utilisé le côté conservateur de cette plage, avec un contact pétrole-eau unique de -2 972 m PSMVR.

L'interprétation du personnel de l'Office diffère, avec le contact pétrole-eau le plus probable estimé à -2 966 m PSMVR, sur la base d'une analyse pétrophysique. Par conséquent, ce contact plus élevé a été utilisé dans le modèle géologique du personnel de l'Office. Les contacts plus profonds privilégiés par le promoteur ont été intégrés au modèle du C-TNLOHE dans la plage d'incertitude qui a été utilisée comme entrée dans le processus stochastique. Par conséquent, le modèle du personnel de l'Office inclut les contacts plus profonds en tant que possibilités.

B.4.4 Modélisation pétrophysique

La porosité, la saturation en eau et la perméabilité ont été modélisées pour chaque gisement. Le processus de modélisation des propriétés comprenait la mise à l'échelle des diagraphies dans la grille 3D et l'analyse des données par zone et par faciès. Les données de porosité mises à l'échelle ont été utilisées pour créer un modèle de porosité par simulation gaussienne séquentielle, conditionné au modèle de faciès. Les courbes de répartition obtenues à partir des histogrammes des données de porosité, filtrées par faciès et par zone, ont été utilisées pour faire en sorte que les statistiques d'entrée étaient respectées dans le processus de distribution. Les paramètres de modélisation ont été définis zone par zone.

Les données relatives à la saturation en eau (S_w) ont été mises à l'échelle à partir des diagraphies et intégrées dans la grille 3D à l'aide de l'algorithme de simulation de la fonction aléatoire gaussienne, co-krigé avec le modèle de porosité. Le modèle de saturation en eau qui en résulte a également été conditionné à la propriété de contact pétrole-eau. Une courbe de distribution obtenue à partir d'un histogramme des valeurs de saturation en eau, filtrées par zone d'hydrocarbures, a été utilisée pour faire en sorte que les statistiques d'entrée étaient respectées. Dans la zone d'eau, la saturation en eau a été fixée à 1. Le coefficient de co-krigeage colocalisé a été obtenu en croisant les données de saturation en eau et de porosité mises à l'échelle et en les filtrant sur la zone d'hydrocarbures. La fonction de corrélation a été estimée à partir de la ligne de meilleur ajustement pour obtenir le coefficient constant.

Le modèle de perméabilité horizontale a été co-krigé au modèle de porosité et peuplé en utilisant une simulation gaussienne séquentielle. Le coefficient de co-krigeage colocalisé a été obtenu en croisant les données de perméabilité et de porosité mises à l'échelle. Le coefficient constant a été estimé à partir de la fonction de corrélation.

Une diagraphie de perméabilité verticale a été calculée à partir des données de perméabilité horizontale à l'aide d'une fonction de transformation fournie dans le modèle de simulation du promoteur. La diagraphie horizontale a été utilisée pour calculer une diagraphie de perméabilité verticale, qui a été mise à l'échelle dans la grille. Le modèle de perméabilité verticale a été co-krigé au modèle de perméabilité horizontale et alimenté en utilisant un algorithme de simulation gaussienne séquentielle. Le coefficient de co-krigeage colocalisé a été obtenu en croisant les données de perméabilité et de porosité mises à l'échelle. Le coefficient constant a été estimé à partir de la fonction de corrélation.

B.5 Incertitude et évaluation volumétrique

La dernière étape du processus de modélisation géologique a été l'évaluation des ressources en hydrocarbures en place. L'évaluation stochastique a fait varier plusieurs paramètres, notamment la porosité, la saturation en eau, le modèle de faciès (c.-à-d. l'omniprésence des concrétions de calcite), le contact pétrole-eau et le facteur de volume de la formation (B_o).

Les résultats de l'évaluation stochastique sont présentés dans les tableaux B-1 et B-2.

Tableau B-1 : GEP et PEP d'origine du réservoir de stockage du gisement 5, estimés à partir de la modélisation stochastique du personnel de l'Office et comparés aux estimations du promoteur.

	PEP d'origine du réservoir de stockage (Mm ³)		GEP (Gm ³) Gaz dissous	
	Promoteur	C-TNLOHE	Promoteur	C-TNLOHE
Estimation pour le ralentissement	15	39	1,5	6
Meilleure estimation	24	52	2,4	7
Estimation pour l'accélération	35	63	3,5	9

Tableau B-2 : Estimations du volume du PEP d'origine du réservoir de stockage et du GEP provenant de la modélisation stochastique du personnel de l'Office pour les zones d'intérêt supplémentaires au sud-ouest (non inclus dans l'évaluation du promoteur).

	PEP d'origine du réservoir de stockage (Mm ³)	GEP (Gm ³) Gaz dissous
Estimation pour le ralentissement	7	1
Meilleure estimation	9	1
Estimation pour l'accélération	12	2

Annexe C :
Modélisation géologique
Gisement 4 : Champ Hebron, réservoir
Jeanne d'Arc

C.1 Géologie des réservoirs

La formation Jeanne d'Arc a été pénétrée par les puits Hebron I-13 et M-04 au champ Hebron. Cette formation est également le principal réservoir du champ Terra Nova, qui se trouve au sud. Comme les données sur les puits à Hebron sont rares et de qualité variable, les données sur les puits de Terra Nova sont particulièrement utiles pour la comparaison et l'extrapolation.

Le promoteur a reconnu une série de sables de canaux fluviaux empilés dans la formation Jeanne d'Arc, qui sont divisés en huit unités de sable. La nomenclature est similaire à celle utilisée pour les sables de Jeanne d'Arc dans le champ Terra Nova. Ces unités de sable sont, de la plus vieille à la plus jeune : B, C1, C2, D, E, F, G et H (Figure C-1). Les sables F, G et H ne sont pas présents dans le champ Terra Nova.

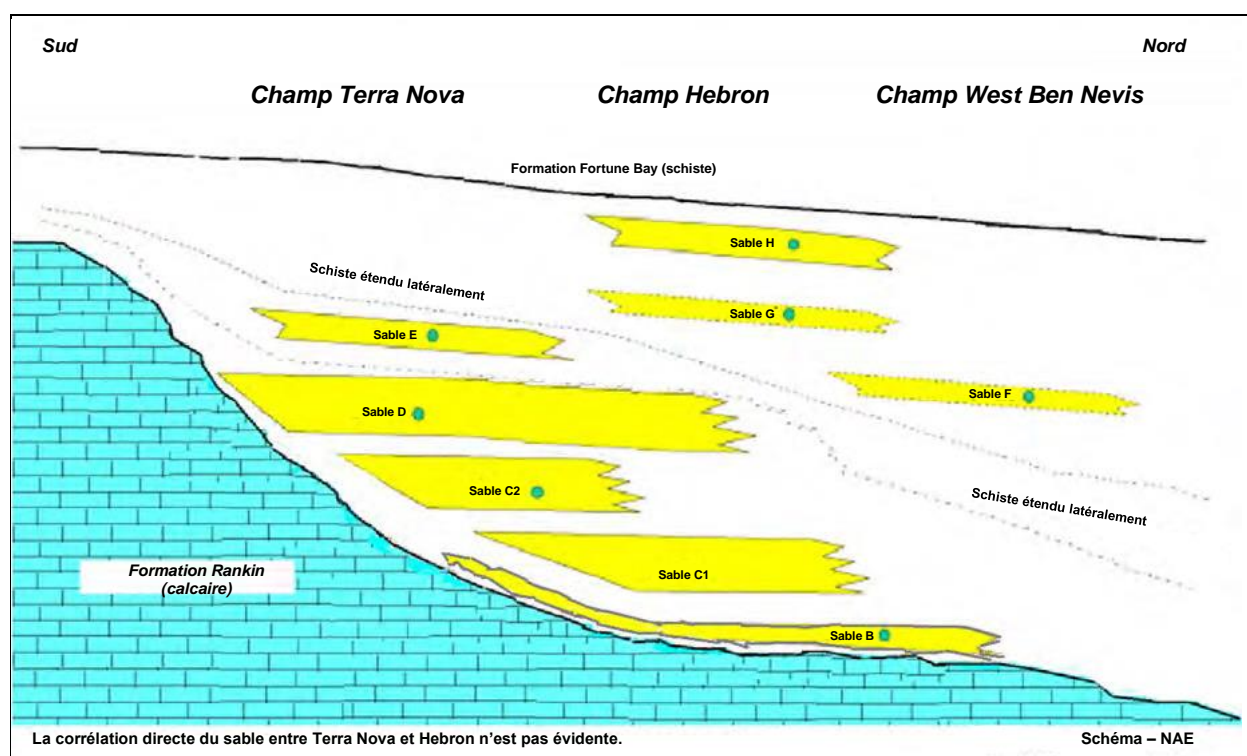


Figure C-1 : Schéma de la corrélation des sables de la formation Jeanne d'Arc du champ Terra Nova au champ Hebron. Source : Modifié par ExxonMobil, plan de mise en valeur

Du pétrole a été trouvé dans cinq de ces huit unités de sable dans la zone de l'actif Hebron (sables B, D, G, H et F). Le promoteur a indiqué des intervalles de production dans chacune de ces huit unités de sable, bien qu'elles ne soient pas toutes pétrolifères dans tous les puits (Tableau C-1). Seuls les sables B et H ont été proposés pour une mise en valeur initiale à Hebron.

Tableau C-1 : Résumé de l'épaisseur de la zone productrice nette (m). Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Puits	Sable H	Sable G	Sable F	Sable E	Sable D	Sable C2	Sable C1	Sable B
M-04	14,5	1,4	-	1,8	6,8	2,9	-	2,1
B-75	-	-	5,4	4,0	-	9,9	-	2,6
I-13	-	6,9	2,6	-	12,6	1,7	1,2	10,2
H-71	-	-	-	-	-	-	0,4	-
I-30	-	-	-	-	-	-	-	-

Dans l'actif Hebron, les unités de sable plus profondes ont tendance à être plus continues latéralement tandis que les unités moins profondes sont typiquement confinées dans des vallées encaissées et sont plus limitées en étendue. Par exemple, le sable B est interprété comme ayant été déposé sur une très vaste plaine anastomosée non confinée provenant du soulèvement d'Avalon au sud (Figure C-2). Les séquences de dépôt subséquentes de la formation Jeanne d'Arc (sables C1 à H) proviennent également du soulèvement d'Avalon et se sont déposées dans un coin clastique s'épaississant vers le centre du bassin (vers le nord), jusqu'à 650 m d'épaisseur, qui se transforme vers le centre du bassin en schistes marins. Les sables de réservoir sont contenus dans cette succession, et consistent typiquement en un conglomérat de base passant à un grès à grain moyen et fin recouvert de schiste marin. Les sables de réservoir sont composés d'un mélange de sables de surface fluviaux, estuariens et même marins, avec de nombreux lits de schistes minces intermédiaires qui réduisent le rapport net/brut global des unités de sable.

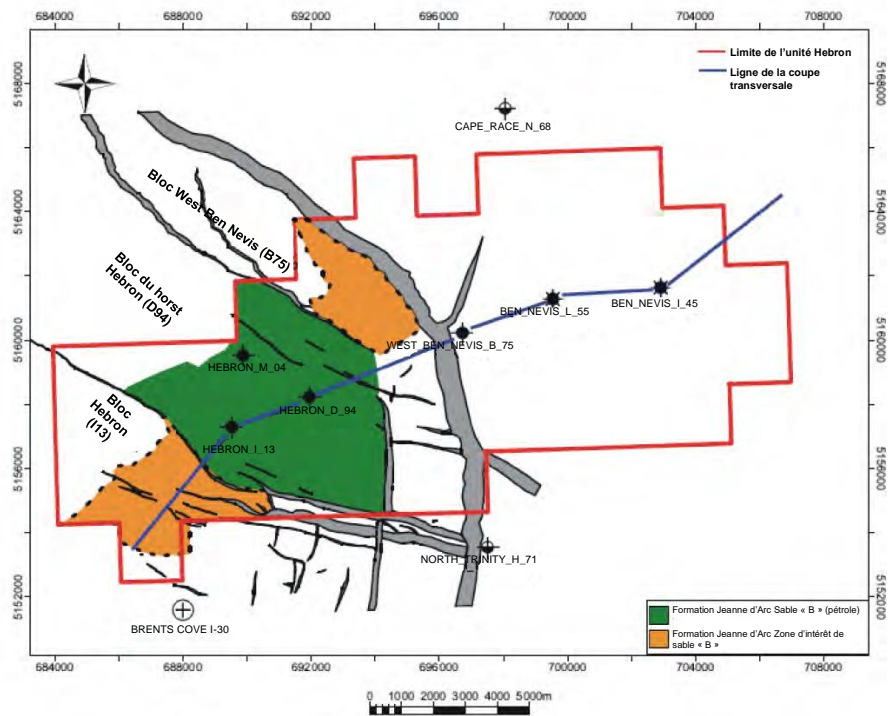


Figure C-3 : Carte schématique des failles et des hydrocarbures piégés dans le sable B de la formation Jeanne d'Arc à Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

Un sable H épais et de qualité réservoir n'a été observé que dans le puits Hebron M-04; le sable H n'est pas présent dans le puits Hebron I-13. Le promoteur a interprété le sable H comme étant une vallée encaissée, d'après les extractions d'amplitude sismique de valeur RMS (moyenne quadratique). Le personnel de l'Office accepte cette interprétation et a également utilisé l'interprétation de la vallée encaissée dans son modèle géologique. Le promoteur a proposé une zone, appelée « North Valley », à l'intérieur du champ Jeanne d'Arc à Hebron pour la mise en valeur initiale du sable H. Une deuxième tendance de vallée, « South Valley », est également identifiée comme étant une zone d'intérêt de sable H. Elle n'a pas encore été pénétrée par un puits, mais elle est interprétée comme ayant des qualités de réservoir similaires à celles du sable H dans le puits M-04 sur la base de la même extraction d'amplitude sismique de moyenne quadratique. Elle ne fait pas partie de la mise en valeur proposée initialement (Figure C-4).

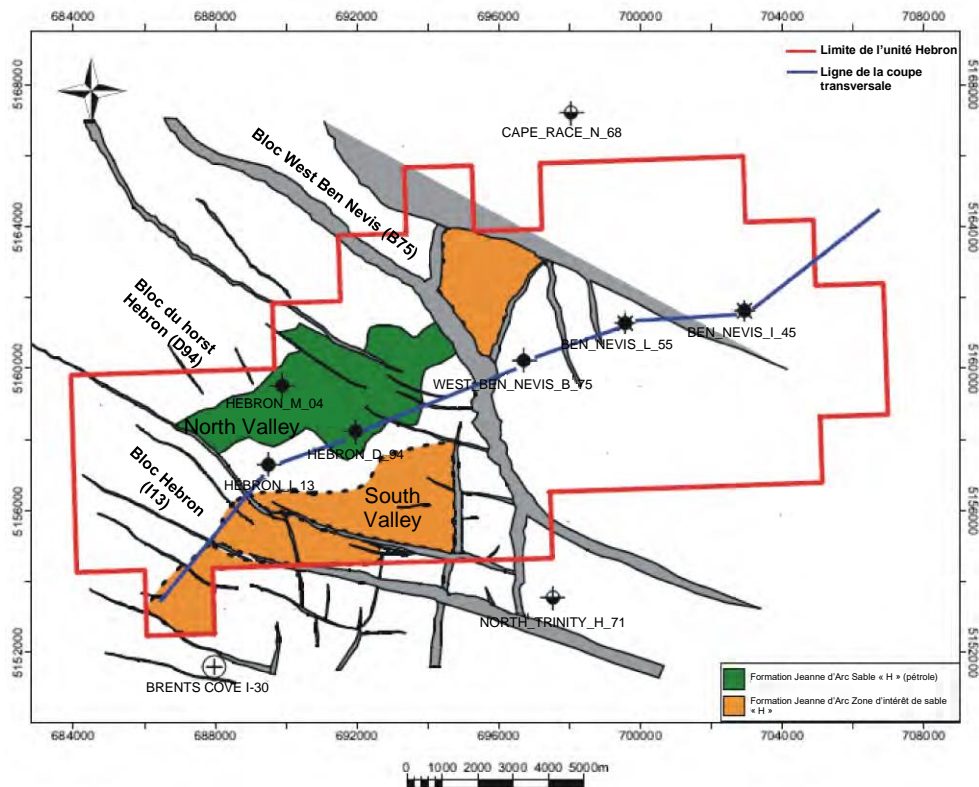


Figure C-4 : Carte schématique des failles et des hydrocarbures piégés dans le sable H de la formation Jeanne d'Arc à Hebron. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

C.2 Modélisation géologique

Le personnel de l'Office a généré un modèle géologique à l'aide de la version 2010 de Petrel. Le promoteur a soumis des interprétations de surface géophysiques pour les sables H et B, tant en temps qu'en profondeur, à l'appui de la demande. Par endroits, l'interprétation sismique de surface (en temps voulu) a été réévaluée et éditée par le personnel de l'Office, puis convertie en profondeur à l'aide d'un modèle de vitesse fourni par le promoteur. Le modèle structural du personnel de l'Office se base sur ces surfaces ajustées. Comme les surfaces converties en profondeur utilisées par le promoteur et le personnel de l'Office sont légèrement différentes, il y a quelques variations mineures entre les modèles structuraux. Le modèle du personnel de l'Office a été alimenté par les propriétés pétrophysiques obtenues à partir de l'évaluation pétrophysique du personnel de l'Office ainsi que par les paramètres fournis par le promoteur.

C.2.1 Sable H

Le modèle du personnel de l'Office pour le sable H de « North Valley » a été généré à l'aide d'un modèle de faciès basé sur les objets. Ce processus a nécessité l'interprétation de la tendance de dépôt et de la géométrie des objets, des paramètres fluviaux tels que la sinuosité, la profondeur du canal, la largeur des levées, et d'autres paramètres relatifs aux réservoirs et aux fluides. Le modèle était en grande partie limité par la cartographie des attributs sismiques du promoteur, mais a été étendu au sud-ouest et au nord-est (Figure C-5).

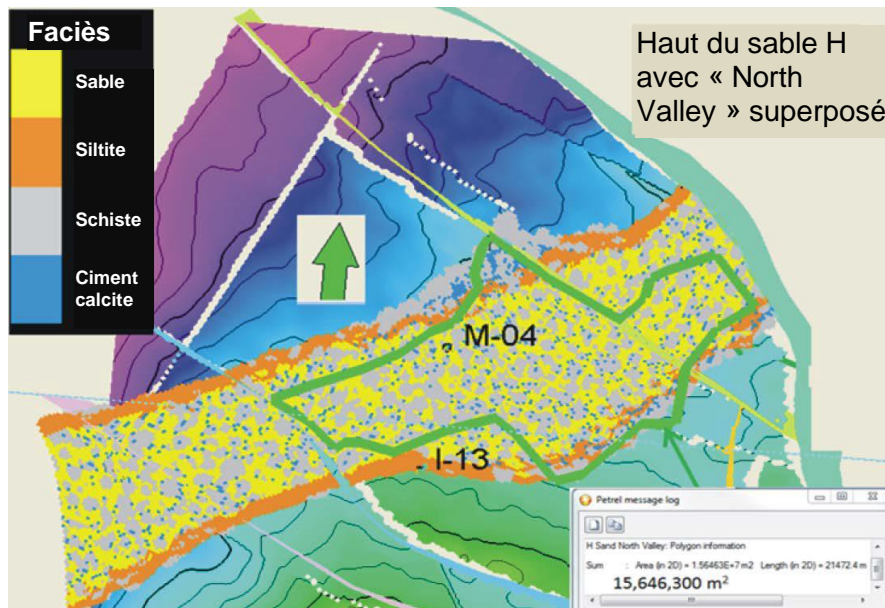


Figure C-5 : Tendence et étendue aréale du sable H de North Valley d'après le modèle géologique du personnel de l'Office.

Le modèle de sable H a utilisé un contact pétrole-eau de -3 909 m PSMVR, qui est basé sur la quantité restante de pétrole rencontrée dans le puits Hebron M-04. Le puits Hebron I-13, situé en amont, n'a pas de sable H de qualité réservoir et est interprété comme se trouvant au bord ou près du bord de North Valley encaissée (Figure C-6). De légers changements dans la profondeur interprétée des sables H supérieurs et de base pourraient entraîner de grands changements dans le PEP d'origine du réservoir de stockage calculé dans « North Valley » des sables H, car une plus ou moins grande partie du réservoir de sable H se trouverait dans la jambe de pétrole. Par conséquent, l'interprétation de la surface est une source d'incertitude dans le modèle de sable H.

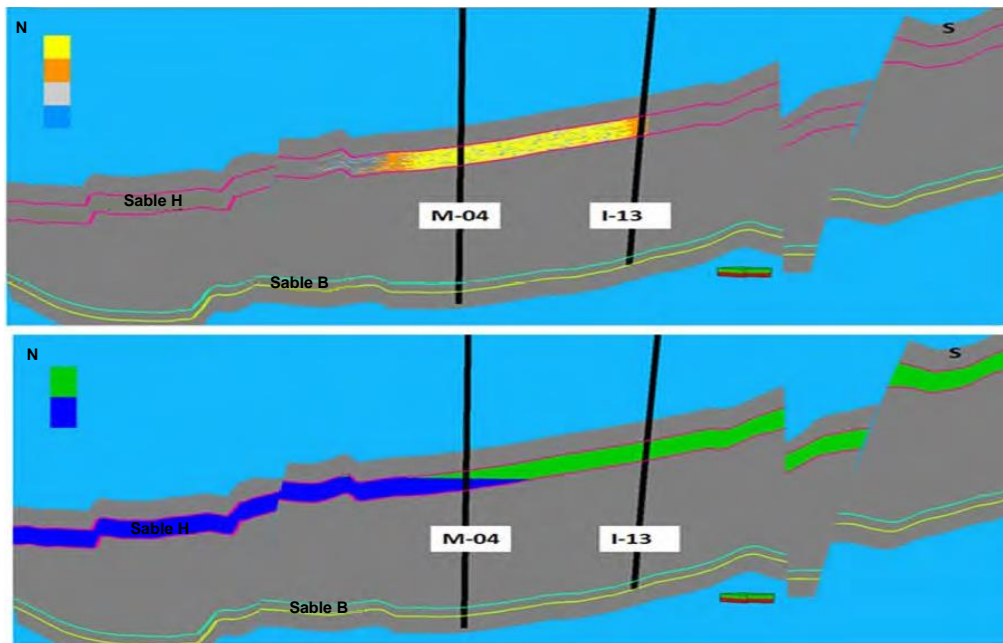


Figure C-6 : Vue transversale nord-sud du sable H de North Valley. Supérieure : limites de l'incision de North Valley dans le sable H. Inférieure : Contact pétrole-eau pour le réservoir de sable H.

C.2.2 Sable B

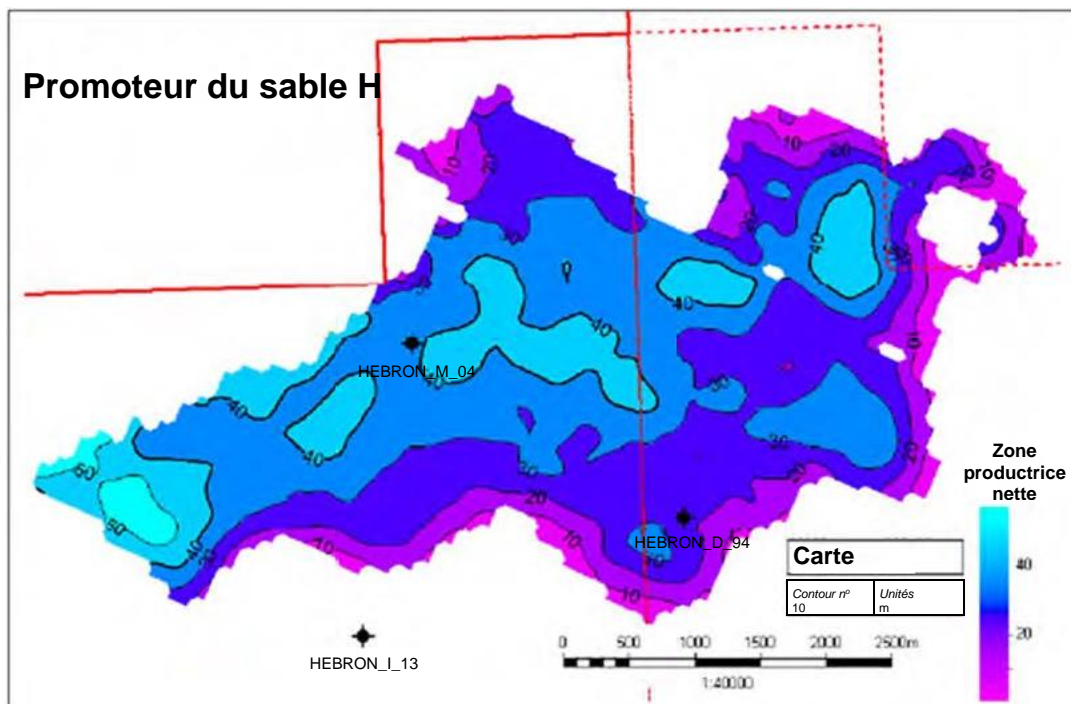
Le modèle géologique du sable B repose sur l'interprétation selon laquelle le sable B s'est déposé sur une très vaste plaine anastomosée non confinée provenant du soulèvement d'Avalon au sud (Figure C-2).

Le sable B est présent dans tous les puits du complexe Hebron qui pénètrent dans la formation Jeanne d'Arc, mais la qualité du réservoir ne semble pas être liée à une association de faciès particulière. En raison de la qualité très variable du réservoir et de la couverture inadéquate des puits, ni le promoteur ni le personnel de l'Office n'ont généré un modèle de faciès pour le sable B. Toutefois, le promoteur a effectué une évaluation stochastique en utilisant des extractions d'amplitude sismique pour générer une carte du volume des pores d'hydrocarbures et une carte de la porosité nette pour le sable B. Ces cartes identifient les zones productrices nettes et celles qui ne le sont pas et ont été utilisées pour guider les limites areales du modèle de réservoir de l'Office. En raison de la quantité limitée de données disponibles, le personnel de l'Office a utilisé des méthodologies stochastiques et déterministes pour vérifier les estimations de PEP d'origine du réservoir de stockage dans le sable B.

C.3 Modélisation pétrophysique

C.3.1 Sable H

Le sable H du puits M-04 est positionné dans le côté structurellement « bas » de North Valley. Bien qu'il y ait 51 m de sable brut, il n'y a que 18 m de sable net au-dessus du contact pétrole-eau et environ 15 m de zone productrice nette. Toutefois, la cartographie du promoteur indique que le sable H pourrait avoir une zone productive nette de plus de 40 m dans North Valley. Cette interprétation est plausible puisque le sable H a été cartographié avec un isopache global de 80 m et un rapport net/brut moyen de 60 % (Figure C-7).



La porosité, la saturation en eau et le volume des pores d'hydrocarbures ont été modélisés pour le sable H en utilisant uniquement les données du puits Hebron M-04; aucun autre puits n'a incisé les sables de réservoir de la vallée au niveau du sable H.

C.3.2 Sable B

Le promoteur indique une zone productrice nette de plus de 10 m dans le sable B du puits Hebron I-13, mais le personnel de l'Office a déterminé une telle zone de 5 m seulement. Le promoteur et le personnel de l'Office s'entendent davantage sur une zone productrice nette d'environ 2 m pour le sable B dans le puits Hebron M-04. Les différences entre les calculs de cette zone peuvent être expliquées par les différents seuils de saturation en eau et de porosité utilisés par le promoteur et le personnel de l'Office. Jusqu'à ce que davantage de données soient acquises, les deux évaluations sont valides de la même façon.

La carte isochore du promoteur indique environ 40 m de sable B dans les puits Hebron M-04 et I-13 (Figure C-8), ce qui est comparable à l'interprétation du personnel de l'Office. Le promoteur a employé une méthode qui fait appel à des variogrammes et à des « transformations de nuage » pour peupler le volume rocheux avec des propriétés de porosité et de perméabilité et, en fin de compte, déterminer la zone productrice nette.

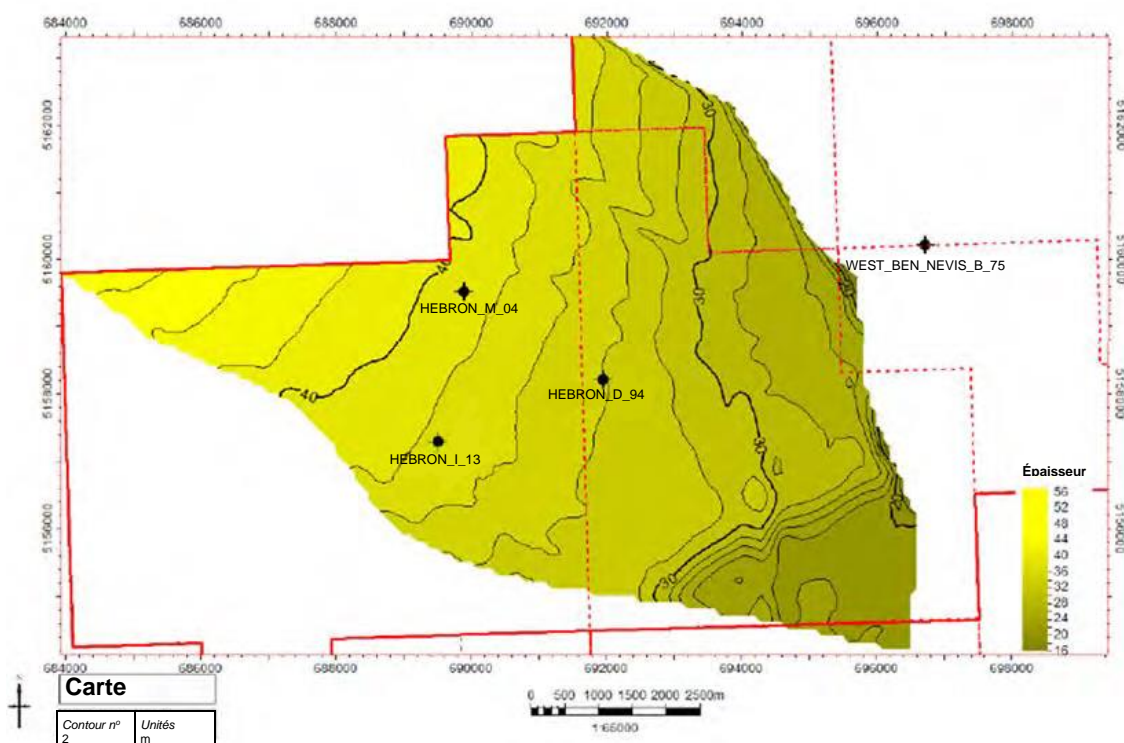


Figure C-8 : Carte des isochores du sable B. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

La carte de la zone productrice nette résultante du promoteur (Figure C-9) semble indiquer une zone de 38 à 40 m à proximité des puits Hebron M-04 et I-13. Les valeurs de PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur pour le pétrole du sable B semblent se baser sur environ 10 m de zone productrice nette, ce qui est la même valeur que celle utilisée pour le sable B dans le puits Hebron I-13.

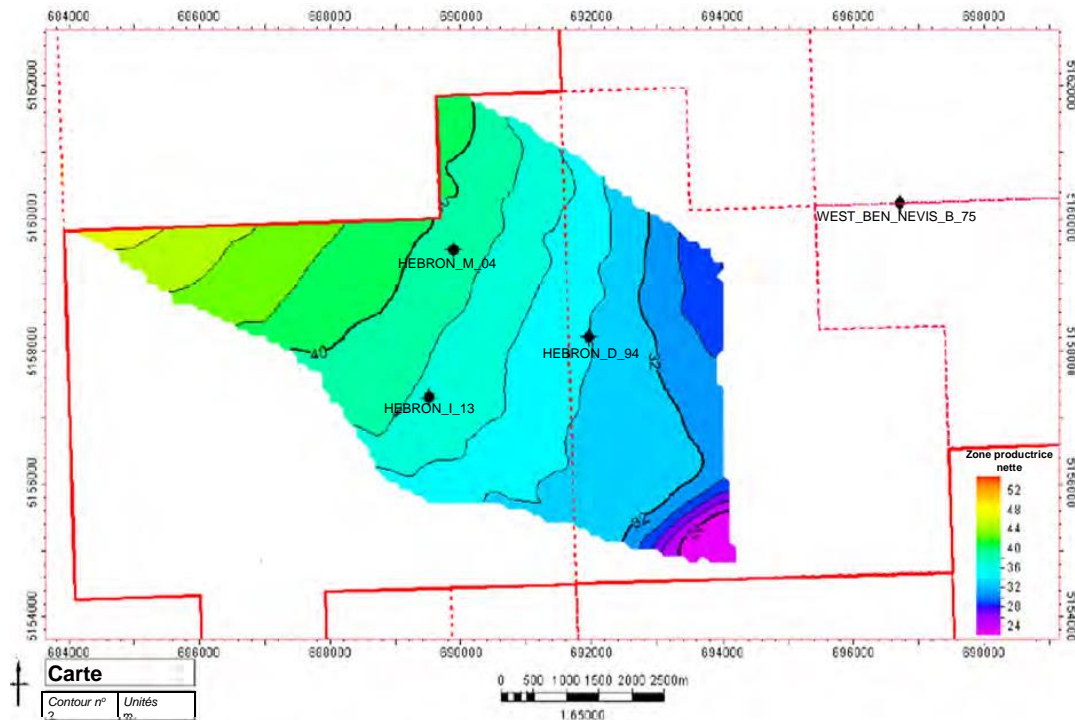


Figure C-9 : Carte isopachique de la zone productrice nette du sable B. Source : ExxonMobil, plan de mise en valeur

C.4 Évaluation volumétrique

Le promoteur a fourni une plage de PEP d'origine du réservoir de stockage pour cinq des sables de Jeanne d'Arc (H, B, G, F et D; tableau C-2).

Tableau C-2 : Compilation de la plage de PEP d'origine du réservoir de stockage et de RFE du promoteur pour les sables du réservoir Jeanne d'Arc.

UNITÉ DE SABLE	Présent dans le puits	PEP D'ORIGINE DU RÉSERVOIR DE STOCKAGE (Mb)	RÉCUPÉRABLE	% DE RÉC.	Réf. OP page
H North Valley	M-04	147-204-274	33-59-89	29	5-6
B	M-04, I-13, B-75	57-113-220	11-28-60	24	5-6
RESSOURCES ET RÉSERVES ÉVENTUELLES					
H South Valley 1	Attribut sismique	170-333	29-101	17-29	6-78
G	M-04, I-13	19-57	2-11	10-19	6-73
F	B-75	22-189	3-44	14-23	6-75
D	M-04, I-13 (mouillé)	8-44	1-8	8-18	6-74

Le personnel de l'Office a calculé de façon stochastique une gamme de paramètres pour la zone productrice nette, soit des paramètres pétrophysiques et de fluides, pour les sables H et B en se basant sur les meilleures estimations de PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur. La meilleure estimation du promoteur, soit 204 millions de barils pour le sable H et 113 millions de barils pour le sable B, correspond à une zone productrice nette d'environ 25 m dans le sable H et 10 m dans le sable B, les propriétés moyennes du réservoir et des fluides étant limitées dans l'espace à la zone de mise en valeur définie par le promoteur. Le personnel de l'Office a déterminé une plage indépendante supplémentaire de PEP d'origine du réservoir de stockage possibles et de réserves récupérables pour les sables B et H en faisant varier plusieurs paramètres de réservoir et de fluide correspondant à des puits individuels plutôt qu'à des moyennes stochastiques. Cette évaluation reflète la plage complète

des paramètres pétrophysiques rencontrés dans les pénétrations des puits. Les plages de PEP d'origine du réservoir de stockage et de réserves récupérables sont résumées dans les tableaux C-3 et C-4.

Tableau C-3 : Estimations par le personnel de l'Office de PEP d'origine du réservoir de stockage et de réserves récupérables pour le sable B.

Sable B de Jeanne d'Arc								
Propriétés générales	B_inferieur	B_moyenne	B_supérieur					
Porosité :	0,090	0,127	0,147					
Pétrole brut net :	0,100	0,400	0,600					
Sat. eau :	0,179	0,149	0,119					
FVF	1 800	1,550	1,360					
% de récupération	0,180	0,240	0,300					
Cas	Volume apparent	Volume net	Volume poreux	HCPV	PEP d'origine du réservoir de stockage m ³	Réc. m ³	PEP d'origine du réservoir de stockage en barils	Réc. en barils
B_faible	1 054 373 679	105 437 370	9 489 364	7 790 767	4 328 204	779 077	27 181 121	4 892 604
B_moyen	1 054 373 679	421 749 478	53 562 185	45 581 420	29 407 368	7 057 768	184 678 271	44 322 783
B_élevé	1 054 373 679	632 624 233	92 995 762	81 929 266	60 242 107	18 072 633	378 320 432	113 496 135

Tableau C-4 : Estimations par le personnel de l'Office du PEP d'origine du réservoir de stockage et des réserves récupérables pour le sable H.

Sable H de Jeanne d'Arc							
Propriétés générales	H_inferieur	H_moyenne	H_supérieur				
Porosité :	0,123	0,143	0,162				
Pétrole brut net :	0,400	0,600	0,700				
Sat. eau :	0,232	0,149	0,119				
FVF	1,550	1 300	1,260				
% de récupération	0,240	0,290	0,350				
Cas	Volume apparent	Volume net	Volume poreux	HCPV	PEP d'origine du réservoir de stockage en m ³	PEP d'origine du réservoir de stockage en barils	Réc. en barils
H_faible	830 133 346	332 053 343	40 842 562	31 367 088	20 236 832	127 087 305	30 500 953
H_moyen	830 133 346	498 080 027	71 225 447	60 612 855	46 625 275	292 806 727	84 913 951
H_élevé	830 133 346	581 093 332	94 137 120	82 934 803	65 821 272	413 357 588	144 675 156

Le tableau C-5 présente une comparaison entre la plage de PEP d'origine du réservoir de stockage et la plage de réserves récupérables calculées par le personnel de l'Office et le promoteur. Les écarts entre les estimations du promoteur et celles du personnel de l'Office peuvent être attribués à des différences dans l'évaluation pétrophysique, le modèle structural et la méthode de modélisation. De plus, il existe beaucoup d'incertitude quant à la continuité, l'épaisseur et la qualité des sables de Jeanne d'Arc dans l'actif Hebron. Le personnel de l'Office et le promoteur reconnaissent tous qu'il existe un ensemble de données très limité pour la formation Jeanne d'Arc et que des données supplémentaires sur les puits ou la production seront nécessaires pour limiter les estimations volumétriques.

Tableau C-5 : Comparaison entre les estimations de PEP d'origine du réservoir de stockage et celles des réserves, par le promoteur et le personnel de l'Office, pour les sables H et B

Modèle Exxon Mobil					
UNITÉ DE SABLE	Présent dans le puits	PEP D'ORIGINE DU RÉSERVOIR DE STOCKAGE (Mb)	RÉCUPÉRABLE	% DE RÉC.	Réf. OP page
H North Valley	M-04	147-204-274	33-59-39	22-29-32	5-6
B	M-04, I-13, B-75	57-113-220	11-23-60	19-25-27	5-6
Modèle Petrel du C-TNLOHE					
UNITÉ DE SABLE	Présent dans le puits	PEP D'ORIGINE DU RÉSERVOIR DE STOCKAGE (Mb)	RÉCUPÉRABLE	% DE RÉC.	Réf.
H North Valley	M-04	127-293-413	30-35-145	24-29-35	Tab. C_5
B	M-04, I-13, B-75	27-135-378	5-44-113	13-24-30	Tab. C_4

La plage des PEP d'origine du réservoir de stockage et celle des réserves récupérables pour les sables B et H, calculées par le personnel de l'Office, sont résumées dans le tableau C-6. On ne sait pas si les sables de la formation Jeanne d'Arc contiennent des calottes de gaz, mais le tableau C-6 présente une estimation de la ressource de gaz dissous.

Tableau C-6 : Estimations par le personnel de l'Office des ressources en gaz de Jeanne d'Arc provenant du gaz dissous dans les sables B et H, basées sur le PEP d'origine du réservoir de stockage et la proportion gaz-pétrole des échantillons de pétrole.

Sable B de Jeanne d'Arc					
Cas	PEP d'origine du réservoir de stockage en m ³	Réc. m ³	PEP d'origine du réservoir de stockage en barils	Réc. en barils	Gaz dissous 10 ⁶ m ³
B_faible	4 328 204	779 077	27 181 121	4 892 604	857
B_moyen	29 407 363	7 057 768	184 678 271	44 322 783	5 823
B_élevé	60 242 107	18 072 633	378 320 432	113 496 135	11 928
Sable H de Jeanne d'Arc					
Cas	PEP d'origine du réservoir de stockage en m ³	Réc. m ³	PEP d'origine du réservoir de stockage en barils	Réc. en barils	Gaz dissous 10 ⁶ m ³
H_faible	20 236 832	4 856 839	127 087 305	30 500 949	476
H_moyen	46 625 275	13 521 329	292 806 727	34 913 946	1 325
H_élevé	65 321 272	23 037 445	413 357 583	144 675 155	2 258

En plus des sables B et H de « North Valley », le promoteur a également fourni des estimations de PEP d'origine du réservoir de stockage pour les sables de la formation Jeanne d'Arc actuellement reconnus comme des mises en valeur différées. Ces mises en valeur éventuelles comprennent la zone d'intérêt de sable H de « South Valley », qui n'est pas encore pénétrée par un puits de forage, les sables G et D rencontrés dans les puits M-04 et I-13 et le sable F rencontré dans le puits B-75. Le personnel de l'Office n'a pas encore construit de modèles ou calculé des volumes pour les mises en valeur différées. Les estimations volumétriques fournies par le promoteur sont présentées dans le tableau C-2 et l'annexe E.

C-5 Conclusions

Il existe des différences importantes entre certains paramètres des réservoirs et des fluides utilisés dans le modèle géologique du promoteur et celui du personnel de l'Office pour les sables de Jeanne d'Arc.

Ces différences sont attribuées à la faible quantité et à la qualité variable des données de puits disponibles.

L'étendue areale et la qualité du réservoir sont les principaux facteurs d'incertitude associés à la mise en valeur des réservoirs de la formation Jeanne d'Arc. Les estimations volumétriques du promoteur pour les réservoirs de la formation Jeanne d'Arc semblent raisonnables et comparables à celles du personnel de l'Office, selon les données disponibles. Cependant, des données supplémentaires sur les puits ou la production sont nécessaires pour réduire l'incertitude et limiter les estimations volumétriques et récupérables. Le promoteur devrait être encouragé à forer la formation Jeanne d'Arc plus tôt que prévu actuellement afin d'optimiser l'exploitation de la ressource.

Annexe D : Modélisation et résultats de la simulation du réservoir de l'actif Hebron

D.1 Introduction

L'actif Hebron est composé de quatre intervalles de réservoirs empilés verticalement, soit Ben Nevis, Avalon, Hibernia et Jeanne d'Arc, sur cinq blocs principaux délimités par des failles, soit le bloc D-94 du horst Hebron, le bloc Hebron I-13, le champ West Ben Nevis, le champ Ben Nevis et le graben sud-ouest. Afin de simplifier la communication, le promoteur a divisé l'actif d'Hebron en cinq gisements. Ces gisements sont définis comme suit :

1. Le gisement 1 est défini comme étant la formation Ben Nevis dans le champ Hebron, comprenant les blocs faillés D-94 et I-13.
2. Le gisement 2 est défini comme étant la formation Ben Nevis dans le champ West Ben Nevis.
3. Le gisement 3 est défini comme étant la formation Avalon dans le champ West Ben Nevis et la formation Ben Nevis dans le champ Ben Nevis.
4. Le gisement 4 est défini comme étant la formation Jeanne d'Arc dans le champ Hebron, comprenant les blocs faillés D-94 et I-13.
5. Le gisement 5 est défini comme étant la formation Hibernia dans le champ Hebron, comprenant les blocs faillés D-94 et I-13.

Les données techniques sur les réservoirs de l'actif Hebron ont été obtenues à partir de six puits de délimitation : Hebron D-94, Hebron I-13, Hebron M-04, West Ben Nevis B-75, Ben Nevis L-55 et Ben Nevis I-45. Il y a une nette différence dans la qualité et la fiabilité des données parmi les puits, les données les plus fiables étant attribuées aux puits forés en 1999 et 2000 : D-94, M-04 et L-55. Les puits I-13, B-75 et I-45 ont été forés et testés de 1980 à 1985, mais les données de ces puits sont discutables en raison de leur mauvaise qualité et des procédures de manipulation des échantillons.

D.2 Aperçu de la simulation des réservoirs

Dans le cadre de l'analyse de la demande, le personnel de l'Office a construit des modèles de simulation des réservoirs des différents gisements de l'actif Hebron. Des modèles ont été construits pour les gisements 1, 2/3 et 5. Le modèle de simulation du réservoir pour le gisement 4 est toujours en cours de développement. Aucun modèle de simulation de réservoir n'a été construit pour le gisement 2; cependant, une évaluation volumétrique de ses ressources a été incluse dans le modèle géologique du gisement 3 du personnel.

Les modèles de simulation de réservoir ont été construits à partir de modèles géologiques élaborés par le personnel de l'Office sur la base d'une évaluation indépendante des données géologiques et pétrophysiques disponibles. Les modèles de simulation ont été construits à l'aide de l'étude des gisements de Petrel (version 2010.2.2) et les simulations ont été exécutées avec Eclipse 100 (version 2010.2).

Quoi qu'il en soit, les résultats du scénario de base ont été générés en utilisant le plan d'exploitation et d'épuisement du réservoir présenté dans la demande, y compris les puits de développement et le calendrier de forage prévus par le promoteur. On a supposé que le début de la production de pétrole à l'actif Hebron aurait lieu en 2017 et que la production se poursuivrait jusqu'en 2051. Cette durée est légèrement supérieure à la durée de vie nominale de 30 ans des installations de surface de Hebron, mais on suppose qu'avec des programmes de surveillance et d'entretien tout au long de la durée de vie opérationnelle des installations, la production se poursuivra probablement au-delà de cette période.

Les modèles de simulation de réservoir pour chacun des gisements ont été construits indépendamment les uns des autres et aucun essai n'a été effectué pour combiner les modèles. Une analyse des taux de production combinés prévus de pétrole, d'eau et de gaz a été effectuée pour chacun des gisements, principalement pour déterminer le caractère adéquat des capacités nominales des installations telles que présentées dans la demande et afin de générer une prévision à long terme pour l'actif Hebron.

D.3 Données sur les études des gisements

D.3.1 Données sur les fluides

Les données de fluides utilisées dans le processus de modélisation de la simulation des réservoirs proviennent des rapports d'essais de fluides de plusieurs échantillons dans les puits d'exploration et de délimitation. Des données supplémentaires ont été obtenues à partir du résumé des propriétés des fluides fourni dans la demande. Le tableau D-1 présente un résumé des données de fluides utilisées dans les modèles de simulation de réservoirs du personnel de l'Office.

Tableau D-1 : Propriétés de fluides utilisées dans les modèles de simulation de réservoir pour l'actif Hebron.

Propriété	Unités	Gisement 1	Gisement 2/3	Gisement 5	Gisement 4H	Gisement 4B
Densité du pétrole	API	17-24	28-31	29	25	37
Pression du réservoir	MPa	19,2 (bloc D94) 19,4 (bloc I13)	24,6 (Av) 24,2 (BN)	30,5	41,4	47,8
Pression de saturation	MPa	17,4	21,6 (Av) 21,2 (BN)	22,0	24,9	34,1
Profondeur de référence	mPSMVR	1 898 (bloc D94) 1 883 (bloc I13)	2 400 (Av) 2 400 (BN)	2 950	3 900	4 400
Proportion gaz-pétrole	m ³ [s]/m ³ [s]	50	72	100	98	286
B _o	m ³ /m ³	1,12	1,2 – 1,3	1,29	1,28	1,79
Viscosité	cP	10,6	1,01 – 1,74	1,1	1,7	0,25

Des échantillons de fluide de la formation Ben Nevis du gisement 1 ont été recueillis dans les puits D-94 et M-04. En raison de la contamination des échantillons de M-04, le promoteur a utilisé les échantillons de D-94 pour effectuer une analyse détaillée des propriétés pression-volume-température (PVT) du gisement 1. On a observé une densité de pétrole allant de 17° à 24 ° API et six régions de fluide de réservoir ont été définies dans le processus de modélisation du promoteur en raison de la variation du fluide dans la colonne de pétrole du gisement 1. L'approche adoptée par le personnel de l'Office pour modéliser les propriétés des fluides du gisement 1 était quelque peu différente, en ce sens qu'un seul modèle de fluide a été utilisé pour définir ce gisement, avec quatre régions distinctes basées sur les contacts entre fluides et l'analyse de la pression. Une densité d'huile de 20,9 ° API a été utilisée.

Le modèle de fluide du gisement 3 du promoteur a été généré à partir d'un seul échantillon de fond de puits prélevé dans la formation Ben Nevis du puits L-55. Un échantillon a été prélevé dans la formation Avalon du puits B-75, mais comme le réservoir d'Avalon n'était pas inclus dans le modèle de simulation de

réservoir du gisement 3 du promoteur, il n'a pas été utilisé dans le processus de modélisation et aucune discussion détaillée n'a été ajoutée à la demande. L'approche adoptée par le personnel de l'Office pour modéliser les propriétés des fluides du gisement 3 était conforme à celle du promoteur. Une densité de pétrole de 29,8 ° API a été utilisée et le modèle de fluide pour Ben Nevis a également été appliqué à la formation Avalon.

Bien que la formation Hibernia ait été rencontrée dans plusieurs puits de l'actif Hebron, le seul échantillon de pétrole disponible provient des essais aux tiges dans le puits I-13. Les données de PVT pour la formation Hibernia sont basées sur l'analyse de cet échantillon unique. L'approche adoptée par le personnel de l'Office pour modéliser les propriétés des fluides du gisement 5 était conforme à celle du promoteur. Une densité de pétrole de 31,4 ° API a été utilisée.

Dans la formation Jeanne d'Arc, des échantillons de fluide ont été prélevés à partir de six intervalles sur trois puits. Les puits I-13 et M-04 ont pénétré Jeanne d'Arc dans le champ Hebron tandis que le puits B-75 a pénétré Jeanne d'Arc dans le champ West Ben Nevis. Seuls les réservoirs de sable H et de sable B de Jeanne d'Arc, tous deux pénétrés par le puits M-04, ont été considérés pour la mise en valeur dans la demande. Les densités de pétrole varient de 25 ° API dans le sable H à 37 ° API dans le sable B. Le personnel de l'Office n'a pas encore terminé un modèle de simulation de réservoir pour le gisement 4.

D.3.2 Analyse spéciale de carottes (ASC)

Des tests d'ASC ont été effectués sur des échantillons de carottes provenant des puits D-94, I-13 et L-55. En raison de la qualité des essais et des données obtenues, les essais du puits D-94 ont été utilisés pour élaborer le modèle du gisement 1 et le puits L-55 a été utilisé pour élaborer celui du gisement 3.

Dans le gisement 1, la répartition de la saturation initiale du réservoir a été déterminée en fonction de la porosité et de la hauteur au-dessus du niveau d'eau libre. Dans le modèle, ceci a été représenté par dix bacs correspondant à la saturation critique en eau, chacune ayant une plage de six unités de saturation. Sur la base de la saturation critique en eau, trois plages de qualités de réservoir ont été établies. Les réservoirs dont la saturation critique en eau est inférieure à 0,18 sont considérés comme étant de haute qualité, ceux dont la saturation est d'entre 0,18 et 0,36 comme étant de qualité moyenne et ceux dont la saturation est supérieure à 0,36 comme étant de faible qualité. Un ensemble de courbes de perméabilité relative pétrole-eau a été établi pour chaque type de roche tandis que des courbes de perméabilité relative gaz-pétrole ont été établies pour les roches de haute qualité et pour les roches de qualité moyenne ou faible.

Dans le gisement 3, une approche semblable a été adoptée pour calculer la saturation initiale du réservoir; toutefois, le promoteur a utilisé deux fonctions distinctes pour calculer la saturation critique en eau. Le réservoir du gisement 3 a été divisé en une région de sable de faible qualité (SFQ) dont la perméabilité est égale ou inférieure à 10 mD et une région de sable de haute qualité (SHQ) dont la perméabilité est supérieure à 10 mD. Les valeurs de la saturation critique en eau ont été réparties en dix régions pour la région de SHQ et neuf pour la région de SFQ. Un seul ensemble de courbes de perméabilité relative pétrole-eau et pétrole-gaz a été utilisé pour l'ensemble du modèle du gisement 3.

Le personnel de l'Office a utilisé une approche quelque peu différente pour calculer la saturation critique en eau dans les modèles des gisements 1 et 3. Plutôt que d'appliquer une valeur de saturation critique en eau unique aux différentes régions du modèle, celle-ci a été calculée pour chaque cellule en fonction de l'indice de qualité des réservoirs (IQR), sur la base des relations entre la porosité et la perméabilité dans chaque cellule. Les fonctions ont été générées en observant les données de saturation en eau issues de diagraphies par rapport à l'IQR dans chacune des zones et des bassins des formations Ben Nevis et Avalon, avec une attention particulière sur la saturation au-dessus de la zone de transition capillaire qui est représentative de la saturation critique en eau. Bien que l'approche du promoteur et celle de l'Office pour calculer la saturation critique en eau soient différentes, les deux tiennent compte du fait que la saturation varie en fonction de la qualité de la roche; les deux méthodes donnent des résultats comparables.

L'un des motifs de préoccupation est que la demande ne contenait aucune discussion sur les résultats des tests d'ASC, le calcul de la saturation ou la perméabilité relative du réservoir Avalon dans le champ West Ben Nevis (gisement 3). Dans le processus de modélisation du personnel de l'Office, les courbes de perméabilité relative utilisées dans le réservoir Ben Nevis ont été appliquées à Avalon.

Des tests d'ASC ont été effectués sur des échantillons de carottes provenant du puits I-13 dans la formation Hibernia (gisement 5). Les données de cette analyse, produite en 1982, ne sont pas considérées comme étant fiables en raison d'une manipulation discutable des carottes et de procédures d'essai problématiques. Le promoteur a donc utilisé des équations de type Corey pour générer trois ensembles de valeurs de perméabilité relative et de saturation initiale en hydrocarbures pour le gisement 5. Les régions de saturation se sont basées sur la perméabilité et ont été définies comme suit : <10 mD, 10 à 100 mD et >100 mD. Le personnel de l'Office a également utilisé un modèle Corey pour générer des relations de perméabilité relative dans la formation Hibernia. De manière semblable à l'approche adoptée pour les gisements 1 et 3, la saturation critique en eau a été calculée pour chaque cellule en utilisant une fonction générée à partir de la relation entre la porosité et l'IQR à l'aide de données de diagraphies.

La méthode de modélisation du personnel de l'Office et celle du promoteur produisent des résultats similaires pour la saturation en eau initiale et critique. Le modèle du personnel génère une saturation initiale en eau légèrement supérieure, mais cela peut être attribué au fait que le modèle contient des zones mouillées par l'eau à l'extérieur des limites du modèle du promoteur.

Comme pour la formation Hibernia, des tests d'ASC ont été effectués sur des échantillons de carottes provenant du puits I-13 dans la formation Jeanne d'Arc (gisement 4). Les données de cette analyse, produite en 1982, ne sont pas considérées comme étant fiables en raison d'une manipulation discutable des carottes et de procédures d'essai problématiques. Dans le gisement 4, le promoteur a utilisé des équations de type Corey pour générer une perméabilité relative et une saturation initiale en hydrocarbures. Ces données ont été utilisées pour caractériser le comportement de déplacement eau-pétrole, qui a été comparé à celui de champs analogues produisant à partir de la formation Jeanne d'Arc. Le personnel de l'Office a adopté une approche semblable pour générer les fonctions de physique des roches utilisées dans la modélisation des réservoirs en utilisant la perméabilité relative, la pression capillaire et les relations de déplacement des fluides provenant de champs analogues qui produisent à partir de la formation Jeanne d'Arc.

D.4 Modélisation de simulation des réservoirs par le personnel de l'Office

D.4.1 Modèle de simulation du réservoir du gisement 1

Le modèle de simulation du réservoir du gisement 1 a été construit à l'aide d'un modèle géologique mis à l'échelle des formations Ben Nevis et Avalon (voir l'annexe A). Le modèle géologique original comprenait l'ensemble de l'actif Hebron (gisements 1, 2 et 3). Pour minimiser le temps de simulation, ce modèle a été mis à l'échelle et divisé en modèles de gisements individuels. La taille de la grille utilisée pour les cellules du modèle a été fixée à 100 m x 100 m et l'épaisseur des couches a été déterminée indépendamment pour chaque zone et en fonction de l'hétérogénéité au sein des zones. Le modèle géologique contenait 220 couches tandis que la grille mise à l'échelle utilisée pour la simulation du réservoir en contenait 42. Encore une fois, le nombre et l'épaisseur des couches ont été déterminés par l'hétérogénéité de chaque zone, les zones plus complexes étant divisées en davantage de couches dans le modèle. Le nombre final de cellules dans le modèle de simulation du réservoir du gisement 1 est d'environ 1,1 million; après l'élimination des cellules inactives et des cellules en dessous d'un seuil de volume de pore, il reste environ 480 000 cellules actives dans le modèle.

Pour définir les propriétés des fluides dans la simulation, le modèle du gisement 1 a été subdivisé en 4 régions :

1. le bloc faillé D-94
2. le bloc faillé I-13

3. I-13 sud et
4. le graben sud-ouest.

Le contact pétrole-eau utilisé dans les blocs faillés D-94 et I-13 était de 1 901,65 m PSMVR. Le graben sud-ouest était considéré comme étant entièrement humide. La figure D-1 affiche le contact pétrole-eau se trouvant au sommet de la formation Ben Nevis.

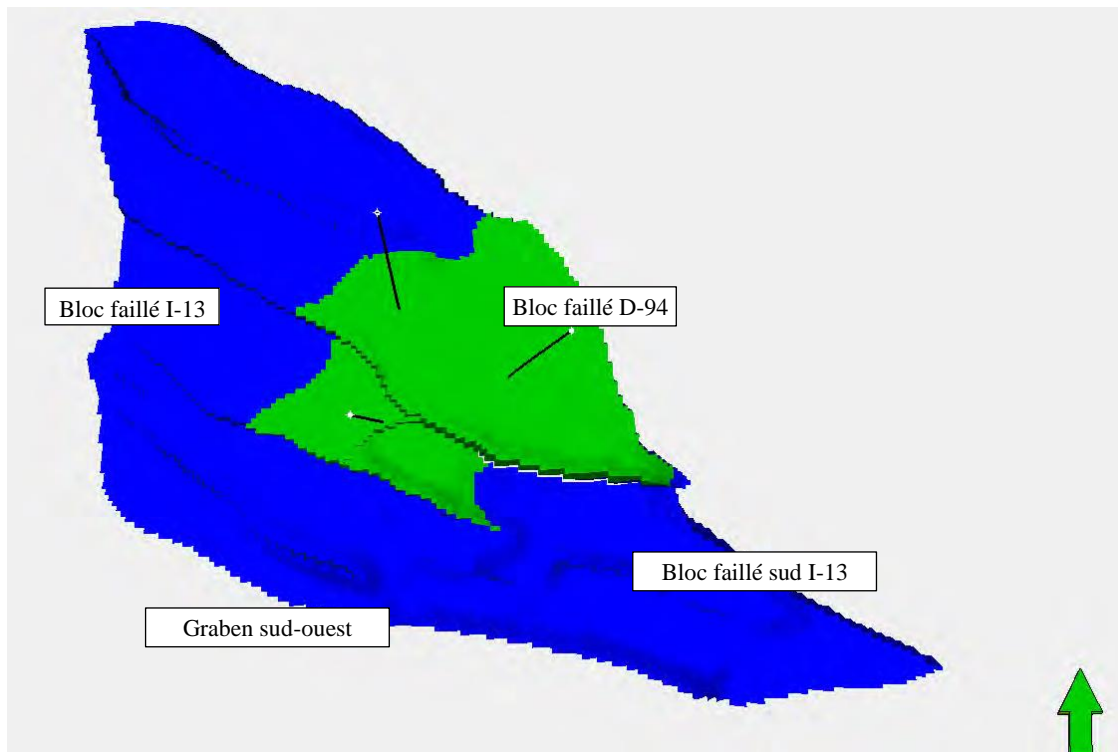


Figure D-1 : Zone modélisée du réservoir du gisement 1 avec les propriétés des fluides affichées.

Vert = pétrole, bleu = eau.

Les propriétés de porosité et de perméabilité utilisées dans le modèle de simulation de réservoir ont été générées lors du processus de modélisation géologique. La saturation en eau a également été générée dans le modèle géologique à l'aide de cette méthode; toutefois, cette saturation en eau n'a pas été transférée au modèle de simulation du réservoir. Pour respecter les résultats d'ASC, la saturation critique en eau a été calculée dans le modèle du gisement 1 en fonction de la qualité du réservoir. Une relation entre la saturation en eau et l'IQR a été établie pour chacune des zones et utilisée pour calculer la saturation critique en eau, ce qui a conduit à une saturation initiale moyenne légèrement plus élevée dans le modèle de simulation de réservoir par rapport au modèle géologique. La différence de méthodologie pour la modélisation de la saturation en eau a donné lieu à des PEP d'origine du réservoir de stockage légèrement différents (à moins de 5 %) pour les deux modèles du gisement 1.

Le schéma d'exploitation du réservoir proposé dans la demande, y compris les trajectoires de puits et le calendrier de forage, a été utilisé pour générer la stratégie de développement du modèle de simulation. Les limites et les objectifs suivants ont été utilisés :

- Remplacement cible de porosité : 1
- Réinjection cible de gaz : 1
- Taux maximal d'injection de gaz : 20 Mm³/j
- Pression de fond cible des puits de production : 10,0 MPa
- Pression de fond cible des puits d'injection : 25,0 MPa

- Teneur en eau maximale des puits : 95 %
- Proportion gaz-pétrole maximale du 1 500 puits :

La stratégie de développement dans le modèle de simulation supposait que le gisement 1 serait actif pendant toute la mise en valeur de Hebron, soit de 2017 à 2051. La figure D-2 montre les taux de production de pétrole, de gaz et d'eau prévus, le taux d'injection d'eau et la production cumulative de pétrole du gisement 1 d'après le modèle de simulation de réservoir le plus optimiste (scénario de base).

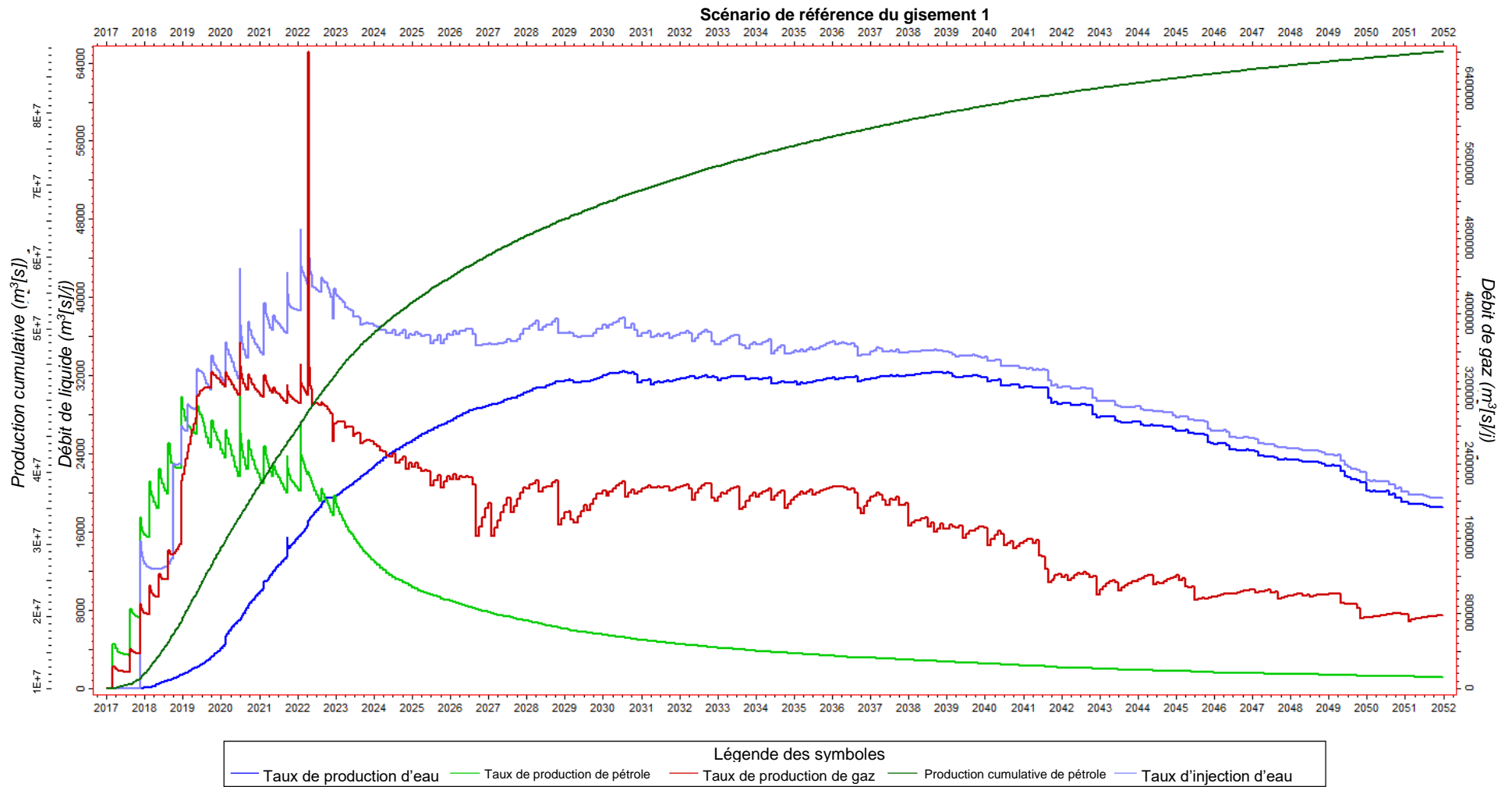


Figure D-2 : Prévisions de production du scénario de base pour le gisement 1.

Dans ce modèle, le taux de production de pétrole du gisement 1 atteint son maximum au cours de l'année 3 à environ 30 000 m³/j et la récupération ultime de pétrole est de 89 Mm³. Le taux de pétrole à la fin de la durée de vie du champ est de 1 150 m³/j. Le facteur de récupération est de 45 % du PEP d'origine du réservoir de stockage.

Les modèles de simulation géologique et de réservoir ont été construits et remplis de propriétés à l'aide des données de trois puits d'exploration et de délimitation. Le bloc faillé D-94 contient les puits D-94 et M-04 et le bloc faillé I-13 contient le puits I-13. En raison du nombre limité de puits dans le gisement, une analyse détaillée de sensibilité et d'incertitude a été effectuée pour le modèle de simulation. Afin de réduire le temps d'exécution de la simulation et de permettre une étude plus détaillée, la grille du modèle de simulation du réservoir a été grossie, passant de 42 à 10 couches. Une simulation a été effectuée à l'aide de tous les éléments du scénario de base avec la grille à 10 couches, et des éléments tels que le PEP d'origine du réservoir de stockage et la récupération ultime se situaient à moins de 3 % de la grille originale (Figure D-3). Il a été déterminé qu'il s'agissait d'une correspondance raisonnable; la grille plus grossière a donc été utilisée pour l'analyse de sensibilité et d'incertitude.

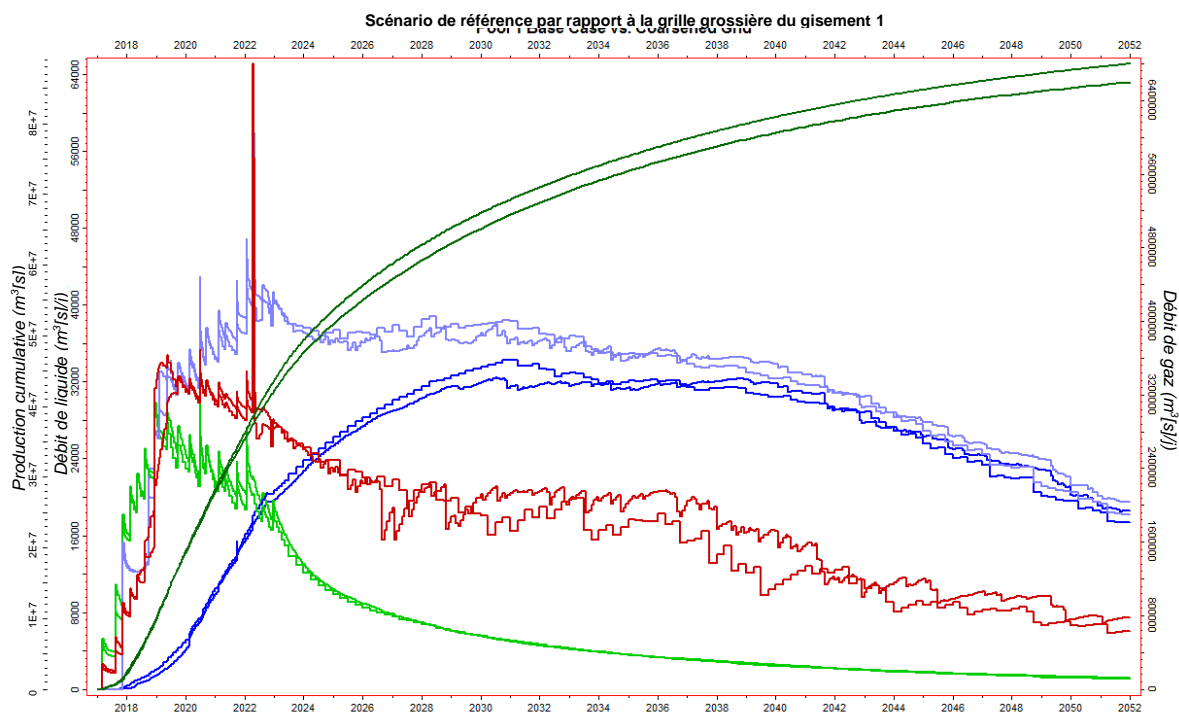


Figure D-3 : Prévisions de production du scénario de base du gisement 1, modèle de base par rapport au modèle grossier.

Il a été déterminé que la porosité et la perméabilité avaient le plus grand impact sur la récupération finale. Un multiplicateur de 30 % a été appliqué à la valeur de la porosité modélisée et une plage de 50 % a été appliquée à la valeur de la perméabilité. De plus, deux zones de faible perméabilité ont été identifiées dans les données de diagraphie du modèle du gisement 1. On a envisagé la possibilité que ces couches puissent représenter des couches fortement cimentées dans le réservoir, de sorte que l'écoulement vertical à travers celles-ci a également été examiné dans le cadre de l'analyse de sensibilité. La figure D-4 montre l'impact sur la récupération finale de la variation de ces propriétés, au cas par cas. On a envisagé d'utiliser d'autres données, comme la position du contact pétrole-eau et les contrôles de pression des puits, dans l'analyse de sensibilité, mais elles n'ont finalement pas été incluses en raison de la grande confiance envers les informations disponibles ou le contrôle que le promoteur exerce sur l'exploitation du champ.

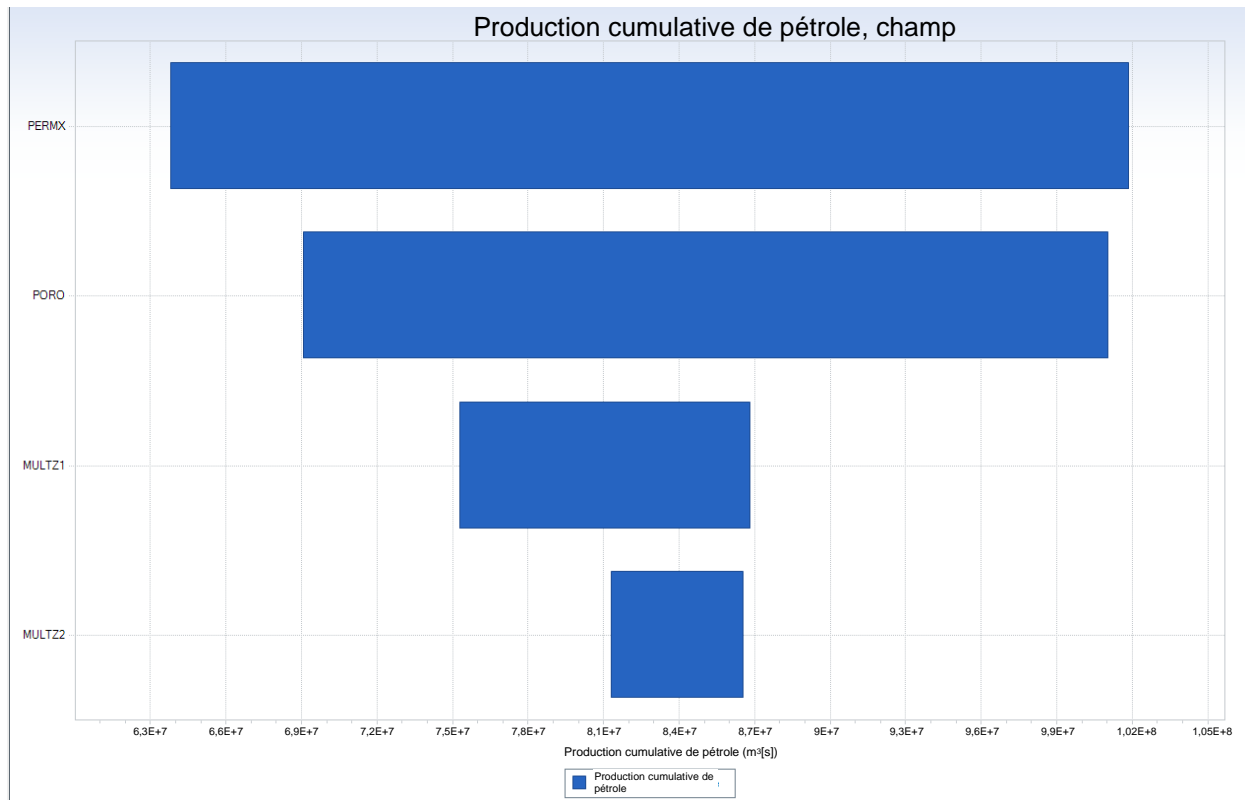


Figure D-4 : Graphique en tornade montrant les résultats de la sensibilité de base du gisement 1.

Comme le montre la figure D-4, c'est la perméabilité qui a le plus d'impact sur les propriétés incluses, mais toutes les variables ont un certain impact. Par conséquent, toutes les variables ont été reportées dans l'analyse d'incertitude. Alors que l'analyse de sensibilité fait varier la valeur d'une propriété par cas, l'analyse d'incertitude fait varier aléatoirement toutes les propriétés sur une plage donnée dans chaque cas. Plusieurs réalisations distinctes du modèle de simulation de réservoir ont été générées afin de fournir une plage statistiquement significative de résultats.

Les estimations des réserves par le personnel de l'Office pour le gisement 1 et une comparaison avec les estimations du promoteur sont présentées dans le tableau D-2. Les estimations du personnel de l'Office et celles du promoteur utilisent toutes le même schéma général d'exploitation des réservoirs.

Tableau D-2 : Estimations des réserves lors du ralentissement et de l'accélération de la production et meilleures estimations du gisement 1.

Pétrole du gisement 1 de Hebron	Estimation pour le ralentissement		Meilleure estimation		Estimation pour l'accélération	
	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb
Personnel de l'Office	67	421	89	560	106	667
Promoteur	70	443	90	563	121	762

Pour déterminer l'efficacité du plan d'exploitation proposé, des cartes de volumes de pores imprégnés d'huile (HCPV) ont été générées pour le gisement 1 à l'aide du modèle du cas de base, à intervalles de 10 ans. La figure D-5 affiche la carte de HCPV à des périodes de 0, 10 ans, 20 ans et à la fin de la durée de vie du champ. Ces cartes montrent que le schéma d'exploitation proposé permet de récupérer efficacement le pétrole en place et qu'aucune zone importante du gisement 1 n'a été contournée. Le facteur de récupération estimé à 45 % est raisonnable et se situe dans la plage attendue pour des mises en valeur de cette nature. En raison de l'efficacité de la stratégie de mise en valeur du promoteur, les plans alternatifs d'épuisement du réservoir n'ont pas été explorés au cours de cette analyse.

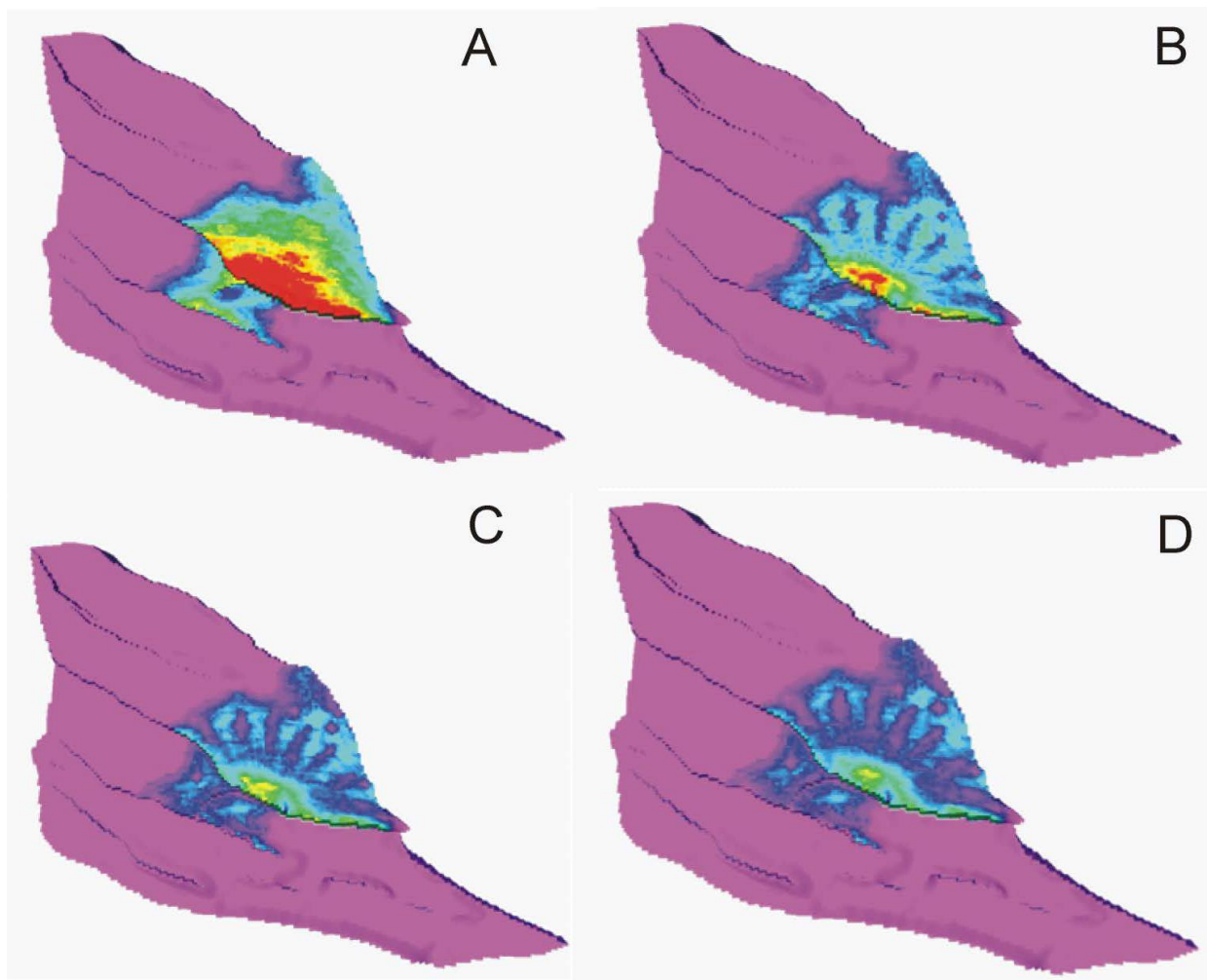


Figure D-5 : Cartes des volumes de pores d'hydrocarbures pour le gisement 1. A) période = 0, B) période = 10 ans, C) période = 20 ans, D) période = 30 ans.

Selon les résultats du modèle de simulation du réservoir du personnel de l'Office et ceux de l'examen du modèle de simulation du réservoir du promoteur, on peut tirer les conclusions suivantes :

- Le modèle de simulation du réservoir du gisement 1 du promoteur est une représentation raisonnable du réservoir compte tenu des données géologiques, pétrophysiques et techniques connues à son sujet.

- Le promoteur a fourni suffisamment de données techniques sur les réservoirs pour répondre aux exigences énoncées dans les *Lignes directrices du plan de mise en valeur* du C-TNLOHE.
- Étant donné le faible nombre de puits dans le gisement 1, le modèle de simulation de réservoir du promoteur et celui du personnel devront être mis à jour au fur et à mesure de l'avancement de la mise en valeur et de l'obtention de plus d'informations.
- Le plan d'exploitation proposé pour le gisement 1 est un plan efficace pour en épuiser les ressources sur la base de données connues.
- Les installations proposées pour les installations en surface sont adéquates pour traiter la production prévue du gisement 1.
- Les estimations par le personnel de l'Office des réserves du gisement 1 varient de 67 à 106 Mm³, la meilleure estimation étant la récupération finale de 89 Mm³ (560 Mb). Les prévisions de production à long terme du personnel de l'Office pour Hebron se baseront sur cette estimation des réserves.

D.4.2 Modèle de simulation de réservoir des gisements 2 et 3

Comme le gisement 1, le modèle de simulation de réservoir des gisements 2 et 3 a été construit à l'aide d'un modèle géologique mis à l'échelle des formations Ben Nevis et Avalon. Le modèle original comprenait l'actif Hebron au complet (gisements 1, 2 et 3). Pour minimiser le temps d'exécution de la simulation, ce modèle a été mis à l'échelle et divisé en modèles de gisements individuels. Les gisements 2 et 3 ont été maintenus dans un seul modèle de simulation de réservoir en raison de la possibilité de communication entre la formation Avalon du gisement 2 et la formation Ben Nevis du gisement 3. La taille de grille utilisée pour les cellules du modèle a été fixée à 100 m x 100 m et l'épaisseur de chaque couche a été déterminée indépendamment pour chaque zone et en fonction de l'hétérogénéité des zones. Le modèle géologique original contenait 220 couches tandis que la grille mise à l'échelle contenait 42 couches. Le nombre et l'épaisseur des couches ont été déterminés par l'hétérogénéité de chaque zone, les zones plus complexes étant divisées en davantage de couches. Le nombre final de cellules pour le modèle de simulation de réservoir des gisements 2 et 3 est environ 970 000; après l'élimination des cellules inactives et des cellules en dessous d'un seuil de volume de pore, il reste environ 530 000 cellules actives dans le modèle.

Pour définir les propriétés des fluides dans la simulation, le modèle des gisements 2 et 3 a été subdivisé en huit régions, trois de celles-ci contribuant aux hydrocarbures en place : Le gisement 2 comprend la formation Ben Nevis dans le champ West Ben Nevis et le gisement 3 comprend la formation Avalon dans le champ West Ben Nevis ainsi que la formation Ben Nevis dans le champ Ben Nevis. Le contact pétrole-eau dans la formation Ben Nevis du gisement 3 était de 2 426,5 m PSMVR. Dans le gisement 2, on a utilisé 1 991,6 m PSMVR tandis que dans la formation Avalon du gisement 3, on a utilisé 2 439,45 m PSMVR. La figure D-6 montre le sommet des gisements 2 et 3 avec les fluides en place. La figure D-7 en montre une autre vue, inclinée de façon à ce que l'on puisse voir la formation Avalon du gisement 3.

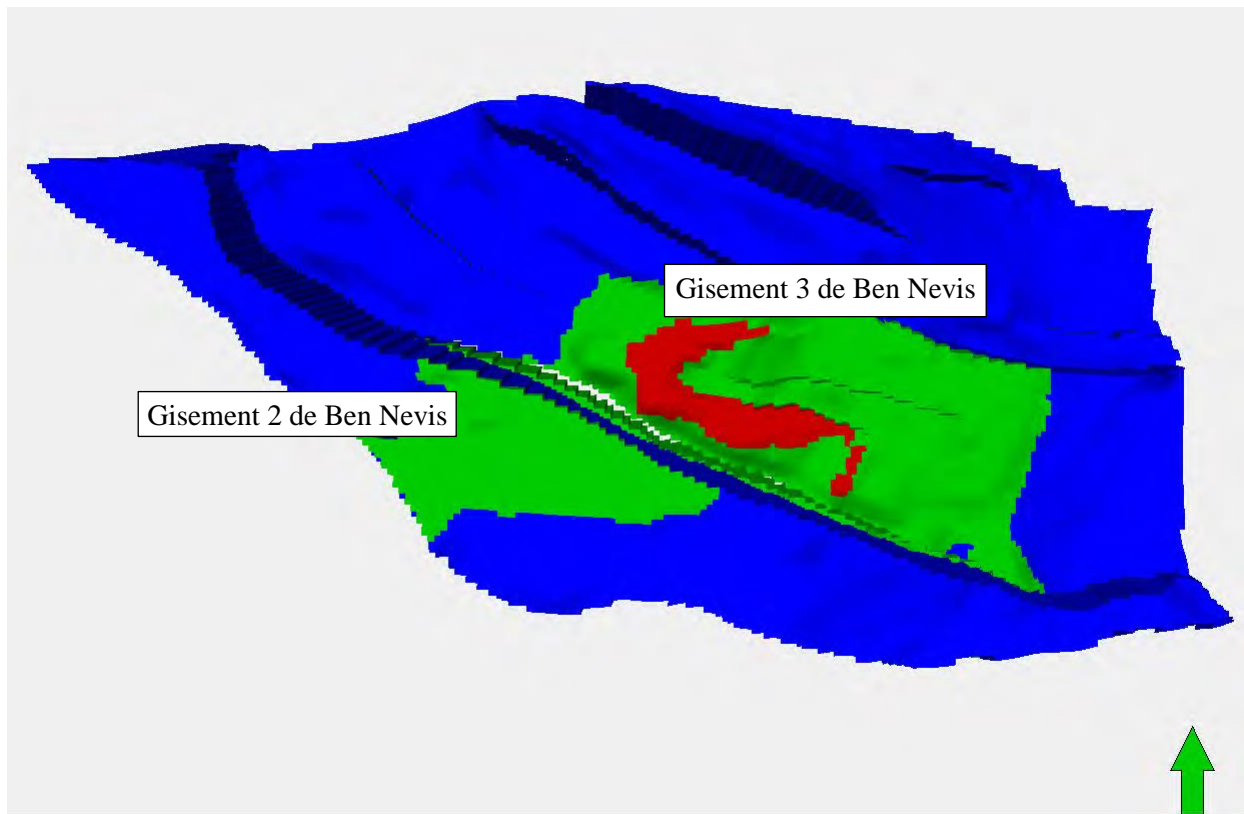


Figure D-6 : Zone du réservoir des gisements 2 et 3, montrant les fluides en place. Bleu = eau, vert = pétrole, rouge = gaz.

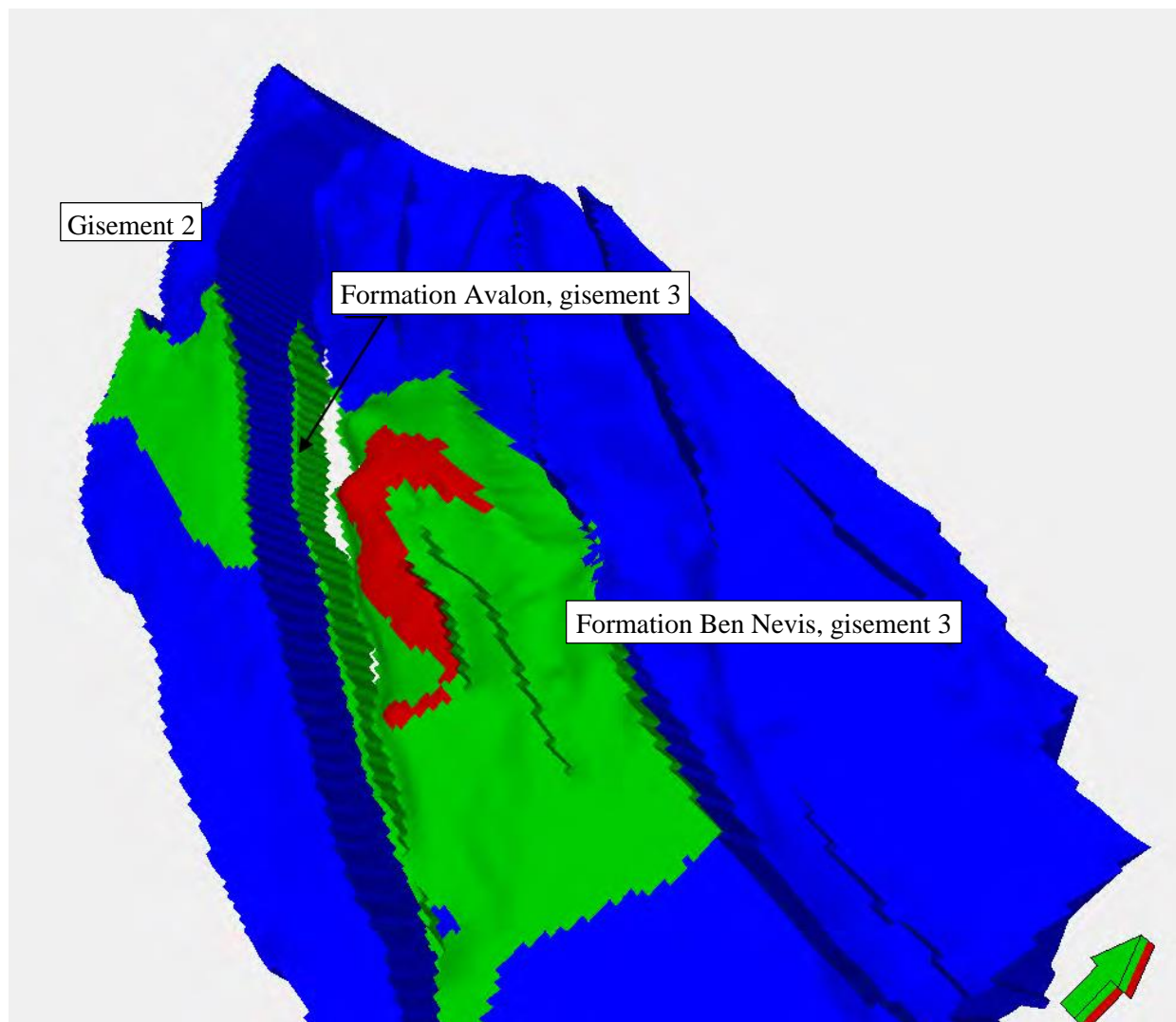


Figure D-7 : Zone du réservoir des gisements 2 et 3, montrant les fluides en place. Bleu = eau, vert = pétrole, rouge = gaz.

L'approche de modélisation du personnel, qui combine les gisements 2 et 3, est quelque peu différente de celle du promoteur, qui n'incluait que la formation Ben Nevis dans le gisement 3. Aucun modèle de simulation de réservoir ou plan de mise en valeur n'a été présenté pour la formation Avalon du gisement 3 dans la demande; celle-ci a été répertoriée en tant que ressource découverte dans l'actif Hebron, mais n'a pas été incluse dans la portée de la mise en valeur initiale d'Hebron. La demande indique un large éventail de possibilités pour le gisement en raison de l'incertitude dans la structure au sommet du réservoir Avalon et d'un contact pétrole-eau ambigu.

Pour comparer l'approche du promoteur et celle du personnel de l'Office, un deuxième modèle a été construit à l'aide de la partie du modèle concernant le champ Ben Nevis. Les résultats indiquent que la différence de récupération finale entre les deux modèles est d'environ 3 %, ce qui se situe dans la plage de l'analyse d'incertitude. Le débit de pétrole entre les formations Avalon et Ben Nevis du gisement 3 dans le cas initial était d'environ 1,7 Mm³, avec un PEP d'origine du réservoir de stockage de 114 Mm³ dans le réservoir Ben Nevis, ce qui se trouve également dans la plage de l'analyse d'incertitude. On peut en conclure que l'une ou l'autre des approches de la construction du modèle pour le gisement 3 est valable lorsqu'on utilise un plan de mise en valeur qui se concentre uniquement sur le réservoir Ben Nevis. Une meilleure compréhension de la formation Avalon du gisement 3 et de son impact sur le réservoir Ben Nevis devrait être recherchée avant la mise en valeur du gisement 3.

Les propriétés de porosité et de perméabilité utilisées dans le modèle de simulation de réservoir ont été générées lors du processus de modélisation géologique. La saturation en eau a également été générée dans le modèle géologique; cependant, cette saturation n'a pas été reportée dans le modèle de simulation de réservoir. Pour honorer les résultats des tests d'ASC, la saturation critique en eau a été calculée dans le modèle du gisement 3 en fonction de la qualité du réservoir. Une relation entre la saturation en eau et l'IQR a été établie pour chacune des zones et utilisée pour calculer la saturation critique en eau, ce qui a mené à une saturation initiale moyenne légèrement inférieure dans le modèle de simulation de réservoir par rapport au modèle géologique. Cette différence de méthodologie est la raison d'une légère différence (15 %) dans le PEP d'origine du réservoir de stockage entre les deux modèles.

Le plan d'exploitation du réservoir proposé dans la demande, y compris les trajectoires de puits et le calendrier de forage, a été utilisé pour générer la stratégie de développement du modèle de simulation. Les limites et les objectifs suivants ont été utilisés :

- Remplacement cible de porosité : 1
- Réinjection cible de gaz : 1
- Taux maximal d'injection de gaz : 20 Mm³/j
- Pression de fond cible des puits de production : 15,0 MPa
- Pression de fond cible des puits d'injection : 25,0 MPa
- Teneur en eau maximale des puits : 95 %
- Proportion gaz-pétrole maximale du puits : 1 500

La stratégie de mise en valeur utilisée dans le modèle de simulation supposait que le gisement 3 serait actif pendant la mise en valeur entière de Hebron, soit de 2021 à 2051. La demande n'indique pas de date de début pour le gisement 3, mais elle indique une durée prévue de 30 ans. La date de fin nominale pour le gisement 1 de Hebron, soit 2051, a également été utilisée comme date de fin pour le gisement 3, avec une durée de vie prévue de 30 ans. La figure D-8 affiche les taux de production prévus de pétrole, de gaz et d'eau, le taux d'injection d'eau et la production cumulative de pétrole du gisement 3 d'après le modèle de simulation de réservoir le plus probable.

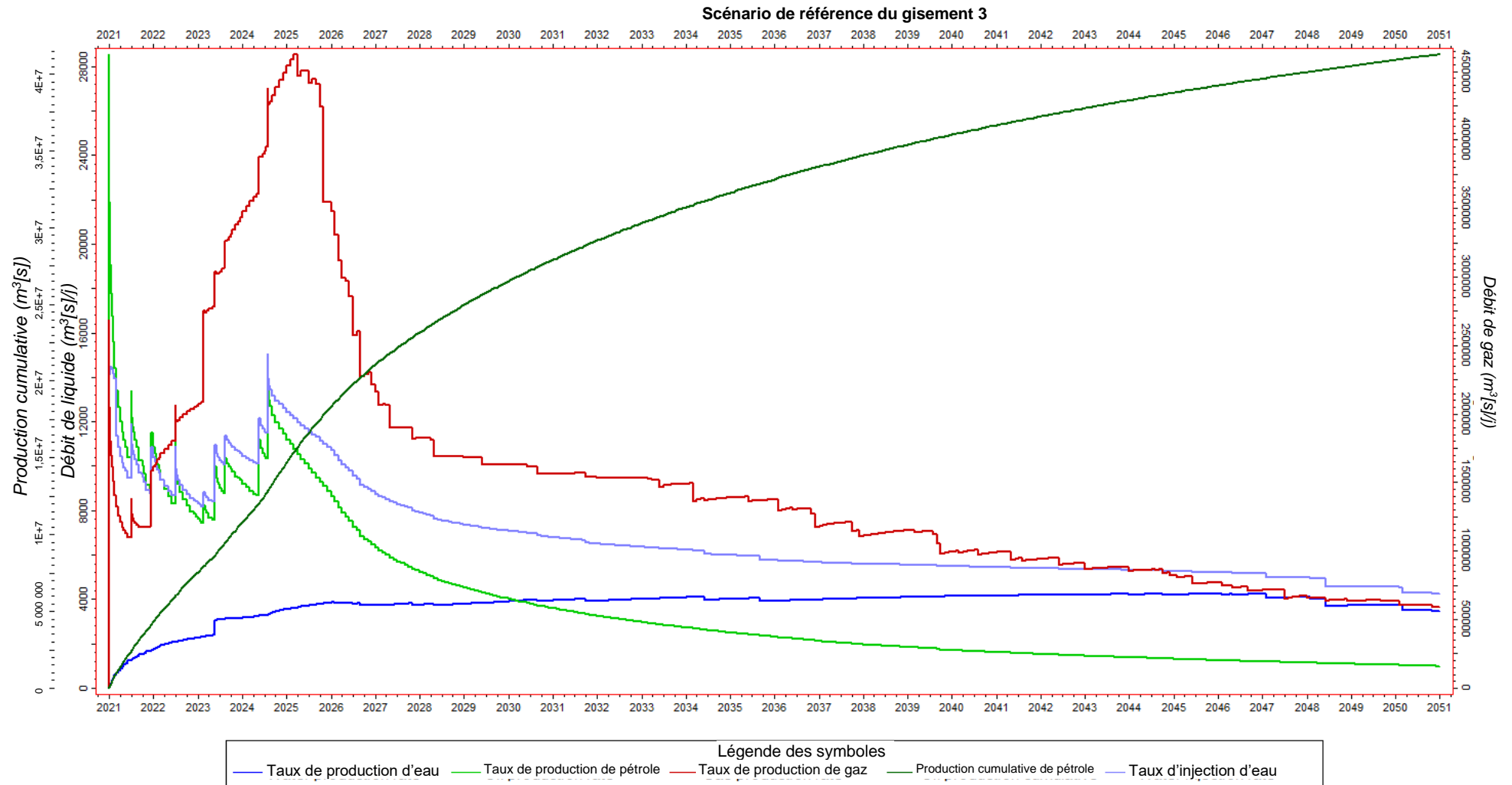


Figure D-8 : Prévisions de production du scénario de base pour les gisements 2 et 3.

Dans ce modèle, la production de pétrole du gisement 3 atteint son maximum au cours de la troisième année, soit environ 10 000 m³/j, et la récupération finale du pétrole est de 40 Mm³. Le taux de pétrole à la fin de la durée de vie du champ est de 990 m³/j. Le facteur de récupération, d'après le PEP d'origine du réservoir de stockage de la formation Ben Nevis dans le gisement 3 uniquement, est de 36 %.

Les modèles de simulation géologique et de réservoir ont été construits et remplis de propriétés à l'aide des données de deux puits d'exploration et de délimitation, L-55 et I-45. En raison du nombre limité de puits, une analyse de sensibilité et d'incertitude détaillée a été effectuée pour le modèle de simulation. Afin de réduire le temps d'exécution de la simulation et de permettre une étude plus détaillée, la grille du modèle de simulation de réservoir a été encore plus grossière, passant de 42 à 10 couches. Une simulation a été effectuée à l'aide de tous les éléments du scénario de base avec la grille à 10 couches, et les éléments tels que le PEP d'origine du réservoir de stockage et la récupération finale étaient situées à moins de 5 % de la grille originale. Cette correspondance était raisonnable afin de permettre l'utilisation de la grille plus grossière pour l'analyse de sensibilité et d'incertitude. La figure D-9 illustre la comparaison entre le scénario de base et les grilles plus grossières.

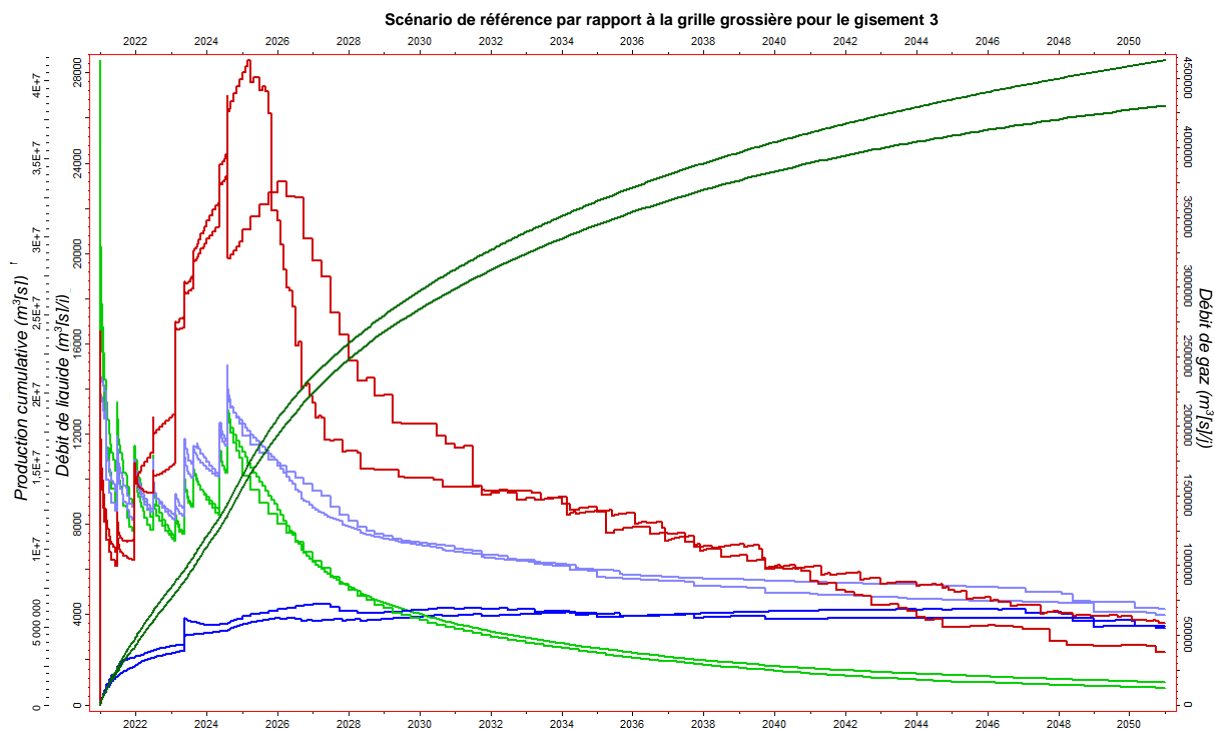


Figure D-9 : Prévisions de production des gisements 2 et 3, modèle de base par rapport au modèle grossier.

Il a été déterminé que la porosité et la perméabilité avaient le plus d'impact sur la récupération finale. Une plage de 30 % a été appliquée à la valeur de porosité modélisée et une plage de 50 % a été appliquée à la valeur de perméabilité. De plus, de nombreuses failles ont été considérées comme ayant un impact possible sur la récupération finale, de sorte que la transmissibilité des failles a été examinée dans le cadre de l'analyse de sensibilité. La figure D-10 montre l'impact de la variation de ces propriétés sur la récupération finale, au cas par cas. On a envisagé d'utiliser d'autres données, comme la position du contact pétrole-eau et les contrôles de pression des puits, dans l'analyse de sensibilité, mais elles n'ont finalement pas été incluses en raison de la faible confiance envers les informations disponibles ou le contrôle que le promoteur exerce sur l'exploitation du champ.

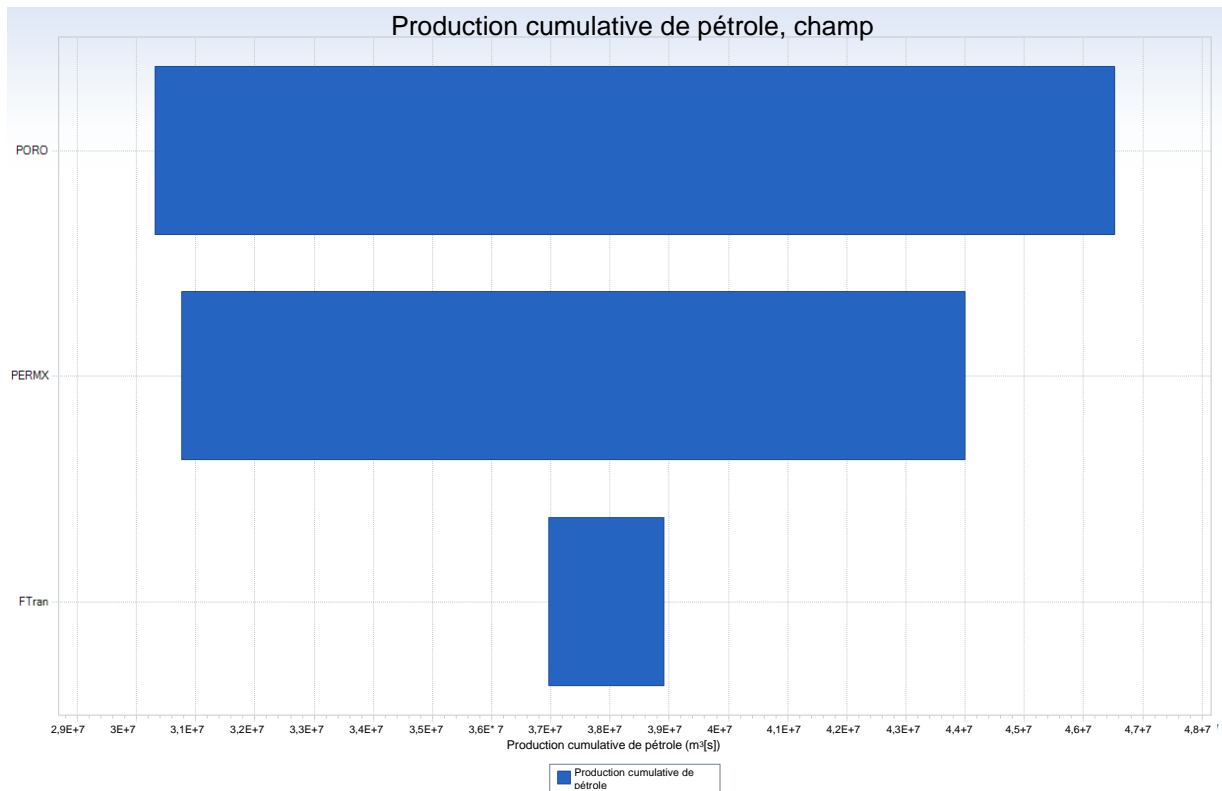


Figure D-10 : Graphique en tornade montrant les résultats de la sensibilité de base des gisements 2 et 3.

La figure D-10 montre que la porosité a le plus grand impact des propriétés incluses, mais la perméabilité et la transmissibilité des failles ont également un certain impact; ils ont donc tous été reportés dans l'analyse d'incertitude. Alors que l'analyse de sensibilité fait varier la valeur d'une propriété par cas, l'analyse d'incertitude fait varier aléatoirement toutes les propriétés sur une plage donnée dans chaque cas. Plusieurs réalisations distinctes du modèle de simulation de réservoir ont été générées afin de fournir une plage statistiquement significative de résultats.

La récupération finale estimée qui en résulte pour le gisement 3 est présentée dans le tableau D-3 et comparée aux estimations du promoteur. Les deux estimations utilisent le même plan général d'exploitation des réservoirs.

Tableau D-3 : Estimation des réserves pour les gisements 2 et 3.

Pétrole du gisement 3 de Hebron	Estimation pour le ralentissement		Meilleure estimation		Estimation pour l'accélération	
	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb
C-TNLOHE	31	195	40	252	46,2	290
Promoteur	12	75	20	124	32	203

Pour déterminer l'efficacité du plan d'exploitation proposé, des cartes de HCPV ont été générées pour le gisement 3 à l'aide du modèle du scénario de base à des intervalles de 10 ans. La figure D-11 affiche la carte de HCPV à des périodes de 0, 10 ans, 20 ans et à la fin de la durée de vie du champ. Ces cartes permettent de démontrer que le plan d'exploitation proposé par le promoteur mène potentiellement à un contournement de pétrole, notamment à la limite nord de la zone pétrolière. Le facteur de récupération estimé de 36 % est raisonnable et se trouve dans la plage attendue pour des mises en valeur de cette nature.

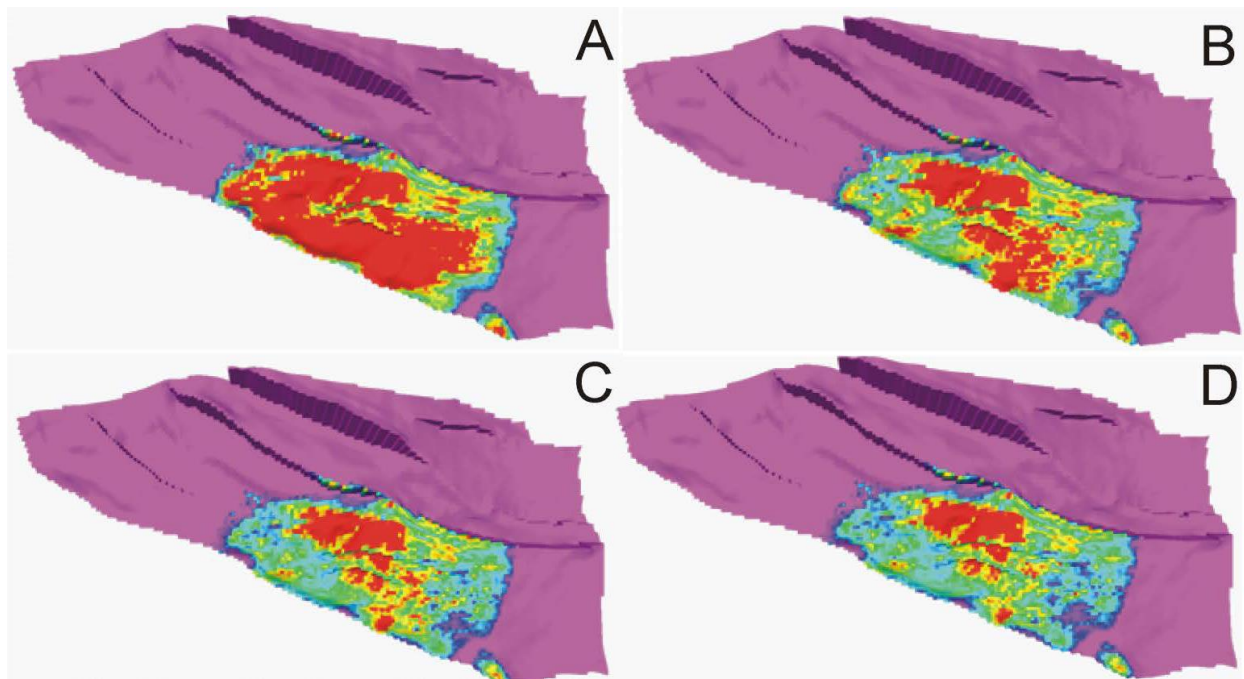


Figure D-11 : Cartes de volumes de pores imprégnés de pétrole pour les gisements 2 et 3. A) période=0, B) période=10 ans, C) période=20 ans, D) période=10 ans.

Afin d'explorer le potentiel des zones de pétrole dérivé, trois scénarios supplémentaires qui ajoutent tous des puits de production dans la partie nord de la zone de pétrole du gisement 3 ont été modélisés. Le premier scénario alternatif prévoyait l'ajout d'un seul puits de production vertical au milieu de la zone contournée. Il en résulte une augmentation de 1,3 Mm³ de la récupération prévue de pétrole par rapport au scénario de mise en valeur présenté. Le deuxième plan alternatif examiné consistait à ajouter deux puits de production verticaux dans la zone de pétrole contournée, sur les limites est et ouest de la zone, ce qui a entraîné une augmentation de 1,8 Mm³ par rapport au scénario de base. La troisième option explorée consistait à étendre un producteur horizontal précédemment modélisé, P1, dans la zone pétrolière contournée. Ce scénario a donné les meilleurs résultats pour le scénario de référence avec une augmentation de 2,6 Mm³ de la récupération finale de pétrole. Bien que cette analyse indique que le plan d'exploitation présenté dans la demande présente un potentiel d'accélération, les scénarios d'accélération de la récupération de pétrole n'ont pas été soumis à une analyse économique ou technique et la décision d'exploiter ces possibilités dépendra de nombreux facteurs. La figure D-12 illustre le HCPV à la fin de la durée de vie du champ pour chacun des scénarios de mise en valeur alternatifs, les emplacements des puits alternatifs étant affichés.

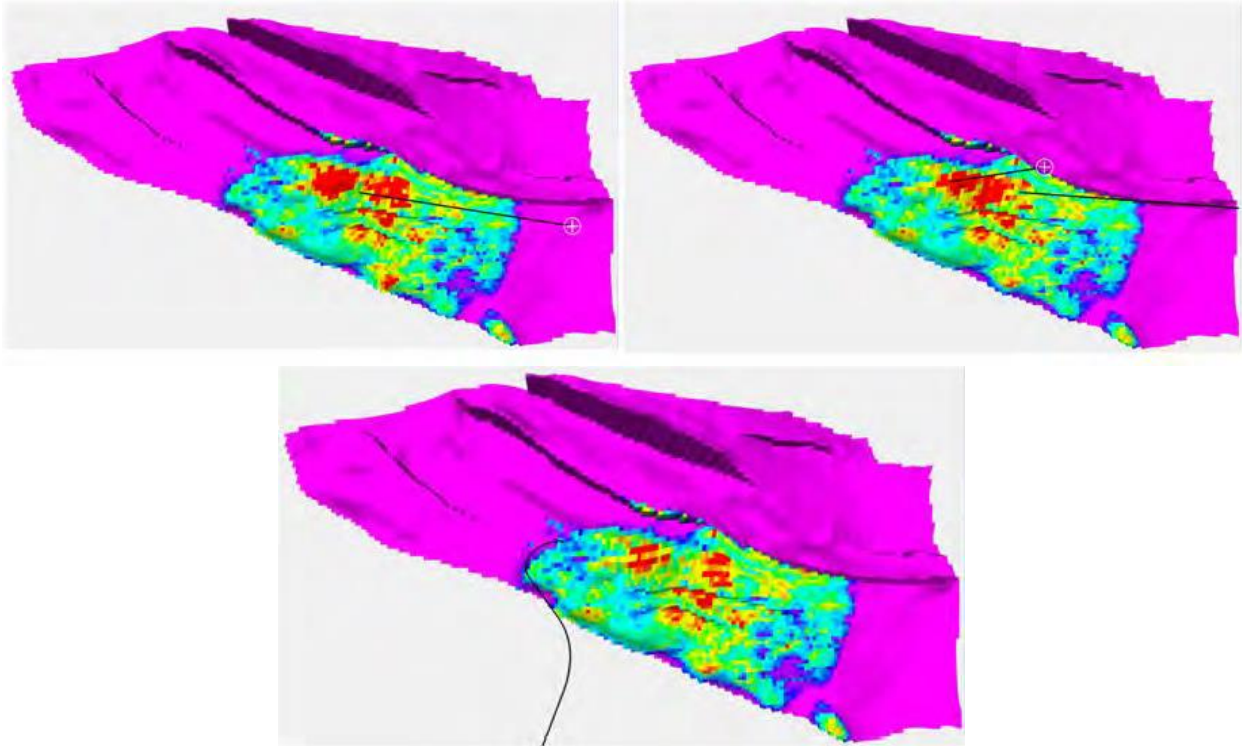


Figure D-12 : Cartes des volumes de pores imprégnés de pétrole pour les gisements 2 et 3, montrant d'autres emplacements de puits de développement. t = fin de la durée de vie du champ.

D'après le modèle de simulation de réservoir du gisement 3 élaboré par le personnel de l'Office et l'examen par le promoteur du modèle de simulation de réservoir, on peut tirer les conclusions suivantes :

- Le modèle de simulation de réservoir du promoteur pour la formation Ben Nevis du gisement 3 est une représentation raisonnable du réservoir compte tenu des données géologiques, pétrophysiques et de réservoirs connues à son sujet.
- Le promoteur a fourni suffisamment de données techniques sur les réservoirs pour répondre aux exigences énoncées dans les lignes directrices du plan de mise en valeur du C-TNLOHE pour la formation Ben Nevis au champ Ben Nevis.
- Étant donné le faible nombre de puits dans le gisement 3, le modèle de simulation de réservoir du promoteur et celui du personnel de l'Office devront être mis à jour au fur et à mesure de l'avancement de la mise en valeur et de l'obtention de plus d'informations.
- Avant la mise en valeur du gisement 3, une meilleure compréhension du réservoir de la formation Avalon est nécessaire, y compris son impact potentiel sur la production de la formation Ben Nevis.
- Avant la mise en valeur du gisement 3, un plan d'exploitation qui traite des zones de pétrole dérivé devrait être présenté à l'Office.
- Les installations en surface proposées pour Hebron sont adéquates pour traiter la production prévue du gisement 3; toutefois, une analyse plus poussée est nécessaire afin de déterminer le meilleur moment pour la mise en service du gisement 3 et son impact sur les autres ressources de l'actif Hebron.
- Les estimations du personnel de l'Office pour les réserves du gisement 3 varient de 29 à 47 Mm³, la meilleure estimation étant la récupération finale de 40 Mm³ (252 Mb). Les prévisions de production à long terme de l'Office pour Hebron se baseront sur cette estimation des réserves.

D.4.3 Modèle de simulation de réservoir du gisement 4

Les modèles de simulation géologique et de réservoir du personnel de l'Office pour le gisement 4 sont toujours en cours d'élaboration. Le personnel considère que l'approche adoptée par le promoteur pour élaborer son modèle du gisement 4 est raisonnable et les résultats seront réévalués lorsque le personnel de l'Office aura terminé ses propres modèles de simulation géologique et de réservoir. Si les modélisations de l'Office indiquent des différences importantes dans l'interprétation du gisement 4, elles devraient être abordées avant le début de la production de pétrole, ou dans le plan de gestion des ressources de Hebron.

D.4.4 Modèle de simulation de réservoir du gisement 5

Le modèle de simulation de réservoir du gisement 5 élaboré par le personnel de l'Office a été construit à l'aide d'un modèle géologique amélioré (voir l'annexe B). La taille de grille utilisée pour les cellules a été fixée à 100 m x 100 m et l'épaisseur de chaque couche a été déterminée indépendamment pour chaque zone et en fonction de l'hétérogénéité des zones. Le modèle géologique original contenait 191 couches tandis que la grille mise à l'échelle en contenait 13. Le nombre et l'épaisseur des couches ont été déterminés par l'hétérogénéité de chaque zone, les zones plus complexes étant divisées en davantage de couches dans le modèle. Le nombre final de cellules pour le modèle de simulation de réservoir du gisement 5 est environ 440 000; après l'élimination des cellules inactives et des cellules en dessous d'un seuil de volume de pore, il reste environ 295 000 cellules actives dans le modèle.

Pour définir les propriétés des fluides dans la simulation, le modèle du gisement 5 a été subdivisé en deux régions pour refléter la variation possible du contact pétrole-eau dans différents blocs faillés. Le contact pétrole-eau utilisé dans la formation Hibernia était de 2 966 m PSMVR. La figure D-13 montre le sommet du gisement 5 avec les fluides en place.

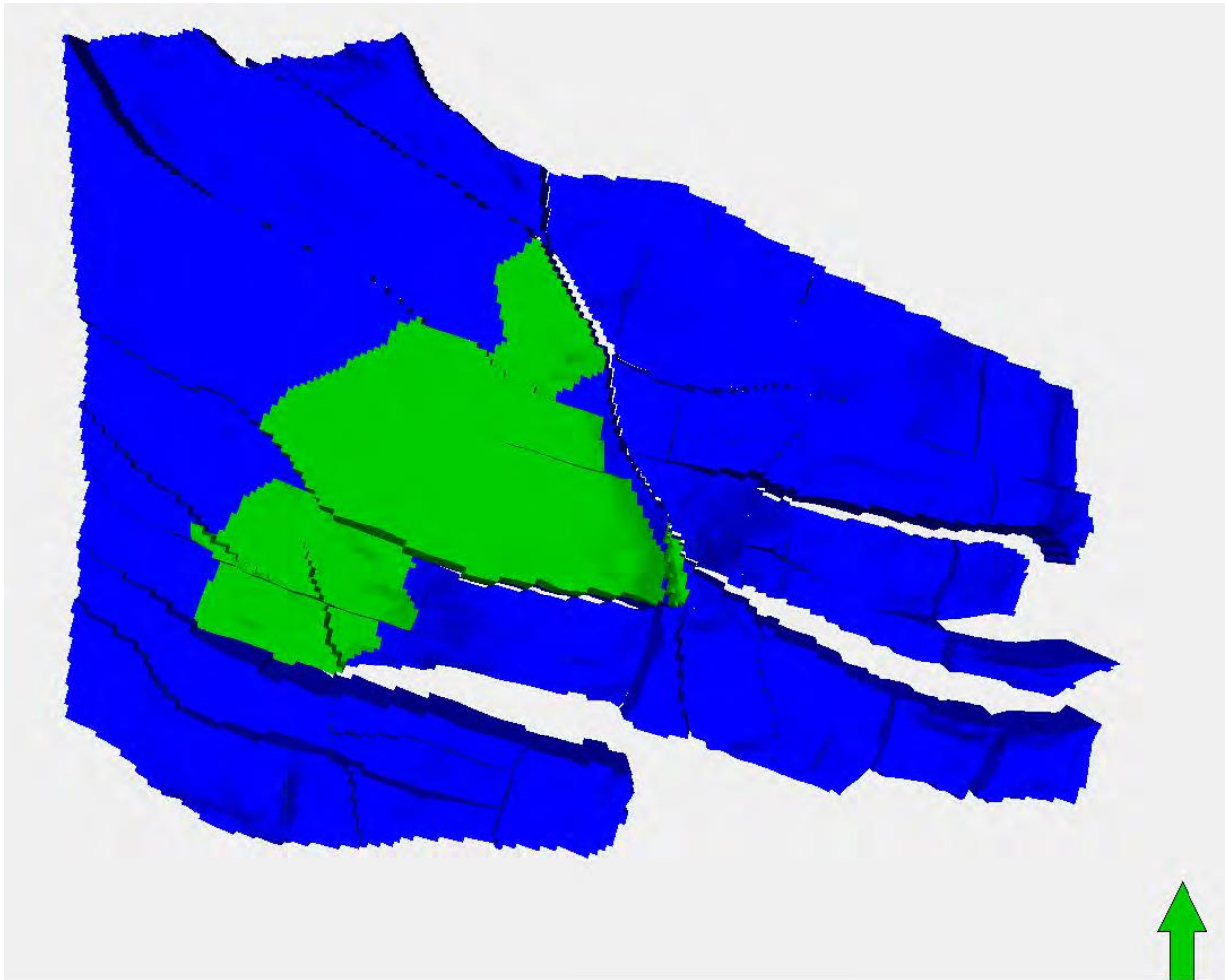


Figure D-13 : Zone du réservoir du gisement 5 montrant les fluides en place. Bleu = eau, vert = pétrole.

Les valeurs de porosité et de perméabilité utilisées dans le modèle de simulation de réservoir ont été générées lors du processus de modélisation géologique. La saturation en eau a également été générée dans le modèle géologique à l'aide de cette méthode. Pour respecter les résultats de l'ASC, la saturation critique en eau a été calculée dans le modèle du gisement 5 en fonction de la qualité du réservoir. Dans le gisement 5, une relation entre la saturation en eau et l'IQR a été établie pour chacune des zones et utilisée pour calculer la saturation critique en eau,

Le plan d'exploitation de réservoirs du promoteur, y compris les trajectoires de puits et le calendrier de forage, a été utilisé pour générer la stratégie de développement du modèle de simulation. Cette stratégie comprenait deux puits produisant à partir du gisement 5 en production primaire (sans support de pression). Les limites et les objectifs suivants ont été utilisés :

- Remplacement cible de porosité : 1
- Réinjection cible de gaz : 1
- Pression de fond cible des puits de production : 22,0 MPa
- Teneur en eau maximale des puits : 95 %

La stratégie de mise en valeur utilisée dans le modèle de simulation supposait que le gisement 5 serait actif pendant la mise en valeur entière de Hebron, soit de 2023 à 2047, comme l'indiquait la demande. La figure D-14 affiche les taux de production prévus de pétrole, de gaz et d'eau, le taux d'injection d'eau et la production cumulative de pétrole du gisement 5 d'après le modèle de simulation de réservoir le plus probable.

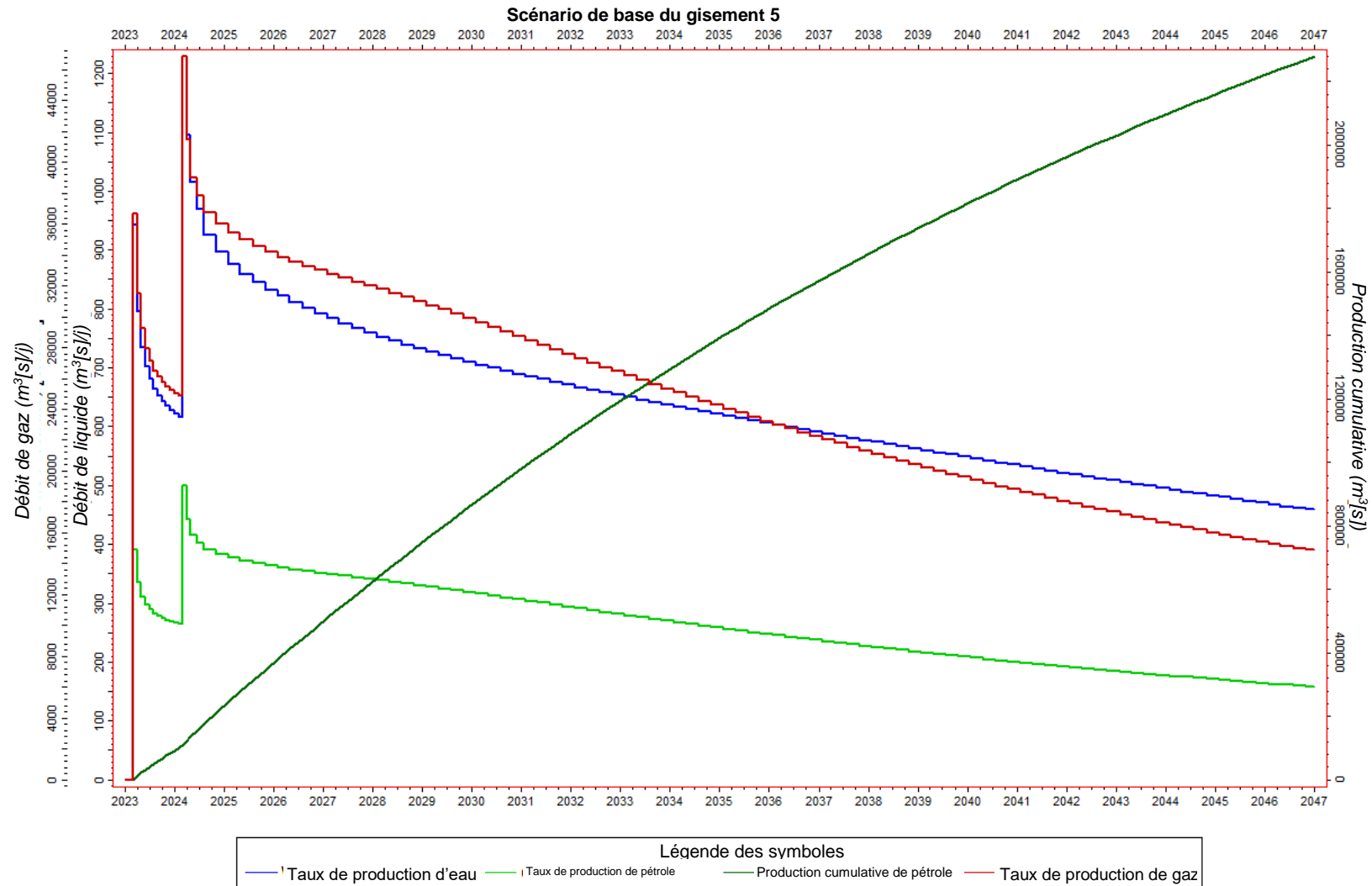


Figure D-14 : Prévisions de production du scénario de base pour le gisement 5.

Dans ce modèle, la production de pétrole du gisement 5 atteint son maximum au cours de l'année 2, soit environ 500 m³/j, et la récupération finale du pétrole est de 2 Mm³. Le taux de pétrole à la fin de la durée de vie du champ est de 160 m³/j. Le facteur de récupération dans ce modèle est de 4,8 %.

Les modèles de simulation géologique et de réservoir ont été construits et remplis de propriétés à l'aide des données de deux puits d'exploration et de délimitation, I-13 et M-04. En raison du nombre limité de puits, une analyse de sensibilité et d'incertitude détaillée a été effectuée pour le modèle de simulation. Il n'a pas été nécessaire de grossir davantage la grille du gisement 5 pour effectuer une analyse de sensibilité et d'incertitude.

La transmissibilité des failles, la position du contact pétrole-eau, la saturation en eau, la porosité et la perméabilité ont été déterminées comme ayant le plus d'impact sur la récupération finale. Une plage de 30 % a été appliquée aux valeurs de porosité modélisées et une plage de 50 % a été appliquée aux valeurs de perméabilité. Une plage de 10 % a été appliquée à la saturation en eau du réservoir. De nombreuses failles ont également été considérées comme pouvant avoir un impact sur la récupération finale. La transmissibilité des failles a varié de totalement étanche à totalement ouverte. On a supposé que toutes les failles auraient les mêmes régimes d'écoulement. Il y avait également de l'incertitude quant à la position du contact pétrole-eau. Les résultats obtenus par le promoteur dans la formation Hibernia indiquent une réduction du niveau de pétrole de 2 972 m PSMVR et un niveau d'eau le plus élevé connu de 2 978 m PSMVR. Selon l'interprétation du personnel de l'Office, le contact pétrole-eau dans la formation Hibernia se situe à 2 966 m PSMVR. Dans l'analyse de sensibilité, des valeurs entre 2 961 et 2 978 m PSMVR ont été prises en compte. La figure D-15 montre l'impact sur la récupération finale de la variation de ces propriétés, au cas par cas.

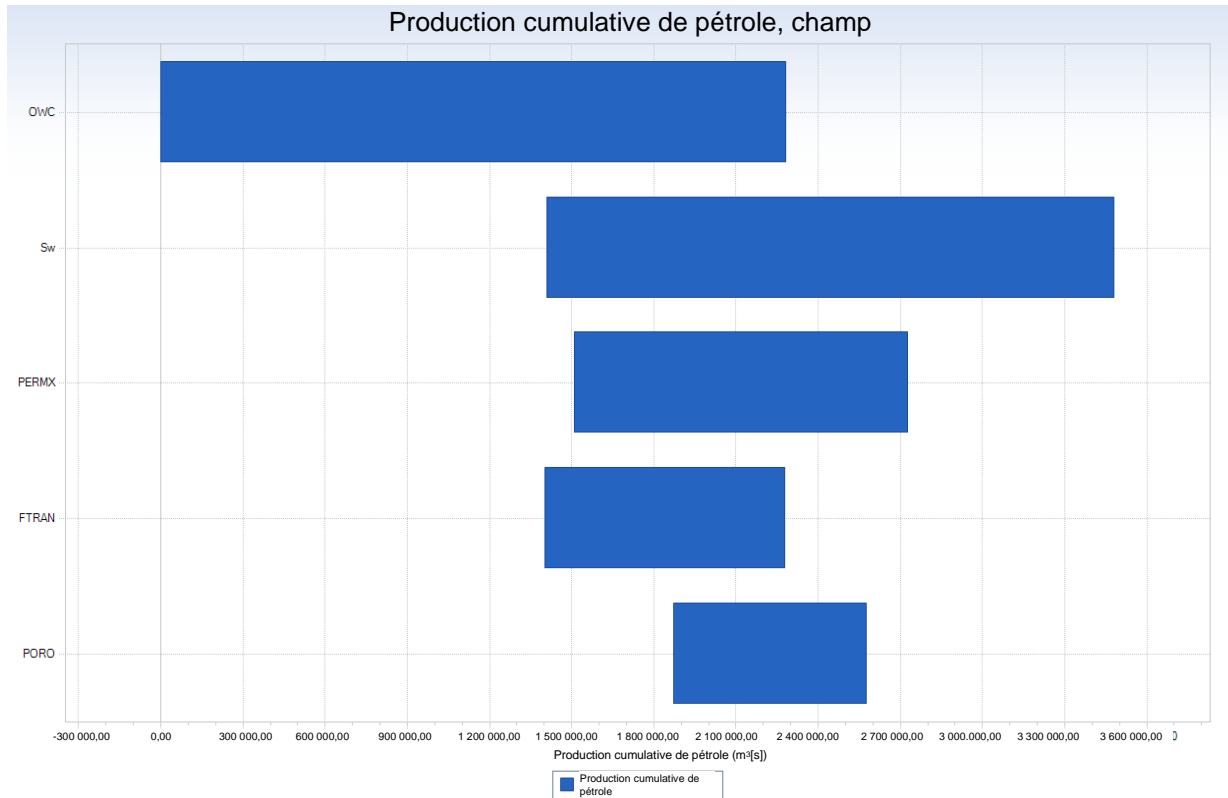


Figure D-15 : Graphique en tornade montrant les résultats de la sensibilité de base pour le gisement 5.

La figure D-15 montre que la position du contact pétrole-eau et la saturation en eau du réservoir ont eu le plus d'impact sur la récupération finale. Plusieurs réalisations distinctes du modèle de simulation de réservoir ont été générées afin de fournir une plage statistiquement significative de résultats.

La récupération finale estimée pour le gisement 5 est présentée dans le tableau D-4 et comparée aux estimations du promoteur. L'estimation du personnel de l'Office pour l'accélération de la production comprend la mise en valeur du gisement 5 au-delà du schéma d'exploitation proposé dans le scénario de base, en ajoutant un support de pression à partir d'un puits d'injection d'eau et d'un puits de production supplémentaire.

Tableau D-4 : Estimations des réserves du gisement 5.

Pétrole du gisement 5 de Hebron	Estimation pour le ralentissement		Meilleure estimation		Estimation pour l'accélération	
	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb
C-TNLOHE	1,5	9,4	2	15	7,7	48,4
Promoteur	1	6	2	15	7	47

Dans le modèle de base, avec le schéma d'exploitation proposé dans la demande, le facteur de récupération a été déterminé comme étant d'environ 4,8 %. Le schéma d'exploitation comprenait la production de deux puits sans injecteur pour fournir un support de pression. Le personnel de l'Office a modélisé un autre scénario comprenant un injecteur sur le flanc est du champ. Le but de cet injecteur était d'ajouter un support de pression et de déplacer le pétrole vers les producteurs de la partie sud-ouest du gisement. En utilisant ce scénario de mise en valeur, la récupération cumulative a augmenté à 3,5 Mm³ produits à la fin de la durée de vie du champ de 23 ans. Un troisième cas, qui comprenait un producteur supplémentaire dans la partie nord du champ, a été exécuté. Avec ce producteur supplémentaire, la récupération cumulative a augmenté à 4,5 Mm³. Le promoteur a également modélisé un scénario de mise en valeur comprenant un injecteur d'eau supplémentaire dans le gisement 5 et un scénario avec trois producteurs et un injecteur. Sa modélisation a donné des résultats similaires, suggérant une production supplémentaire avec une récupération finale d'environ 3,2 Mm³ avec un injecteur ajouté, et 4 Mm³ avec trois producteurs et un injecteur. Le potentiel d'accélération de la production pour le cas avec trois producteurs et un injecteur est de 7,7 Mm³. La figure D-16 compare le plan d'exploitation du scénario de base à d'autres qui incluent un puits d'injection d'eau et un producteur supplémentaire.

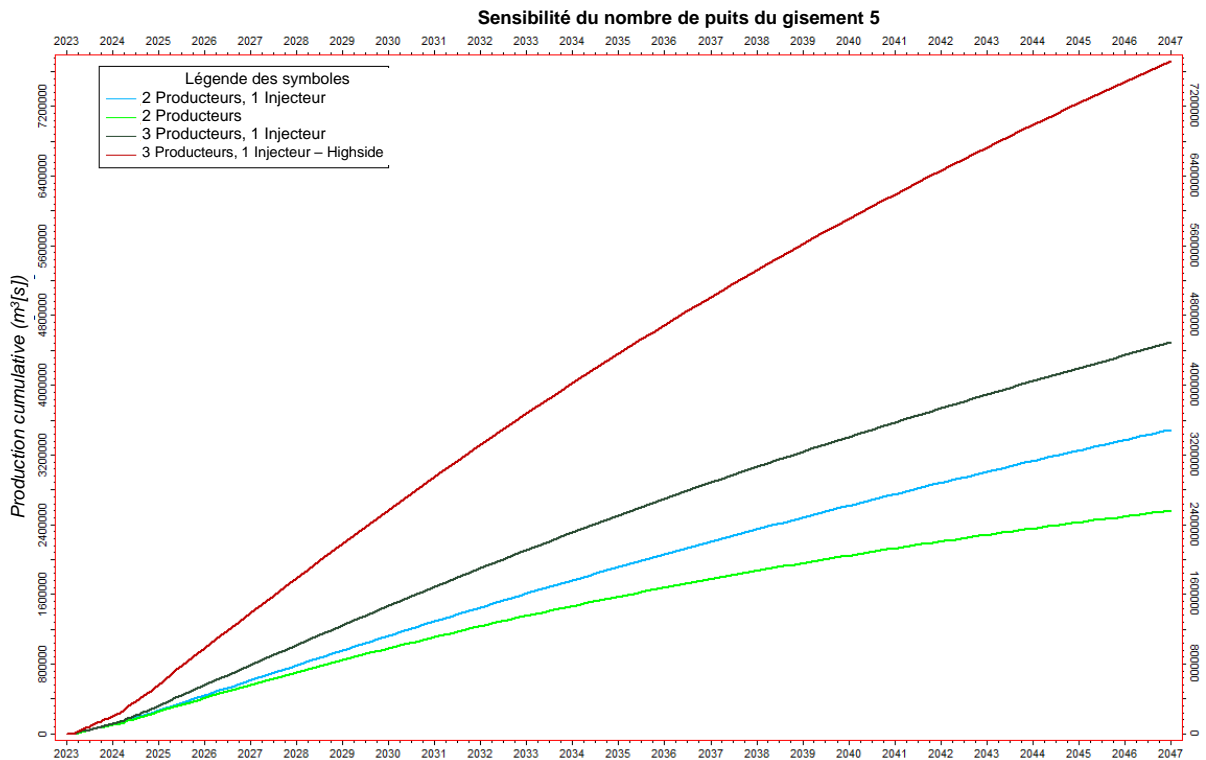


Figure D-16 : Scénario de référence du gisement 5, scénario avec injecteur ajouté et scénario avec trois producteurs et un injecteur.

Le personnel de l'Office reconnaît qu'il existe de légères différences entre les estimations du personnel et celles du promoteur concernant le PEP d'origine du réservoir de stockage et le volume de pétrole récupérable. En raison de la quantité limitée de données d'évaluation et d'essai de puits, beaucoup d'incertitude demeure dans le réservoir d'Hibernia, et ces estimations doivent être revues lorsque davantage de données sur la formation Hibernia seront disponibles.

D'après le modèle de simulation de réservoir du gisement 5 élaboré par le personnel de l'Office et l'examen du modèle de simulation de réservoir du promoteur, on peut tirer les conclusions suivantes :

- Le modèle de simulation du réservoir du gisement 5 du promoteur est une représentation raisonnable du réservoir compte tenu des données géologiques, pétrophysiques et techniques connues à son sujet.
- Le promoteur a fourni suffisamment de données techniques sur les réservoirs pour répondre aux exigences énoncées dans les *Lignes directrices du plan de mise en valeur* du C-TNLOHE.
- Étant donné le faible nombre de puits dans le gisement 5, le modèle de simulation de réservoir du promoteur et celui du personnel de l'Office devront être mis à jour au fur et à mesure que la mise en valeur avance et que davantage d'informations deviennent disponibles.
- Avant la mise en valeur du gisement 5, une réévaluation des plans d'exploitation alternatifs autres que la production primaire devrait être envisagée et présentée à l'Office. Elle doit tenir compte des informations les plus récentes sur les réservoirs et les conditions économiques actuelles.
- Les installations en surface proposées pour Hebron sont adéquates pour traiter la production combinée prévue du gisement 5 et du gisement 1. Toutefois, les contraintes liées aux installations devraient être réexaminées lorsqu'un plan d'exploitation révisé aura été présenté pour le gisement 5.
- Le personnel de l'Office estime que les réserves du gisement 5 vont de 1,5 à 8 Mm³, la récupération finale la mieux estimée étant de 2 Mm³ (15 Mb). Les prévisions de production à long terme du personnel pour Hebron se baseront sur cette estimation des réserves.

D.5 Estimations des réserves

Les estimations par le promoteur des réserves pour le projet Hebron sont présentées dans le tableau D-5 et vont de 660 à 1 055 millions de barils, la meilleure estimation étant de 789 millions de barils.

Tableau D-5 : Estimations par le promoteur des réserves et des ressources de l'actif Hebron.

	Estimation pour l'accélération		Meilleure estimation		Estimation pour le ralentissement	
	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb
Gisement 1	121	762	90	563	70	443
Gisement 5	7	47	2	15	1	6
Gisement 4	20	123	14	87	10	61
Réservoir Ben Nevis, Gisement 3*	32	203	20	124	12	75
Total de l'actif Hebron	168	1 055	126	789	105	660

*Le gisement 3 n'est pas envisagé pour la mise en valeur pour le moment et est considéré comme étant une ressource plutôt qu'une réserve.

Les estimations par le promoteur des réserves se fondent sur un modèle de simulation de réservoir utilisant la description de réservoir du scénario de base et les plans d'épuisement présentés dans la demande. Les paramètres qui ont eu le plus d'impact sur les estimations des réserves sont la perméabilité apparente, la perméabilité relative, la perméabilité verticale et la viscosité. Les autres paramètres pris en compte comprennent le ratio aquifère, la couverture de ciment calcitique, la transmissibilité des failles, la compressibilité des volumes de pores, la détérioration de la formation et la transmissibilité des limites.

Les estimations des réserves par le promoteur supposent une durée de vie de 30 ans pour le champ. Cette durée de vie se base sur la durée de conception de 30 ans pour les installations en surface. La durée de conception de la structure gravitaire est de 50 ans. Il est raisonnable de penser que la durée de vie réelle du

champ pourrait être prolongée grâce à la modernisation des installations de surface pendant le projet, et ce serait le cas si les conditions économiques justifiaient le coût de la modernisation des installations. Le promoteur a déclaré que la durée de vie finale de l'installation dépendra des conditions réelles de service pendant la durée de vie du champ. Les limites économiques seront touchées par le prix du pétrole, les taux de production, les coûts d'exploitation, les taxes et les redevances.

Le promoteur n'a pas inclus d'estimations des réserves (y compris celles en place) pour le gisement 2. Les ressources de cette zone devraient être relativement faibles par rapport aux autres gisements de l'actif Hebron. Le promoteur est toujours en train d'effectuer des études de réservoir dans ce gisement et présentera ses conclusions au C-TNLOHE lorsque les travaux seront terminés.

Les estimations des réserves et des ressources par le personnel de l'Office pour le projet Hebron sont présentées dans le tableau D-6 et vont de 1 271 millions de barils à 654 millions de barils, la meilleure estimation étant de 959 millions de barils.

Tableau D-6 : Estimations des réserves et des ressources de l'actif Hebron par le personnel de l'Office

	Estimation pour l'accélération		Meilleure estimation		Estimation pour le ralentissement	
	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb	Mm ³	Mb
Gisement 1	106	667	89	560	67	421
Gisement 5	8	50	2	15	2	13
Gisement 4**	41	258	21	132	6	38
Gisement 3 de Ben Nevis*	47	296	40	252	29	181
Total de l'actif Hebron	202	1 271	151	959	104	654

*Le gisement 3 n'est pas envisagé pour la mise en valeur pour le moment et est considéré comme étant une ressource plutôt qu'une réserve.

** Les réserves du gisement 4 sont basées sur des calculs volumétriques

Les estimations des réserves par le personnel de l'Office sont basées sur un modèle de simulation de réservoir utilisant le modèle géologique de base indépendant et les plans d'épuisement proposés par le promoteur. Les estimations sont les résultats de l'exécution de modèles de simulation individuels pour chacun des gisements. Aucune analyse unique contenant toutes les ressources de l'actif Hebron n'a été effectuée. Les paramètres qui ont eu le plus d'impact sur les estimations des réserves sont la porosité, la perméabilité et la transmissibilité des limites et des failles. D'autres paramètres ont été pris en compte, notamment la position du contact pétrole-eau et les paramètres de contrôle de puits.

Les estimations des réserves par le personnel de l'Office supposent que la production de l'actif Hebron commencera en 2017 et se poursuivra jusqu'en 2051, et que la production du gisement 1 se poursuivra pendant tout le projet. Elles supposent une durée de vie de 30 ans pour le gisement 3; toutefois, le promoteur n'a pas présenté de date de début pour la mise en valeur de cette ressource. La date de début en 2021 indiquée dans l'analyse du personnel semble raisonnable puisque le promoteur a déclaré que la durée de vie finale de l'installation dépendra des conditions réelles de service pendant la durée de vie du champ. Les limites économiques seront touchées par le prix du pétrole, les taux de production, les coûts d'exploitation, les taxes et les redevances.

Le personnel de l'Office n'a pas élaboré de modèle de simulation de réservoir pour le gisement 2 et prévoit que le promoteur effectuera des études de réservoir dans ce gisement et présentera ses conclusions au C-TNLOHE lorsque les travaux seront terminés. Une fois ces informations reçues, un modèle de simulation de réservoir pour ce gisement sera élaboré et les estimations des réserves seront calculées.

Il y a plusieurs ressources potentielles découvertes et non découvertes reconnues dans l'actif Hebron. Bien que le promoteur ait inclus une brève discussion sur ces ressources potentielles dans la demande, aucun plan d'exploitation n'a été proposé et aucune modélisation de simulation de réservoir n'a été effectuée. Ceux-ci sont classés comme étant des mises en valeur différées (voir la section 6.6 et l'annexe E). Les ressources potentielles de ces mises en valeur n'ont pas été incluses dans l'estimation des réserves et des ressources par l'Office pour l'actif Hebron. Toute mise en valeur future de ces zones serait ajoutée à l'estimation d'accélération de production du champ.

D.6 Prévisions de production

À l'aide des résultats de simulation de réservoir obtenus à partir des modèles indépendants du personnel de l'Office, une prévision de production pour l'actif Hebron a été préparée. Plusieurs hypothèses ont été prises en compte lors de la préparation de ces prévisions. Ces hypothèses comprennent :

- Le début de la production de pétrole au gisement 1 en 2017
- Le début de la production de pétrole aux gisements 4 et 5 en 2023
- Les schémas d'épuisement du scénario de base décrits pour chacun des gisements
- Une efficacité de l'installation de 93 % (Remarque : L'efficacité de l'installation de 93 % permettra d'obtenir des taux de production inférieurs à ceux modélisés au début de la durée de vie du champ, mais elle devrait entraîner une vitesse de déclin moins rapide.)

Les tableaux D-7 et D-8 et les figures D-17 et D-18 contiennent les volumes de production de pétrole, d'eau et de gaz prévus par le personnel de l'Office, par année, pour les gisements dont la mise en valeur est envisagée dans la demande, ce qui comprend les gisements 1, 4 et 5.

Tableau D-7 : Prévisions de production du scénario de base par le personnel de l'Office (métrique)

	Pétrole (m ³ /j)	Eau (m ³ /j)	Gaz (10 ³ m ³ /j)	Injection d'eau (m ³ [s]/j)	Injection de gaz (10 ³ m/j)
2017	5 370	3	277	1 681	77
2018	19 623	600	1 151	451	751
2019	24 831	2 387	2 798	13 761	2 298
2020	22 161	6 644	3 030	28 488	2 430
2021	20 232	11 708	2 928	31 984	2 228
2022	20 604	17 997	3 154	37 621	2 454
2023	18 646	22 126	3 018	42 696	2 218
2024	18 716	26 032	3 117	43 257	2 317
2025	15 983	28 265	2 839	42 834	2 039
2026	13 548	30 205	2 550	41 675	1 750
2027	12 276	31 637	2 350	41 690	1 550
2028	11 027	33 320	2 499	41 019	1 699
2029	9 392	34 307	2 267	42 611	1 567
2030	8 569	35 367	2 433	41 569	1 633
2031	7 883	34 939	2 433	42 435	1 633
2032	7 158	35 619	2 389	41 319	1 589
2033	6 110	35 442	2 292	40 908	1 492
2034	6 198	35 955	2 311	41 381	1 611
2035	5 625	35 702	2 329	40 168	1 529
2036	5 279	36 116	2 289	40 069	1 589
2037	4 907	36 439	2 226	40 354	1 426
2038	4 623	36 882	1 948	39 948	1 248
2039	4 360	36 693	1 884	39 986	1 084
2040	4 007	36 014	1 760	39 465	1 060
2041	3 760	35 131	1 553	38 789	753
2042	3 540	33 681	1 337	37 616	637
2043	3 350	32 339	1 251	36 006	451
2044	3 098	31 750	1 307	34 411	607
2045	2 928	30 883	1 177	33 883	377
2046	2 642	28 943	1 135	32 099	435
2047	1 564	24 669	1 054	26 968	254
2048	1 487	24 105	1 038	25 868	338
2049	1 396	22 761	944	25 381	144
2050	1 306	20 707	814	23 894	114
2051	1 234	19 442	788	21 769	0

Tableau D-8 : Prévisions de production du scénario de base par le personnel de l'Office (unités de champ pétrolifère)

	Pétrole (barils/j)	Eau (B/j)	Gaz (kpi ³ /j)	Eau injectée (B/j)	Gaz injecté (kpi ³ /j)
2017	33 775	21	8	10 575	2 739
2018	123 422	3 776	33	2 834	26 653
2019	156 180	15 011	79	86 554	81 556
2020	139 389	41 792	86	179 182	86 250
2021	127 255	73 641	83	201 175	79 070
2022	129 593	113 195	89	236 630	87 097
2023	117 282	139 169	85	268 550	78 730
2024	117 719	163 734	88	272 077	82 253
2025	100 532	177 779	80	269 420	72 374
2026	85 211	189 981	72	262 130	62 123
2027	77 217	198 992	67	262 222	55 015
2028	69 358	209 576	71	258 003	60 319
2029	59 071	215 787	64	268 016	55 603
2030	53 895	222 448	69	261 464	57 969
2031	49 583	219 759	69	266 909	57 970
2032	45 020	224 039	68	259 889	56 413
2033	38 429	222 924	65	257 303	52 953
2034	38 983	226 150	65	260 278	57 179
2035	35 377	224 558	66	252 649	54 262
2036	33 201	227 161	65	252 027	56 405
2037	30 864	229 194	63	253 819	50 613
2038	29 079	231 977	55	251 263	44 309
2039	27 422	230 792	53	251 501	38 493
2040	25 204	226 523	50	248 229	37 640
2041	23 648	220 965	44	243 974	26 738
2042	22 268	211 844	38	236 597	22 595
2043	21 070	203 407	35	226 470	16 015
2044	19 489	199 701	37	216 440	21 528
2045	18 414	194 245	33	213 119	13 383
2046	16 615	182 044	32	201 896	15 429
2047	9 838	155 166	30	169 622	9 023
2048	9 354	151 613	29	162 702	12 011
2049	8 779	143 160	27	159 642	5 128
2050	8 216	130 241	23	150 292	4 050
2051	7 764	122 284	22	136 922	0

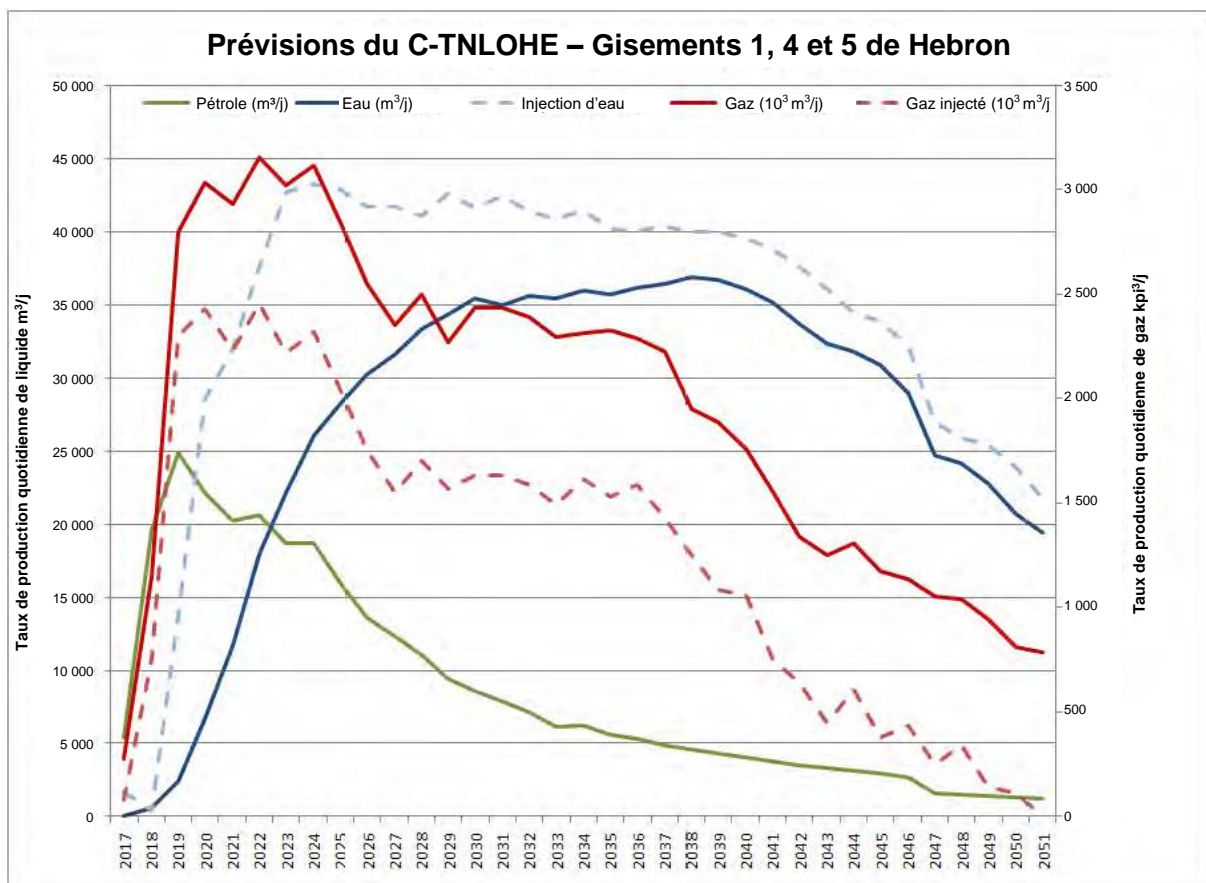


Figure D-17 : Prévisions de production du scénario de base par le personnel de l'Office (métrique)

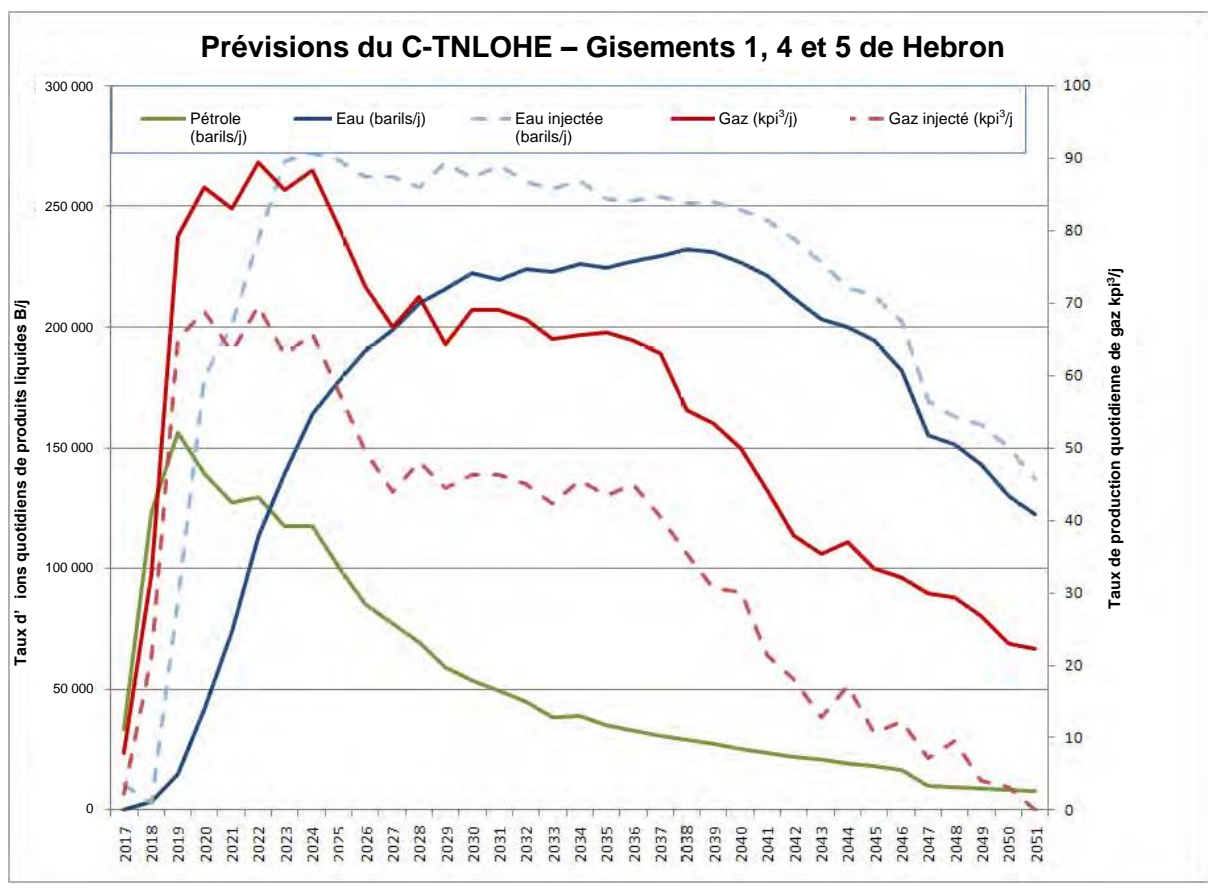


Figure D-18 : Prévisions de production de base par le personnel de l'Office (unités de terrain).

Annexe E :

Analyse des mises en valeur différées

E.1 Introduction

Les mises en valeur différées font référence aux zones de l'actif Hebron où des hydrocarbures ont été découverts, ou s'y trouvent potentiellement, mais qui sont exclues de la phase de mise en valeur initiale.

La demande divise les mises en valeur éventuelles dans deux catégories différentes :

- 1) Ressources découvertes : Des ressources qui ont été rencontrées et confirmées comme étant des accumulations d'hydrocarbures lors de forages précédents,
- 2) Ressources potentielles : Accumulations d'hydrocarbures énumérées par le promoteur qui peuvent exister, mais qui n'ont pas été confirmées par des pénétrations de puits.

En plus des mises en valeur différées décrites par le promoteur, le personnel de l'Office a identifié d'autres secteurs qui devraient être considérés comme étant des mises en valeur différées. Chaque mise en valeur différée est abordée dans les sous-sections suivantes.

E.2 Ressources découvertes

E.2.1 Réservoir de sable G, formation Jeanne d'Arc, champ Hebron

Le réservoir de sable G est présent dans les cinq puits qui ont pénétré la formation Jeanne d'Arc dans l'actif Hebron et est pétrolifère dans les puits Hebron I-13 et Hebron M-04 (Figure 6-6). Les données de pression des deux puits indiquent que la zone productrice rencontrée est isolée des autres sables.

L'estimation préliminaire par le promoteur du PEP d'origine du réservoir de stockage pour le sable G varie de 3,0 à 9,0 Mm³ (19 à 57 Mb). L'estimation préliminaire du pétrole récupérable varie de 0,3 à 2,0 Mm³ (2 à 11 Mb), ce qui représente une récupération de l'ordre de 10 % à 20 %. Le personnel a calculé une estimation plus élevée du pétrole récupérable allant de 0,6 à 2,7 Mm³ (3,8 à 17 Mb).

Le promoteur indique que les données provenant du forage de développement du sable B plus profond de Jeanne d'Arc seront utilisées pour limiter davantage la description des ressources du sable G. La qualité, l'épaisseur et la continuité des réservoirs sont les principales incertitudes qui doivent être résolues.

Le personnel de l'Office reconnaît l'incertitude entourant les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage pour le sable G et convient avec le promoteur que des renseignements et une évaluation supplémentaires sont nécessaires avant la mise en valeur. Le personnel de l'Office reconnaît que les emplacements proposés pour les producteurs et les injecteurs de sable B peuvent ne pas être idéaux pour l'épuisement du sable G. Par conséquent, le personnel de l'Office recommande que le forage de développement de Jeanne d'Arc ait lieu au début de la phase de mise en valeur initiale de Hebron afin que des données supplémentaires puissent être utilisées pour résoudre l'incertitude du réservoir, améliorer la compréhension de la taille et de la répartition des ressources et optimiser la mise en valeur potentielle des sables G. De plus, la résolution de l'incertitude liée à Jeanne d'Arc au début de la vie du champ, lorsqu'il y a plus de fentes de puits disponibles, permettra une meilleure optimisation des créneaux et une plus grande flexibilité dans la conception du plan d'épuisement pour l'intervalle du réservoir dans son ensemble.

E.2.2 Réservoir de sable D, formation Jeanne d'Arc, champ Hebron

Le réservoir de sable D de Jeanne d'Arc contient une zone productrice dans les puits Hebron I-13 et Hebron M-04 (Figure 6-6). L'estimation préliminaire par le promoteur du PEP d'origine du réservoir de stockage varie de 1 à 7 Mm³ (8 à 44 Mb). Le pétrole récupérable est estimé entre 0,1 et 1 Mm³ (0,6 à 8 Mb), avec un facteur de récupération de 7,5 à 20 %. Le personnel de l'Office a calculé une estimation plus élevée du pétrole récupérable, allant de 0,32 à 1,75 Mm³ (2 à 11 Mb).

Comme pour le réservoir de sable G, les données obtenues lors de la mise en valeur initiale de Jeanne d'Arc seront utilisées pour mettre à jour la description du réservoir et les estimations des ressources. La qualité, la continuité et l'épaisseur des réservoirs sont les principales incertitudes.

Le personnel de l'Office reconnaît l'incertitude entourant les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage et convient avec le promoteur que des renseignements et une évaluation supplémentaires sont nécessaires avant la mise en valeur du sable D. Le personnel de l'Office reconnaît également que les emplacements proposés pour les producteurs et les injecteurs de sable B peuvent ne pas être idéaux pour l'épuisement du sable D. Par conséquent, le personnel de l'Office recommande que le forage de développement de Jeanne d'Arc ait lieu au début de la phase de mise en valeur initiale afin que des données supplémentaires puissent être utilisées pour résoudre l'incertitude du réservoir, améliorer la compréhension de la taille et de la répartition des ressources et optimiser la mise en valeur potentielle des sables D.

E.2.3 Réservoir Ben Nevis, champ West Ben Nevis (gisement 2)

Une zone productive a été rencontrée et testée dans le gisement 2 du puits West Ben Nevis B-75 (Figure 6-3, section 6.2.4.1). Le promoteur note l'existence possible d'une calotte de gaz, sur la base des données de pression. Si une calotte de gaz existe, la jambe de pétrole devrait être un mince intervalle entre le contact gaz-pétrole et un aquifère sous-jacent.

L'évaluation préliminaire par le promoteur du PEP d'origine du réservoir de stockage varie de 5 à 13 Mm³ (31 à 83 Mb), le pétrole récupérable étant d'entre 0,2 et 3,0 Mm³ (1 à 19 Mb). Les estimations du GEP vont de 0,3 à 2,0 Gm³ (11 à 60 Gpi³).

Le personnel de l'Office a effectué une évaluation volumétrique indépendante et une analyse d'incertitude et estime un PEP d'origine du réservoir de stockage plus élevé allant de 10 à 17 Mm³ (63 à 107 Mb). Les différences entre les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur et celles du personnel de l'Office peuvent être attribuées à la qualité variable des données, aux différences dans les analyses géologiques et pétrophysiques, aux différences dans la méthodologie de modélisation géologique et aux paramètres qui ont été modifiés dans l'analyse d'incertitude (voir l'annexe A).

La possibilité d'une calotte de gaz et l'étendue latérale de l'accumulation d'hydrocarbures sont les principales incertitudes dans le gisement. Le personnel reconnaît que la continuité du réservoir peut être faible en raison de la présence de petites failles intrablocs et que la qualité du réservoir est également incertaine.

Le promoteur prévoit utiliser le gisement 2 comme emplacement possible de stockage de gaz de rechange pour la mise en valeur initiale de Hebron. Le personnel de l'Office juge cette approche acceptable, mais note qu'il faut obtenir des renseignements supplémentaires sur les réservoirs pour comprendre la capacité de stockage et les répercussions sur les ressources pétrolières avant d'approuver la réinjection et le stockage du gaz.

Le promoteur a indiqué un autre plan d'épuisement pour le gisement 2 qui prévoit un producteur horizontal près de la crête de la structure et un injecteur d'eau en aval-pendage. Toutefois, le personnel de l'Office reconnaît que des informations et des évaluations supplémentaires sont nécessaires pour réduire l'incertitude et évaluer plus en profondeur les ressources en hydrocarbures du gisement 2 avant leur mise en valeur. Par conséquent, le personnel de l'Office est d'accord avec le promoteur pour considérer le gisement 2 comme étant une mise en valeur différée.

E.2.4 Réservoir Jeanne d'Arc, champ West Ben Nevis

Des hydrocarbures ont été trouvés et testés dans la formation Jeanne d'Arc au puits West Ben Nevis B-75. Le personnel de l'Office a établi une corrélation provisoire entre ce réservoir et le sable F du champ Terra Nova. L'évaluation préliminaire par le promoteur du PEP d'origine du réservoir de stockage varie de 4 à 30 Mm³ (22 à 189 Mb), le pétrole récupérable étant d'entre 0,5 et 7 Mm³ (3 à 44 Mb), ce qui représente un facteur de récupération de 12 % à 25 %. Le large éventail de PEP d'origine du réservoir de stockage peut être attribué aux incertitudes dans la structure, le contact pétrole-eau, la qualité du réservoir et la continuité de celui-ci.

Le personnel de l'Office convient que des renseignements et une évaluation supplémentaires sont nécessaires avant que la mise en valeur puisse se poursuivre. Le personnel de l'Office encourage la délimitation de cette zone d'intérêt afin de résoudre l'incertitude géologique.

E.2.5 Réservoir Ben Nevis, champ Ben Nevis (gisement 3)

Comme il est décrit dans la section 6 et dans l'annexe A, le promoteur et le personnel de l'Office reconnaissent que la mise en valeur du gisement 3 comporte des risques importants en raison de l'incertitude importante concernant la qualité et la connectivité des réservoirs. Le personnel de l'Office reconnaît que d'autres travaux techniques et l'acquisition de données sont nécessaires pour améliorer la compréhension des réservoirs et optimiser l'épuisement des ressources. C'est pourquoi, à ce stade, le personnel de l'Office recommande de considérer ce projet comme étant une mise en valeur différée.

E.2.6 Réservoir Avalon, champ West Ben Nevis (gisement 3)

Comme l'explique la section 6 et l'annexe A, la formation Avalon à West Ben Nevis fait partie du gisement 3 (Figure 6-3). Les ressources du gisement 3 d'Avalon sont répertoriées en tant que mise en valeur différée dans la demande. Le promoteur estime que le PEP d'origine du réservoir de stockage varie de 2 à 33 Mm³ (13 à 208 Mb). Le personnel de l'Office a effectué une évaluation volumétrique indépendante et a calculé des estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage beaucoup plus élevées allant de 21 à 47 Mm³ (132 à 296 Mb). Cette variation peut être attribuée à l'incertitude du réservoir liée à des données limitées et de mauvaise qualité, à des différences dans les évaluations géologiques et pétrophysiques et à un contact pétrole-eau ambigu. Le promoteur indique une estimation de pétrole récupérable allant de 1 à 6 Mm³ (6 à 37 Mb) selon un plan d'épuisement préliminaire impliquant deux puits.

Le personnel de l'Office est d'accord avec le promoteur pour dire qu'il y a beaucoup d'incertitude associée aux ressources d'Avalon dans le gisement 3 et que davantage de données sont nécessaires pour réduire cette incertitude. Le personnel de l'Office est d'accord pour classer cette ressource comme étant une mise en valeur différée.

E.2.7 Réservoir Avalon, champ Ben Nevis

Du gaz a été trouvé et testé dans le réservoir Avalon par le puits Ben Nevis I-45 dans le bloc faillé Ben Nevis. Le promoteur souligne que d'après les données de pression, il existe du potentiel pour une jambe de pétrole.

Selon l'évaluation préliminaire du promoteur, le GEP varie entre 0,2 et 3,5 Gm³ (7 à 124 Gpi³), le gaz récupérable étant estimé entre 0,1 et 2,4 Gm³ (4 à 85 Gpi³), ce qui représente un facteur de récupération de 57 à 69 %.

D'après les résultats des essais aux tiges, le promoteur indique également un potentiel de condensats de gaz avec des estimations en place de l'ordre de 0,02 à 0,3 Mm³ (0,1 à 2 Mb).

Les contacts entre fluides, la qualité du réservoir et l'étendue latérale de l'accumulation d'hydrocarbures sont les principales incertitudes pour ce réservoir. De plus, il n'existe aucune infrastructure de collecte de gaz dans la zone du projet qui pourrait être utilisée pour commercialiser la ressource gazière. Le personnel de l'Office est d'accord pour dire que ce réservoir doit être considéré comme étant une ressource différée.

E.2.8 Réservoir Hibernia inférieur, champ Ben Nevis

Du gaz a été trouvé et testé dans le réservoir Hibernia par le puits Ben Nevis I-45 dans le bloc faillé Ben Nevis. Le promoteur souligne la possibilité d'une jambe de pétrole en fonction des données de pression.

Selon l'évaluation préliminaire du promoteur, le GEP varie de 0,7 à 4 Gm³ (25 à 148 Gpi³), le gaz récupérable étant estimé à 0,2 à 3 Gm³ (7 à 102 Gpi³), ce qui représente un facteur de récupération de 27 à 69 %. D'après les résultats des essais aux tiges, le promoteur suggère un potentiel de condensat de gaz avec des estimations en place de l'ordre de 0,1 à 2,0 Mm³ (0,9 à 13 Mb).

Les contacts entre fluides, la qualité du réservoir et l'étendue latérale de l'accumulation d'hydrocarbures sont les principales incertitudes associées au réservoir Hibernia inférieur du champ Ben Nevis. Il n'y a pas d'infrastructure de collecte de gaz existante dans la zone du projet qui pourrait être utilisée pour transporter la ressource gazière. Le personnel convient que ce réservoir doit être considéré comme étant une ressource différée.

E.3 Ressources non découvertes

E.3.1 Réservoir Ben Nevis, zone d'intérêt du graben sud-ouest

La zone d'intérêt du graben sud-ouest est située dans un bloc faillé non foré et structurellement bas au sud-ouest du bloc I-13 (Figure 6-4). Le promoteur a cartographié la zone d'intérêt à l'aide des puits environnants et des données sismiques 3D. Le PEP d'origine du réservoir de stockage est estimé entre 5 et 27 Mm³ (29 à 173 Mb). Le personnel de l'Office a également évalué le graben sud-ouest et estime que le PEP d'origine du réservoir de stockage varie de 6 à 34 Mm³ (38 à 214 Mb).

Les principaux risques pour la zone d'intérêt sont la présence d'hydrocarbures et la qualité adéquate du réservoir dans le piège. Le promoteur indique que la faille limitrophe au sud-ouest (Figure 6-4) n'est probablement pas étanche, de sorte que le piège nécessiterait une fermeture à quatre voies causée par le renversement de la structure dans la faille. Le promoteur indique que la zone d'intérêt sera réévaluée après le forage de développement dans le bloc I-13.

Le personnel de l'Office convient qu'il y a un risque associé à cette zone, mais souligne qu'il y a du potentiel pour des faciès de réservoir de plus grande qualité. Le personnel s'attend à ce que les données acquises au cours de la phase de mise en valeur initiale de Hebron soient utilisées pour approfondir le

potentiel et limiter l'incertitude dans le graben sud-ouest, et encourager le forage de délimitation dans ce bloc faillé.

E.3.2 Sable H de Jeanne d’Arc, champ Hebron, zone d’intérêt de South Valley

La zone d’intérêt de South Valley est située dans l’horizon du sable H de Jeanne d’Arc, dans le bloc faillé de Hebron. La zone d’intérêt est une anomalie d’amplitude sismique non forcée qui est située au sud de l’anomalie d’amplitude sismique similaire qui caractérise le réservoir de sable H rempli de pétrole de Jeanne d’Arc (c.-à-d. North Valley, Figure E-1).

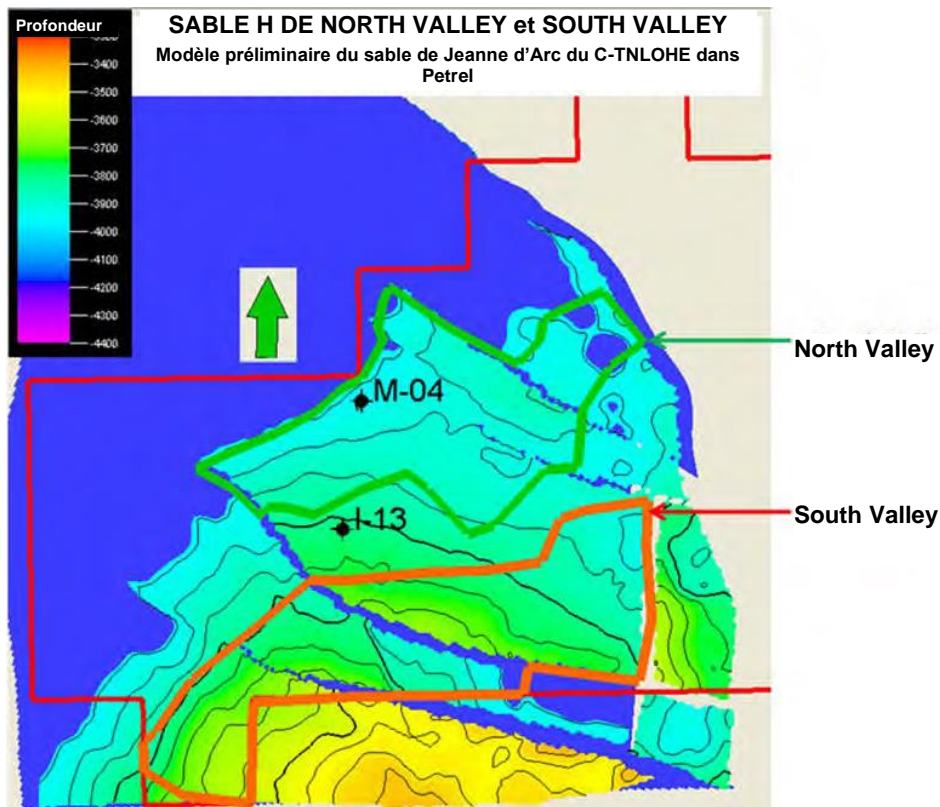


Figure E-1 : Carte montrant l’emplacement de la zone d’intérêt South Valley dans la formation Jeanne d’Arc.

L’estimation préliminaire par le promoteur du PEP d’origine du réservoir de stockage sans risque varie de 27 à 53 Mm³ (170 à 333 Mb), le pétrole récupérable étant estimé de 5,0 à 16,0 Mm³ (29 à 101 Mb), ce qui représente une récupération de 17 à 30 %. Ces estimations sont basées sur un plan d’épuisement préliminaire comprenant trois producteurs et trois injecteurs d’eau.

Le volume brut de roche, le rapport net-brut et la qualité du réservoir sont les principales incertitudes associées à la zone d’intérêt de South Valley. Le personnel de l’Office est d’accord avec les estimations des ressources pétrolières du promoteur et reconnaît le risque associé à cette zone d’intérêt.

E.3.3 Réservoir Hibernia, zones d’intérêt supplémentaires

D’autres zones d’intérêt non forcées ont été identifiées par le promoteur dans le réservoir Hibernia, à la fois dans le champ Ben Nevis et au sud-ouest du bloc faillé Hebron, dans le bloc I-13 et le graben sud-ouest (Figure E-2).

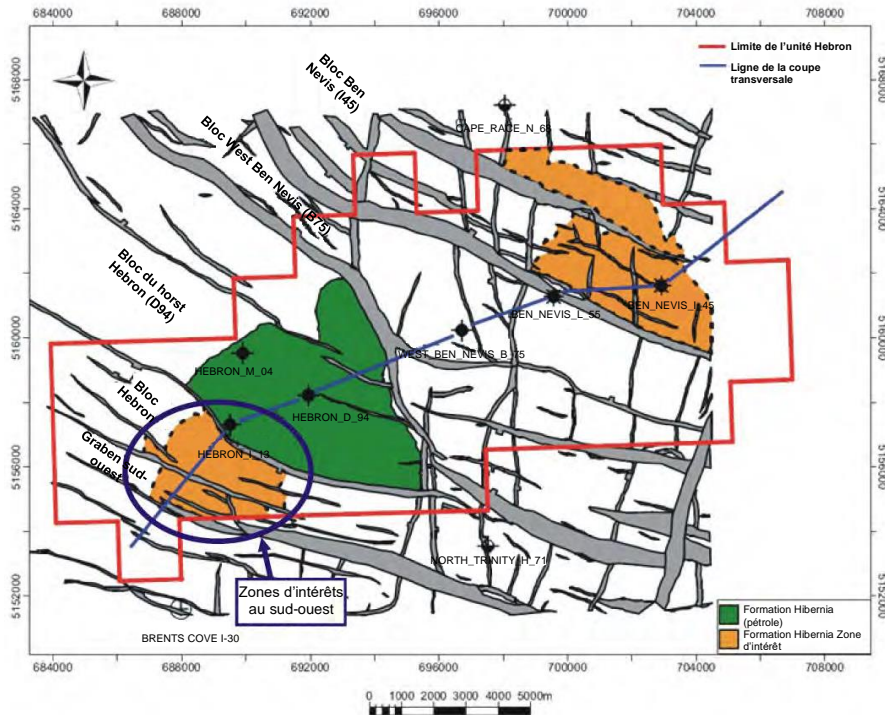


Figure E-2 : Carte schématique des failles, des hydrocarbures piégés et des zones d'intérêt dans la formation Hibernia.

Les « zones d'intérêt du sud-ouest » indiquent les emplacements des zones d'intérêt du bloc I-13 et du graben sud-ouest, tels qu'identifiés par le promoteur. Modifié à partir du plan de mise en valeur d'ExxonMobil

Ces zones d'intérêt n'ont pas été considérées comme étant des mises en valeur différées par le promoteur. Aucune estimation volumétrique n'a été fournie pour la zone d'intérêt du champ Ben Nevis, mais les deux blocs au sud-ouest, connus collectivement sous le nom de « zones d'intérêt du sud-ouest », ont été inclus dans les modèles du personnel de l'Office pour le gisement 5. Les estimations par le personnel du PEP d'origine du réservoir de stockage et des réserves pour les zones d'intérêt du sud-ouest sont présentées dans le tableau E-1. Ces estimations volumétriques supposent que les deux blocs sont remplis de pétrole et partagent un contact pétrole-eau commun avec le gisement 5.

Tableau E-1 : Estimations volumétriques par le personnel de l'Office du PEP d'origine du réservoir de stockage pour les zones d'intérêt du sud-ouest du réservoir Hibernia.

	PEP d'origine du réservoir de stockage (Mm³)
Estimation pour le ralentissement	7
Meilleure estimation	9
Estimation pour l'accélération	12

La présence d'une colonne d'hydrocarbures, les contacts entre fluides et la qualité du réservoir sont les principales incertitudes associées aux perspectives de la formation Hibernia. Le personnel de l'Office reconnaît le degré élevé de risque associé à ces zones d'intérêt non forcées, mais il croit que le promoteur devrait être encouragé à recueillir plus d'informations par des forages de délimitation, particulièrement

lorsqu'il est possible d'approfondir ou de dévier des puits de développement pour tester des cibles plus profondes.

Annexe F :
Glossaire et terminologie
utilisés dans les définitions des réserves et des
ressources

GLOSSAIRE

ASC

Analyse spéciale de carottes

Autorités de certification

Les organismes autorisés par l'Office à effectuer des examens de conceptions, de plans et d'installations et à délivrer des certificats de conformité.

B (barils)

1 B = 0,15898 m³

Complétions

Les activités nécessaires à la préparation d'un puits pour la production de pétrole et de gaz ou l'injection d'un fluide.

C-TNLOHE

Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Diagraphie

L'enregistrement systématique des données provenant de la diagraphie du puits, de la boue, électrique ou nucléaire.

Eau produite

L'eau associée aux réservoirs de pétrole et de gaz qui est produite en même temps que le pétrole et le gaz.

Faille

Au sens géologique, une rupture dans la continuité des types de roche.

FPSO

Une installation flottante de production, de stockage et de déchargement, une installation de production flottante.

Gisement

Un réservoir souterrain naturel qui contient ou semble contenir une accumulation de pétrole qui est séparé ou semble séparé de toute autre accumulation de ce type.

Grès

Une roche sédimentaire composée de grains détritiques de la taille d'un grain de sable.

Ingénierie préliminaire

Ingénierie de base.

Injection

L'injection d'eau ou de gaz dans une formation ou un réservoir productif, ou à proximité, afin d'augmenter la récupération du pétrole.

Injection

Le processus de pompage de gaz ou d'eau dans un réservoir de production de pétrole afin de fournir un mécanisme d'entraînement pour augmenter la production de pétrole.

Lois de mise en œuvre

Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act, R.S.N.L. 1990, ch. C-2.

Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve, L.C. 1987, ch. 3.

lors de l'accélération de la production

Récupération finale estimée

m³

Mètre cube 1 m³ = 6,289 8 barils

Membre

Une unité stratigraphique rocheuse distincte, mais locale; une subdivision d'une formation.

mPSMVR

Mètres, profondeur sous-marine verticale réelle

OFFICE

Office Canada–Terre-Neuve–et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Petrel

La marque de commerce du logiciel de modélisation géologique du groupe de produits Schlumberger

Pétrophysique

La science et l'application de la mesure des propriétés des roches dans les trous de forage et l'établissement de relations entre ces propriétés.

Plateforme de production

Une structure au large des côtes équipée pour produire et traiter du pétrole et du gaz.

Pression du réservoir

La pression des fluides dans un réservoir.

Promoteur

ExxonMobil Canada Properties

Puits de délimitation

Un puits foré pour déterminer l'étendue d'un réservoir.

Puits de développement

Un puits foré à des fins de production ou d'observation ou pour l'injection ou l'élimination de fluides dans une accumulation de pétrole ou à partir de celle-ci.

Puits de production

Un puits foré et complété dans le but de produire du pétrole brut ou du gaz naturel.

Réserves

Les volumes d'hydrocarbures attestés à la suite de forages, d'essais et de l'interprétation de données géologiques, géophysiques et techniques, qui sont jugés récupérables au moyen de la technologie existante dans les conditions économiques actuelles et prévues.

Réservoir

Une formation rocheuse poreuse et perméable dans laquelle des hydrocarbures se sont accumulés.

Sismique

Se rapporte aux vibrations de la terre ou est caractéristique de celles-ci. En outre, un procédé permettant de déduire des informations concernant les structures géologiques souterraines à partir de signaux sonores transmis par la terre.

Structure gravitaire

Une installation fixe de forage et de production.

TERMINOLOGIE UTILISÉE DANS LES DÉFINITIONS DES RÉSERVES ET DES RESSOURCES

L'évaluation des « réserves » et des « ressources » pétrolières et gazières découvertes dans les champs pétrolifères et gaziers est une fonction importante de le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers. Les définitions suivantes sont utilisées par l'Office :

« **Ressources découvertes** » désigne les volumes d'hydrocarbures qui ont été évalués comme étant techniquement récupérables, mais qui n'ont pas été entièrement délimités ou dont la viabilité économique est incertaine. Le volume des ressources découvertes comprend celles qui ont été prouvées par des forages et des essais et par l'interprétation d'informations géologiques, géophysiques ou autres et qui sont considérées comme étant techniquement récupérables (par exemple, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel des champs Hibernia et Terra Nova ainsi que le pétrole, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel des champs non mis en valeur au large de Terre-Neuve-et-Labrador sont des ressources découvertes).

« **Réserves** » désigne la partie des volumes de pétrole en place ou de gaz en place identifiés par des forages et des essais et par l'interprétation des informations géologiques et géophysiques, qui sont considérés comme étant récupérables à l'aide de la technologie actuelle, et dans les conditions économiques actuelles et prévues (par exemple, le pétrole d'Hibernia et de Terra Nova est considéré comme étant des réserves).

Étant donné que l'évaluation des réserves dépend de l'interprétation des données disponibles à un moment en particulier, les réserves sont en outre classifiées par l'Office pour refléter l'incertitude de l'interprétation et le manque de données géologiques et de réservoir détaillées. Les classifications suivantes sont utilisées par l'Office :

Réserves prouvées

Les hydrocarbures qui ont été confirmés par des forages et des essais ou pour lesquels il existe suffisamment de données géologiques et géophysiques pour prévoir l'existence d'hydrocarbures dans des blocs faillés adjacents. Un niveau de confiance élevé est accordé à la récupération de ces hydrocarbures.

Réserves probables

Des hydrocarbures dont on prévoit la présence dans des blocs faillés adjacents à ceux qui ont été mis à l'essai par des puits et dans lesquels les tendances géologiques peuvent s'étendre. De plus, lorsque les contacts entre fluides n'ont pas été définis dans la zone forée, on peut raisonnablement prévoir que ces contacts existent. Cependant, des forages supplémentaires sont nécessaires pour confirmer l'existence d'hydrocarbures. On peut raisonnablement s'attendre à ce que ces hydrocarbures soient récupérés dans des conditions d'exploitation normales, mais leur exploitation comporte un certain degré de risque lié à la géologie ou au rendement du réservoir.

Réserves possibles

Des hydrocarbures pouvant exister d'après la géophysique et la prolongation des tendances géologiques. Toutefois, en raison de l'absence de puits adjacents situés dans la région et de données géologiques et d'étude de gisements, il est impossible d'attribuer à ces hydrocarbures une classification de risque inférieure.

Les mêmes classifications sont utilisées pour les ressources et les réserves. Cependant, la différence principale dans le cas de ressources découvertes est l'incertitude quant à la viabilité économique. En matière d'approche probabiliste, l'Office classe les ressources prouvées dans la catégorie P90, les ressources prouvées et probables dans la catégorie P50 et les ressources prouvées, probables et possibles dans la catégorie P10. Le terme P90 implique une probabilité de 90 % que la valeur en question soit au moins réalisée. Les nombres P50 sont utilisés à des fins de planification puisqu'il y a une probabilité de 50 % que ce nombre soit réalisé. Les estimations de P10 offrent un potentiel de hausse qui a toutefois seulement 10 % de chances d'être réalisé. Il y a toujours de l'incertitude dans l'estimation des réserves, surtout avant la production en mer, parce qu'il y a très peu de puits et aucune expérience de production. À ce stade, l'objectif est de définir la plage des réserves et d'établir un cas de référence pour poursuivre la mise en valeur. Au fur et à mesure que des puits de développement sont forés et que des informations de production sont acquises, les estimations du pétrole et du gaz en place seront mieux définies et l'efficacité de la récupération sera mieux comprise. Les estimations changeront entre les différentes catégories au fur et à mesure que la mise en valeur avance, mais devraient généralement se situer dans la plage d'estimations initiales.