CANADA-NEWFOUNDLAND and LABRADOR OFFSHORE PETROLEUM BOARD

ANALYSE PAR LE PERSONNEL
DE LA
DEMANDE DE MODIFICATION DU PLAN DE MISE EN VALEUR DE NORTH AMETHYST

NORTH AMETHYST, FORMATION HIBERNIA

2013-09-23

ISBN 978-1-927098-33-2

Table des matières

Page

1.0 OBJECTIF 1

2.0 SOMMAIRE 2

3.0 CONTEXTE 5

3.1 DEMANDE 5
3.2 CONTEXTE HISTORIQUE 6

4.0 GESTION DES RESSOURCES 12

4.1 EXAMEN DE LA GESTION DES RESSOURCES 12
4.2 EXAMEN DES MODÈLES GÉOLOGIQUE, GÉOPHYSIQUE ET PÉTROPHYSIQUE 12
4.2.1 Géologie régionale 12
4.2.2 Géologie de la formation Hibernia 12
4.2.3 Géophysique 14
4.2.4 Pétrophysique 15
4.2.5 Modèle géologique de réservoir 15
4.3 PÉTROLE ET GAZ EN PLACE 18
4.4 ÉTUDE DES GISEMENTS 20
4.4.1 Pression et température du réservoir 20
4.4.2 Données des fluides 23
4.4.3 Analyse spéciale de carottes 23
4.5 STRATÉGIE DE MISE EN VALEUR 24
4.5.1 Stratégie de déplacement 24
4.5.2 Scénario de mise en valeur 24
4.5.3 Injecteur d'eau G-25 4 27
4.5.4 Performance du champ complet 27
4.5.5 Stockage de gaz 28
4.6 SIMULATION DE RÉSERVOIRS 28
4.6.1 Résultats et prévisions de la production pétrolière 29
4.6.2 Résultats et prévisions de la production de gaz 31
4.6.3 Résultats et prévisions de la production d'eau 34
4.6.4 Résultats et prévisions de l'injection d'eau 35
4.6.5 Résultats et prévisions de la pression des réservoirs 36
4.6.6 Résumé de la simulation de réservoir 37
4.7 ESTIMATIONS DES RÉSERVES 38
4.8 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATION 38

5.0 EXPLOITATION 40

5.1 FORAGE ET COMPLÉTIONS 40
5.2 INSTALLATION, MISE EN SERVICE ET EXPLOITATION D'ÉQUIPEMENTS SOUS-MARINS 40
5.3 MODIFICATIONS DE LA FPSO 41
5.4 ANALYSE DE SÉCURITÉ 41
5.5 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS 42

6.0 SÉCURITÉ 43

7.0 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT 44

Liste des tableaux

Tableau 4-1 : Comparaison des ressources probabilistes en place du promoteur et du C-TNLOHE pour le bloc Hibernia E-17 de North Amethyst.
Tableau 4-2 : Comparaison des ressources prospectives probabilistes en place du promoteur et du C-TNLOHE pour le bloc nord et le G-25 1 d'Hibernia de North Amethyst.
Tableau 4-3 : Gradients de fluides de la formation Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).
Tableau 4-4 : Contacts des fluides de la formation Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).
Tableau 4-5 : Résultats des essais d'interférence verticale du puits E-17 de North Amethyst (Source : Husky Energy).
Tableau 4-6 : Comparaison des estimations probabilistes des réserves du promoteur et du C-TNLOHE, bloc E-17 d'Hibernia de North Amethyst.

Liste des figures

Figure 3-1 : Tableau stratigraphique du champ pétrolifère White Rose (Source : Husky Energy)
Figure 3-2 : Carte de la zone de mise en valeur du projet White Rose, qui indique les emplacements des puits, les centres de forage, les limites des gisements et le champ North Amethyst.
Figure 3-3 : Carte de la zone de découverte importante de White Rose, qui indique les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production.
Figure 3-4 : Blocs faillés d'Hibernia de North Amethyst et emplacement des puits (E-17, G-25 1 et G-25 4) (Source : Husky Energy).
Figure 4-1 : Coupe transversale stratigraphique dans la région Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).
Figure 4-2 : Membres de base et intermédiaire Hibernia de North Amethyst, avec les noms de blocs, les pénétrations de puits et le contact pétrole-eau sur le sommet.
Figure 4-3 : Partie de puits stratigraphique de la formation Hibernia de North Amethyst.
Figure 4-4 : Comparaison des données de diagraphie à grande échelle de porosité et de saturation en eau
Figure 4-5 : Diagramme de pression en fonction de la profondeur du promoteur pour la formation Hibernia de North Amethyst.
Figure 4-6 : Estimation du gradient géothermique de la formation Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).
Figure 4-7 : Contacts d'hydrocarbures pour la formation Hibernia de North Amethyst en relation avec les blocs faillés et les emplacements des puits de délimitation.
Figure 4-8 : Taux de production de pétrole et cumulatif du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.
Figure 4-9 : Scénario de production de pétrole du membre intermédiaire Hibernia à North Amethyst
Figure 4-10 : Taux de production de gaz et cumulatif de la formation de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.
Figure 4-11 : Proportion gaz-pétrole du membre de base Hibernia de North Amethyst – Scénario de référence.
Figure 4-12 : Taux de production d'eau et cumulatif du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.
Figure 4-13 : Teneur en eau du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.
Figure 4-14 : Taux d'injection d'eau et cumulatif du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.
Figure 4-15 : Pression du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.

1.0 OBJECTIF

L'objectif de ce document est de fournir à l'Office une évaluation de la modification du plan de mise en valeur de North Amethyst par Husky Oil Operations Limited (le promoteur) pour la formation Hibernia de North Amethyst. L'analyse a pris en compte les aspects de la demande liés à la sécurité, à l'environnement, à la gestion des ressources et aux retombées industrielles.

2.0 SOMMAIRE

Le 20 décembre 2011, le promoteur a présenté à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (l'Office), au nom de ses partenaires Suncor Energy et Nalcor Energy – Oil and Gas, le document suivant : « Modification du plan de mise en valeur de North Amethyst – Formation Hibernia de North Amethyst (décembre 2011) ».

Le plan de mise en valeur proposé est une modification du plan de mise en valeur existant de North Amethyst (décision 2008.03). L'objectif de la modification est de produire des hydrocarbures dans le bloc E-17 de la couche de base d'Hibernia de North Amethyst. On prévoit que la mise en valeur d'Hibernia de North Amethyst comptera un puits de production et un puits d'injection d'eau. Le puits d'injection d'eau G-25 4 a été foré et achevé en 2010 dans la formation Hibernia.

La formation Hibernia de North Amethyst se trouve dans les PP 1006, 1007 et 1008 et, selon le promoteur, a un PEP d'origine moyen estimé à 4,52 Mm^3 (28,4 Mb) dans le bloc E-17 de la couche de base de la formation Hibernia. Les réserves estimées pour le bloc E-17 d'Hibernia de North Amethyst sont de 1,32 Mm^3 (8,33 Mb).

Le personnel a examiné le document pour en vérifier l'exhaustivité et le 17 février 2012 et le 6 décembre 2012 a demandé des renseignements supplémentaires au promoteur. La demande du promoteur n'a été jugée complète que le 25 juin 2013. Ce retard est principalement dû au fait que le promoteur a tardé à répondre à nos lettres et à des problèmes de compatibilité logicielle entre les modèles géologiques et de réservoir.

Le document de modification du plan de mise en valeur ainsi que les informations supplémentaires reçues constituent la « demande » et font l'objet du présent examen.

En ce qui concerne les retombées industrielles, le personnel a évalué la demande et déterminé que la mise en valeur de la formation Hibernia ne nécessitait pas de modification du plan de retombées existant de North Amethyst (décision 2008.03).

En ce qui concerne le processus d'examen public, l'Office a décidé qu'un examen public n'était pas nécessaire pour cette demande.

Le personnel a examiné la demande du point de vue de la gestion des ressources, de la sécurité, de l'exploitation et de l'environnement. Un résumé de cet examen est présenté ci-dessous.

Gestion des ressources

Pour évaluer les aspects de la demande liés à la gestion des ressources, le personnel a examiné les interprétations sismiques, le modèle géologique et le modèle de simulation de réservoir du promoteur. Le personnel a également effectué un examen des données sur les réservoirs et des données géologiques acquises et les a utilisées pour créer un modèle géologique pour la formation Hibernia de North Amethyst.

La modification proposée à l'origine consistait à forer un producteur de pétrole et un injecteur d'eau à partir d'un châssis de guidage existant dans le centre de forage excavé de North Amethyst. Actuellement, le promoteur propose de forer un puits producteur pilote de délimitation/de développement à partir du centre de forage central dans le champ White Rose. Cette approche pourrait permettre de mieux comprendre la formation Hibernia de North Amethyst.

Le promoteur a déjà foré un puits d'injection d'eau, North Amethyst G-25 4, en 2010 en vertu d'une exemption accordée par les deux ministres pour permettre à l'Office de délivrer une approbation de forer un puits avant l'approbation d'une modification du plan de mise en valeur.

Le personnel est d'accord avec le promoteur que la qualité inférieure du réservoir et l'hétérogénéité du membre intermédiaire Hibernia moyen rendent la mise en valeur de l'intervalle techniquement irréalisable pour le moment. Le personnel est également d'accord avec le promoteur sur le fait que la mise en valeur du bloc G-25 1 n'est pas réalisable à l'heure actuelle. Des possibilités de mise en valeur existent dans le bloc nord, mais une grande incertitude entoure cette zone pour le moment. Cette incertitude devrait être atténuée une fois que le promoteur aura pénétré dans le bloc avec la jambe pilote de délinéation avant le forage du producteur du bloc E-17. On s'attend à ce que le promoteur mette à jour l'Office au sujet des estimations des ressources en place et du calendrier potentiel de mise en valeur du bloc nord dans le plan de gestion des ressources du rapport annuel de production de North Amethyst.

Selon le plan proposé, l'estimation du pétrole récupérable P50 du promoteur pour le bloc E-17 d'Hibernia de North Amethyst est de 1,32 Mm^3 (8,33 Mb), tandis que l'estimation du personnel est de 1,07 Mm^3 (6,73 Mb).

Le personnel a trouvé que la modélisation géologique et de simulation de réservoir du promoteur était raisonnable et appropriée. La simulation du réservoir indique que les installations de la FPSO SeaRose peuvent traiter de manière adéquate la production supplémentaire du plan d'exploitation Hibernia de North Amethyst.

Au fur et à mesure de l'avancement du projet proposé, le personnel s'attend à ce que le promoteur se penche sur les réserves potentielles et le calendrier prévu pour la mise en valeur dans le plan de gestion des ressources du rapport annuel de production de North Amethyst si les résultats de la délimitation du bloc nord s'avèrent positifs.

À la lumière de cette évaluation, le personnel approuve la demande proposée sur le plan de la gestion des ressources et recommande son approbation.

Sécurité

Aucun problème de sécurité qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande n'a été relevé. Les activités liées à la présente demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures de sécurité établis.

Exploitation

Aucun problème opérationnel n'a été relevé qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Les activités liées à la présente demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures établis.

Protection de l'environnement

Il existe déjà une évaluation environnementale qui couvre l'activité proposée dans cette demande. Par conséquent, le personnel a conclu que la demande ne nécessite pas d'évaluation environnementale supplémentaire en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et recommande l'approbation de la demande. En outre, l'activité proposée dans la demande est couverte par le plan de protection de l'environnement existant du promoteur.

3.0 CONTEXTE

3.1 Demande

Le 20 décembre 2011, Husky Oil Operations Limited (le promoteur) a présenté le document suivant à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) au nom de ses coentrepreneurs Suncor Energy et Nalcor Energy – Oil and Gas :

- Modification du plan de mise en valeur de North Amethyst – Formation Hibernia de North Amethyst (décembre 2011)

La mise en valeur proposée nécessite une modification du plan de mise en valeur approuvé de North Amethyst (décision 2008.03), car le promoteur n'avait pas envisagé la mise en valeur de la formation Hibernia à ce moment-là.

Le personnel a examiné le document pour en vérifier l'exhaustivité et dans une lettre datée du 17 février 2012 a demandé des renseignements supplémentaires au promoteur. Le 3 octobre 2012, le promoteur a soumis un modèle de simulation de réservoir et une lettre répondant aux questions soulevées dans notre lettre. Après avoir examiné la réponse du promoteur et le modèle de simulation de réservoir, le personnel a demandé des renseignements supplémentaires et la soumission d'un modèle géologique et d'un modèle de simulation de réservoir révisé dans une lettre datée du 6 décembre 2012. Le 15 février 2013, le promoteur a soumis le modèle géologique avec un modèle de simulation de réservoir révisé et des renseignements supplémentaires concernant les problèmes notés dans la lettre du 6 décembre 2012. Le personnel a examiné les renseignements ainsi que le modèle de simulation géologique et de réservoir soumis avec la lettre du 15 février et a demandé la soumission d'une autre version du modèle de simulation en raison de problèmes de compatibilité du logiciel. Le promoteur a soumis le modèle final de simulation du réservoir le 21 mars 2013. À la suite d'une correspondance par courriel et d'échanges avec le promoteur concernant les divers cas utilisés dans la plus récente soumission du modèle de simulation de réservoir, l'Office a reçu une lettre le 22 mai 2013 qui éclaircissait les questions du personnel. Le personnel a utilisé ces informations pour évaluer le modèle de simulation final et, dans une lettre datée du 25 juin 2013, a informé le promoteur que la demande était complète.

Le document de modification du plan de mise en valeur ainsi que les informations supplémentaires reçues constituent la « demande » et font l'objet du présent examen.

3.2 Contexte historique

Le champ pétrolifère White Rose et le champ North Amethyst sont situés à environ 350 km à l'est de St. John's, à Terre-Neuve-et-Labrador, à la limite est du bassin Jeanne d'Arc, dans des profondeurs d'eau variant de 115 à 130 mètres.

La zone de découverte importante de White Rose comprend le champ pétrolifère White Rose, découvert en 1984 grâce au forage et aux essais du puits d'exploration White Rose N-22 de Husky et coll., et le champ adjacent North Amethyst, découvert en 2006 grâce au forage du puits North Amethyst K-15 de Husky Oil et coll.. Le champ pétrolifère White Rose inclut les gisements Avalon Sud, Avalon Nord, White Rose Sud et White Rose Ouest.

La formation productrice de pétrole de White Rose et North Amethyst est le grès de la formation Ben Nevis-Avalon (BNA). La production est en cours depuis 2005 au gisement Avalon Sud de White Rose et depuis 2010 au gisement BNA de North Amethyst.

La formation Hibernia de White Rose et North Amethyst sous-tend la formation BNA, comme le montre la figure 3-1.

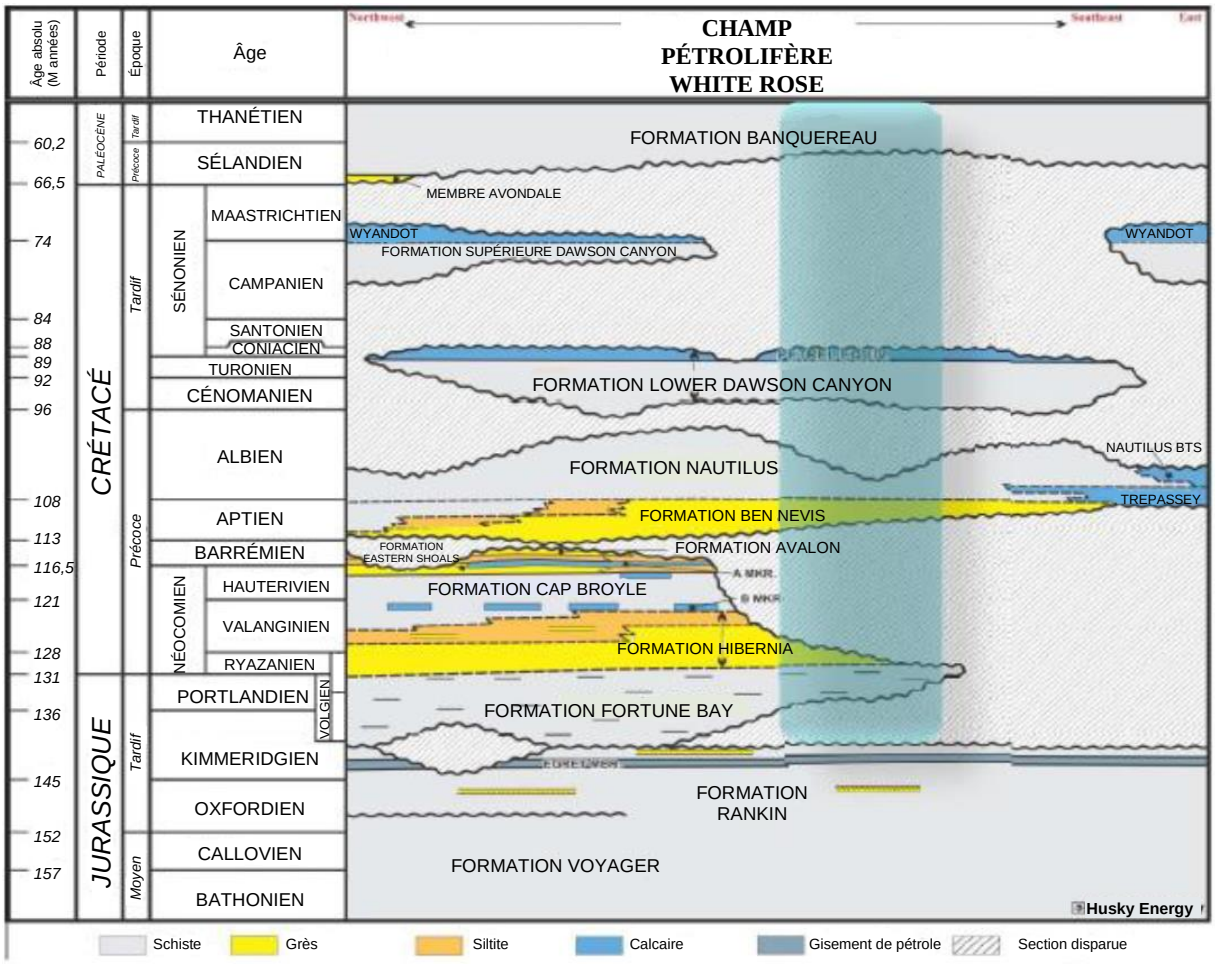

Figure 3-1 : Tableau stratigraphique du champ pétrolifère White Rose (Source : Husky Energy)

L'emplacement du gisement Hibernia de North Amethyst relativement aux gisements et champs BNA et White Rose est illustré à la figure 3-2.

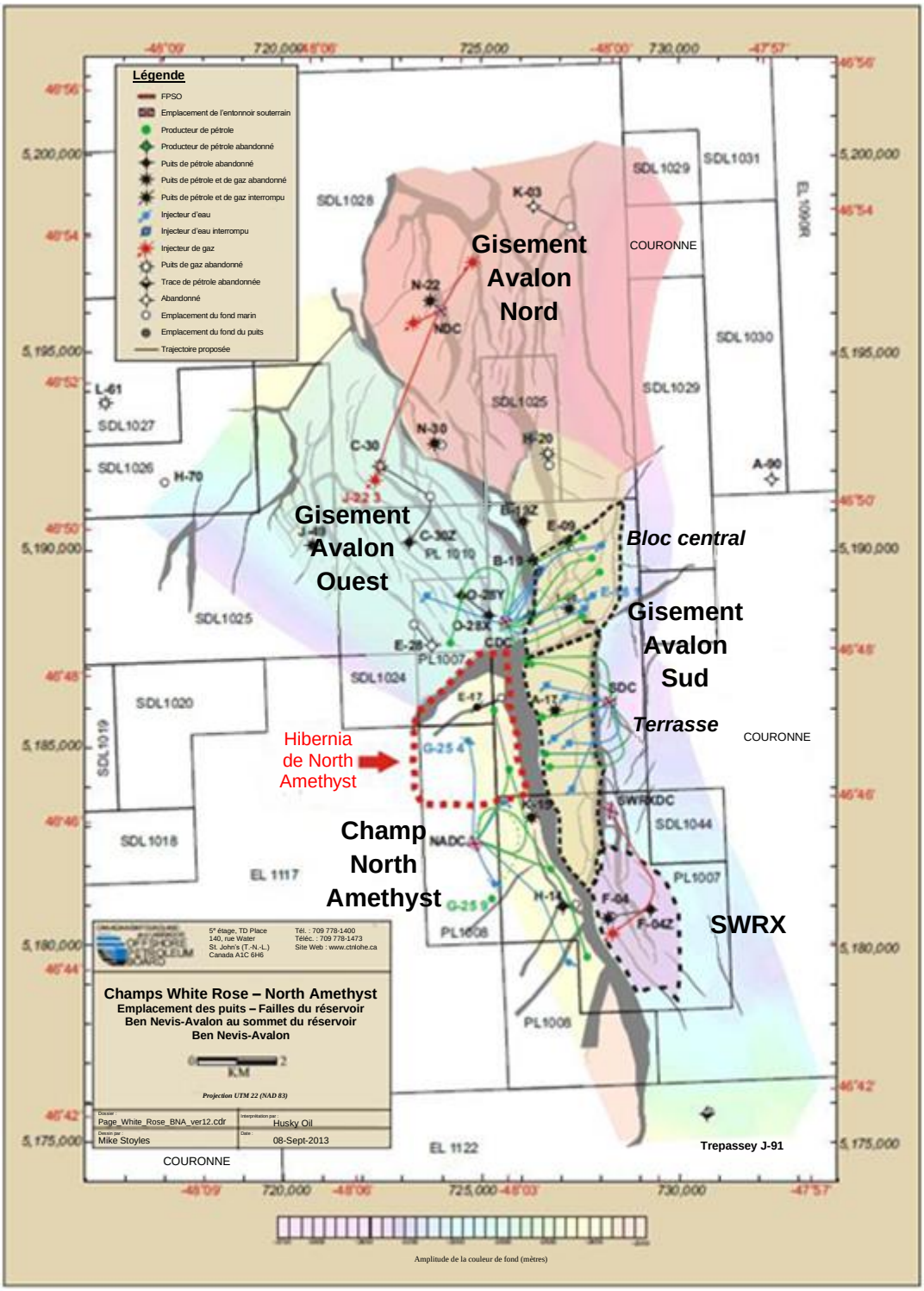

Figure 3-2 : **Carte de la zone de mise en valeur du projet White Rose, qui indique les emplacements des puits, les centres de forage, les limites des gisements et le champ North Amethyst.**

À l'heure actuelle, la zone de découverte importante de White Rose comprend 14 licences de découverte importante (LDI). De plus, il y a 5 permis de production (PP) dans la zone de découverte importante de White Rose, comme l'indique la figure 3-3. Les PP 1006 et 1007 sont situés dans le champ pétrolifère White Rose. Les PP 1009 et 1010 incluent le gisement Avalon Ouest, alors que le PP 1008 se situe dans le champ North Amethyst (figure 3-3).

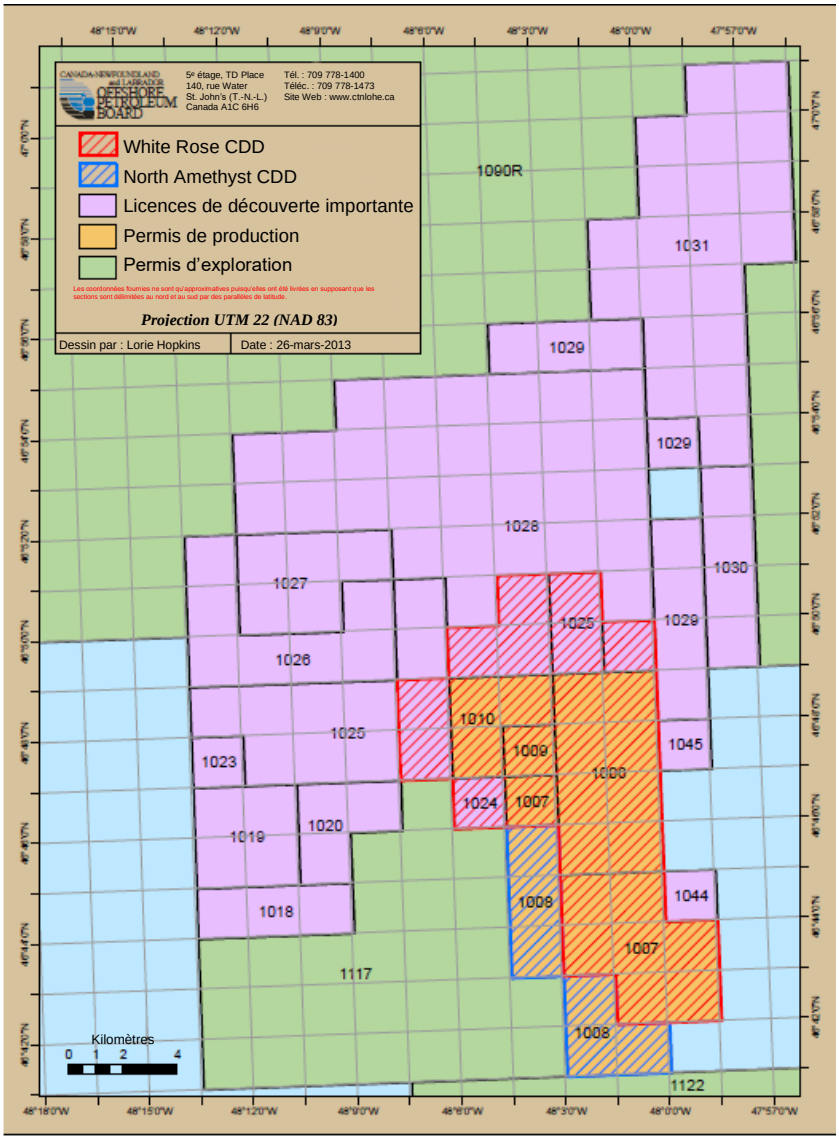

Figure 3-3 : Carte de la zone de découverte importante de White Rose, qui indique les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production.

Au cours du programme de délimitation du promoteur du BNA de North Amethyst en 2008, une composante d'exploration a été ajoutée au puits de délimitation E-17 de North Amethyst en approfondissant le puits pour évaluer la stratigraphie plus ancienne. Du pétrole a été détecté dans les membres de base et intermédiaire de la formation Hibernia dans le bloc central E-17.

La formation Hibernia est également constituée du bloc faillé au nord et du bloc faillé G-25 1 au sud. Le puits G-25 1 est un puits d'injection d'eau du BNA de North Amethyst qui a été approfondi pour mieux délimiter la formation Hibernia de North Amethyst en 2009. De l'eau a été détectée dans le puits, mais il est possible qu'une accumulation d'hydrocarbures se produise plus haut dans la structure. Le bloc faillé au nord n'a pas été pénétré par un puits pour le moment. Les trois blocs faillés qui composent le gisement Hibernia de North Amethyst sont illustrés dans la figure 3-4.

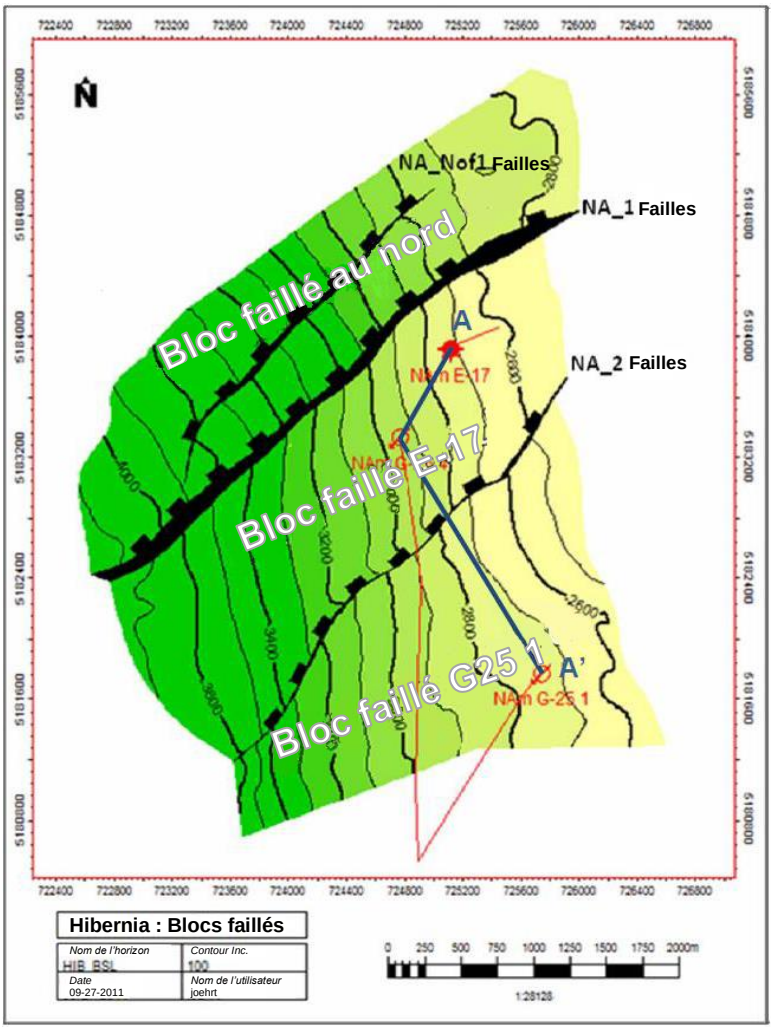

Figure 3-4 : Blocs faillés d'Hibernia de North Amethyst et emplacement des puits (E-17, G-25 1 et G-25 4) (Source : Husky Energy).

En 2010, le promoteur a reçu l'approbation des ministres fédéral et provincial des Ressources naturelles pour que le forage et la complétion du puits d'injection d'eau North Amethyst G-25 4 soit effectué comme une complétion intelligente à deux zones. Celle-ci a permis au promoteur d'injecter de l'eau dans les formations Hibernia et BNA. La zone de complétion supérieure du puits G-25 4 supporte actuellement le puits de production BNA G-25 3. La zone de complétion inférieure sera utilisée pour soutenir un futur puits de production de la formation Hibernia si cette demande est approuvée.

Le promoteur a soumis la demande d'approbation le 20 décembre 2011.

4.0 GESTION DES RESSOURCES

4.1 Examen de la gestion des ressources

Le personnel a examiné la demande, qui comprenait l'interprétation sismique, le modèle géologique et le modèle de simulation de réservoir du promoteur. Le personnel a également effectué un examen des données sur les réservoirs et des données géologiques acquises et les a utilisées pour créer un modèle géologique pour la formation Hibernia de North Amethyst.

4.2 Examen des modèles géologique, géophysique et pétrophysique

4.2.1 Géologie régionale

Dans la décision 2001.01, le promoteur décrit en détail l'histoire géologique régionale du bassin Jeanne d'Arc. Comme cette discussion décrit adéquatement l'évolution tectonique de la région de White Rose, une discussion semblable n'est pas nécessaire pour cette demande.

4.2.2 Géologie de la formation Hibernia

Dans le champ North Amethyst, la formation Hibernia se compose de quatre membres : le membre de base Hibernia, le membre inférieur Hibernia, le membre intermédiaire Hibernia et le membre supérieur Hibernia (figure 4-1). Ces membres sont interprétés comme représentant plusieurs cycles d'élévation et de baisse du niveau de la mer dans un cadre fluviodeltaïque.

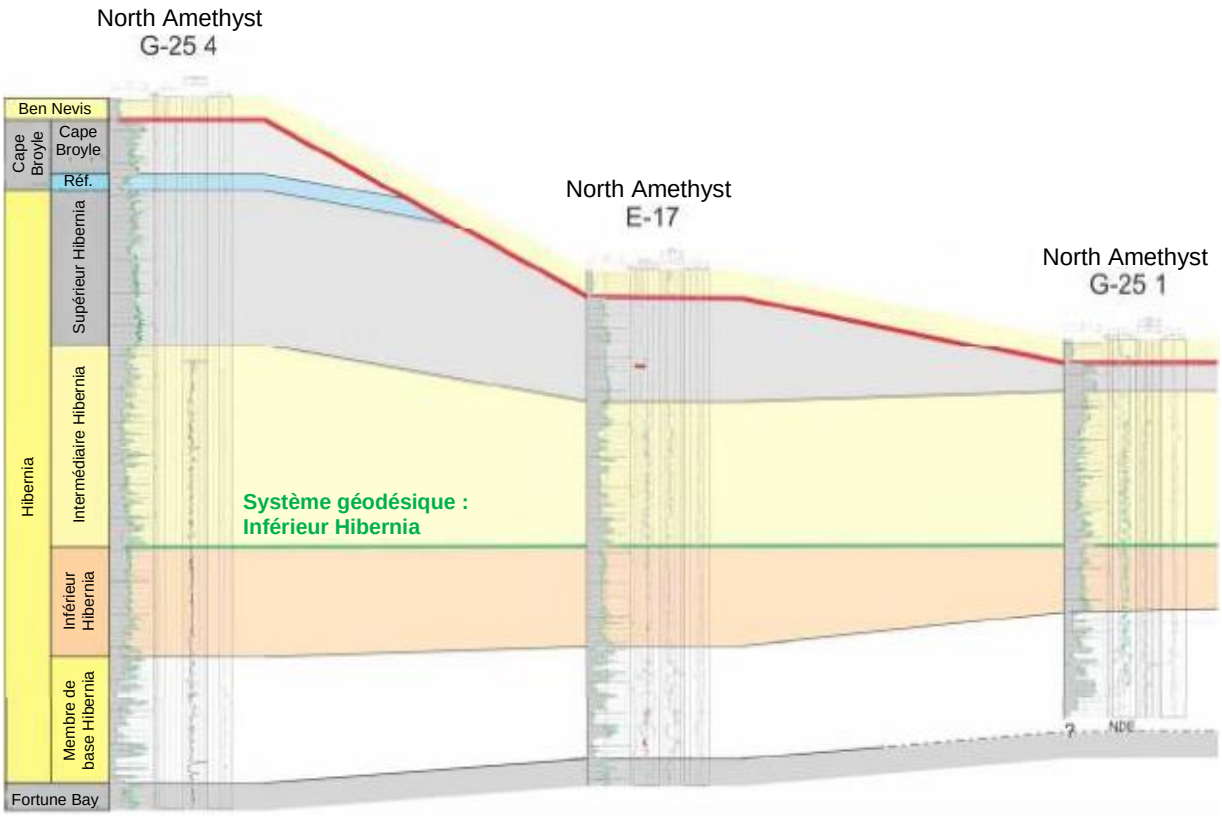

Figure 4-1 : Coupe transversale stratigraphique dans la région Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).

Le membre de base Hibernia du champ North Amethyst est constitué de plusieurs successions ascendantes de grès s'amincissant de bas en haut qui se sont déposées dans un cadre fluviodeltaïque à dominante fluviale de bas niveau avec une influence marine importante. Le membre de base Hibernia comprend des grès à grains fins à grossiers, de bonne qualité de réservoir, qui contiennent du pétrole dans le puits E-17.

Le membre inférieur Hibernia est composé de grès et de schistes de qualité médiocre, perçus comme faisant partie d'une succession de dépôts d'avant-plage. On n'a pas constaté qu'il contenait des hydrocarbures, et il agit comme une barrière efficace à la communication verticale entre les deux unités du réservoir.

Le membre intermédiaire Hibernia est composé de multiples petits cycles de schiste et de grès à granocroissance ascendante, perçus comme des dépôts transgressifs à dépôts de haut niveau d'un delta. Des sables de qualité des réservoirs contenant des hydrocarbures ont été décelés lors du forage du puits E-17 de North Amethyst.

Le membre supérieur Hibernia est constitué de schiste et de grès de mauvaise qualité dans une série de cycles à granocroissance ascendante. Il n'est pas considéré comme un intervalle de réservoir de North Amethyst.

Trois blocs faillés du champ North Amethyst sont considérés comme des possibilités structurelles d'accumulation d'hydrocarbures dans la formation Hibernia (figure 4-2). L'accumulation de pétrole prouvée se trouve dans le bloc E-17, où du pétrole a été décelé dans le puits E-17 des membres de base et intermédiaire de la formation Hibernia. Au sud, seule de l'eau a été décelée dans le puits G-25 1, mais il existe un potentiel d'accumulation de pétrole sommital dans la partie est en amont-pendage du bloc G-25 1. Le bloc faillé au nord n'a pas encore été foré, et par conséquent, les contacts avec les fluides restent inconnus.

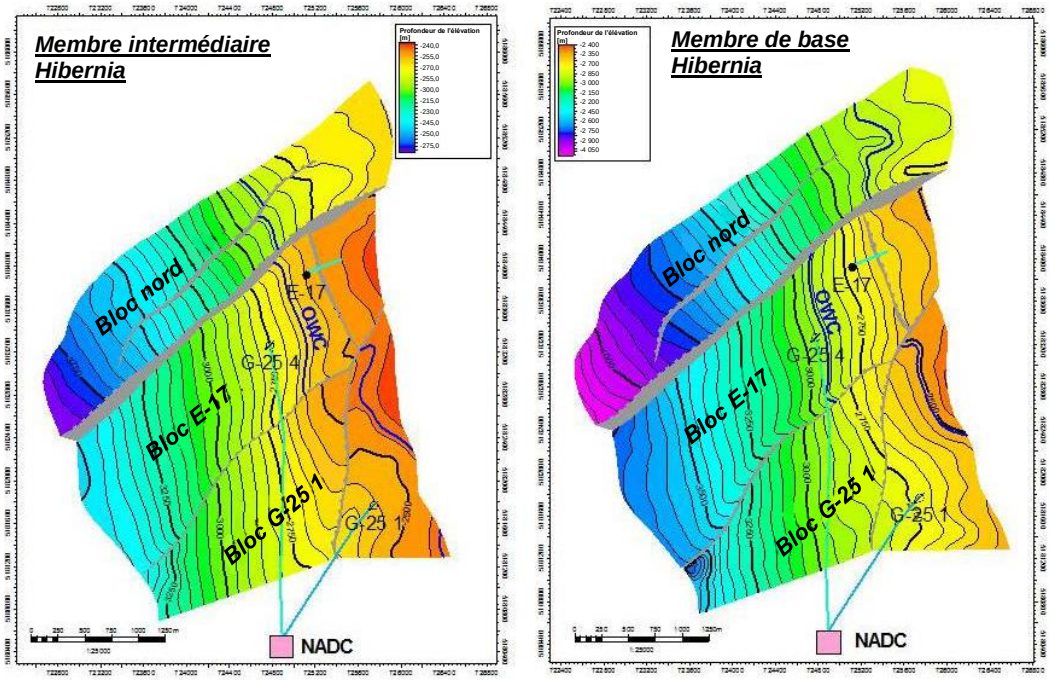

Figure 4-2 : Membres de base et intermédiaire Hibernia de North Amethyst, avec les noms de blocs, les pénétrations de puits et le contact pétrole-eau sur le sommet.

Le personnel est d'accord avec la description faite par le promoteur de la géologie d'Hibernia de North Amethyst.

4.2.3 Géophysique

La qualité des données sismiques dans la zone d'actifs de White Rose va de passable à bonne. En 2008, le promoteur a acquis un levé sismique tridimensionnel à haute résolution sur les champs White Rose et North Amethyst. Ce levé a permis d'améliorer la résolution des failles et de lever certaines incertitudes structurelles et stratigraphiques dans la zone de White Rose.

Dans la région de North Amethyst, les liens entre les sismogrammes synthétiques, les profils sismiques verticaux (PSV) et les données sismiques marines sont généralement bons. Les principaux puits utilisés par le promoteur pour corréler les marqueurs sismiques d'Hibernia dans le champ North Amethyst sont White Rose A-17, North Amethyst E-17, North Amethyst G-25 1 et North Amethyst G-25 4.

Le promoteur a cartographié cinq marqueurs sismiques sur la zone d'intérêt, y compris la discordance de l'Aptien moyen (sommet Hibernia), les membres intermédiaire, inférieur et de base Hibernia et le sommet Fortune Bay. Le promoteur a fourni des interprétations géophysiques contrôlées de l'horizon et des failles pour le champ North Amethyst, et ces interprétations ont été vérifiées par le personnel de l'Office, qui les a jugées appropriées.

4.2.4 Pétrophysique

Le promoteur a mené un programme complet de diagraphie et de carottage pendant le forage des trois puits forés dans la formation Hibernia de North Amethyst. Dans la demande, le promoteur a résumé son interprétation pétrophysique des intervalles du réservoir intermédiaire, inférieur et de base Hibernia pour les puits E-17, G-25 1 et G-25 4 de North Amethyst. Le promoteur a fourni des renseignements supplémentaires portant sur la méthode, les hypothèses et les critères utilisés dans son analyse pétrophysique.

Le personnel a examiné les données pétrophysiques et a déterminé que l'interprétation pétrophysique du promoteur est similaire à l'évaluation du personnel, avec de légères différences attribuables aux différentes méthodes, hypothèses et critères utilisés pour interpréter les données. En se basant sur ses propres analyses, le personnel de l'Office considère que l'interprétation soumise par le promoteur à l'appui de la présente demande est raisonnable et acceptable pour évaluer cette demande.

4.2.5 Modèle géologique de réservoir

Le personnel a construit un modèle géologique 3D détaillé pour la formation Hibernia de North Amethyst afin d'estimer les ressources en hydrocarbures en place. Ce modèle intègre les données géophysiques, pétrophysiques, géologiques et des études de gisements disponibles.

Le cadre structurel du modèle est basé sur l'interprétation des failles et des surfaces fournie par le promoteur. Le modèle est limité verticalement par le membre supérieur Hibernia et la formation Fortune Bay et est subdivisé par des surfaces stratigraphiques interprétées à partir de données sismiques et de diagraphies de puits (figure 4-3). Chaque zone stratigraphique a été subdivisée en superposant proportionnellement chaque intervalle. Globalement, la taille moyenne des cellules de grille pour le modèle est de 46 x 48 x 1,3 m.

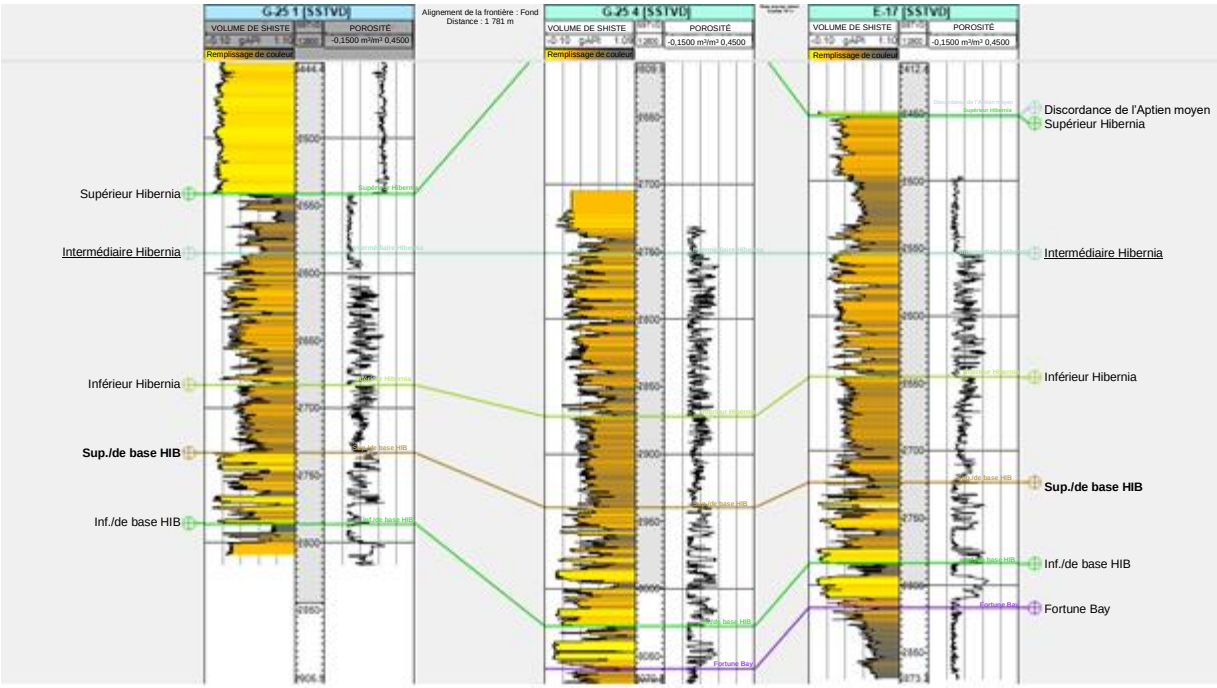

Figure 4-3 : Partie de puits stratigraphique de la formation Hibernia de North Amethyst.

Une approche de modélisation hiérarchique a été utilisée pour la formation Hibernia, dans laquelle le milieu de dépôt et les interprétations de faciès guident les populations statistiques des données pétrophysiques. Les données provenant de l'analyse des carottes, de l'interprétation des diagraphies de puits et de la documentation disponible ont été utilisées pour interpréter le milieu de dépôt et les lithofaciès de la formation Hibernia dans la zone du champ North Amethyst. Les interprétations du milieu de dépôt et des lithofaciès ont été étalonnées par rapport aux données des diagraphies de puits dans l'intervalle carotté, puis extrapolées à travers l'intervalle du réservoir à chaque emplacement de puits. Les interprétations ont ensuite été mises à l'échelle de la grille 3D. Le modèle du milieu de dépôt a été alimenté à l'aide d'une simulation gaussienne tronquée avec algorithme de tendances pour les zones supérieures (supérieur, intermédiaire et inférieur Hibernia) et d'un algorithme de modélisation basé sur les objets pour les zones inférieures (de base Hibernia) afin de tenir compte de la variabilité de la répartition des chenaux fluviaux dans le modèle. Les lithofaciès ont ensuite été peuplés en utilisant la simulation

séquentielle d'indicateurs conditionnés au modèle du milieu de dépôt. La population statistique a été guidée par des variogrammes basés sur les tendances interprétées de la ligne de rivage et du chenal fluvial et l'interprétation subjective de la taille des faciès.

La porosité et la saturation en eau ont été modélisées pour la formation Hibernia de North Amethyst. Le processus de modélisation des propriétés comprenait la mise à l'échelle des diagraphies dans la grille 3D (figure 4-4), et l'analyse des données par zones et par faciès. Les données de porosité à l'échelle supérieure ont été conditionnées au modèle de faciès 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 s'assurer que les statistiques d'entrée étaient respectées dans la répartition. Les paramètres de modélisation ont été définis zone par zone.

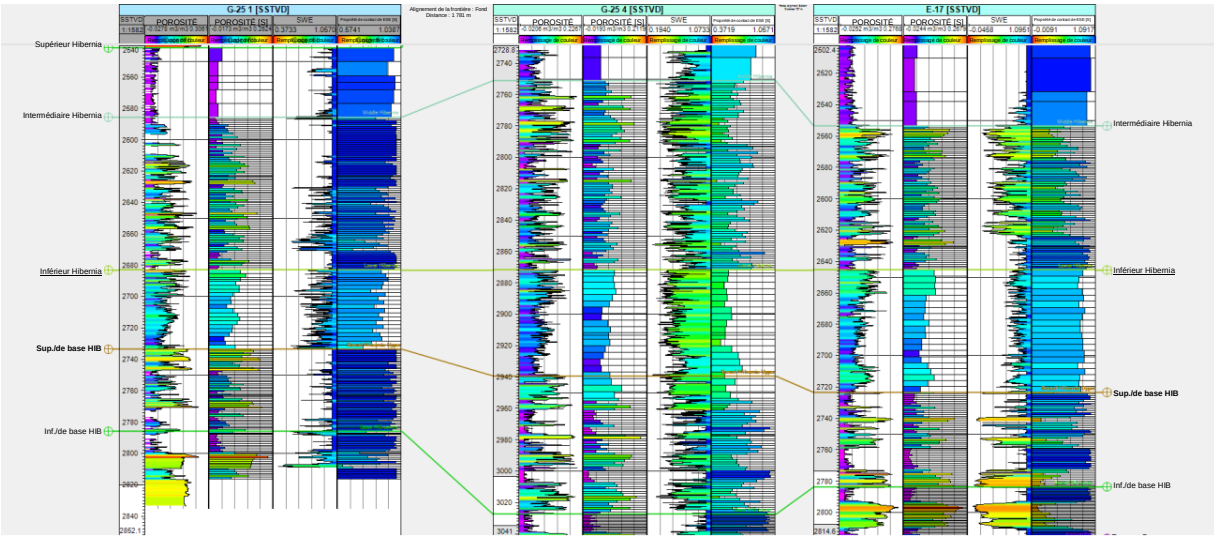

Figure 4-4 : Comparaison des données de diagraphie à grande échelle de porosité et de saturation en eau

Les données sur la saturation en eau ont été mises à l'échelle sur la grille 3D, peuplées à l'aide d'un algorithme de simulation de fonction aléatoire gaussienne, et influencée par le modèle de porosité (cokrigeage). La population statistique a également été conditionnée aux contacts 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 s'assurer que les tendances statistiques d'entrée étaient respectées.

4.3 Pétrole et gaz en place

Le personnel a effectué une évaluation des ressources en hydrocarbures en place dans le gisement Hibernia de North Amethyst. Le modèle géologique hiérarchique déterministe qui en résulte a été utilisé comme base pour l'évaluation stochastique. Plusieurs paramètres ont été modifiés au cours de l'évaluation, notamment les faciès, la porosité, la saturation en eau, le processus de contraction et les contacts d'hydrocarbures.

L'objectif principal de la mise en valeur d'Hibernia de North Amethyst, tel que décrit dans la demande, est la colonne d'hydrocarbures dans le membre de base d'Hibernia du bloc E-17. Le tableau 4-1 présente une comparaison entre les estimations de pétrole en place (PEP) d'origine volumétrique du promoteur et celles de l'Office pour le bloc E-17 Hibernia de North Amethyst. Il s'agit d'estimations probabilistes des ressources en place : P90 (scénario à la baisse), P50 (scénario le plus probable) et P10 (scénario à la hausse).

	Formation	Unités	P90		P50		P10	
			Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE
PEP d'origine du bloc E-17	Membre de base Hibernia	Mb	19,2	17,17	28,4	21,7	40,6	30,38
		Mm^3	3,05	2,73	4,52	3,45	6,46	4,83
	Intermédiaire Hibernia	Mb	5,85	7,93	10	9,74	14,9	12,39
		Mm^3	0,93	1,26	1,59	1,55	2,37	1,97

Tableau 4-1 : Comparaison des ressources probabilistes en place du promoteur et du C-TNLOHE pour le bloc Hibernia E-17 de North Amethyst.

Dans l'ensemble, il existe des différences entre l'évaluation volumétrique du PEP d'origine du promoteur et celle du personnel pour le bloc E-17. Celles-ci peuvent être attribuées à des différences dans les méthodologies de modélisation géologique et de population statistique, les analyses pétrophysiques et les paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Compte tenu de la déclaration ci-dessus et des données limitées sur les réservoirs, le personnel juge acceptables les estimations du PEP d'origine du promoteur pour le bloc E-17.

La demande indique également qu'il existe un potentiel d'accumulation d'hydrocarbures dans le bloc nord et le G-25 1, mais cela n'a pas été confirmé par la pénétration des puits. Le bloc G-25 1 a été pénétré par un puits, mais s'est avéré être humide. Il est possible qu'une accumulation d'hydrocarbures se produise au-dessus de cette pénétration de puits, mais le promoteur estime que cela est peu probable. Le personnel croit également que toute accumulation de pétrole dans le bloc G-25 1 serait minime.

Comme la pénétration d'un puits n'a pas confirmé la présence d'hydrocarbures dans le bloc nord ni dans le G-25 1, la demande a présenté les distributions probabilistes du promoteur pour les ressources prospectives en place comme des distributions sans risque. Une comparaison des estimations des ressources volumétriques prospectives en place du promoteur et du personnel pour les blocs nord et G-25 1 d'Hibernia de North Amethyst est présentée au tableau 4-2. Il s'agit d'estimations probabilistes des ressources en place : P90 (scénario à la baisse), P50 (scénario le plus probable) et P10 (scénario à la hausse).

	Formation	Unités	P90		P50		P10	
			Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE
PEP d'origine du bloc nord	Membre de base Hibernia	Mb	10,3	4,84	16,7	7,48	26,92	24,15
		Mm^3	1,64	0,77	2,66	1,19	4,28	3,84
	Intermédiaire Hibernia	Mb	10,2	15,78	17,74	20,57	27,49	32,58
		Mm^3	1,62	2,51	2,82	3,27	4,37	5,18
PEP d'origine du bloc G-25 1	Membre de base Hibernia	Mb	4,84	1,88	10	5,53	20,06	25,73
		Mm^3	0,77	0,3	1,59	0,88	3,19	4,09
	Intermédiaire Hibernia	Mb	2,42	0,94	4,96	3,21	9,18	11,01
		Mm^3	0,385	0,15	0,789	0,51	1,46	1,75

Tableau 4-2 : Comparaison des ressources prospectives probabilistes en place du promoteur et du C-TNLOHE pour le bloc nord et le G-25 1 d'Hibernia de North Amethyst.

Il existe des différences entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle du personnel pour le bloc nord et le G-25 1. Celles-ci peuvent être attribuées à des différences dans les méthodologies de modélisation géologique et de population statistique, les analyses pétrophysiques et les paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Le personnel estime que les ressources prospectives en place du promoteur pour le bloc nord et le G-25 1 sont acceptables.

L'incertitude des estimations des ressources en place pour le bloc nord sera résolue après que le promoteur aura pénétré dans le bloc en y forant d'une jambe pilote de délimitation avant le forage du producteur E-17 du bloc. De plus amples détails sur les plans de délimitation du bloc nord du promoteur se trouvent à la section 4.5.2.

4.4 Étude des gisements

L'analyse de la composante relative à l'étude des gisements de la demande comprenait un examen des éléments suivants :

- Pression et température du réservoir
- Données des fluides
- Analyse spéciale des carottes

4.4.1 Pression et température du réservoir

Le gisement Hibernia de North Amethyst a été délimité par les puits G-25 1, G-25 4 et E-17 à ce jour. Les pressions des réservoirs ont été obtenues à partir de ces puits à l'aide de l'appareil d'essai dynamique modulaire (AEDM) de Schlumberger. La figure 4-5 illustre un graphique de la pression en fonction de la profondeur pour le gisement Hibernia de North Amethyst.

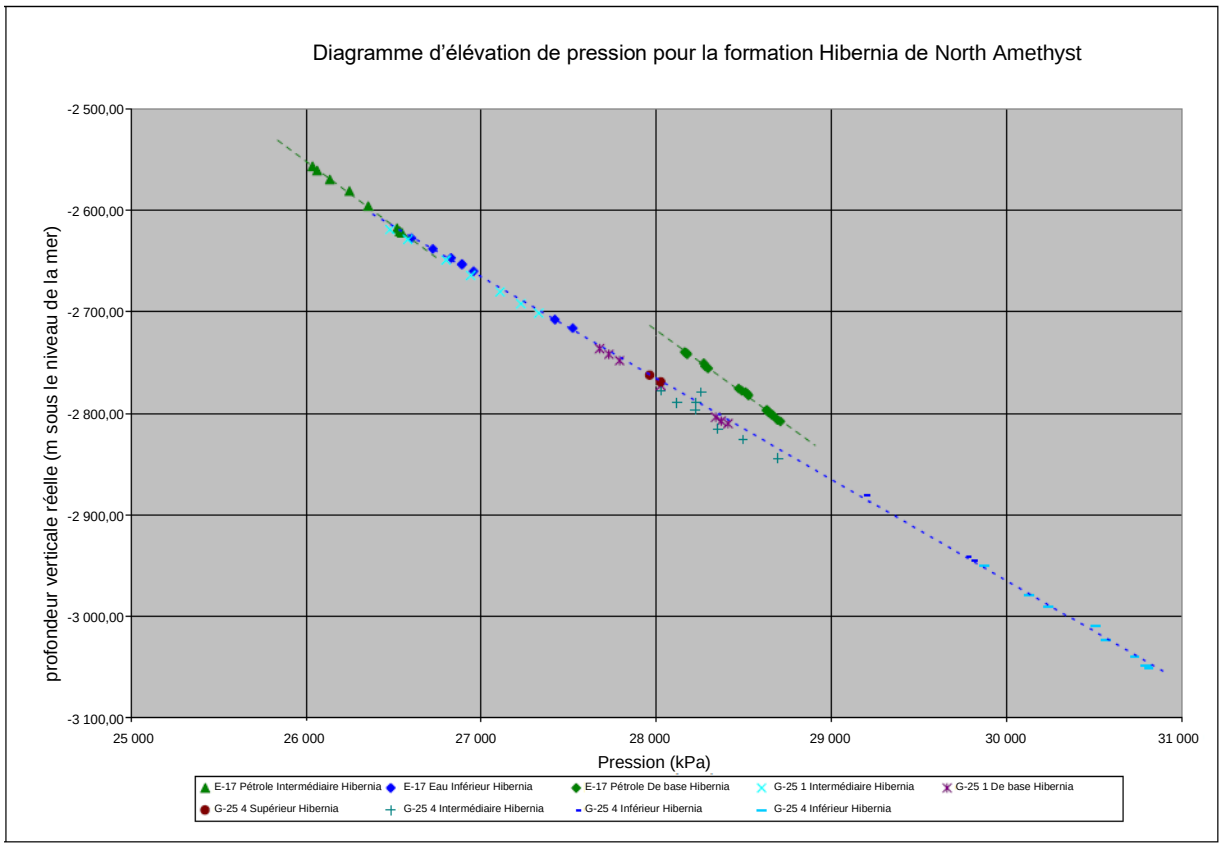

Figure 4-5 : Diagramme de pression en fonction de la profondeur du promoteur pour la formation Hibernia de North Amethyst.

Le gisement Hibernia de North Amethyst est défini par les gradients de fluides décelés dans les puits G-25 1, G-25 4 et E-17, comme le montre le tableau 4-3. Aucun gaz n'a été décelé dans les trois puits et aucun gradient de gaz de réservoir n'a donc été calculé.

Puits	Gradient de gaz du réservoir (kPa/m)	Gradient de pétrole du réservoir (kPa/m)	Gradient d'eau du réservoir (kPa/m)
G-25 1	S.O.	S.O.	10,01
G-25 4	S.O.	S.O.	9,86
E-17 Intermédiaire	S.O.	7,83	10,13
E-17 De base	S.O.	7,43	S.O.

Tableau 4-3 : Gradients de fluides de la formation Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).

Les contacts des fluides estimés à partir des résultats de l'AEDM du puits E-17 d'Hibernia de North Amethyst sont présentés dans le tableau 4-4. Il y a une bonne concordance entre les contacts pétrole-eau du promoteur et ceux du personnel.

Puits	Formation	Contact	**Profondeur sous-marine** profondeur verticale réelle (m sous le niveau de la mer)
E-17	Intermédiaire Hibernia	Pétrole-eau	-2 620
E-17	Membre de base Hibernia	Pétrole-eau	-2 905

Tableau 4-4 : Contacts des fluides de la formation Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).

Le promoteur a également utilisé l'AEDM pour effectuer des essais d'interférence verticale dans le puits E-17 de la formation Hibernia afin d'évaluer les capacités d'écoulement de la formation Hibernia. Ces essais ont fourni au promoteur des données sur la communication verticale, la perméabilité et la paroi. Les résultats des essais sont présentés dans le tableau 4-5 et indiquent une qualité adéquate du réservoir.

Formation à l'essai	Profondeur de l'essai (m)	Sommet (m)	Fond (m)	Pression de la formation (kPa)	Kh (md)	Kv (md)	Kh/Kv	Paroi
Intermédiaire Hibernia	2 654,5	2 653,6	2 655,0	26 056,0	56	6,5	8,62	0,9
Membre de base Hibernia	2 875,0	2 871,0	2 879,0	28 508,7	214	20	10,70	1,0
Membre de base Hibernia	2 894,0	2 888,0	2 898,0	28 648,2	330	31	10,65	2,5

Tableau 4-5 : Résultats des essais d'interférence verticale du puits E-17 de North Amethyst (Source : Husky Energy).

En raison du nombre de puits forés dans la formation BNA de North Amethyst, le gradient de température est bien compris. Le promoteur s'attend à ce que le gradient s'étende dans la formation Hibernia plus profonde. La température du réservoir de la formation Hibernia de North Amethyst a été mesurée dans les puits G-25 1, G-25 4 et E-17. La température maximale relevée était de 105 °C pendant la diagraphie du puits G-25 4. Le promoteur estime que la température du réservoir se situe entre 109 et 119 degrés Celsius (à une profondeur verticale réelle de 3 100 m sous le niveau de la mer). Cette estimation tient compte de la réduction prévue de la température du réservoir pendant la diagraphie en raison de la circulation de la boue de forage. Les températures enregistrées pendant les essais à l'aide de l'AEDM des puits G-25 1, G-25 4 et E-17 sont illustrées à la figure 4-6.

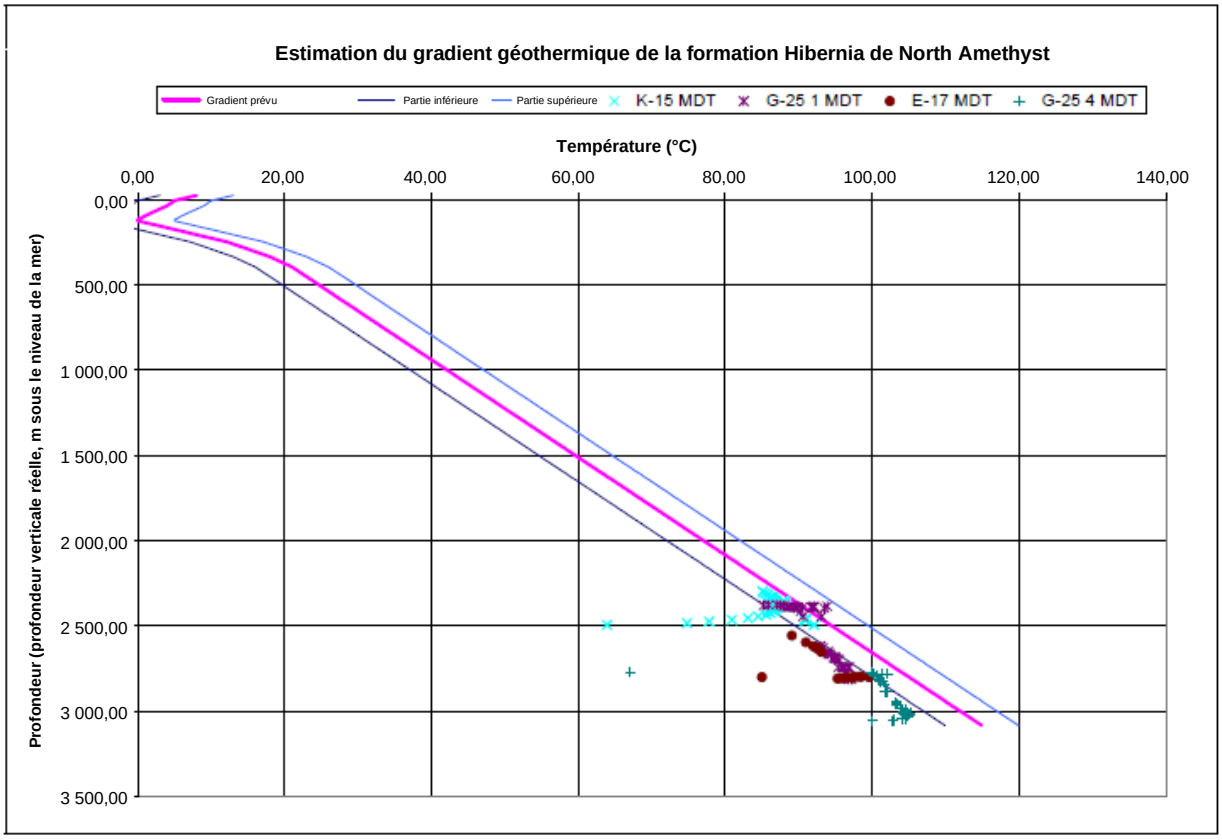

Figure 4-6 : Estimation du gradient géothermique de la formation Hibernia de North Amethyst (Source : Husky Energy).

Le personnel considère que l'analyse et l'utilisation des données de pression et de température par le promoteur sont raisonnables et appropriées pour le gisement Hibernia de North Amethyst.

4.4.2 Données des fluides

Le promoteur a prélevé 14 échantillons de pétrole et 4 échantillons d'eau dans le puits E-17 de la formation Hibernia. La demande indique qu'un essai d'éclair de séparation et un essai de libération différentielle ont été effectués sur l'échantillon de pétrole 1200. Les essais d'analyse des fluides effectués sur cet échantillon de pétrole ont révélé une proportion gaz-pétrole de 104 m^3[s]/m^3[s], un facteur de volume de formation de 1,29 m^3/m^3[s] et une pression de point de bulle de 24 700 kPa pour la formation Hibernia de North Amethyst.

Aucun gaz libre ni bouchon de gaz n'a pas détecté dans le puits E-17 dans la formation Hibernia. Le promoteur ne s'attend pas à ce qu'il y ait une calotte de gaz dans le gisement de base Hibernia, car la pression initiale du réservoir de 28 630 kPa s'est avérée supérieure à la pression du point de bulle estimée à partir de l'analyse des fluides.

Le promoteur a également effectué une analyse de la composition de l'eau sur deux des échantillons d'eau prélevés dans le puits E-17 de la formation inférieure Hibernia.

Le personnel considère que les caractérisations du pétrole, du gaz et de l'eau faites par le promoteur sont raisonnables et appropriées.

4.4.3 Analyse spéciale de carottes

Les courbes de perméabilité relative normalisée pour le gisement BNA/Avalon de North Amethyst ont été utilisées par le promoteur dans le modèle de simulation du réservoir Hibernia de North Amethyst. Les paramètres des courbes de perméabilité relative normalisée des grès stratifiés ont été ajustés pour correspondre aux premiers résultats trouvés dans certains des essais de l'analyse spéciale de carottes du E-17. Le promoteur n'a pas ajusté les paramètres pour les types de roche de schiste et bioturbée. Cette méthode a été utilisée, car l'étude d'analyse spéciale des carottes d'Hibernia de North Amethyst était en cours au moment où le modèle de simulation de réservoir a été construit par le promoteur. Le promoteur devra fournir des mises à jour sur les travaux de l'analyse spéciale de carottes d'Hibernia dans le plan de gestion des ressources du rapport annuel de production de North Amethyst.

Le personnel a jugé que l'approche du promoteur concernant l'analyse spéciale des carottes et les données globales de l'étude des gisements était raisonnable et acceptable.

4.5 Stratégie de mise en valeur

La demande indique que le plan de gestion du réservoir du promoteur pour le gisement Hibernia de North Amethyst sera conforme aux critères actuellement utilisés pour produire les gisements Avalon Sud et North Amethyst.

4.5.1 Stratégie de déplacement

La demande propose la mise en valeur du gisement Hibernia de North Amethyst par récupération secondaire au moyen d'une injection d'eau. Cette stratégie de déplacement est la même que celle qui est actuellement employée pour le gisement BNA de North Amethyst.

Comme l'injecteur d'eau G-25 4 est actuellement en place, le promoteur pourrait commencer à injecter de l'eau et à remplacer la porosité lorsque la production du gisement Hibernia de North Amethyst commencera. Le promoteur optimisera le rapport de remplacement de porosité tout au long de la durée de vie du champ afin de maximiser la récupération du pétrole. L'eau de mer sera utilisée pour l'injection d'eau. Les méthodes d'approvisionnement et de traitement de l'eau seront identiques à celles utilisées pour l'injection d'eau dans les gisements Avalon Sud et BNA de North Amethyst à partir du FPSO SeaRose.

Le personnel estime que les plans du promoteur concernant la stratégie de déplacement Hibernia de North Amethyst sont raisonnables et acceptables.

4.5.2 Scénario de mise en valeur

La région Hibernia de North Amethyst qui renferme potentiellement du pétrole ou du gaz est constituée de trois principaux blocs faillés. Ces blocs faillés correspondent au bloc faillé au nord, au bloc faillé E-17 et au bloc faillé G-25 1 et sont illustrés à la figure 4-7.

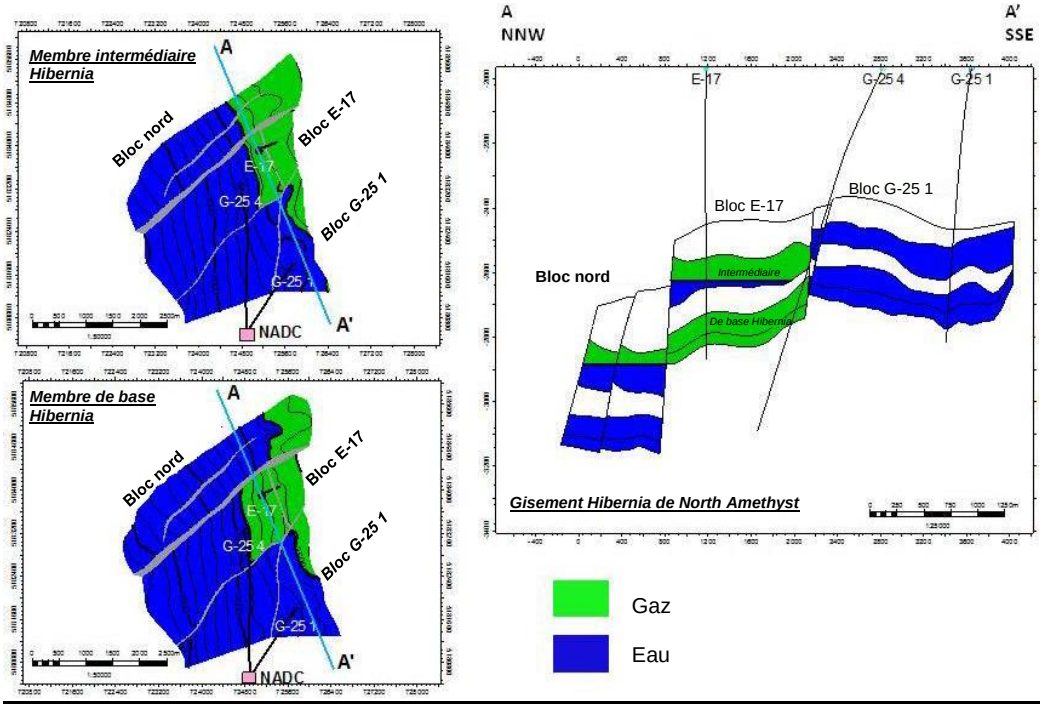

Figure 4-7 : Contacts d'hydrocarbures pour la formation Hibernia de North Amethyst en relation avec les blocs faillés et les emplacements des puits de délimitation.

La demande indique que l'objectif principal de mise en valeur Hibernia de North Amethyst est la colonne d'hydrocarbures dans le membre de base Hibernia du bloc E-17. Le promoteur prévoit que la mise en valeur du bloc E-17 consistera en un puits de production et l'intervalle inférieur du puits d'injection d'eau G-25 4 existant, car l'étendue aérale du gisement de base Hibernia est considérée comme limitée à l'heure actuelle. Le producteur devrait être équipé d'un système d'extraction au gaz.

La demande indique qu'on envisagera de forer d'autres puits dans la région d'Hibernia de North Amethyst si les renseignements obtenus du producteur proposé prouvent qu'il existe d'autres possibilités. De l'eau a été décelée dans le puits de délimitation G-25 1, foré au sud du bloc faillé E-17 et, par conséquent, le promoteur estime que le bloc est humide et ne prévoit pas actuellement le développement de ce bloc faillé. Le bloc faillé au nord n'a pas été pénétré par un puits, mais pourrait renfermer du pétrole et du gaz.

Bien que la demande ne traite pas de la mise en valeur du bloc faillé au nord, le promoteur a exprimé le désir de délimiter cette superficie. Le promoteur a évalué plusieurs méthodes différentes de délimitation de ce bloc, comme le forage d'une jambe pilote de délimitation dans le bloc nord conjointement avec le forage du producteur du bloc E-17. Si les résultats sont positifs, le bloc nord pourrait être mis en valeur à l'avenir.

Le promoteur estime que la mise en valeur de l'intervalle intermédiaire Hibernia n'est pas techniquement réalisable à l'heure actuelle en raison de la nature intercalée et de la qualité inférieure des sables du réservoir. L'hétérogénéité du membre intermédiaire Hibernia réduira l'efficacité de l'injection d'eau et entraînera une faible efficacité de balayage et donc une récupération ultime. Sur la base de l'examen des cas de simulation du réservoir intermédiaire Hibernia du promoteur et du travail de modélisation géologique du personnel, le personnel est d'accord avec l'évaluation du promoteur. Une discussion plus approfondie sur les cas de simulation du réservoir intermédiaire Hibernia se trouve dans la section 4.6.1.

Lors de la soumission initiale de la demande, le forage du producteur du bloc Hibernia E-17 de North Amethyst a été proposé par le biais d'un espace libre de forage dans le centre de forage de North Amethyst. Depuis, le promoteur a modifié le scénario de mise en valeur du producteur Hibernia de North Amethyst. Les travaux de conception du forage effectués par le promoteur ont révélé qu'en raison de la conception de la portée étendue du forage du producteur à partir du centre de forage North Amethyst, la complexité du puits et les coûts de forage qui en découlent pourraient être réduits en forant le producteur à partir d'un espace libre de forage dans le centre de forage central (CFC). Avec cette modification de la conception du puits, la profondeur mesurée du puits sera nettement inférieure à celle de la conception initiale du centre de forage North Amethyst. L'espace libre de forage dans le centre de forage central (CFC) n'avait pas été attribué auparavant à un puits de mise en valeur.

Le promoteur ne prévoit pas de modifications ou d'ajouts importants à l'infrastructure sous-marine existante ou à la FPSO SeaRose pour la mise en valeur proposée.

Le personnel estime que la stratégie de mise en valeur du promoteur est raisonnable et se dit encouragé par les plans du promoteur visant à délimiter le bloc faillé au nord de la formation Hibernia de North Amethyst. Si les résultats de la délimitation du bloc nord s'avèrent positifs, on s'attend à ce que le promoteur se penche sur les réserves potentielles et le calendrier prévu pour la mise en valeur dans le plan de gestion des ressources du rapport annuel de production de North Amethyst.

4.5.3 Injecteur d'eau G-25 4

Lors de l'élaboration du schéma d'épuisement de la formation d'Hibernia de North Amethyst, le promoteur a reconnu que l'emplacement prévu pour le deuxième injecteur d'eau de BNA de North Amethyst (G-25 4) se trouvait à un endroit optimal pour l'injection d'eau dans la formation de base Hibernia et, par conséquent, permettait qu'un seul injecteur d'eau soutienne les puits de production des deux gisements.

L'injecteur d'eau G-25 4 a été foré en 2010 et a été équipé d'une complétion intelligente à deux zones permettant l'injection d'eau dans les formations BNA et Hibernia. La zone de complétion supérieure de ce puits fournit actuellement un support de pression pour le producteur BNA G-25 3 à North Amethyst. Cette zone est classée comme zone de développement tandis que l'intervalle inférieur de la formation Hibernia est classé comme zone de délimitation. Comme la mise en valeur du gisement Hibernia de North Amethyst n'avait pas été approuvée par l'Office à ce moment, le promoteur a dû demander l'approbation ministérielle avant la réalisation de l'injecteur d'eau double G-25 4. L'approbation ministérielle pour le forage du puits a été donnée au promoteur le 12 août 2010. La classification de délimitation de l'intervalle Hibernia du puits d'injection d'eau à zone double sera reclassée comme zone de mise en valeur si la demande est approuvée par l'Office.

4.5.4 Performance du champ complet

Étant donné que les gisements d'Avalon Sud et de North Amethyst ont atteint leur capacité de production maximale, le promoteur indique qu'il existe une capacité de réserve dans les installations de production actuelles de la FPSO SeaRose pour répondre à l'augmentation des volumes de production du projet proposé de la mise en valeur d'Hibernia de North Amethyst. Comme la mise en valeur ne propose qu'un producteur de pétrole et un injecteur d'eau, les volumes de production et d'injection supplémentaires ne devraient pas être importants.

Le personnel a tenu compte des capacités des installations de production de la FPSO SeaRose lors de l'examen du modèle de simulation de réservoir du promoteur pour s'assurer qu'il n'y avait pas de problèmes importants. Les contraintes de production et d'injection de la FPSO SeaRose utilisées pour cette évaluation sont les suivantes :

- Liquides totaux – 33 000 m^3/jour (208 000 barils/jour)
- Injection d'eau totale – 44 000 m^3/jour (277 000 barils/jour)
- Injection d'eau par centre de forage excavé – 30 000 m^3/jour (189 000 barils/jour)
- Eau produite – 28 000 m^3/jour (176 000 barils/jour)

- Compression de gaz – 4,2 Mm^3/jour (148 Mpi^3/j)
- Extraction au gaz – 1,6 Mm^3/jour (56 Mpi^3/jour)
- Extraction au gaz par centre de forage excavé – 1,19 Mm^3/jour (42 Mpi^3/jour)

Le personnel n'a constaté aucun motif d'inquiétude dans les volumes produits ou injectés prévus qui résulteraient de cette modification proposée. De plus amples détails sur l'analyse par le personnel du modèle de simulation de réservoir du promoteur se trouvent dans la section 4.6.

4.5.5 Stockage de gaz

Le gaz produit par le site Hibernia de North Amethyst sera réinjecté dans l'infrastructure de stockage de gaz et stocké de la même manière que le gaz produit dans la zone de mise en valeur du projet White Rose. Le promoteur réinjectera le gaz dans le centre de forage nord pour le stocker dans les gisements Avalon Nord ou White Rose Ouest, ou bien dans le centre de forage de White Rose Sud récemment approuvé (décision 2013.04) pour réinjecter du gaz dans les gisements Avalon Sud ou SWRX. Comme la capacité de stockage de gaz restante dans le centre de forage nord est minime, il est prévu que la majorité du gaz produit par la formation Hibernia de North Amethyst sera utilisée pour l'injection de gaz du centre de forage de SWRX.

4.6 Simulation de réservoirs

Pour appuyer cette demande, le promoteur a soumis plusieurs modèles de simulation de réservoir pour le bloc Hibernia E-17 de North Amethyst. Le modèle de simulation le plus récent a été soumis à l'Office le 21 mars 2013 et était basé sur une seule réalisation du modèle géologique Petrel associé et peuplé statistiquement. Un total de cinq cas de simulation a été inclus pour le bloc E-17 dans la soumission la plus récente. Deux des cas de simulation concernaient les sables du membre de base Hibernia, dont la différence dans la production cumulée de pétrole était minime, tandis que les trois autres cas visaient à évaluer le potentiel de production des sables du membre intermédiaire Hibernia.

Tous les cas de simulation fournis par le promoteur supposent que la production Hibernia à North Amethyst a commencé au début de l'année 2012 et qu'elle se poursuivra jusqu'à la fin de 2024. Comme la date de début présumée est maintenant passée, le personnel a ajusté les prévisions de la simulation pour que la production commence le 1er janvier 2014 et cesse à la fin de 2026. La date ultérieure de mise en production reflète davantage le calendrier indiqué dans le plus récent échéancier des puits de forage du promoteur.

Dans l'ensemble, le modèle de simulation de réservoir du promoteur et les hypothèses utilisées sont raisonnables et sont conformes aux contraintes de modélisation utilisées par le promoteur dans le passé.

4.6.1 Résultats et prévisions de la production pétrolière

La production du producteur de base Hibernia de North Amethyst a un taux de production initial d'environ 1 480 m^3/j (8 805 B/j) lors de la mise en service initiale du puits. Le modèle indique un taux de diminution très prononcé au cours des trois premiers mois de production, lorsque le taux est tombé à environ 800 m^3/j (5 032 B/j). Le taux de production de pétrole se stabilise ensuite et atteint une moyenne d'environ 750 m^3/j (4 717 B/j) pendant une période de deux ans avant de commencer à décliner à nouveau fortement. Cette forte baisse se poursuit pendant une période d'environ trois ans avant que le taux de diminution amorce une diminution pour le reste de la durée de vie du champ.

En utilisant le plan d'exploitation du promoteur, qui se compose d'un producteur de pétrole et d'un injecteur d'eau, le modèle de simulation du réservoir suggère que la récupération finale du membre de base Hibernia de North Amethyst sera de 1,83 Mm^3 (11,5 Mb). Cela équivaut à un facteur de récupération prévu de 33 pour cent, car le pétrole en place d'origine du modèle est de 5,54 Mm^3 (34,86 Mb). La figure 4-8 illustre le taux de production de pétrole du membre de base Hibernia et la production cumulative prévus par le modèle de simulation du réservoir d'Hibernia de North Amethyst.

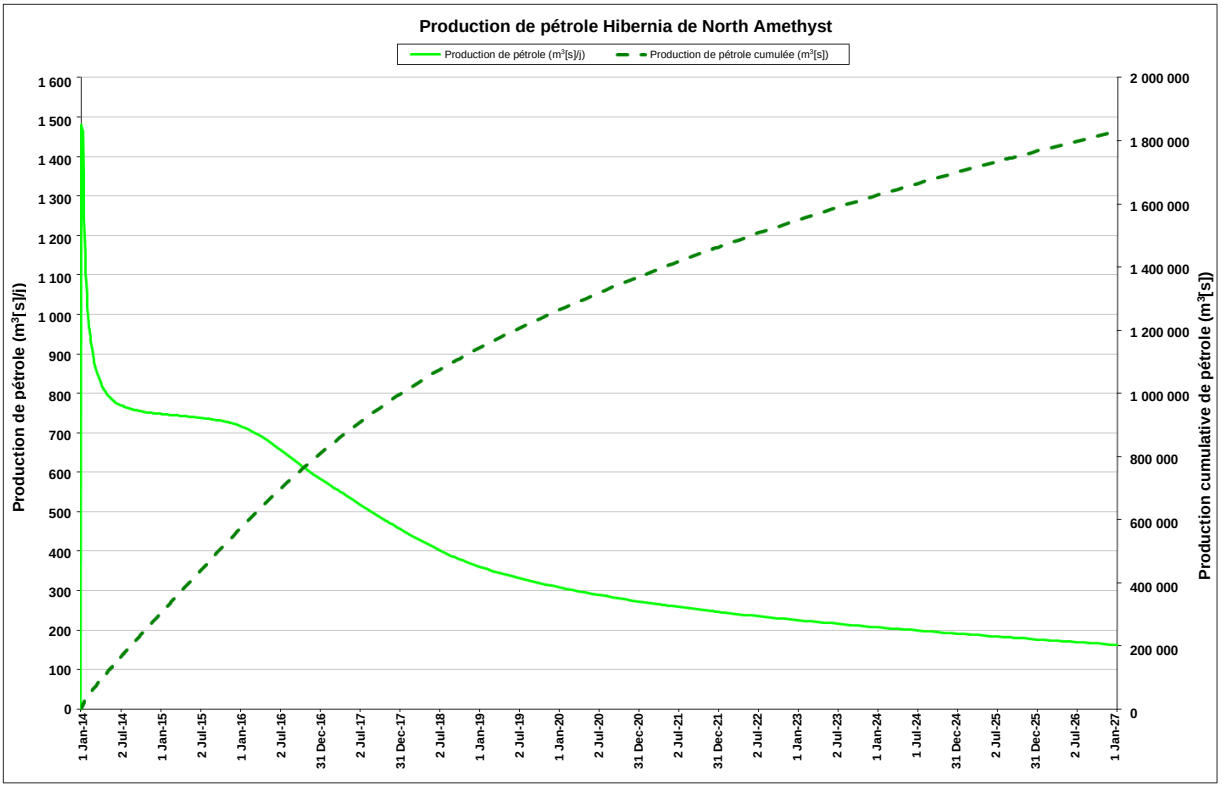

Figure 4-8 : Taux de production de pétrole et cumulatif du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.

Le promoteur a fourni trois scénarios de simulation du membre intermédiaire Hibernia dans lesquels un producteur et un injecteur d'eau ont été placés à divers endroits dans la formation. Dans deux de ces scénarios, la production cumulative de pétrole était à peu près la même, soit 0,11 Mm^3 (0,69 Mb), à la fin de la durée de vie du champ, alors que les puits, dans les deux scénarios, produisaient moins de 200 m^3/jour environ un mois après le début de la production. Le troisième scénario a atteint la récupération finale la plus élevée, mais n'a été que légèrement supérieure avec une production cumulée de pétrole de 0,12 Mm^3 (0,75 Mb). Comme dans les autres scénarios du membre intermédiaire Hibernia, le taux de production de pétrole dans ce scénario est passé en dessous de 200 m^3/jour dans le mois qui a suivi le démarrage de la production. Le facteur de récupération simulé pour ce scénario de récupération le plus élevé du membre intermédiaire Hibernia était de 9,4 %, ce qui est considérablement inférieur au facteur de récupération (33 %) des cas du membre de base Hibernia. Les piètres résultats de ces scénarios de simulation du membre intermédiaire Hibernia, illustrés à la figure 4-9, ont contribué à l'opinion du promoteur selon laquelle la mise en valeur du membre intermédiaire Hibernia n'est actuellement pas réalisable.

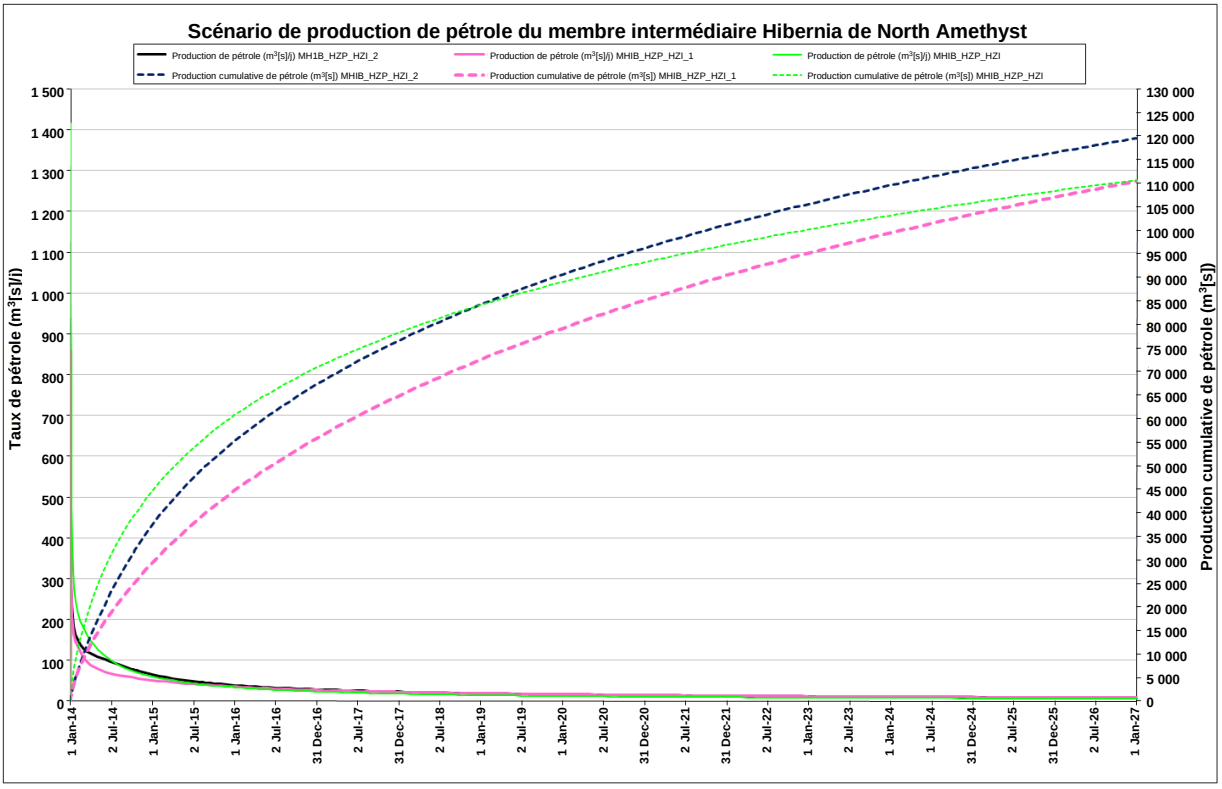

Figure 4-9 : Scénario de production de pétrole du membre intermédiaire Hibernia à North Amethyst

D'après le travail de modélisation géologique effectué par le personnel en conjonction avec les résultats des scénarios de simulation de réservoirs pour le membre intermédiaire Hibernia, le personnel est d'accord avec le promoteur et ne croit pas que la mise en valeur du membre intermédiaire Hibernia soit possible pour le moment. Pour cette raison, les autres parties de la simulation de réservoir ci-dessous ne détailleront que les résultats de la simulation du membre de base Hibernia.

Le personnel estime que l'approche du promoteur en matière de simulation de réservoir pour les membres de base et intermédiaire Hibernia et les prévisions de production de pétrole qui en résultent sont raisonnables et acceptables.

4.6.2 Résultats et prévisions de la production de gaz

Le profil de production de gaz du producteur du membre de base Hibernia de North Amethyst est illustré à la figure 4-10. Le volume de gaz produit prévu à la fin de la durée de vie du champ est de 189 Mm^3 (6,7 Gpi^3).

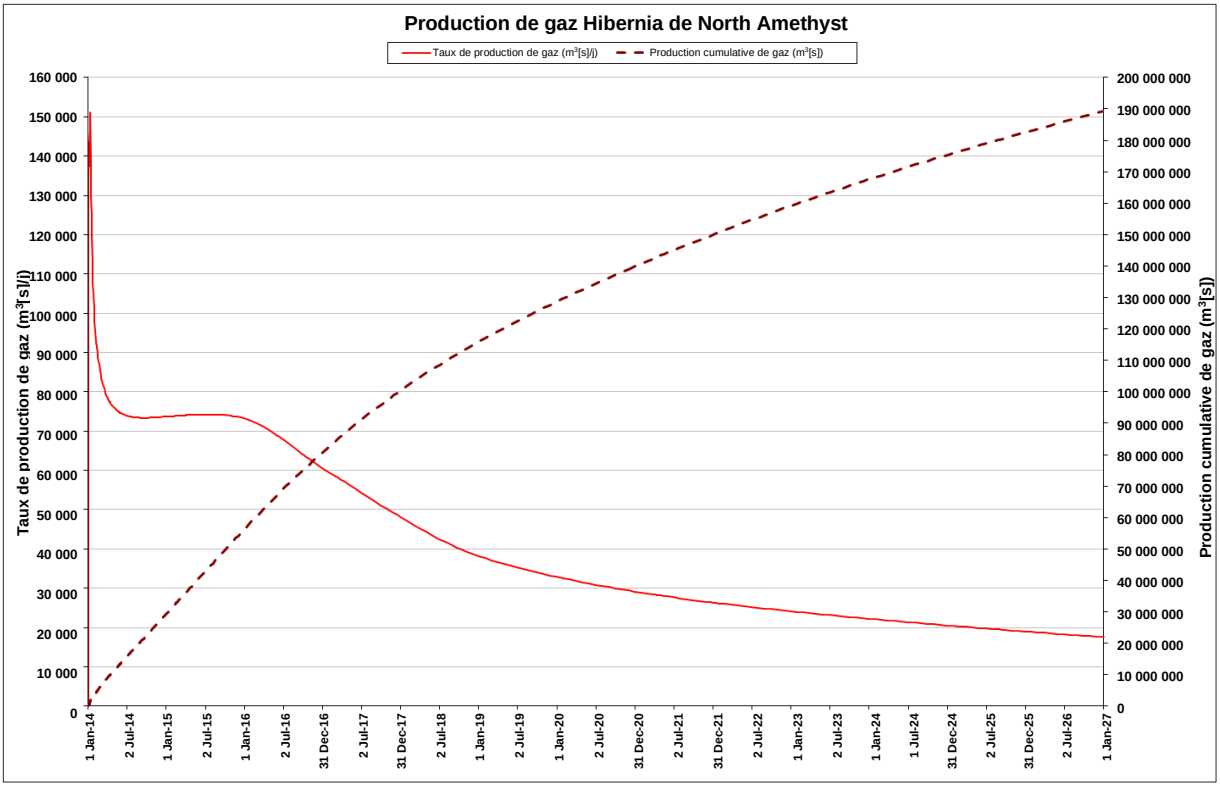

Figure 4-10 : Taux de production de gaz et cumulatif de la formation de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.

La figure 4-11 illustre la proportion gaz-pétrole prévue pour le producteur du membre de base Hibernia de North Amethyst sur la durée de vie du champ. La proportion gaz-pétrole reste relativement stable, ce qui est attendu puisque le gisement Hibernia de North Amethyst n'est pas considéré comme ayant une calotte de gaz.

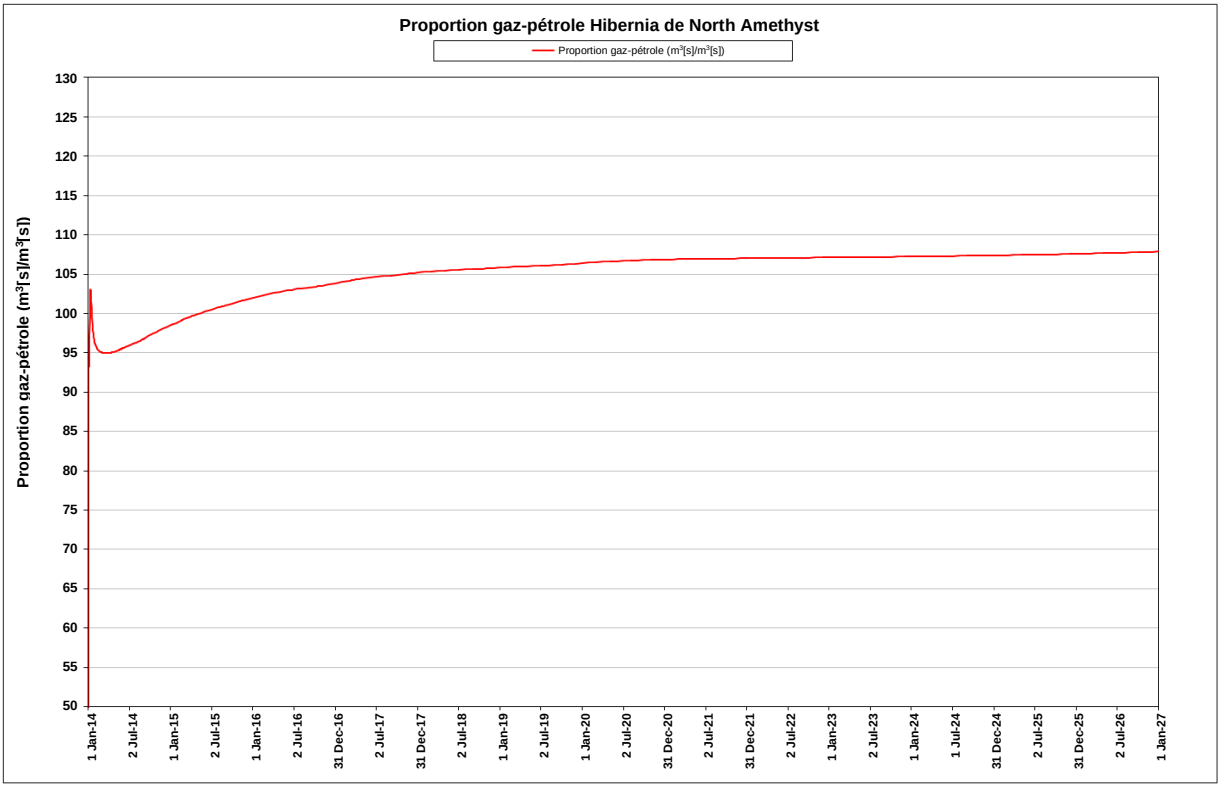

Figure 4-11 : Proportion gaz-pétrole du membre de base Hibernia de North Amethyst – Scénario de référence.

Le volume quotidien le plus élevé de gaz produit par le producteur du membre de base Hibernia de North Amethyst est d'environ 150 000 m^3/j, ce qui est assez faible par rapport à la capacité de traitement du gaz de la FPSO SeaRose, qui est de 4,2 Mm^3/j. Ce taux maximum de production de gaz représente 3,6 % de la capacité de traitement du gaz de la FPSO SeaRose et, par conséquent, n'est pas considéré comme important. En outre, le taux maximum de 150 000 m^3/j est maintenu pendant une brève période avant de diminuer rapidement pour atteindre un débit plus soutenu de 74 000 m^3/j, ce qui ne représente que 1,8 % de la capacité de traitement du gaz de la FPSO SeaRose.

Les volumes de production de gaz prévus par la simulation indiquent que la capacité de traitement de la FPSO SeaRose est plus que suffisante pour traiter le gaz produit par le membre de base Hibernia Basal de North Amethyst.

4.6.3 Résultats et prévisions de la production d'eau

La figure 4-12 montre le profil de production d'eau simulé pour le producteur de base Hibernia de North Amethyst. Le puits commence à produire une petite quantité constante d'eau pendant environ deux ans et demi avant que le taux ne commence à augmenter de façon considérable. Le volume cumulatif total d'eau produite par le puits devrait être de 1,8 million de m^3 (11,3 Mb).

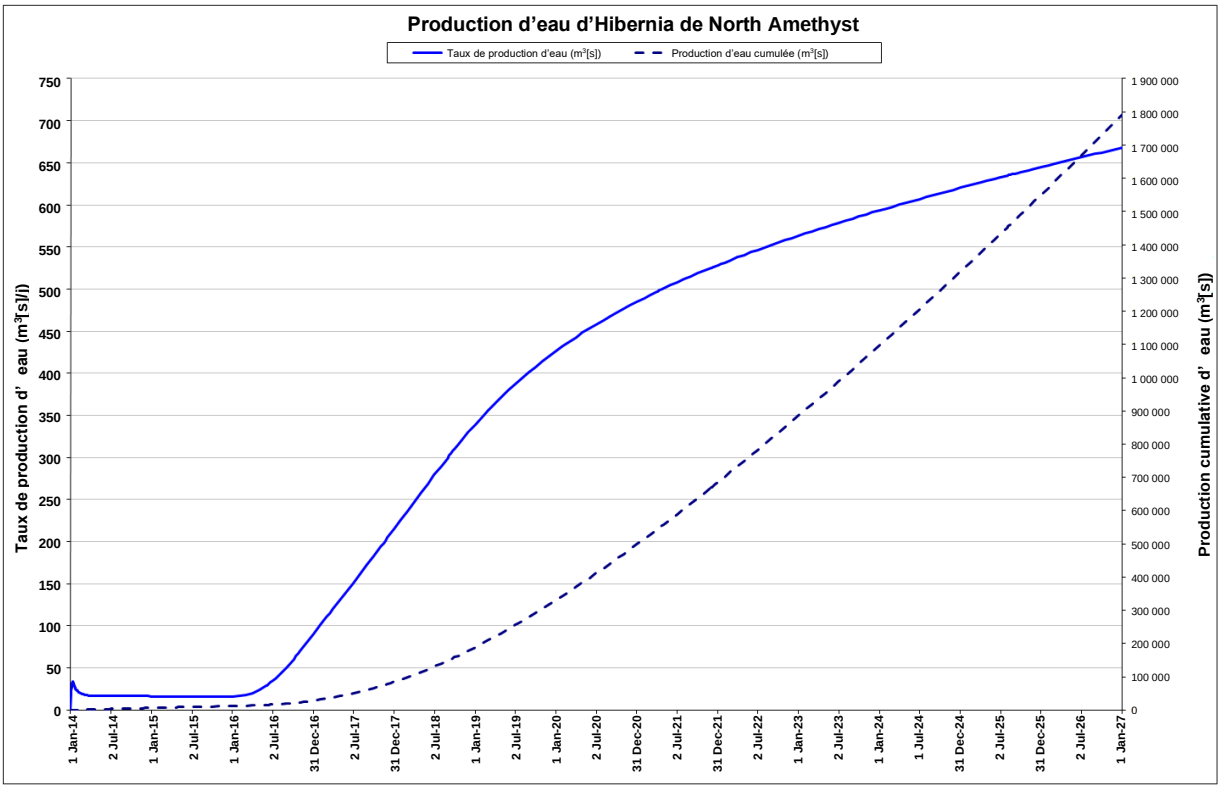

Figure 4-12 : Taux de production d'eau et cumulatif du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.

La figure 4-13 montre le profil de teneur en eau simulé pour le producteur du membre de base Hibernia de North Amethyst. La teneur en eau est très similaire au profil de la production d'eau et commence à augmenter de façon spectaculaire environ deux ans et demi après le début de la production avant de commencer à se stabiliser légèrement vers la fin de la durée de vie du champ.

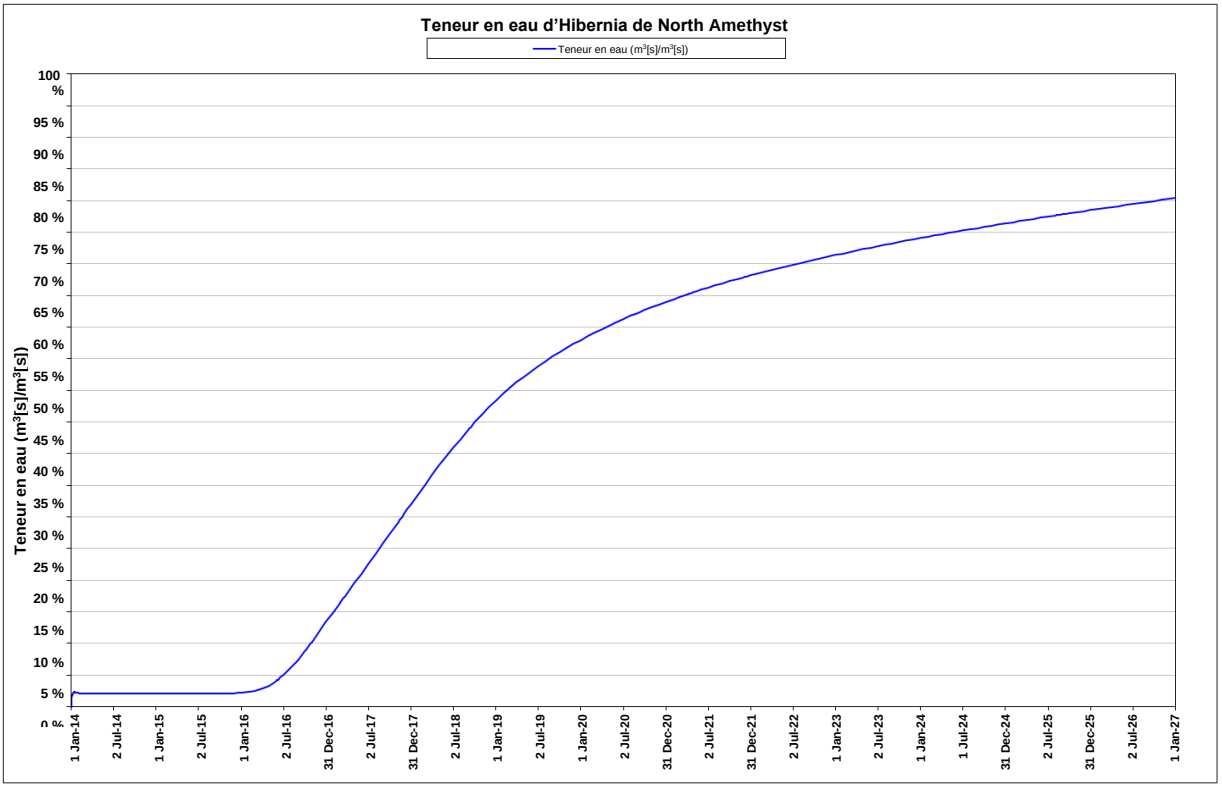

Figure 4-13 : Teneur en eau du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.

Le volume quotidien le plus élevé d'eau produite par le producteur du membre de base Hibernia de North Amethyst est d'environ 650 m^3/j, ce qui est assez faible par rapport à la capacité de traitement de l'eau de la FPSO SeaRose, qui est de 28 000 m^3/j. Ce taux de production d'eau représente 2,3 % de la capacité de traitement de l'eau de la FPSO SeaRose et n'est donc pas considéré comme important.

4.6.4 Résultats et prévisions de l'injection d'eau

La figure 4-14 illustre le profil d'injection d'eau simulé pour le puits d'injection d'eau G-25 4 de la formation de base Hibernia de North Amethyst. Le volume cumulatif total d'eau injectée dans le puits devrait être de 5,01 Mm^3 (31,52 Mb).

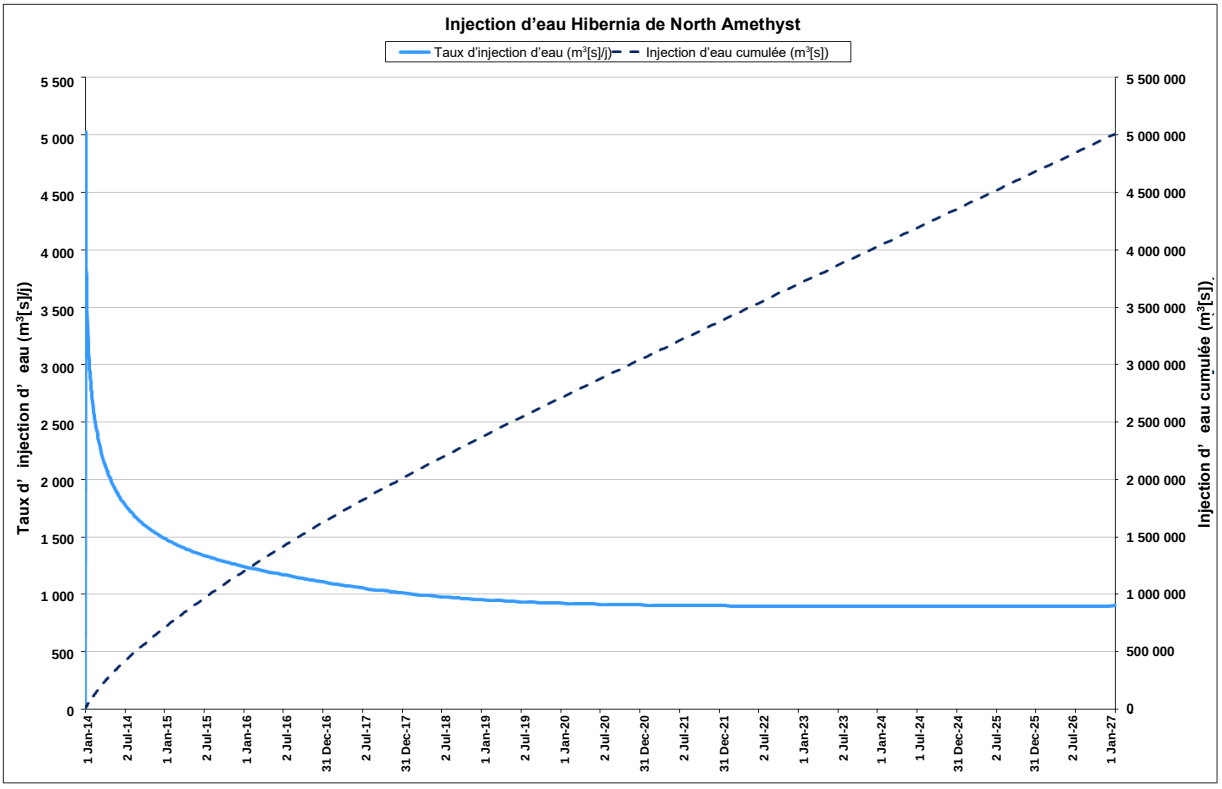

Figure 4-14 : Taux d'injection d'eau et cumulatif du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.

Les volumes quotidiens initiaux d'eau injectée pour l'injecteur G-25 4 devraient atteindre 5 000 m^3/j, mais commencer à diminuer très rapidement. Le taux quotidien d'injection devrait tomber à 2 000 m^3/j dans les 4 mois, ce qui représente environ 4,5 % de la capacité d'injection d'eau de la FPSO SeaRose de 44 000 m^3/j et n'est donc pas considéré comme important.

4.6.5 Résultats et prévisions de la pression des réservoirs

Lorsque l'on regarde le tracé de la pression du réservoir à partir du modèle de simulation du réservoir Hibernia de North Amethyst, on constate que la pression du réservoir commence à augmenter immédiatement après le début de la production. Ce phénomène est prévu puisque l'injecteur d'eau G-25 4 est actuellement en place et permettra au promoteur de commencer l'injection d'eau lors du démarrage du producteur du membre de base Hibernia de North Amethyst. La pression du réservoir continue d'augmenter à un rythme constant pendant la majeure partie de la durée de vie du champ, avant de commencer à se stabiliser vers la fin de la durée de vie du champ.

D'après le modèle de simulation de réservoir du promoteur, il n'y a aucune inquiétude quant au maintien de la pression du réservoir ou au remplacement de la porosité à ce jour en suivant le plan de mise en valeur proposé. La figure 4-15 présente la pression du réservoir de base Hibernia de North Amethyst pendant la durée de vie du champ.

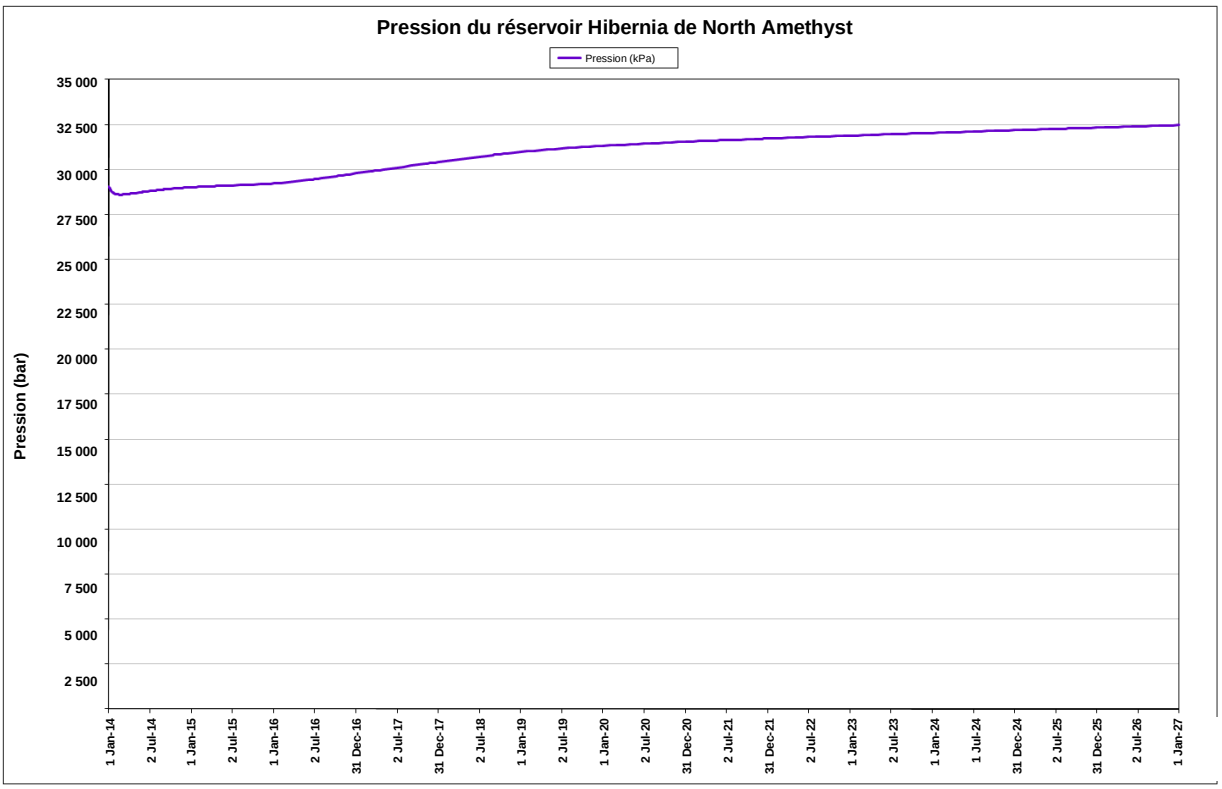

Figure 4-15 : Pression du membre de base Hibernia de North Amethyst – scénario de référence.

4.6.6 Résumé de la simulation de réservoir

Le promoteur a utilisé les données géologiques et l'étude des gisements disponibles pour élaborer un modèle de simulation de réservoir raisonnable pour le réservoir Hibernia de North Amethyst. Le modèle et les scénarios soumis donnent un aperçu adéquat de la zone de développement. L'analyse du personnel indique que le modèle de simulation du réservoir est suffisant dans le contexte de cette demande.

4.7 Estimations des réserves

Des estimations probabilistes des réserves récupérables pour le bloc faillé E-17 du membre de base Hibernia ont été présentées dans la demande. Le tableau 4-6 résume les estimations de récupération du promoteur et du personnel pour le scénario le plus faible, le scénario le plus probable et le cas le plus élevé pour le membre de base Hibernia.

		P90		P50		P10	
		Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE
Bloc E-17 du membre de base Hibernia	Mb	4,29	**3,61**	8,33	**6,73**	14,0	**10,94**
	Mm^3	0,68	**0,57**	1,32	**1,07**	2,22	**1,74**

Tableau 4-6 : Comparaison des estimations probabilistes des réserves du promoteur et du C-TNLOHE, bloc E-17 d'Hibernia de North Amethyst.

Le personnel n'a pas construit de modèle indépendant de simulation de réservoir pour le gisement Hibernia de North Amethyst. Les estimations de pétrole récupérable du personnel ont plutôt été calculées en utilisant les facteurs de récupération des scénarios faibles, moyens et élevés en conjonction avec les estimations du PEP d'origine du personnel. Les facteurs de rétablissement choisis étaient fondés sur les estimations probabilistes des réserves et les résultats des simulations de réservoirs du promoteur, en plus des évaluations géologiques et techniques du personnel.

4.8 Conclusions et recommandation

Le promoteur a présenté un plan qui prévoit le forage d'un puits de production dans le bloc E-17 du membre de base Hibernia. Le support de la pression du bloc sera assuré par l'injection d'eau dans l'intervalle inférieure de l'injecteur d'eau G-25 4 précédemment foré.

Le personnel est d'accord avec le promoteur que la qualité inférieure du réservoir et l'hétérogénéité du membre intermédiaire Hibernia moyen rendent la mise en valeur de l'intervalle techniquement irréalisable pour le moment. Le personnel est également d'accord avec le promoteur sur le fait que la mise en valeur du bloc G-25 1 n'est pas réalisable à l'heure actuelle. Des possibilités de mise en valeur existent dans le bloc nord, mais une grande incertitude entoure cette zone pour le moment. Cette incertitude devrait être réduite une fois que le promoteur aura pénétré dans le bloc avec une jambe pilote de délinéation avant le forage du producteur du bloc E-17. On s'attend à ce que le promoteur mette à jour l'Office au sujet des estimations des ressources en place et du calendrier potentiel de mise en valeur du bloc nord dans le plan de gestion des ressources du rapport annuel de production de North Amethyst.

Selon le plan proposé, l'estimation du pétrole récupérable P50 du promoteur pour le bloc E-17 d'Hibernia de North Amethyst est de 1,32 Mm^3 (8,33 Mb), tandis que l'estimation de l'Office est de 1,07 Mm^3 (6,73 Mb).

Le personnel a trouvé que la modélisation géologique et de simulation de réservoir du promoteur était raisonnable et appropriée. La simulation du réservoir indique que les installations de la FPSO SeaRose peuvent traiter de manière adéquate la production supplémentaire du plan d'exploitation Hibernia de North Amethyst.

La liste suivante résume les attentes et les exigences du personnel à mesure que le projet proposé progresse :

- On s'attend à ce que le promoteur se penche sur les réserves potentielles et le calendrier prévu pour la mise en valeur dans le plan de gestion des ressources du rapport annuel de production de North Amethyst si les résultats de la délimitation du bloc nord s'avèrent positifs.

Le personnel est d'accord avec la demande proposée du point de vue de la gestion des ressources, et recommande l'approbation.

5.0 EXPLOITATION

L'examen de l'exploitation de la demande a porté sur une évaluation des plans du promoteur visant à forer un puits de production et à utiliser l'intervalle inférieur du puits d'injection d'eau existant, G-25 4, pour produire des hydrocarbures à partir de la formation Hibernia du champ North Amethyst.

Le plan initial prévoyait de mettre en valeur à l'aide du centre de forage North Amethyst, en reliant les collecteurs de production et d'injection d'eau à l'aide de conduites d'écoulement sous-marines et en forant le puits de production à l'aide d'une installation de forage semi-submersible. Actuellement, le promoteur propose de forer un producteur pilote de délimitation/de développement à partir du centre de forage central dans le champ White Rose.

Le promoteur prévoit d'utiliser les centres de forage excavés comme moyen de protéger les châssis de guidage sous-marins, les têtes de puits, les arbres de production et les collecteurs contre les icebergs d'affouillement. Il s'agit d'une méthodologie acceptable pour les développements sous-marins tels qu'approuvés dans les plans de mise en valeur de White Rose et de North Amethyst.

5.1 Forage et complétions

Les activités de forage et de complétion seront effectuées à l'aide des processus et des systèmes existants du promoteur pour les champs pétrolifères White Rose et North Amethyst. Les dangers et les mesures d'atténuation liés au forage sont couverts par l'analyse quantitative des risques existante du promoteur et par le plan de sécurité. Le puits d'injection d'eau de la formation Hibernia de North Amethyst sera équipé de la technologie des puits intelligents. La conception finale du programme de forage des puits de développement sera examinée au cours du processus d'approbation de forer un puits.

Les activités de forage et de complétion ne soulèvent pas de nouvelles préoccupations, car le promoteur dispose de plans existants pour couvrir ces activités et a démontré qu'il peut exécuter ces programmes en toute sécurité.

5.2 Installation, mise en service et exploitation d'équipements sous-marins

La mise en valeur de la formation Hibernia de North Amethyst utilisera des châssis de guidage de puits et des systèmes de tête de puits identiques à ceux utilisés pour les autres puits du champ. Le puits d'injection d'eau pour ce projet est déjà terminé. L'emplacement du deuxième injecteur d'eau BNA de North Amethyst (G-25 4) a été déterminé comme étant un emplacement optimal

pour l'injection d'eau dans la formation de base Hibernia, et offre ainsi la possibilité d'un seul injecteur d'eau pour soutenir les producteurs des deux réservoirs. Le puits d'injection d'eau G-25 4 de North Amethyst a été installé comme une complétion intelligente à deux zones et a reçu initialement une double classification. L'intervalle interne supérieur (BNA) est classé comme développement et l'intervalle inférieur (Hibernia) est classé comme délimitation.

Les activités d'installation associées à la formation Hibernia de North Amethyst ne soulèvent pas de nouvelles préoccupations en matière de sécurité opérationnelle du point de vue du personnel, car le promoteur a démontré sa capacité à exécuter de tels programmes avec succès dans le passé.

5.3 Modifications de la FPSO

Alors que le projet entre dans la phase d'ingénierie détaillée, des modifications seront apportées aux différents systèmes de contrôle à bord de la *FPSO SeaRose*, y compris des modifications mineures du système intégré de contrôle et de sécurité sur les installations en surface et du logiciel de poste de contrôle principal. Le promoteur utilisera le processus existant de gestion des changements pour les modifications apportées à la *SeaRose.* Toute modification nécessitera l'intervention de l'autorité de certification, notamment lors des différentes activités de conception, d'installation et de mise en service.

Le pétrole produit par les puits de la formation Hibernia de North Amethyst sera transféré par des conduites d'écoulement vers la *FPSO SeaRose* pour y être traité et stocké.

5.4 Analyse de sécurité

Le promoteur utilisera les systèmes et les processus existants pour évaluer tout risque lié aux activités associées à la mise en valeur de la formation Hibernia de North Amethyst. Ces processus comprennent le processus de gestion des changements du promoteur et le processus de gestion des risques de la côte est.

Les systèmes et les processus existants du promoteur pour l'évaluation des risques des opérations, des modifications ou des changements prévus seront utilisés dans le cadre de la mise en œuvre de la formation Hibernia de North Amethyst. Les politiques et les procédures existantes du promoteur en matière d'exploitation et d'entretien, le plan de gestion des glaces, les plans d'urgence, le soutien logistique, les communications, la surveillance des navires et les protocoles de sécurité en matière de production s'appliqueront également à la mise en œuvre de la formation Hibernia de North Amethyst. Ces documents étaient en vigueur pour la mise en valeur et l'exploitation des champs précédents de White Rose et de North Amethyst.

5.5 Conclusions et recommandations

Aucun problème opérationnel n'a été relevé qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Les activités liées à la présente demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures établis.

6.0 SÉCURITÉ

Comme il a été mentionné, la modification proposée consistait à forer un producteur de pétrole sous-marin et un injecteur d'eau à partir d'un châssis de guidage existant dans le centre de forage excavé de North Amethyst. Cette activité est autorisée en vertu de l'autorisation d'exploitation couvrant les activités de production et de forage dans le champ pétrolifère White Rose. Les installations et la technologie sous-marines déjà approuvées dans les plans initiaux de mise en valeur de White Rose et de North Amethyst seront utilisées pour la complétion de ces puits et pour les activités de production à partir de la FPSO SeaRose. Les programmes de forage et de complétion seront soumis à l'examen et à l'approbation de l'Office par le biais du processus d'approbation de forer un puits.

La production de cette ressource ne nécessitera pas de modifications importantes de la FPSO ou d'autres infrastructures, à l'exception de mises à niveau mineures du logiciel du système de contrôle associées à la technologie de complétion intelligente pour le puits d'injection d'eau. En outre, ce programme ne modifiera pas les activités opérationnelles de forage ou de production, qui sont menées conformément au plan de sécurité de White Rose et aux conditions de l'autorisation d'exploitation. Les activités liées à la présente demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures définis en matière de surveillance de sécurité.

Aucun problème de sécurité qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande n'a été relevé.

7.0 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le personnel a examiné la demande du promoteur afin de déterminer si la modification du plan de mise en valeur de la formation Hibernia de North Amethyst soulève de nouvelles questions environnementales.

Les activités de mise en valeur supplémentaires décrites dans la demande entraient dans la portée du projet évalué dans l'*« évaluation environnementale du projet de mise en valeur de White Rose de Husky sur le programme de construction et d'exploitation du nouveau centre de forage » et l'« addenda à l'évaluation environnementale du projet de mise en valeur de White Rose de Husky sur le programme de construction et d'exploitation du nouveau centre de forage »*, et ne nécessitera pas de modification aux plans de surveillance de la conformité et aux plans de protection de l'environnement (PPE) existants pour les activités de production et de forage du projet White Rose.

Le personnel note également que le promoteur devrait revoir son plan de déclassement et de cessation de l'exploitation pour s'assurer que le plan aborde tous les aspects de la modification proposée dans la demande de plan de mise en valeur, que toutes les mises en valeur exploitées par le promoteur en association avec White Rose et North Amethyst sont décrites par le plan, et que le plan est acceptable à l'égard de toute demande connexe d'autorisation d'exploitation.

Aucune préoccupation environnementale n'a été relevée qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande.