ANALYSE PAR LE PERSONNEL DE LA DEMANDE DE MODIFICATION DU PLAN DE MISE EN VALEUR DE WHITE ROSE

PROJET DE PROLONGEMENT DE WHITE ROSE

ISBN 978-1-927098-62-2

TABLE DES MATIÈRES

Page

LISTE DES FIGURES II

1.0 OBJECTIF 1

2.0 SOMMAIRE 2

3.0 CONTEXTE 13

3.1 DEMANDE 13
3.2 CONTEXTE HISTORIQUE 13
3.3 EXAMEN PUBLIC 17

4.0 GESTION DES RESSOURCES 19

4.1 EXAMEN DE LA GESTION DES RESSOURCES 19
4.2 GÉOLOGIE, GÉOPHYSIQUE ET PÉTROPHYSIQUE 20
4.2.1 Géologie régionale 20
4.2.2 Géologie de White Rose 20
4.2.3 Géologie de la zone du projet de prolongement de White Rose 21
4.2.4 Géophysique 23
4.2.5 Pétrophysique 23
4.2.6 Modélisation du réservoir géologique 24
4.2.7 Étendue géographique 24
4.3 PÉTROLE ET GAZ EN PLACE 24
4.4 ÉTUDE DES RÉSERVOIRS 26
4.4.1 Gisement ouest 27
4.4.2 Gisement nord 31
4.4.3 Gisement sud (y compris les blocs 2 et 5) 33
4.5 EXPLOITATION DES RÉSERVOIRS 36
4.5.1 Gisement ouest 36
4.5.2 Gisement nord 47
4.5.3 Gisement sud – Blocs 2 et 5 51
4.5.4 Gisement sud – Blocs de terrasse et central 55
4.5.5 Établissement du calendrier des puits 60
4.5.6 Rendement concernant l'ensemble du champ 61
4.5.7 Plan de gestion des réservoirs 66
4.6 CAPACITÉS DU SYSTÈME DE PRODUCTION ET DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION 71
4.6.1 Sélection du système de production 71
4.6.2 Conception du système de production 72
4.6.3 Durée de conception 73
4.6.4 Débit et capacités 73
4.6.5 Séparateur de test de production et échantillonnage de fluide 73
4.6.6 Systèmes d'approvisionnement en gaz 74
4.6.7 Réseau-torche 74
4.6.8 Système d'eau produite 74
4.6.9 Système d'injection d'eau 75
4.6.10 Produits chimiques, systèmes de stockage, de dosage et d'injection 75
4.6.11 Production d'électricité 75
4.6.12 Mesure, échantillonnage et répartition des fluides 75
4.7 ESTIMATIONS DES RÉSERVES 76
4.8 DÉVELOPPEMENTS À MOYEN ET LONG TERME 78
4.8.1 Ressources de gaz de White Rose 78
4.8.2 Formation Hibernia 79
4.8.3 Formation Eastern Shoals 80
4.8.4 South Mara Member 80
4.8.5 Grès du Jurassique 80

4.8.6 Conclusion *80*
4.9 PROJET PILOTE WHITE ROSE OUEST 81
4.10 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS 81

5.0 DÉCLASSEMENT ET CESSATION D'EXPLOITATION 84

6.0 ACCÈS PAR UN TIERS 85

7.0 DONNÉES SUR LE DÉVELOPPEMENT ET LES FRAIS DE FONCTIONNEMENT 86

7.1 ESTIMATION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT 86
7.1.1 Forage de développement *86*
7.1.2 Construction de la plateforme de tête de puits *86*
7.2 ESTIMATION DES COÛTS D'EXPLOITATION 86

8.0 SÉCURITÉ DES ACTIVITÉS 87

8.1 APERÇU DU CONCEPT 88
8.2 CONCEPTION 88
8.2.1 Critères de conception *90*
8.2.2 Conception de la structure gravitaire en béton *90*
8.2.3 Conception des installations en surface *92*
8.3 AUTORISATION DES ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION ET D'INSTALLATION 97
8.4 EXPLOITATION ET ENTRETIEN 97
8.5 ANALYSE ET ENGAGEMENT EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ 99
8.6 DÉCLASSEMENT 101
8.7 RECOMMANDATION 101

9.0 EXPLOITATION 104

9.1 EXPLOITATION DES PUITS 104
9.2 CERTIFICATION 104
9.3 RECOMMANDATION 105

10.0 AFFAIRES ENVIRONNEMENTALES 106

10.1 RECOMMANDATION 108

ANNEXES 1

ANNEXE A : RAPPORT D'EXAMEN PUBLIC 2

ANNEXE B : MODÉLISATION GÉOLOGIQUE DU GISEMENT OUEST 1

MODÉLISATION GÉOLOGIQUE DU GISEMENT OUEST 1

ANNEXE C : MODÉLISATION GÉOLOGIQUE DU GISEMENT NORD ET DES BLOCS 2 ET 5 1

MODÉLISATION GÉOLOGIQUE DU GISEMENT NORD ET DES BLOCS 2 ET 5 1

ANNEXE D : MODÉLISATION DE SIMULATION DES RÉSERVOIRS 1

MODÉLISATION DE SIMULATION DES RÉSERVOIRS 1

Liste des figures

Figure 3.1 : Carte de la zone de l'actif White Rose, indiquant l'emplacement des puits et les limites des gisements.
Figure 3.2 : Carte de la zone de découverte importante de White Rose, indiquant les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production.
Figure 4.1 : Production de pétrole du champ pétrolifère White Rose. Les volumes ne comprennent pas la production du projet pilote de White Rose Ouest.
Figure 4.2 : Production de pétrole du projet pilote de White Rose Ouest.

Figure 4.3 : Diagramme schématique montrant la répartition aérienne des grès de l'avant-plage et des premières failles mobiles liées aux phases initiales du dépôt de Ben Nevis. Les puits de délimitation de White Rose sont indiqués en fonction de la paléogéographie (Husky, 2014).
Figure 4.4 : Stratigraphie du gisement ouest, montrant les divisions internes de la formation BNA (Husky, 2014).
Figure 4.5 : Pression du gisement ouest en fonction de la profondeur (Husky, 2014).
Figure 4.6 : Intervalles des essais aux tiges du puits C-30Z (Husky, 2014).
Figure 4.7 : Essai aux tiges 1 : débit et accumulations du puits C-30Z (Husky, 2014).
Figure 4.8 : Pression du gisement nord en fonction de la profondeur (Husky, 2014).
Figure 4.9 : Pression du gisement sud (y compris les blocs 2 et 5) en fonction de la profondeur (Husky, 2014).
Figure 4.10 : Zones de complétion du producteur pilote et du puits injecteur (Husky, 2014).
Figure 4.11 : Emplacements proposés pour les puits du gisement ouest (Husky, 2014).
Figure 4.12 : Plan d'orientation du puits du gisement ouest (Husky, 2014).
Figure 4.13 : Stratégie de placement des puits à proximité de la calotte de gaz (Husky, 2014).
Figure 4.14 : Carte illustrant l'emplacement de la calotte de gaz et du contact pétrole-eau dans le gisement ouest (Husky, 2014).
Figure 4.15 : Profil de production de pétrole prévu pour le gisement ouest (Husky, 2014).
Figure 4.16 : Profil de production d'eau prévue pour le gisement ouest (Husky, 2014).
Figure 4.17 : Profil de production de gaz prévu pour le gisement ouest (Husky, 2014).
Figure 4.18 : Emplacements proposés pour les puits du gisement nord (Husky, 2014).
Figure 4.19 : Profil de production de pétrole prévu pour le gisement nord (Husky, 2014).
Figure 4.20 : Profil de production d'eau prévue pour le gisement nord (Husky, 2014).
Figure 4.21 : Profil de production de gaz prévu pour le gisement nord (Husky, 2014).
Figure 4.22 : Emplacements des puits proposés pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).
Figure 4.23 : Profil de production de pétrole prévu pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).
Figure 4.24 : Profil de production d'eau prévu pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).
Figure 4.25 : Profil de production de gaz prévu pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).
Figure 4.26 : Emplacements proposés des producteurs intercalaires et des injecteurs de gaz pour le gisement sud (Husky, 2014).
Figure 4.27 : Profil de production de pétrole progressive prévue pour le gisement sud (Husky, 2014).
Figure 4.28 : Profil de production d'eau progressive prévue pour le gisement sud (Husky, 2014).
Figure 4.29 : Profil de production de gaz progressive prévue pour le gisement sud (Husky, 2014).
Figure 4.30 : Profil de production pétrolifère sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.31 : Profil de production d'eau sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.32 : Profil de production totale de liquide sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.33 : Profil d'injection d'eau sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.34 : Profil de production de gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.35 : Profil d'extraction au gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.36 : Profil de manutention du gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.37 : Profil d'injection de gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).
Figure 4.38 : Diagramme schématique du plan de mise en valeur préliminaire de la plateforme de tête de puits, représentée en étant raccordée à l'infrastructure existante du champ pétrolifère White Rose (Husky, 2014).

Liste des tableaux

Tableau 4.1 : Comparaison des estimations du promoteur et de le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) du pétrole en place d'origine du réservoir de stockage.
Tableau 4.2 : Estimations par le promoteur du gaz en place dans le réservoir de BNA dans le gisement ouest, le gisement nord, les blocs 2 et 5 et le reste du gisement sud.
Tableau 4.3 : Gradients de fluides du promoteur pour chacun des puits du gisement ouest (Husky, 2014).
Tableau 4.4 : Contact des fluides dans le gisement ouest du promoteur.
Tableau 4.5 : Gradients de fluides du promoteur pour chaque puits du gisement nord.
Tableau 4.6 : Contact des fluides interprétés par le promoteur pour chaque puits du gisement nord.
Tableau 4.7 : Gradients de fluides du promoteur pour le gisement sud, y compris les blocs 2 et 5.
Tableau 4.8 : Contact des fluides du promoteur dans le gisement sud, y compris les blocs 2 et 5.
Tableau 4.9 : Nombre de puits proposés par le projet de prolongement de White Rose.

Tableau 4.10 : Calendrier proposé pour le forage de la plateforme de tête de puits (Husky, 2014).
Tableau 4.11 : Composition du gaz d'injection.
Tableau 4.12 : Analyse de l'eau de mer injectée.
Tableau 4.13 : Paramètres de conception du profil de production de la plateforme de tête de puits.
Tableau 4.14 : Volumes de pétrole récupérables du promoteur. Remarque : La somme probabiliste ne s'additionnera pas arithmétiquement.
Tableau 4.15 : Estimation du C-TNLOHE des réserves récupérables de pétrole.
Tableau 4.16 : Ressources en gaz estimées par le promoteur pour le projet de prolongement de White Rose (Husky, 2014).

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 White Rose par Husky Oil Operations Limited (le promoteur) pour le projet de prolongement de White Rose. Cette analyse a pris en compte les aspects de sécurité, d'exploitation, d'environnement et de gestion des ressources de la demande de modification du plan de mise en valeur.

Cette analyse du personnel ne tient pas compte des retombées ou des aspects socio-économiques du projet proposé. Ces questions sont évaluées dans un plan de retombées distinct avant de prendre une décision concernant le plan de mise en valeur. Cette approche est conforme à l'article 45(2) des Lois de mise en œuvre.

2.0 SOMMAIRE

Le 21 octobre 2013, Husky Energy (le promoteur) a présenté à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), au nom de ses coentrepreneurs Suncor Energy et Nalcor Energy – Oil and Gas, les documents suivants en appui à la modification du plan de mise en valeur existant de White Rose :

- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de mise en valeur de White Rose (octobre 2013)
- Projet de prolongement de White Rose – Notice d'impact socio-économique et rapport de développement durable (octobre 2013)
- Projet de prolongement de White Rose – Analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits (octobre 2013)
- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de retombées Canada–Terre-Neuve-et-Labrador de White Rose (octobre 2013)

Les documents décrivent l'intention du promoteur de construire une installation de forage comprenant une plateforme de tête de puits avec une structure gravitaire en béton qui sera installée à l'ouest du champ White Rose afin d'exploiter les ressources pétrolières provenant principalement du gisement White Rose Ouest à compter de la fin de 2018. Ce projet est appelé « projet de prolongement de White Rose ».

En choisissant cette option de développement, le promoteur a entrepris un examen des concepts possibles pour le projet de prolongement de White Rose. Deux concepts potentiels ont été analysés :

1. Des puits sous-marins raccordés à un centre de forage sous-marin, reliés au *FPSO SeaRose* et à l'infrastructure existante du champ pétrolifère White Rose; et
2. Une plateforme de tête de puits reliée au *FPSO SeaRose* et à l'infrastructure existante du champ pétrolifère White Rose.

Le promoteur a évalué ces deux modes de développement en prenant en compte les coûts des installations, les profils de production et les options de forage de développement. À la lumière de cette évaluation, le promoteur a préféré le concept de plateforme de tête de puits.

Le promoteur a souligné les facteurs clés suivants qui ont contribué à la sélection de l'option choisie :

- Réduction des coûts de forage et de complétion
- Réduction des coûts de forage de la plateforme, permettant d'augmenter le nombre de puits
- Amélioration des fonctionnalités de la plateforme, permettant de multiplier les options de forage dans des réservoirs très complexes
- Possibilité de développer des gisements plus petits, ce qui accroît la récupération finale
- Augmentation de la récupération finale et de l'accélération de la production grâce à la stimulation des puits, à l'ascension artificielle et à d'autres capacités technologiques offertes par l'accès aux arbres secs

Le personnel est d'accord avec le choix de cette approche de développement.

La principale fonction de la plateforme de tête de puits est d'assurer le forage et la complétion des puits à arbre sec. Tous les fluides du réservoir produits par la plateforme seront transportés vers la *FPSO SeaRose* pour y être traités. Contrairement à la structure gravitaire Hibernia, il n'y aura pas de stockage de pétrole sur la plateforme.

Après les avoir reçus, le personnel a examiné les documents de demande de modification du plan de mise en valeur ci-dessus pour s'assurer qu'ils sont complets. À la suite de son examen, le personnel a demandé des renseignements supplémentaires dans des lettres datées du 31 janvier 2014 et du 24 avril 2014. Les renseignements fournis par le promoteur en réponse à ces lettres ont été évalués par le personnel et, en juin 2014, les documents ont été jugés suffisamment complets. Le promoteur a ensuite soumis à nouveau les documents suivants qui sont considérés comme « la demande » et font l'objet de la présente analyse :

- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de mise en valeur de White Rose (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Notice d'impact socio-économique et rapport de développement durable (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de retombées de Terre-Neuve-et-Labrador (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Sommaire de la demande de développement (juin 2014)

En examinant le projet proposé, l'Office a jugé qu'un examen public était nécessaire. Il a donc annoncé, en juin 2014, que le Dr. Leslie Harris Centre de l'Université Memorial effectuerait l'examen public en son nom. L'examen public a commencé le 12 juin 2014 et les séances d'information publiques ont eu lieu le 24 juin 2014 à Placentia et le 25 juin 2014 à St. John's. La période de commentaires de l'examen public s'est terminée le 10 septembre 2014, et le rapport final d'examen public (voir annexe A) a été soumis au C-TNLOHE le 23 septembre 2014.

Les résultats de l'examen public font partie de la demande et sont pris en compte dans l'analyse du personnel et la décision de l'Office.

Le personnel a examiné la demande du point de vue de la gestion des ressources, de la sécurité, de l'exploitation, de l'environnement, des retombées et des aspects socio-économiques. Il convient de noter que l'analyse du personnel pour les retombées et les aspects socio-économiques de la demande se trouve dans le plan de retombées.

Gestion des ressources

La demande propose le développement du gisement ouest, du gisement nord et des blocs 2 et 5 du gisement sud à partir de la plateforme de tête de puits. Comme le gisement ouest est celui qui comprend les réserves les plus importantes, il sera traité en priorité dans le projet de prolongement de White Rose. Le plan prévoit également le forage de puits de développement intercalaires dans les secteurs des blocs de la terrasse et central du gisement sud actuellement en production, à partir de la plateforme de tête de puits.

Afin de réduire l'incertitude quant à la faisabilité du développement du gisement ouest, le promoteur a soumis à l'Office en 2009 la « Modification du plan de mise en valeur du gisement ouest – Projet pilote » et l'Office a l'approuvé dans la décision 2010.01. Le projet pilote a permis au promoteur de recueillir des données statiques et dynamiques de production et d'injection, qui ont permis une meilleure compréhension du gisement ouest et ont conduit à la présentation de la demande.

Le personnel de l'Office a examiné les interprétations sismiques, les modèles géologiques et les modèles de simulation de réservoir du promoteur. Il a également procédé à un examen des données sur les réservoirs, les données géologiques et les données de production acquises jusqu'en novembre 2014, et les a utilisées pour construire des modèles de simulation géologique et de réservoir pour les gisements sud, ouest et nord.

La stratégie d'épuisement de tous les gisements développés à partir de la plateforme de tête de puits impliquera une injection d'eau, mais dans certains cas, elle sera complétée par une injection de gaz. De plus, des pompes électriques submersibles et la fracturation hydraulique seront envisagées pour certains puits de production si ces techniques sont jugées appropriées pour accroître la récupération du pétrole.

Le personnel a utilisé des modèles géologiques pour calculer les estimations de pétrole en place pour chaque gisement. Il y a un écart entre les évaluations volumétriques du promoteur et de l'Office pour le pétrole en place (PEP) d'origine du réservoir de stockage dans le gisement ouest et le gisement nord. Les différences sont attribuées aux variations des approches de modélisation géologique et des réservoirs, aux analyses pétrophysiques et aux paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Le personnel de l'Office estime que l'approche de modélisation du promoteur et les volumes de PEP d'origine du réservoir de stockage qui en résultent, en particulier dans le gisement ouest, sont prudents, surtout si l'on considère que la production du projet pilote a été meilleure que prévu. Les futures données de forage et de production permettront une meilleure compréhension de la qualité des réservoirs et des volumes d'hydrocarbures, et le perfectionnement des modèles au cours de la progression du développement.

Il y a une concordance relativement bonne entre les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur et celles du personnel pour les blocs 2 et 5 du gisement sud. Des différences mineures peuvent être observées dans l'approche de modélisation, les analyses pétrophysiques et l'interprétation des contacts des fluides.

Le personnel de l'Office a également évalué les données techniques des réservoirs du promoteur, notamment les niveaux de pression, les températures, les caractéristiques des fluides et l'analyse spéciale des carottes. Le personnel estime que le promoteur a fourni suffisamment d'informations sur l'étude des réservoirs pour la zone du projet, et que l'approche de la caractérisation des réservoirs est appropriée et raisonnable.

À l'appui de sa demande, le promoteur a soumis des modèles de simulation de réservoir ECLIPSE pour les gisements ouest et nord, basés sur leurs modèles géologiques. Le modèle de simulation du gisement ouest a intégré des données obtenues à partir du forage et de la production de l'injecteur et du producteur du projet pilote. Le personnel a créé des modèles de simulation de réservoir indépendants pour les gisements ouest et nord, sur la base des modèles géologiques indépendants correspondants du personnel. Ces modèles de simulation ont été développés pour aider le personnel à évaluer les plans d'épuisement proposés et à déterminer les estimations des réserves pour les gisements. En général, le personnel a trouvé que les modèles, les hypothèses et les plans d'épuisement proposés par le promoteur étaient raisonnables et appropriés.

La majeure partie des réserves pétrolières qui seront produites à partir de la plateforme de tête de puits se trouvent dans le gisement ouest. Le promoteur estime que les réserves totales de pétrole récupérable du gisement ouest sont de 17,1 millions de m^3 (107,6 Mb). De ce total, le promoteur estime que 14,8 Mm^3 (93,1 Mb) seront produits par le biais de la plateforme de tête de puits, tandis que le reste sera produit par le producteur pilote du gisement ouest grâce à l'infrastructure du champ en place. Il y a généralement une bonne concordance entre les estimations du volume de pétrole récupérable du gisement ouest faites par le promoteur et par le personnel. Le personnel estime la quantité de pétrole récupérable pour l'ensemble du gisement ouest à 18,6 Mm^3 (117,1 Mb). De ce total, le personnel estime que 16,1 Mm^3 (101,1 Mb) seront récupérés grâce à la plateforme de tête de puits.

En tenant compte des réserves supplémentaires du gisement nord, des blocs 2 et 5 et des puits intercalaires à forer dans le gisement sud, le promoteur indique que 18,3 Mm^3 (115,1 Mb) de pétrole supplémentaire peuvent être récupérés dans tous les gisements à exploiter à partir de la plateforme. Le personnel estime la quantité totale de pétrole récupérable de la plateforme de tête de puits à 20,5 Mm^3 (128,7 Mb).

Il est à noter que le promoteur a prolongé la durée de vie du champ jusqu'en 2030 pour les profils de production dans l'entièreté du champ. La production jusqu'en 2030 prolongerait la durée de vie du champ de cinq ans par rapport à la durée de vie nominale de 20 ans de la FPSO. Le promoteur devra effectuer de plus amples travaux pour évaluer la faisabilité et les répercussions de la prolongation de la durée de vie du champ au-delà de 2025.

La demande propose le forage de deux puits pour la réinjection des déblais de forage. Conformément au *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, l'élimination des déblais de forage mazoutés nécessite l'approbation du délégué à l'exploitation. Le promoteur doit aborder la faisabilité de la réinjection de grandes quantités de déblais dans une formation appropriée, et décrire de quelle façon la comptabilité de la production sera affectée et gérée. Un rapport contenant ces détails et les résultats de la simulation sera exigé avant la soumission de toute demande d'autorisation de forer un puits (AFP) pour un puits de réinjection des déblais.

Si le puits est approuvé pour la réinjection des déblais, des rapports pour chaque injection doivent être soumis au C-TNLOHE. Tout le matériel de réinjection des déblais doit répondre aux normes extracôtières et doit être approuvé par une autorité de certification.

Bien que la demande propose une récupération secondaire par injection d'eau pour le gisement ouest et d'autres gisements à développer à partir de la plateforme de tête de puits, elle indique également que ce mécanisme pourrait être complété par injection de gaz, injection de gaz en alternance avec l'eau ou d'autres méthodes de récupération de pétrole assistée, si ces méthodes s'avèrent bénéfiques pour celle-ci. Le promoteur a effectué des études sur des programmes de récupération de pétrole améliorée pour le gisement ouest et d'autres gisements de l'actif White Rose, mais, à l'exception de l'injection de gaz dans le bloc de terrasse nord du gisement sud, il n'a pas fourni de modèle de simulation ou d'autres analyses techniques à l'appui de ces études avec la demande. Le personnel ne s'oppose pas à la mise en œuvre de ces programmes par le promoteur, puisque la pratique consistant à évaluer régulièrement les programmes de récupération assistée des hydrocarbures (RAH) est conforme aux exigences du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.* Toutefois, avant que le promoteur ne puisse procéder à l'injection de gaz ou à l'injection eau-gaz en alternance à partir de la plateforme de tête de puits, il doit fournir au C-TNLOHE un modèle de simulation ou une autre forme d'analyse technique démontrant que cela ne nuira pas à la récupération du pétrole.

En ce qui concerne l'exploitation du gaz naturel, il faut entreprendre la délimitation de la ressource en temps opportun et mettre en place un plan de délimitation. Ainsi, le personnel est d'accord avec l'approche proposée d'utiliser le gaz pour l'exploitation pétrolière. En ce qui concerne le développement régional des ressources gazières sur les Grands Bancs, le personnel estime que l'actif White Rose jouera un rôle clé, puisqu'il renferme une part importante des ressources gazières découvertes. Le personnel est d'accord avec le promoteur et d'autres intervenants pour dire que la mise en valeur des ressources gazières nécessitera une collaboration à l'échelle du bassin, car les ressources sont présentement insuffisantes dans un seul champ pour justifier une mise en valeur. Le personnel recommande que le promoteur soit tenu de fournir un rapport sur les technologies de mise en valeur du gaz en ce qui concerne les ressources gazières de l'actif White Rose. Cela aidera l'Office à évaluer l'exploitation en temps opportun des ressources gazières.

Le personnel de la gestion des ressources recommande de considérer le projet pilote du gisement ouest (décision 2010.01), qui comprend les puits White Rose E-18 10 et E-18 11, comme terminé, et que la production et l'injection en cours de ces puits soient autorisées à se poursuivre en tant que puits de développement dans le gisement ouest. Cette recommandation est fondée sur l'hypothèse que le promoteur s'oriente vers une exécution en temps opportun des engagements et du plan d'exploitation décrits dans la demande. Par conséquent, l'Office, en consultation avec le délégué à l'exploitation, devrait évaluer si le promoteur respecte les engagements décrits dans la demande tous les six mois à compter de la date de la décision. Si, pendant l'évaluation, l'Office établit que les engagements n'ont pas été respectés, la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 seront interrompues. En pareil cas, aucune autre opération de production ou d'injection dans le gisement ouest ne sera autorisée tant qu'une nouvelle demande de plan de mise en valeur pour de telles activités soit approuvée.

Si la demande n'est pas approuvée, le projet pilote cessera, et la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 ne seront plus autorisées jusqu'à ce qu'une nouvelle demande de plan de mise en valeur pour le gisement ouest soit approuvée.

Le personnel recommande, du point de vue de la gestion des ressources, que l'Office approuve la demande sous réserve des conditions suivantes :

1. **Avant le forage de tout puits de réinjection de déblais de forage, le promoteur devra présenter un rapport à la satisfaction de l'Office décrivant la faisabilité de l'injection, l'incidence sur la gestion du réservoir et les répercussions sur la comptabilité de la production. Ce rapport devra être présenté au moins six mois avant la présentation de la demande d'autorisation de forer un puits.**

2. **Avant d'entreprendre une injection de gaz ou une opération d'injection eau-gaz en alternance dans le gisement ouest ou tout autre gisement susceptible d'être exploité depuis la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter des modèles de simulation ou une autre forme d'analyse technique prouvant qu'une telle opération n'entravera pas à la récupération du pétrole.**

3. **Le promoteur doit présenter à l'Office, dans les trois ans suivant le début de la production depuis la plateforme de tête de puits de White Rose, les documents suivants :**

    - **Une évaluation à jour des ressources gazières de l'actif White Rose accompagnée d'une description des activités à entreprendre pour évaluer ces ressources;**

- **Un rapport sur les progrès et les limites des technologies (gaz naturel comprimé, gaz naturel liquéfié flottant, pipelines, centrales de gaz naturel liquéfié à terre et toute autre technologie existante d'exploitation commerciale du gaz en mer) et sur leurs liens avec les ressources gazières de White Rose.**

4. **L'Office, en consultation avec le délégué à l'exploitation, devra évaluer les engagements énoncés dans la demande tous les six mois à compter de la date de la décision. Si, pendant l'évaluation, l'Office établit que les engagements ne sont pas respectés, la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 seront interrompues. En pareil cas, aucune autre opération de production ou d'injection dans le gisement ouest ne sera autorisée jusqu'à ce qu'une nouvelle modification du plan de mise en valeur pour de telles activités soit approuvée.**

Sécurité

En vertu des Lois de mise en œuvre, l'Office doit autoriser toutes les activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador. Avant de délivrer une autorisation, l'Office doit prendre en compte la sécurité de l'activité dans son ensemble, et de tous les éléments qui s'y rattachent. Dans le cas du projet de prolongement de White Rose, le promoteur devra obtenir des autorisations pour les activités préalables, à commencer par le remorquage, ainsi que pour la phase d'exploitation.

À l'appui des diverses demandes d'autorisation, le promoteur devra démontrer la conformité aux dispositions et aux conditions de la modification 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. Les activités associées au projet de prolongement de White Rose seront soumises à l'évaluation des processus de sécurité par le C-TNLOHE.

Ce projet propose la conception, la construction, l'installation, l'exploitation et l'entretien d'une plateforme de tête de puits habitée, ce qui signifie l'implantation d'une nouvelle installation habitée importante dans le champ pétrolifère White Rose. L'approche de développement actuelle du champ pétrolifère White Rose consiste à utiliser des puits sous-marins forés par des unités mobiles de forage en mer (UMFM) et exploités par une unité flottante de production, de stockage et de déchargement, appelée *FPSO SeaRose.*

La principale fonction de la plateforme de tête de puits est de servir de plateforme de forage et d'intervention sur les puits pour l'exploitation d'arbres secs et de têtes de puits, comme c'est le cas à Hibernia et à Hebron. Cependant, contrairement à Hibernia et Hebron, la production n'aura pas lieu sur la plateforme et aucun pétrole brut (produit ou non produit) n'y sera stocké; les fluides du réservoir seront pompés vers la *FPSO SeaRose* par des conduites d'écoulement sous-marines et seront traités par le train de production de la *FPSO SeaRose*. En d'autres termes, la plateforme servira d'installation satellite pour soutenir les activités de production de la *FPSO SeaRose*.

Le promoteur a déclaré dans la demande que la plateforme de tête de puits est au stade de conception préliminaire. Le promoteur a également indiqué que les résultats d'un certain nombre d'activités telles que les essais sur maquette, les études et les décisions sur les systèmes seront intégrés à la conception détaillée. Le promoteur devra tenir le C-TNLOHE au courant de l'évolution de la conception, en fournissant les principaux documents de philosophie de la conception, les devis et les dessins en lien avec le projet.

Les Lois de mise en œuvre exigent que l'installation dispose d'un certificat de conformité délivré par une autorité de certification reconnue, avant que l'exploitation ne soit autorisée. Le *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* définit les organismes qui peuvent agir en tant qu'autorités de certification et exige que celles-ci entreprennent un examen indépendant de la conception des installations et surveillent l'installation pendant la construction et l'exploitation. Il convient de noter que le délégué à la sécurité doit être satisfait du niveau d'examen effectué par l'autorité de certification. Cela est déterminé par l'examen et l'approbation de la portée des travaux, qui est une exigence du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve,* et par la surveillance des activités de certification. Le personnel surveillera et vérifiera les activités de l'autorité de certification pour s'assurer qu'elle effectue son examen indépendant de la conception des installations et surveille l'installation pendant la construction et l'exploitation conformément à la portée des travaux préalablement approuvée.

La demande indique que la « durée de vie » proposée pour la plateforme de tête de puits, soit 25 ans, est supérieure à la durée de vie théorique actuelle de la *FPSO SeaRose*, mais que la plateforme soutiendra la production de cette dernière. Cet écart dans la durée de vie des actifs doit être traité adéquatement bien avant d'atteindre la durée de vie nominale actuelle de la *FPSO SeaRose.* Le risque repose sur le promoteur s'il n'est pas en mesure de démontrer que la durée de vie de la *FPSO SeaRose* peut être prolongée pour correspondre à la durée de vie et la valeur prévues de la plateforme. Bien que la demande fasse état des limites fonctionnelles actuelles de la *FPSO SeaRose,* elle ne fournit pas un résumé clair des critères fonctionnels des différents systèmes de la plateforme.
En ce qui concerne la conception de la structure gravitaire en béton, le promoteur a choisi d'utiliser les normes ISO sur les installations au large des côtes pour la conception de la structure de plateforme de tête de puits. Plus précisément, la norme *ISO 19906 : Industries du pétrole et du gaz naturel — Opérations en Arctique, Première édition, 2010-12-15* concerne la conception, la construction, le transport, l'installation et le retrait des structures extracôtières.

La méthode de calcul aux états limites, les équations, les facteurs de charge et de résistance sont définis comme suit dans le code ISO 19906 :

- États-limites ultimes : résistance aux charges de glace extrêmes, événement de glace de niveau extrême;
- États limites anormaux (accidentels) : événements accidentels et événements environnementaux anormaux, événement anormal du niveau des glaces;
- État limite d'utilisation : charges associées à une utilisation fonctionnelle normale;
- États limites de fatigue : effet cumulé d'actions répétitives.

Dans tous les cas, la plateforme de tête de puits sera conçue pour un niveau d'exposition L1, à l'exception de l'arbre de la structure gravitaire en béton qui sera conçu pour un événement d'impact d'iceberg de niveau d'exposition L2. La norme permet d'appliquer une classification de niveau d'exposition L2 aux plateformes habitées évacuées ou non habitées dont la défaillance entraîne des conséquences modérées ou faibles pour la vie, l'environnement et les biens. Ainsi, l'arbre de la structure gravitaire sera conçu pour résister à toutes les autres charges environnementales à un niveau d'exposition L1. Seul l'événement de charge d'impact d'iceberg sera basé sur un événement de niveau d'exposition L2.

Les plateformes Hibernia et Hebron ont été construites selon un événement de niveau d'exposition L1 en ce qui concerne toutes les charges environnementales pour tous les aspects de chaque plateforme. L'approche du promoteur s'écarte considérablement de la philosophie de conception d'Hibernia et d'Hebron. En fait, la plateforme de tête de puits est 10 fois plus susceptible que les installations d'Hibernia ou d'Hebron d'être touchée par un iceberg qui transmettrait une charge supérieure à la conception de la structure gravitaire en béton, au point que l'arbre de la structure puisse céder et entraîner l'effondrement de l'installation.

Toutefois, la norme ISO autorise une approche de conception L2 si les critères suivants sont respectés :

- Les protocoles de gestion des glaces laissent suffisamment de temps pour mettre les puits hors service et évacuer la plateforme (c.-à-d. que le personnel ne se trouve pas sur la plateforme au moment de l'événement – aucune personne n'est en danger).
- Tous les puits qui peuvent s'écouler seuls en cas de défaillance de la plateforme doivent être munis de soupapes de sûreté souterraines entièrement fonctionnelles, fabriquées et testées conformément aux spécifications applicables.
- Le stockage du pétrole est limité pour le traitement des stocks et des réservoirs « tampon » pour le transfert par pipeline.
- Les pipelines ont un potentiel de rejet d'hydrocarbures limité, en raison de leur faible volume, de leur faible pression ou de l'efficacité des clapets de retenue ou des vannes de sectionnement.

Le promoteur a indiqué qu'il adoptera une approche prudente de la surveillance des glaces et veillera à ce que toutes les personnes soient évacuées de manière planifiée et contrôlée avant que la plateforme ne soit exposée à un impact d'iceberg de niveau L2. Tous les puits seront construits avec deux soupapes de sécurité de fond. Comme indiqué ci-dessus, la plateforme de tête de puits n'aura aucune capacité de production ou de stockage, et les conduites d'écoulement de production vers la *FPSO SeaRose* seront conçues de manière à avoir un potentiel de rejet d'hydrocarbures limité. Le personnel assurera le suivi de ces questions auprès du promoteur afin de veiller à ce que les critères ci-dessus soient respectés.

En ce qui concerne l'approche du promoteur en matière de gestion des glaces, on s'attend à ce qu'une approche prudente du calcul du temps désigné et de la surveillance des glaces soit adoptée afin de garantir que la réduction des effectifs se fasse bien avant un épisode d'iceberg de niveau L2. À ce stade du projet, le promoteur ne disposerait pas de suffisamment de renseignements détaillés sur la conception et l'exploitation pour permettre l'achèvement du plan de gestion des glaces associé. Le promoteur a toutefois reconnu que des travaux sont nécessaires pour améliorer le plan de gestion des glaces existant pour le champ pétrolifère White Rose afin de tenir compte d'une plateforme fixe. En d'autres termes, le plan consiste à faire preuve d'un degré approprié de prudence dans la détection et la surveillance des icebergs de niveau L2 ou supérieur, sur la base de paramètres observables, et à réduire les effectifs en utilisant des méthodes de transfert par hélicoptère et du personnel pour déplacer le personnel hors de l'installation afin de satisfaire aux critères de niveau L2 d'une installation sans effectif au moment d'un tel événement.

Le personnel note qu'en ce qui concerne les activités de forage et de complétion, le promoteur devra aborder certains éléments comme les pompes électriques submersibles (PES), la fracturation hydraulique et le forage à doubles tubes conducteurs en fournissant des renseignements supplémentaires au personnel avant la présentation d'une demande d'autorisation de forer un puits.

Les activités de production actuelles dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador ont toutes été confrontées à d'importants niveaux de sulfure d'hydrogène (H_2S) provenant de l'acidification des réservoirs et de sources à bord de la plateforme comme les réservoirs à résidus et les systèmes de manutention des eaux huileuses. Du sulfure d'hydrogène a également été trouvé lors d'opérations d'intervention sur puits. Le *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* 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 peuvent s'accumuler. Le promoteur est tenu de fournir un système de détection des gaz efficace ainsi que des précisions sur ses plans de détection, en particulier concernant les gaz H_2S.

Il est à noter que la demande ne parle pas des critères minimaux de conception ni des délais dans lesquels le refuge temporaire doit offrir un abri sûr. Des expériences antérieures ont démontré le danger que représente la fumée qui pénètre dans le refuge et les systèmes d'évacuation associés, y compris les embarcations de sauvetage et l'hélipont. L'infiltration de gaz dans le refuge ou autour des postes de sauvetage ou de l'hélipont représente un danger similaire. De plus, le promoteur n'a pas indiqué en détail les systèmes d'évacuation propres à ses installations et ne s'engage pas à utiliser la meilleure technologie d'évacuation possible. Le promoteur sera tenu de démontrer, à la satisfaction du délégué à la sécurité, que la meilleure technologie d'évacuation possible sera utilisée sur la plateforme de tête de puits.

Le promoteur propose de remorquer la structure gravitaire en béton jusqu'au site extracôtier, puis de procéder au jumelage et à l'intégration des installations en surface dans le champ pétrolifère White Rose. Dans tous les projets de développement antérieurs dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador, qu'il s'agisse d'installations gravitaires ou flottantes, ces travaux de jumelage et d'intégration ont été réalisés dans des eaux abritées, ce qui a permis de réduire au minimum l'ampleur de l'intégration et de la mise en service dans la zone extracôtière. L'approche proposée présente un certain nombre de préoccupations. En général, il y a un manque de détails concernant la portée des activités, l'effectif requis et le calendrier des activités. De plus, afin d'adopter cette approche, le promoteur prévoit utiliser un nouveau navire qui sera le plus grand de ce type au monde, mais celui-ci est toujours en construction. Par conséquent, l'historique ou l'expérience d'exploitation de ce navire sera limité. Le promoteur ne fournit pas suffisamment de commentaires sur la façon dont ce risque sera géré.

Cette approche nécessitera une capacité d'hébergement du personnel à bord (POB) qui n'a jamais été requise pour aucun autre projet à ce jour, et la demande n'a fourni aucune information pertinente sur la façon dont cette exigence de capacité du POB sera traitée ou sur les répercussions sur la gestion des risques. La demande mentionne plusieurs options possibles pour tenter d'accommoder le POB supplémentaire. La première est l'utilisation d'un module d'hébergement. La deuxième implique l'utilisation de l'espace du POB de la *FPSO SeaRose,* mais il n'y a aucun commentaire sur les répercussions sur les opérations de la *FPSO SeaRose*, même si elle a toujours utilisé toute sa capacité de POB pour ses propres opérations et devra l'utiliser pour appuyer les modifications nécessaires pour pouvoir agir comme un centre d'opération à distance. Cependant, ces options ne sont qu'hypothétiques, et la demande ne fournit aucun plan clair sur la manière dont les besoins de POB seront gérés.

L'absence de commentaires et d'analyses de ces questions a d'importantes répercussions sur le niveau de compréhension de l'approche proposée pour l'exécution de cet aspect du projet de développement et sur le profil de risque de ce projet. L'exploitant n'a pas présenté d'examen comparatif approprié d'autres options possibles, comme la réalisation de cette activité de jumelage et d'intégration sur un site en eau profonde dans des eaux abritées, comme cela a été fait pour tous les autres projets. L'exploitant n'a pas démontré qu'il a examiné l'ensemble des options pour réaliser les processus de jumelage et d'intégration et n'a pas démontré que l'approche proposée est l'option la moins risquée en ce qui concerne la sécurité de l'activité.

Le personnel note que l'analyse conceptuelle de la sécurité (ACS) conclut que les risques se situent près du niveau le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre, mais elle souligne que « la fréquence des dangers entraînant 3 ou 4 décès approche du seuil intolérable ». Il est entendu que ces renseignements seront affinés au fur et à mesure de la progression de la conception détaillée, et l'ACS souligne la nécessité d'examiner l'adéquation des mesures potentielles de réduction des risques pour prévenir et atténuer les principaux facteurs de risque, et se protéger contre ceux-ci. Le promoteur devra être en mesure de démontrer que tous les efforts raisonnables ont été mis en place pour atténuer ces risques au minimum, dans la mesure du possible. Il est également à noter que l'ACS ne quantifie pas explicitement les risques liés aux chutes d'objets en mer, même si ces derniers constituent une tendance importante dans les zones extracôtières, et ont des conséquences majeures s'ils ne sont pas correctement atténués. L'ACS propose certaines recommandations visant à s'assurer que les hypothèses formulées à ce stade de la conception prédétaillée sont « revues et révisées au stade de la conception détaillée, lorsque des informations plus détaillées sont disponibles, afin de faciliter une évaluation plus solide et plus représentative ». L'ACS fournit une liste d'études de sécurité recommandées. Le promoteur note que des études de sécurité supplémentaires seront nécessaires au cours de la conception détaillée, mais ne fournit pas d'engagements précis à cet égard. La demande ne fournit ni un engagement suffisant ni une stratégie pour mener à bien une série détaillée d'études de sécurité requises pour appuyer la conception et servir de fondement au plan de sécurité. Le personnel note que d'autres projets ont tiré d'importants avantages de l'élaboration d'un plan d'évaluation de la sécurité pour planifier, suivre et gérer les études de sécurité pendant la conception des installations. Le C-TNLOHE exigera que le délégué à la sécurité soit informé des mesures que le promoteur propose de prendre pour satisfaire aux recommandations des études de sécurité, et que l'autorité de certification s'assure que les recommandations ont été correctement respectées.

On s'attend à ce que le promoteur élabore, à un stade précoce, un plan pour documenter et suivre la série d'études de sécurité requises pour la conception détaillée, et le personnel estime que le plan devrait inclure le calendrier du promoteur pour satisfaire aux recommandations présentées dans son ACS. De plus, le personnel s'attend à ce que l'autorité de certification examine ce plan et les études qui en découlent, afin de s'assurer qu'une évaluation appropriée de la sécurité est entreprise et mise en œuvre dans les phases de conception, de construction, d'installation et d'exploitation du projet de prolongement de White Rose. Le personnel estime qu'il faut adopter une approche systématique et continue pour éliminer ou réduire les risques pour les personnes, l'environnement, les actifs et les opérations d'exploitation. Le promoteur devra tenir le C-TNLOHE au courant de l'évolution de la conception, en fournissant les principaux documents de philosophie de la conception, les devis et les dessins en lien avec le projet.

Le personnel recommande à l'Office, sur la base de l'évaluation du point de vue de la sécurité, d'approuver la demande sous réserve des conditions suivantes :

1. **Le promoteur doit présenter à l'Office un calendrier des activités et des points de décision, comprenant notamment les essais sur maquette, associés à la conception détaillée de la plateforme de tête de puits. Le promoteur présentera les résultats d'essais et d'études sélectionnés à l'Office, conformément aux directives. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

2. **Le promoteur doit présenter à l'Office ses plans pour concilier les écarts de durée de vie théorique entre la plateforme de tête de puits, la *FPSO SeaRose* et l'infrastructure sous-marine. Le promoteur doit aussi inclure des renseignements, y compris une description des analyses et des mesures connexes, afin de justifier, à la satisfaction du délégué à la sécurité, toute prolongation de la durée de vie théorique, en décrivant en détail les activités de vérification exécutées par l'autorité de certification. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

3. **Le promoteur doit présenter à l'Office un résumé des critères de conception fonctionnels qui servira de base aux travaux de conception technique détaillés. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

4. **Avant la fin des travaux de conception détaillée, le promoteur devra présenter un rapport à la satisfaction du délégué à la sécurité décrivant la portée, l'étendue et le résultat des essais sur maquette de charge environnementale associé à la plateforme de tête de puits, et devra également prouver que le résultat de ces essais a bien été pris en considération dans la conception de la structure de l'installation.**

5. **Au moins six mois avant la délivrance de toute autorisation liée à la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter un plan de gestion des glaces à la satisfaction du délégué à la sécurité définissant les critères observables qui permettent de juger si un iceberg approchant fait partie de la catégorie L2 ou d'une catégorie supérieure, auquel cas des procédures d'arrêt et de réduction des effectifs seront mises en œuvre.**

6. **Le promoteur doit présenter des données à la satisfaction du délégué à la sécurité permettant une meilleure compréhension de la configuration et la disposition proposées pour la tête de puits, une comparaison quantitative des risques associés aux armements simples par rapport aux armements doubles, une description claire des améliorations apportées aux protocoles de gestion de l'évitement des collisions dans les trous de forage et des détails sur la conception et sur la gestion des espaces libres, résultant d'un examen des bonnes pratiques de l'industrie dans l'utilisation de telles technologies dans la mer du Nord. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

7. **Avant de terminer la conception détaillée du système de détection de gaz de la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter des données, à la satisfaction du délégué à la sécurité, permettant de mieux comprendre l'approche pour la détection de gaz H_2S pour la plateforme, et prouvant que les activités sont conformes au *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve*.**

8. **Avant que soit terminée la conception détaillée du module d'hébergement, le promoteur doit présenter, à la satisfaction du délégué à la sécurité, les critères et les raisons de la durée minimale de la conservation du refuge temporaire, pendant laquelle celui-ci peut servir d'abri sûr et rester intact au cas où se produirait un des incidents envisagés.**

9. **Avant que la conception détaillée du système d'évacuation soit terminée, le promoteur doit remettre un rapport à la satisfaction du délégué à la sécurité, démontrant que la meilleure technologie d'évacuation possible est utilisée sur la plateforme de tête de puits.**

10. **Le promoteur doit présenter des données à la satisfaction du délégué à la sécurité permettant de mieux comprendre la configuration de l'installation, y compris la disposition et les caractéristiques des logements et des systèmes d'ascension qui y seront utilisés. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

11. **Avant de mettre en service les systèmes modifiés à bord de la *FPSO SeaRose*, le promoteur devra soumettre des renseignements à jour, à la satisfaction du délégué à la sécurité, sur les personnes, les processus et l'équipement en lien avec l'autorisation d'exploitation de la *FPSO SeaRose*.**

12. **Avant le remorquage de la structure gravitaire en béton de la cale sèche, le promoteur devra présenter un rapport, à la satisfaction du délégué à la sécurité, démontrant que l'approche proposée pour le jumelage et l'intégration des installations en surface avec la structure gravitaire est celle qui comporte le moins de risques pour la sécurité des activités.**

13. **Au moins un an avant la mise en exploitation de la plateforme de tête de puits autorisée par l'Office, le promoteur devra présenter un plan de formation et de compétence associé à l'exploitation et à l'entretien de la plateforme de tête de puits, à la satisfaction du délégué à la sécurité.**

14. **Au moins un an avant l'exploitation de la plateforme de tête de puits en vertu d'une autorisation de l'Office, le promoteur devra présenter à l'Office sa stratégie d'élaboration et de documentation des procédures d'exploitation et d'entretien détaillées, ainsi que les plans d'urgence nécessaires à l'exploitation sécuritaire de l'installation. Le promoteur doit aussi voir à ce que son plan d'urgence prévoie, à la satisfaction du délégué à la sécurité, la possibilité de l'occurrence simultanée d'un accident sur la plateforme de tête de puits et de mauvaises conditions météorologiques, et à ce que ce plan d'urgence décrive clairement et avec précision les mesures de réduction des risques qui seront prises lorsque de telles conditions météorologiques auront lieu ou seront prévues.**

15. **Le promoteur doit présenter un plan, à la satisfaction du délégué à la sécurité, permettant de documenter et de suivre les différentes études de sécurité nécessaires à la conception détaillée. Ce plan doit comprendre un échéancier détaillant la mise en œuvre des recommandations formulées dans l'analyse conceptuelle de sécurité du promoteur. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ce document devra être présenté.**

16. **Avant de présenter toute demande d'exécution d'activités autorisées par l'Office, le promoteur doit démontrer, à la satisfaction du délégué à la sécurité, que les recommandations de l'analyse conceptuelle de sécurité ont été suivies de façon à ramener les risques à un niveau aussi bas que raisonnablement possible.**

17. **Le promoteur doit présenter à l'Office des documents décrivant avec précision le programme d'assurance de la qualité et le programme de contrôle de la qualité qui seront appliqués pendant toutes les phases préalables à l'exploitation du projet. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

18. **Le promoteur devra présenter, à la satisfaction du délégué à la sécurité, la portée des travaux à l'intention de l'autorité de certification. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ce document devra être présenté.**

Environnement

Le personnel a examiné le projet proposé afin de déterminer s'il soulevait des préoccupations environnementales qui n'avaient pas déjà été évaluées dans le *Rapport d'étude approfondie du champ pétrolifère White Rose* réalisé en 2001, dans les documents soumis par le promoteur à l'appui de l'évaluation environnementale des nouveaux centres de forage dans le cadre de l'*Examen préalable de la LCEE du nouveau programme de construction et d'exploitation de centres de forage* du C-TNLOHE ou dans les décisions 2001.01, 2007.02 et 2008.03 de l'Office.

Il a été déterminé que le développement du projet de prolongement de White Rose à l'aide d'une plateforme de tête de puits nécessitait une évaluation environnementale distincte. Le projet comprend la construction de la plateforme côtière et infracôtière à Argentia et son installation dans le champ pétrolifère White Rose. Le C-TNLOHE a effectué une évaluation environnementale préalable qui répondait aux exigences de la *Loi sur la protection de l'environnement* de Terre-Neuve-et-Labrador et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Le processus d'EE, auquel ont participé un certain nombre d'organismes provinciaux et fédéraux, dont Pêches et Océans Canada, Environnement Canada et Transports Canada à titre d'autorités responsables en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, s'est terminé en septembre 2013. L'évaluation a conclu qu'avec l'application des mesures d'atténuation indiquées dans l'évaluation environnementale du projet de prolongement de White Rose et l'addenda, la mise en œuvre d'un programme de suivi et le respect des directives pertinentes du C-TNLOHE, des effets environnementaux négatifs importants associés au projet étaient peu probables.

Le personnel recommande à l'Office, du point de vue environnemental, d'approuver la demande sous réserve des conditions suivantes :

1. **Le promoteur devra remettre au délégué à l'exploitation, au plus tard 12 mois avant le début prévu des activités de forage extracôtier associées au projet, un plan modifié de surveillance des effets environnementaux (SEE) qui comprend les activités de forage et de production associées aux activités proposées, et un plan du raccordement à la *FPSO SeaRose.* Ce plan de SEE modifié devra être conforme à la stratégie présentée dans le rapport de conception de SEE de Husky. Il devra exposer tous les changements qui pourraient devoir être apportés aux stations d'échantillonnage existantes, et tenir compte de la nécessité de recueillir des données de base aux emplacements des nouveaux centres de forage ou des structures gravitaires en béton. Les activités de forage associées au projet ne seront pas autorisées tant qu'un plan de SEE adéquatement modifié n'aura pas été mis en place. Les prévisions du modèle de dispersion des déblais de forage seront validées sur place en mesurant l'épaisseur de la couche de déblais déposée sur le fond marin, une fois le programme de SEE de White Rose révisé dans le but d'accommoder l'exploitation du projet de prolongement de White Rose.**

2. **Le promoteur devra, avant le début des travaux de construction en mer, recueillir toutes les données de terrain nécessaires à l'établissement du programme de SEE.**

Exploitation

Du point de vue de l'exploitation, l'analyse a porté sur l'exploitation des puits ainsi que sur le processus de certification de la plateforme de tête de puits. Le promoteur a affirmé que les activités de forage, de complétion et d'intervention pour la plateforme de tête de puits seront exécutées conformément aux pratiques, politiques et procédures établies. Le personnel s'en assurera en évaluant toute demande d'autorisation de ces activités.

La plateforme de tête de puits répond à la définition d'« installation de forage » du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.* Par conséquent, un certificat de conformité doit être délivré par une autorité de certification reconnue. Le promoteur a retenu les services d'une autorité de certification pendant le processus de conception technique initial.

Entre-temps, le promoteur a entamé le processus d'identification des codes et des normes à utiliser pour la conception de la plateforme et a également cherché à obtenir des éclaircissements sur les exigences réglementaires par un processus de requête réglementaire.

Du point de vue de l'exploitation, le personnel recommande l'approbation de la demande.

Recommandation

En conclusion, le personnel recommande à l'Office d'approuver la demande, sous réserve des conditions énoncées dans les parties du présent rapport portant sur la gestion des ressources, la sécurité et l'environnement.

3.0 CONTEXTE

3.1 Demande

Le 21 octobre 2013, Husky Energy (le promoteur) a présenté à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), au nom de ses coentrepreneurs Suncor Energy et Nalcor Energy – Oil and Gas, les documents suivants en appui à la modification du plan de mise en valeur existant de White Rose :

- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de mise en valeur de White Rose (octobre 2013)
- Projet de prolongement de White Rose – Notice d'impact socio-économique et rapport de développement durable (octobre 2013)
- Projet de prolongement de White Rose – Analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits (octobre 2013)
- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de retombées Canada–Terre-Neuve-et-Labrador de White Rose (octobre 2013)

Le personnel a examiné ces documents pour en vérifier l'exhaustivité et, sur la base de cet examen, a demandé des renseignements supplémentaires dans une lettre datée du 31 janvier 2014. Le promoteur a répondu en fournissant des renseignements supplémentaires dans des lettres datées du 28 février 2014 et du 19 mars 2014. Après avoir examiné les réponses du promoteur, une deuxième lettre d'exhaustivité datée du 24 avril 2014 a été envoyée et des renseignements supplémentaires ont été fournis par le promoteur dans une lettre datée du 5 juin 2014. Le personnel a examiné cette réponse et a déterminé que les documents étaient complets. Le promoteur a ensuite soumis à nouveau les documents suivants qui sont considérés comme « la demande » et font l'objet de la présente analyse :

- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de mise en valeur de White Rose (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Notice d'impact socio-économique et rapport de développement durable (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Modification du plan de retombées de White Rose de Terre-Neuve-et-Labrador (juin 2014)
- Projet de prolongement de White Rose – Sommaire de la demande de développement (juin 2014)

En examinant la demande, l'Office a jugé qu'un examen public était nécessaire. Il a donc annoncé, le 12 juin 2014, que le Dr. Leslie Harris Centre de l'Université Memorial effectuerait l'examen public en son nom.

Les résultats de l'examen public font partie de la demande et sont pris en compte dans l'analyse du personnel et la décision de l'Office.

3.2 Contexte historique

Le champ pétrolifère White Rose est situé 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 m. 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-Bow Valley et coll., et le champ North Amethyst adjacent, découvert en 2006 grâce au puits North Amethyst K-15 de Husky Oil. Les deux champs sont connus collectivement sous le nom de zone d'actif White Rose. La production est en cours depuis 2005 sur le champ pétrolifère White Rose et depuis 2010 sur le champ pétrolifère North Amethyst. Le réservoir de production des deux champs est la formation Ben Nevis-Avalon (BNA).

Le champ pétrolifère White Rose comprend quatre gisements distincts. Les conventions de dénomination des gisements ont varié dans le passé : la demande utilise les termes « Avalon Nord », « White Rose Ouest » et « prolongement de White Rose Sud (SWRX) », et le quatrième gisement est désigné de manière interchangeable par « White Rose Sud » et « Avalon Sud ». Le personnel de l'Office a adopté la nomenclature simplifiée suivante pour les quatre gisements dans le présent document, et recommande son utilisation dans les publications futures : gisement nord, gisement ouest, gisement sud et prolongement du gisement sud (figure 3.1). Un seul gisement est reconnu dans le champ pétrolifère North Amethyst.

Une note de clarification est nécessaire concernant la convention de dénomination du réservoir principal dans la zone d'actif White Rose. La section du réservoir a été appelée la « formation d'Avalon » dans la demande de plan de mise en valeur de White Rose initiale (2001) et dans la décision 2001.01 de l'Office. Cependant, les connaissances actuelles indiquent que la section du réservoir se trouve sur la discordance de l'Aptien moyen et qu'il s'agit probablement plutôt de la formation Ben Nevis. Les termes « Ben Nevis » et « Ben Nevis – Avalon » (BNA) sont donc utilisés de manière interchangeable dans cette analyse pour désigner l'intervalle de réservoir.

Les réserves de pétrole récupérables dans la formation BNA du champ pétrolifère White Rose, exprimées à un niveau de probabilité de 50 %, sont actuellement estimées par le C-TNLOHE à 36,3 millions de m^3 (229 Mb). L'Office estime actuellement, avec un niveau de probabilité de 50 %, que la formation BNA du champ pétrolifère White Rose renferme des ressources récupérables de 76,7 x 10^9 m^3 (2,7 Tpi^3) de gaz naturel, et 13,8 Mm^3 (86 Mb) de liquides de gaz naturel (LGN). Cependant, cette demande ne propose pas l'exploitation des ressources en gaz et en LGN pour le moment.

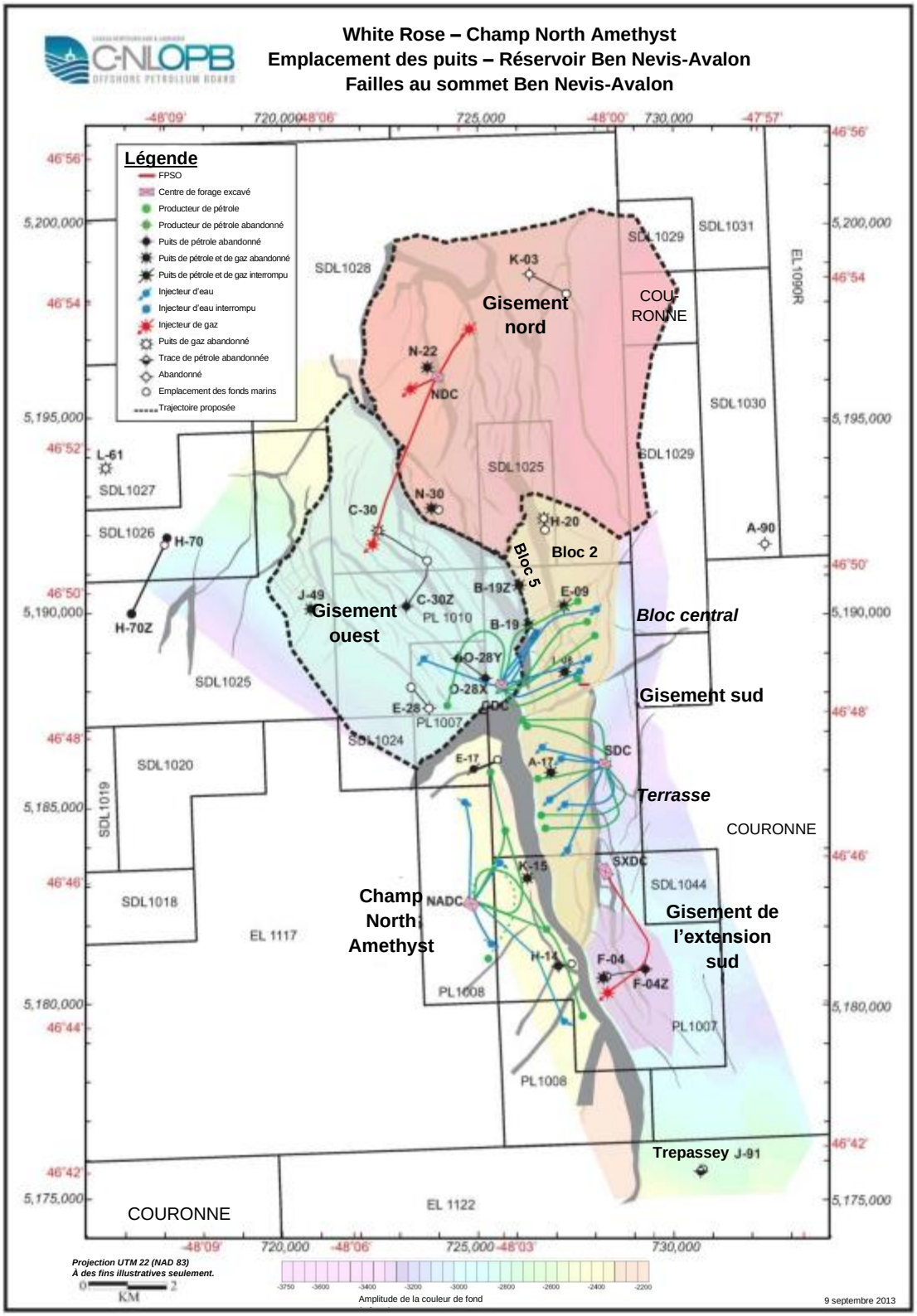

Figure 3.1 : Carte de la zone de l'actif White Rose, indiquant l'emplacement des puits et les limites des gisements.

À l'heure actuelle, la zone de découverte importante de White Rose comprend 14 licences de découverte importante. Il y a également cinq permis de production (PP) dans la zone de découverte importante de White Rose, comme l'indique la figure 3.2. Les PP 1006 et 1007 sont situés dans le champ pétrolifère White Rose. Les PP 1009 et 1010 incluent le gisement ouest, et le PP 1008 dans le champ North Amethyst.

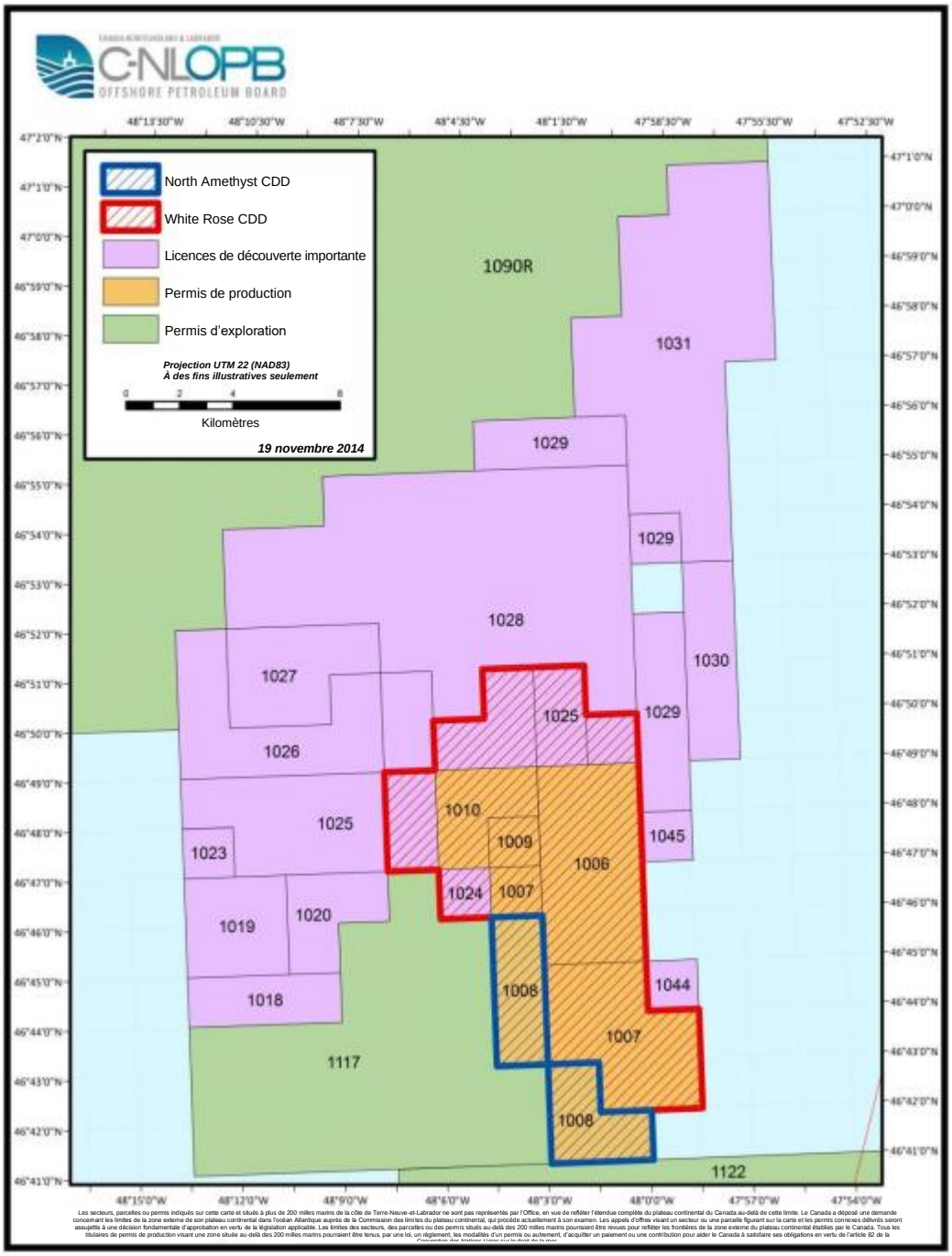

Figure 3.2 : Carte de la zone de découverte importante de White Rose, indiquant les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production.

La production commerciale de pétrole du champ pétrolifère White Rose a débuté le 12 novembre 2005. En date du 31 octobre 2014, 19 puits de développement ont été forés et 29,9 Mm^3 (187,97 Mb) de pétrole ont été produits à partir du gisement sud de White Rose. La production du champ pétrolifère North Amethyst a commencé le 31 mai 2010. Dix puits de développement ont été forés dans le champ North Amethyst et 6,1 millions de m^3 (38,5 Mb) de pétrole ont été produits à ce jour. Deux puits de développement ont été forés dans le cadre du projet pilote du gisement ouest (décision 2010.01). Leur production a commencé le 5 septembre 2011 et ils ont depuis produit 1,32 million de m^3 (8,33 Mb) de pétrole. Quatre autres puits de développement White Rose ont été forés en tant qu'injecteurs de gaz : deux dans le gisement nord, un dans le gisement ouest et un dans le gisement de l'extension sud. Vingt-six puits d'exploration ou de délimitation ont été forés dans la région à ce jour, dont cinq dans le gisement ouest. Ces activités de forage et de production ont fourni une importante quantité d'informations permettant d'évaluer le rendement des réservoirs et des installations, et de construire des modèles de simulation géologique et de réservoir.

La demande propose l'installation et l'exploitation d'une plateforme de tête de puits principalement pour accéder au gisement ouest, mais elle permettra également une production à partir du gisement nord et de la partie la plus au nord du gisement sud. La plateforme de tête de puits sera constituée d'une structure gravitaire en béton avec des installations en surface comprenant des installations de forage, des têtes de puits et des services de soutien tels que des logements, des services publics, un bras de torche et un hélipont. Elle sera reliée à la *FPSO SeaRose* afin de transporter des fluides pour les processus de traitement, de stockage et de déchargement. Il n'y aura pas de stockage d'hydrocarbures sur la plateforme de tête de puits.

3.3 Examen public

Le paragraphe 44(1) des Lois de mise en œuvre (version fédérale) autorise la tenue d'examens publics.

Il stipule :

Enquête

44 (1) Sous réserve des instructions visées au paragraphe 42(1), l'Office tient une enquête publique sur la mise en valeur potentielle d'un gisement ou d'un champ, sauf s'il estime qu'il n'est pas dans l'intérêt public de le faire.

La loi stipule qu'une enquête publique doit être menée en relation avec tout projet de mise en valeur potentiel « sauf s'il estime qu'il n'est pas dans l'intérêt public de le faire ». Par conséquent, la loi indique qu'une enquête publique peut être nécessaire dans certains cas et ne pas l'être pour d'autres.

L'approche de l'Office à cet égard est décrite dans ses Lignes directrices sur les plans de mise en valeur, qui indiquent que l'ampleur et la portée de l'examen public doivent être proportionnelles à l'ampleur de l'exploitation et à la mesure dans laquelle des techniques et des approches nouvelles et novatrices sont proposées. En d'autres termes, la procédure d'examen public doit être déterminée au cas par cas.

Compte tenu de l'ampleur et de la portée de ce projet, le personnel est d'avis qu'un examen public est nécessaire et que le C-TNLOHE devrait donner au public l'occasion de s'exprimer sur des questions qui vont au-delà de ce qui est offert par le biais d'un examen public se faisant uniquement en ligne. Le raisonnement est le suivant :

- l'approche consistant à utiliser une structure gravitaire en béton pour forer des puits au champ pétrolifère White Rose est « nouvelle » pour la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador (bien que ces structures soient utilisées ailleurs et soient considérées comme une technologie éprouvée);
- la construction et l'exploitation de la plateforme présentent des avantages en matière d'emploi et d'autres avantages industriels qui susciteront vraisemblablement un intérêt public important; et
- les répercussions socio-économiques associées à la construction de la structure gravitaire en béton peuvent également susciter un intérêt public important.

À la lumière de cette évaluation, le personnel a recommandé à l'Office qu'un processus d'examen public en ligne de 90 jours soit mené par une tierce partie indépendante, en plus de séances d'information publiques. L'Office a accepté et, le 12 juin 2014, le C-TNLOHE a annoncé que le Leslie Harris Centre of Regional Policy and Development de l'Université Memorial procéderait à un examen public de la demande de modification du plan de mise en valeur de White Rose – projet de prolongement de White Rose.

Le Centre Harris a été chargé d'exécuter et d'achever l'examen public dans les 90 jours suivant la réception de la demande, ce qui comprend des séances d'information publique ainsi que la création et la promotion d'un site Web pour solliciter l'avis du public concernant la demande. Le Centre Harris était également chargé de fournir un rapport dans les 30 jours suivant la fin de l'examen public résumant les questions et les préoccupations soulevées par le public.

L'examen public a commencé le 12 juin 2014 et les séances d'information publiques ont eu lieu le 24 juin 2014 à Placentia et le 25 juin 2014 à St. John's. La période de commentaires de l'examen public s'est terminée le 10 septembre 2014 et le rapport final d'examen public a été soumis au C-TNLOHE le 23 septembre 2014.

Six commentaires ont été reçus sur le site Web, portant principalement sur les retombées industrielles et les questions relatives aux énoncés des incidences socio-économiques (EISO). Deux de ces commentaires étaient des soumissions écrites par NOIA et le Conseil consultatif des femmes. Le promoteur et le C-TNLOHE ont répondu à toutes les questions. Le personnel de l'Office est satisfait de la réponse du promoteur.

Une copie complète du rapport du Harris Centre se trouve à l'annexe A.

Il convient de noter que tous les commentaires et toutes les réponses en lien avec le processus d'examen public ont été pris en compte par le personnel de l'Office dans son analyse de la demande et dans ses recommandations à l'Office.

Enfin, étant donné que la majorité des commentaires portaient sur les retombées, le personnel a inclus les réponses à tous les commentaires du public dans l'annexe B de l'analyse du personnel du plan de retombées.

4.0 GESTION DES RESSOURCES

4.1 Examen de la gestion des ressources

Le personnel de l'Office a examiné la demande, y compris les interprétations sismiques, les modèles géologiques et les modèles de simulation de réservoir du promoteur. Il a également procédé à un examen des données sur les réservoirs, les données géologiques et les données de production acquises jusqu'en novembre 2014, et les a utilisées pour construire des modèles de simulation géologique et de réservoir pour les gisements sud, ouest et nord. En date du 31 octobre 2014, 29,9 Mm^3 (187,97 Mb) de pétrole ont été produits à partir du gisement sud et 1,32 Mm^3 (8,33 Mb) de pétrole ont été produits grâce au projet pilote White Rose Ouest (figures 4.1 et 4.2).

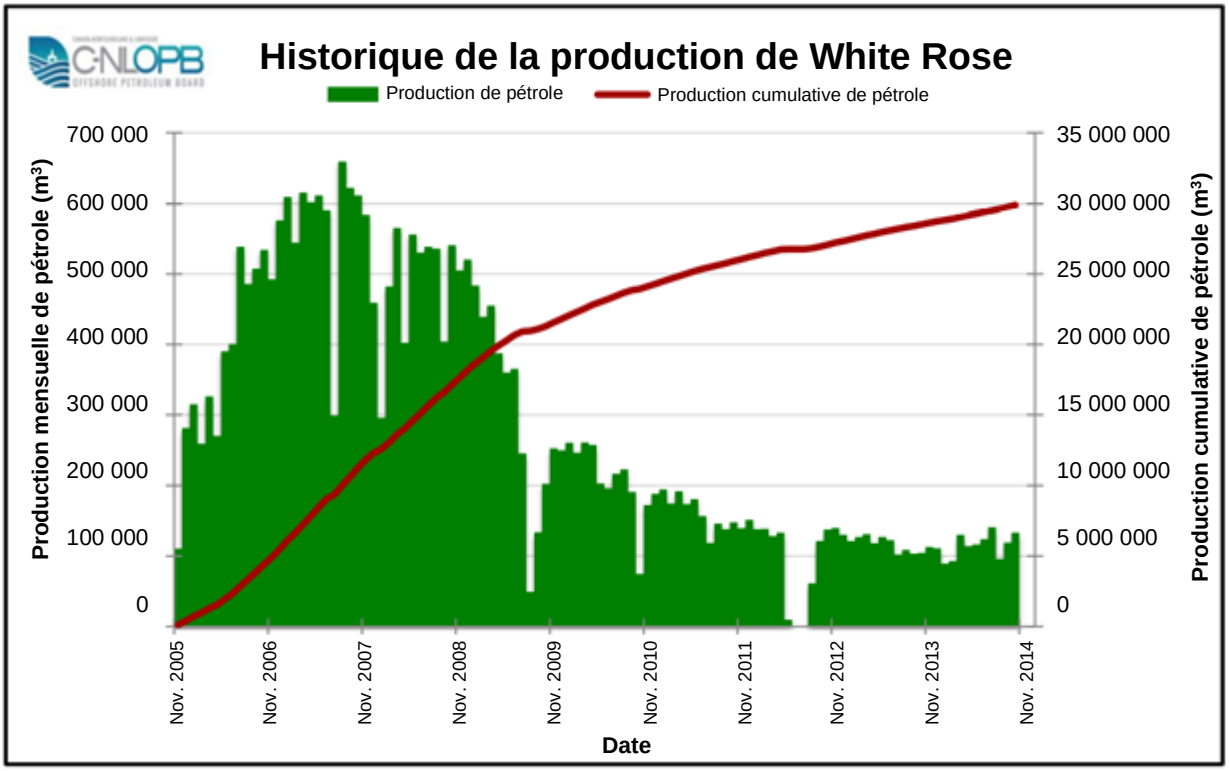

Figure 4.1 : Production de pétrole du champ pétrolifère White Rose. Les volumes ne comprennent pas la production du projet pilote de White Rose Ouest.

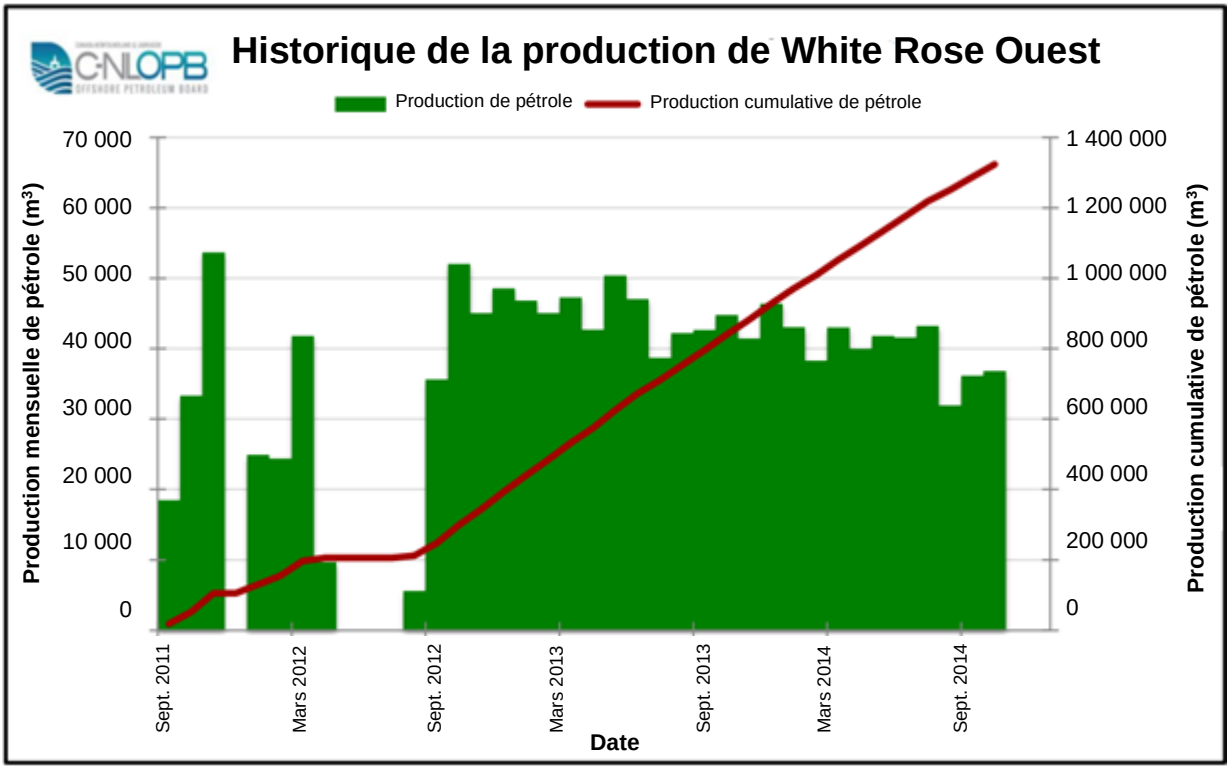

Figure 4.2 : Production de pétrole du projet pilote de White Rose Ouest.

4.2 Géologie, géophysique et pétrophysique

4.2.1 Géologie régionale

La demande fournit un résumé présentant la géologie régionale du champ pétrolifère White Rose. Le promoteur a détaillé l'évolution géologique régionale du bassin Jeanne d'Arc dans la décision 2001.01. Compte tenu de la compréhension générale du bassin par l'industrie, cette discussion décrit adéquatement l'évolution tectonique de la région de White Rose, et une discussion similaire n'est pas nécessaire pour la présente demande.

4.2.2 Géologie de White Rose

Le champ pétrolifère White Rose est situé dans un complexe très faillé de blocs faillés rotatifs. Le champ se situe sur la bordure est du bassin Jeanne d'Arc, délimité à l'est par la faille Trave, dont la base est constituée d'une couche saline. L'étendue nord et ouest de la structure de White Rose est définie par des flancs inclinés vers le bassin du champ structuré élevé.

Le réservoir principal de White Rose est constitué de grès quartzeux marins peu profonds, à grain fin, de la formation Ben Nevis-Avalon (BNA). Cette succession d'âge Aptien à Albien est interprétée comme ayant été déposée le long d'une surface côtière orientée du sud-ouest au nord-est. Le paléorivage était situé à l'est du champ (figure 4.3).

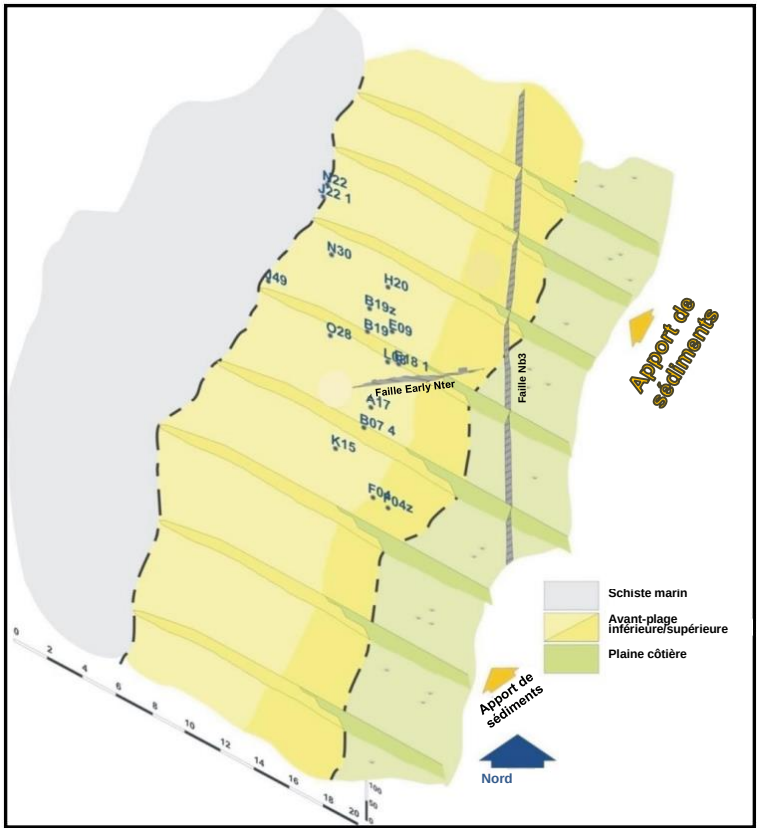

Figure 4.3 : Diagramme schématique montrant la répartition aérienne des grès de l'avant-plage et des premières failles mobiles liées aux phases initiales du dépôt de Ben Nevis. Les puits de délimitation de White Rose sont indiqués en fonction de la paléogéographie (Husky, 2014).

4.2.3 Géologie de la zone du projet de prolongement de White Rose

4.2.3.1 Géologie du gisement ouest

La formation BNA dans le gisement ouest comprend certains des faciès de réservoir les plus distaux du champ. La qualité des réservoirs se dégrade depuis les faciès proximaux à l'est jusqu'aux faciès plus distaux à grains fins à l'ouest. La qualité et la continuité des réservoirs sont donc inférieures à celles des autres gisements. Onze paraséquences ont été identifiées, correspondant à des cycles à granocroissance ascendante, au sein d'une tendance générale de rétrogradation ascendante d'affinage/d'approfondissement (figure 4.4). L'épaisseur des paraséquences varie de 6 à 25 m. Ces paraséquences ont été intégrées aux modèles géologiques du promoteur pour le gisement ouest.

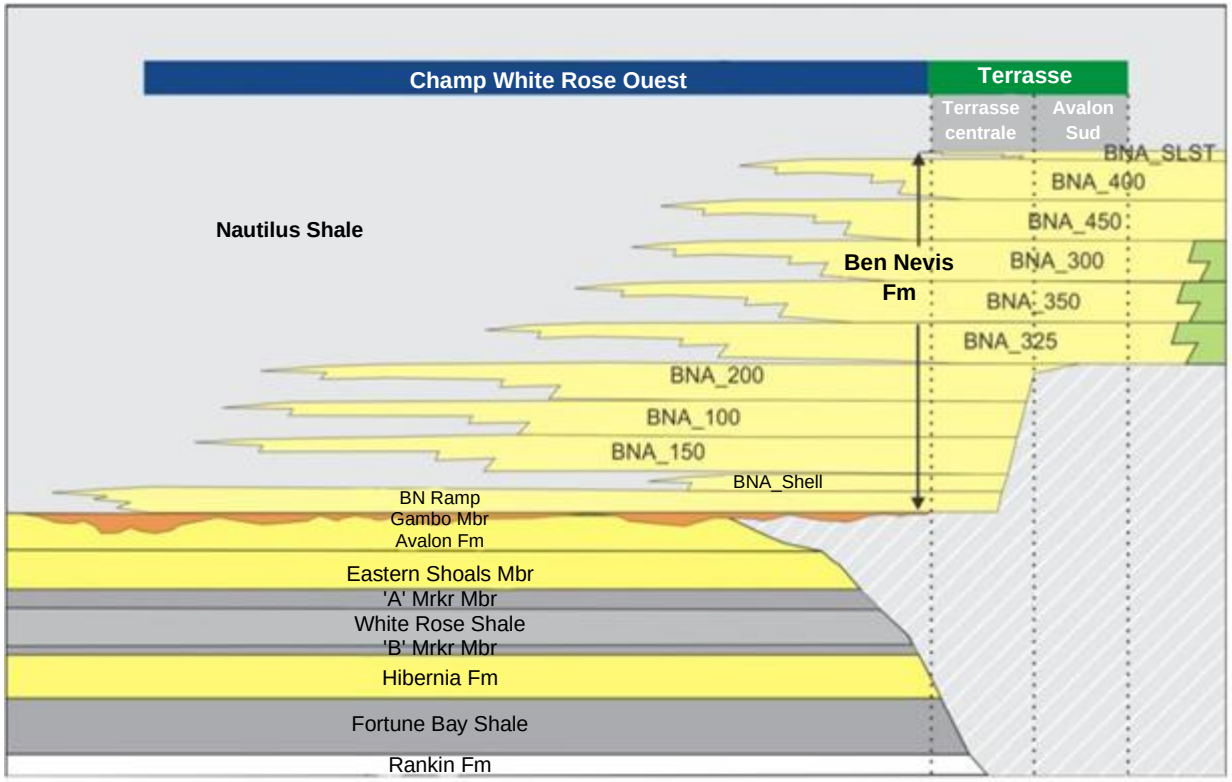

Figure 4.4 : Stratigraphie du gisement ouest, montrant les divisions internes de la formation BNA (Husky, 2014).

Le plan de mise en valeur original de White Rose (2001) présentait quatre associations principales de faciès dans la BNA. Des travaux plus récents à l'appui de la présente demande ont permis d'identifier une association de faciès supplémentaire, présentée au nº 2 dans la liste ci-dessous.

1) Dépôts de tempête de l'avant-plage inférieure, constitués de grès bien triés à grain très fin, avec des structures stratifiées entrecroisées, massives et laminées à angle faible. Ces dépôts constituent la principale roche-réservoir de la région.

2) Dépôts de tempête de l'avant-plage inférieure, constitués de grès bien trié, à grain très fin, avec une texture bioturbée. Les structures sédimentaires reliques sont généralement présentes, mais peu visibles.

3) Dépôts de beau temps de l'avant-plage inférieure, composés de siltite à grès silteux fortement bioturbé, dont les structures primaires sont rarement préservées.

4) Dépôts marins, consistant en des schistes laminés et sans structure, de siltité variable, avec des intervalles bioturbés mineurs, représentant la composante la plus distale du dépôt.

5) Composants diagénétiques, dont des nodules secondaires de ciment calcite, ronds et latéralement discontinus ou lenticulaires, associés à des intervalles de débris de coquillages, et des nodules sidérités localement présents.

4.2.3.2 Géologie du gisement sud

Le gisement sud (figure 3.1) fait partie du développement initial de White Rose. Les blocs 2 et 5, actuellement non exploités, comprennent la partie nord du gisement. Les faciès de dépôt du gisement sud sont semblables à ceux décrits ci-dessus pour le gisement ouest. Toutefois, le cadre géologique du gisement sud est plus proximal, ce qui donne lieu à un réservoir plus épais et de meilleure qualité. Il y a peu de déflecteurs et de barrières verticaux à l'écoulement, et la colonne d'huile est d'environ 130 à 140 m.

Les blocs 2 et 5 comprennent la partie nord non exploitée du gisement sud. Deux puits de délimitation, H-20 et B-19Z, ont confirmé la présence de pétrole et de gaz dans ces blocs faillés. Cependant, la majorité des grès de qualité réservoir dans cette superficie se trouvent sous le contact pétrole-eau. Les blocs 2 et 5 ont été inclus dans le modèle géologique du gisement nord soumis par le promoteur.

4.2.3.3 Géologie du gisement nord

Le gisement nord (figure 3.1) sert actuellement de lieu de stockage du gaz produit. Les associations de faciès dans le gisement nord sont similaires à celles décrites pour le gisement ouest : elles représentent des environnements de dépôt distaux avec un faible réservoir net. Le réservoir a tendance à être compartimenté en raison de la juxtaposition de minces intervalles de réservoir et de roches non-réservoirs à travers des discontinuités de faille.

4.2.4 Géophysique

La qualité des données sismiques dans la zone d'actif White Rose va de passable à bonne. Le principal levé sismique de la zone était un volume de migration profondeur anisotrope avant-sommation acquis en 2008. Cependant, plusieurs lacunes subsistent dans ces données en raison d'obstacles tels que la FPSO et des zones qui n'ont pas été étudiées en raison de mauvaises conditions météorologiques. Dans de tels cas, d'anciennes données sismiques ont été utilisées pour combler les lacunes, et elles ont été traitées en même temps que les données de 2008. Le personnel de l'Office a examiné ces données sismiques et estime que cette approche est appropriée.

L'intervalle du réservoir est représenté sismiquement comme une séquence de faible amplitude indiquant un réservoir de siltite de faible impédance. L'interprétation sismique constitue un défi étant donné le faible contraste d'impédance du réservoir BNA et de la géologie environnante.

Trois horizons sismiques ont été interprétés dans la zone du projet de prolongement de White Rose : la surface BNEV_SLTST (BNA supérieure), la surface BNA_200 et la discordance de l'Aptien moyen (réservoir de base). La zone BNEV_SLTST est une cible sismique difficile dans la région du projet de prolongement de White Rose en raison du faible contraste d'impédance avec la formation Nautilus sus-jacente. Par conséquent, dans certaines zones, en particulier dans la partie nord du gisement ouest et près du puits N-30, l'interprétation de ce marqueur est guidée par une épaisseur isopachée allant de BNA_200 à siltite basée sur les données de diagraphie des puits. La surface interne de BNA_200 est cartographiée en toute confiance sur la zone du projet de prolongement de White Rose, et elle fournit une meilleure contrainte des paraséquences rétrogradantes. La discordance de l'Aptien moyen est un horizon d'amplitude moyenne à élevée cartographié avec un niveau élevé de confiance concernant la zone. Le promoteur a fourni des interprétations géophysiques contrôlées de l'horizon et des failles de la région de White Rose. Ces interprétations ont été vérifiées par le personnel de l'Office travaillant sur les données géophysiques.

4.2.5 Pétrophysique

La partie de la demande portant sur la pétrophysique portait sur le gisement ouest. Le promoteur a mené un programme complet de diagraphie et de carottage pendant le forage de six puits de délimitation (J-49, E-28, O-28Y, O-28X, C-30, C-30Z), d'un puits d'injection de gaz (J-22 3), ainsi que de la paire de producteurs et injecteurs pilotes (E-18 10, E-18 11) dans le cadre du projet pilote White Rose Ouest. La demande fournit un résumé de l'interprétation pétrophysique du réservoir BNA par le promoteur pour ces puits. 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 correspond 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.**

4.2.6 Modélisation du réservoir géologique

Le personnel de l'Office a construit deux modèles géologiques 3D détaillés à l'aide du logiciel Petrel pour estimer les ressources en hydrocarbures en place. Un modèle comprenait le gisement nord et les blocs 2 et 5 du gisement sud, et le second modèle couvrait le gisement ouest. Les modèles ont intégré les données géophysiques, géologiques et techniques des réservoirs disponibles. Les détails du processus de modélisation utilisé figurent dans les annexes B et C. Les modèles géologiques de l'Office ont été utilisés pour calculer les estimations probabilistes des volumes d'hydrocarbures en place, présentées au point 4.3 ci-dessous.

4.2.7 Étendue géographique

L'examen des surfaces sismiques et des contacts des fluides interprétés fournis par le promoteur suggère que l'accumulation d'hydrocarbures proposée pour la mise en valeur par la plateforme de tête de puits s'étend au-delà des limites de l'actuelle zone de découverte commerciale de White Rose. Le gisement ouest et le gisement nord s'étendent probablement sur des zones faisant actuellement l'objet de déclarations de découverte importante. Par conséquent, le promoteur devra non seulement demander un amendement pour prolonger la zone de découverte commerciale de White Rose, mais il devra également obtenir un permis de production avant de commencer la production de ces gisements. **Aucune production à partir de la plateforme de tête de puits ne peut être effectuée dans cette partie de la zone de découverte commerciale de White Rose sans permis de production.**

4.3 Pétrole et gaz en place

Le personnel de l'Office a évalué les ressources en hydrocarbures en place dans les gisements ouest, nord et sud. Les modèles géologiques hiérarchiques déterministes créés dans Petrel ont servi de base à l'évaluation stochastique de la BNA. Plusieurs paramètres ont été modifiés au cours de l'évaluation, notamment les lithofaciès, la porosité, la saturation en eau, les contacts d'hydrocarbures et le processus de contraction (annexes A et B).

Le tableau 4.1 présente une comparaison des estimations volumétriques du promoteur et de l'Office pour le pétrole que l'on propose d'exploiter à partir du projet de prolongement de White Rose.

Tableau 4.1 : Comparaison des estimations du promoteur et de le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) du pétrole en place d'origine du réservoir de stockage. Les valeurs sont rapportées pour le réservoir BNA dans le gisement ouest, le gisement nord, les blocs 2 et 5, et le reste du gisement sud.

Gisement	Unités	À la baisse		Meilleure estimation		À la hausse	
		Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE
Ouest	Mb	317,6	742	458,5	836	591,2	949
	Mm^3	50,5	118	72,9	133	94,0	151
Nord	Mb	30,2	84,9	39,0	103	50,3	125,2
	Mm^3	4,8	13,5	6,2	16,4	8,0	19,9
Blocs 2 et 5	Mb	27,7	41,5	45,4	49,6	47,2	56,6
	Mm^3	4,4	6,6	7,22	7,9	7,5	9,0
Sud	Mb	460,4	620	544,1	647	640,3	678
	Mm^3	73,2	99	86,5	103	101,8	108

Gisement ouest
Dans l'ensemble, il y a un écart entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle de l'Office concernant le PEP d'origine du réservoir de stockage dans le gisement ouest. Les différences entre les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur et celles de l'Office sont attribuées aux différentes approches de modélisation géologique et de réservoir, aux analyses pétrophysiques et aux paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Le personnel de l'Office estime que l'approche de modélisation du promoteur et les volumes de PEP d'origine du réservoir de stockage qui en résultent sont prudents, surtout si l'on tient compte de la production supérieure aux prévisions qui a été obtenue par le projet pilote. Les futures données de forage et de production vont permettre une meilleure compréhension de la qualité des réservoirs et des volumes d'hydrocarbures et de perfectionner les modèles au cours de la progression du développement.

Gisement nord
Il y a également un écart important entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle de l'Office concernant le PEP d'origine du réservoir de stockage dans le gisement nord. Les données sur les puits sont très rares dans le gisement nord, ce qui accroît l'incertitude de l'interprétation géologique. Les différences entre les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur et celles de l'Office sont attribuées aux différentes approches de modélisation géologique et de réservoir, aux analyses pétrophysiques et aux paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Il est à noter que l'estimation pour le PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur pour le gisement nord a considérablement diminué depuis la soumission de l'approbation de la demande de plan de mise en valeur pour le gisement ouest (2009). Le volume de 17,9 Mm^3 rapporté à ce stade est proche de l'estimation actuelle de l'Office.

Blocs 2 et 5
Il y a une concordance relativement bonne entre les estimations du PEP d'origine du réservoir de stockage du promoteur et celles du personnel pour les blocs 2 et 5. Des différences peuvent être observées dans l'approche de modélisation, les analyses pétrophysiques et l'interprétation des contacts des fluides.

Des estimations pour le gaz en place (GEP) d'origine ont été fournies dans la demande pour le gisement ouest, le gisement nord et les blocs 2 et 5 (tableau 4.2).

Tableau 4.2 : Estimations par le promoteur du gaz en place dans le réservoir de BNA dans le gisement ouest, le gisement nord, les blocs 2 et 5 et le reste du gisement sud.

	Gisement	Unités	À la baisse	Meilleure estimation	À la hausse
GEP d'origine (calotte de gaz)	Ouest	Gpi^3	362,0	514,7	699,2
		Gm^3	10,2	14,5	19,7
	Nord	Gpi^3	252,0	337,2	447,2
		Gm	7,1	9,5	12,6
	Blocs 2 et 5	Gpi^3	17,7	21,3	35,5
		Gm^3	0,5	0,6	1.0
	Sud (zones restantes)	Gpi^3	351,4	450,8	578,5
		Gm^3	9,9	12,7	16,3
GEP d'origine (gaz dissous)	Ouest	Gpi^3	216,5	308,8	404,6
		Gm^3	6,1	8,7	11,4
	Nord	Gpi^3	21,3	28,4	35,5
		Gm^3	0,6	0,8	1.0
	Blocs 2 et 5	Gpi^3	21,3	28,4	31,9
		Gm^3	0,6	0,8	0,9
	Sud (zones restantes)	Gpi^3	326,5	394,0	472,1
		Gm^3	9,2	11,1	13,3

Le personnel de l'Office a effectué un examen préliminaire des ressources gazières pour le projet de prolongement de White Rose. La rareté des données dans le gisement nord et les blocs 2 et 5 rend l'interprétation et la modélisation difficiles. Il y a surtout un degré élevé d'incertitude quant à l'étendue aérale du réservoir rempli de gaz, et donc d'un large éventail de volumes possibles de GEP d'origine.

L'évaluation des ressources gazières du gisement ouest par le personnel est détaillée à l'annexe B. Selon lui, l'estimation du promoteur pour le GEP d'origine dans le gisement ouest est raisonnable et le modèle reflète les données disponibles.

4.4 Étude des réservoirs

L'analyse de la composante technique des réservoirs de la demande comprenait un examen des éléments suivants pour les gisements que l'on propose de développer à partir du projet de prolongement de White Rose :

- Pressions des réservoirs
- Températures des réservoirs
- Caractérisation des fluides
- Analyse spéciale de carottes

Les résultats des essais d'interférence verticale et des essais aux tiges du gisement ouest ont également été examinés.

4.4.1 Gisement ouest

4.4.1.1 Pressions des réservoirs du gisement ouest

Six puits de délimitation et trois puits de développement ont été forés dans le gisement ouest à ce jour.

Les pressions des réservoirs ont été obtenues à partir des contacts et des gradients d'hydrocarbures rencontrés dans un certain nombre de puits de la zone. Un graphique de la pression en fonction de la profondeur dans la zone est illustré à la figure 4.5.

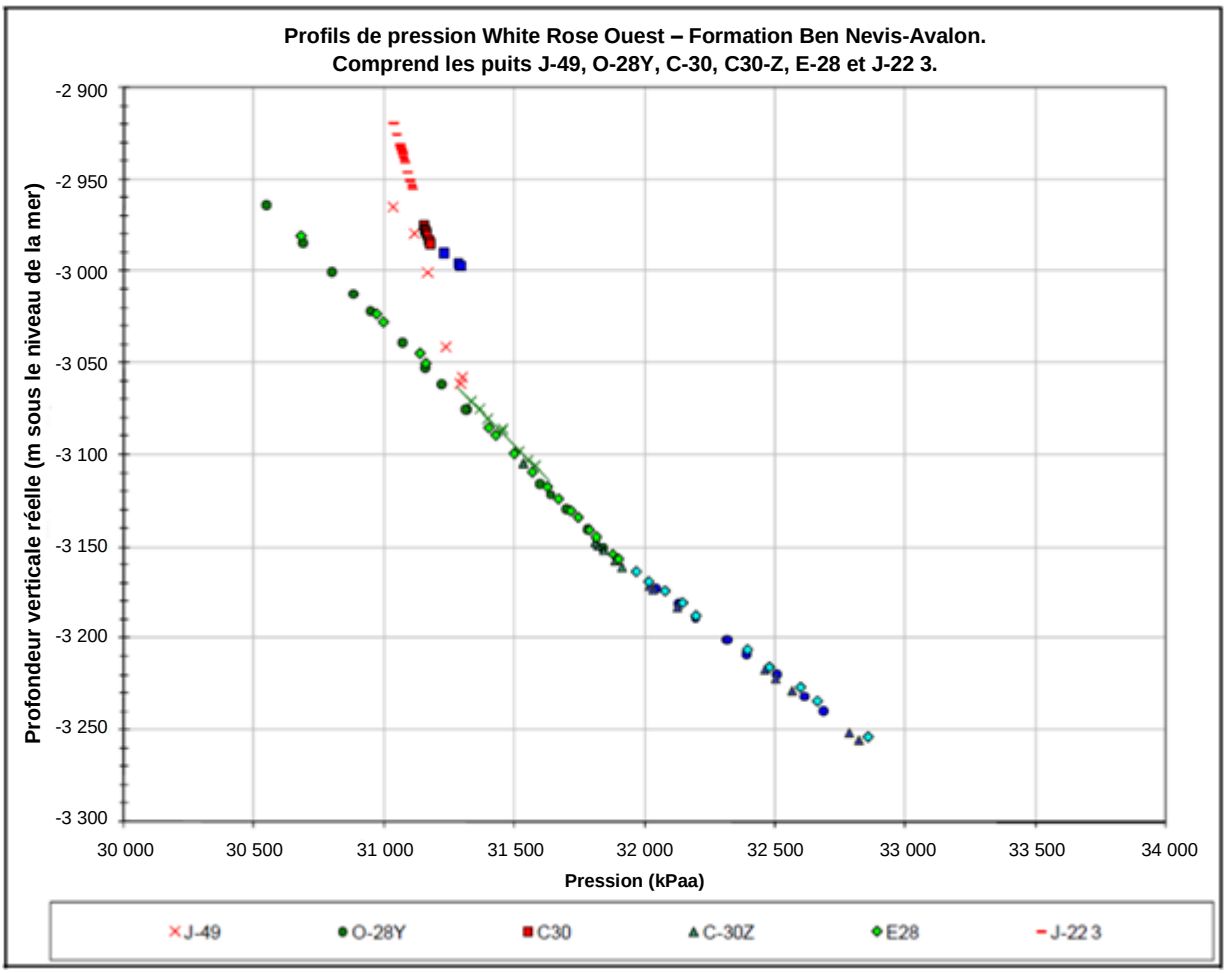

Figure 4.5 : Pression du gisement ouest en fonction de la profondeur (Husky, 2014).

Les gradients de fluide pour le gisement ouest ont été déterminés à partir des données du testeur dynamique de formation modulaire et sont présentés dans le tableau 4.3. Les gradients de fluide pour le gaz, le pétrole et l'eau sont similaires à ceux rencontrés dans d'autres zones du champ pétrolifère White Rose.

Tableau 4.3 : Gradients de fluides du promoteur pour chacun des puits du gisement ouest (Husky, 2014).

Puits	Gradient de gaz du réservoir (kPa/m)	Gradient d'huile du réservoir (kPa/m)	Gradient d'eau du réservoir (kPa/m)
E-18 10	S.O.	6,83	S.O.
E-18 11	S.O.	S.O.	S.O.
E-28	S.O.	7,24	9,82
O-28 Y	S.O.	6,90	9,70
C-30	2,50	S.O.	S.O.
C-30Z	S.O.	6,74	9,66
J-49	1,78	6,85	S.O.
J-22 3	2,11	S.O.	S.O.

Les contacts des fluides interprétés par le promoteur pour chacun des puits du gisement ouest sont énumérés au tableau 4.4.

Tableau 4.4 : Contact des fluides dans le gisement ouest du promoteur.

Puits	Contact	Profondeur sous-marine (m sous le niveau de la mer)
E-18 10	Pétrole, aucun contact avec les fluides	
E-18 11	Pétrole/eau	3 170,1
E-28	Pétrole/eau	3 173,5
O-28 Y	Pétrole/eau	3 167,1
C-30	Gaz, aucun contact avec les fluides	
C-30Z	Pétrole/eau	3 172,8
J-49	Gaz/pétrole	3 068,8
J-22 3	Injecteur de gaz, aucun contact avec les fluides	

En se basant sur l'analyse des données de pression, le promoteur a choisi d'utiliser un contact pétrole-eau de 3 170 m de profondeur verticale réelle (PVR) sous le niveau de la mer dans ses modèles. Un contact gaz-pétrole de 3 069 m de PVR sous le niveau de la mer a été sélectionné pour la région du puits J-49 et un contact gaz-pétrole de 3 085 m a été sélectionné pour la région C-30.

L'analyse du personnel s'est appuyée sur les données recueillies lors de l'interprétation des diagraphies ainsi que sur les données de pression obtenues lors de plusieurs essais par testeur dynamique modulaire sur des puits du gisement ouest. Sur la base de son analyse indépendante, le personnel a choisi un contact pétrole-eau de 3 155 m de PVR sous le niveau de la mer. Un contact gaz-pétrole de 3 069 m de PVR sous le niveau de la mer a été choisi en fonction des résultats du puits J-49 et utilisé par le personnel de l'Office dans l'ensemble du modèle du gisement ouest.

Bien que le personnel ait déterminé des valeurs légèrement différentes pour les contacts et les gradients de fluide, il convient que la méthode utilisée par le promoteur est raisonnable et justifiée. Les différences de valeurs peuvent être attribuées aux différentes méthodes, hypothèses et critères utilisés pour interpréter les données.

4.4.1.2 Températures des réservoirs du gisement ouest

Les premières estimations de la température des réservoirs dans le gisement ouest ont été faites à l'aide d'outils de diagraphie provenant de puits de délimitation situés dans la région. La plage de température prévue à partir de ces premières estimations se situait entre 110 °C et 117 °C.

Les données disponibles les plus précises sur la température des réservoirs proviennent de la mise en service du producteur pilote du gisement ouest E-18 10 et de l'injecteur d'eau E-18 11. Les températures au fond des puits varient de 108 °C à 115 °C, ce qui correspond étroitement aux températures estimées à partir des puits de délimitation. Le promoteur a réglé la température de réservoir dans le modèle de simulation de réservoir du projet de prolongement de White Rose à 106ºC.

Le personnel de l'Office considère que l'analyse et l'utilisation des données de température par le promoteur sont raisonnables et appropriées pour le gisement ouest.

4.4.1.3 Caractérisation des fluides du gisement ouest

Le promoteur a prélevé des échantillons de fluides dans les puits O-28Y, C-30, C-30Z, E-28 et J-22 3 et a procédé à une analyse détaillée des échantillons de gaz, de pétrole et d'eau. L'analyse de pression-volume-température (PVT) effectuée sur un échantillon de pétrole O-28Y a été choisie comme échantillon représentatif pour le gisement ouest. Cette analyse des fluides a indiqué une proportion gaz-pétrole de 105,5 m^3/m^3, une pression de saturation de 26 290 kPa et un facteur de volume de formation de pétrole initiale de 1,29 m^3/m^3.

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

4.4.1.4 Analyse spéciale de carottes du gisement ouest

Les courbes de perméabilité relative pétrole-eau et gaz-pétrole utilisées dans le modèle du gisement ouest sont fondées sur des essais de perméabilité relative testés à l'aide d'échantillons de carottes à bouchons empilés provenant des puits O-28Y, C-30Z et E-28. Les paramètres ultimes de perméabilité relative pour chacun des cinq types de roches (grès laminé, grès bioturbé, siltite bioturbé, calcite et schiste) sont présentés dans la demande.

Le personnel de l'Office considère que l'approche du promoteur pour incorporer les données d'analyse spéciale de carottes est acceptable.

4.4.1.5 Essai d'interférence verticale du gisement ouest

Des essais d'interférence verticale ont été effectués sur les puits O-28Y, E-28 et E-18 11 dans le gisement ouest. Tous les résultats détaillés des essais d'interférence verticale et les rapports d'interprétation ont été soumis au C-TNLOHE. Les essais d'interférence E-28 ont permis d'évaluer la perméabilité du réservoir, et les essais d'interférence E-18 11 ont permis d'évaluer la communication verticale et la perméabilité dans les différentes paraséquences de la formation.

Le personnel a examiné les résultats des essais d'interférence et les a jugés raisonnables. Chaque test a été examiné et comparé aux résultats présentés dans la demande.

4.4.1.6 Résultats des essais aux tiges du puits C-30Z

Le promoteur a effectué deux essais aux tiges distincts au puits C-30Z, sur les intervalles supérieurs et inférieurs du réservoir BNA. L'intervalle inférieur a été testé à une vitesse de 1 200 barils/jour pendant la période d'écoulement principal, et le second intervalle n'a pas coulé à la surface. Les figures 4.6 et 4.7 donnent des détails sur l'intervalle supérieur et inférieur.

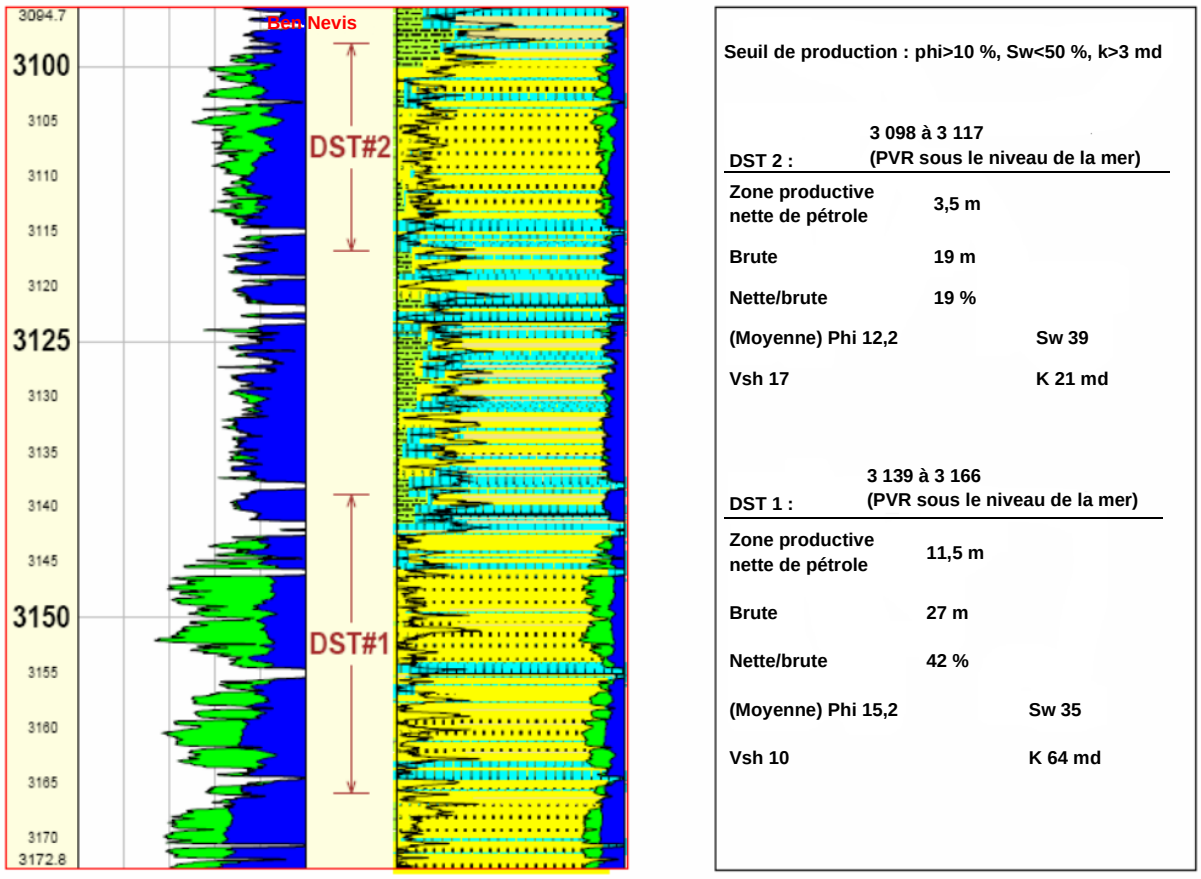

Figure 4.6 : Intervalles des essais aux tiges du puits C-30Z (Husky, 2014).

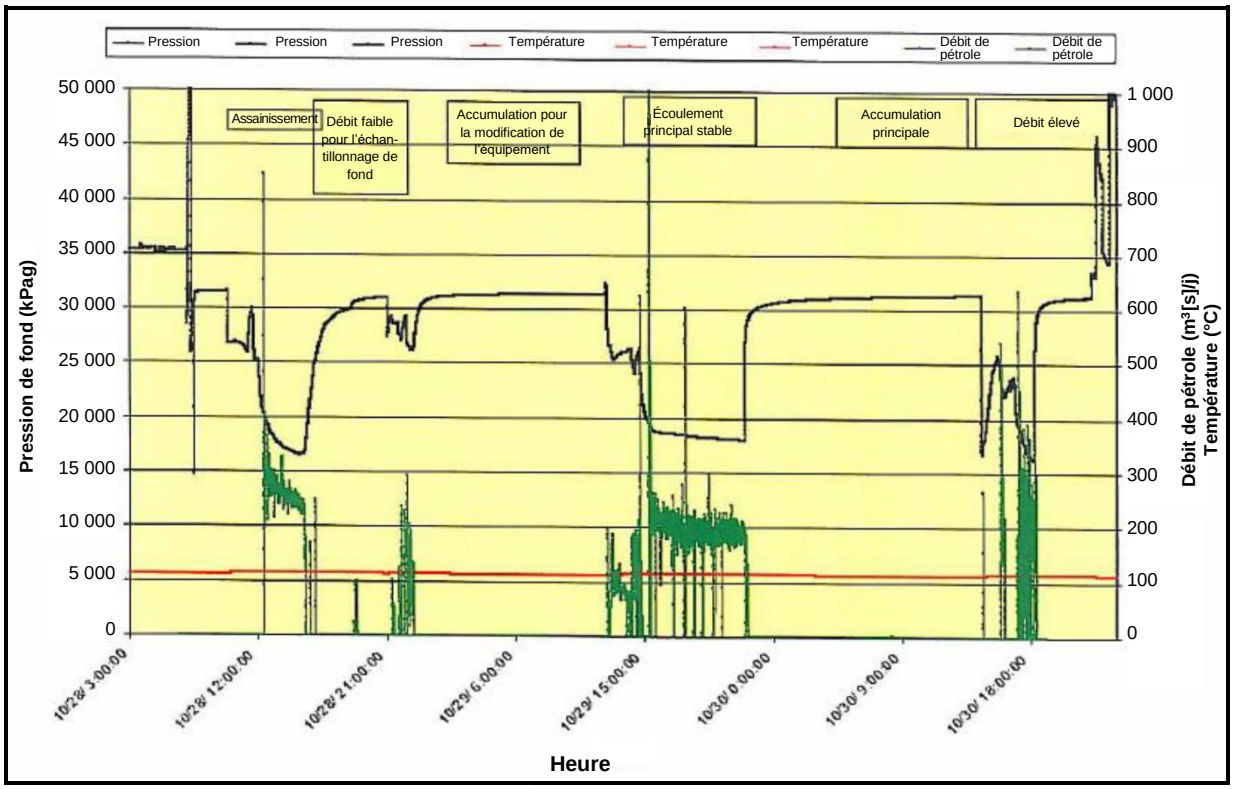

Figure 4.7 : Essai aux tiges 1 : débit et accumulations du puits C-30Z (Husky, 2014).

Le personnel a examiné les résultats des essais aux tiges et les interprétations du promoteur concernant leurs accumulations de pression, et les a trouvés raisonnables.

4.4.2 Gisement nord

4.4.2.1 Pressions des réservoirs du gisement nord

Deux puits de délimitation, un puits d'exploration et deux puits de développement ont été forés dans le gisement nord à ce jour.

Les pressions des réservoirs ont été définies en fonction des contacts d'hydrocarbures et des gradients obtenus dans quatre puits de la région. Un graphique de la pression en fonction de la profondeur dans la zone est illustré à la figure 4.8.

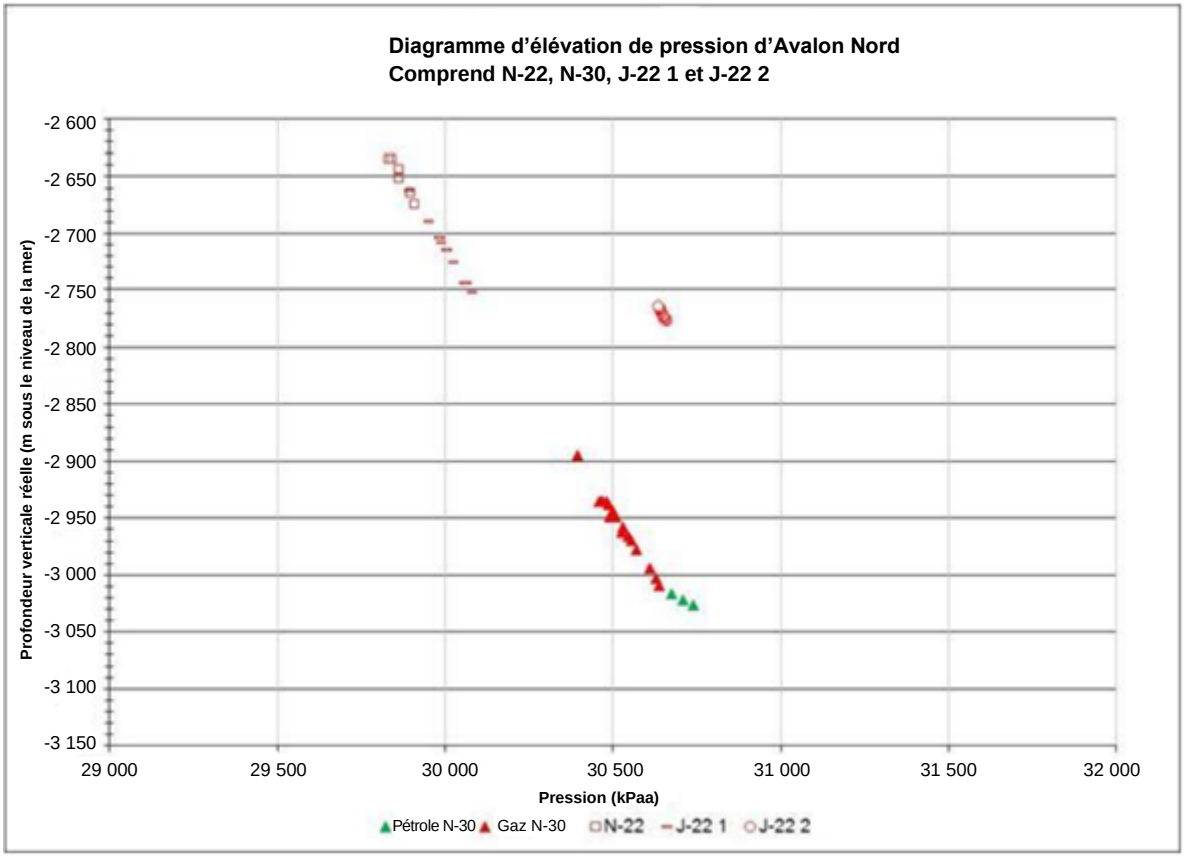

Figure 4.8 : Pression du gisement nord en fonction de la profondeur (Husky, 2014).

Les gradients de fluide pour le gisement nord ont été déterminés à partir des données du testeur dynamique et sont présentés dans le tableau 4.5. Les gradients de fluide pour le gaz, le pétrole et l'eau sont similaires à ceux rencontrés dans d'autres zones du champ pétrolifère White Rose.

Tableau 4.5 : Gradients de fluides du promoteur pour chaque puits du gisement nord.

Puits	Gradient de gaz du réservoir (kPa/m)	Gradient d'huile du réservoir (kPa/m)	Gradient d'eau du réservoir (kPa/m)
N-22	1,99	S.O.	S.O.
N-30	2,26	6,7	S.O.
J-22 1	2,05	S.O.	S.O.
J-22 2	1,85	S.O.	S.O.

Les contacts des fluides interprétés par le promoteur pour chacun des puits du gisement nord sont présentés au tableau 4.6.

Tableau 4.6 : Contact des fluides interprétés par le promoteur pour chaque puits du gisement nord.

Puits	Contact	Profondeur sous-marine (m sous le niveau de la mer)
N-22	Gaz, aucun contact avec les fluides	S.O.
N-30	Gaz/pétrole	3 014
J-22 1	Injecteur de gaz, aucun contact avec les fluides	S.O.
J-22 2	Injecteur de gaz, aucun contact avec les fluides	S.O.
K-03	Eau, aucun contact avec les fluides	S.O.

Le promoteur a choisi un contact gaz-pétrole de 3 014 m de PVR sous le niveau de la mer basé sur les résultats du puits N-30. Le promoteur a supposé un contact pétrole-eau de 3 084 m de PVR sous le niveau de la mer en se basant sur l'extrapolation des données de pression du testeur dynamique acquises dans le puits N-30 aux gradients d'eau régionaux dans le champ pétrolifère White Rose. Ces contacts correspondent aux contacts de fluides utilisés dans la simulation du réservoir du gisement nord du promoteur.

L'analyse du personnel était en accord avec le contact gaz-pétrole de 3 014 m choisi par le promoteur, basé sur une analyse indépendante des données du puits N-30. Comme aucun contact de fluide dans le gisement nord n'a été rencontré pour déterminer directement un contact pétrole-eau, le personnel est d'accord avec l'approche du promoteur qui consiste à utiliser les gradients de fluide régionaux pour estimer le contact pétrole-eau à 3 084 m. Cette valeur est basée sur l'hypothèse qu'il existe une communication de pression et des gradients de fluide similaires entre le gisement nord et les zones environnantes.

La méthode utilisée par le promoteur est raisonnable et justifiée compte tenu de la quantité d'information disponible à l'heure actuelle. Les hypothèses utilisées pour déterminer le contact pétrole-eau dans le gisement nord devraient être réévaluées et vérifiées lorsque davantage de données seront obtenues à partir de nouveaux puits.

4.4.2.2 Températures des réservoirs du gisement nord

Les données de température des réservoirs du gisement nord ont été estimées à partir de deux sources principales : les températures de fond de trou des injecteurs de gaz actuels J-22 1 et J-22 2, ainsi que les données de température du gisement ouest.

La température prévue dans le gisement nord varie de 108 °C à 115 °C. Le promoteur a réglé la température de réservoir dans le modèle de simulation du réservoir du gisement nord à 106 °C.

Le personnel de l'Office considère que l'analyse et l'utilisation des données de température par le promoteur sont raisonnables et appropriées pour le gisement nord.

4.4.2.3 Caractérisation des fluides du gisement nord

Le promoteur a prélevé des échantillons de fluides dans les puits N-30, J-22 1 et J-22 2 et a effectué une analyse détaillée des échantillons de gaz et de pétrole. D'après l'expérience de libération différentielle, l'échantillon de fluide mélangé a une pression de saturation de 30 751 kPa à 106 °C, une proportion gaz-pétrole de 120,1 m^3/m^3 et un facteur de volume de formation d'huile initiale de 1,313 m^3/m^3.

Le personnel de l'Office considère que les caractérisations pétrolières et gazières du gisement nord faites par le promoteur sont raisonnables et appropriées.

4.4.2.4 Analyse spéciale de carottes du gisement nord

L'analyse spéciale de carottes a été effectuée sur une carotte provenant du puits N-30. Cependant, les perméabilités relatives résultantes ont été jugées non représentatives. Pour cette raison, les fonctions de perméabilité relative pour les cinq types de faciès du gisement nord ont été basées sur le modèle du gisement sud, et ont été par la suite ajustées pour tenir compte des saturations d'eau irréductible estimées. Les paramètres ultimes de perméabilité relative pour chacun des cinq types de roches (grès laminé, grès bioturbé, siltite bioturbé, calcite et schiste) sont présentés dans la demande.

Le personnel de l'Office considère que l'approche du promoteur pour incorporer les données d'analyse spéciale de carottes est acceptable.

4.4.3 Gisement sud (y compris les blocs 2 et 5)

4.4.3.1 Pressions des réservoirs du gisement sud

Six puits de délimitation et 19 puits de développement ont été forés dans le gisement sud (y compris les blocs 2 et 5) à ce jour.

Les pressions des réservoirs ont été définies par les contacts et les gradients d'hydrocarbures rencontrés dans plusieurs puits d'exploration, de délimitation et de développement de la région. Un graphique de la pression en fonction de la profondeur dans la zone est illustré à la figure 4.9.

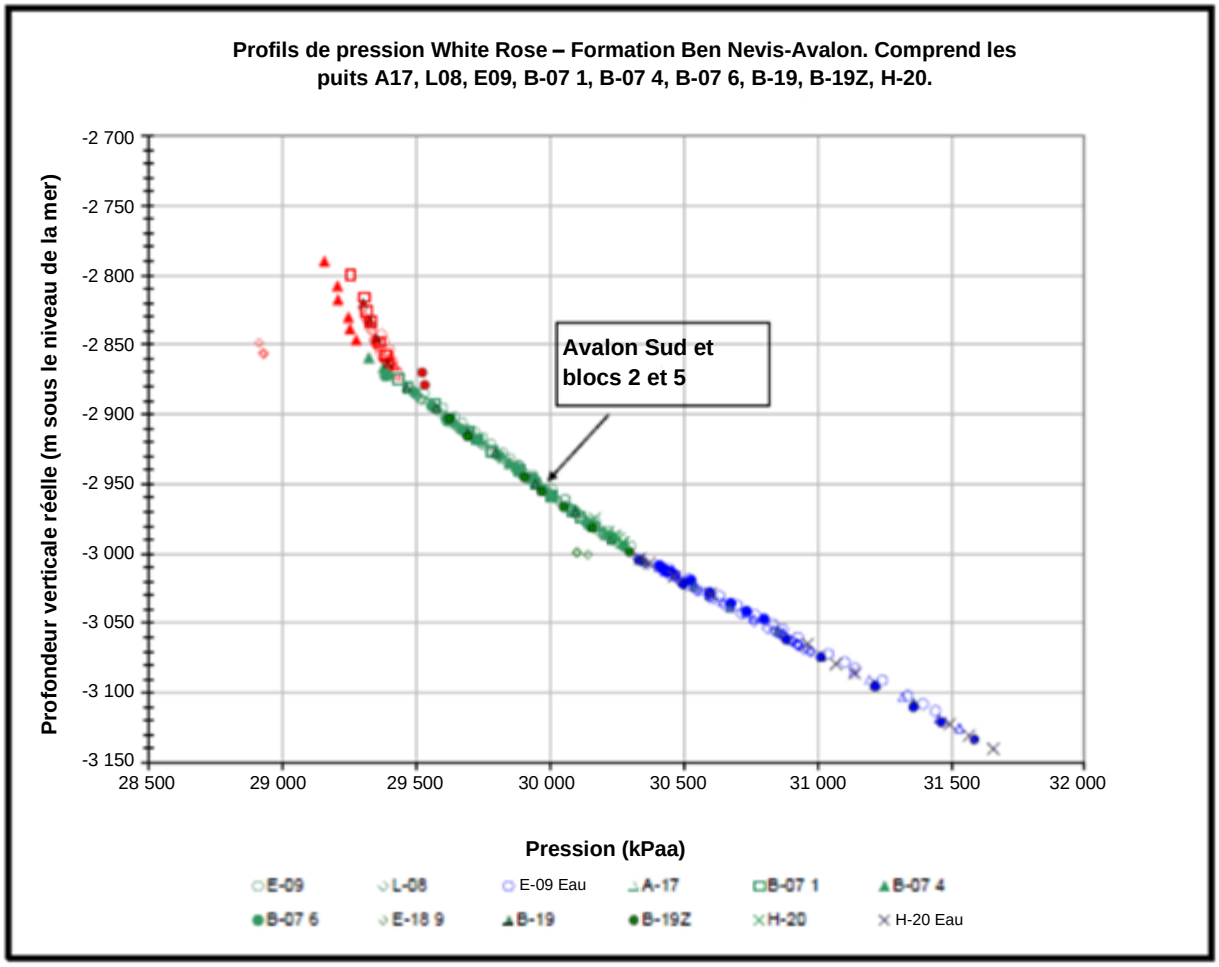

Figure 4.9 : Pression du gisement sud (y compris les blocs 2 et 5) en fonction de la profondeur (Husky, 2014).

Les gradients de fluide pour le gisement sud (y compris les blocs 2 et 5) ont été déterminés à partir des données du testeur dynamique et sont présentés dans le tableau 4.7. Les gradients de fluide pour le gaz, le pétrole et l'eau sont similaires à ceux rencontrés dans d'autres zones du champ pétrolifère White Rose.

Tableau 4.7 : Gradients de fluides du promoteur pour le gisement sud, y compris les blocs 2 et 5.

Puits	Gradient de gaz du réservoir (kPa/m)	Gradient d'huile du réservoir (kPa/m)	Gradient d'eau du réservoir (kPa/m)
A-17	1,71	6,96	9,71
L-08	2,11	6,98	9,69
E-09	2,28	7,09	9,81
H-20	S.O.	6,15	9,67
B-07 1	2,13	6,84	S.O.
B-07 4	2,06	6,92	S.O.
B-07 6	S.O.	7,18	10,22
B-19Z	1,11	7,06	9,74

Les contacts des fluides rencontrés dans les puits du gisement sud sont présentés dans le tableau 4.8.

Tableau 4.8 : Contact des fluides du promoteur dans le gisement sud, y compris les blocs 2 et 5.

Puits	Contact	Profondeur sous-marine (m sous le niveau de la mer)
A-17	Gaz/pétrole	2 874,4
L-08	Gaz/pétrole	2 872,0
E-09	Gaz/pétrole	2 869,4
H-20 (bloc 2)	Pétrole/eau	3 003,2
B-07 1	Gaz/pétrole	2 871,5
B-07 4	Gaz/pétrole	2 858,9
B-07 6	Pétrole/eau	2 998,5
B-07 11	Gaz/pétrole	2 869,2
E-18 9	Gaz/pétrole	2 873,8
	Pétrole/eau	3 003,7
B-19Z (bloc 5)	Gaz/pétrole	2 893,6
	Pétrole/eau	3 004,8

Dans la région de la terrasse du gisement sud, on a supposé un contact pétrole-eau de 2 999 m de PVR sous le niveau de la mer. Un contact gaz-pétrole de 2 872 m de PVR a été supposé dans la partie nord de la Terrasse, et un contact gaz-pétrole de 2 859 m de PVR a été supposé dans la partie sud. Dans la région du centre de forage central (CFC) du gisement sud, on a supposé des contacts pétrole-eau et gaz-pétrole de 3 009 m et 2 872 m de PVR, respectivement. Dans le bloc 2, on a supposé des contacts pétrole-eau et gaz-pétrole de 3 005 m et 2 872 m de PVR, respectivement. Dans le bloc 5, on a supposé des contacts pétrole-eau et gaz-pétrole de 3 003 m et 2 893 m de PVR, respectivement. Ces contacts correspondent aux contacts des fluides utilisés dans la simulation du réservoir du gisement sud du promoteur.

Sur la base de l'analyse pétrophysique, le personnel de l'Office a interprété un contact gaz-pétrole plus élevé dans le bloc 5. Le modèle de l'Office a appliqué un contact pétrole-gaz de 2 871,5 m de PVR sous le niveau de la mer. Cette différence explique probablement une partie de l'écart entre les volumes en place de l'Office et ceux du promoteur pour le bloc 5.

Le personnel de l'Office considère que l'analyse et l'utilisation des données sur la pression et les contacts par le promoteur sont raisonnables et appropriées pour la région du gisement sud.

4.4.3.2 Températures des réservoirs du gisement sud

Le gradient de température dans le gisement sud est bien compris en raison du nombre de puits de développement qui y ont été forés. La température initiale maximale de 108 °C a été observée dans le gisement sud, dans le puits d'injection d'eau E-18 7. La température initiale maximale observée dans la région de la terrasse du gisement sud était de 105 °C, dans le puits d'injection d'eau B-07 8. Par conséquent, la température estimée dans le gisement sud, y compris les blocs 2 et 5, est de 106 °C, ce qui a été utilisé dans le modèle de simulation de réservoir du gisement sud du promoteur.

Le personnel de l'Office considère que l'analyse et l'utilisation des données de température par le promoteur sont raisonnables et appropriées pour la région du gisement sud.

4.4.3.3 Caractéristiques des fluides du gisement sud

Le promoteur a prélevé des échantillons de fluides dans plusieurs puits du gisement sud et a effectué une analyse détaillée des échantillons de gaz et de pétrole. L'ensemble de données PVT le plus représentatif pour le gisement sud, y compris les blocs 2 et 5, présente une proportion gaz-pétrole de 128,5 m^3/m^3, une pression de saturation de 29 100 kPa et un facteur de volume de la formation initiale de 1,359 m^3/m^3.

Le personnel de l'Office considère que les caractéristiques pétrolières et gazières du gisement sud faites par le promoteur sont raisonnables et appropriées.

4.4.3.4 Analyse spéciale de carottes du gisement sud

Les courbes de perméabilité relative pétrole-eau et gaz-pétrole du gisement sud ont été établies à partir de tests de balayage sur carotte du puits White Rose L-08. Les travaux d'analyse spéciale de carottes menés pour le gisement sud sont également considérés comme représentatifs pour les blocs 2 et 5. Les paramètres ultimes de perméabilité relative pour chacun des cinq types de roches (grès laminé, grès bioturbé, siltite bioturbé, calcite et schiste) sont présentés dans la demande.

Le personnel de l'Office considère que l'approche du promoteur pour incorporer les données d'analyse spéciale de carottes est acceptable.

Dans l'ensemble, le personnel estime que le promoteur a fourni suffisamment d'informations sur l'étude des réservoirs pour la zone du projet. L'approche de la caractérisation des réservoirs est appropriée et raisonnable.

4.5 Exploitation des réservoirs

La demande propose l'exploitation du gisement ouest, du gisement nord et des blocs 2 et 5 du gisement sud à partir de la plateforme de tête de puits (tableau 4.9). Comme le gisement ouest est celui qui comprend les réserves les plus importantes, il sera traité en priorité dans le projet de prolongement de White Rose. Le forage de puits de développement intercalaires dans les blocs de la terrasse et central du gisement sud, actuellement en production, est également proposé à partir de la plateforme de tête de puits.

Tableau 4.9 : Nombre de puits proposés par le projet de prolongement de White Rose, tel que décrit dans la demande.

Gisement	Nombre de puits
Gisement ouest	26
Blocs 2 et 5	3
Gisement nord	2
Gisement sud	5
Injection des déblais de forage	2
Total	**38**

4.5.1 Gisement ouest

4.5.1.1 Historique

Le gisement ouest est situé dans la partie nord-ouest du champ (figure 3.1). Le gisement ouest a été identifié comme un secteur potentiel pour un développement futur dans le plan de mise en valeur de White Rose (2001). À cette époque, seul le puits de délimitation J-49 avait été foré dans le gisement ouest. Le promoteur a indiqué dans le plan de mise en valeur initial que des renseignements et une évaluation supplémentaires étaient nécessaires pour déterminer la faisabilité de l'exploitation du gisement. L'Office a convenu, dans la décision 2001.01, que des renseignements supplémentaires étaient nécessaires avant de procéder à l'exploitation du gisement.

Afin d'évaluer davantage la faisabilité de la mise en valeur du gisement ouest, le promoteur a effectué des forages de délimitation supplémentaires. Depuis la décision 2001.01, cinq autres puits de délimitation (O-28Y, O-28X, C-30, C-30Z et E-28) ont été forés dans le gisement ouest. Les données supplémentaires recueillies ont permis de mieux comprendre le gisement, mais un niveau élevé d'incertitude quant au potentiel de développement du gisement ouest subsiste en raison de la forte stratification et des failles du réservoir.

Afin de réduire l'incertitude quant à la faisabilité de la mise en valeur du gisement ouest, le promoteur a soumis à l'Office en 2009 la « Modification du plan de mise en valeur du gisement ouest de White Rose – Projet pilote » afin d'obtenir l'autorisation de mener un projet pilote de production. L'Office a approuvé la modification du plan de mise en valeur dans la décision 2010.01. Le projet pilote a permis au promoteur d'acquérir des données statiques et dynamiques de production et d'injection qui ont permis de mieux comprendre le gisement ouest et ont conduit à la présentation de la présente demande. De plus amples détails sur les résultats du projet pilote et sur la façon dont ils ont influencé la planification de l'épuisement du gisement sont présentés dans la partie 4.5.1.2 ci-dessous.

4.5.1.2 Résultats du projet pilote

Le gisement ouest est un réservoir complexe sur le plan structurel, avec un degré élevé de failles. Il est généralement de moins bonne qualité que le gisement sud, car il a un réservoir net plus faible et contient des limites de paraséquences plus importantes, dont certaines constituent des obstacles potentiels à l'écoulement. La qualité du réservoir se dégrade vers le nord et l'ouest à mesure que le milieu sédimentaire devient plus distal.

Le promoteur a planifié et lancé le projet pilote d'acquisition de données dynamiques de production et d'injection afin d'améliorer la compréhension des risques techniques dans le gisement ouest, et de trouver la meilleure façon de les atténuer. Ces informations ont été utilisées pour élaborer une stratégie d'épuisement optimisée pour le gisement et pour s'assurer que la récupération du pétrole est maximisée.

Les principaux risques techniques que le projet pilote était censé aborder étaient les suivants :

- l'étendue latérale, la qualité et la productivité des faciès supérieurs du réservoir;
- l'étanchéité des failles;
- l'importance des paraséquences à granocroissance ascendante, leur niveau de barrière ou de chicanage de l'écoulement, leur quantité et leur étendue;
- le degré de compartimentation des réservoirs;
- la connectivité des réservoirs;
- l'indice de productivité et de performance de toutes les unités d'écoulement; et
- la fracture par injection d'eau et la pression de propagation.

Ce projet pilote a utilisé le producteur E-18 10, dont la production a débuté en septembre 2011. Il a été en production primaire jusqu'en avril 2012, date à laquelle l'injecteur d'eau E-18 11 a été foré pour fournir un support de pression.

L'E-18 10 a été foré en tant que puits fortement dévié afin que le trajet du puits traverse la faille JB18a, et pour maximiser le croisement de multiples paraséquences au-dessus du contact pétrole-eau. Il a également été foré comme un puits légèrement dévié et a ciblé toutes les paraséquences. Les deux puits ont été équipés de complétions intelligentes. Le producteur a été conçu comme une complétion intelligente à deux zones, la troisième zone n'ayant aucun contrôle en fond de puits. L'injecteur a été conçu comme une complétion intelligente à trois zones.

Le producteur intelligent isole trois zones de complétion qui traversent la faille JB18a et la limite de la paraséquence BNA 325, tandis que l'injecteur intelligent isole trois zones de complétion qui traversent les limites du BNA 325 et du ciment coquillage BNA. Les zones de complétion sont illustrées dans la figure 4.10.

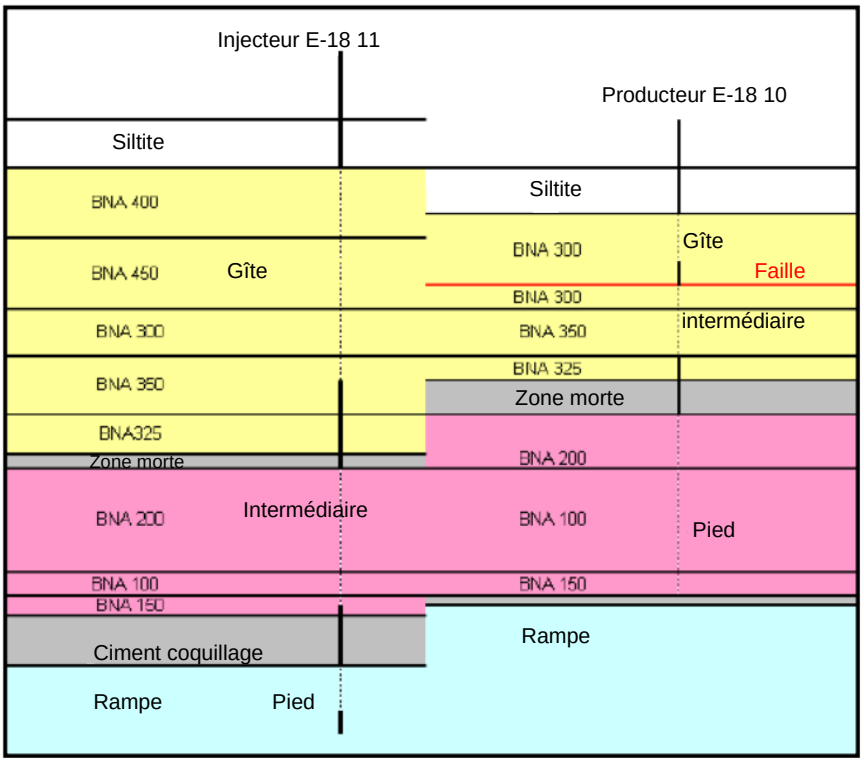

Figure 4.10 : Zones de complétion du producteur pilote et du puits injecteur (Husky, 2014).

L'utilisation de complétions intelligentes a permis au promoteur de manipuler des vannes de fond de trou pour générer des essais de production et d'injection individuels dans les trois zones de complétion. De plus, un programme complet de tests d'interférence a également été mis à l'essai entre les zones de complétion du producteur et de l'injecteur en utilisant les complétions intelligentes. Ces tests d'interférence ont permis au promoteur de déterminer l'étendue de la communication entre les puits des zones et d'évaluer la nature étanche ou de chicanage de la faille JB18a et de la paraséquence BNA 325 et ciment coquillage BNA.

Grâce à l'utilisation des divers programmes de tests, le promoteur a conclu que tous les objectifs initiaux du projet pilote ont été atteints. Les résultats ont permis de dissiper d'importantes incertitudes, de mieux comprendre la dynamique du réservoir du gisement ouest et d'optimiser le plan d'épuisement du gisement. Les principales constatations sont présentées ci-dessous.

- L'écoulement de pétrole a été confirmé à partir des paraséquences supérieures de moins bonne qualité, et des estimations quantitatives de cet écoulement ont été obtenues. Par conséquent, le promoteur a placé des puits dans les unités d'écoulement supérieures pour produire ces réserves.
- La faille JB18a, traversée par la faille E-18 10, s'est avérée être fortement chicanée ou étanche à l'écoulement. Le promoteur a donc conçu des puits qui traversent des failles afin de maximiser le drainage et le balayage des réserves de pétrole.
- On a obtenu une meilleure compréhension des limites des paraséquences et des barrières verticales dans le réservoir. Les tests d'interférence verticale de l'injecteur E-18 11 entre les zones médiane et supérieure et les zones médiane et inférieure ont confirmé l'absence de communication à travers le BNA 325 ou le ciment coquillage BNA. Ainsi, on pense que les deux couches de paraséquences sont fortement chicanées ou étanches et que, par conséquent, un déplacement par injection d'eau par le fond ne conviendrait pas pour une grande partie du gisement ouest. Au lieu de cela, une grande partie du gisement sera épuisée par injection d'eau avec un balayage latéral.
- On a pu réaliser l'injection dans les trois zones de complétion de l'injecteur E-18 11, et il y avait des preuves de fracturation thermique.
- La communication de pression entre les puits E-18 10 et E-18 11 a été confirmée par des tests d'interférence. Ces essais ont montré que la communication horizontale est meilleure dans les unités d'écoulement moyen que dans les unités d'écoulement supérieur. Par conséquent, un espacement plus dense des puits est proposé afin de maximiser la récupération à partir des paraséquences supérieures.

- Les pressions de fracturation et de propagation ont été confirmées et ont été utilisées à des fins de planification du développement.

4.5.1.3 Planification de l'épuisement

La stratégie d'épuisement proposée pour le gisement ouest consiste en un processus de récupération secondaire par injection d'eau avec un rapport de remplacement de porosité ciblé entre 1,0 et 1,2. Cette stratégie est conforme à celle employée dans les développements existants du champ pétrolifère White Rose.

La demande propose de forer 13 producteurs et 13 injecteurs d'eau à partir de la plateforme de tête de puits afin d'épuiser les réserves restantes du gisement ouest. Avec le producteur et l'injecteur pilote et l'injecteur de gaz J-22 3 déjà en place, cela portera le nombre total de puits de développement du gisement à 29 puits. L'emplacement et l'orientation des puits proposés sont illustrés à la figure 4.11.

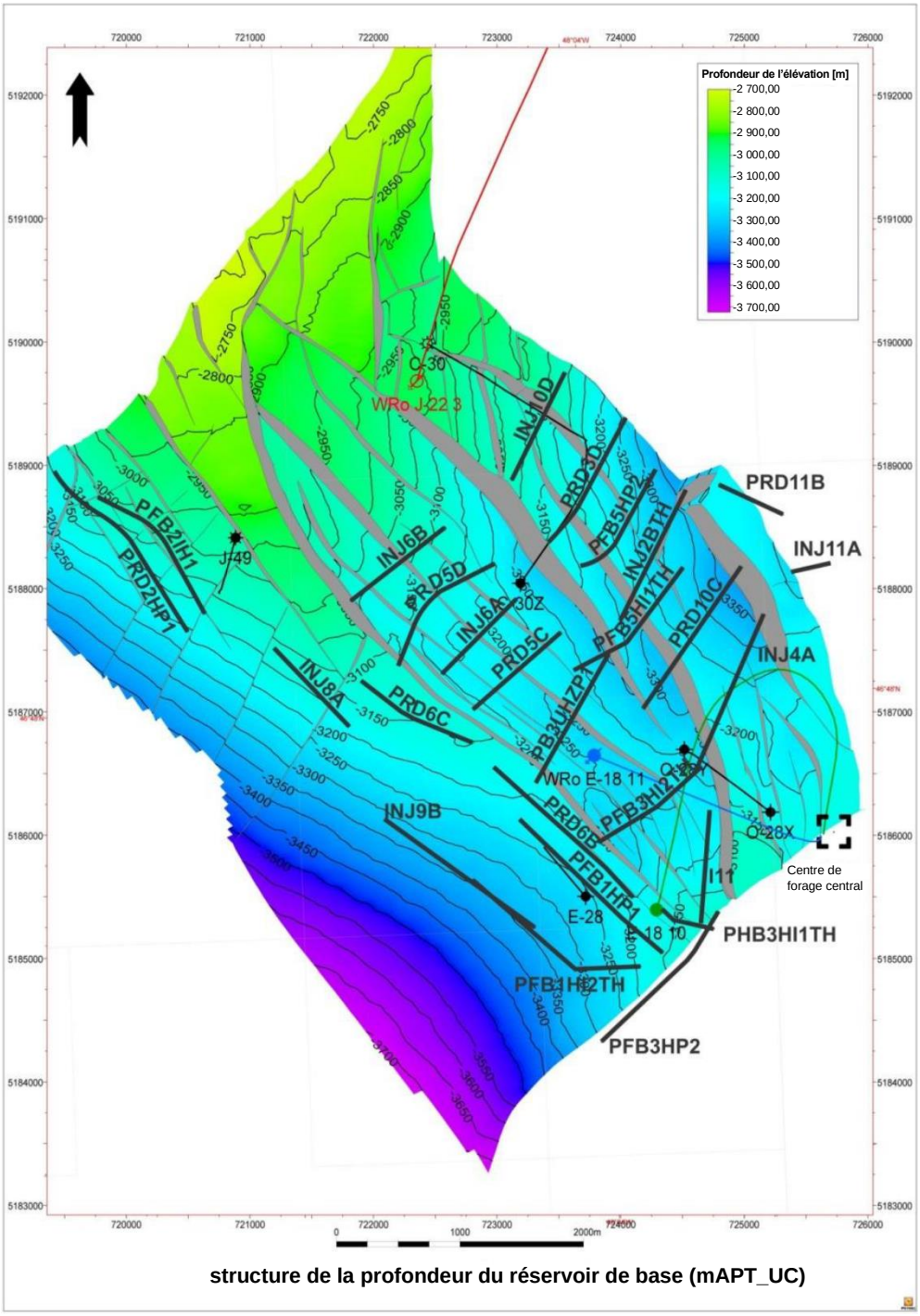

Figure 4.11 : Emplacements proposés pour les puits du gisement ouest (Husky, 2014).

Comme l'indique la partie 4.5.1.2, les données statiques et dynamiques obtenues dans le cadre du projet pilote ont permis au promoteur de mieux comprendre le gisement ouest et les interfaces horizontales et verticales à l'intérieur du réservoir. Les résultats du projet pilote, combinés aux connaissances tirées des développements existants, ont permis au promoteur d'optimiser le plan d'épuisement du gisement. Cela a donné lieu à deux stratégies différentes de placement des puits proposées pour la zone située au nord-est de la faille J-49 et la zone située au sud-ouest de la faille J-49 (figure 4.12).

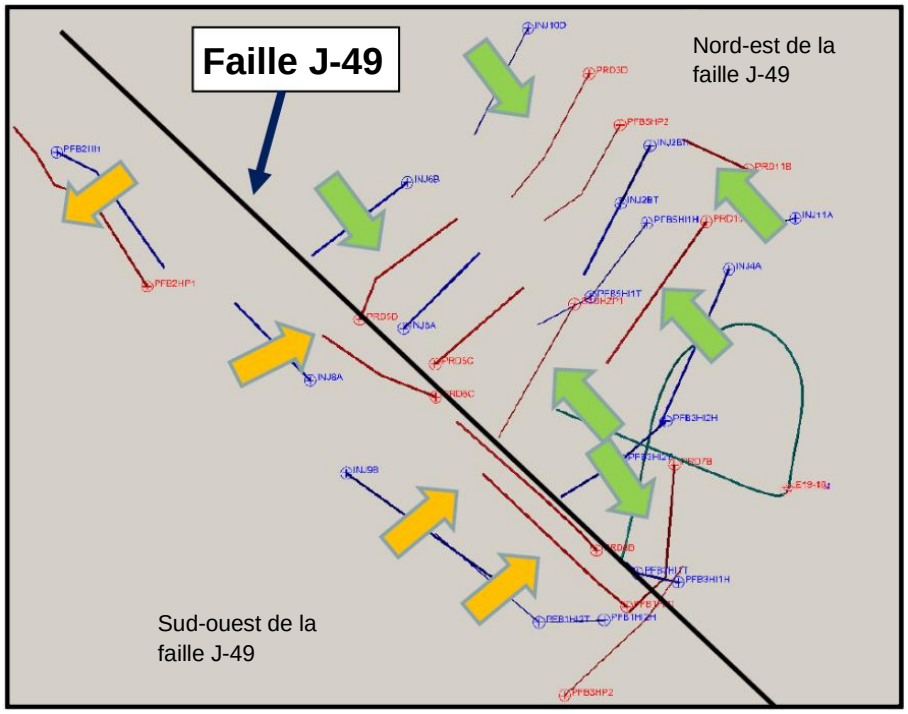

Figure 4.12 : Plan d'orientation du puits du gisement ouest (Husky, 2014).

La zone située au sud-ouest de la faille J-49 comprend moins de failles que la région au nord-est. La stratégie proposée pour l'emplacement des puits au sud-ouest de la faille J-49 est dictée par l'étendue du pétrole en place et est analogue à la stratégie employée pour le champ North Amethyst, les puits étant orientés du nord-ouest au sud-est. Les producteurs horizontaux et fortement déviés seront forés parallèlement à la faille J-49 et seront soutenus par des injecteurs d'eau horizontaux également fortement déviés, dont certains seront placés en aval-pendage pour un déplacement d'eau par le fond. Une injection d'eau par le fond peut être utilisée dans cette zone, car elle est moins faillée et plus continue que la région située au nord-est de la faille J-49. L'utilisation d'injecteurs d'eau en aval-pendage et l'espacement plus important des puits dans cette zone aideront à atténuer toute croissance potentielle de thermoclastie dans les injecteurs d'eau qui pourrait contourner la couche d'huile et entraîner une diminution de la récupération.

La zone au nord-est de la faille J-49 a une structure complexe avec une série de failles post-synsédimentaires orientées du nord-ouest au sud-est qui segmentent le réservoir en blocs faillés minces et rotatifs. Les puits de cette région seront généralement orientés dans la direction nord-est-sud-ouest et traverseront plusieurs failles afin de réduire le risque de diminution de la récupération dû à des failles d'étanchéité. L'orientation des puits dans la direction nord-est-sud-ouest permettra également de s'assurer que le rendement pétrolier n'est pas contourné par des fractures thermiques provenant des injecteurs d'eau, car l'analyse géomécanique du promoteur indique que la direction de la contrainte maximale (orientation de la croissance des fractures) est également du nord-est au sud-ouest. Le promoteur indique qu'à mesure que des puits seront forés dans le gisement, l'orientation des puits sera examinée et peut-être ajustée en fonction de l'évolution de la compréhension de la direction de la fracture et de la contrainte.

La stratégie d'épuisement pour la zone située au nord-est de la faille J-49 utilisera des producteurs et des injecteurs d'eau qui sont soit fortement déviés, soit horizontaux. Cette stratégie repose sur la structure et sur la faible perméabilité verticale du réservoir. Le fait de placer des puits pour traverser plusieurs paraséquences, surtout dans les unités d'écoulement supérieures où la perméabilité est plus faible, permettra au promoteur d'atteindre une plus grande efficacité de balayage et mènera à une récupération finale du gisement plus élevée.

La piètre qualité des réservoirs et la perméabilité des paraséquences supérieures ont également influé sur l'espacement des puits du promoteur dans la zone située au nord de la faille J-49, où une densité plus élevée de puits sera nécessaire afin de s'assurer que la pression des réservoirs est maintenue de manière adéquate et que l'épuisement du pétrole en place est maximisé.

La stratégie d'épuisement et de mise en place des puits du promoteur dans cette zone est également influencée par les paraséquences BNA 325 et ciment coquillage BNA qui sont considérées comme des barrières ou des déflecteurs horizontaux à l'écoulement. L'utilisation de puits déviés qui traversent ces interfaces permettra de s'assurer que les réserves situées au-dessus et en dessous sont balayées et reçoivent un support de pression approprié. Ces paraséquences d'étanchéité sont la raison pour laquelle le déplacement d'une injection par le fond ne serait pas approprié pour cette zone, et pourquoi une injection par entraînement latéral ou par balayage est proposée.

L'exception aux stratégies de placement des puits des deux côtés de la faille J-49 sera les paires de producteurs et d'injecteurs présentées à la figure 4.13. Ces paires de puits seront situées dans la zone de la calotte de gaz du gisement ouest. Les détails sur l'estimation du promoteur de l'étendue de la calotte de gaz sont présentés à la figure 4. 14.

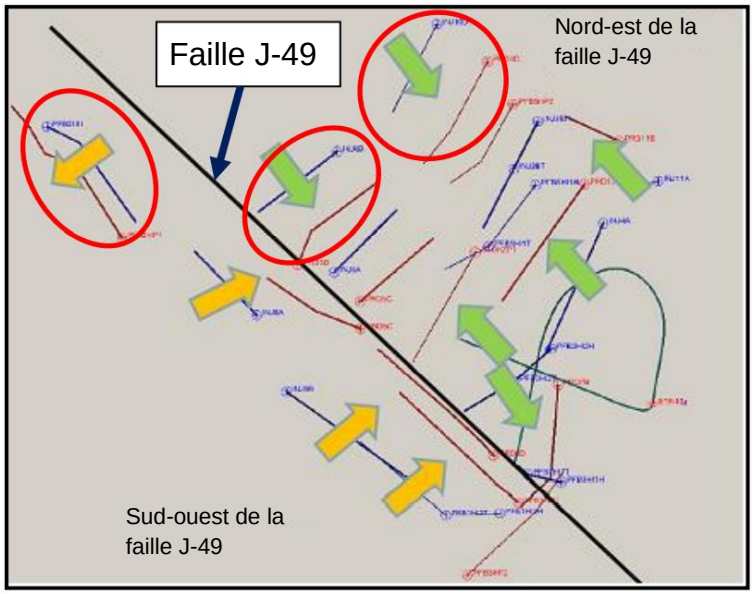

Figure 4.13 : Stratégie de placement des puits à proximité de la calotte de gaz (Husky, 2014).

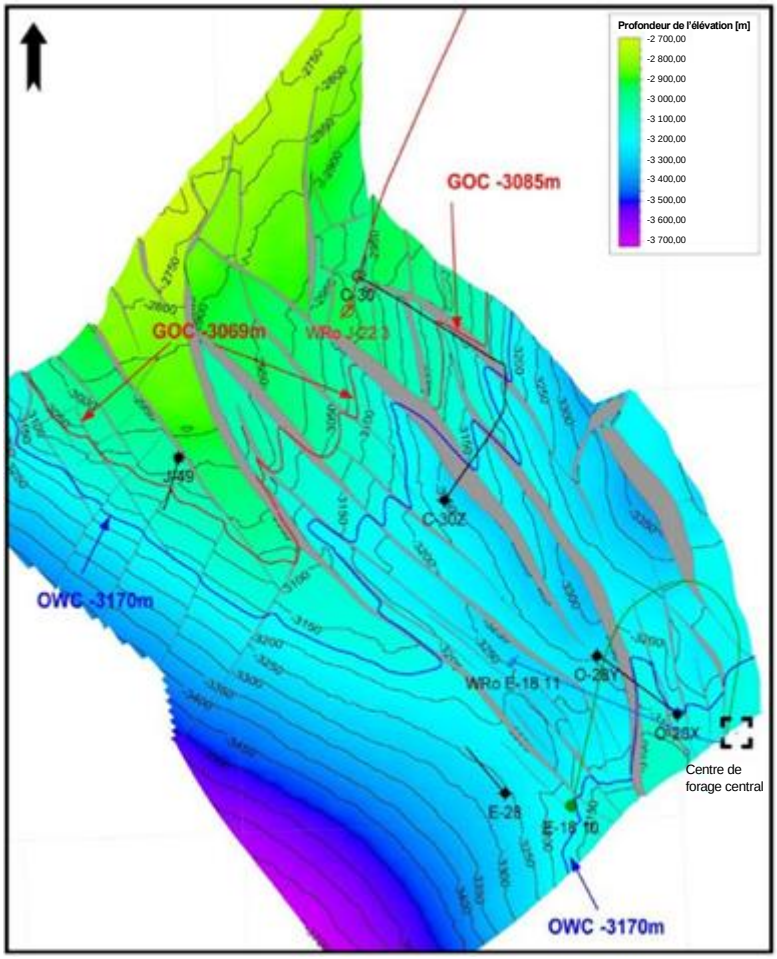

Figure 4.14 : Carte illustrant l'emplacement de la calotte de gaz et du contact pétrole-eau dans le gisement ouest (Husky, 2014).

Pour les paires de puits dans la zone de la calotte de gaz, le promoteur prévoit actuellement de placer les injecteurs d'eau dans la zone de contact gaz-pétrole et structurellement plus haut que le producteur. Cette approche est privilégiée, car la modélisation par simulation a démontré que l'injection d'eau au niveau de la calotte de gaz permet de retenir le gaz libre du producteur et de retarder la percée du gaz et le développement de la proportion gaz-pétrole chez les producteurs, ce qui entraînera une meilleure récupération du pétrole dans ces zones.

Cette stratégie de retenue du gaz n'a pas encore été mise à l'essai au champ White Rose, mais le promoteur envisage de la mettre en œuvre dans le gisement sud par le forage de futurs puits ou en remettant en production des puits existants. Ainsi, le promoteur peut disposer de certaines données de production et d'une certaine expérience grâce à ce projet avant que ces paires de puits ne soient mises en service sur la plateforme de tête de puits. La modélisation par simulation effectuée par le personnel a également révélé que la récupération du pétrole dans ces zones pourrait être gravement compromise en raison de la percée précoce du gaz et de l'augmentation de la proportion gaz-pétrole dans les producteurs. Pour cette raison, le **personnel ne s'oppose pas à la stratégie d'épuisement par retenue du gaz proposée pour ces paires de puits, mais le promoteur pourrait être tenu de fournir une analyse technique supplémentaire avant la mise en œuvre de cette stratégie.**

Du point de vue du calendrier des puits, le promoteur prévoit d'abord forer des puits dans la zone proche du producteur pilote E-18 10, où la qualité du réservoir est connue. Le forage s'étendra ensuite progressivement du sud au nord pour mieux comprendre certaines variables telles que la répartition des faciès et l'emplacement de la calotte de gaz. Le promoteur prévoit utiliser l'information recueillie sur le réservoir pour optimiser et ajuster la stratégie de placement des puits dans le gisement ouest.

Le personnel est d'accord avec le plan d'épuisement du gisement ouest tel qu'il est détaillé dans la demande, et le trouve raisonnable et approprié.

4.5.1.4 Simulation des réservoirs

Pour appuyer la demande, le promoteur a soumis un modèle de simulation de réservoir ECLIPSE pour le gisement ouest. Le modèle de simulation était basé sur un modèle géologique statique construit dans Petrel, qui incorporait des données provenant des puits de délimitation du gisement ouest et des données supplémentaires obtenues lors du forage du producteur et de l'injecteur du projet pilote. Le modèle géologique a été peuplé statistiquement puis mis à l'échelle de 50 m x 50 m à environ 100 m x 100 m afin de réduire le nombre de cellules de la grille pour permettre une simulation dynamique plus gérable. Le promoteur a appliqué un rapport de mise à l'échelle uniforme de 2:1 dans les deux directions horizontales. Pour la direction verticale, un rapport de mise à l'échelle variable a été utilisé afin de représenter l'hétérogénéité inhérente du réservoir. Le modèle de simulation du gisement ouest qui en résulte comporte 60 x 79 x 350 cellules, soit un total de 1,65 million de cellules.

Les données sur la perméabilité relative du gisement ouest, la caractérisation des fluides, les caractéristiques d'équilibre et les contacts entre les fluides, comme décrit dans la demande et la partie 4.4 ont ensuite été appliqués à la grille de simulation à grande échelle. Pour initialiser le modèle, le promoteur a utilisé des diagraphies de saturation et une distribution géostatistique cokrigée pour générer une distribution de la saturation en eau. Par conséquent, le modèle de simulation du promoteur présente une estimation déterministe du PEP d'origine du réservoir de stockage de 69,0 Mm^3 (434 Mb) par rapport à l'estimation probabiliste P50 de 72,9 Mm^3 (458,5 Mb).

Le promoteur a utilisé les taux quotidiens de production et d'injection d'eau observés ainsi que les données sur la pression provenant du producteur et de l'injecteur du projet pilote pour établir une correspondance de données avec le modèle avant d'effectuer des scénarios prédictifs. Des renseignements supplémentaires obtenus dans le cadre du projet pilote, tel que la nature de l'étanchéité de la faille JB18a et les paraséquences BNA325 et ciment coquillage BNA, ont également été intégrés. En raison de concordances avec les données antérieures, le promoteur a apporté des modifications aux paramètres de perméabilité du modèle et de perméabilité relative afin d'obtenir la meilleure correspondance possible. Les autres modifications apportées aux concordances des données antérieures comprennent le scellement des six couches inférieures des paraséquences BNA325 et ciment coquillage BNA, le scellement de la faille JB18a jusqu'à la base de la paraséquence BNA325 et un scellement de 90 % sur toutes les autres failles jusqu'à la même paraséquence.

Les détails du plan d'épuisement du promoteur, les emplacements de puits prévus, le calendrier des puits, la production des puits et les contraintes d'injection ont été incorporés dans le modèle de concordances des données antérieures afin de simuler les résultats du scénario de référence pour le gisement ouest. Le calendrier des puits utilisé dans le modèle supposait que le premier puits du gisement ouest entrerait en service le 1er janvier 2017, ce qui est très proche de la date de mise en service de novembre 2016 dans le calendrier de forage inclus dans la demande. De plus amples détails sur le calendrier de forage se trouvent dans la partie 4.5.5. Le calendrier de forage utilisé dans le modèle diffère de celui de la demande, car la stratégie de développement du modèle suppose que les 26 puits du gisement ouest sont forés et mis en service sur une période de cinq ans au lieu de sept ans. Le calendrier utilisé dans le modèle respecte généralement la même séquence de forage de puits que dans le calendrier de forage de la plateforme de tête de puits, mais il y a quelques exceptions. Le modèle suppose également que la production du gisement ouest se poursuivra jusqu'en 2030.

Le pétrole récupérable résultant du scénario d'épuisement de base dans le modèle de simulation du promoteur est de 16,65 Mm^3 (104,7 Mb). Ce volume récupérable équivaut à un facteur de récupération de 24 % dans le cadre du plan d'épuisement par injection proposé, et est comparable à l'estimation probabiliste P50 récupérable du promoteur de 17,1 Mm^3 (108 Mb). De plus amples détails sur les estimations de la réserve du promoteur se trouvent dans la partie 4.8. Le modèle de simulation fourni ne tenait pas compte d'un éventuel volume récupérable supplémentaire résultant de l'utilisation de technologies telles que les pompes électriques submersibles et la fracturation hydraulique de la plateforme de tête de puits. Toutefois, le promoteur a indiqué que le travail de modélisation de simulation qui a été effectué en tenant compte de ces technologies a entraîné une augmentation du volume récupérable de 18,28 Mm^3 (115 Mb) par rapport au modèle de simulation de base fourni.

Il convient de noter que l'estimation du pétrole récupérable issue du modèle du promoteur comprend la production du producteur du projet pilote E-18 10. Le modèle prévoit que la récupération finale du puits E-18 10 sera de 2,17 Mm^3 (13,6 Mb). Par conséquent, la récupération incrémentielle prévue par simulation à partir de la plateforme de tête de puits est de 14,9 Mm^3 (94 Mb), comparativement à l'estimation probabiliste P50 de la récupération incrémentielle du promoteur de 14,8 Mm^3 (93 Mb).

Pour l'analyse de la demande, le personnel a créé un modèle de simulation de réservoir pour le gisement ouest à l'aide de l'échantillon de forage de Petrel Reservoir Engineering. Ce modèle a été construit à partir d'un modèle géologique mis au point par le personnel géoscientifique de Petrel. Le modèle géologique est fondé sur l'évaluation indépendante des données géologiques et pétrophysiques disponibles sur le gisement ouest faite par le personnel. Le modèle géologique du personnel était basé sur une interprétation structurale plus ancienne que celle utilisée pour le modèle du promoteur, et il utilisait également les contacts des fluides interprétés par le personnel. Les détails du travail de modélisation géologique du personnel se trouvent à l'annexe B.

Afin de minimiser les temps d'exécution de la simulation, le modèle géologique de 50 m x 50 m a été mis à l'échelle à 100 m x 100 m, comme le modèle du promoteur. Le modèle de simulation du gisement ouest qui en résulte contient 68 x 97 x 155 cellules, soit un total de 1,02 million de cellules. Les données du promoteur sur les fluides, les fonctions de perméabilité relative, les fonctions de compactage de la roche et les régions d'équilibre similaires ont été utilisées dans le modèle de simulation du personnel.

Le personnel a utilisé les stratégies de développement du promoteur et les contraintes de production, de pression, d'injection et de porosité des puits et des groupes. En général, les mêmes emplacements de puits ont été utilisés dans le modèle du personnel. Toutefois, en raison de différences dans l'interprétation structurelle, les contacts de fluides interprétés et la modélisation des propriétés, de légères modifications ont dû être apportées aux trajectoires et aux complétions des puits afin de produire des volumes adéquats à partir de certains puits. Ces ajustements ont été effectués tout en essayant de respecter autant que possible les objectifs d'unités de débit prévues par le promoteur pour les puits respectifs.

Le pétrole récupérable obtenu à partir du modèle de simulation du scénario de base du personnel est de 17,3 MMm^3 (108,8 Mb), ce qui est similaire à la quantité prévue par le modèle du promoteur, qui est de 16,65 Mm^3 (104,7 Mb). Toutefois, le facteur de récupération obtenu par le modèle du personnel n'est que de 14,4 %, comparativement à celui du promoteur, qui est de 24 %. Cette différence s'explique par le fait que le volume estimé de 119,7 Mm^3 (753 Mb) du PEP d'origine du réservoir de stockage dans le modèle de simulation du personnel est considérablement plus important que celui de 69,0 Mm^3 (434 Mb) estimé dans le modèle du promoteur. De plus amples détails sur le travail de simulation de réservoir effectué par le personnel et sur les résultats se trouvent à l'annexe D.

En plus du travail de simulation indépendant, le personnel a également effectué un examen approfondi du modèle de simulation du promoteur et a tenu de nombreuses consultations sur la modélisation avec le promoteur. En général, le personnel a trouvé que le modèle du promoteur et les hypothèses utilisées étaient raisonnables et appropriés.

4.5.1.5 Rendement de la production

La demande contient des profils de production pour les taux de production de pétrole, d'eau et de gaz du gisement ouest. Ces profils sont inclus dans les figures 4.15, 4.16 et 4.17, respectivement. Les taux prévus résultent de l'incorporation des résultats de la simulation du réservoir, appariés aux données antérieures, dans un modèle de production intégré sur l'ensemble du champ. Le modèle de production intégré comprend les contraintes liées aux installations et les temps d'arrêt pour les révisions prévues de celles-ci.

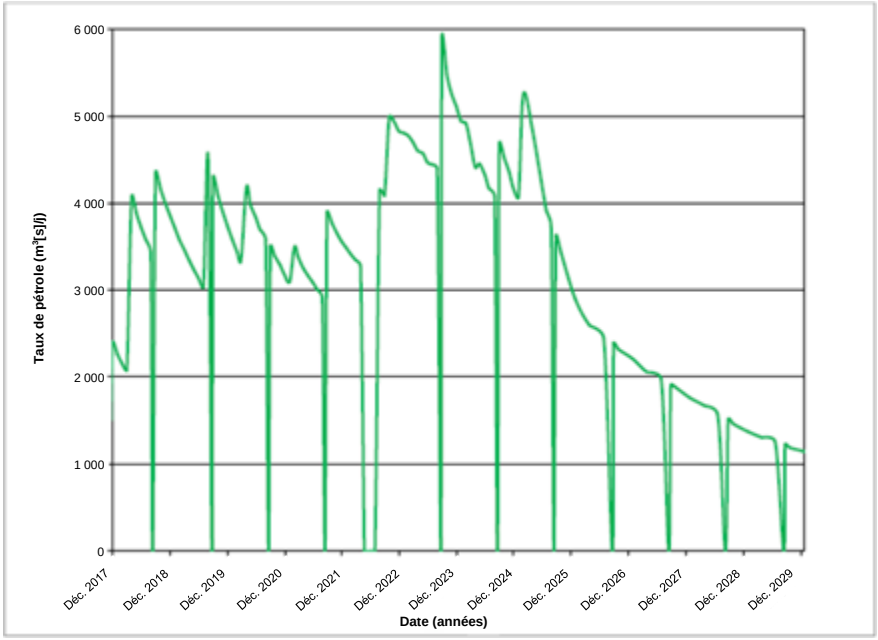

Figure 4.15 : Profil de production de pétrole prévu pour le gisement ouest (Husky, 2014).

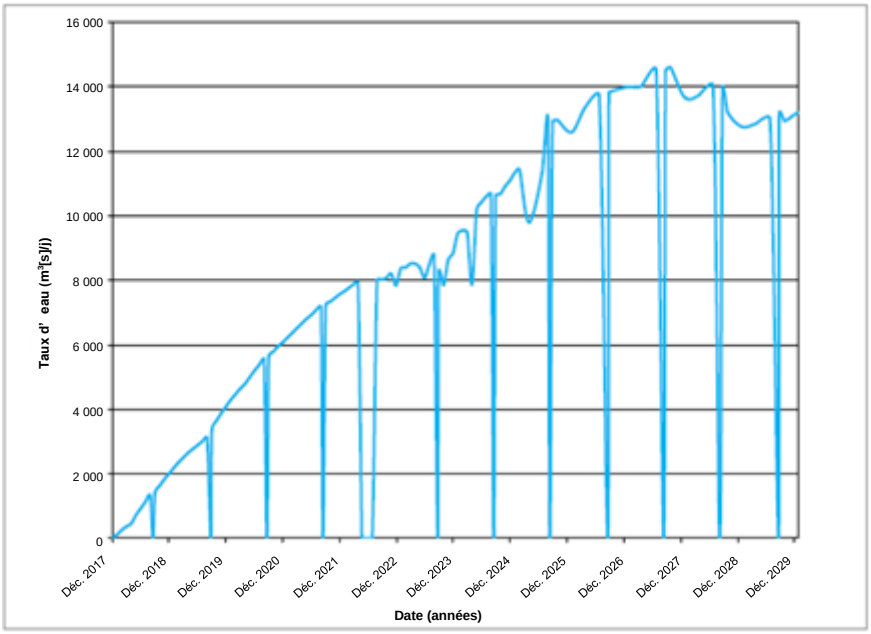

Figure 4.16 : Profil de production d'eau prévue pour le gisement ouest (Husky, 2014).

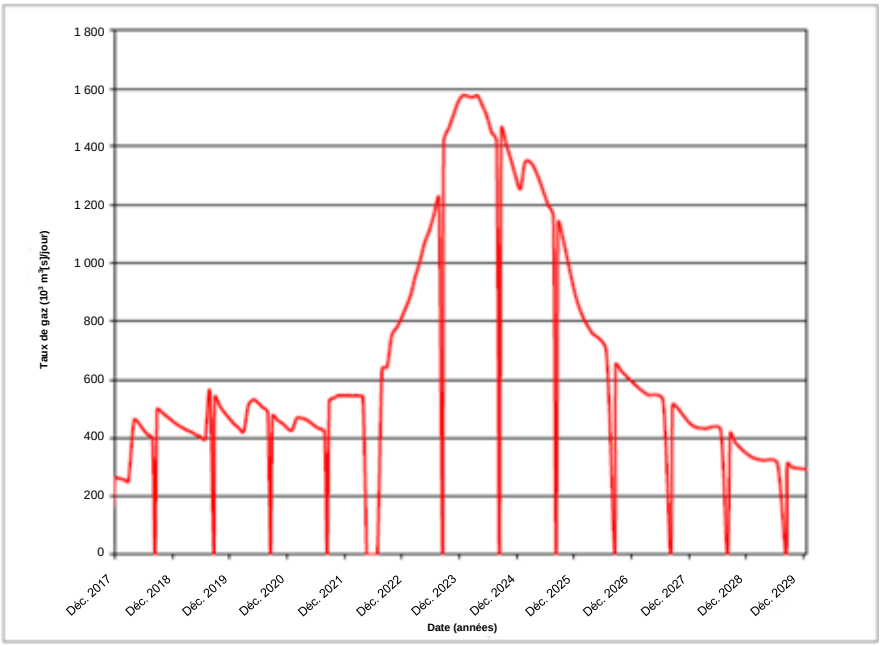

Figure 4.17 : Profil de production de gaz prévu pour le gisement ouest (Husky, 2014).

4.5.2 Gisement nord

4.5.2.1 Historique

Le gisement nord contient une importante calotte de gaz avec une bordure de pétrole en aval-pendage vers le sud. Le gisement est composé de plusieurs blocs faillés que l'on pense être compartimentés. Cette compartimentation résulte de la juxtaposition de réservoirs minces et de non-réservoirs à travers les blocs faillés.

La calotte de gaz du gisement nord a été identifiée comme le meilleur emplacement de stockage de gaz dans le plan de mise en valeur de White Rose. À ce jour, le gisement n'a été utilisé que pour stocker le gaz produit dans d'autres zones de l'actif White Rose à des fins de conservation du gaz.

L'exploitation des ressources pétrolières du gisement nord n'a pas été proposée dans le plan de mise en valeur de White Rose. Le gisement était considéré comme un développement différé à ce moment-là, car le promoteur souhaitait acquérir des données supplémentaires sur le forage, la production et l'injection avant de procéder au développement des ressources pétrolières du gisement nord. Le personnel a convenu avec le promoteur, dans la décision 2001.01, que des renseignements et une évaluation supplémentaires étaient nécessaires avant de procéder à l'exploitation du gisement.

Depuis cette décision, la compréhension géologique du gisement nord a évolué grâce aux résultats de forage du puits de délimitation K-03 et aux résultats de forage et aux données sur le rendement des puits d'injection de gaz J-22 1 et J-22 2. Cette meilleure compréhension a entraîné une diminution de la qualité et de l'épaisseur des réservoirs interprétées et, par conséquent, une baisse importante des estimations de pétrole et de gaz en place du promoteur pour le gisement. On trouvera plus de détails sur les estimations en place pour le gisement nord au point 4.3.

4.5.2.2 Planification de l'épuisement du gisement nord

La stratégie d'épuisement proposée pour le gisement nord est la récupération secondaire par injection d'eau avec un rapport de remplacement de porosité ciblé entre 1,0 et 1,2. Cette stratégie est basée sur le modèle de simulation de réservoir du promoteur et sur les estimations probabilistes actuelles des réserves.

La stratégie d'épuisement proposée utilise un seul puits producteur et un seul puits d'injection d'eau. Le puits producteur sera foré presque horizontalement au milieu de la jambe de pétrole. Il sera placé à la limite sud de la bordure de pétrole du gisement nord, le long d'une faille limitrophe. Le producteur recoupera plusieurs paraséquences en raison de la nature plongeante du réservoir dans cette zone. L'injecteur d'eau fortement dévié sera foré dans une orientation quasi parallèle, au nord-est du puits de production. Afin de maximiser le balayage vertical, l'injecteur d'eau recoupera également plusieurs paraséquences.

La figure 4.18 présente les emplacements et orientations proposés pour les puits du gisement nord.

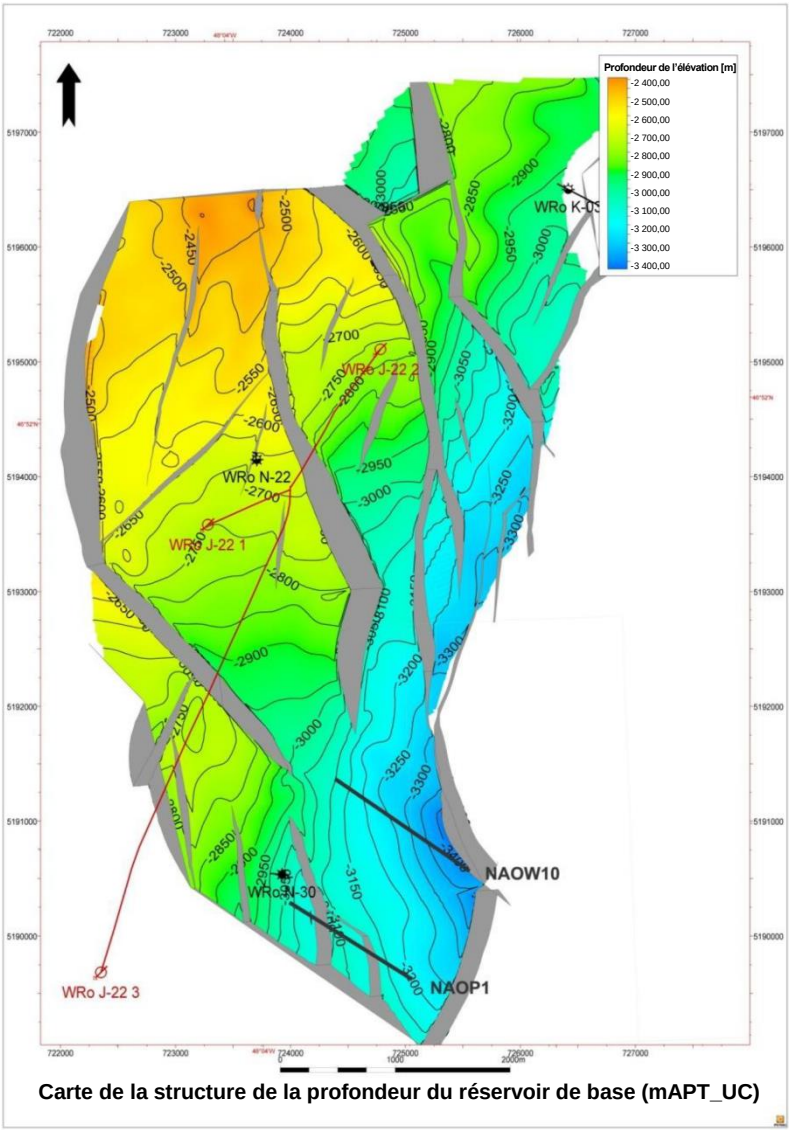

Figure 4.18 : Emplacements proposés pour les puits du gisement nord (Husky, 2014).

Le promoteur a utilisé l'information provenant des gisements de l'actif White Rose exploités comme base pour la planification de l'épuisement du gisement nord. Cette planification a également pris en compte l'augmentation des fonctionnalités techniques et l'amélioration de l'efficacité du forage que permet l'utilisation de la plateforme de tête de puits. Le personnel est d'accord avec le plan d'épuisement du gisement nord tel qu'il est détaillé dans la demande, et le juge raisonnable et approprié.

4.5.2.3 Simulation des réservoirs du gisement nord

Le promoteur a soumis un modèle de simulation de réservoir ECLIPSE pour le gisement nord à l'appui de la demande. Le modèle de simulation était basé sur un modèle géologique statique de réservoir construit dans Petrel qui incorporait les données des puits du gisement nord N-30, J-22 1 et J-22 2, en plus des données régionales des puits de développement et d'exploration de White Rose environnants.

Une fois que le modèle géologique de 50 m x 50 m du promoteur a été peuplé statistiquement, il a été mis à l'échelle pour réduire le nombre de cellules de la grille afin de permettre une simulation dynamique plus facile à gérer. Comme de nombreux blocs faillés du gisement nord ne contiennent que du gaz sus-jacent à l'eau, le promoteur a réduit la grille utilisée pour les cas de simulation afin de se concentrer sur les blocs faillés bordés de pétrole dans la zone du puits de délimitation N-30. Le personnel a jugé cette situation acceptable, car la bordure de pétrole dans cette zone est au centre de l'exploitation du gisement nord et les blocs faillés remplis de gaz ne sont pas censés être en contact avec les blocs contenant du pétrole. Par conséquent, la grille dynamique mise à l'échelle par le promoteur contient 70 x 179 x 396 cellules, soit un total de 4,9 millions de cellules. La mise à l'échelle a été réalisée en appliquant un rapport de mise à l'échelle uniforme de 2:1 dans les deux directions horizontales. Afin de préserver l'hétérogénéité inhérente du gisement, le promoteur n'a pas effectué de mise à l'échelle verticale.

La répartition de la saturation en eau a été générée à l'aide de diagraphies de puits et d'une distribution géostatistique cokrigée, et a été utilisée pour initialiser le modèle de simulation. Par conséquent, le modèle de simulation prédictif du promoteur présente une estimation déterministe du PEP d'origine du réservoir de stockage de 6,394 Mm^3 (40,2 Mb) par rapport à l'estimation probabiliste P50 de 6,2 Mm^3 (39 Mb).

Les données sur la perméabilité relative du gisement nord, la caractérisation des fluides, les caractéristiques d'équilibre et les contacts entre les fluides, tels que décrits dans la demande et la partie 4.4, ont ensuite été appliquées au réseau de simulation à grande échelle.

La stratégie de développement utilisée pour les scénarios prédictifs du modèle du promoteur comprenait des détails sur le programme d'épuisement proposé, les emplacements de puits prévus, le calendrier des puits et les contraintes liées à la production et à l'injection des puits. Le calendrier des puits utilisé dans le modèle suppose que le producteur et l'injecteur du gisement nord seront mis en service le 1er janvier 2019, ce qui est environ trois ans plus tôt que le calendrier de forage de la plateforme de tête de puits inclus dans la demande. De plus amples détails sur ce calendrier de forage se trouvent dans la section 4.4.5.5. Le modèle suppose également que le gisement nord produise jusqu'en 2033.

Le pétrole récupérable résultant du scénario d'épuisement de base dans le modèle de simulation du promoteur est de 0,88 Mm^3 (5,6 Mb), ce qui est légèrement supérieur à l'estimation probabiliste P50 récupérable du promoteur de 0,6 Mm^3 (3,77 Mb). Le volume récupérable à partir du modèle de simulation équivaut à un facteur de récupération de 13,8 %, comparativement au facteur de récupération probabiliste P50 du promoteur de 9,7 %. De plus amples détails sur les estimations de la réserve du promoteur se trouvent dans la partie 4.8.

Pour l'analyse de la demande, le personnel a élaboré un modèle de simulation indépendant du gisement nord en utilisant l'échantillon de forage de Petrel Reservoir Engineering. Le modèle a été construit à partir d'un modèle géologique développé par le personnel géoscientifique de Petrel. Le modèle géologique est basé sur une évaluation indépendante des données géologiques et pétrophysiques disponibles pour le gisement nord. Le modèle géologique a été élaboré à partir d'une interprétation structurale plus ancienne que celle utilisée pour le modèle du promoteur. Les détails des travaux de modélisation géologique du personnel se trouvent à l'annexe C.

Le modèle géologique de 50 m x 50 m du personnel couvrait l'ensemble du gisement nord et contenait 136 x 202 x 165 cellules, soit un total de 4,5 millions de cellules. Au lieu d'augmenter l'échelle du réseau à 100 m x 100 m, le réseau a été réduit pour n'inclure que les blocs de faille porteurs de pétrole dans la superficie du puits de délimitation N-30, comme l'a fait le promoteur. La grille de simulation du personnel contenait donc 45 x 66 x 165 cellules, soit un total de 0,49 million de cellules.

Pour les scénarios prédictifs d'ECLIPSE, le modèle de fluide du promoteur, les fonctions de perméabilité relative et les fonctions de compactage de roches ont été utilisés dans le modèle de simulation du personnel. Pour le scénario de référence, le personnel a également utilisé une stratégie de développement similaire à celle du promoteur avec les mêmes contraintes de production, de pression et d'injection de puits et de taux de groupe, en plus du même emplacement pour l'injecteur d'eau proposé. Il n'a cependant pas été possible d'utiliser le même emplacement pour le producteur, en raison de différences considérables dans l'interprétation structurale des données utilisées par le personnel. Par conséquent, la simulation du scénario de base a utilisé deux producteurs pour tenter d'accéder au même rendement de pétrole que le puits de production du promoteur. Les deux producteurs étaient situés dans la zone générale du puits du promoteur, mais ils étaient placés à des profondeurs différentes dans la colonne de pétrole. Les producteurs

du personnel ont également été perforés à des intervalles différents de ceux du promoteur en raison des différences dans la répartition des propriétés entre les deux modèles.

Le pétrole récupérable obtenu à partir du modèle de simulation du scénario de base du personnel est de 0,71 Mm^3 (4,5 Mb), ce qui est légèrement inférieur à la quantité prévue par le modèle du promoteur, qui est de 0,88 Mm^3 (5,6 Mb). Toutefois, le facteur de récupération obtenu par le modèle du personnel n'est que de 8 %, comparativement à celui du modèle du promoteur, qui est de 14 %. Cette différence s'explique par le fait que le PEP d'origine du réservoir de stockage estimé à 8,88 Mm^3 (55,8 Mb) dans le modèle du personnel est plus important que celui estimé à 6,4 Mm^3 (40,3 Mb) dans le modèle du promoteur. De plus amples détails sur le travail de simulation de réservoir effectué par le personnel et sur les résultats se trouvent à l'annexe D.

En plus du travail de simulation indépendant, le personnel a effectué un examen approfondi du modèle de simulation du gisement nord du promoteur et a également tenu de nombreuses consultations sur la modélisation avec le promoteur. Dans l'ensemble, le personnel a trouvé que le modèle du promoteur et les hypothèses utilisées étaient raisonnables et appropriés.

4.5.2.4 Rendement de la production du gisement nord

La demande contient des profils de production pour les taux de production de pétrole, d'eau et de gaz du gisement nord. Ces profils prévus sont illustrés dans les figures 4.19, 4.20 et 4.21, respectivement. Les taux résultent de l'incorporation des résultats de la simulation du réservoir dans un modèle de production intégré pour l'ensemble du champ. Le modèle de production intégré comprend les contraintes liées aux installations et les temps d'arrêt pour les révisions prévues de celles-ci.

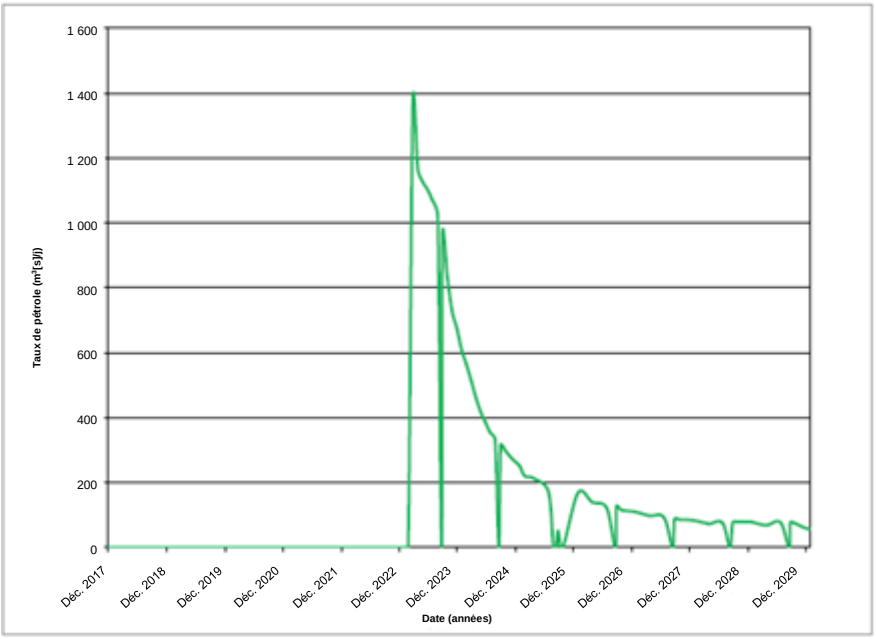

Figure 4.19 : Profil de production de pétrole prévu pour le gisement nord (Husky, 2014).

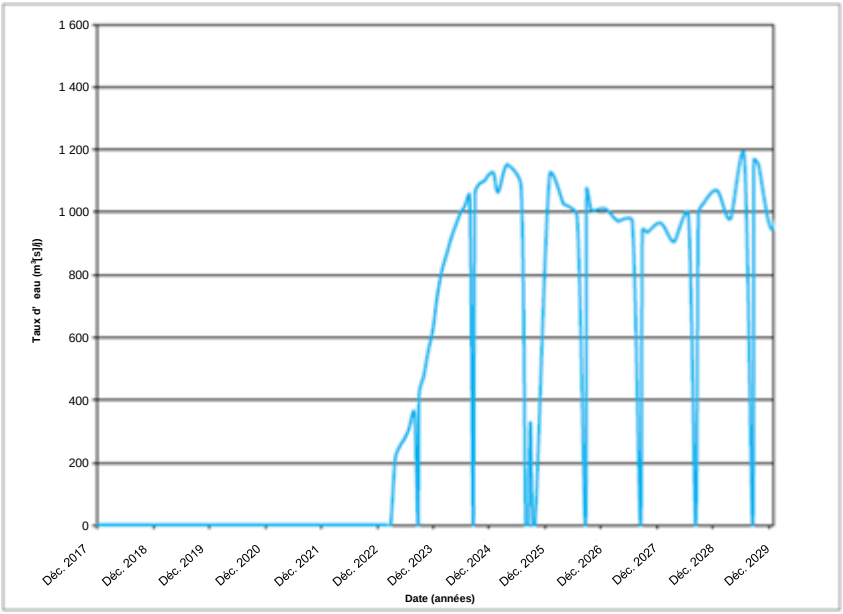

Figure 4.20 : Profil de production d'eau prévue pour le gisement nord (Husky, 2014).

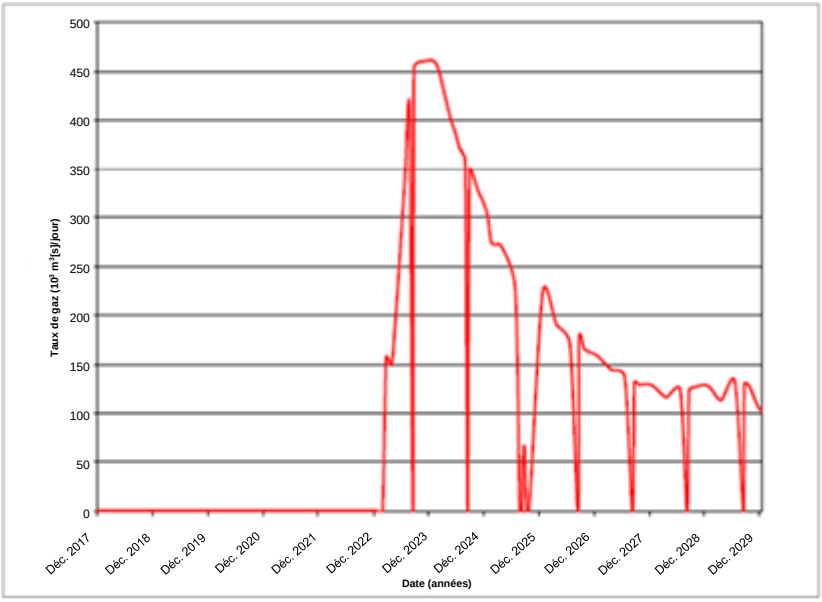

Figure 4.21 : Profil de production de gaz prévu pour le gisement nord (Husky, 2014).

4.5.3 Gisement sud – Blocs 2 et 5

4.5.3.1 Historique

Bien que les blocs 2 et 5 soient considérés comme faisant partie du gisement sud, le promoteur a indiqué dans le plan initial de mise en valeur du gisement White Rose (2001) qu'ils pourraient être trop petits pour être exploités de façon rentable et qu'ils n'ont donc été pris en compte que dans le scénario d'une hausse des ressources. Par conséquent, le scénario de référence pour le gisement sud excluait le forage de ces blocs à ce moment-là. Le personnel a accepté l'approche du promoteur pour les blocs et a noté dans la décision 2001.01 que l'extension future du projet d'épuisement des eaux du gisement sud proposé dans ces blocs faillés serait couverte par l'approbation.

Les blocs 2 et 5 comprennent la partie nord non exploitée du gisement sud. Ils contiennent des réservoirs de meilleure qualité que ceux des gisements ouest et nord, en raison d'un milieu sédimentaire plus accessible, ce qui donne des sables plus propres et à grain plus grossier. Il y a peu de déflecteurs et de barrières verticaux à l'écoulement. La demande propose que le développement des blocs 2 et 5 se fasse à partir de la plateforme de tête de puits, en raison de la fonctionnalité technique accrue et de l'amélioration de l'efficacité du forage qu'elle offrira.

4.5.3.2 Planification de l'épuisement des blocs 2 et 5

La stratégie d'épuisement proposée pour les blocs 2 et 5 est très semblable à celle employée pour le gisement sud, et elle est fondée sur la structure géologique et le contact des fluides dans chaque bloc. La stratégie consiste à installer des puits de production horizontaux dans la colonne d'huile avec des injecteurs d'eau horizontaux sous-jacents pour soutenir la pression verticale par le bas. Afin de maximiser le rétablissement, les puits de production horizontaux peuvent être placés plus haut dans la colonne d'huile que dans le gisement sud, où les puits producteurs sont situés au milieu de la colonne. Il y a deux raisons à cela : Les blocs 2 et 5 ont des calottes de gaz plus petites que le gisement sud, qui a connu une percée de gaz relativement faible jusqu'à présent. En plaçant les producteurs plus haut dans la colonne de pétrole, on peut produire du pétrole sommital qui, autrement, ne serait pas balayé.

La demande propose un plan d'épuisement qui prévoit un producteur horizontal dans chacun des blocs 2 et 5 et un injecteur d'eau horizontal, doté d'une complétion intelligente, qui serait foré dans les deux blocs. L'emplacement et l'orientation des puits sont illustrés à la figure 4.22.

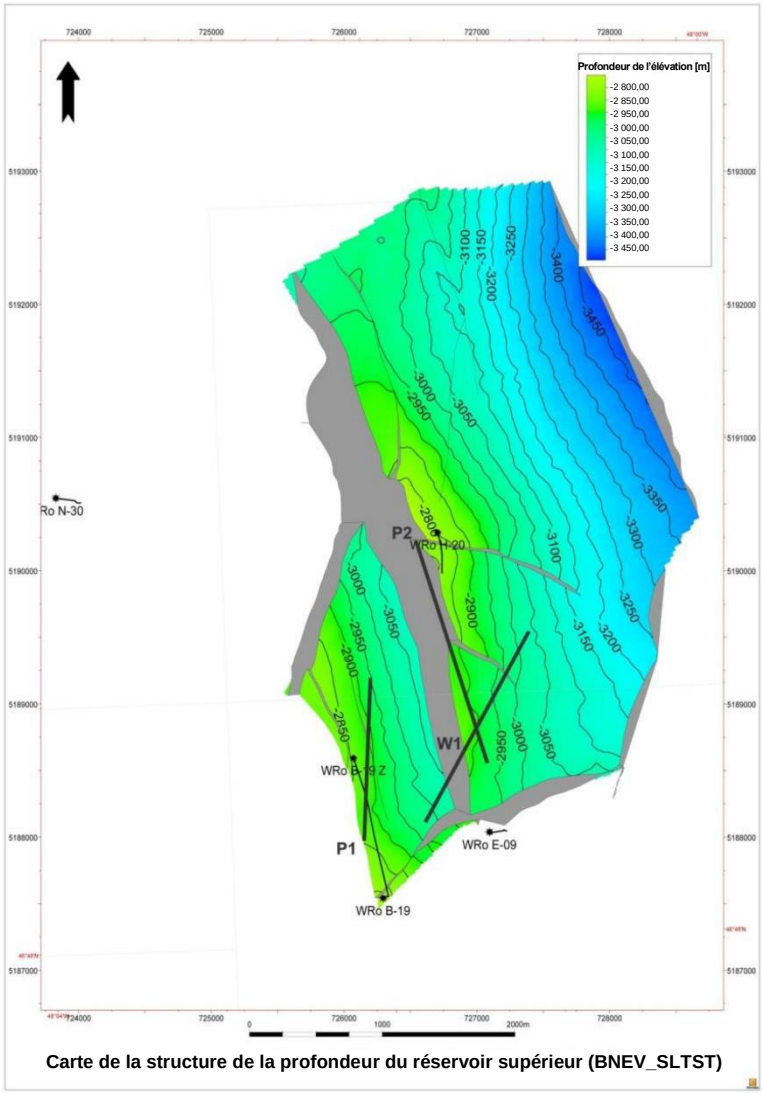

Figure 4.22 : Emplacements des puits proposés pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).

Afin d'éviter tout risque de chicanage à la limite d'une paraséquence individuelle, l'injecteur d'eau horizontal sera foré de manière à recouper autant de paraséquences que possible. Le système de complétion intelligente permettra d'injecter de l'eau de manière indépendante dans chacun des blocs. Cette proposition de complétion intelligente dans l'injecteur d'eau tire parti de ce qui a été appris dans le gisement sud et le champ North Amethyst, où des injecteurs d'eau intelligents sont actuellement utilisés pour l'injection dans de multiples blocs faillés. Un rapport de remplacement de porosité entre 1,0 et 1,2 sera fixé comme objectif.

Le personnel est encouragé par le fait que le promoteur a utilisé l'information obtenue des gisements de l'actif White Rose actuellement en production pour la planification de l'épuisement pour les blocs 2 et 5. Cette planification tient également compte de la fonctionnalité technique accrue et de l'amélioration de l'efficacité de forage que permet la plateforme de tête de puits. Le personnel est d'accord avec le plan d'épuisement des blocs 2 et 5 tel qu'il est détaillé dans la demande, et le juge raisonnable et approprié.

4.5.3.3 Simulation des réservoirs des blocs 2 et 5

Les blocs 2 et 5 ont été inclus dans le modèle géologique du gisement nord. Toutefois, le promoteur n'a pas fourni de modèle de simulation de réservoir pour les blocs 2 et 5, car il était toujours en cours d'élaboration au moment de la présentation de la demande.

Le personnel s'attend à ce que le promoteur soumette des modèles de simulation géologique et de réservoir actualisés pour les blocs 2 et 5, dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources.

4.5.3.4 Rendement de la production des blocs 2 et 5

La demande contient des profils de production pour les taux de production de pétrole, d'eau et de gaz des blocs 2 et 5. Comme le modèle de simulation pour les blocs 2 et 5 était encore en cours d'élaboration au moment de la présentation de la demande, les estimations des réserves récupérables énumérées dans la demande étaient fondées sur une analyse probabiliste effectuée par le promoteur. Des puits analogues dans les blocs de terrasse et central du gisement sud ont été utilisés dans le cadre de cette analyse pour générer des profils de production pour les blocs 2 et 5. Les prévisions de production qui en résultent ont ensuite été incorporées dans un modèle de production intégré à l'ensemble du champ qui tient compte des contraintes des installations et des temps d'arrêt pour les délais d'exécution prévus des installations.

Les profils prévus pour la production de pétrole, d'eau et de gaz des blocs 2 et 5 sont illustrés dans les figures 4.23, 4.24 et 4.25, respectivement.

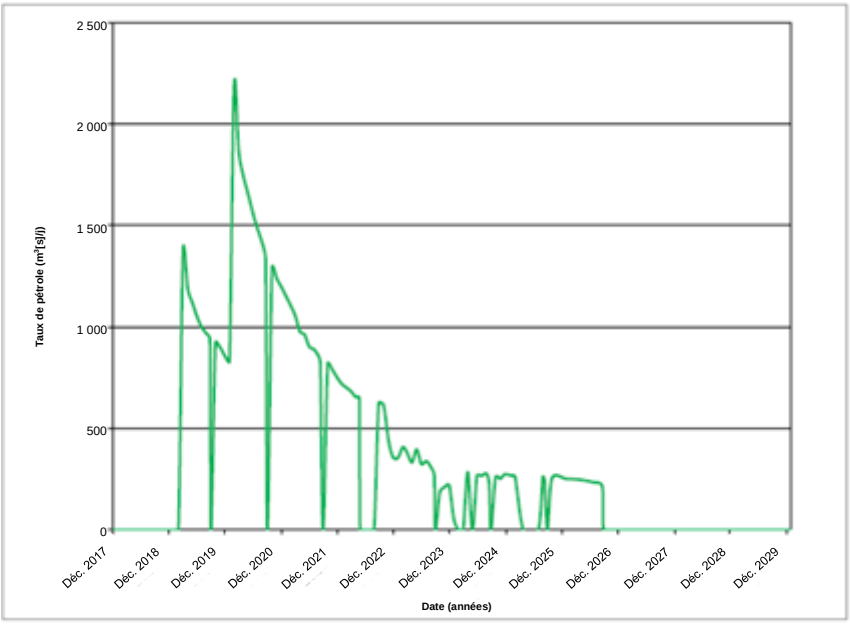

Figure 4.23 : Profil de production de pétrole prévu pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).

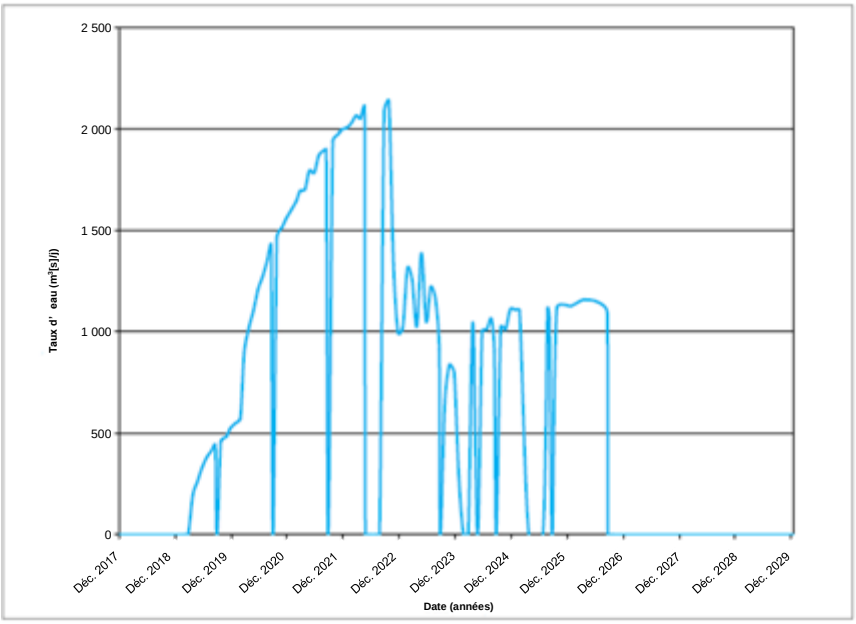

Figure 4.24 : Profil de production d'eau prévu pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).

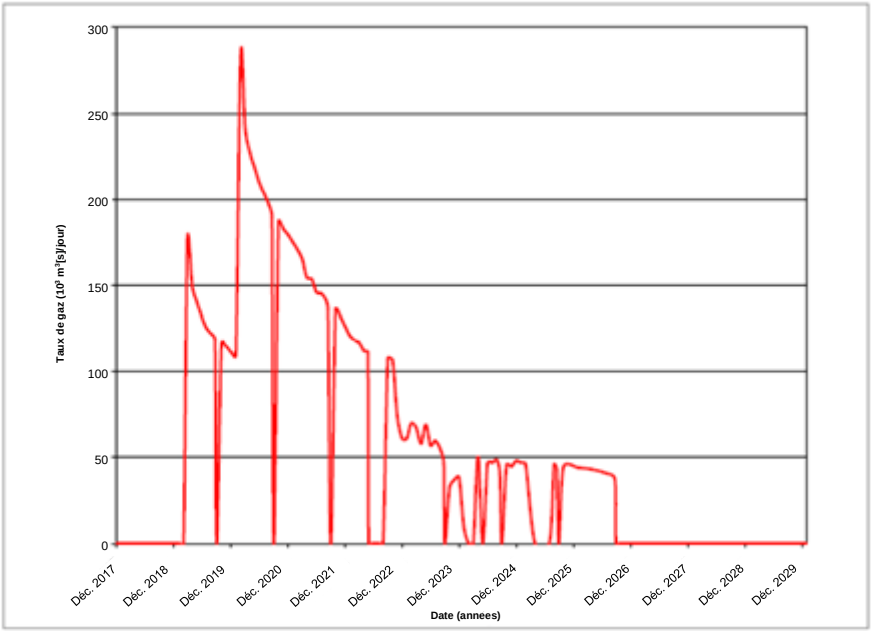

Figure 4.25 : Profil de production de gaz prévu pour les blocs 2 et 5 (Husky, 2014).

4.5.4 Gisement sud – Blocs de terrasse et central

4.5.4.1 Historique

Le gisement sud compte la plus grande quantité de PEP d'origine du réservoir de stockage et la récupération ultime estimée la plus importante de tous les gisements de la zone de l'actif White Rose. Il s'agissait du seul gisement dont l'exploitation était proposée au moment de la décision 2001.01. La partie exploitée du gisement comprend les blocs central et de la terrasse (figure 3.1). À ce jour, 29,9 Mm^3 (187,97 Mb) de pétrole ont été produits à partir du gisement sud.

4.5.4.2 Plan d'épuisement existant du gisement sud

Le plan d'épuisement initial pour le gisement sud prévoyait une récupération secondaire et un soutien de la pression par injection d'eau. Depuis le début de la production, le promoteur s'est efforcé d'atteindre un rapport de remplacement de porosité de 1,0 à 1,2 tout en maintenant la pression du réservoir à une valeur égale ou supérieure à la pression de saturation.

Les blocs central et de la terrasse ont tous deux été exploités grâce à quatre producteurs horizontaux et cinq injecteurs d'eau (tous fortement déviés ou horizontaux) forés à partir des centres de forage central et sud. Dans le but de retarder la production de gaz à partir des calottes de gaz sus-jacentes, les producteurs des deux blocs ont été placés au milieu de la colonne de pétrole, et les injecteurs d'eau sous-jacents ont été placés dans la chemise d'eau lorsque possible. Lorsque les injecteurs d'eau horizontaux devaient injecter dans plusieurs blocs faillés, ils étaient équipés de systèmes de complétions intelligentes.

L'installation des producteurs horizontaux au milieu de la colonne de pétrole a entraîné des zones de pétrole sommital non balayé dans les blocs central et de la terrasse. C'est pourquoi, après avoir foré les huit puits de production du scénario de base initial, le promoteur a décidé de forer les puits de production intercalaire B-16 10z (2008) et B-16 11 (2012) afin de cibler les zones de pétrole sommital non balayé et d'accroître la récupération de pétrole du bloc de la terrasse. Ces deux puits intercalaires ont atteint leurs objectifs. À ce jour, le puits B-16 10z a produit 0,77 Mm^3 (4,86 Mb) de pétrole tandis que le puits B-16 11 en a produit 1,11 Mm^3 (6,97 Mb).

Compte tenu du succès des puits intercalaires actuellement en production dans le bloc de la terrasse, le promoteur prévoit forer un nouveau puits intercalaire dans la partie sud du bloc en 2015. Le forage de ce puits a été abordé dans la « Modification du plan de mise en valeur de White Rose – Raccordement au prolongement de White Rose Sud », qui a été approuvée dans la décision 2013.04. Cette modification détaillait également les plans du promoteur visant à forer un injecteur de gaz dans la calotte de gaz de la terrasse sud afin d'augmenter le plan d'épuisement par injection d'eau existant, par une injection au gaz des ressources pétrolières restantes dans cette zone. Ce changement de stratégie d'épuisement était principalement motivé par la nécessité de disposer d'une capacité de stockage de gaz pour l'actif White Rose, mais visait également à maximiser la production de pétrole en permettant une récupération accrue de pétrole grâce à une injection de gaz dans la zone sud de la terrasse. L'injection de gaz dans cette zone devrait commencer fin 2015 après le forage et la complétion du puits d'injection de gaz.

4.5.4.3 Planification de l'épuisement progressif du gisement sud à partir de la plateforme de tête de puits

En raison du succès remporté par le promoteur avec les puits intercalaires de production à ce jour, la demande propose de forer d'autres puits intercalaires dans le gisement sud à partir de la plateforme de tête de puits. Ces producteurs horizontaux intercalaires cibleraient les zones présentant les plus fortes accumulations de pétrole sommital non balayé dans les blocs central et de la terrasse. La demande propose également l'utilisation de l'injection de gaz ou de l'injection eau-gaz en alternance dans les diverses calottes de gaz du gisement sud pour déplacer le pétrole sommital non balayé vers le bas, vers les futurs puits intercalaires et les producteurs existants situés plus bas dans la colonne de pétrole. Ces puits d'injection de gaz et les puits potentiels d'injection eau-gaz en alternance seraient également forés à partir de la plateforme.

À l'heure actuelle, le promoteur prévoit forer un producteur intercalaire horizontal dans le bloc de la terrasse et deux producteurs intercalaires horizontaux dans le bloc central à partir de la plateforme de tête de puits. Chacun de ces blocs aura également un injecteur de gaz foré à partir de la plateforme. L'injecteur de gaz du bloc de la terrasse sera fortement dévié et situé dans la calotte de gaz du secteur nord du bloc, tandis que l'injecteur de gaz du bloc central sera foré horizontalement. Les emplacements des puits de production intercalaire et d'injection de gaz envisagés par le promoteur sont illustrés à la figure 4.26. Il est à noter que le promoteur continue d'effectuer des études sur la récupération de pétrole assistée et que, par conséquent, l'emplacement de ces puits peut changer avec le temps.

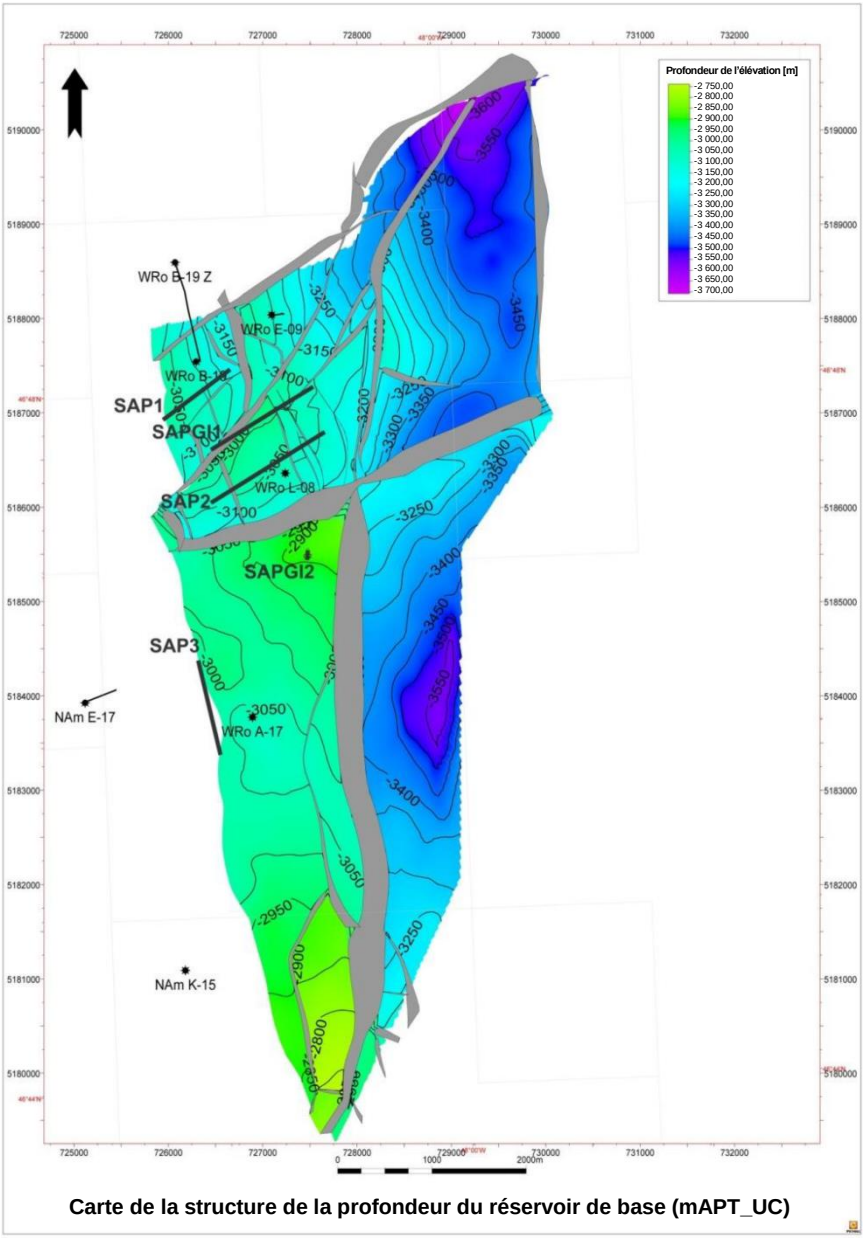

Figure 4.26 : Emplacements proposés des producteurs intercalaires et des injecteurs de gaz pour le gisement sud (Husky, 2014).

À l'exception de l'ajout de l'injection de gaz ou de l'injection eau-gaz en alternance à la stratégie actuelle d'injection d'eau, la stratégie d'épuisement des réservoirs pour le gisement sud restera inchangée. Un rapport de remplacement de porosité compris entre 1,0 et 1,2 sera maintenu, et la pression du réservoir continuera d'être maintenue au-dessus du point de bulle.

Le personnel est d'accord avec la stratégie d'épuisement révisée du promoteur pour le gisement sud et avec les plans visant à ajouter une production de pétrole supplémentaire du gisement sud à partir de la plateforme de tête de puits. Le promoteur utilisera les connaissances acquises auprès des producteurs intercalaires et d'autres puits existants pour optimiser la conception des producteurs intercalaires et des puits d'injection de gaz qui seront forés à partir de la plateforme.

4.5.4.4 Simulation des réservoirs du gisement sud

Le promoteur a soumis un modèle de simulation de réservoir ECLIPSE pour le gisement sud avec la demande. Le modèle de simulation était basé sur un modèle géologique construit dans Petrel. Les dimensions de la cellule et les propriétés pétrophysiques sont passées de 50 m x 50 m à environ 100 m x 100 m. Le modèle de simulation était donc composé de 26 x 83 x 240 cellules, soit un total de 517 920 cellules.

Tel que mentionné ci-dessus, le modèle de simulation du gisement sud soumis par le promoteur ne contenait que des scénarios prédictifs pour le producteur intercalaire et l'injecteur de gaz proposés dans le bloc de la terrasse. Le modèle contenait les emplacements proposés pour les puits intercalaires et l'injecteur de gaz du bloc central, mais aucun scénario prédictif impliquant ces puits n'a été fourni.

Le modèle présente une estimation déterministe du PEP d'origine du réservoir de stockage de 92,9 Mm^3 (584,3 Mb) par rapport à l'estimation probabiliste P50 de 86,5 Mm^3 (544,1 Mb). Le modèle prévoit une quantité supplémentaire de pétrole récupérable de 0,72 Mm^3 (4,5 Mb) dans le bloc de la terrasse provenant des puits proposés dans la demande.

L'examen du modèle de simulation du gisement sud par le personnel a révélé que le modèle est suffisant dans le contexte de la présente demande.

4.5.4.5 Rendement de la production progressive du gisement sud

La demande contient des profils de production pour les taux de production supplémentaire de pétrole, d'eau et de gaz du gisement sud provenant de la plateforme de tête de puits. Le promoteur a attribué les ressources supplémentaires de la plateforme en utilisant des méthodes d'évaluation déterministes et probabilistes. Un modèle de simulation a été utilisé pour prédire la récupération progressive du bloc de la terrasse, tandis qu'une méthode probabiliste a été utilisée pour le bloc central. Ce travail probabiliste était basé sur des puits intercalaires analogues existants dans le gisement sud. Les prévisions de production qui en résultent pour les blocs central et de la terrasse ont ensuite été ajoutées à un modèle de production intégré sur l'ensemble du champ, qui tient compte des contraintes des installations et des temps d'arrêt pour les délais d'exécution prévus des installations.

Les profils prévus pour la production supplémentaire de pétrole, d'eau et de gaz du gisement sud sont illustrés aux figures 4.27, 4.28 et 4.29, respectivement.

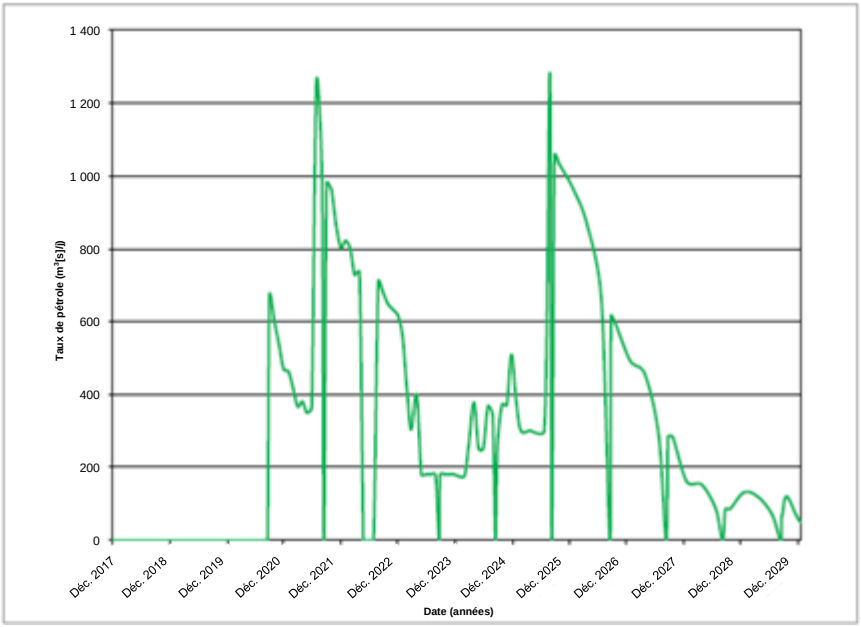

Figure 4.27 : Profil de production de pétrole progressive prévue pour le gisement sud (Husky, 2014).

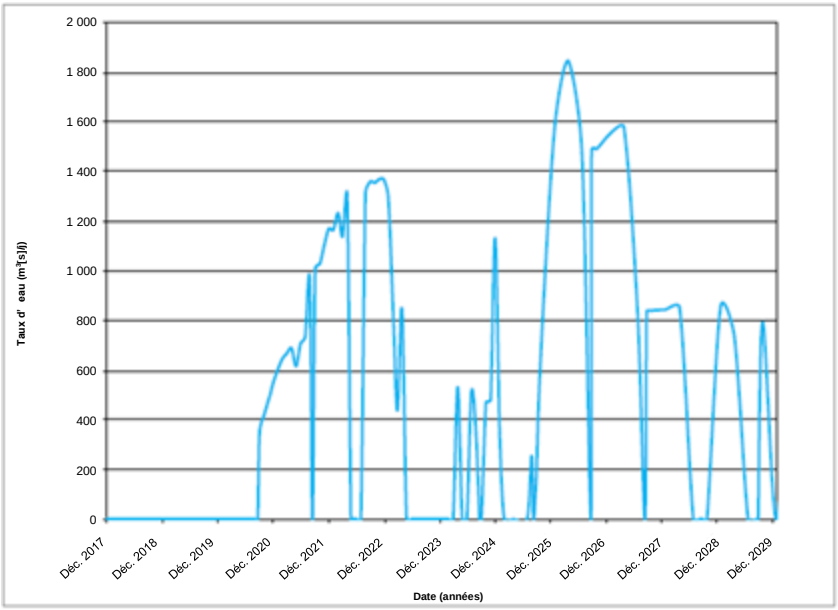

Figure 4.28 : Profil de production d'eau progressive prévue pour le gisement sud (Husky, 2014).

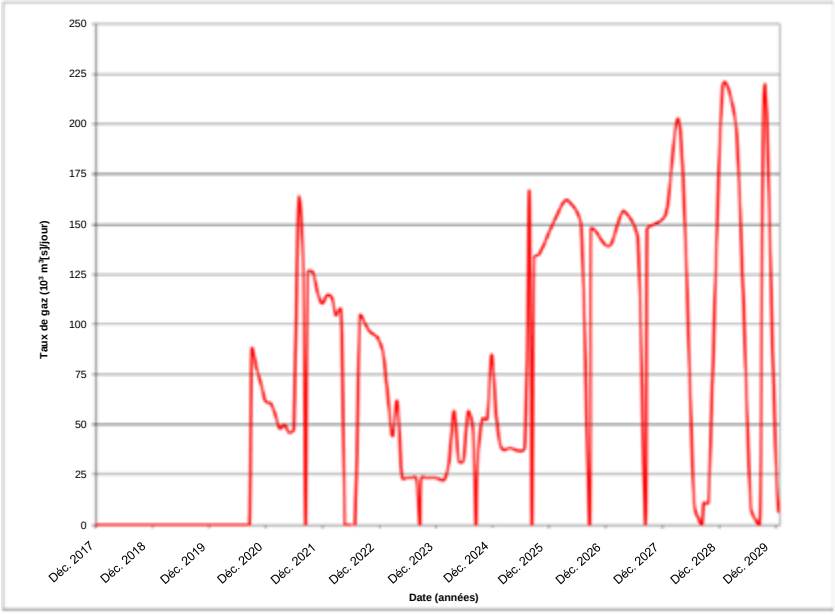

Figure 4.29 : Profil de production de gaz progressive prévue pour le gisement sud (Husky, 2014).

4.5.5 Établissement du calendrier des puits

Comme les ressources pétrolières du gisement ouest sont le principal moteur de la plateforme de tête de puits, l'approche d'établissement du calendrier des puits pour le projet est basée sur les phases d'exploitation du gisement ouest. La demande indique que les puits du gisement ouest présentant le risque géologique le plus faible, généralement situés dans la région sud du puits O-28Y, seront forés au début du projet. Ensuite, le forage s'étendra graduellement du sud au nord du gisement. Le fait de forer les puits de cette manière permettra au promoteur d'avoir un meilleur aperçu de la répartition des faciès, de la productivité des paraséquences et de l'étendue latérale de la calotte de gaz, car les emplacements des puits recouperont des faciès plus distaux dans les parties ouest et nord du gisement.

Plus le promoteur obtiendra de renseignements sur les tendances géologiques, plus la stratégie de placement des puits pour le gisement ouest sera optimisée. Afin de laisser suffisamment de temps pour les travaux d'optimisation, le calendrier de forage de la plateforme prévoit des périodes pour le forage de puits dans les autres gisements proposés pour exploitation. La demande indique que l'ordre d'exploitation des autres gisements est déterminé par les ressources récupérables restantes et le nombre de puits pour les gisements respectifs.

Le programme des puits fourni dans la demande est présenté au tableau 4. 10. **Le personnel estime que la stratégie d'établissement du calendrier des puits et le calendrier des forages prévus par le promoteur sont appropriés.**

Tableau 4.10 : Calendrier proposé pour le forage de la plateforme de tête de puits (Husky, 2014).

Nombre	Champ/Gisement	Nom du puits	Type de puits	Date de mise en service
1	Ouest	PRD7B	Pétrole	Nov. 2016
2	Déblais	Déblais_1	Déblais	Janv. 2017
3	Ouest	PRD6B	Pétrole	Avr. 2017
4	Ouest	INJ9B	Injecteur d'eau	Juin 2017
5	Ouest	PRD10C	Pétrole	Sept. 2017
6	Ouest	INJ4A	Injecteur d'eau	Nov. 2017
7	Blocs 2 et 5	2P1	Pétrole	Févr. 2018
8	Blocs 2 et 5	5W1	Injecteur d'eau	Mai 2018
9	Ouest	PRD5C	Pétrole	Juill. 2018
10	Ouest	INJ6A	Injecteur d'eau	Oct. 2018
11	Blocs 2 et 5	5P1	Pétrole	Janv. 2019
12	Ouest	PFB3HP2	Pétrole	Mars 2019
13	Ouest	PFB1HI2	Injecteur d'eau	Juin 2019
14	Avalon Sud (centre de forage du sud)	SAP3	Pétrole	Août 2019
15	Avalon Sud (centre de forage du sud)	SAPGI2	Injecteur de gaz	Nov. 2019
16	Ouest	PFB1HP1	Pétrole	Janv. 2020
17	Ouest	PFB3HI1	Injecteur d'eau	Avr. 2020
18	Avalon Sud (centre de forage central)	SAP2	Pétrole	Juin 2020
19	Ouest	PRD6C	Pétrole	Sept. 2020
20	Ouest	INJ8A	Injecteur d'eau	Nov. 2020
21	Déblais 2	Déblais_2	Déblais	Janv. 2021
22	Ouest	PRD5D	Pétrole	Avr. 2021
23	Ouest	INJ6B	Injecteur d'eau	Juill. 2021
24	Ouest	PRD3D	Pétrole	Sept. 2021
25	Ouest	INJ10D	Injecteur d'eau	Déc. 2021
26	Avalon Nord	NAOP1	Pétrole	Mars 2022
27	Avalon Nord	NAOW10	Injecteur d'eau	Juin 2022
28	Ouest	PFB5HP2	Pétrole	Août 2022
29	Ouest	INJ2B	Eau	Nov. 2022
30	Ouest	B3UHZP1	Pétrole	Janv. 2023
31	Ouest	PFB3HI2	Injecteur d'eau	Avr. 2023
32	Avalon Sud (centre de forage central)	SAGI1	Injecteur de gaz	Juin 2023
33	Ouest	PRD11B	Pétrole	Sept. 2023
34	Ouest	INJ11A	Injecteur d'eau	Nov. 2023
35	Ouest	PFB2HP1	Pétrole	Févr. 2024
36	Ouest	PFB2HI1	Injecteur d'eau	Mai 2024
37	Avalon Sud (centre de forage central)	SAP1	Pétrole	Juill. 2024
38	Ouest	PFB5HI1	Injecteur d'eau	Oct. 2024

4.5.6 Rendement concernant l'ensemble du champ

La production du gisement sud, du projet pilote du gisement ouest et du champ North Amethyst est actuellement prise en charge par les installations de la *FPSO SeaRose.* Étant donné que la plateforme de tête de puits ne contiendra pas d'installations de traitement, les fluides supplémentaires produits par le projet de développement proposé seront traités à l'aide de l'infrastructure existante sur la FPSO. Afin de s'assurer que les installations de traitement sont capables de traiter les volumes de production accrus, une évaluation a été réalisée pour s'assurer que les volumes prévus pour l'ensemble du champ respectaient les capacités de production et d'injection de la FPSO. Les contraintes de production et d'injection utilisées pour cette évaluation sont les suivantes :

- Quantité totale de liquides – 33 000 m^3/jour (208 000 B/j)
- Pétrole – 22 300 m^3/jour (140 000 B/j)
- Injection d'eau totale – 44 000 m^3/jour (277 000 B/j)
- Injection d'eau par centre de forage excavé – 30 000 m^3/jour (189 000 B/j)
- Eau produite – 28 000 m^3/jour (176 000 B/j)
- Compression de gaz – 4,2 Mm^3/j (148 MPCSJ)
- Extraction au gaz – 1,6 Mm^3/j (56 MPCSJ)
- Extraction au gaz par centre de forage excavé – 1,19 Mm^3/j (42 MPCSJ)

Le promoteur a utilisé un modèle de production intégré pour générer des profils pour la production de pétrole, l'eau produite, l'injection d'eau, la production de liquide, la production de gaz, le l'extraction au gaz et la manutention de gaz pour l'entièreté du champ. Pour ce faire, on a introduit dans le modèle de production intégré le calendrier des puits ainsi que les prévisions et les résultats de simulation des gisements individuels. Les temps d'arrêt pour les révisions annuelles et les programmes hors station prévus pour la *FPSO SeaRose* ont également été inclus. Les profils résultants ont été inclus dans la demande et sont présentés dans les figures 4.30 à 4.37. Il est à noter que le promoteur a prolongé la durée de vie du champ jusqu'en 2030 pour les profils de production dans l'entièreté du champ. La production jusqu'en 2030 prolongerait la durée de vie du champ de cinq ans par rapport à la durée de vie nominale de 20 ans de la FPSO. **Le promoteur devra effectuer d'autres travaux pour évaluer la faisabilité et les répercussions de la prolongation de la durée de vie du champ au-delà de 2025.**

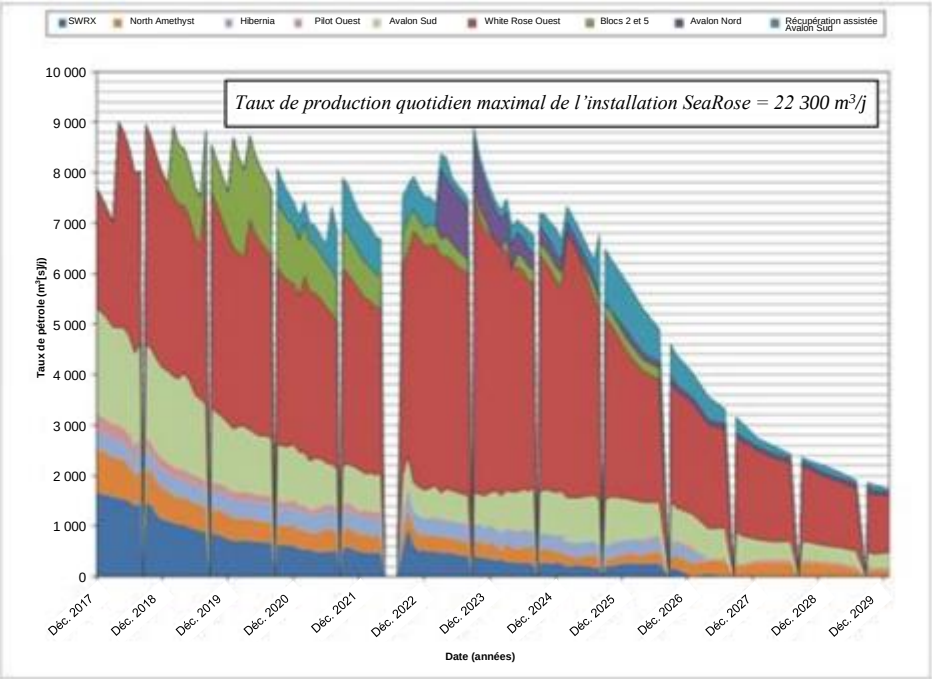

Figure 4.30 : Profil de production pétrolifère sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

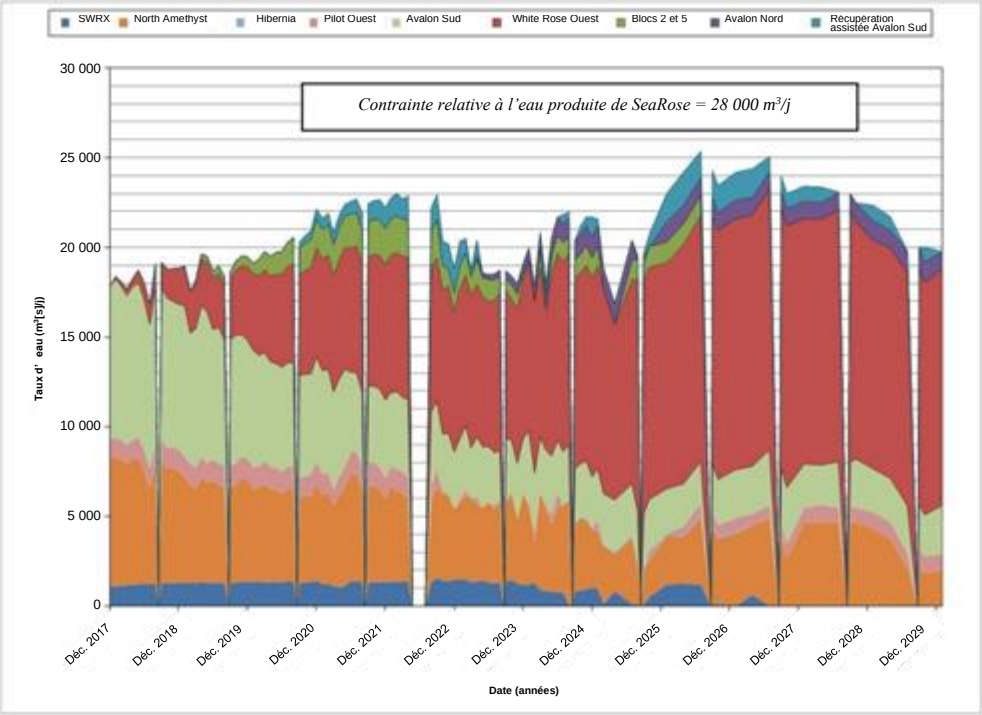

Figure 4.31 : Profil de production d'eau sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

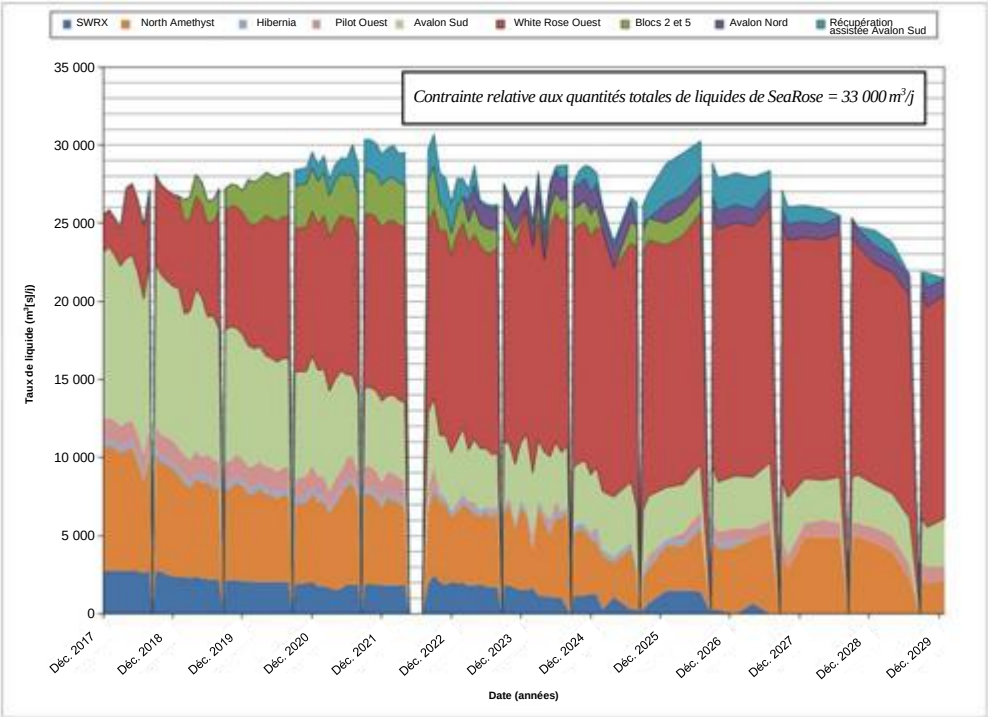

Figure 4.32 : Profil de production totale de liquide sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

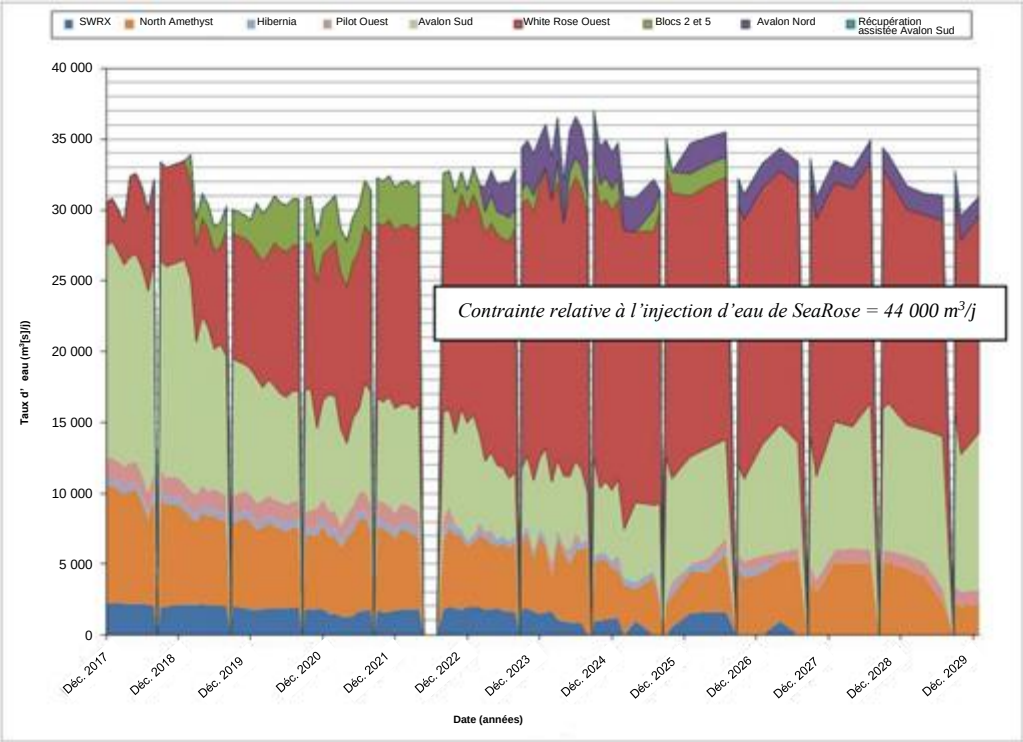

Figure 4.33 : Profil d'injection d'eau sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

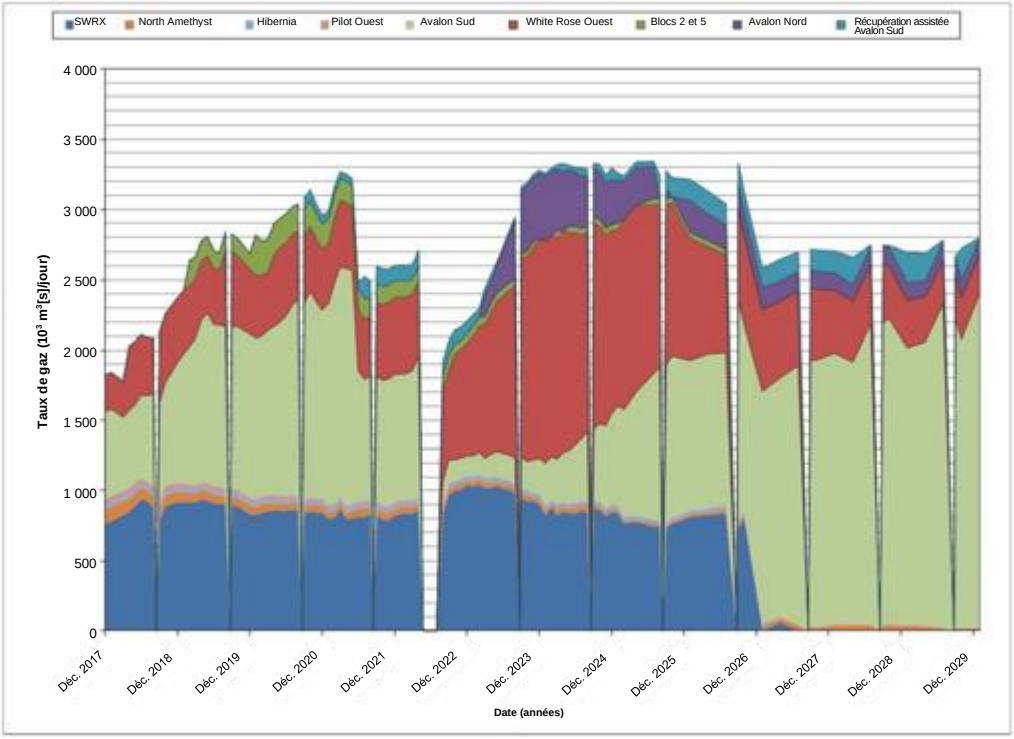

Figure 4.34 : Profil de production de gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

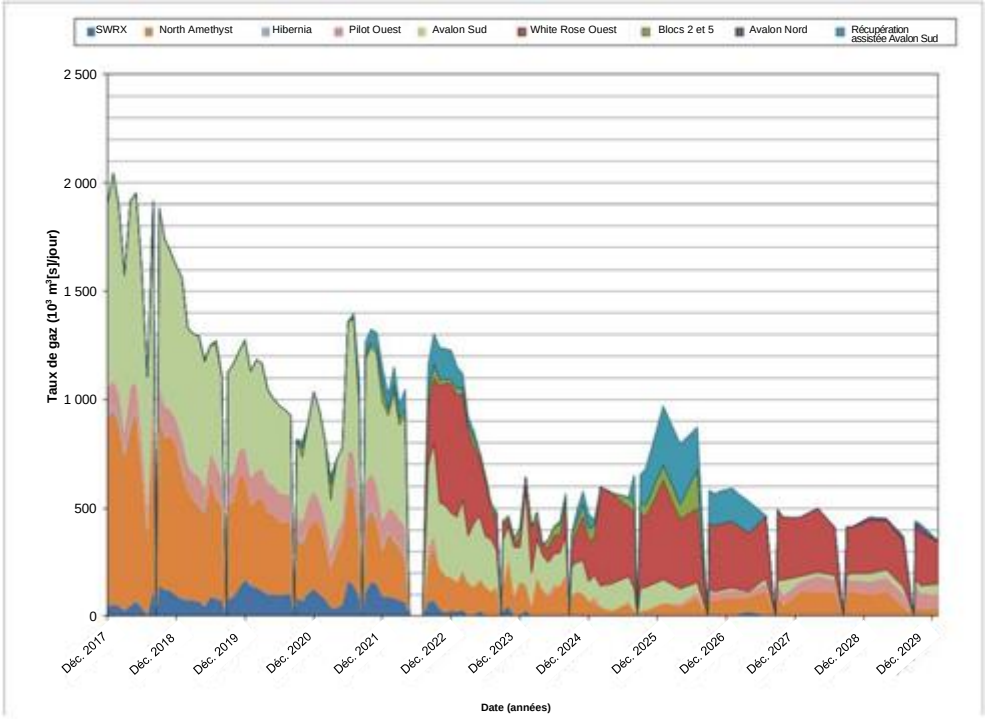

Figure 4.35 : Profil d'extraction au gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

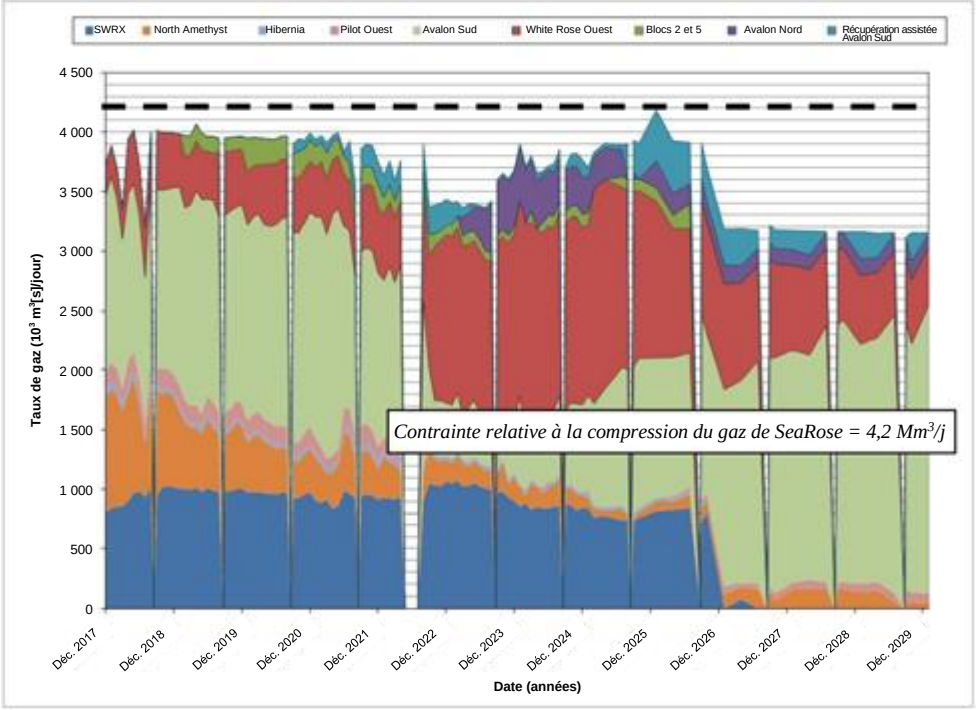

Figure 4.36 : Profil de manutention du gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

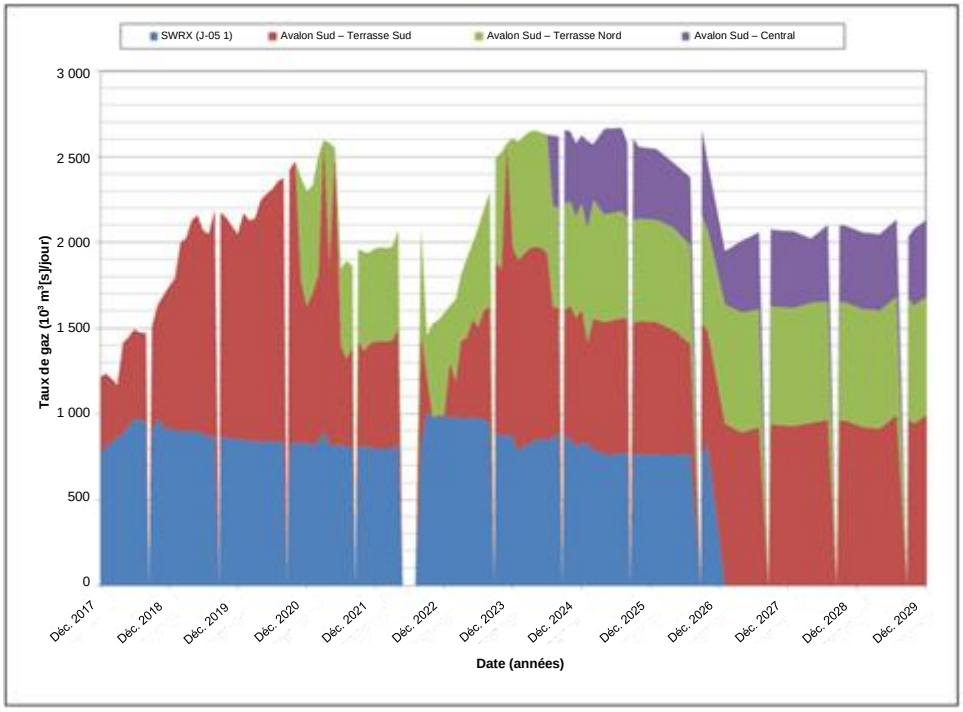

Figure 4.37 : Profil d'injection de gaz sur l'ensemble du champ (Husky, 2014).

Le personnel a examiné les profils complets pour déterminer s'il y avait lieu de s'inquiéter des capacités de manutention de l'installation *FPSO SeaRose*. Compte tenu des contraintes relatives aux installations énumérées ci-dessus, aucun problème important concernant la manutention des liquides n'a été relevé. Comme on peut le voir à la figure 4.36, il y a une période en 2026 où les besoins en matière de manutention du gaz se rapprochent de la capacité de compression du gaz de la *FPSO SeaRose* (4,2 Mm^3/j), mais cette période est très brève. En outre, le promoteur aura la possibilité de réduire temporairement la production ou les volumes de gaz en cas de problèmes à court terme. L'utilisation de pompes électriques submersibles sur la plateforme fournira au promoteur un autre moyen d'ascension artificielle si une réduction temporaire des volumes d'extraction au gaz s'avère nécessaire.

4.5.7 Plan de gestion des réservoirs

4.5.7.1 Stratégie de déplacement

La stratégie de déplacement pour tous les gisements exploités à partir de la plateforme de tête de puits comprend un processus de récupération secondaire par injection d'eau. Ceci peut être complété par l'injection de gaz, l'injection eau-gaz en alternance, ou un support de pression partielle si cela est jugé approprié. La plateforme aura la possibilité de changer le mécanisme d'injection, passant d'une injection par l'eau à une injection par le gaz ou une injection eau-gaz en alternance.

Un rapport de remplacement de porosité entre 1,0 et 1,2 sera fixé comme objectif pour tous les gisements pendant la phase d'exploitation. Cela est conforme à l'objectif du rapport de remplacement de porosité pour les développements existants et est jugé raisonnable par le personnel.

4.5.7.2 Fluides d'injection

L'extraction au gaz et l'injection de gaz seront fournies à la plateforme de tête de puits à partir du gaz sec traité par la *FPSO SeaRose.* Le gaz a une teneur en eau de 24 kg/million de m^3[s] et un point de rosée de l'eau d'environ -18 °C à 40 MPa. Le tableau 4.11 résume la composition du gaz qui sera disponible pour l'injection.

Tableau 4.11 : Composition du gaz d'injection.

Composant du gaz	Fraction molaire		Constituants spécifiques	Fraction molaire
CO	0,0001			
H_2	Trace		Néohexane (C_6)	0,00000
He	0,0001		n-Hexane (C_6)	0,00084
O_2	0,0028		Méthylcyclopentane (C_7)	0,00043
N_2	0,0135		Benzène (C_7)	0,00023
CO_2	0,0208		Cyclohexane (C_7)	0,00035
H_2S	0,0000		2, 2, 4-Triméthylpentane (C_8)	0,00000
C_1	0,8509		Méthylcyclohexane (C_8)	0,00019
C_2	0,0554		Toluène (C_8)	0,00000
C_3	0,0318		Éthylbenzène (C_9)	Trace
iC_4	0,0045		m- et p-Xylène (C_9)	0,00000
nC_4	0,0106		o-Xylène (C_9)	Trace
iC_5	0,0025		1, 2, 4-Triméthylbenzène (C_{10})	0,00000
nC_5	0,0031			
C_6	0,0021		Composants supplémentaires	
C_7	0,0011		C_7*	0,00180
C_8	0,0007		C_{12}*	0,00000
C_9	Trace		C_{15}*	0,00000
C_{10}^+	0,0000			
TOTAL	**1,0000**			
Source : Rapport de Maxxam pour l'analyse étendue des gaz du compresseur de l'épurateur du côté aspiration à haute pression, n° de laboratoire : B104883:Z50827, 5 janvier 2011				

Actuellement, l'eau de mer est traitée et injectée à partir de la *FPSO SeaRose.* Le traitement comprend une désaération avec injection continue de désoxygénants et un dosage hebdomadaire de biocide. L'eau d'injection traitée provenant de la *FPSO SeaRose* sera utilisée par la plateforme de tête de puits. Le tableau 4.12 résume la densité et la composition de l'eau d'injection.

Tableau 4.12 : Analyse de l'eau de mer injectée.

Densité	**kg/m³**	**1 024**
Composant chimique		
Na	mg/l	9 772
K	mg/l	351
Ca	mg/l	438
Mg	mg/l	1 167
Cl	mg/l	17 498
HCO_3	mg/l	128
SO_4	mg/l	1 922
Référence : Demande de mise en valeur de White Rose Volume 2 – 01/2001		

4.5.7.3 Utilisation du gaz

Le gaz produit dans le cadre du projet de prolongement de White Rose sera réinjecté par l'intermédiaire d'infrastructures d'injection de gaz existantes dans la région de White Rose. Il sera principalement utilisé pour le processus de récupération du pétrole par injection. Le gaz total produit au cours de la durée de vie du champ est estimé à 13,1 milliards de m^3[s]. Ce gaz produit cumulé représente le gaz produit par le gaz dissous et provenant de la calotte de gaz, ainsi que la percée du gaz d'injection à la suite de l'injection du gaz.

Si l'on tient compte du gaz combustible, le volume de gaz à injecter au cours de la durée de vie du champ est estimé à 10,1 milliards de m^3[s]. Une partie de ce gaz est recyclé dans le réservoir et n'est donc pas considéré comme du gaz net qui devra être manipulé. Le volume de gaz injecté à traiter est d'environ 4,95 milliards de m^3[s], du 1er janvier 2014 jusqu'en 2030.

En se basant sur le gaz produit, injecté et combustible, le personnel a examiné les estimations du promoteur concernant le torchage du gaz et a déterminé que l'ajout du projet de prolongement de White Rose n'entraîne aucune augmentation nette du torchage. Les estimations de torchage sont raisonnables par rapport aux données antérieures du champ pétrolifère White Rose.

Le système de compression et d'injection de gaz de la *FPSO SeaRose* fournira du gaz déshydraté et comprimé à la plateforme de tête de puits. Le gaz comprimé provenant de la FPSO sera transporté par le centre de forage nord jusqu'à la plateforme par une conduite d'injection de gaz installée en 2013 pour fournir une capacité d'injection de gaz au centre de forage de l'extension sud (décision 2013.04). Dans le cadre de la campagne sous-marine de la plateforme, une nouvelle conduite de gaz sous-marine sera raccordée à cette conduite d'injection de gaz existante afin d'alimenter la plateforme de tête de puits en gaz d'injection et en gaz combustible, et pour le processus d'extraction au gaz.

Le personnel a examiné les prévisions relatives au gaz combustible et à l'extraction au gaz pour le projet de prolongement et les développements existants et les a jugées raisonnables.

4.5.7.4 Réinjection des déblais de forage

La demande propose le forage de deux puits pour la réinjection des déblais de forage.

Conformément au *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, l'élimination des déblais de forage mazoutés nécessite l'approbation du délégué à l'exploitation. Chaque exploitant qui prévoit d'utiliser des boues à base de produit synthétique (BBPS) ou des boues à base d'huile minérale améliorées dans le cadre d'un forage de développement devrait, dans le cadre de sa demande de développement, examiner la faisabilité technique et économique de la réinjection des solides de forage associés dans les formations souterraines sur les sites de forage et en rendre compte. Les concentrations de rejet autorisées pour les exploitants qui connaissent des périodes de dysfonctionnement imprévu pendant la réinjection de solides de forage sont évaluées au cas par cas par le délégué à l'exploitation.

Le promoteur doit aborder la faisabilité de la réinjection de grandes quantités de déblais dans une formation appropriée, et décrire de quelle façon la comptabilité de la production sera affectée et gérée. La formation à injecter doit être identifiée, et des simulations de réservoir doivent être effectuées pour étudier l'effet de l'injection de déblais sur celui-ci. **Un rapport contenant ces détails et les résultats de la simulation sera exigé au moins six mois avant la présentation de toute demande d'autorisation de forer un puits pour un puits de réinjection des déblais.**

Lors de l'examen d'une demande d'autorisation de forer un puits pour un puits destiné à la réinjection de déblais, une attention particulière sera accordée aux informations suivantes :

- Un plan du puits décrivant les éléments suivants :
  - Les détails du tubage (profondeur de pose, estimation du sommet du ciment et base de l'estimation du sommet du ciment) pour les trains de tiges qui seront inclus dans le plan de réinjection des déblais; et
  - Les détails des toits de la formation sur l'intervalle d'injection proposé. C'est-à-dire les formations qui seront exposées à la pression pendant les opérations d'injection.

- Une brève description des plans de l'exploitant pour l'exploitation du puits qui comprend la confirmation des éléments suivants :

- Les gradients de fracture et pressions de pompage prévus;
- Un résumé de l'essai d'injection précédemment effectué au puits (p. ex., débit et pression de la pompe, densité du fluide d'injection et du fluide de rinçage, et pression de la mise hors service). Cela devrait inclure une brève description de l'opération et un résumé des résultats, en indiquant s'ils correspondent aux prévisions;
- La formation dans laquelle l'injection annulaire est censée se produire; et
- La vérification que les tubulaires du puits répondent aux conditions d'exploitation prévues pour l'injection.

Une fois que le puits a été approuvé pour la réinjection des déblais, des rapports pour chaque injection doivent être soumis au C-TNLOHE. Tout le matériel de réinjection des déblais doit satisfaire aux normes extracôtières et nécessite l'approbation d'une autorité de certification. De plus, le demandeur doit aborder tous les problèmes de sécurité en matière d'équipement, de procédures et de compétences du personnel. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office comprenne la condition suivante :

> **Condition 1 : Avant le forage de tout puits de réinjection de déblais de forage, le promoteur devra présenter un rapport à la satisfaction de l'Office décrivant la faisabilité de l'injection, l'incidence sur la gestion du réservoir et les répercussions sur la comptabilité de la production. Ce rapport devra être présenté au moins six mois avant la présentation de la demande d'autorisation de forer un puits.**

4.5.7.5 Surveillance des réservoirs

La surveillance des réservoirs sera effectuée à l'aide des informations soumises par les rapports de production quotidiens et les rapports de surveillance mensuels provenant des lignes directrices sur les *Rapports de production mensuels des champs de production*. Tous les compteurs utilisés pour la supervision des réservoirs seront présentés dans la demande du système de débit approuvée.

4.5.7.6 Acquisition de données

La demande indique que l'acquisition de données pour le développement du projet de prolongement de White Rose suivra les lignes directrices de l'Office sur l'acquisition de données et la présentation de rapports. Des plans plus détaillés pour l'acquisition de données seront inclus dans les demandes d'autorisation de forer un puits pour les puits individuels.

Le personnel de l'Office note que la zone proposée pour l'exploitation relèvera du *Programme d'acquisition de données sur les champs d'exploitation du « complexe White Rose »* du promoteur. La version actuelle du programme, soumise à l'Office en 2008, restera en vigueur jusqu'en 2015. Le personnel s'attend à ce que la prochaine révision du programme aborde les exigences spécifiques d'acquisition de données pour la zone du projet de prolongement de White Rose. Le programme révisé d'acquisition de données d'exploitation devrait être approuvé avant le début de toute activité de forage à partir de la plateforme de tête de puits.

4.5.7.7 Ascension artificielle

L'extraction au gaz est le seul mécanisme d'ascension artificielle qui a été utilisé dans l'actif White Rose à ce jour, et il s'est avéré efficace. La demande indique que le processus d'extraction au gaz demeurera le principal mécanisme d'ascension artificielle des gisements qui seront exploités à partir de la plateforme de tête de puits. Toutefois, en raison de la fonctionnalité technique accrue offerte par l'accès aux arbres secs sur la plateforme, le promoteur prévoit utiliser des pompes électroniques submersibles comme mécanisme d'extraction secondaire pour le gisement ouest, et éventuellement pour d'autres gisements également exploités à partir de la plateforme.

L'utilisation de la technologie de pompes électriques submersibles permettra au promoteur d'augmenter le rabattement du puits. Cela permettra d'accélérer la production à partir de ces puits et pourrait conduire à une récupération accrue du pétrole dans certains cas.

Les pompes électriques submersibles n'ont pas encore été utilisées dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador, mais ont été largement utilisées dans l'industrie pétrolière à travers le monde, tant sur les côtes qu'au large de celles-ci. Un facteur important dans l'utilisation de ces pompes est leur durée de vie, qui devrait être de deux à cinq ans selon l'expérience de l'industrie. Comme la plateforme de tête de puits permettra l'accès aux arbres secs, il sera possible d'effectuer des travaux de reconditionnement pour retirer les pompes défectueuses et les remplacer.

Ce ne sont pas tous les puits qui sont adéquats pour l'utilisation de pompes électriques submersibles, c'est pourquoi le promoteur ne les utilisera que dans les puits qui répondent à des critères spécifiques. Par exemple, les pompes ne seront pas utilisées pour les puits situés à proximité d'une calotte de gaz, car la proportion gaz-pétrole de ces puits finirait par augmenter. Celles-ci sont connues pour ne pas être performantes lorsque la production de gaz est élevée.

Le promoteur examine encore l'utilisation des pompes dans les diverses conditions d'exploitation prévues, ce qui fait que les puits individuels n'ont pas encore été sélectionnés. L'utilisation des pompes par le promoteur sera évaluée au cas par cas, et évoluera au fur et à mesure que l'on obtiendra de l'information sur leur rendement et sur les conditions d'exploitation du réservoir. **Le personnel est d'accord avec les plans du promoteur quant à l'utilisation éventuelle de pompes électriques submersibles, tel qu'ils sont décrits dans la demande, et s'attend à ce que leur utilisation dans des puits individuels soit abordée dans le cadre du processus d'AFP. De plus amples détails sur l'utilisation et l'exploitation des pompes sont attendus dans l'autorisation d'exploitation de la plateforme de tête de puits.**

4.5.7.8 Stimulation des puits

Comme mentionné plus haut, le gisement ouest est un réservoir complexe sur le plan structurel, fortement faillé et compartimenté. Les informations fournies par le projet pilote ont permis au promoteur de mieux comprendre les barrières et les déflecteurs horizontaux et verticaux et la connectivité du réservoir. Les résultats du projet pilote ont démontré un faible rapport entre la perméabilité verticale et horizontale (k_V/k_H) dans le réservoir et les limites de failles majeures (verticales). Vers des milieux sédimentaires plus distaux dans le nord, la probabilité de failles à faible k_V/k_H et moins conductrices devrait augmenter à mesure que le rapport net/brut diminue. De plus, le projet pilote a également confirmé la qualité et la productivité inférieures des réservoirs des paraséquences supérieures.

En raison des défis que présente le gisement ouest, le promoteur a évalué diverses méthodes de stimulation des puits, y compris l'acidification à proximité du puits de forage et la fracturation hydraulique. L'objectif de ces techniques de stimulation serait d'améliorer les indices de productivité des puits, d'augmenter les taux initiaux de production de pétrole, d'accélérer la production et d'accroître la récupération. Cette analyse des méthodes de stimulation des puits a permis d'identifier un certain nombre de puits susceptibles d'être utilisés pour la fracturation hydraulique dans le scénario d'exploitation de base du gisement ouest. Certains puits ne bénéficieraient pas de la fracturation hydraulique en raison de leur proximité avec la calotte de gaz ou le contact pétrole-eau, et ne seraient donc pas de bons candidats pour ce type de stimulation. La demande indique que le promoteur procédera à une évaluation au cas par cas pour déterminer si un puits convient ou non à la fracturation hydraulique.

Ce procédé apportera un certain nombre d'avantages qui contribueront à accroître la récupération des puits dans lesquels il est utilisé. Comme la plupart des puits du gisement ouest traverseront plusieurs blocs faillés, la fracturation hydraulique permettra de réduire l'incertitude liée au rejet des failles en permettant la croissance verticale des fractures. Il est prévu que chaque bloc faillé contienne une fracture verticale pour assurer une couverture verticale du contact du réservoir jusqu'au puits de forage, accéder aux sables productifs échoués et franchir les barrières verticales à l'écoulement. La fracturation hydraulique permettra également de réduire les risques d'incertitude quant à l'emplacement des puits ou à la trajectoire de forage. Un autre avantage clé de ce procédé est l'accélération et la maximisation de la production des réserves pétrolières du gisement ouest avant la fin de la durée de vie du champ.

La technologie de fracturation hydraulique pour les ressources conventionnelles n'a pas encore été utilisée dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador, mais a été largement utilisée dans l'industrie pétrolière à travers le monde, tant sur les côtes qu'au large de celles-ci. Le personnel estime que le recours à la fracturation hydraulique pour accélérer la production, augmenter la récupération et réduire les risques dans le gisement ouest est raisonnable et appropriée du point de vue de la gestion des ressources.

Le personnel est d'accord avec les plans du promoteur pour la stimulation des puits dans le gisement ouest, tels qu'ils sont décrits dans la demande. Le personnel de l'Office s'attend à ce que le promoteur fournisse, grâce au processus d'AFP, des détails sur les conceptions de fracturation hydraulique des puits individuels et sur la convenance des puits pour une telle technologie. De plus amples détails sur les plans de stimulation des puits sont attendus dans l'autorisation d'exploitation pour la plateforme de tête de puits.

4.5.7.9 Récupération assistée des hydrocarbures

Bien que la demande propose une récupération secondaire par injection d'eau pour le gisement ouest et d'autres gisements qui seront développés à partir de la plateforme, elle indique également que ce mécanisme pourrait être complété par l'injection de gaz, l'injection eau-gaz en alternance ou d'autres méthodes de récupération de pétrole assistée s'il s'avère que cela est bénéfique pour la récupération du pétrole. Le promoteur a effectué des études sur des programmes de récupération de pétrole améliorée pour le gisement ouest et d'autres gisements de l'actif White Rose, mais, à l'exception de l'injection de gaz dans le bloc de la terrasse nord du gisement sud, il n'a pas fourni de modèle de simulation ou d'autres analyses techniques à l'appui de ces études avec la demande. Le personnel ne s'oppose pas à la mise en œuvre de ces programmes par le promoteur, puisque la pratique consistant à évaluer régulièrement les programmes de récupération assistée des hydrocarbures (RAH) est conforme aux exigences du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.* **Toutefois, avant que le promoteur ne puisse procéder à l'injection de gaz ou de l'injection eau-gaz en alternance à partir de la plateforme de tête de puits, il doit fournir au C-TNLOHE un modèle de simulation ou une autre forme d'analyse technique démontrant que cela ne nuira pas à la récupération du pétrole.** Le promoteur a déjà reçu l'autorisation d'augmenter la quantité d'injection d'eau dans la terrasse sud du gisement sud par injection de gaz (Décision 2013.04). La mise en service d'un producteur et d'un injecteur de gaz dans cette zone est prévue en 2015. Cela permettra d'obtenir une grande quantité de données sur la production d'un système d'injection de gaz, et ces données pourraient servir de base à la mise en œuvre d'un tel projet dans le gisement ouest et dans d'autres secteurs dans le futur. Le personnel est d'avis que le promoteur devrait être autorisé à aller de l'avant avec les plans de RAH proposés, s'ils entraînent une augmentation de la récupération finale du pétrole. Le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

> **Condition 2 : Avant d'entreprendre une injection de gaz ou une opération d'injection eau-gaz en alternance dans le gisement ouest ou tout autre gisement susceptible d'être exploité depuis la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter des modèles de simulation ou une autre forme d'analyse technique prouvant qu'une telle opération n'entravera pas à la récupération du pétrole.**

4.5.7.10 Conclusion de l'analyse du plan de gestion du réservoir

La demande est conforme au plan de gestion des ressources actuel du promoteur pour le champ pétrolifère White Rose et propose des améliorations supplémentaires comme la réinjection des déblais, l'utilisation de pompes électriques submersibles, la stimulation des puits et la récupération de pétrole assistée. Le personnel est d'accord avec les changements proposés, à condition que toutes les activités respectent les exigences pertinentes de l'autorisation d'exploitation, des AFP et des conditions associées.

4.6 Capacités du système de production et des installations de production

4.6.1 Sélection du système de production

Le promoteur a entrepris un processus d'examen et de sélection des concepts de développement possibles pour le projet de prolongement de White Rose. Divers paramètres d'entrée ont été utilisés pour faciliter le processus de sélection des concepts, y compris les coûts des installations et le profil de production.

Deux concepts potentiels ont été analysés :

1. Des puits sous-marins raccordés à un centre de forage sous-marin, reliés au *FPSO SeaRose* et à l'infrastructure existante du champ pétrolifère White Rose; et
2. Une plateforme de tête de puits reliée au *FPSO SeaRose* et à l'infrastructure existante du champ pétrolifère White Rose.

Le promoteur a évalué ces deux modes de mise en valeur, y compris les options de forage de développement, et le concept préféré était l'utilisation d'une plateforme de tête de puits (figure 4.38).

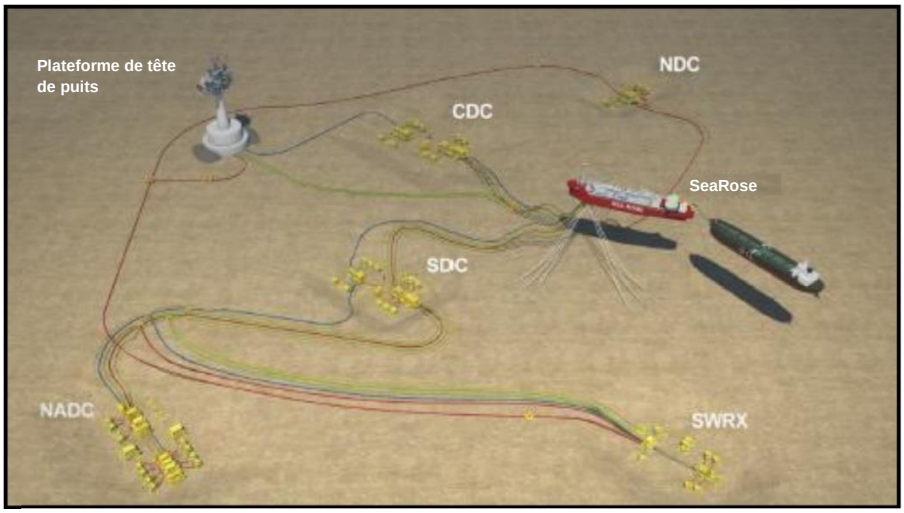

Figure 4.38 : Diagramme schématique du plan de mise en valeur préliminaire de la plateforme de tête de puits, représentée en étant raccordée à l'infrastructure existante du champ pétrolifère White Rose (Husky, 2014).

Le promoteur a souligné les facteurs clés suivants qui ont contribué à la sélection de l'option choisie :

- Réduction des coûts de forage et de complétion
- Réduction des coûts de forage de la plateforme, permettant d'augmenter le nombre de puits
- Amélioration des fonctionnalités de la plateforme, permettant de multiplier les options de forage dans des réservoirs très complexes
- Possibilité de développer des gisements plus petits, ce qui accroît la récupération finale
- Augmentation de la récupération finale et de l'accélération de la production grâce à la stimulation des puits, à l'ascension artificielle et à d'autres capacités technologiques offertes par l'accès aux arbres secs

Du point de vue de la gestion des ressources, le personnel de l'Office est d'accord avec la décision du promoteur selon laquelle l'option de la plateforme de tête de puits est la méthode privilégiée, et elle est techniquement réalisable. Selon la demande, la plateforme de tête de puits aura la capacité de traiter le flux de production prévu pour la durée de vie du champ pendant plus de 25 ans.

4.6.2 Conception du système de production

Le promoteur a entrepris un processus d'examen approfondi des critères de conception du projet. Une gamme de paramètres d'entrée a été utilisée pour aider à la conception de la plateforme de tête de puits. Le promoteur a utilisé les critères suivants :

- Critères d'environnement physique
  - Vent
  - Température de l'air
  - Vagues
  - Température de la mer
  - Courant
  - Glace de mer
  - Icebergs
- Charges théoriques
- Critères fonctionnels
  - Durée de conception
  - Débit
  - Capacités
- Critères géotechniques
  - Potentiel d'aléa sismique
  - Caractéristiques du sol
  - Affouillement des icebergs
  - Considérations relatives au gaz peu profond

La principale fonction de la plateforme de tête de puits est d'assurer le forage et la complétion des puits à arbre sec. Tous les fluides du réservoir produits par la plateforme seront transportés vers la *FPSO SeaRose* pour y être traités. Il n'y aura pas de stockage de pétrole sur la plateforme de tête de puits. La demande indique que la capacité de manutention d'hydrocarbures de la *FPSO SeaRose* devrait permettre de répondre aux exigences de la plateforme, et qu'aucune mise à niveau n'est donc nécessaire. La capacité de traitement du pétrole est de 22 300 m^3[s]/j.

Certaines dispositions pour une expansion future seront incluses dans la conception de la plateforme. Celle-ci comprend des colonnes montantes pour la production de pétrole, l'injection d'eau et l'extraction au gaz. Parallèlement, Husky pourrait également développer jusqu'à deux centres de forage sous-marins supplémentaires dans la région de White Rose. La plateforme de tête de puits aura la capacité de raccorder un nouveau centre de forage. Le raccordement d'un deuxième centre de forage se ferait par l'intermédiaire d'un centre de forage existant ou directement à la FPSO. Des conduites d'écoulement sous-marines seront utilisées pour interconnecter la plateforme et la FPSO pour la production de pétrole, l'injection d'eau et l'injection de gaz. Selon la demande, la plateforme peut accueillir 20 fentes de puits en utilisant la technologie de tête de puits à partage de conducteur dans certains puits, ce qui permet de forer deux puits par fente pour un total de 40 puits.

4.6.3 Durée de conception

Selon la demande, l'installation de la plateforme de tête de puits aura une durée de conception de 25 ans et sera conçue pour répondre aux conditions de production pendant toute la durée de vie de l'installation. Le promoteur souligne que, bien que la durée de vie théorique de la plateforme soit de 25 ans, la durée de vie actuelle de la *FPSO SeaRose* ne s'étend que jusqu'en 2025. D'autres études seront entreprises pour déterminer s'il est possible de prolonger la durée de vie de la FPSO au-delà de 2025. Le promoteur étudiera également d'autres options pour poursuivre l'exploitation de la plateforme après 2025.

4.6.4 Débit et capacités

Le tableau 4.13 résume les paramètres de conception maximaux pour la plateforme de tête de puits. La demande indique que ces valeurs seront perfectionnées lors de la conception détaillée.

Tableau 4.13 : Paramètres de conception du profil de production de la plateforme de tête de puits.

Fluide	Paramètre de conception maximal
Quantité quotidienne de pétrole	7 800 m^3/j
Quantité quotidienne d'eau	17 000 m^3/j
Quantité quotidienne de liquide	22 000 m^3/j
Quantité quotidienne de gaz (produit + extraction)	2 500 000 m^3[s]/j
Injection quotidienne de gaz	1 650 000 m^3[s]/j
Extraction au gaz quotidienne	1 450 000 m^3[s]/j
Injection quotidienne d'eau	20 000 m^3/j

4.6.5 Séparateur de test de production et échantillonnage de fluide

La demande indique que le promoteur se conformera aux exigences réglementaires en matière d'essais. Elle indique également qu'un collecteur de test peut être nécessaire pour permettre les essais de puits des futurs puits de raccordement sous-marins si la température des fluides arrivant à la plateforme de tête de puits est insuffisante pour obtenir une bonne séparation des phases. Les fluides recueillis dans les puits de production de la plateforme seront acheminés vers le collecteur de production. La moitié des puits de production seront connectés d'un côté d'une tête de production commune, avec les autres puits de production étant connectés de l'autre côté. Les éventuels espaces libres seront fermés par des brides pleines. Si un puits doit être mis à l'essai, il sera acheminé vers le séparateur de test de la plateforme. Les essais se feront à l'aide d'un séparateur d'essai triphasé. Les fluides testés seront séparés en trois phases et mesurés au moyen des débitmètres associés. Les flux testés seront recombinés et ajoutés à l'une ou l'autre des lignes de production principales sans compression de gaz ni pompage de liquide. Cela est dû au fait que le séparateur de test fonctionne à une pression plus élevée que les conduites d'écoulement d'exportation. Ces flux seront également mesurés par des débitmètres multiphases installés sur les principales lignes d'exportation de la production.

Le promoteur a indiqué que des points d'échantillonnage standard seront prévus sur les conduites de gaz et de liquide afin de permettre le prélèvement d'échantillons qui pourront être testés dans le laboratoire sur place.

4.6.6 Systèmes d'approvisionnement en gaz

Le système de compression et d'injection de gaz de la FPSO SeaRose fournira du gaz naturel déshydraté et comprimé à la plateforme de tête de puits. Le gaz sera acheminé par une seule conduite d'écoulement de gaz à haute pression raccordée à une conduite sous-marine existante à un point intermédiaire entre le centre de forage nord et le centre de forage du prolongement de White Rose Sud. Le gaz sera utilisé comme gaz combustible, et pour les procédés d'extraction au gaz et d'injection de gaz. On pense que la demande de la plateforme de tête de puits concernant l'extraction au gaz et le gaz combustible pour les plateformes se situera dans les limites de la capacité initiale actuelle de 4,2 Mm^3[s]/j. Le promoteur a indiqué qu'un réchauffeur d'entrée de gaz est inclus dans la conception de la plateforme de tête de puits pour les périodes où il peut être nécessaire de chauffer tout le flux de gaz d'entrée au-dessus de la température de formation des hydrates.

Le gaz fourni pour les procédés d'extraction et d'injection sera acheminé par un collecteur qui pourra également être exploité par injection eau-gaz en alternance. Le promoteur a déclaré que les puits d'injection de gaz auront des points d'injection de méthanol pour prévenir la formation d'hydrates. La première région à être injectée de gaz par la plateforme de tête de puits sera le gisement sud. Le promoteur a également indiqué qu'une partie du gaz produit pourrait être utilisée pour des systèmes d'injection de gaz ou d'injection eau-gaz en alternance afin de soutenir la production de pétrole d'autres gisements au sein du projet de prolongement de White Rose.

La demande mentionne que tous les relevés de volumes de gaz seront effectués conformément aux lignes directrices en matière de mesure du C-TNLOHE.

4.6.7 Réseau-torche

Le réseau-torche sur la plateforme de tête de puits fait partie intégrante du système de sécurité et de décharge de pression. La demande indique que la conception du système de décharge des torches sera conforme à toutes les réglementations et normes applicables. Le système de torche comprend les collecteurs, les tuyauteries, les conduites d'écoulement, un séparateur comprenant les pompes et les réchauffeurs, la tour de torche et le bec de torche de brûlage. Le système sera dimensionné pour s'adapter à tous les scénarios d'exploitation des torches de la plateforme de tête de puits.

Les liquides passés dans le séparateur seront combinés avec les fluides de production de la plateforme et transportés vers la *FPSO SeaRose* pour un traitement ultérieur. Le promoteur indique que le système de torche de la plateforme de tête de puits sera conçu de manière à ce que la dépressurisation des installations en surface de la plateforme puisse être gérée par celle-ci. La conduite d'écoulement d'injection de gaz reliant la FPSO et la plateforme sera gérée par le réseau-torche de la FPSO. Le promoteur prévoit que le système de torche de la FPSO sera en mesure de répondre à toute exigence opérationnelle à la suite de l'intégration de la plateforme dans le système.

Les installations de traitement et le bec de torche de brûlage proposés seront conçus de manière à ce que les niveaux de rayonnement pour tous les cas de torchage soient inférieurs aux limites spécifiées par le règlement pour la hauteur du bec de torche dans toutes les voies d'accès et tous les lieux de travail. La vitesse et la direction du vent dominant ainsi que l'emplacement d'autres équipements seront également pris en considération.

Il est à noter que le système de gaz de torche sera continuellement purgé avec du gaz combustible et sera allumé par un brûleur de veilleuse. La source de carburant pilote sera du gaz combustible avec un propane de secours.

4.6.8 Système d'eau produite

Le promoteur affirme qu'il n'y aura pas de traitement de fluides sur la plateforme et que, par conséquent, l'eau produite par les puits sera séparée, traitée et évacuée sur la *FPSO SeaRose.* La capacité initiale d'eau produite sur la FPSO est de 28 000 m^3[s]/j. Le promoteur estime que la capacité de traitement de l'eau produite sur la FPSO sera suffisante et ne nécessitera aucune mise à niveau.

Dans la décision initiale 2001.01, l'Office a déclaré à la condition 37 que l'eau produite doit être évaluée de manière à pouvoir être réinjectée dans des formations souterraines **si cela est techniquement réalisable et économiquement raisonnable.**

Au moment de présenter la demande, le promoteur évaluait encore cette condition. Le promoteur a fourni des informations au personnel de l'Office, en vue de résoudre ce problème. Le promoteur doit inclure les informations les plus récentes, qui comprennent le projet de prolongement, dans son évaluation de la condition 37.

4.6.9 Système d'injection d'eau

La demande indique que l'injection d'eau continuera d'être le mécanisme de soutien principal de la pression du réservoir dans le champ pétrolifère White Rose. La *FPSO SeaRose* injectera de l'eau traitée dans la plateforme de tête de puits par le collecteur d'injection d'eau du centre de forage central. Le système d'injection d'eau de la FPSO exploite 44 000 m^3[s]/j, à une pression maximale de 30 MPa. La pression d'alimentation de la jauge sera suffisante pour supporter la plateforme et aucune mise à niveau ne sera nécessaire. Le promoteur affirme que des pressions d'injection allant jusqu'à 35 MPa pourraient être nécessaires sur la plateforme pour soutenir le réservoir du gisement ouest. En raison des capacités actuelles de la FPSO, des pompes d'injection d'eau à haute pression seront nécessaires sur la plateforme pour atteindre la pression d'injection requise. Des débitmètres mesureront les volumes d'eau injectés dans chaque puits.

4.6.10 Produits chimiques, systèmes de stockage, de dosage et d'injection

Selon la demande, la plateforme de tête de puits sera dotée d'un système autonome d'injection, de stockage et de dosage de produits chimiques. Un système d'injection de méthanol est proposé pour la plateforme pour la prévention des hydrates et l'égalisation des vannes de sécurité de fond contrôlées en surface. L'injection de méthanol sera nécessaire lors du démarrage à froid, dans le cadre d'un arrêt planifié, en cas de perturbation et lors de la mise en service de nouveaux puits. L'utilisation la plus importante est prévue avant et après les arrêts planifiés, car les puits et les conduites d'écoulement peuvent nécessiter un traitement au méthanol pour prévenir la formation d'hydrates.

La demande indique que l'injection d'anti-incrustant sera également nécessaire pour l'injection de la plateforme de tête de puits. Cette injection se fera au moyen d'un mandrin d'injection chimique lors de la complétion du puits. La plateforme sera équipée d'un skid de génération d'hypochlorite pour traiter les entrées d'eau de mer. La plateforme sera conçue pour permettre le raccordement d'un futur matériel d'injection de produits chimiques, si nécessaire.

4.6.11 Production d'électricité

La demande indique que les installations de production et de distribution d'électricité sur la plateforme de tête de puits constitueront un système isolé autonome. La principale source d'énergie sera constituée de générateurs à turbine bicarburant (gaz et diesel). Le promoteur déclare qu'il utilisera la meilleure technologie disponible pour réduire au minimum les émissions de gaz à effet de serre. Dans des conditions d'exploitation normales, les générateurs d'électricité principaux fourniront toute l'énergie nécessaire aux installations en surface. Tout le gaz combustible sera fourni par la *FPSO SeaRose.*

Le promoteur déclare qu'un générateur de secours et un réseau de distribution à moteur diesel alimenteront toutes les charges électriques d'urgence conformément aux réglementations pertinentes.

4.6.12 Mesure, échantillonnage et répartition des fluides

Le promoteur devra soumettre une demande de système d'écoulement, ou une mise à jour d'une demande existante, et la faire approuver par l'Office avant la première production à partir de la plateforme de tête de puits. La demande doit se conformer au *Règlement sur le forage et la production (Partie VII – Mesures)* et aux *Mesures en vertu du Règlement sur le forage et la production.* Les rapports mensuels doivent également être soumis conformément à la ligne directrice sur les *Rapports de production mensuels pour les champs producteurs.*

4.7 Estimations des réserves

La demande présentait les estimations probabilistes de pétrole récupérable du promoteur pour les gisements à exploiter à partir de la plateforme de tête de puits. Le tableau 4.14 résume les estimations à la baisse, prévues et à la hausse du promoteur pour ces régions.

Tableau 4.14 : Volumes de pétrole récupérables du promoteur. Remarque : La somme probabiliste ne s'additionnera pas arithmétiquement.

Gisement	Estimations probabilistes					
	P90		P50		P10	
	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3
Ouest	**63,5**	**10,1**	**107,6**	**17,1**	**134,0**	**21,3**
Plateforme de tête de puits ouest supplémentaire	49,1	7,8	93,1	14,8	118,9	18,9
Nord	**3,1**	**0,5**	**3,8**	**0,6**	**6,3**	**1.0**
Blocs 2 et 5	**6,3**	**1.0**	**9,4**	**1,5**	**17,0**	**2,7**
Bloc 2	3,8	0,6	6,3	1,0	11,3	1,8
Bloc 5	1,9	0,3	3,1	0,5	6,3	1,0
Entièreté du champ sud	**195,6**	**31,1**	**241,5**	**38,4**	**298,8**	**47,5**
Terrasse	105,0	16,7	134,0	21,3	170,5	27,1
Central	86	13,7	107,6	17,1	132,7	21,1
Gisement	**Estimations déterministes**					
	Faible		**Moyenne**		**Élevée**	
	Mb	**Mm^3**	**Mb**	**Mm^3**	**Mb**	**Mm^3**
Développement actuel sud	**206,3**	**32,8**	**217,6**	**34,6**	**239,6**	**38,1**
Terrasse	112,0*	17,8*	117,0*	18,6*	130,8*	20,8*
Central	94,3*	15*	100,6*	16*	108,8*	17,3*
Plateforme de tête de puits sud supplémentaire	**5,0***	**0,8***	**8,8***	**1,4***	**15,1***	**2,4***
Terrasse	2,5*	0,4*	4,4*	0,7*	7,5*	1,2*
Central	2,5*	0,4*	4,4*	0,7*	7,5*	1,2*
*Indique une valeur déterministe.						

Les fourchettes probabilistes des réserves du promoteur ont tenu compte des données sur le rendement de la production de l'actif White Rose, de la connaissance de la qualité des réservoirs des gisements respectifs et de l'utilisation de technologies potentielles autorisées par la plateforme de tête de puits et l'accès aux arbres secs. Les estimations des gisements ouest, nord et sud sont appuyées par des modèles déterministes de simulation de réservoirs qui représentent généralement une base probabiliste P50 approximative. La demande ne comprenait pas de modèle de simulation de réservoir pour les blocs 2 et 5.

Étant donné que le gisement sud et une partie du gisement ouest produisent actuellement grâce à l'infrastructure existante dans le champ, le promoteur a fourni des estimations de la production supplémentaire de ces gisements par le biais de la plateforme de tête de puits. Les volumes récupérables supplémentaires du gisement ouest sont des estimations probabilistes, tandis que les volumes récupérables supplémentaires des blocs de la terrasse et central du gisement sud sont déterministes (tableau 4.14).

En tenant compte du pétrole récupérable supplémentaire des gisements actuellement en production et du pétrole récupérable supplémentaire des blocs 2 et 5 et du gisement nord, le promoteur indique que l'on peut s'attendre à une estimation potentielle du pétrole récupérable de 18,3 Mm3 (115,1 Mb) provenant de la plateforme de tête de puits.

Les estimations de récupération présentées dans la demande reposent sur l'hypothèse que l'actif White Rose produira jusqu'en 2030, soit cinq ans de plus que la durée de vie théorique de 20 ans de la FPSO *SeaRose.* Le promoteur indique que la date de fin fixée en 2030 pour l'estimation des réserves récupérables n'est pas une déclaration d'intention d'exploiter jusqu'à une date précise au-delà de la durée de conception actuelle de l'infrastructure originale de l'actif White Rose. Des travaux supplémentaires seront nécessaires pour évaluer la faisabilité et les répercussions d'une prolongation de la durée de vie du champ jusqu'en 2030 ou au-delà. Le promoteur continuera à surveiller l'état et les régimes d'exploitation de la *FPSO SeaRose* et de l'équipement sous-marin existant, et évaluera la nécessité d'un remplacement de celui-ci à mesure qu'il approche de sa durée de conception.

Le personnel a effectué un examen détaillé des estimations du promoteur concernant le pétrole récupérable pour chaque gisement exploité à partir de la plateforme de tête de puits. 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 ces gisements. Les estimations de pétrole récupérable du personnel sont présentées dans le tableau 4.15.

Tableau 4.15 : Estimation du C-TNLOHE des réserves récupérables de pétrole.

Gisement	Estimations déterministes					
	À la baisse		Meilleure estimation		À la hausse	
	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3
Ouest	**75,7**	**12,0**	**117,1**	**18,6**	**146,6**	**23,3**
Nord	**3,4**	**0,5**	**5,7**	**0,9**	**12,5**	**1,99**
Blocs 2 et 5	**8,3**	**1,32**	**12,9**	**2,1**	**19,3**	**3,1**
Sud	**214,8**	**34,2**	**246,2**	**39,1**	**278,5**	**44,3**

Les estimations du personnel concernant les volumes de pétrole récupérables sont basées sur ses modèles géologiques indépendants, ses propres travaux de modélisation de simulation pour les gisements ouest et nord et diverses autres méthodes d'évaluation techniques des réservoirs. Ces méthodes comprennent l'analyse de la courbe de déclin, les données de rendement antérieur de la production, la prise en compte des résultats des forages intercalaires et l'évaluation des techniques potentielles de récupération de pétrole assistée envisagées par le promoteur. De plus, l'évaluation de la réserve par le personnel a également pris en compte les capacités technologiques dont dispose le promoteur grâce à l'accès aux arbres secs sur la plateforme de tête de puits, ce qui permettra d'accélérer la production et d'augmenter la récupération finale. Ces technologies comprennent l'utilisation de pompes électriques submersibles, la fracturation hydraulique et d'autres méthodes de stimulation des puits, ainsi que des capacités d'intervention telles que les coupures d'eau, qui ne sont généralement pas disponibles pour un développement sous la surface de l'eau.

À l'heure actuelle, le personnel s'attend à ce que la première date potentielle pour l'exploitation de pétrole par la plateforme de tête de puits soit fixée à la fin de 2018. Le promoteur n'aura donc que onze ans pour épuiser les gisements proposés pour l'exploitation par la plateforme, en supposant que le champ produise jusqu'en 2030. C'est pourquoi l'exécution en temps opportun du calendrier de forage et les efforts d'accélération de la production seront des facteurs clés pour s'assurer que le promoteur est en mesure d'atteindre les réserves récupérables prévues et de capturer tout potentiel de hausse. La mise en valeur de ces gisements à l'aide de la plateforme de tête de puits contribuera à atténuer ces risques, car le promoteur sera en mesure d'exécuter son calendrier de forage sans subir les nombreux retards auxquels on pourrait s'attendre si les puits étaient forés sous la surface de la mer à partir d'un appareil de forage semi-submersible. En utilisant un tel appareil sur la plateforme, le promoteur sera en mesure d'éviter les temps d'arrêt de forage causés par des facteurs tels que les conditions météorologiques, les déplacements de la plateforme et les visites de longue durée au chantier naval, qui sont fréquents pour les appareils de forage semi-submersibles dans notre zone extracôtière. De plus, la plateforme permet au promoteur d'avoir accès à des arbres secs, ce qui lui permettra d'utiliser des technologies telles que les pompes électriques submersibles et la fracturation hydraulique, qui contribueront à accélérer la production et à faire en sorte que les réserves soient produites en temps opportun. Grâce à l'accès aux arbres secs, le promoteur aura également la possibilité d'effectuer des interventions sur les puits, comme des coupures d'eau ou des perforations, qui pourraient également contribuer à augmenter la production de la plateforme de tête de puits.

Dans l'ensemble, il y a une bonne concordance entre les estimations de pétrole récupérable du personnel et celles du promoteur. Compte tenu des connaissances actuelles sur les gisements qui seront exploités à partir de la plateforme de tête de puits, le personnel est d'avis que les estimations de la réserve du promoteur sont raisonnables.

4.8 Développements à moyen et long terme

4.8.1 Ressources de gaz de White Rose

La partie 14.0 de la demande comprend un examen technique des ressources gazières. Celui-ci portait sur la potentielle exploitation de gaz, y compris les ressources gazières du champ pétrolifère White Rose, et les ressources gazières potentielles de la région. Le promoteur estime la quantité de gaz sur place à 63,9 10^9 m^3[s] (tableau 4.16), d'après ses plus récents modèles géologiques déterministes et les volumes de gaz produit qui ont été réinjectés à des fins de stockage et de conservation.

Tableau 4.16 : Ressources en gaz estimées par le promoteur pour le projet de prolongement de White Rose (Husky, 2014).

Zone	Gaz libre (10^9 m^3[s])	Gaz dissous (10^9 m^3[s])	Gaz injecté (10^9 m^3[s])	Quantité totale de gaz (10^9 m^3[s])
Gisement sud	12,5	8,5	-	21,0
Blocs 2 et 5	0,2	0,8	-	1,0
Gisement nord	9,0	1,0	3,2	13,2
Gisement ouest	11,6	8,0	0,4	20,0
Gisement de l'extension sud	6,7	2,0	-	8,7
Total	**40,0**	**20,3**	**3,6**	**63,9**

Le personnel note également que les quantités importantes de liquides de gaz naturel (LGN) sont associées au gaz. Dans la mesure du possible, les schémas d'exploitation doivent être conçus de manière à maximiser la récupération de ces ressources en LGN. D'autres études doivent être entreprises pour évaluer ce potentiel avant d'approuver tout plan d'exploitation du gaz.

Dans le projet initial d'exploitation de White Rose (2001), le promoteur était d'avis que pour maximiser la récupération du pétrole, il fallait maintenir la pression dans le réservoir et éviter que la jambe de pétrole ne s'étale dans la calotte de gaz. Par conséquent, l'épuisement de la ressource gazière ne devrait pas commencer tant que l'exploitation de la ressource pétrolière soit bien avancée. Le promoteur croyait que le forage et l'épuisement des gisements de pétrole, ainsi que la surveillance de la conservation du gaz, fourniraient d'importants renseignements sur la qualité des réservoirs et la compartimentation dans les zones des calottes de gaz. L'Office a convenu avec le promoteur que, pour maximiser la récupération de pétrole, il faut maintenir la pression dans le réservoir et éviter le maculage de la jambe de pétrole dans la calotte de gaz, qui pourrait se produire à la suite de la production de cette dernière. L'Office a estimé que ce potentiel existe également pour les gisements ouest et nord. En général, la production de pétrole a lieu en premier, suivie de la production de gaz à un stade ultérieur d'épuisement du pétrole ou lorsqu'il y a suffisamment d'informations pour déterminer que la production de gaz n'aura pas d'effet négatif sur la récupération du pétrole. La présente demande fait suite à la décision 2001.1, en poursuivant le projet d'exploitation des ressources pétrolières des gisements ouest et nord.

Le personnel est d'avis que des renseignements supplémentaires sont nécessaires avant de pouvoir procéder à l'exploitation du gaz et convient avec le promoteur que le forage et l'épuisement des jambes de pétrole, ainsi que la surveillance de la conservation du gaz, fourniront des renseignements importants sur la qualité des réservoirs et la compartimentation dans les zones des calottes de gaz. De plus, les puits de développement fourniront des informations permettant de mieux évaluer les ressources gazières de White Rose.

Afin de faciliter l'exploitation du gaz, le personnel croit que le promoteur doit entreprendre en temps opportun la délimitation de la ressource et la planification du processus d'exploitation. En ce qui concerne la présente demande, le personnel est d'accord avec l'approche proposée d'utiliser du gaz pour aider à augmenter la récupération du pétrole. Pour ce qui est des gisements pétroliers, il est important qu'ils soient exploités avec l'infrastructure de production en place. Par exemple, le plan d'épuisement actuel prévoit l'injection de gaz dans la calotte de gaz de la partie sud de la terrasse du gisement sud à partir du centre de forage du prolongement de White Rose Sud afin d'augmenter la récupération de pétrole, en acheminant le pétrole sommital vers les producteurs existants et un puits intercalaire prévu à cet effet. De plus, la demande propose d'utiliser davantage les ressources gazières pour l'injection de gaz dans la partie nord des blocs de la terrasse et central du gisement sud.

En ce qui concerne le développement régional des ressources gazières sur les Grands Bancs, le personnel estime que l'actif White Rose jouera un rôle clé, car il contient une part importante des ressources gazières actuellement découvertes. Des forages de délimitation supplémentaires sont nécessaires pour faire la preuve de ces ressources. Le personnel est d'accord avec le promoteur et d'autres intervenants pour dire que la mise en valeur des ressources gazières nécessitera une collaboration à l'échelle du bassin, car les ressources sont présentement insuffisantes dans un seul champ pour justifier une mise en valeur. Pour cela, il faudra analyser la disponibilité du gaz de tous les champs.

En ce qui concerne les installations destinées à la production de gaz, le personnel est d'avis qu'une installation spécialisée sera probablement nécessaire pour l'importante production de gaz à partir de l'actif White Rose. Toutefois, les installations proposées pour l'exploitation pétrolière (FPSO, puits sous-marins et plateforme de tête de puits) doivent être prises en compte dans un plan d'ensemble pour permettre l'exportation limitée de gaz. L'exploitation des ressources gazières pourrait prolonger la durée de vie des installations de production existantes et accroître la récupération du pétrole, voire nécessiter une installation de production distincte. Les renseignements nécessaires à l'évaluation du potentiel d'exploitation seront acquis à partir des données de forages de développement, de délimitation et sismiques supplémentaires, et de rendement de la production. Il faudra du temps pour rassembler et interpréter toutes les informations, et agir en fonction de celles-ci.

Le personnel reconnaît les efforts déployés par le promoteur au cours des cinq dernières années pour se tenir au courant des technologies d'exploitation du gaz existantes et en développement. Le promoteur a indiqué qu'il est conscient des progrès et des limites des technologies comme le gaz naturel comprimé, le gaz naturel liquéfié flottant, les pipelines et les options de centrales de gaz naturel liquéfié côtières et infracôtières. Afin de s'assurer que l'Office puisse évaluer l'exploitation des ressources gazières en temps opportun, le personnel recommande que son approbation se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

> **Condition 3 : Le promoteur doit présenter à l'Office, dans les trois ans suivant le début de la production depuis la plateforme de tête de puits de White Rose, les documents suivants :**
> - **Une évaluation à jour des ressources gazières de l'actif White Rose accompagnée d'une description des activités à entreprendre pour évaluer ces ressources;**
> - **Un rapport sur les progrès et les limites des technologies (gaz naturel comprimé, gaz naturel liquéfié flottant, pipelines, centrales de gaz naturel liquéfié à terre et toute autre technologie existante d'exploitation commerciale du gaz en mer) et sur leurs liens avec les ressources gazières de l'actif White Rose.**

4.8.2 Formation Hibernia

La formation Hibernia est un réservoir de grès plus profond, et constitue l'intervalle de production principal du champ Hibernia. La production d'hydrocarbures de la formation Hibernia dans le champ adjacent North Amethyst a été approuvée par l'Office dans la décision 2013.06. Des hydrocarbures ont également été découverts dans le champ pétrolifère White Rose, dans les puits E-09 et N-22.

À la demande de l'Office, le promoteur a traité de cette accumulation de pétrole dans le document *Rapport complémentaire de la demande de mise en valeur du champ White Rose,* en mars 2001. Selon le promoteur, la formation Hibernia n'a pas été incluse comme développement différé dans la demande parce que les données recueillies jusqu'à présent indiquent qu'il est peu probable qu'elle soit économiquement viable pour le développement.

Le promoteur invoque les raisons suivantes :

- Les estimations actuelles de quantité initiale de pétrole en place, qui varient entre 8 et 24 Mm^3, ne justifieront probablement pas un développement économique, car la zone productive nette est relativement mince et s'étend sur une grande superficie.

- La formation est beaucoup plus profonde que la formation BNA (600+ m), et nécessiterait le forage de puits supplémentaires pour l'épuisement.
- Les perméabilités des réservoirs déterminées à partir des évaluations des essais aux tiges sont très faibles (de l'ordre de 10 mD) et, par conséquent, les débits de la zone devraient également être très faibles.

Le promoteur effectuera une cartographie et une modélisation plus détaillées de la formation et, en fonction des résultats de ces évaluations, décidera s'il est raisonnable ou non de forer un puits de délimitation.

Les informations fournies par le promoteur et les analyses du personnel indiquent que l'accumulation de pétrole de la formation Hibernia contient des quantités importantes de pétrole. Le personnel reconnaît que l'accumulation de pétrole est contenue dans un réservoir de faible perméabilité avec un taux de production relativement faible, inférieur à 100 m^3/j, lors des essais aux tiges. Il existe donc une grande incertitude quant à son potentiel d'exploitation.

Le personnel reconnaît le travail prévu par le promoteur et exigera que les résultats des études soient soumis à l'Office. Toutefois, le personnel de l'Office estime que des données supplémentaires sont nécessaires pour évaluer le potentiel de développement de ces ressources pétrolières et que, dans la mesure du possible, les installations de production devraient permettre l'exploitation de ces ressources. La formation Hibernia se trouvant sous le réservoir de BNA offre la possibilité de forer des parties sélectionnées de trous pilotes plus profonds dans les puits de développement de BNA, permettant ainsi d'évaluer la formation. **L'Office devrait exiger une évaluation approfondie du potentiel de production de l'accumulation de pétrole de la formation Hibernia avant d'approuver la cessation d'exploitation du champ.**

4.8.3 Formation Eastern Shoals

La formation Eastern Shoals est un autre réservoir de grès situé au niveau stratigraphique sous la formation BNA, qui a testé des hydrocarbures dans trois puits de White Rose. Le réservoir est généralement trop mince pour être résolu par des mesures sismiques, de sorte que l'étendue et la qualité du réservoir sont incertaines. Le promoteur considère que son potentiel de développement est limité en raison de la minceur des sables et du manque de données sur les puits. Par conséquent, le personnel considère présentement la formation Eastern Shoals comme un projet d'exploitation en différé dans le projet de prolongement de White Rose.

4.8.4 South Mara Member

Le South Mara Member de la formation Banquereau est une unité de grès tertiaire, beaucoup plus élevée au niveau stratigraphique que le réservoir BNA. Le puits White Rose L-61 a testé du gaz et des condensats dans le South Mara Member. Cette ressource n'a pas été entièrement évaluée et est considérée comme un développement différé par le personnel de l'Office.

4.8.5 Grès du Jurassique

Un réservoir de grès de la période jurassique (beaucoup plus profond au niveau stratigraphique que le réservoir de BNA) a testé du gaz dans le puits White Rose E-09. Les grès du Jurassique n'ont pas été entièrement cartographiés dans la superficie de White Rose en raison de la pénétration limitée des puits et de la mauvaise qualité des données sismiques en profondeur. Il existe un degré élevé d'incertitude quant à la taille et à l'étendue de la ressource. Toutefois, la demande indique que si l'exploitation est jugée possible, l'intervalle entre les réservoirs du Jurassique pourrait être atteint par un forage à partir de la plateforme de tête de puits. Le personnel considère que les hydrocarbures dans les réservoirs jurassiques constituent un développement différé au champ pétrolifère White Rose.

4.8.6 Conclusion

Si le promoteur choisit de procéder à l'exploitation de l'une ou l'autre des ressources décrites ci-dessus, une demande de plan de mise en valeur sera requise.

4.9 Projet pilote White Rose Ouest

Le projet pilote du gisement ouest (décision 2010.01) a permis au promoteur de réduire l'incertitude et d'obtenir une meilleure compréhension du gisement ouest et de la faisabilité de son développement. Les principaux objectifs du projet pilote ont été atteints. Cela a permis d'optimiser le plan d'épuisement du gisement et a mené à la présentation de la demande. Ce plan d'épuisement, tel que décrit dans la demande, prévoit l'utilisation continue du producteur et de l'injecteur du projet pilote comme puits de développement.

Étant donné qu'il a atteint ses objectifs initiaux, ce qui a donné lieu à la présentation d'un plan de mise en valeur, le projet pilote de White Rose Ouest devrait maintenant être considéré comme achevé. Le personnel recommande donc de mettre fin au projet pilote et de reclasser le producteur E-18 10 et l'injecteur E-18 11 en tant que puits de développement une fois que la demande aura été approuvée, ce qui permettra de poursuivre la production et l'injection à partir de ces puits. Si la demande n'est pas approuvée, le projet pilote sera interrompu ainsi que les activités du producteur E-18 10 et de l'injecteur E-18 11 jusqu'à ce qu'une nouvelle demande de plan de mise en valeur pour le gisement ouest soit approuvée.

La reclassification des puits du projet pilote en puits de développement se fondera sur l'hypothèse que le promoteur procède à la mise en œuvre du projet d'exploitation approuvé, tel que détaillé dans la demande. Si le promoteur déroge du plan d'exploitation préalablement approuvé par l'une des façons suivantes, le C-TNLOHE exigera la soumission d'une nouvelle demande de plan de mise en valeur :

1. Apporter des changements importants au calendrier ou à la nature du développement du gisement ou du champ.
2. Apporter des modifications importantes ou des ajouts ou retraits à des installations existantes.
3. Mettre en œuvre un plan d'épuisement des réservoirs qui diffère de celui détaillé dans la demande.

En ce qui concerne les changements dans le calendrier d'exploitation, l'Office, en consultation avec le délégué à l'exploitation, évaluera tous les six mois à partir de la date de la décision si le promoteur progresse vers la réalisation du projet en temps opportun. Si, pendant l'évaluation, l'Office établit que les engagements énoncés dans la demande n'ont pas été respectés, la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 seront interrompues. En pareil cas, aucune autre opération de production ou d'injection dans le gisement ouest ne sera autorisée jusqu'à ce qu'une nouvelle demande de plan de mise en valeur pour de telles activités soit approuvée.

> **Condition 4 : L'Office, en consultation avec le délégué à l'exploitation, devra évaluer les engagements énoncés dans la demande tous les six mois à compter de la date de la décision. Si, pendant l'évaluation, l'Office établit que les engagements ne sont pas respectés, la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 seront interrompues. En pareil cas, aucune autre opération de production ou d'injection dans le gisement ouest ne sera autorisée jusqu'à ce qu'une nouvelle modification du plan de mise en valeur pour de telles activités soit approuvée.**

4.10 Conclusions et recommandations

La demande propose l'installation et l'exploitation d'une plateforme de tête de puits principalement pour accéder au gisement ouest, mais elle permettra également de produire à partir du gisement nord et de la partie la plus au nord du gisement sud. La plateforme de tête de puits sera constituée d'une structure gravitaire en béton avec des installations en surface comprenant des installations de forage, des têtes de puits et des services de soutien tels que des logements, des services publics, un bras de torche et un hélipont. Elle sera reliée à la *FPSO SeaRose* afin de transporter des fluides pour les processus de traitement, de stockage et de déchargement. Il n'y aura pas de stockage d'hydrocarbures sur la plateforme de tête de puits.

En tenant compte du pétrole récupérable supplémentaire des gisements actuellement en production, le promoteur indique que 18,3 Mm^3 (115,1 Mb) peuvent être produits à partir de la plateforme de tête de puits. Le personnel estime la quantité totale de pétrole récupérable de la plateforme à 20,5 Mm^3 (128,7 Mb).

La stratégie d'épuisement proposée pour le gisement ouest est la récupération secondaire par injection d'eau. Cette stratégie est conforme à celle employée dans les développements existants du champ pétrolifère White Rose. La demande propose de forer 13 producteurs et 13 injecteurs d'eau à partir de la plateforme de tête de puits afin d'épuiser les réserves restantes du gisement ouest. La plateforme permettra également la mise en valeur des ressources pétrolières du gisement nord et des blocs 2 et 5 du gisement sud, actuellement non exploités, ainsi que le forage intercalaire dans les blocs de la terrasse et central du gisement sud, actuellement en production.

L'examen de la demande par le personnel de l'Office, y compris les interprétations sismiques, l'historique de production, les modèles géologiques et les modèles de simulation des réservoirs du promoteur, indique que le projet de prolongement proposé constitue une stratégie d'exploitation raisonnable et appropriée pour les ressources pétrolières restantes du champ pétrolifère White Rose.

À l'aide des données géologiques, techniques et de production existantes, le personnel a construit des modèles géologiques et de simulation de réservoir pour les gisements ouest et nord et les blocs 2 et 5 du gisement sud afin de fournir des estimations indépendantes du PEP d'origine du réservoir de stockage et des réserves, et de confirmer les estimations fournies dans la demande. Bien qu'il y ait certains écarts entre les estimations volumétriques du promoteur et celles du personnel de l'Office en raison d'interprétations et de procédures de modélisation légèrement différentes, les méthodes utilisées par le promoteur sont considérées comme appropriées et raisonnables. Le personnel de l'Office note un important potentiel de hausse du pétrole en place dans le champ.

L'examen par le personnel du plan d'exploitation du réservoir, du système de production et des capacités des installations indique que la plateforme de tête de puits a une capacité suffisante pour produire les réserves prévues, et que le promoteur a abordé les risques et les problèmes pertinents du point de vue de la gestion des ressources.

Le promoteur devra fournir des comparaisons actualisées du rendement des réservoirs et des prévisions du modèle de simulation des réservoirs dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources pour le gisement ouest et le gisement nord. Le personnel s'attend également à ce que le promoteur soumette des modèles géologiques et de simulation de réservoir mis à jour pour les blocs 2 et 5, lorsqu'ils seront disponibles.

Les estimations de récupération présentées dans la demande reposent sur l'hypothèse que l'actif White Rose produira jusqu'en 2030, soit cinq ans de plus que la durée de vie théorique de 20 ans de la *FPSO SeaRose.* Le promoteur indique que la date de fin fixée en 2030 pour l'estimation des réserves récupérables n'est pas une déclaration d'intention d'exploiter jusqu'à une date précise au-delà de la durée de conception actuelle de l'infrastructure originale de l'actif White Rose. Des travaux supplémentaires seront nécessaires pour évaluer la faisabilité et les répercussions d'une prolongation de la durée de vie du champ jusqu'en 2030 ou au-delà.

Le personnel de la gestion des ressources recommande également de considérer le projet pilote du gisement ouest (décision 2010.01), qui comprend les puits White Rose E-18 10 et E-18 11, comme terminé, et que la production et l'injection en cours de ces puits soient autorisées à se poursuivre en tant que puits de développement dans le gisement ouest. Cette recommandation est fondée sur l'hypothèse que le promoteur s'oriente vers une exécution en temps opportun des engagements et du plan d'exploitation décrits dans la demande. Par conséquent, l'Office, en consultation avec le délégué à l'exploitation, devrait évaluer si le promoteur respecte les engagements décrits dans la demande tous les six mois à compter de la date de la décision. Si, pendant l'évaluation, l'Office établit que les engagements n'ont pas été respectés, la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 seront interrompues. En pareil cas, aucune autre opération de production ou d'injection dans le gisement ouest ne sera autorisée tant qu'une nouvelle demande de plan de mise en valeur pour de telles activités soit approuvée.

Si la demande n'est pas approuvée, le projet pilote cessera, et la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 ne seront plus autorisées jusqu'à ce qu'une nouvelle demande de plan de mise en valeur pour le gisement ouest soit approuvée.

Le personnel accepte la demande proposée du point de vue de la gestion des ressources et recommande son approbation sous réserve des conditions suivantes :

> **Condition 1 : Avant le forage de tout puits de réinjection de déblais de forage, le promoteur devra présenter un rapport à la satisfaction de l'Office décrivant la faisabilité de l'injection, l'incidence sur la gestion du réservoir et les répercussions sur la comptabilité de la production. Ce rapport devra être présenté au moins six mois avant la présentation de la demande d'autorisation de forer un puits.**

Condition 2 : Avant d'entreprendre une injection de gaz ou une opération d'injection eau-gaz en alternance dans le gisement ouest ou tout autre gisement susceptible d'être exploité depuis la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter des modèles de simulation ou une autre forme d'analyse technique prouvant qu'une telle opération n'entravera pas à la récupération du pétrole.

Condition 3 : Le promoteur doit présenter à l'Office, dans les trois ans suivant le début de la production depuis la plateforme de tête de puits de White Rose, les documents suivants :

- **Une évaluation à jour des ressources gazières de l'actif White Rose accompagnée d'une description des activités à entreprendre pour évaluer ces ressources;**
- **Un rapport sur les progrès et les limites des technologies (gaz naturel comprimé, gaz naturel liquéfié flottant, pipelines, centrales de gaz naturel liquéfié à terre et toute autre technologie existante d'exploitation commerciale du gaz en mer) et sur leurs liens avec les ressources gazières de l'actif White Rose.**

Condition 4 : L'Office, en consultation avec le délégué à l'exploitation, devra évaluer les engagements énoncés dans la demande tous les six mois à compter de la date de la décision. Si, pendant l'évaluation, l'Office établit que les engagements ne sont pas respectés, la production et l'injection des puits E-18 10 et E-18 11 seront interrompues. En pareil cas, aucune autre opération de production ou d'injection dans le gisement ouest ne sera autorisée jusqu'à ce qu'une nouvelle modification du plan de mise en valeur pour de telles activités soit approuvée.

5.0 DÉCLASSEMENT ET CESSATION D'EXPLOITATION

Le promoteur a fourni peu d'informations sur un plan de déclassement de la plateforme de tête de puits et de l'infrastructure sous-marine. La demande indique que les pratiques standard des champs pétroliers et les réglementations en vigueur seront suivies lors de l'abandon des puits, de la mise hors service des installations en surface, de la mise hors service et de l'abandon de la structure gravitaire en béton et du retrait de tout autre équipement. La méthode pour retirer la structure gravitaire en béton reste à déterminer. La demande indique que tous les équipements sous-marins seront retirés une fois qu'ils seront considérés comme étant sécuritaires.

Cela fournit peu d'explications sur la stratégie de déclassement. Une stratégie doit être élaborée pour assurer une prolongation économique maximale de la durée de vie du champ et pour veiller à ce que les principaux actifs ne soient pas désaffectés prématurément au détriment des centres de production et des infrastructures. Certains points mis en évidence dans le UKCS Maximizing Recovery Review (Wood, 2014) suggèrent des améliorations clés à apporter par l'ensemble de l'industrie pour cette zone :

- Créer un forum pour discuter de la réduction des coûts de désaffectation par l'innovation, en collaboration avec l'organisme de réglementation et l'exploitant.
- L'industrie devrait se concentrer sur la technologie de la cessation de l'exploitation des puits et des charges lourdes.
- Vers la fin de la durée de vie du champ, un organisme de réglementation doit s'assurer que les étapes et les délais appropriés sont respectés pour éviter la désaffectation prématurée des actifs.
- Prévoir un « modèle d'entreprise de fin de vie », combinant les compétences de l'exploitant et de la personne attitrée à la désaffectation, avec une transition opportune entre les deux.
- S'assurer que l'industrie est proactive pour potentiellement modifier le processus de déclassement.

Il est donc évident que le promoteur doit poursuivre ses travaux afin de déterminer un plan de déclassement. Grâce à une étude et une planification approfondies, le promoteur peut mettre en œuvre un processus de déclassement qui permettra de réduire les coûts ou de prolonger la durée de vie du champ.

Il est recommandé que le promoteur fournisse une stratégie de déclassement qui contribuera grandement à maximiser la durée de vie du champ et à améliorer le processus de récupération finale du pétrole.

Références :

Wood, I. 2014. UKCS Maximizing Recovery Review : Final Report, United Kingdom Department of Energy and Climate Change : 68 p. Accessible au : http://www.woodreview.co.uk/.

6.0 ACCÈS PAR UN TIERS

Le personnel note qu'à l'heure actuelle, aucune disposition des Lois de mise en œuvre ni aucun règlement ne traitent de l'accès des tiers aux installations de production et de transport. Le personnel estime que l'accès à ces installations peut conduire au développement de ressources en hydrocarbures qui ne pourraient pas supporter une installation dédiée à cet effet.

Il est dans l'intérêt public de permettre, dans la mesure du possible, à des tiers d'accéder aux installations de production existantes lorsque la capacité de traitement, d'entreposage et de transport est excédentaire. Cela permettra de maximiser la récupération des hydrocarbures.

Le personnel ne préconise pas qu'un promoteur investisse à l'avance pour permettre la production par des tiers, mais il faut en tenir compte dans la mesure du possible dans la conception des installations. Le personnel attend du promoteur qu'il prenne en considération toutes les demandes d'utilisation de la capacité de réserve et qu'il négocie de bonne foi pour parvenir à un accord. Lorsque cela n'est pas possible et en l'absence de réglementation, le personnel estime qu'un mécanisme devrait être établi pour garantir l'accès à la récupération maximale du pétrole et du gaz. En cas de différend entre le promoteur et la partie demandant l'accès par un tiers, les parties peuvent présenter une demande de règlement à l'Office.

Il s'agit d'une condition d'approbation selon laquelle, lorsque les capacités de traitement, d'entreposage ou de transport sont excédentaires, le promoteur doit permettre à des tiers d'accéder aux installations en mer selon des modalités raisonnables. **En commençant la production, le promoteur est réputé avoir accepté qu'en cas de différend et de demande à l'Office, celui-ci puisse :**

- **Déterminer si l'accès des tiers est prévu pour les installations de traitement, de stockage et de transport;**
- **Préciser la place que doit prendre le promoteur lors de la production; et**
- **Fixer des tarifs pour l'utilisation des installations.**

7.0 DONNÉES SUR LE DÉVELOPPEMENT ET LES FRAIS DE FONCTIONNEMENT

7.1 Estimation des coûts d'investissement

7.1.1 Forage de développement

Le promoteur a estimé les coûts d'investissements liés au forage de développement à 1,608 milliard de dollars. Ce coût comprend le forage et la complétion de 38 puits de développement. Sur la base des points de référence obtenus grâce aux activités de forage actuelles dans le bassin Jeanne d'Arc, le personnel de l'Office estime que ce coût est légèrement sous-estimé.

7.1.2 Construction de la plateforme de tête de puits

Le promoteur estime les coûts d'investissement de la plateforme de tête de puits à 2,35 milliards de dollars. Cette estimation comprend les installations en surface, la structure gravitaire en béton, la construction de la cale sèche, l'équipement sous-marin et les raccordements associés, le transport, l'installation et le raccordement extracôtier, les mises à niveau des infrastructures existantes, ainsi que tous les travaux techniques et de gestion de projet associé.

7.2 Estimation des coûts d'exploitation

L'ajout de la plateforme de tête de puits au champ pétrolifère White Rose devrait augmenter les coûts d'exploitation totaux du champ d'environ 20 millions de dollars par an. La fonction principale de la plateforme étant le forage, la majorité des coûts d'exploitation sont intégrés aux coûts d'investissement des travaux de forage de développement et de complétion.

8.0 SÉCURITÉ DES ACTIVITÉS

En vertu des Lois de mise en œuvre, l'Office doit autoriser toutes les activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador. Avant de délivrer une autorisation, l'Office doit prendre en compte la sécurité de l'activité dans son ensemble, et de tous les éléments qui s'y rattachent.

Dans le cas du projet de prolongement de White Rose, le promoteur devra obtenir des autorisations pour les activités préalables, à commencer par le remorquage, ainsi que pour la phase d'exploitation.

À l'appui des diverses demandes d'autorisation, le promoteur devra démontrer la conformité aux dispositions et aux conditions de la modification 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. 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.* Cela comprendra, entre autres, un plan de sécurité 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 et de s'assurer que les attentes de l'Office seront satisfaites. 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 du puits et programme d'essai d'écoulement de la formation.

L'Office dispose d'un processus d'évaluation de la sécurité qui lui permet d'examiner les demandes d'autorisation de manière systématique et exhaustive. L'objectif de l'évaluation est de s'assurer que les exploitants ont pris en compte tous les dangers de l'activité et pris toutes les mesures nécessaires pour réduire les risques à un niveau aussi bas que raisonnablement possible. L'évaluation prend en compte les engagements du demandeur quant à la manière dont il s'assurera que le personnel, les procédés et l'équipement à utiliser sont appropriés, répondent aux exigences réglementaires et sont conformes aux bonnes pratiques de l'industrie.

Avant que l'Office ne délivre une autorisation, les informations à l'appui soumises par le demandeur sont examinées à l'aide de listes de contrôle établies en fonction des lois, des règlements et des lignes directrices connexes. La pertinence du système de gestion de la sécurité proposé est évaluée. Les audits préalables à l'approbation peuvent inclure des visites aux installations, des navires de réserve et des navires auxiliaires. Les communications, le soutien logistique et les autres installations intracôtières du demandeur peuvent également faire l'objet d'une évaluation.

Les activités autorisées sont contrôlées pour s'assurer qu'elles sont conformes aux lois applicables et aux conditions liées aux autorisations. Dans l'exercice de ses responsabilités, le C-TNLOHE surveille également les activités extracôtières grâce aux :

- Rapports d'exploitation quotidiens;
- Procès-verbaux des réunions du comité mixte de santé et de sécurité au travail;
- Rapports d'incidents et aux enquêtes sur les accidents et les incidents; et
- Audits de sécurité dans le champ et dans les bureaux du demandeur.

Le C-TNLOHE conseille également les demandeurs sur l'interprétation des règlements et surveille le travail des autorités de certification afin de s'assurer que leurs activités de certification sont conformes à la portée des travaux approuvés par le délégué à la sécurité.

En tant qu'exploitant du champ pétrolifère White Rose, le promoteur a soumis, au nom des titulaires, une demande de modification du plan de mise en valeur visant à obtenir l'approbation du projet de prolongement de White Rose. Les activités associées au projet de prolongement de White Rose seront soumises à l'évaluation des processus de sécurité par le C-TNLOHE.

Le promoteur a soumis d'autres modifications du plan de mise en valeur pour le programme d'exploitation du champ pétrolifère, mais celles-ci ont toutes été associées à l'ajout d'actifs sous-marins pour soutenir l'installation de production existante. Le présent projet de prolongement propose toutefois la conception, la construction, l'installation, l'exploitation et l'entretien d'une plateforme de tête de puits habitée, ce qui signifie l'implantation d'une nouvelle installation habitée importante dans le champ pétrolifère White Rose. Toutefois, il convient de noter que la sécurité de l'activité, qui a été prise en compte dans l'analyse initiale du plan de mise en valeur du personnel, est toujours pertinente pour la présente modification et a été prise en compte dans la préparation de cette analyse.

8.1 Aperçu du concept

Le projet de prolongement de White Rose se concentre sur l'exploitation du gisement White Rose Ouest et repose sur une approche de développement fondée sur un scénario de référence qui nécessitera 26 puits (13 producteurs de pétrole et 13 injecteurs d'eau). L'approche de développement actuelle du champ pétrolifère White Rose consiste à utiliser des puits sous-marins forés par des unités mobiles de forage en mer (UMFM) et exploités par une unité flottante de production, de stockage et de déchargement, appelée *FPSO SeaRose.* Les conditions d'exploitation difficiles représentent un défi pour les programmes de forage de puits sous-marins dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador. Cela entraîne souvent d'importants temps d'arrêt de forage non productifs. De plus, la possibilité de mener des activités d'intervention pour améliorer la récupération du pétrole ou résoudre des problèmes techniques en fond de puits, pendant la durée de vie du puits, est considérablement réduite par rapport à des opérations similaires sur des puits « à arbre sec » basés sur une plateforme. Compte tenu du nombre de puits à forer et à gérer dans le cadre du projet de prolongement et des difficultés liées aux opérations de forage et de reconditionnement des puits sous-marins, le promoteur a proposé d'entreprendre le projet en ayant recours à une plateforme de tête de puits.

La principale fonction de la plateforme de tête de puits est de servir de plateforme de forage et d'intervention sur les puits pour l'exploitation d'arbres secs et de têtes de puits, comme c'est le cas à Hibernia et à Hebron. Cependant, contrairement à Hibernia et Hebron, la production n'aura pas lieu sur la plateforme et aucun pétrole brut (produit ou non produit) n'y sera stocké; les fluides du réservoir seront pompés vers la *FPSO SeaRose* par des conduites d'écoulement sous-marines et seront traités par le train de production de la *FPSO SeaRose*. L'extraction aux gaz, l'injection de gaz et le gaz combustible seront fournis par les systèmes de compression et d'injection de gaz de la *FPSO SeaRose* grâce à une conduite d'écoulement de gaz à haute pression. Les fluides d'injection d'eau seront fournis par la *FPSO SeaRose* par des conduites d'écoulement sous-marines et la pression sur la plateforme augmentera au moyen de pompes d'appoint à haute pression avant l'injection dans le réservoir. Il y aura un système de séparateur de test sur la plateforme de tête de puits. Cependant, après le processus de test, les flux de pétrole, d'eau et de gaz seront recombinés et acheminés vers les collecteurs pour être pompés vers la *FPSO SeaRose* pour le traitement de la production.

La plateforme servira d'installation satellite pour soutenir les activités de production de la *FPSO SeaRose*. À cet égard, le système intégré de contrôle et de sécurité de la plateforme sera intégré à celui de la *FPSO SeaRose* par faisceaux hertziens. Bien que le contrôle principal des systèmes de la plateforme de tête de puits se fera à même la plateforme, cette approche de communication intégrée permettra à la *FPSO SeaRose* de surveiller les collecteurs de la plateforme, les arbres de production, le système d'injection et le système d'exportation de pétrole brut. Il permettra également de contrôler ces systèmes depuis la *FPSO SeaRose*, mais uniquement par un accès restreint et contrôlé. Ce contrôle intégré à la « plateforme de tête de puits-*FPSO SeaRose* » ne s'appliquera pas aux systèmes de forage et d'intervention de la plateforme. Les affichages de l'exploitant du système intégré de contrôle et de sécurité suivront les mêmes graphiques que les systèmes de contrôle actuels de la *FPSO SeaRose* afin d'assurer l'uniformité de l'affichage entre les installations.

8.2 Conception

Le promoteur a déclaré dans la demande que la plateforme de tête de puits est au stade de conception préliminaire. Le promoteur a également indiqué que les résultats d'un certain nombre d'activités telles que les essais sur maquette, les études et les décisions sur les systèmes seront intégrés à la conception détaillée. Le promoteur devra tenir le C-TNLOHE au courant de l'évolution de la conception, en fournissant les principaux documents de philosophie de la conception, les devis et les dessins en lien avec le projet. C'est dans ce contexte que le personnel a recommandé que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit présenter à l'Office un calendrier des activités et des points de décision, comprenant notamment les essais sur maquette, associés à la conception détaillée de la plateforme de tête de puits. Le promoteur présentera les résultats d'essais et d'études sélectionnés à l'Office, conformément aux directives. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

Les Lois de mise en œuvre exigent que l'installation dispose d'un certificat de conformité délivré par une autorité de certification reconnue, avant que l'exploitation ne soit autorisée. Le *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* définit les organismes qui peuvent agir en tant qu'autorités de certification et exige que celles-ci entreprennent un examen indépendant de la conception des installations et surveillent l'installation pendant la construction et l'exploitation. L'examen et le levé effectués par cette autorité doivent permettre de déterminer si les installations et les équipements sont adaptés à leur usage, s'ils sont conformes à la réglementation et s'ils peuvent être exploités sans présenter un danger pour les personnes ou l'environnement. L'autorité de certification vérifiera la mise en œuvre des programmes d'assurance et de contrôle de la qualité du promoteur et de ses entrepreneurs.

L'examen de la conception par l'autorité de certification comprend les prémisses de la conception, les critères et les spécifications, les évaluations de la sécurité et la conception de l'installation dans son ensemble. L'examen de l'autorité de certification a pour but de s'assurer que les principes et paramètres de conception fondamentaux, les caractéristiques des matériaux, les modèles mathématiques et les maquettes, 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 de l'autorité de certification, et des rencontres régulières entre ceux-ci auront lieu pour discuter des questions de certification.

L'autorité de certification examinera, approuvera et surveillera également le programme d'entretien et de surveillance du promoteur. Elle effectuera également des levés périodiques sur la plateforme de tête de puits pour s'assurer de sa conformité au programme approuvé et aux exigences réglementaires, et pour évaluer son aptitude à fonctionner en toute sécurité sans présenter de danger pour les personnes ou l'environnement.

Il convient de noter que le délégué à la sécurité doit être satisfait du niveau d'examen effectué par l'autorité de certification. Cela est déterminé par l'examen et l'approbation de la portée des travaux, qui est une exigence du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve,* et par la surveillance des activités de certification. Le personnel surveillera et vérifiera les activités de l'autorité de certification pour s'assurer qu'elle effectue son examen indépendant de la conception des installations et surveille l'installation pendant la construction et l'exploitation conformément à la portée des travaux préalablement approuvée.

Il est indiqué dans la demande que la « durée de vie » proposée pour la plateforme est supérieure à la durée de conception actuelle de la *FPSO SeaRose*, mais que la plateforme soutiendra la production de cette dernière. Cet écart dans la durée de vie des actifs doit être traité adéquatement bien avant d'atteindre la durée de vie nominale actuelle de la *FPSO SeaRose.* Le risque repose sur le promoteur s'il n'est pas en mesure de démontrer que la durée de vie de la *FPSO SeaRose* peut être prolongée pour correspondre à la durée de vie et la valeur prévues de la plateforme.

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 se tourne vers le travail de ces agents pour élaborer les meilleures pratiques de réglementation afin de prolonger la durée de vie des installations extracôtières. Pour citer un rapport du HSE sur les installations vieillissantes, « le vieillissement n'a rien à voir avec l'âge de l'équipement, mais plutôt de 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. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office comprenne la condition suivante :

- **Le promoteur doit présenter à l'Office ses plans pour concilier les écarts de durée de vie théorique entre la plateforme de tête de puits, la *FPSO SeaRose* et l'infrastructure sous-marine. Le promoteur doit aussi inclure des renseignements, y compris une description des analyses et des mesures connexes, afin de justifier, à la satisfaction du délégué à la sécurité, toute prolongation de la durée de vie théorique, en décrivant en détail les activités de vérification exécutées par l'autorité de certification. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

8.2.1 Critères de conception

La plateforme de tête de puits aura une durée de vie de 25 ans et sera conçue pour répondre aux conditions de production pendant toute la durée de vie de l'installation. Le promoteur propose d'adopter des pratiques d'ingénierie et de conception communes dans l'ensemble du champ White Rose et s'est engagé à utiliser des codes et normes conformes à ceux cités dans les règlements et les lignes directrices connexes. Le promoteur a présenté des critères environnementaux physiques et géotechniques pour le projet de prolongement de White Rose. Les critères environnementaux physiques sont basés sur des données antérieures pour la région des Grands Bancs, et les critères géotechniques sont basés sur des données géophysiques et géotechniques propres au site. La demande fait état des limitations fonctionnelles actuelles de la *FPSO SeaRose,* en tant qu'installation de production sur le champ. Cependant, la demande ne fournit pas un résumé clair des critères fonctionnels des différents systèmes sur la plateforme de tête de puits. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office comprenne les conditions suivantes :

- **Le promoteur doit présenter à l'Office un résumé des critères de conception fonctionnels qui servira de base aux travaux de conception technique détaillés. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

- **Avant la fin des travaux de conception détaillée, le promoteur devra présenter un rapport à la satisfaction du délégué à la sécurité décrivant la portée, l'étendue et le résultat des essais sur maquette de charge environnementale associé à la plateforme de tête de puits, et devra également prouver que le résultat de ces essais a bien été pris en considération dans la conception de la structure de l'installation.**

8.2.2 Conception de la structure gravitaire en béton

Comme il est indiqué dans la demande, la structure gravitaire en béton sera une structure en béton avec une colonne centrale (monoarbre) qui supportera les installations en surface à environ 32,5 mètres au-dessus de la laisse de basse mer et sera doté d'une structure de transition cylindrique pour jumeler la structure gravitaire aux installations en surface. La colonne centrale de la structure gravitaire en béton consistera en un arbre mouillé, submergé au niveau de la mer et qui ne sera pas accessible pendant les opérations normales. L'arbre central contiendra : des conducteurs de puits, des colonnes montantes flexibles, des J-tubes, des caissons et la charpente d'acier principale de l'équipement mécanique.

Le promoteur a choisi d'utiliser les normes ISO sur les structures extracôtières pour la conception de la structure de la plateforme de tête de puits. Plus précisément, la norme *ISO 19906 : Industries du pétrole et du gaz naturel — Opérations en Arctique, Première édition, 2010-12-15* concerne la conception, la construction, le transport, l'installation et le retrait des structures extracôtières.

Les charges de conception pour la plateforme de tête de puits comprennent les charges environnementales, accidentelles et opérationnelles pendant toute la durée de vie utile de la conception. Les charges associées à la construction, au transport, à l'installation et au retrait sont prises en compte. Les actions permanentes et variables associées aux charges environnementales sont également incluses (c.-à-d. glaces, sismiques, océanographiques et météorologiques). La méthode de calcul aux états limites, les équations, les facteurs de charge et de résistance sont définis comme suit dans le code ISO 19906 :

- États-limites ultimes : résistance aux charges de glace extrêmes, événement de glace de niveau extrême;
- États limites anormaux (accidentels) : événements accidentels et événements environnementaux anormaux, événement anormal du niveau des glaces;
- État limite d'utilisation : charges associées à une utilisation fonctionnelle normale;
- États limites de fatigue : effet cumulé d'actions répétitives.

Dans tous les cas, la plateforme de tête de puits sera conçue pour un niveau d'exposition L1, à l'exception de l'arbre de la structure gravitaire en béton qui sera conçu pour un événement d'impact d'iceberg de niveau d'exposition L2. La norme permet d'appliquer une classification de niveau d'exposition L2 aux plateformes habitées évacuées ou non habitées dont la défaillance entraîne des conséquences modérées ou faibles pour la vie, l'environnement et les biens. Ainsi, l'arbre de la structure gravitaire sera conçu pour résister à toutes les autres charges environnementales à un niveau d'exposition L1. Seul l'événement de charge d'impact d'iceberg sera basé sur un événement de niveau d'exposition L2.

Pour mettre cela en contexte, un événement L1 est l'événement de niveau de charge le plus grave défini par la norme et exige que chacune des charges de conception environnementale soit basée sur l'événement de 10 000 ans. Les plateformes Hibernia et Hebron ont été construites selon un événement de niveau d'exposition L1 en ce qui concerne toutes les charges environnementales pour tous les aspects de chaque plateforme. Un événement de niveau d'exposition L2 est basé sur l'événement de 1 000 ans. En d'autres termes, il y a une probabilité 10 fois plus grande d'être exposé à cet événement de charge, bien que ce soit une charge plus petite que l'événement de 10 000 ans. Plus la taille de l'iceberg considéré est grande (c.-à-d. plus la charge d'impact de l'iceberg est grande), moins il est probable qu'une installation soit exposée à l'impact d'un iceberg de cette taille, car ils sont moins fréquents sur les Grands Bancs. En choisissant un événement d'impact d'iceberg L1 comme charge de conception, les installations d'Hibernia et d'Hebron sont capables de résister à un niveau plus élevé de charge d'impact d'iceberg que la plateforme de tête de puits avant que l'effondrement progressif n'ait lieu. En d'autres termes, il est dix fois plus probable que la plateforme soit touchée par un iceberg que les installations d'Hibernia ou d'Hebron, et que la charge exercée dépasse la conception de la structure gravitaire en béton, au point que l'arbre de la structure puisse céder et entraîner l'effondrement de l'installation.

La norme ISO autorise une approche de conception L2 si les critères suivants sont respectés :

- Les protocoles de gestion des glaces laissent suffisamment de temps pour mettre les puits hors service et évacuer la plateforme (c.-à-d. que le personnel ne se trouve pas sur la plateforme au moment de l'événement – aucune personne n'est en danger).
- Tous les puits qui peuvent s'écouler seuls en cas de défaillance de la plateforme doivent être munis de soupapes de sûreté souterraines entièrement fonctionnelles, fabriquées et testées conformément aux spécifications applicables.
- Le stockage du pétrole est limité pour le traitement des stocks et des réservoirs « tampon » pour le transfert par pipeline.
- Les pipelines ont un potentiel de rejet d'hydrocarbures limité, en raison de leur faible volume, de leur faible pression ou de l'efficacité des clapets de retenue ou des vannes de sectionnement.

Le premier de ces critères vise à préserver la vie et les trois derniers à réduire au minimum les risques de déversement d'hydrocarbures majeur dans l'environnement. Le promoteur a indiqué qu'il adoptera une approche prudente de la surveillance des glaces et veillera à ce que toutes les personnes soient évacuées de manière planifiée et contrôlée avant que la plateforme ne soit exposée à un impact d'iceberg de niveau L2. Tous les puits seront construits avec deux soupapes de sécurité de fond. Comme indiqué ci-dessus, la plateforme de tête de puits n'aura aucune capacité de production ou de stockage, et les conduites d'écoulement de production vers la *FPSO SeaRose* seront conçues de manière à avoir un potentiel de rejet d'hydrocarbures limité.

Cette approche proposée constitue un changement important par rapport à la philosophie de conception des installations d'Hibernia ou d'Hebron. Des discussions ont eu lieu avec le promoteur sur cette approche proposée afin de mieux comprendre les engagements et les mesures d'atténuation sur un certain nombre de questions, et ont permis d'améliorer la conception de la structure gravitaire en béton proposée. L'une de ces questions concerne la capacité de réintégrer éventuellement les puits pour permettre une cessation adéquate de l'exploitation des puits après un événement ayant entraîné l'effondrement progressif de l'installation. Cela signifie qu'une partie de la structure directement autour de la zone où le tubage du puits s'étend au-dessus de la ligne de boue doit maintenant rester intacte et ne doit pas s'être déplacée le long du plancher océanique. La conception révisée permet désormais de protéger au moins 3 mètres de la colonne de tubage du puits au-dessus de la ligne de boue, même après un impact d'iceberg de niveau L1. Une autre question concerne la disponibilité de deux enveloppes de barrière de puits intactes et bien protégées après un tel événement. Cela a été réalisé en améliorant la conception du puits, qui comprend désormais deux soupapes de sécurité en fond de puits. À la suite de cet engagement du personnel de l'Office, le promoteur a également apporté un certain nombre d'améliorations importantes à la conception originale proposée pour la structure gravitaire en béton. Dans l'ensemble, la version actuelle de sa conception est une structure beaucoup plus robuste.

Il y a également eu une discussion sur les philosophies proposées pour évacuer la totalité du personnel de l'installation, d'une manière planifiée et contrôlée, bien avant un événement d'impact d'iceberg d'un niveau L2 ou plus élevé. Le personnel de l'Office a souligné que les plans d'urgence pour un tel événement ne prévoient pas l'utilisation d'engins de sauvetage (canots et radeaux de sauvetage), car ceux-ci sont destinés aux situations d'urgence et non aux déplacements planifiés du personnel d'une installation. Le promoteur a reconnu cette attente et a confirmé que les plans ne tiendront compte que de l'utilisation d'hélicoptères et du transfert du personnel vers les navires de soutien. Il est également reconnu que ces plans doivent prévoir suffisamment de temps pour faire face aux retards dans les opérations de réduction du personnel en raison de conditions de restrictions météorologiques. Des prévisions précises, combinées à des données antérieures sur la fréquence des jours consécutifs d'interruption du déplacement du personnel en raison des restrictions météorologiques, doivent être utilisées de manière prudente pour s'assurer de réduire les effectifs avant un événement d'impact d'iceberg L2 ou plus.

Le personnel convient qu'une approche prudente de la gestion des glaces devrait être maintenue en ce qui concerne les activités extracôtières et souligne que, depuis de nombreuses années, la préparation et la présentation de plans de gestion des glaces sont couramment exigées des exploitants d'installations de forage ou de production dans des zones assujetties à l'empiètement de glaces. Le personnel surveille en permanence la mise en œuvre de ces plans par les exploitants lorsqu'ils sont en présence de glaces, dans le cadre de sa surveillance continue des opérations extracôtières.

Le promoteur déclare qu'il dispose d'un plan de gestion complet des glaces pour les exploitations actuelles du champ pétrolifère White Rose. La philosophie actuelle de gestion des glaces pour la *FPSO SeaRose,* ainsi que pour toute unité mobile de forage en mer exploitée sur le terrain, repose sur le principe de l'évitement des icebergs. Le plan de gestion des glaces actuel prévoit en dernier ressort la suspension ordonnée des opérations et le rinçage des colonnes montantes de production, avant que la *FPSO SeaRose* ne quitte le site. Il est intéressant de noter que le commissaire du programme original de développement du White Rose a recommandé à l'Office d'exiger que le plan de gestion des glaces du promoteur soutienne explicitement le principe d'évitement des collisions avec les icebergs et établisse des critères prudents pour la masse d'un iceberg qui s'approche, ce qui déclencherait des procédures de détachement et un processus identifié pour déterminer si les icebergs répondent à ces critères.

Comme le soulignait le commentaire du commissaire pour le développement initial de White Rose, une préoccupation liée à la réussite de la réduction anticipée des effectifs est la capacité de détecter et de surveiller, sur la base de paramètres observables, un iceberg de niveau L2 ou plus. Comme nous l'avons vu plus haut, la gestion des glaces doit adopter une approche prudente du calcul du temps T et de la surveillance complète des glaces afin de s'assurer que la réduction du personnel est terminée bien avant l'apparition d'un iceberg L2, même en tenant compte des marges d'erreur sur les délais des opérations d'arrêt, de la dérive des icebergs et des opérations de réduction de l'effectif. À ce stade du projet, le promoteur ne disposerait pas de suffisamment de renseignements détaillés sur la conception et l'exploitation pour permettre l'achèvement du plan de gestion des glaces associé. Le promoteur a toutefois reconnu que des travaux sont nécessaires pour améliorer le plan de gestion des glaces existant pour le champ pétrolifère White Rose afin de tenir compte d'une plateforme fixe, de faire preuve d'un degré approprié de prudence dans la détection et la surveillance des icebergs de niveau L2 ou supérieur, sur la base de paramètres observables, et de réduire les effectifs en utilisant des méthodes de transfert par hélicoptère et du personnel pour déplacer le personnel hors de l'installation afin de satisfaire aux critères de niveau L2 d'une installation sans effectif lors d'un tel événement. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Au moins six mois avant la délivrance de toute autorisation liée à la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter un plan de gestion des glaces à la satisfaction du délégué à la sécurité définissant les critères observables qui permettent de juger si un iceberg approchant fait partie de la catégorie L2 ou d'une catégorie supérieure, auquel cas des procédures d'arrêt et de réduction des effectifs seront mises en œuvre.**

8.2.3 Conception des installations en surface

Comme indiqué dans la demande, la principale fonction de la plateforme de tête de puits est de fournir une plateforme pour les forages, les complétions et les interventions « à arbre sec ». Par conséquent, les installations en surface comprendront les éléments suivants :

- installations de forage
- systèmes d'intervention
- baie de puits et têtes de puits
- séparateur de test
- collecteurs pour la production de pétrole, l'injection d'eau et de gaz, et l'extraction au gaz
- pompes d'injection d'eau à haute pression
- système de gaz combustible
- systèmes des services publics
- systèmes de sécurité
- systèmes de contrôle intégrés et par satellite (FPSO à distance)
- systèmes de télécommunications
- production d'énergie
- locaux d'habitation pour 144 POB

Le promoteur indique que les installations en surface auront une masse opérationnelle d'environ 28 000 tonnes métriques et seront conçues pour fournir une isolation maximale entre l'équipement dangereux ou de procédé et de la baie de puits, et les quartiers d'habitation et de l'hélipont.

L'ensemble de forage comprendra une seule tour de forage et les utilités de forage associées. La plateforme de forage sera conçue pour être exploitée tout au long de l'année et permettra des opérations simultanées de forage et d'intervention (câble et tube enroulé). Le promoteur a indiqué que la conception des installations de forage tiendra compte des leçons tirées de la conception, de la construction et de l'exploitation des projets White Rose, Terra Nova et Hibernia, ainsi que d'autres projets fructueux dans des environnements difficiles à travers le monde. Les opérations de forage comprendront :

- Systèmes de levage et de rotation
- Système de manutention tubulaire
- Unité hydraulique de forage
- Circuit de boue à haute pression
- Système de contrôle des puits
- Système de contrôle de forage et d'acquisition de données
- Systèmes de boue en vrac, de mélanges et de contrôle des solides
- Systèmes de cimentation
- Système de ripage de plateforme
- Système de traitement des déblais de forage
- Systèmes de fluides en vrac
- Système de complétion des puits
- Système d'intervention pour les puits

Le promoteur a décrit les caractéristiques de conception de base des programmes de forage et de complétion des puits individuels. Ces questions font l'objet d'un examen plus détaillé dans le cadre du processus d'évaluation de l'approbation de forer un puits. À ce stade, deux points méritent une attention particulière. Le premier est l'utilisation potentielle de pompes submersibles électriques pour procéder à une ascension artificielle. Cette technologie n'a pas encore été utilisée dans les projets locaux d'exploitation extracôtière, mais elle est largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière lors de processus d'ascension artificielle. La gestion de la sécurité entourant l'utilisation potentielle des pompes submersibles électriques sera examinée lors de l'évaluation de la sécurité de l'autorisation et des processus d'autorisation de forer un puits individuels.

Le second point concerne l'utilisation proposée de la fracturation hydraulique avec un équipement de fracturation hydraulique à plusieurs étapes, y compris l'utilisation d'agent de soutènement. Le terme « fracturation hydraulique » couvre une très vaste gamme d'activités de forage pétrolier et gazier, des essais de pression de fuite au « bas de l'échelle » jusqu'aux méthodes de stimulation des puits de forage, en passant par la fracturation par injection d'agents de soutènement à grand volume d'eau pour créer et maintenir ouvertes des voies de passage permanentes dans la formation afin de faciliter le mouvement des fluides du réservoir pour une production accrue. Le promoteur ne fournit pas suffisamment d'informations sur l'étendue de la fracturation hydraulique, ou sur les systèmes, les processus ou la formation des personnes impliquées pour permettre des commentaires sur cette question, si ce n'est de noter que la demande propose une certaine forme de fracturation hydraulique. Du point de vue de la sécurité des activités, tous les systèmes, processus et formations proposés seront soumis à un examen dans le cadre du processus d'évaluation de la sécurité de l'autorisation.

La plateforme comprendra 20 fentes de puits, et le promoteur propose d'utiliser la technologie de tête de puits à partage de conducteur dans certaines ou toutes les fentes de puits. Par conséquent, jusqu'à 40 puits pourront être forés et exploités à partir de ces 20 fentes. Le promoteur soutient qu'il s'agit d'une technologie éprouvée dont les risques sont généralement conformes à ceux des systèmes à fente unique. Comme cette technologie n'a jamais été utilisée dans ce territoire, on a procédé à un examen de l'expérience et des attentes en mer du Nord concernant son utilisation. Les organismes de réglementation de la mer du Nord ont indiqué que cette technologie n'avait été utilisée que dans des cas très limités de puits intercalaires et n'a jamais servi de modèle de référence. Des commentaires spécifiques sur l'utilisation de cette technologie ont noté la nécessité d'examiner l'effet sur le risque dû à la proximité de la tête de puits, l'effet sur le risque d'évitement des collisions lors du forage du second puits jumelé, l'effet sur les limitations de taille des tubages intermédiaires et de production et donc sur les systèmes de complétion avec les limitations qui en résultent sur les options d'intervention. La demande ne contient pas suffisamment de détails sur ces questions pour fournir d'autres commentaires, si ce n'est pour faire état d'un modèle de plateforme de tête de puits qui comprendra 20 fentes de forage. On s'attend à ce que des informations plus détaillées concernant ces questions soient disponibles à l'étape de l'ingénierie de base en tant que contribution à l'étape de la conception détaillée, et que ces informations comprennent une analyse comparative de l'effet sur le risque des armements simples par rapport aux armements doubles. On s'attend également à ce que le promoteur démontre une meilleure application des bonnes pratiques de l'industrie de la mer du Nord et de

l'utilisation de cette technologie, et qu'il en tienne compte lors de la conception de la structure gravitaire en béton et dans les plans de « gestion des espaces libres » pendant toute la durée de vie de la plateforme de tête de puits. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit présenter des données à la satisfaction du délégué à la sécurité permettant une meilleure compréhension de la configuration et la disposition proposées pour la tête de puits, une comparaison quantitative des risques associés aux armements simples par rapport aux armements doubles, une description claire des améliorations apportées aux protocoles de gestion de l'évitement des collisions dans les trous de forage et des détails sur la conception et sur la gestion des espaces libres, résultant d'un examen des bonnes pratiques de l'industrie dans l'utilisation de telles technologies dans la mer du Nord. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

Les systèmes des services publics comprendront : Système d'élévation d'eau de mer, système d'eau potable et d'eau douce, système d'air comprimé, système de production et de répartition d'azote, systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation, système de traitement des eaux usées, système de drains fermés, système de drains ouverts, système de carburant diesel, carburant d'aviation. Il est à noter que la demande ne fournit aucun commentaire sur les systèmes d'ascension qui seront intégrés à l'installation, tels que les grues sur piédestal, les grues de manutention des BOP, les ponts portiques, les potentielles grues à flèche de plancher de forage pour le personnel, les remorqueurs pour le transport du personnel ou les remorqueurs de travail.

Cinq systèmes de sécurité clés ont été identifiés pour la plateforme de tête de puits :

1. Systèmes d'alarme et d'arrêt – cela comprend : Système d'arrêt d'urgence, système de commande des processus, système de surveillance du forage, système d'incendie et de gaz et système de gestion de l'information. Le système ESD de la plateforme sera connecté avec celui de la *FPSO SeaRose* et sera fondé sur l'API 14 C et toute autre exigence réglementaire.
2. Système de détection d'incendie et de gaz – il s'agira d'une partie intégrée du système intégré de contrôle et de sécurité de la plateforme de tête de puits et sera connecté avec le système d'incendie et de gaz pour exécuter les catégories d'arrêt des installations, les isolations de procédés et les isolations électriques.
3. Systèmes de suppression des incendies – le promoteur a indiqué que les systèmes actifs de protection contre les incendies répondront aux exigences du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* et aux normes citées en référence, et que les types de systèmes spécifiques seront déterminés en fonction des résultats de l'analyse des risques d'incendie et d'explosion.
4. Postes de sécurité – il y aura deux points de rassemblement, l'un dans le refuge temporaire près du poste d'abandon principal et l'autre dans le coin nord-est de la plateforme de tête de puits près du poste d'abandon secondaire. Le refuge disposera également d'un centre opérationnel stratégique d'urgence.
5. Sortie et évacuation – le promoteur s'engage à disposer d'embarcations de sauvetage à 200 % et de radeaux de sauvetage à 100 % et évaluera et intégrera la technologie nécessaire à la mise à l'eau des embarcations et des radeaux de sauvetage.

La demande précise que les systèmes de production seront conçus pour un service acide et que le système de détection des incendies et des gaz permettra de détecter rapidement des niveaux élevés de gaz toxiques. Les activités de production actuelles dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador ont toutes été confrontées à d'importants niveaux de sulfure d'hydrogène (H_2S) provenant de l'acidification des réservoirs et de sources à bord de la plateforme comme les réservoirs à résidus et les systèmes de manutention des eaux huileuses. Du sulfure d'hydrogène a également été trouvé lors d'opérations d'intervention sur puits. Le *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* 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 peuvent s'accumuler. Le promoteur est tenu de fournir un système de détection des gaz efficace ainsi que des précisions sur ses plans de détection, en particulier concernant les gaz H_2S. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Avant de terminer la conception détaillée du système de détection de gaz de la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter des données, à la satisfaction du délégué à la sécurité, permettant de mieux comprendre l'approche pour la détection de gaz H_2S pour la plateforme, et prouvant que les activités sont conformes au *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve*.**

Il est à noter que la demande ne parle pas des critères minimaux de conception ni des délais dans lesquels le refuge temporaire doit offrir un abri sûr. Des expériences antérieures ont démontré le danger que représente la fumée qui pénètre dans le refuge et les systèmes d'évacuation associés, y compris les embarcations de sauvetage et l'hélipont. L'infiltration de gaz dans le refuge ou autour des postes de sauvetage ou de l'hélipont représente un danger similaire. De plus, le promoteur n'a pas indiqué en détail les systèmes d'évacuation propres à ses installations et ne s'engage pas à utiliser la meilleure technologie d'évacuation possible. Le promoteur sera tenu de démontrer, à la satisfaction du délégué à la sécurité, que la meilleure technologie d'évacuation possible sera utilisée sur la plateforme de tête de puits. Cela est conforme aux exigences de la condition 32 du rapport de décision initial sur le plan de mise en valeur de White Rose, qui stipule que :

« Le promoteur démontre, à la satisfaction de l'Office, que la meilleure technologie d'évacuation est utilisée sur les installations de production et de forage avant le début du processus d'exploitation du champ. »

Compte tenu de ce qui précède, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Avant que soit terminée la conception détaillée du module d'hébergement, le promoteur doit présenter, à la satisfaction du délégué à la sécurité, les critères et les raisons de la durée minimale de la conservation du refuge temporaire, pendant laquelle celui-ci peut servir d'abri sûr et rester intact au cas où se produirait un des incidents envisagés.**

- **Avant que la conception détaillée du système d'évacuation soit terminée, le promoteur doit remettre un rapport à la satisfaction du délégué à la sécurité, démontrant que la meilleure technologie d'évacuation possible est utilisée sur la plateforme de tête de puits.**

Les quartiers d'habitation seront protégés des zones dangereuses grâce à l'installation de murs, de toits et des sous-faces extérieures résistants au feu et aux explosions. L'hélipont sera situé dans le coin sud-ouest des quartiers d'habitation et sera conforme aux exigences du CAP 437. Le promoteur indique que toutes les cabines seront conçues pour deux personnes, qui travailleront en alternance. Cependant, la demande fournit très peu de commentaires supplémentaires sur les caractéristiques des hébergements qui faciliteront le bien-être physique, mental et émotionnel du personnel qui travaillera sur l'installation.

L'exploitant n'a pas fourni les plans des installations en surface requis, comme l'exige la section 3.9.2 des lignes directrices sur le plan de mise en valeur, et n'a donc pas fourni suffisamment d'informations pour permettre de bien comprendre l'aménagement des installations prévu et démontrer que la sécurité du personnel et des installations a été optimisée. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit présenter des données à la satisfaction du délégué à la sécurité permettant de mieux comprendre la configuration de l'installation, y compris la disposition et les caractéristiques des logements et des systèmes d'ascension qui y seront utilisés. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

Le promoteur souligne l'importance de l'aménagement de l'installation pour assurer un espacement maximal entre la baie de puits et les quartiers d'habitation et l'hélipont. La demande reconnaît l'importance de la classification des zones dangereuses pour contrôler les sources d'inflammation potentielles en sélectionnant de l'équipement électrique approprié et en localisant correctement les entrées et sorties de ventilation, et les entrées d'air et les bouches d'évacuation des moteurs à combustion. Les zones dangereuses seront analysées afin d'assurer une ventilation adéquate pour prévenir l'accumulation de gaz ou de vapeurs inflammables et réduire les risques d'inflammation. Les zones « sécuritaires » non dangereuses comprendront des systèmes de pressurisation pour empêcher la migration des vapeurs provenant de zones dangereuses.

La demande indique des plans pour un système d'urgence et de sauvetage (ESD) à plusieurs niveaux; l'ESD 1 étant le niveau le plus élevé d'abandon de la plateforme jusqu'au ESD 5, qui correspond à l'ensemble des arrêts individuels. Elle reconnaît également un niveau d'arrêt du forage dans les différents stades de l'ESD. Le promoteur souligne que l'ESD sera conforme à toutes les exigences légales et tous les codes et normes pertinents et demeurera opérationnel en cas d'urgence. Le système ESD de la plateforme de tête de puits sera relié à celui de la *FPSO SeaRose* afin d'arrêter l'importation et l'exportation d'hydrocarbures vers l'une ou l'autre des installations en cas d'urgence. Cependant, aucun commentaire n'indique les mesures exécutives ou d'urgence qui seraient prises en cas de perte de communication entre le système intégré de contrôle et de sécurité de la plateforme de tête de puits et celui de la *FPSO SeaRose*. On s'attend à ce que cette question soit abordée dans le cadre de la planification d'urgence associée à l'exploitation de la plateforme de tête de puits et à la conception de l'ESD intégré. Le promoteur est tenu d'aborder cette question dans le plan de sécurité de la plateforme et dans les mises à jour du plan de sécurité de la *FPSO SeaRose.* L'évaluation du plan de sécurité pour ce projet aura lieu avant la délivrance d'une autorisation.

La plateforme de tête de puits disposera de capacités de production d'électricité d'urgence pour assurer la disponibilité et le fonctionnement des systèmes requis en cas d'urgence ou lors d'une panne de la production principale d'électricité. On rappelle au promoteur que l'équipement qui doit « rester en service » lors d'une situation d'urgence doit être évalué de façon appropriée pour les événements de gaz crédibles, quelle que soit l'évaluation de la zone dangereuse de la zone dans laquelle l'équipement est situé.

La demande indique qu'une protection passive contre les incendies et les explosions sera utilisée sur les structures primaires des installations en surface et sur les navires qui contiennent des quantités importantes d'hydrocarbures. L'analyse conceptuelle de sécurité reconnaît que les arbres de production et d'injection de gaz seront équipés de couvertures isolantes contre le feu. Elle reconnaît également que les murs extérieurs du refuge temporaire seront résistants au feu et aux explosions, de même que les murs allant du nord au sud sur le pont de la cave et le pont intermédiaire pour séparer les zones dangereuses.

Tout au long de la demande, il est fait référence à l'utilisation de divers codes et normes de l'industrie, ainsi qu'à l'engagement de respecter les exigences légales. On rappelle au promoteur que les règlements font référence à l'utilisation de codes et de normes spécifiques et que, dans ces cas précis, toute proposition d'utilisation de codes ou de normes de rechange ne peut être faite que si une requête réglementaire a été approuvée et que le promoteur a démontré, à la satisfaction du délégué à la sécurité, que le code ou la norme de rechange offre un niveau de sécurité équivalent ou supérieur à celui mentionné dans les règlements.

La demande indique qu'aucune modification n'est prévue pour les systèmes de production de la *FPSO SeaRose* et que celles qui sont prévues sont liées à l'intégration des systèmes de contrôle et de télécommunications entre la plateforme de tête de puits et la *FPSO SeaRose.* Ces modifications seront gérées au moyen de processus actuels de gestion du changement et comprendront toute nouvelle formation pour le personnel de la *FPSO SeaRose* et la mise à jour de la documentation de la *FPSO SeaRose*, y compris le plan de sécurité et les plans d'intervention d'urgence. On rappelle également au promoteur que ces changements ont une incidence sur la prise en compte de la sécurité des activités associées à l'autorisation en vertu de laquelle la *FPSO SeaRose* est exploitée. Ces questions seront donc abordées lors de l'examen de l'autorisation de mise à jour par le personnel.

Par conséquent, l'approbation de l'Office dépend des conditions suivantes :

- **Avant de mettre en service les systèmes modifiés à bord de la *FPSO SeaRose*, le promoteur devra soumettre des renseignements à jour, à la satisfaction du délégué à la sécurité, sur les personnes, les processus et l'équipement en lien avec l'autorisation d'exploitation de la *FPSO SeaRose*.**

En outre, la demande indique que la conception de la plateforme de tête de puits prévoit le raccordement futur d'un centre de forage sous-marin pour le développement pétrolifère dans le champ proche. La plateforme comprendra également un espace provisoire pour un module de nettoyage de puits. Tout ajout d'équipement de ce type doit faire l'objet d'une modification de l'autorisation.

8.3 Autorisation des activités de construction et d'installation

Le promoteur propose de remorquer la structure gravitaire en béton jusqu'au site extracôtier, puis de procéder au jumelage et à l'intégration des installations en surface dans le champ pétrolifère White Rose. Dans tous les projets de développement antérieurs dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador, qu'il s'agisse d'installations gravitaires ou flottantes, ces travaux de jumelage et d'intégration ont été réalisés dans des eaux abritées, ce qui a permis de réduire au minimum l'ampleur de l'intégration et de la mise en service dans la zone extracôtière. L'approche proposée présente un certain nombre de préoccupations. En général, il y a un manque de détails concernant la portée des activités, l'effectif requis et le calendrier des activités. De plus, afin d'adopter cette approche, le promoteur prévoit utiliser un nouveau navire qui sera le plus grand de ce type au monde, mais celui-ci est toujours en construction. Par conséquent, l'historique ou l'expérience d'exploitation de ce navire sera limité. Le promoteur ne fournit pas suffisamment de commentaires sur la façon dont ce risque sera géré.

Cette approche impliquera un nombre important de POB travaillant dans la zone extracôtière pour les activités de jumelage, d'intégration et de mise en service au large des côtes. Cela signifiera une augmentation importante des déplacements de POB vers et depuis la zone extracôtière par rapport à tout autre projet à ce jour. D'après l'analyse conceptuelle de sécurité, le transport par hélicoptère est le facteur de risque le plus important en matière de perte de vie potentielle et est l'un des deux facteurs qui contribuent à ce que « la fréquence des dangers entraînant 3 ou 4 décès approche du seuil intolérable ». Cette analyse ne tient pas compte de l'augmentation des déplacements du POB résultant du déplacement des travaux de jumelage et d'intégration d'un emplacement abrité en eau profonde près du rivage vers le site du champ extracôtier.

Cette approche nécessitera une capacité d'hébergement du personnel à bord (POB) qui n'a jamais été requise pour aucun autre projet à ce jour, et la demande n'a fourni aucune information pertinente sur la façon dont cette exigence de capacité du POB sera traitée ou sur les répercussions sur la gestion des risques. La demande mentionne plusieurs options possibles pour tenter d'accommoder le POB supplémentaire. La première est l'utilisation d'un module d'hébergement. La deuxième implique l'utilisation de l'espace du POB de la *FPSO SeaRose,* mais il n'y a aucun commentaire sur les répercussions sur les opérations de la *FPSO SeaRose*, même si elle a toujours utilisé toute sa capacité de POB pour ses propres opérations et devra l'utiliser pour appuyer les modifications nécessaires pour pouvoir agir comme un centre d'opération à distance. Cependant, ces options ne sont qu'hypothétiques, et la demande ne fournit aucun plan clair sur la manière dont les besoins en POB seront gérés.

L'absence de commentaires et d'analyses de ces questions a d'importantes répercussions sur le niveau de compréhension de l'approche proposée pour l'exécution de cet aspect du projet de développement et sur le profil de risque de ce projet. L'exploitant n'a pas présenté d'examen comparatif approprié d'autres options possibles, comme la réalisation de cette activité de jumelage et d'intégration sur un site en eau profonde dans des eaux abritées, comme cela a été fait pour tous les autres projets. L'exploitant n'a pas démontré qu'il a examiné l'ensemble des options pour réaliser les processus de jumelage et d'intégration et n'a pas démontré que l'approche proposée est l'option la moins risquée en ce qui concerne la sécurité de l'activité. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Avant le remorquage de la structure gravitaire en béton de la cale sèche, le promoteur devra présenter un rapport, à la satisfaction du délégué à la sécurité, démontrant que l'approche proposée pour le jumelage et l'intégration des installations en surface avec la structure gravitaire est celle qui comporte le moins de risques pour la sécurité des activités.**

8.4 Exploitation et entretien

L'exploitation en toute sécurité d'une installation complexe comme la plateforme de tête de puits et son support satellitaire en simultané avec la *FPSO SeaRose* dépend de son exploitation et de son entretien dans le cadre d'un système de gestion robuste axé sur les personnes, les processus et les équipements. À cet égard, le promoteur exploitera et entretiendra la plateforme de tête de puits conformément au système de gestion de l'intégrité opérationnelle de Husky.

Le volet du système de gestion concernant le personnel doit aborder, avec grande clarté, la structure organisationnelle, les rôles et responsabilités des différents postes de la structure organisationnelle et un programme complet visant à garantir une main-d'œuvre formée et compétente, tant à terre qu'au large. La demande fournit un résumé de haut niveau des rapports hiérarchiques entre les activités côtières et extracôtières et entre la plateforme de tête de puits et la *FPSO SeaRose.* Elle indique également que la formation et les compétences seront gérées selon le même modèle et les mêmes processus que ceux utilisés actuellement pour la *FPSO SeaRose.* En général, ce sont des questions qui sont évaluées dans le cadre de l'examen pour la délivrance d'une autorisation et qui devront être abordées par le promoteur à ce moment-là.

L'article 72 du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* stipule que « tout le personnel doit avoir l'expérience, la formation et les qualifications voulues ainsi que la capacité d'exécuter ses fonctions en toute sécurité et de façon compétente, et ce, conformément au présent règlement. »

De plus, le *Règlement transitoire sur la santé et la sécurité au travail concernant les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada – Terre-Neuve-et-Labrador* exige que tout le personnel travaillant en mer reçoive des instructions et une formation sur les procédures à suivre par chaque employé en cas d'urgence, et qu'il soit informé de l'emplacement, de l'utilisation et du fonctionnement de l'équipement de secours et de protection contre l'incendie. Un des défis rencontrés est de savoir comment le personnel peut acquérir des compétences pour les systèmes et les processus d'une installation qui est encore en cours de construction. Le promoteur devra traiter de ces questions dans sa demande d'autorisation. Cependant, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Au moins un an avant la mise en exploitation de la plateforme de tête de puits autorisée par l'Office, le promoteur devra présenter un plan de formation et de compétence associé à l'exploitation et à l'entretien de la plateforme de tête de puits, à la satisfaction du délégué à la sécurité.**

La demande indique également que l'intégrité des actifs sera assurée pendant toute la durée de la production, ce qui est conforme au système existant d'intégrité des actifs utilisé pour la *FPSO SeaRose.* Ce système est conforme aux attentes réglementaires qui consistent à se concentrer sur l'équipement essentiel à la sécurité et à avoir des normes de performance connexes pour s'assurer que l'équipement fonctionne comme une barrière efficace contre les incidents et pour s'assurer qu'il fonctionne dans une étendue acceptable. La demande indique également que l'approche des procédures et stratégies d'exploitation et d'entretien sera également conforme à l'approche utilisée pour la *FPSO SeaRose.*

Le développement et le déploiement de procédures précises et appropriées ont toujours représenté un défi pour les exploitants de nouvelles installations. Le promoteur devra fournir au C-TNLOHE une stratégie acceptable pour l'élaboration, le déploiement et le suivi des procédures d'exploitation et d'entretien et d'autres documents requis, y compris les plans d'urgence. Cette stratégie doit être élaborée dès le début de la phase de conception de manière à pouvoir être mise en œuvre efficacement sans qu'il soit nécessaire de la retravailler en profondeur ou d'élaborer des procédures ad hoc après le début des opérations. Il est à noter que dans le cadre de l'examen initial du projet White Rose, le commissaire a recommandé à l'Office d'exiger que la planification de la sécurité opérationnelle du promoteur, y compris ses plans d'évacuation, tienne compte de l'occurrence simultanée de deux événements extrêmes ou plus, impliquant des événements accidentels en combinaison avec le vent, la mer et la glace. Il convient de mentionner que la capacité de mettre à l'eau et d'utiliser en toute sécurité des embarcations de sauvetage dans la glace de mer est un sujet de discussion actuel avec les exploitants extracôtiers. Il est évident que les plans d'urgence, y compris les plans d'évacuation d'urgence, devront être suffisamment efficaces pour faire face à l'éventualité de la survenance simultanée d'événements accidentels en combinaison avec des conditions de mer houleuse, l'empiètement des glaces ou des icebergs ou d'autres événements extrêmes. On s'attend à ce que le promoteur traite de ces questions dans sa demande d'autorisation. Toutefois, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Au moins un an avant l'exploitation de la plateforme de tête de puits en vertu d'une autorisation de l'Office, le promoteur devra présenter à l'Office sa stratégie d'élaboration et de documentation des procédures d'exploitation et d'entretien détaillées, ainsi que les plans d'urgence nécessaires à l'exploitation sécuritaire de l'installation. Le promoteur doit aussi voir à ce que son plan d'urgence prévoie, à la satisfaction du délégué à la sécurité, la possibilité de l'occurrence simultanée d'un accident sur la plateforme de tête de puits et de mauvaises conditions météorologiques, et à ce que ce plan d'urgence décrive clairement et avec précision les mesures de réduction des risques qui seront prises lorsque de telles conditions météorologiques auront lieu ou seront prévues.**

Le promoteur fait remarquer qu'il dispose d'une infrastructure et d'ententes de service bien établies pour appuyer l'exploitation du champ pétrolifère White Rose et qu'il s'en servira également pour soutenir l'exploitation de la plateforme de tête de puits. Le promoteur note également que l'exploitation de la plateforme disposera des mêmes capacités de communication que pour les autres exploitations du champ White Rose, y compris la redondance et la sauvegarde de ces systèmes afin de fournir la capacité de communication continue et ininterrompue maximale disponible pour les conditions environnementales prévues. Toutes ces questions seront évaluées dans le cadre de l'examen en vue de la délivrance d'une autorisation.

Le promoteur indique qu'il dispose d'un parc de navires de soutien pour assurer le service des exploitations existantes dans le champ White Rose. La taille du parc est augmentée ou réduite en fonction des demandes et des besoins. La même approche sera utilisée pour s'assurer que la taille du parc de soutien est suffisante pour inclure l'entretien de la plateforme de tête de puits. Les devis descriptifs, y compris les capacités d'intervention d'urgence, pour les navires de soutien existants sont actuellement en place. Il est entendu que ces devis seront utilisés pour les navires de soutien de la plateforme. Toutes ces questions seront évaluées dans le cadre de l'examen en vue de la délivrance d'une autorisation.

Le promoteur indique qu'il dispose de plans de coordination des incidents, d'une organisation d'intervention d'urgence et d'installations intracôtières pour appuyer la gestion des événements d'urgence qui pourraient survenir dans le champ White Rose. Ces mêmes capacités intracôtières seront utilisées pour soutenir les opérations de la plateforme. D'ailleurs, celle-ci disposera de plans d'intervention d'urgence propres à son installation. Elle disposera aussi d'équipes et d'installations d'intervention extracôtières en cas d'urgence, nécessaires pour faire face aux divers scénarios d'urgence définis. Toutes ces questions seront évaluées dans le cadre de l'examen en vue de la délivrance d'une autorisation.

8.5 Analyse et engagement en matière de sécurité

L'article 43 du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* 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 son installation. L'analyse conceptuelle de la sécurité qui a été soumise décrit :

- les caractéristiques de conception de la sécurité et les systèmes de sécurité proposés pour la prévention, la détection et le contrôle des dangers majeurs potentiels, ainsi que les mesures d'atténuation des risques associés;
- les niveaux de sécurité visés; et
- les dangers majeurs identifiés et l'évaluation des risques associés.

Le personnel note que le promoteur soutient qu'une analyse quantitative des risques du projet remplacera l'analyse conceptuelle de la sécurité. En réalité, celle-ci sera intégrée dans l'analyse quantitative des risques, qui est beaucoup plus approfondie. Toutefois, l'analyse conceptuelle de la sécurité doit être maintenue comme l'exige l'article 43 du *Règlement sur les installations* pour *hydrocarbures* de la zone extracôtière de *Terre-Neuve.* Par conséquent, les éléments et les détails de l'analyse conceptuelle de la sécurité doivent être clairement identifiables dans l'analyse quantitative des risques ou doivent être conservés en tant que document standard unique.

Le personnel note que l'analyse conceptuelle de la sécurité (ACS) conclut que les risques se situent près du niveau le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre, mais elle souligne que « la fréquence des dangers entraînant 3 ou 4 décès approche du seuil intolérable ». Il est entendu que ces renseignements seront affinés au fur et à mesure de la progression de la conception détaillée, et l'ACS souligne la nécessité d'examiner l'adéquation des mesures potentielles de réduction des risques pour prévenir et atténuer les principaux facteurs de risque, et se protéger contre ceux-ci. Le promoteur devra être en mesure de démontrer que tous les efforts raisonnables ont été mis en place pour atténuer ces risques au minimum, dans la mesure du possible. Il est également à noter que l'ACS ne quantifie pas explicitement les risques liés aux chutes d'objets en mer, même si ces derniers constituent une tendance importante dans les zones extracôtières, et ont des conséquences majeures s'ils ne sont pas correctement atténués. L'ACS propose certaines recommandations visant à s'assurer que les hypothèses formulées à ce stade de la conception prédétaillée sont « revues et révisées au stade de la conception détaillée, lorsque des informations plus détaillées sont disponibles, afin de faciliter une évaluation plus solide et plus représentative ». L'ACS fournit une liste d'études de sécurité recommandées. Le promoteur note que des études de sécurité supplémentaires seront nécessaires au cours de la conception détaillée, mais ne fournit pas d'engagements précis à cet égard. La demande ne fournit ni un engagement suffisant ni une stratégie pour mener à bien une série détaillée d'études de sécurité requises pour appuyer la conception et servir de fondement au plan de sécurité. Le personnel note que d'autres projets ont tiré d'importants avantages de l'élaboration d'un plan d'évaluation de la sécurité pour planifier, suivre et gérer les études de sécurité pendant la conception des installations. Le C-TNLOHE exigera que le délégué à la sécurité soit informé des mesures que le promoteur propose de prendre pour satisfaire aux recommandations des études de sécurité, et que l'autorité de certification s'assure que les recommandations ont été correctement respectées.

On s'attend à ce que le promoteur élabore, à un stade précoce, un plan pour documenter et suivre la série d'études de sécurité requises pour la conception détaillée, et le personnel estime que le plan devrait inclure le calendrier du promoteur pour satisfaire aux recommandations présentées dans son ACS. De plus, le personnel s'attend à ce que l'autorité de certification examine ce plan et les études qui en découlent, afin de s'assurer qu'une évaluation appropriée de la sécurité est entreprise et mise en œuvre dans les phases de conception, de construction, d'installation et d'exploitation du projet de prolongement de White Rose. Le personnel estime qu'il faut adopter une approche systématique et continue pour éliminer ou réduire les risques pour les personnes, l'environnement, les actifs et les opérations d'exploitation. Le promoteur devra tenir le C-TNLOHE au courant de l'évolution de la conception, en fournissant les principaux documents de philosophie de la conception, les devis et les dessins en lien avec le projet. Par conséquent, le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit présenter un plan, à la satisfaction du délégué à la sécurité, permettant de documenter et de suivre les différentes études de sécurité nécessaires à la conception détaillée. Ce plan doit comprendre un échéancier détaillant la mise en œuvre des recommandations formulées dans l'analyse conceptuelle de sécurité du promoteur. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ce document devra être présenté.**

- **Avant de présenter toute demande d'exécution d'activités autorisées par l'Office, le promoteur doit démontrer, à la satisfaction du délégué à la sécurité, que les recommandations de l'analyse conceptuelle de sécurité ont été suivies de façon à ramener les risques à un niveau aussi bas que raisonnablement possible.**

Le promoteur indique dans sa demande que l'approche de la gestion de la qualité pour l'exploitation de l'installation sera conforme aux exigences des *Directives relatives au forage et à la production* du C-TNLOHE. Il note également que le contrôle de l'efficacité du système de gestion et du plan de sécurité des installations est un aspect essentiel du Système de gestion de l'intégrité des opérations de Husky. La demande ne fournit pas de commentaires adéquats sur le programme d'assurance de la qualité et le programme de contrôle de la qualité qui seront appliqués tout au long des phases de conception, de construction, d'intégration et de mise en service du projet. Le *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve* exige qu'une installation soit conçue, construite, installée et mise en service conformément aux normes d'assurance de la qualité publiées par l'Association canadienne de normalisation. Le *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* exige que l'autorité de certification détermine si la conception, la construction et l'installation sont conformes aux exigences réglementaires.

L'autorité de certification examine la conception et surveille l'installation pendant toutes les phases de son développement pour déterminer, entre autres exigences réglementaires, la conformité aux normes de qualité. Conformément à ce règlement, le délégué à la sécurité de l'Office doit accepter et approuver la portée des travaux de l'autorité de certification lorsqu'il est convaincu que celle-ci permettra de déterminer, entre autres, que l'installation a été construite conformément à un programme d'assurance de la qualité acceptable.

Le personnel recommande que l'approbation de l'Office se fasse en tenant compte des conditions suivantes :

- **Le promoteur doit présenter à l'Office des documents décrivant avec précision le programme d'assurance de la qualité et le programme de contrôle de la qualité qui seront appliqués pendant toutes les phases préalables à l'exploitation du projet. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

- **Le promoteur devra présenter, à la satisfaction du délégué à la sécurité, la portée des travaux à l'intention de l'autorité de certification. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ce document devra être présenté.**

La demande reconnaît la nécessité de mettre en place un plan de sécurité pour la plateforme de tête de puits qui sera conforme au *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.* Le promoteur reconnaît que le plan de sécurité fournira un résumé exhaustif des composantes du système de gestion qui s'appliquera aux activités de la plateforme et décrira les mesures mises en œuvre pour la sécurité et le bien-être du personnel, la préservation de l'environnement et la protection de l'installation. La demande reconnaît également la nécessité de mettre en place un plan de sécurité dans le cadre des plans d'urgence globaux de la plateforme. Toutes ces questions seront évaluées dans le cadre de l'examen en vue de la délivrance d'une autorisation.

8.6 Déclassement

Le promoteur s'engage au déclassement et à la cessation de l'exploitation de la plateforme de tête de puits à la fin de la durée de vie du projet. Il s'agira de boucher et d'abandonner tous les puits conformément aux exigences réglementaires et aux bonnes pratiques en matière de champs pétrolifères. Les installations en surface et la structure gravitaire en béton seront ensuite mises hors service. Le promoteur s'est engagé à ce que la plateforme de tête de puits ne soit pas abandonnée en mer ni convertie à un autre usage sur le site. Toutes les activités de mise hors service seront évaluées dans le cadre de l'examen pour la délivrance d'autorisations connexes.

8.7 Recommandation

Le personnel recommande, du point de vue de la sécurité, que la demande soit approuvée sous réserve des conditions suivantes :

1. **Le promoteur doit présenter à l'Office un calendrier des activités et des points de décision, comprenant notamment les essais sur maquette, associés à la conception détaillée de la plateforme de tête de puits. Le promoteur présentera les résultats d'essais et d'études sélectionnés à l'Office, conformément aux directives. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**
2. **Le promoteur doit présenter à l'Office ses plans pour concilier les écarts de durée de vie théorique entre la plateforme de tête de puits, la *FPSO SeaRose* et l'infrastructure sous-marine. Le promoteur doit aussi inclure des renseignements, y compris une description des analyses et des mesures connexes, afin de justifier, à la satisfaction du délégué à la sécurité, toute prolongation de la durée de vie théorique, en décrivant en détail les activités de vérification exécutées par l'autorité de certification. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**
3. **Le promoteur doit présenter à l'Office un résumé des critères de conception fonctionnels qui servira de base aux travaux de conception technique détaillés. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**
4. **Avant la fin des travaux de conception détaillée, le promoteur devra présenter un rapport à la satisfaction du délégué à la sécurité décrivant la portée, l'étendue et le résultat des essais sur maquette de charge environnementale associé à la plateforme de tête de puits, et devra également prouver que le résultat de ces essais a bien été pris en considération dans la conception de la structure de l'installation.**
5. **Au moins six mois avant la délivrance de toute autorisation liée à la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter un plan de gestion des glaces à la satisfaction du délégué à la sécurité définissant les critères observables qui permettent de juger si un iceberg approchant fait partie de la catégorie L2 ou d'une catégorie supérieure, auquel cas des procédures d'arrêt et de réduction des effectifs seront mises en œuvre.**
6. **Le promoteur doit présenter des données à la satisfaction du délégué à la sécurité permettant une meilleure compréhension de la configuration et la disposition proposées pour la tête de puits, une comparaison quantitative des risques associés aux armements simples par rapport aux armements doubles, une description claire des améliorations apportées aux protocoles de gestion de l'évitement des collisions dans les trous de forage et des détails sur la conception et sur la gestion des espaces libres, résultant d'un examen des bonnes pratiques de l'industrie dans l'utilisation de telles technologies dans la mer du Nord. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

7. **Avant de terminer la conception détaillée du système de détection de gaz de la plateforme de tête de puits, le promoteur devra présenter des données, à la satisfaction du délégué à la sécurité, permettant de mieux comprendre l'approche pour la détection de gaz H_2S pour la plateforme, et prouvant que les activités sont conformes au *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve*.**
8. **Avant que soit terminée la conception détaillée du module d'hébergement, le promoteur doit présenter, à la satisfaction du délégué à la sécurité, les critères et les raisons de la durée minimale de la conservation du refuge temporaire, pendant laquelle celui-ci peut servir d'abri sûr et rester intact au cas où se produirait un des incidents envisagés.**
9. **Avant que la conception détaillée du système d'évacuation soit terminée, le promoteur doit remettre un rapport à la satisfaction du délégué à la sécurité, démontrant que la meilleure technologie d'évacuation possible est utilisée sur la plateforme de tête de puits.**
10. **Le promoteur doit présenter des données à la satisfaction du délégué à la sécurité permettant de mieux comprendre la configuration de l'installation, y compris la disposition et les caractéristiques des logements et des systèmes d'ascension qui y seront utilisés. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**
11. **Avant de mettre en service les systèmes modifiés à bord de la *FPSO SeaRose*, le promoteur devra soumettre des renseignements à jour, à la satisfaction du délégué à la sécurité, sur les personnes, les processus et l'équipement en lien avec l'autorisation d'exploitation de la *FPSO SeaRose*.**
12. **Avant le remorquage de la structure gravitaire en béton de la cale sèche, le promoteur devra présenter un rapport, à la satisfaction du délégué à la sécurité, démontrant que l'approche proposée pour le jumelage et l'intégration des installations en surface avec la structure gravitaire est celle qui comporte le moins de risques pour la sécurité des activités.**
13. **Au moins un an avant la mise en exploitation de la plateforme de tête de puits autorisée par l'Office, le promoteur devra présenter un plan de formation et de compétence associé à l'exploitation et à l'entretien de la plateforme de tête de puits, à la satisfaction du délégué à la sécurité.**
14. **Au moins un an avant l'exploitation de la plateforme de tête de puits en vertu d'une autorisation de l'Office, le promoteur devra présenter à l'Office sa stratégie d'élaboration et de documentation des procédures d'exploitation et d'entretien détaillées, ainsi que les plans d'urgence nécessaires à l'exploitation sécuritaire de l'installation. Le promoteur doit aussi voir à ce que son plan d'urgence prévoie, à la satisfaction du délégué à la sécurité, la possibilité de l'occurrence simultanée d'un accident sur la plateforme de tête de puits et de mauvaises conditions météorologiques, et à ce que ce plan d'urgence décrive clairement et avec précision les mesures de réduction des risques qui seront prises lorsque de telles conditions météorologiques auront lieu ou seront prévues.**
15. **Le promoteur doit présenter un plan, à la satisfaction du délégué à la sécurité, permettant de documenter et de suivre les différentes études de sécurité nécessaires à la conception détaillée. Ce plan doit comprendre un échéancier détaillant la mise en œuvre des recommandations formulées dans l'analyse conceptuelle de sécurité du promoteur. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ce document devra être présenté.**

16. **Avant de présenter toute demande d'exécution d'activités autorisées par l'Office, le promoteur doit démontrer, à la satisfaction du délégué à la sécurité, que les recommandations de l'analyse conceptuelle de sécurité ont été suivies de façon à ramener les risques à un niveau aussi bas que raisonnablement possible.**

17. **Le promoteur doit présenter à l'Office des documents décrivant avec précision le programme d'assurance de la qualité et le programme de contrôle de la qualité qui seront appliqués pendant toutes les phases préalables à l'exploitation du projet. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ces documents devront être présentés.**

18. **Le promoteur devra présenter, à la satisfaction du délégué à la sécurité, la portée des travaux à l'intention de l'autorité de certification. L'Office, en consultation avec le délégué à la sécurité, fixera la date à laquelle ce document devra être présenté.**

9.0 EXPLOITATION

On trouvera ci-après une analyse de la demande en ce qui concerne l'exploitation des puits ainsi que la certification des installations proposées.

9.1 Exploitation des puits

Les puits forés à partir d'une plateforme seront des puits à grand déport avec des trajectoires tridimensionnelles et des sections horizontales ou quasi horizontales. Les complétions prévues seront de type trou ouvert et perforé, similaires à ce qui est actuellement utilisé sur les puits sous-marins du champ pétrolifère White Rose. Le promoteur a confirmé que la conception des têtes de puits et des arbres de la plateforme sera conforme à tous les règlements, codes et normes applicables.

Le promoteur a également affirmé que les activités de forage, de complétion et d'intervention sur les puits seront exécutées conformément aux pratiques, politiques et procédures établies, mises à jour au besoin en fonction de tout changement apporté aux exigences réglementaires. Le personnel vérifiera cela en temps voulu lors de l'évaluation de toute autorisation d'exploitation pour ces activités.

Étant donné que la plateforme de tête de puits est un nouveau concept pour la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador, le personnel a déterminé que le promoteur doit s'assurer que sa demande d'autorisation d'exploitation traite des aspects uniques suivants, en plus de toutes les autres exigences réglementaires relatives au processus d'autorisation :

- L'utilisation de la technologie à double conducteur, où deux puits peuvent être installés dans le même espace libre de conducteur, exigera du promoteur qu'il élabore des politiques et des procédures appropriées pour éviter les collisions avec les puits de forage. La formation supplémentaire du personnel en rapport avec cette technologie devra également être décrite dans la demande d'autorisation.
- La répartition des fentes de puits devra être évaluée dans le contexte de la nécessité de consacrer certaines d'entre elles à des possibilités de forage à long déport dans le champ pétrolifère White Rose. Ces puits sont susceptibles de nécessiter une architecture de tubage différente en termes de conducteur de plus grand diamètre et de tubage de surface afin d'atteindre des cibles à long déport.
- Une description détaillée des politiques, procédures et équipements relatifs aux pompes électriques submersibles devra être fournie si cette technologie est utilisée.
- Une analyse des barrières de puits devra être entreprise pour chaque phase critique du processus de construction du puits afin de vérifier la conformité à l'exigence de la double barrière de puits. Ceci est particulièrement important compte tenu du fait que le code de conception en vigueur spécifie la nécessité de deux vannes de sécurité de fond à sûreté intégrée pour préserver l'exigence de double barrière de puits dans le cas où la plateforme est exposée à un niveau anormal de charge de glace.
- Étant donné que certains entrepreneurs engagés pour fournir des services de forage et d'autres services liés aux puits peuvent être « nouveaux » dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador, le promoteur devra s'assurer qu'une analyse des politiques et des procédures des entrepreneurs est effectuée pour vérifier la conformité aux exigences réglementaires et à la documentation du système de gestion du promoteur. Les lacunes éventuelles devront être comblées sous la forme d'un document « passerelle ». Il s'agit là d'une bonne pratique pétrolière, particulièrement importante en ce qui concerne l'exploitation, les barrières et le contrôle des puits.

9.2 Certification

La plateforme de tête de puits répond à la définition d'« installation de forage » du *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-neuve.* Par conséquent, un certificat de conformité doit être délivré par une autorité de certification reconnue. Le promoteur a retenu les services d'une autorité de certification pendant le processus de conception technique initial. Cet engagement précoce permet de recueillir des commentaires concernant la conformité de la conception avec les codes, les normes et les autres exigences prescrites par la réglementation.

Bien que la même autorité de certification ait été choisie pour la plateforme de tête de puits que celle utilisée pour la *FPSO SeaRose,* il sera nécessaire de soumettre une portée des travaux spécifique pour l'approbation par le délégué à la sécurité de l'Office. En attendant l'approbation de la demande, l'autorité de certification sera informée de procéder à la soumission de la portée des travaux. Le personnel évaluera la portée des travaux pour s'assurer de la conformité aux exigences réglementaires.

Toute utilisation éventuelle d'une « installation d'hébergement » dans la zone extracôtière nécessitera également un certificat de conformité délivré par une autorité de certification reconnue.

Le processus de délivrance des certificats de conformité est bien établi et on s'attend à ce que le promoteur respecte pleinement ces exigences.

9.3 Recommandation

Du point de vue de l'exploitation, le personnel recommande l'approbation de la demande.

10.0 AFFAIRES ENVIRONNEMENTALES

Le personnel a examiné le projet proposé afin de déterminer s'il soulevait des préoccupations environnementales qui n'avaient pas déjà été évaluées dans le cadre du *Rapport d'étude approfondie du champ pétrolifère White Rose*[1] réalisé en 2001, dans les documents soumis par le promoteur à l'appui de l'évaluation environnementale des nouveaux centres de forage[2],[3] dans le *Programme de construction et d'exploitation de nouveaux centres de forage* de l'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador (*LCEE)*[4] ou dans les décisions 2001.01, 2007.02, 2008.03 du C-TNLOHE.

Il a été déterminé que le développement du projet de prolongement de White Rose à l'aide d'une plateforme de tête de puits nécessitait une évaluation environnementale distincte. Le projet comprend la construction de la plateforme côtière et infracôtière à Argentia et son installation dans le champ pétrolifère White Rose. Le C-TNLOHE a effectué une évaluation environnementale (EE) préalable qui répondait aux exigences de la *Loi sur la protection de l'environnement* de Terre-Neuve-et-Labrador[5] et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE)[6]. Le processus d'EE, auquel ont participé un certain nombre d'organismes provinciaux et fédéraux, dont Pêches et Océans Canada, Environnement Canada et Transports Canada à titre d'autorités responsables en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*[7] s'est terminé en septembre 2013.[8] L'évaluation a conclu qu'avec l'application des mesures d'atténuation indiquées dans l'évaluation environnementale du projet de prolongement de White Rose[9] et l'addenda[10], la mise en œuvre d'un programme de suivi et le respect des directives pertinentes du C-TNLOHE, des effets environnementaux négatifs importants associés au projet n'étaient pas probables.

Une entente a été conclue entre le C-TNLOHE, à titre de coordonnateur fédéral de l'évaluation environnementale (CFEE) pour l'évaluation environnementale préalable, et le ministère de l'Environnement et de la Conservation de Terre-Neuve-et-Labrador. L'entente prévoit qu'un seul processus harmonisé d'évaluation environnementale pourrait répondre aux exigences de la province en matière d'information et de processus d'examen. La portée de l'EE provinciale est limitée aux détails du projet concernant la péninsule d'Argentia et les activités dans la baie Placentia, et nécessite l'approbation du ministre de l'Environnement et de la Conservation en vertu de l'article 54 de la *Loi sur la protection de l'environnement* et de l'article 7 du *Règlement sur les évaluations environnementales*[11]. Le 21 août 2013, le ministre de l'Environnement et de la Conservation a libéré le projet de toute évaluation environnementale supplémentaire, sous réserve de deux conditions : la présentation d'un plan de surveillance des eaux souterraines et une modification de l'accord-cadre du projet de prolongement de White Rose de 2007 afin d'inclure les exigences concernant les retombées pour la plateforme de tête de puits.

---

[1] Husky Oil Operations Limited, *White Rose Comprehensive Study Report,* avril 2001, 94 p.
[2] LGL Limited, septembre 2006, *Husky White Rose Development Project : New Drill Centre Construction & Operations Program Environmental Assessment*. LGL Rep. SA883. Rapport de LGL Limited, St. John's, NL, pour Husky Energy Inc., Calgary, AB. 299 p. + annexes.
[3] LGL Limited, janvier 2007, *Husky White Rose Development Project : New Drill Centre Construction & Operations Program Environmental Assessment Addendum*. LGL Rep. SA883a. Rapport de LGL Limited, St. John's, NL, pour Husky Energy Inc., Calgary, AB. 126 p. + annexes.
[4] C-NLOPB, avril 2007, *Husky White Rose Development Project: New Drill Centre Construction and Operations Program, CEA Act Screening Report*, 38 p.
[5] *Environmental Protection Act*, SNL2002 CHAPTER E-14.2
[6] *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, L.C. 1992, c. 37
[7] *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, L.C. 1992, c. 37
[8] Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Environnement Canada, Pêches et Océans Canada et Transports Canada, septembre 2013, *White Rose Extension Project, Husky Oil Operations Limited White Rose Extension Project, Canadian Environmental Assessment Act (S.C. 1992, c. 37) Screening Report*, 78 p.
[9] Husky Energy, décembre 2012*, White Rose Extension Project Environmental Assessment*, St. John's, NL
[10] Husky Energy, July 2013, *White Rose Extension Project : Consolidated Response to Review Comments on the White Rose Extension Project Environmental Assessment and Addendum*, 226 p.
[11] *Environmental Assessment Regulations*, 2003, Newfoundland and Labrador Regulation 54/03.

La portée temporelle du projet de prolongement de White Rose proposé, telle que décrite dans la demande, va au-delà de la portée temporelle évaluée dans le *Rapport d'étude approfondie portant sur le projet White Rose* de 2001[12] et dans le rapport d'examen préalable de 2007 pour cinq centres de forage supplémentaires[13]. L'EE du projet de prolongement de White Rose proposé comprend la portée temporelle de l'installation, de la production et de la maintenance jusqu'en 2042, avec désaffectation et cessation d'exploitation après 2042.[14] La portée temporelle du rapport d'étude approfondie original portant sur le projet White Rose et le rapport d'examen préalable pour cinq centres de forage supplémentaires s'étend jusqu'en 2020. Pour les activités évaluées en 2001 et 2007, le C-TNLOHE ne sera pas en mesure de délivrer d'autorisations au-delà de la portée temporelle de ces évaluations. Lorsque le projet de prolongement de White Rose repose sur des actifs ayant fait l'objet d'une évaluation en 2001 ou 2007 ou est raccordé à ceux-ci, le promoteur devra régler les problèmes de portée temporelle en modifiant les documents d'évaluation environnementale.

En ce qui concerne les actifs du projet de prolongement de White Rose, le promoteur a déclaré que la plateforme de tête de puits sera déclassée et abandonnée, en commençant par abandonner les puits conformément aux pratiques standard des champs pétrolifères, puis en déclassant les installations en surface, pour ensuite déclasser et abandonner la structure gravitaire en béton. La plateforme de tête de puits ne sera pas abandonnée en mer ni convertie à un autre usage sur le site. Les puits sous-marins seront désaffectés et abandonnés conformément aux pratiques standard des champs pétroliers. Le promoteur a déclaré que les centres de forage seront laissés tels quels et que tout l'équipement qui s'y trouve sera retiré. Les arbres de Noël et les collecteurs seront purgés, sécurisés et récupérés. Toutes les autres installations sous-marines situées sur le plancher océanique ou au-dessus, y compris les collecteurs de base des colonnes montantes, les collecteurs des colonnes montantes de chargement et les conduites d'écoulement, seront purgées et mises hors service conformément aux réglementations en vigueur à ce moment-là. Les sections de conduites d'écoulement ensevelies par des roches ne seront pas récupérées et seront coupées par des plongeurs aux endroits où l'ensevelissement cesse. Les bermes rocheuses sont approuvées par le MPO comme compensation pour la perte d'habitat du poisson, car leur retrait pourrait être dommageable pour l'habitat du poisson; c'est pourquoi une autorisation en vertu de la *Loi sur les pêches* pourrait être nécessaire. Toutes les colonnes montantes et tous les câbles ombilicaux seront désaffectés, sécurisés et récupérés. Au moment de la désaffectation et de la cessation de l'exploitation, le promoteur devra revoir ses plans pour s'assurer qu'ils respectent les engagements environnementaux pris dans les documents d'évaluation environnementale et les demandes de plans de mise en valeur.

Il existe actuellement des plans de protection de l'environnement (PPE) pour les activités de production sur le champ pétrolifère White Rose utilisant la *FPSO SeaRose,* et pour les activités de forage utilisant des UMFM. On s'attend à ce que le promoteur élabore un PPE propre à l'installation de la plateforme de tête de puits. Celui-ci s'est engagé à élaborer un tel plan qui sera soumis avec sa demande d'autorisation d'exploitation de la plateforme. Le personnel note que la fonction principale de la plateforme de tête de puits est le forage et qu'il n'y aura pas de stockage de pétrole dans la structure gravitaire en béton. Tous les fluides de puits seront transportés par des conduites d'écoulement sous-marines jusqu'à la *FPSO SeaRose* pour y être traités, stockés et déchargés. À cet égard, le PPE soumis devra décrire tous les rejets prévus de la plateforme de tête de puits [tel qu'exigé par l'alinéa 9(i) du SOR/2009-316], mais les rejets devraient se limiter principalement à ceux associés à une plateforme de forage, tandis que les rejets associés à la production se produiront principalement à la *FPSO SeaRose.*

Le promoteur prévoit rejeter à la mer les fluides et les déblais de forage à base d'eau conformément aux activités de forage actuelles et aux exigences du C-TNLOHE. Pour les activités de forage à partir de la plateforme de tête de puits utilisant des boues synthétiques, le promoteur s'est engagé à réinjecter les déblais dans des puits d'injection, en attendant la confirmation d'une disposition de rejets appropriée. Le plan de base du promoteur consiste à forer deux puits de réinjection des déblais dans le but d'éliminer ces derniers.

Dans les cas où le promoteur n'est pas en mesure de réinjecter les déblais provenant des activités de forage de la BBPS, il s'est engagé à un processus de gestion et de traitement des déblais, y compris un système de séchage secondaire des déblais, afin de réduire le taux de boues à base synthétique sur les déblais à un niveau cible de 6,9 %. Dans la période précédant la mise en œuvre de la réinjection des déblais, et en cas de défaillance de ce système, le processus de traitement alternatif serait mis en œuvre avant le rejet des déblais à la mer.

[12] Husky Oil Operations Limited, avril 2001
[13] C-NLOPB, avril 2007, *Husky White Rose Development Project : New Drill Centre Construction and Operations Program, CEA Act Screening Report*, 38 p.
[14] Husky Energy, décembre 2012, *White Rose Extension Project Environmental Assessment, St. John's, NL*

Dans la demande de mise en valeur de North Amethyst, le promoteur a déclaré qu'il avait « déterminé que le risque environnemental est mieux défini par une évaluation qualitative plutôt que quantitative. L'évaluation qualitative fournit un certain nombre d'objectifs environnementaux et prévoit des mesures de protection pour garantir le respect de ces objectifs. » Le personnel du C-TNLOHE n'est pas convaincu que l'approche du promoteur en matière de risques environnementaux soit appropriée, d'autant plus que son rapport d'évaluation environnementale décrit un certain nombre de risques environnementaux potentiels en termes quantitatifs. Dans son examen de la présente demande, le personnel du C-TNLOHE a précisé que, comme la probabilité d'un événement environnemental d'une classe de magnitude donnée (c.-à-d. le volume du déversement de pétrole) était clairement décrite de façon quantitative dans les documents d'évaluation environnementale et que la discussion des effets sur les composantes valorisées de l'écosystème avait été traitée de façon semi-quantitative dans l'évaluation environnementale, le promoteur devrait considérer ces documents comme fournissant les « niveaux de sécurité visés » en ce qui concerne les événements environnementaux, le cas échéant. À cet égard, le personnel du C-TNLOHE a exigé du promoteur qu'il vérifie que les probabilités d'occurrence et les risques associés à divers événements environnementaux décrits dans la demande de modification du plan de mise en valeur et dans l'analyse conceptuelle de sécurité correspondent aux mêmes événements et catégories d'événements décrits dans l'évaluation environnementale du projet. Le promoteur a vérifié que les probabilités d'occurrence et les risques étaient cohérents dans l'évaluation environnementale, la demande de plan de mise en valeur et l'analyse conceptuelle de sécurité.

Le promoteur dispose d'un programme permanent de surveillance des effets environnementaux (SEE) pour répondre aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* concernant un programme de suivi. Deux autres conditions liées aux SEE ont été intégrées au rapport de décision 2007-02 concernant le prolongement de White Rose Sud et au rapport de décision 2008-03 concernant le centre de forage de North Amethyst. Le programme de SEE du promoteur a été révisé en conséquence et accepté par le C-TNLOHE en 2010. Il est nécessaire de modifier le programme pour tenir compte du projet de prolongement de White Rose, comme l'indiquent les conditions suivantes.

- **Le promoteur devra remettre au délégué à l'exploitation, au plus tard 12 mois avant le début prévu des activités de forage extracôtier associées au projet, un plan modifié de surveillance des effets environnementaux (SEE) qui comprend les activités de forage et de production associées aux activités proposées, et un plan du raccordement à la *FPSO SeaRose.* Ce plan de SEE modifié devra être conforme à la stratégie présentée dans le rapport de conception de SEE de Husky. Il devra exposer tous les changements qui pourraient devoir être apportés aux stations d'échantillonnage existantes, et tenir compte de la nécessité de recueillir des données de base aux emplacements des nouveaux centres de forage ou des structures gravitaires en béton. Les activités de forage associées au projet ne seront pas autorisées tant qu'un plan de SEE adéquatement modifié n'aura pas été mis en place. Les prévisions du modèle de dispersion des déblais de forage seront validées sur place en mesurant l'épaisseur de la couche de déblais déposée sur le fond marin, une fois le programme de SEE de White Rose révisé dans le but d'accommoder l'exploitation du projet de prolongement de White Rose.**

- **Le promoteur devra, avant le début des travaux de construction en mer, recueillir toutes les données de terrain nécessaires à l'établissement du programme de SEE.**

10.1 Recommandation

Aucune préoccupation environnementale n'a été relevée qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Toutefois, deux conditions d'approbation sont recommandées relativement à la modification du plan de surveillance des effets environnementaux du promoteur :

1. **Le promoteur devra remettre au délégué à l'exploitation, au plus tard 12 mois avant le début prévu des activités de forage extracôtier associées au projet, un plan modifié de surveillance des effets environnementaux (SEE) qui comprend les activités de forage et de production associées aux activités proposées, et un plan du raccordement à la *FPSO SeaRose.* Ce plan de SEE modifié devra être conforme à la stratégie présentée dans le rapport de conception de SEE de Husky. Il devra exposer tous les changements qui pourraient devoir être apportés aux stations d'échantillonnage existantes, et tenir compte de la nécessité de recueillir des données de base aux emplacements des nouveaux centres de forage ou des structures gravitaires en béton. Les activités de forage associées au projet ne seront pas autorisées tant qu'un plan de SEE adéquatement modifié n'aura pas été mis en place. Les prévisions du modèle de dispersion des déblais de forage seront validées sur place en mesurant l'épaisseur de la couche de déblais déposée sur le fond marin, une fois le programme de SEE de White Rose révisé dans le but d'accommoder l'exploitation du projet de prolongement de White Rose.**

2. **Le promoteur devra, avant le début des travaux de construction en mer, recueillir toutes les données de terrain nécessaires à l'établissement du programme de SEE.**

ANNEXES

ANNEXE A : RAPPORT D'EXAMEN PUBLIC

Leslie Harris Centre of Regional Policy and Development

Université Memorial de Terre-Neuve-et-Labrador
St. John's (T.-N.-L.) CANADA A1C 5S7
Tél. : 709 864-7963 Téléc. : 709 864-3734 www.mun.ca/harriscentre

Projet de prolongement de White Rose : Rapport du processus d'examen public

Préparé pour le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers

Keith Storey, Ph. D.
Leslie Harris Centre for Regional Policy and Development
Université Memorial, St. John's, T.-N.-L.

23 septembre 2014

1.0 Contexte de l'examen public

Husky Energy a l'intention d'exploiter la partie ouest du champ White Rose et d'autres ressources potentielles (le projet de prolongement de White Rose), et a présenté une demande à cet effet à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (l'Office).

L'Office est responsable de la gestion et de la réglementation des ressources pétrolières dans la zone extracôtière Canada–Terre-Neuve-et-Labrador, conformément à la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador* et à la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act* (Lois de mise en œuvre).

Le C-TNLOHE, dans sa décision 2001.01, a approuvé la demande initiale de plan de mise en valeur de White Rose. Ce plan prévoyait un épuisement des réservoirs, en procédant à l'exploitation des ressources pétrolières de la partie ouest du champ pétrolifère White Rose. Lorsque Husky Energy a présenté la demande de mise en valeur de la partie ouest du champ, l'Office a décidé qu'il fallait modifier le plan initial. De plus, compte tenu des retombées importantes découlant de la construction d'une structure de forage gravitaire en béton à Argentia, à Terre-Neuve-et-Labrador, l'Office a décidé qu'il fallait également modifier le plan de retombées.

Les Lois de mise en œuvre établissent les exigences que les promoteurs de projets d'exploitation pétrolière extracôtière doivent respecter pour obtenir l'approbation d'un plan de mise en valeur ou de modifications. La demande de mise en valeur comprend principalement un plan de retombées et un plan de mise en valeur, accompagnés de documents à l'appui.

Le paragraphe 44(1) des Lois de mise en œuvre (version fédérale) stipule que :

> 44 (1) Sous réserve des instructions visées au paragraphe 42(1), l'Office tient une enquête publique sur la mise en valeur potentielle d'un gisement ou d'un champ, sauf s'il estime qu'il n'est pas dans l'intérêt public de le faire.

L'interprétation du paragraphe 44(1) par l'Office est décrite dans ses Lignes directrices sur le plan de mise en valeur, qui indiquent que l'échelle et la portée de l'examen public doivent être proportionnelles à l'ampleur du projet et aux nouvelles techniques et approches novatrices proposées.

La loi stipule qu'une enquête publique doit être menée en relation avec tout projet de mise en valeur potentiel « sauf s'il estime qu'il n'est pas dans l'intérêt public de le faire ». Par conséquent, la loi indique qu'une enquête publique peut être nécessaire dans certains cas et ne pas l'être pour d'autres. En d'autres termes, la procédure d'examen public doit être déterminée au cas par cas.

En ce qui concerne la présente modification de la demande de mise en valeur, l'Office a décidé que l'examen public se ferait en ligne, sur une période de 90 jours, en plus de séances d'information publiques. Il a également été décidé que le processus d'examen public serait mené par une tierce partie indépendante. Le Leslie Harris Centre of Regional Policy and Development de l'Université Memorial de Terre-Neuve (le Centre Harris) a été choisi pour mener l'examen public au nom de l'Office. Le Centre Harris était chargé des tâches suivantes :

- Créer et promouvoir un site Web pour solliciter l'avis du public sur la demande;
- Publier une description du projet sur le site Web dans un format et d'une manière qui facilitent à la compréhension du public;
- Organiser des séances d'information publique au besoin pour aider le public à mieux comprendre le projet; et
- Fournir un rapport dans les 30 jours suivant la période d'examen public.

Ce rapport final sera ensuite pris en compte dans l'analyse de la demande par le personnel de l'Office.

L'examen public s'est concentré sur quatre documents principaux :

- Modification du plan de retombées
- Modification du plan de mise en valeur
- Mise à jour de la notice d'impact socio-économique
- Analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits

L'examen public ne comprenait pas d'examen de l'évaluation environnementale du projet, car avant la réception de la demande de mise en valeur, le projet de prolongement de White Rose a fait l'objet d'un processus d'évaluation environnementale (EE) qui répondait aux exigences de la *Loi sur la protection de l'environnement de Terre-Neuve-et-Labrador* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE).

Le ministre de l'Environnement et de la Conservation de Terre-Neuve-et-Labrador a déterminé le 21 août 2013 que l'EE était satisfaisante et a libéré le projet de toute autre évaluation environnementale, sous réserve des conditions publiées. Le C-TNLOHE, Pêches et Océans Canada, Environnement Canada et Transports Canada, en tant qu'autorités responsables en vertu de la LCEE, ont déterminé le 18 septembre 2013 que, après l'application de mesures d'atténuation, le projet de prolongement de White Rose n'était pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants.

Ces décisions étaient fondées sur les informations fournies par Husky Energy concernant l'*Évaluation environnementale du projet de prolongement de White Rose* et la *Réponse aux commentaires de l'examen de l'évaluation environnementale du projet de prolongement de White Rose*. Ces deux documents visent à répondre à l'exigence d'une notice d'impact environnemental dans le cadre de l'examen de la Loi. Ce processus d'EE a donné l'occasion au public de formuler des commentaires, et tous les documents relatifs sont affichés sur le site Web du C-TNLOHE à l'adresse suivante : (http://www.cnlopb.nl.ca/environment/whiterose.shtml).

2.0 Le site Web de l'examen public du projet de prolongement de White Rose

2.1 Site Web

Un site Web pour l'examen public du projet de prolongement de White Rose a été créé à l'adresse suivante : www.whiteroseconsultation.ca. Le site a été divisé en trois parties principales pour faciliter la participation du public au processus d'examen :

- Restez informés en :
  - Lisant les FAQ sur le projet, le processus et les acteurs
  - Lisant le document de synthèse du projet
  - Assistant à une séance d'information
  - Assistant à une présentation
- Consultez les documents de la demande :
  - Modification du plan de retombées
  - Modification du plan de mise en valeur
  - Mise à jour de la notice d'impact socio-économique
  - Analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits
- Donnez votre avis en :
  - Posant une question
  - Commentant les documents de la demande
  - Soumettant une demande écrite

La page d'accueil du site Web contenait également une brève vidéo d'information sur le projet, des détails sur les séances d'information publiques, des diapositives des séances d'information, les coordonnées du Centre Harris, des liens vers les soumissions officielles reçues et de l'information sur la date de fin de la période d'examen public. Les visiteurs du site pouvaient également demander des copies papier de tous les documents à l'étude.

Pour garantir une utilisation appropriée du site, les modalités d'utilisation, la politique de confidentialité, les mesures de modération, l'accessibilité et le soutien technique ont été inclus sur la page d'accueil (http://whiteroseconsultation.ca).

2.2 Inscription

Alors que tout le monde pouvait consulter le contenu du site, demander des copies papier des documents ou poser des questions, les personnes souhaitant participer à la discussion sur les documents de modification de la demande de mise en valeur devaient s'inscrire en utilisant une adresse électronique, un nom d'utilisateur et un mot de passe. Conformément aux conditions d'utilisation et à la politique de confidentialité du site, les utilisateurs n'étaient identifiés publiquement que par leur nom d'utilisateur, qui pouvait être un pseudonyme.

2.3 Questions

Les visiteurs du site Web pouvaient poser des questions sur le projet ou le processus réglementaire au moyen d'un formulaire particulier. Les questions posées ont été adressées à Husky ou au C-TNLOHE. Les réponses aux questions posées ont été affichées après trois jours ouvrables, autant que possible. Les questions ou les réponses contenant des renseignements personnels sont restées confidentielles. Les participants qui préféraient que leur question reste privée pouvaient également en faire la demande. Sinon, toutes les questions et réponses d'intérêt grand public ont été publiées sur le site Web.

2.4 Commentaires

Les utilisateurs inscrits sur le site Web pouvaient également formuler des commentaires sur des sujets particuliers dans les documents individuels par le biais de discussions. Par exemple, les commentaires relatifs à l'emploi étaient généralement formulés dans le cadre de la modification du plan de retombées. Les utilisateurs pouvaient également indiquer leur accord ou leur désaccord avec les commentaires publiés par d'autres personnes.

Si les commentaires couvraient plus d'un sujet ou document, ils pouvaient faire l'objet de renvois. Par exemple, les commentaires sur la sécurité pouvaient être renvoyés à la fois dans l'analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits et dans le plan de mise en valeur.

Tous les commentaires étaient soumis aux conditions d'utilisation, à la politique de confidentialité et à la politique de modération du site, qui comprenaient la vérification par des tiers des commentaires obscènes ou offensants ainsi que l'examen de leur pertinence. Dans les cas où les commentaires étaient jugés non pertinents ou hors de la portée du processus d'examen public, les administrateurs du site pouvaient y répondre directement sur le site.

2.5 Résumé des activités du site Web

Au total, 4 352 personnes ont visité le site Web pendant la période de consultation et 501 documents ont été téléchargés. Deux groupes ont présenté des observations et des recommandations détaillées et quatre commentaires ont été formulés par des particuliers.

Le public a eu la possibilité de poser des questions et de faire des commentaires en toute confidentialité. Il y a eu deux demandes de confidentialité concernant des questions posées, mais aucun participant n'a demandé qu'un commentaire soit gardé privé. Les questions et réponses privées ont été soumises au C-TNLOHE séparément.

3.0 Séances d'information publique

Quatre séances d'information publiques ont été tenues dans le cadre du processus d'examen : deux au Centre des arts de Placentia, le 24 juin 2014, à 14 h et à 19 h, et deux au Holiday Inn de St. John's, le 25 juin, à 14 h et à 19 h. La séance de 19 h à St. John's a également été diffusée en direct sur le Web, et un enregistrement audio de cette diffusion a été publié sur le site, en plus des diapositives de présentation utilisées lors des sessions d'information.

Les séances ont été annoncées dans le journal *The Telegram* le 14 juin, et à la radio sur les stations de Steele Communications VOCM (station AM) et K-Rock 97.5 (station FM). Des renseignements sur le processus d'examen et les séances d'information publique ont également été diffusés dans le bulletin électronique quotidien de NOIA. Un message d'intérêt public sur les séances d'information a été soumis à la chaîne de télévision communautaire de Placentia.

Chacune des séances d'information publique était prévue pour une durée de deux heures. Le format de chacune d'elle était le suivant :

- Mot de bienvenue, moment de sécurité, questions d'ordre administratif et présentation de l'animateur de la séance, Keith Storey, par Morgan Murray, au nom du Centre Harris;
- Description du processus d'examen public et du rôle du Centre Harris, informations sur l'accès et l'utilisation du site Web, objectifs des séances et présentation du projet de prolongement de White Rose de Husky Energy par Keith Storey;
- Vue d'ensemble du projet de prolongement de White Rose par Richard Pratt, vice-président, Développements, région de l'Atlantique, Husky Energy et Derek Pearcey, gestionnaire de projet de la cale sèche et de la structure gravitaire en béton, Husky Energy (leur présentation conjointe a duré environ une heure);
- Séance de questions-réponses, animée par Keith Storey, à laquelle ont répondu Richard Pratt, Derek Pearcey et d'autres membres de l'équipe du projet de prolongement de White Rose de Husky Energy participant à la séance; et
- Clôture de la séance et rappel aux participants par Keith Storey de soumettre leurs commentaires sur le site Web au cours de la période d'examen de 90 jours.

Les représentants de Husky Energy étaient disponibles après chaque séance pour discuter avec les membres du public.
Le personnel du Centre Harris a tenu un registre des questions et des commentaires formulés lors des séances d'information publiques, qui a ensuite été publié sur le site Web et dans le rapport final.

La participation aux séances a été généralement faible. En effet, les séances de Placentia n'ont accueilli que 18 et 7 personnes, et 37 et 16 personnes étaient présentes aux séances de St. John's.

Les questions et les commentaires formulés lors des séances de Placentia portaient principalement sur les enjeux locaux (c.-à-d. la région de Placentia), comme les possibilités d'emploi et d'affaires, les problèmes de circulation et le soutien financier des entreprises locales.

À St. John's, les questions et les commentaires portaient principalement sur les possibilités d'emploi dans le cadre du projet des installations en surface, les possibilités d'affaires des sous-traitants, les estimations des coûts et des délais, les ententes de transfert du personnel travaillant en mer, les niveaux d'activités d'exploration prévus et les plans de formation des travailleurs.

Les préoccupations et les commentaires formulés lors des séances d'information publique sont inclus dans le résumé des préoccupations, des commentaires et des propositions au point 5.0.

4.0 Publicité pour le présent processus d'examen

Pour maximiser la participation potentielle du public au processus d'examen, des courriels de rappel encourageant les commentaires sur le projet et les documents de demande en cours d'examen ont été envoyés le 23 juillet 2014 à 19 groupes ou organisations jugés susceptibles d'être intéressés par le projet. L'avis envoyé se lisait comme suit :

Bonjour,

Le présent courriel vise à vous informer que la date limite pour soumettre des commentaires dans le cadre de la période d'examen public du projet de prolongement de White Rose proposé par Husky Energy est le **10 septembre 2014.**

La période d'examen public de 90 jours s'inscrit dans le cadre de l'examen du projet proposé de prolongement de White Rose par le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), coordonné par le Leslie Harris Centre of Regional Policy and Development de l'Université Memorial. Votre contribution et vos commentaires sont les bienvenus. Pour en savoir plus sur le projet proposé, consulter les documents de demande et donner votre avis, veuillez consulter le site : www.whiteroseconsultation.ca. Tous les commentaires doivent être reçus d'ici le **10 septembre 2014.**

N'hésitez pas à transmettre ce message à vos membres, à vos organisations affiliées ou à toute autre personne qui, selon vous, pourrait être intéressée par le projet proposé.

Cordialement,
Dr Keith Storey,
Président, Processus d'examen public
Centre Harris

Un deuxième rappel semblable à celui-ci a été envoyé par courriel à 17 des 19 groupes ou organisations le 28 août 2014[15], rappelant la date limite pour les commentaires et les propositions. Par ailleurs :

- Le site Web du projet de prolongement de White Rose a été mis à jour le 27 août 2014 pour souligner la fin de la période de consultation le 10 septembre 2014;
- Une annonce est parue dans le *Telegram* le 3 septembre, annonçant la date de fin de la période de consultation;
- NOIA a diffusé des informations concernant la fin de la période de consultation le 8 septembre 2014 dans son bulletin électronique quotidien; et
- Un message d'intérêt public soulignant la fin du processus de consultation a été soumis à la chaîne de télévision communautaire de la région de Placentia.

5.0 Résumé des préoccupations, commentaires et propositions

5.1 Introduction

Les préoccupations, les commentaires et les propositions affichés sur le site Web sont classés en fonction de leur pertinence par rapport au document principal (p. ex. la modification du plan de retombées, la mise à jour de la notice d'impact socio-économique, etc.) et par thème (p. ex. les affaires, les questions d'emploi, etc.).

Certaines questions posées lors des séances d'information publique qui ne soulevaient pas de préoccupation particulière, mais qui étaient posées uniquement pour obtenir des renseignements supplémentaires, ne sont pas incluses dans ce résumé. Il convient de noter qu'il s'agit d'un *résumé* des préoccupations et des propositions. Pour obtenir plus de détails, les

[15] Un groupe a soumis une demande dans la période intermédiaire, l'adresse électronique d'un autre groupe était inactive et aucune autre adresse n'a pu être trouvée.

lecteurs sont invités à consulter les commentaires et les propositions relatives aux préoccupations, ainsi que certaines réponses, comme présentés sur le site Web.

Les préoccupations, les commentaires et les propositions par pertinence de document et par thème sont résumés ci-dessous, et la source (lorsqu'elle a été identifiée) de la préoccupation ou du commentaire est indiquée :

5.2 Modification du plan de retombées

5.2.1 Préoccupations commerciales

5.2.1.1 Transfert de technologie, recherche et développement

Les lignes directrices du plan de retombées prévoient une amélioration continue du transfert de technologie, de la recherche et du développement. Dans le plan de retombées initial de White Rose, Husky a déclaré qu'elle développerait des stratégies pour atteindre ses objectifs à cet égard. NOIA recommande au C-TNLOHE d'exiger de Husky qu'elle fournisse des informations sur ces stratégies, y compris les objectifs, les progrès, les mesures employées et la manière dont cet engagement a répondu à l'attente d'amélioration continue. (NOIA)

5.2.1.2 Contraintes en matière d'approvisionnement

La modification du plan de retombées fournit suffisamment d'information sur les possibilités d'approvisionnement au cours des phases de construction et d'exploitation du projet, mais elle ne tient pas pleinement compte des contraintes. NOIA recommande que le C-TNLOHE exige de Husky qu'elle fournisse des informations supplémentaires sur les contraintes d'approvisionnement. (NOIA)

5.2.1.3 Participation des entreprises nationales et internationales

On s'attend à ce que le promoteur dispose de programmes, de politiques ou de procédures permettant à Terre-Neuve-et-Labrador et à d'autres fournisseurs canadiens de participer à ses activités nationales et internationales. La modification ne répond pas spécifiquement à cette attente et NOIA recommande au C-TNLOHE d'exiger qu'elle fasse l'objet d'un programme dont les objectifs sont clairement définis. (NOIA)

5.2.1.4 Les retombées pour le Canada et Terre-Neuve-et-Labrador comme critère d'évaluation

Husky affirme que les retombées pour le Canada et Terre-Neuve-et-Labrador seront un facteur dans l'attribution de tous les contrats. NOIA soutient fortement l'utilisation par Husky des critères d'évaluation (développement des fournisseurs, recherche et développement [R et D] et transfert de technologie, contenu et heures-personnes de T.-N.-L., propriété et formation) pour les retombées pour le Canada–T.-N.-L., et s'intéresse à la façon dont l'évaluation a influencé les résultats.

On s'attend également à ce que le promoteur ait des plans pour le transfert de la technologie et du « savoir-faire » à Terre-Neuve-et-Labrador et d'autres fournisseurs et entrepreneurs canadiens. Husky a clairement exprimé qu'elle croit en la valeur du transfert de technologie et a souligné les exigences pour les entrepreneurs et le fait que les soumissionnaires seront récompensés pour les propositions qui détaillent des initiatives, des stratégies et des méthodes novatrices pour le transfert de technologie. NOIA soutient Husky dans cette démarche et estime qu'un transfert de technologie efficace peut avoir des résultats positifs.

NOIA recommande au C-TNLOHE d'exiger que Husky démontre comment le critère d'évaluation a contribué à l'atteinte des résultats positifs et mesurables pour les retombées pour le Canada–T.-N.-L. (NOIA)

5.2.1.5 Compétitivité internationale

Le C-TNLOHE encourage les promoteurs de projets extracôtiers à prendre des initiatives qui aideront les entreprises de la province à devenir concurrentielles à l'échelle internationale dans l'industrie pétrolière et gazière en mer. Husky déclare qu'il « *fournit un soutien et une assistance aux soumissionnaires en les informant rapidement des exigences et des spécifications du programme et en encourageant les fournisseurs de Terre-Neuve-et-Labrador à devenir compétitifs à l'échelle mondiale – y compris en fournissant une assistance et des conseils techniques si nécessaire* ». NOIA soutient et encourage Husky à poursuivre cette initiative et recommande au C-TNLOHE d'exiger de Husky qu'il décrive comment l'encouragement, l'assistance technique et les conseils seront fournis pour le projet de prolongement de White Rose. (NOIA)

5.2.1.6 Processus de fabrication, équipement et autres engagements par Terre-Neuve-et-Labrador

La partie 3.0 de la modification du plan de plan de retombées indique que « *la présente modification du plan de retombées tient également compte de l'entente modificative du cadre du projet d'expansion White Rose de 2013 avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador* », mais ne détaille pas les engagements (ensembles) relatifs à la fabrication et à l'équipement mécaniques à Terre-Neuve-et-Labrador ou d'autres aspects des engagements tels que les installations sous-marines supplémentaires, l'infrastructure et les travaux temporaires, et l'ingénierie détaillée et de construction. NOIA recommande au C-TNLOHE d'exiger de Husky qu'il fournisse des détails sur tous les engagements pris par T.-N.-L. dans l'accord modificatif de 2013 dans le tableau 5.1 et que ceux-ci soient identifiés pour T.-N.-L. uniquement. (NOIA)

5.2.1.7 Module intégré de forage et de services publics

L'information sur le module intégré de forage et de services publics (soumission internationale conformément à l'entente modificative) est absente du tableau 5.1 et NOIA recommande que le C-TNLOHE exige que Husky inclue cette information. (NOIA)

5.2.1.8 Accords-cadres mondiaux

NOIA s'inquiète du recours à des accords-cadres mondiaux et de l'impact potentiel sur l'approvisionnement local, en particulier pendant la phase d'exploitation. À cet égard, NOIA recommande au C-TNLOHE d'exiger que Husky indique ses plans pour le contrôle de ce type d'entente et l'encourage à ne pas avoir recours à des accords-cadres qui auraient un effet négatif sur les fournisseurs locaux. (NOIA)

5.2.1.9 Processus d'emploi et diversité des entreprises

Husky estime qu'une stratégie efficace en matière d'emploi et de diversité des entreprises est importante pour le bon développement de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. NOIA soutient cette initiative et félicite Husky pour son plan de diversité et ses objectifs concernant l'accès des groupes désignés à l'emploi et à la formation sur le projet.

NOIA soutient également la diversité des fournisseurs et recommande que le C-TNLOHE exige que Husky inclue des mesures spéciales pour faciliter la participation accrue et mesurable des groupes sous-représentés dans l'approvisionnement du projet, tant au cours de la phase de mise en valeur que de la phase d'exploitation. (NOIA)

5.2.1.10 Participation des petites entreprises

NOIA craint que les possibilités pour les petites entreprises de participer au projet soient limitées si des mesures ne sont pas prises.

Elle recommande donc au C-TNLOHE d'exiger que Husky élabore des mesures proactives spéciales, notamment des politiques ou des procédures de sous-traitance, afin de faciliter la participation accrue des petites entreprises à l'approvisionnement du projet, tant dans les phases de mise en valeur que d'exploitation. (NOIA)

5.2.1.11 Objectifs commerciaux pour les femmes

La section « accès aux entreprises » du plan de diversité exige davantage d'informations sur la manière dont les femmes et les autres groupes désignés pourraient accéder aux possibilités d'affaires offertes par le projet. Les questions posées sont les suivantes :

- Comment le projet prévoit-il atteindre l'objectif d'accès aux entreprises pour les femmes?
- Qu'est-ce qui constituera une entreprise qui appartient à des femmes ou qui est dirigée par celles-ci?
- Y aura-t-il un processus de certification?
- Quelles mesures ciblées et proactives seront prises pour s'assurer que les femmes en particulier sont au courant des possibilités commerciales et de la manière d'y prendre part de manière compétitive?

Le Conseil consultatif provincial sur la condition de la femme (PACSW) recommande fortement de fixer des objectifs pour l'accès des femmes aux entreprises. Husky est encouragée à revoir le programme de diversité des fournisseurs d'Hebron à cet égard.

Les éléments d'un plan d'accès aux entreprises, propre aux femmes, seraient les suivants :

- La possibilité pour les entreprises appartenant à des femmes de s'auto-identifier;
- Un programme de certification pour les entreprises appartenant à des femmes, en accord avec les programmes de certification nationaux;
- L'identification des activités d'accès aux entreprises et leur emplacement;
- La communication d'informations sur les possibilités d'approvisionnement;
- L'identification des obstacles possibles dans le programme d'approvisionnement qui limitent la participation potentielle; et
- L'élaboration d'une stratégie d'accès aux entreprises qui offre un processus d'approvisionnement et de fourniture totalement équitable.

Il a également été recommandé que la stratégie d'accès aux entreprises proposée pour fournir un programme équitable de fournisseurs et d'approvisionnement comprenne les informations suivantes :

- Les politiques et pratiques positives, y compris la fixation d'objectifs, la sensibilisation, la formation des agents d'approvisionnement et la fourniture d'autres aides au développement des fournisseurs pour les femmes et d'autres groupes désignés, afin d'assurer leur participation et leurs avantages en matière d'approvisionnement;
- L'identification d'autres mesures dynamiques et proactives pour éliminer les obstacles à l'approvisionnement pour les entreprises appartenant à des femmes et d'autres groupes désignés;
- L'identification de calendriers et d'objectifs suffisants pour réaliser des progrès raisonnables vers une clientèle de fournisseurs représentatifs du projet;
- Un engagement et une démonstration en faveur de l'amélioration continue;
- Un engagement et une démonstration d'efforts raisonnables pour mettre en œuvre son plan et surveiller, examiner et réviser son plan sur une base annuelle, y compris l'attribution des responsabilités à cet égard, et
- Un engagement à préparer un rapport annuel public par groupe désigné qui comprendrait un rapport sur l'atteinte des objectifs par catégorie d'approvisionnement.

Les initiatives telles que la consultation de la Newfoundland and Labrador Association of Women Entrepreneurs et d'autres réseaux d'affaires locaux sont soutenues et encouragées. (PACSW)

5.2.1.12 Gestion et entretien de la cale sèche

NOIA estime que la nouvelle cale sèche est une pièce essentielle de l'infrastructure qui peut et doit jouer un rôle important et diversifié dans le futur. À cet égard, l'association recommande que le C-TNLOHE demande à Husky de fournir des détails sur ce qui restera sur le site une fois la construction de la structure gravitaire en béton terminée. De plus, NOIA est préoccupée par l'incertitude concernant la gestion et l'entretien futurs de l'installation et recommande que le C-TNLOHE demande à Husky de fournir une définition plus exhaustive de la gestion et de l'entretien futurs. (NOIA)

Une question similaire a été posée lors des séances d'information de Placentia.

Comment la cale sèche ou d'autres infrastructures du projet contribueront-elles à l'avenir à long terme de Placentia? Qui sera propriétaire de la cale sèche dans le futur?

Husky a répondu à cette question comme suit :

- Husky loue le site de structure gravitaire en béton à l'autorité de gestion d'Argentia, mais il serait prématuré de spéculer sur l'utilisation à long terme du site à ce stade du projet.
- Les portes de quai réutilisables représentent un investissement initial important, et permettront l'utilisation future du site.

5.2.1.13 Processus d'appel d'offres pour le contrat de la structure gravitaire en béton

Un participant aux séances d'information de St. John's, et plus tard au site Web a estimé que les soumissionnaires de la structure gravitaire en béton n'avaient pas réussi à faire participer pleinement la communauté des fournisseurs pendant les étapes de l'appel d'offres. Il a recommandé que le soumissionnaire retenu pour la structure gravitaire en béton entreprenne un processus plus exhaustif de développement des fournisseurs pour expliquer les contrats et engager les fournisseurs individuellement. (R. Strong)

5.2.1.14 Possibilités d'affaires pour la région de Placentia

Plusieurs participants aux séances d'information de Placentia étaient préoccupés par le fait que le projet n'apporterait pas de retombées à l'échelle locale :

- Comment les informations sur le projet parviennent-elles à Placentia et dans les villes environnantes?
- Une trentaine d'entreprises participent actuellement au projet de diverses manières. Comment les entreprises de Placentia peuvent-elles tirer le meilleur parti de ces occasions?
- Quelle sorte d'encouragement peut-on attendre de Husky pour faire en sorte que la région de Placentia bénéficie du projet?
- Comment pouvons-nous avoir l'occasion d'offrir des services à ces entreprises?
- Comment obtenir de l'information sur les entrepreneurs qui travailleront sur ce projet?

Husky Energy a répondu comme suit :

- Des informations sur le projet sont disponibles à l'adresse http://wrep.huskyenergy.com, lors d'événements tels que la Vitrine industrielle à la baie Placentia, et au bureau d'information sur le projet au Placentia Mall;
- La meilleure façon de participer et de profiter de toutes les occasions est d'entrer en contact avec les entreprises figurant sur le site Web et de rester informé grâce aux séances d'information des fournisseurs;
- Husky Energy ne peut pas obliger les entreprises à faire appel aux fournisseurs de la région de Placentia. L'Accord atlantique comporte des exigences précises concernant l'offre d'une juste possibilité aux entreprises de Terre-Neuve-et-Labrador, et pas seulement à celles de Placentia. Husky encourage toutes les entreprises de la région à contacter les entrepreneurs potentiels de structure gravitaire en béton et à assister aux prochains événements d'information des fournisseurs;
- Ces derniers doivent consulter le site Web pour comprendre les principaux contrats du projet et comment ils peuvent s'intégrer dans la chaîne d'approvisionnement.
- Le site Web de Husky est la meilleure source d'information sur le projet, et l'information relative à l'attribution des principaux contrats est présentée dans le bulletin d'information de NOIA.

5.2.1.15 Services d'hélicoptères

Un participant aux séances d'information de St. John's voulait savoir quelle compagnie fournirait des services d'hélicoptère à la plateforme, quel type d'hélicoptère serait utilisé et s'il y aurait une mise en commun des services de transport par hélicoptère avec d'autres entreprises extracôtières.

Husky a répondu comme suit :

- Le processus d'appel d'offres pour un fournisseur de transport par hélicoptère est en cours. Le type de cellule et la possibilité d'une mise en commun des services restent à déterminer.

5.2.1.16 Dépassements de coûts

Un participant aux séances d'information de St. John's a demandé si les coûts initialement prévus pour le projet avaient changé et comment les tensions sur les coûts pourraient être atténuées dans le futur.

Husky a répondu comme suit :

- Les soumissions pour les contrats importants sont toujours en cours d'examen et il n'est pas possible de commenter les coûts prévus par rapport aux coûts réels pour le moment;
- Husky est consciente de la tension sur les coûts d'un projet de cette envergure, d'où l'importance d'une planification et d'une exécution minutieuses.

5.2.1.17 Utilisation de l'appareil de forage *West Mira*

Un participant aux séances d'information de St. John's voulait savoir si l'utilisation de l'appareil de forage *West Mira* entraînerait une diminution de l'utilisation des anciens appareils de forage extracôtiers.

Husky a répondu comme suit :

- À son arrivée, le *West Mira* deviendra la principale unité mobile de forage en mer pour nos activités dans la région, mais nous pourrons également sous-traiter des capacités de forage supplémentaires au besoin;
- À l'heure actuelle, le contrat avec la plateforme Henry Goodrich expire au début de 2015, celui avec la plateforme GSF Grand Banks doit se terminer en septembre 2015.
- Les futurs contrats de forage seront basés sur nos besoins anticipés en matière de forage, les possibilités de partage des plateformes et la disponibilité des appareils de forage, qui sont adaptés à nos conditions d'exploitation extracôtière.

5.2.2 Préoccupations en matière d'emploi

Le Conseil consultatif provincial sur la condition de la femme se dit encouragé par l'engagement de Husky à : s'efforcer d'offrir aux femmes, aux Autochtones et aux personnes handicapées un environnement de travail inclusif et adapté à leur culture; offrir des possibilités d'avancement professionnel; aider les employés à concilier leurs responsabilités professionnelles et familiales; et veiller à ce que le processus de recrutement et de sélection favorise la diversité. (PACSW)

5.2.2.1 Emploi des femmes – Information générale

La représentation des femmes dans de nombreuses catégories professionnelles (p. ex. équipages de navires, techniciens/technologues) est faible ou nulle. On reconnaît qu'il y a eu des augmentations dans certains domaines, mais qu'il y a encore du travail à faire pour accroître l'emploi des femmes dans la main-d'œuvre du projet White Rose, tant pendant la phase de construction que pendant la phase d'exploitation. (PACSW)

5.2.2.2 Objectifs d'emploi pour les femmes

Les objectifs en matière d'emploi pour les femmes sont en partie basés sur des informations obsolètes (données du code CNP de 2006). On considère que les objectifs fondés sur des informations obsolètes contribuent à perpétuer la faible participation (ou l'absence) des femmes dans de nombreuses catégories professionnelles importantes.

Cela dit, les objectifs étaient également fondés sur de récentes perspectives du marché du travail, qui reconnaissent le rôle que pourraient jouer des groupes sous-représentés, y compris les femmes, pour répondre aux demandes de main-d'œuvre futures, sur des données plus récentes portant sur les réalisations des programmes provinciaux de formation professionnelle et sur des renseignements provenant d'organismes et de groupes représentant les intérêts des femmes. Il faut tenir compte de ces perspectives et de ces résultats lors de l'élaboration d'objectifs réalistes pour les femmes.

Bien que des objectifs aient été fixés pour la phase de construction, le PACSW recommande qu'il en soit de même pour la phase d'exploitation. (PACSW)

5.2.2.3 Programme d'apprentissage extracôtier

La mise en place d'un programme d'apprentissage extracôtier pour les femmes est considérée comme un moyen d'éliminer les obstacles auxquels elles sont confrontées lorsqu'elles tentent d'acquérir de l'expérience au large. Le PACSW considère cela comme un engagement très positif de la part de Husky. (PACSW)

5.2.2.4 Possibilités de main-d'œuvre à Terre-Neuve-et-Labrador

Le chef d'entreprise du UA Local 740 Plumbers and Pipefitters s'est dit préoccupé, lors des séances d'information et sur le site Web, par la faible quantité de travaux d'installations en surface entrepris dans la province, et se demandait si les travaux de jumelage, de raccordement et de mise en service feraient appel à des travailleurs locaux.

Husky a répondu aux questions posées lors des séances d'information comme suit :

- Il n'y avait pas de chantiers disponibles dans la province pour construire le module intégré.
- Les travaux ont fait l'objet d'un appel d'offres à l'échelle internationale et à Terre-Neuve-et-Labrador, de sorte que toute entreprise désireuse de participer aux travaux pouvait le faire.
- Afin de maximiser le contenu potentiel de T.-N.-L., certaines composantes du module ont été séparées pour être fabriquées dans la province.
- On s'attend à ce que l'équipe sur le terrain raccordant l'installation en surface avec la structure gravitaire en béton soit composée principalement de l'équipe à temps plein de la plateforme, dont environ 90 % des employés sont originaires de Terre-Neuve-et-Labrador.

5.2.2.5 Programmes de formation

Un participant aux séances d'information de Placentia a demandé s'il y aurait des programmes de formation dans les installations existantes de la zone ou si de nouveaux centres seraient établis.

Husky a répondu comme suit :

> Les programmes de formation feront l'objet d'une collaboration avec l'entrepreneur travaillant sur les structures gravitaires en béton. Les programmes de formation ont pour but de répondre aux besoins immédiats du projet grâce à la main-d'œuvre locale. Il est donc difficile de déterminer quels sont ces besoins tant qu'un entrepreneur n'a pas été sélectionné. En tout état de cause, on s'attend à ce que les installations existantes soient utilisées, lorsque possible.

5.3 Modification du plan de mise en valeur

5.3.1 Gaz produit

Un participant aux séances d'information de St. John's a demandé quelle quantité de gaz serait produite et si ce gaz serait réinjecté.

Husky a répondu comme suit :

- 20 puits sur 38 seront producteurs de pétrole. Le gaz sera réinjecté pour améliorer la récupération du pétrole et servira également de source de carburant pour la plateforme. L'exploitation du gaz naturel est très importante pour Husky, mais elle n'est pas au centre du projet de prolongement de White Rose.

5.3.2 Désaffectation

Un participant aux séances d'information de St. John's a demandé si un plan de désaffectation était requis dans le cadre du processus d'approbation.

Husky a répondu comme suit :

- Notre conception comprend la possibilité de désaffecter l'installation.

5.4 Mise à jour de la notice d'impact socio-économique

5.4.1 Préoccupations sociales

5.4.1.1 Transport routier

Trois participants aux séances d'information de Placentia se sont dits préoccupés par les répercussions de la circulation sur la région :

> Comment comptez-vous accéder au chantier de la base? Allez-vous emprunter la route de Dunville ou envisagez-vous de construire une route séparée?
>
> Avez-vous effectué ou prévoyez-vous effectuer des études sur les répercussions que le projet aura sur la circulation dans la région, en particulier sur la route de Dunville? Peut-on faire quelque chose pour atténuer les effets de la circulation?
>
> Il va y avoir beaucoup de circulation à l'entrée et à la sortie du chantier de construction et les routes ici sont assez mauvaises. Allez-vous participer à des travaux routiers?

Husky Energy y a répondu comme suit :

- La route de Dunville sera utilisée.
- Aucune étude de circulation n'a été réalisée ou n'est prévue.
- La situation de la circulation à Dunville sera surveillée.
- Husky Energy ne finance pas les infrastructures municipales.

5.4.1.2 Garde d'enfants

Lorsqu'elles travaillent ou réintègrent le marché du travail, les femmes ont souvent de la difficulté à trouver des solutions de garde d'enfants abordables, fiables et flexibles. L'engagement de Husky à collaborer avec le ministère des Services à l'enfance, à la jeunesse et à la famille afin de trouver un groupe à but non lucratif approprié pour financer l'étude des problèmes de garde d'enfants des personnes travaillant sur d'importants projets de construction et les solutions possibles est fortement soutenu par le PACSW. (PACSW)

5.4.1.3 Soutien aux organismes à but non lucratif

Un participant aux séances d'information de Placentia a demandé quelle aide Husky était en mesure d'offrir aux organismes locaux à but non lucratif.

Husky a répondu comme suit :

- Chaque année, Husky soutient un certain nombre d'initiatives caritatives et communautaires dans les régions où nous vivons et exerçons nos activités.
- Nos priorités de financement en matière d'investissements communautaires sont axées sur la santé, l'éducation et les initiatives communautaires.
- http://www.huskyenergy.com/socialresponsibility/communityinvestment/default.asp fournit aux organismes toute l'information sur ce que nous finançons (et ne finançons pas) ainsi que la demande en ligne pour présenter une demande de financement.

5.5 Analyse conceptuelle de sécurité de la plateforme de tête de puits

Ce document n'a suscité aucune préoccupation ou observation.

ANNEXE B : MODÉLISATION GÉOLOGIQUE DU GISEMENT OUEST

Modélisation géologique du gisement ouest

Le personnel de l'Office a construit un modèle géologique 3D détaillé pour le gisement ouest à l'aide de la plateforme logicielle Petrel E & P (version 2013.5). Le modèle a été construit pour estimer les ressources en hydrocarbures en place et pour créer un modèle de départ pour la simulation de réservoir. Ce modèle intègre les données géophysiques, pétrophysiques, géologiques et techniques des réservoirs disponibles.

Le cadre structurel du modèle est basé sur l'interprétation des failles et des surfaces fournie par le promoteur. Le modèle est confiné verticalement par le sommet de Ben Nevis et la discordance de l'Aptien moyen, et est subdivisé par des surfaces stratigraphiques interprétées à partir des données des diagraphies de puits et des carottes. Les zones stratigraphiques ont ensuite été subdivisées en couches proportionnelles. Le modèle du gisement ouest de l'Office consiste en un nombre total de 4 149 660 cellules de grille 3D, avec une taille moyenne de 51 m x 53 m x 1,95 m pour chacune d'elles.

Les données de carottage et la documentation disponible sur la formation Ben Nevis-Avalon (BNA) ont été utilisées pour identifier les milieux sédimentaires (figure B.1) et les lithofaciès (figure B.2) dans le gisement ouest. À chaque emplacement de puits, les interprétations des lithofaciès et du milieu sédimentaire associé ont été corrélées avec les données de diagraphie dans les intervalles carottés, puis prédites à travers l'intervalle de réservoir le long de la trajectoire du puits, en fonction de la réponse de la diagraphie dans les parties non carottées. Les interprétations du milieu sédimentaire ont été mises à l'échelle au niveau du puits sur la grille 3D et le modèle a été peuplé en utilisant un algorithme de simulation gaussienne séquentielle. De même, l'interprétation des lithofaciès a été mise à l'échelle de la grille 3D. La population statistique du modèle de lithofaciès a été conditionnée au modèle du milieu sédimentaire pour chaque zone et faciès, et peuplée en utilisant une simulation gaussienne séquentielle.

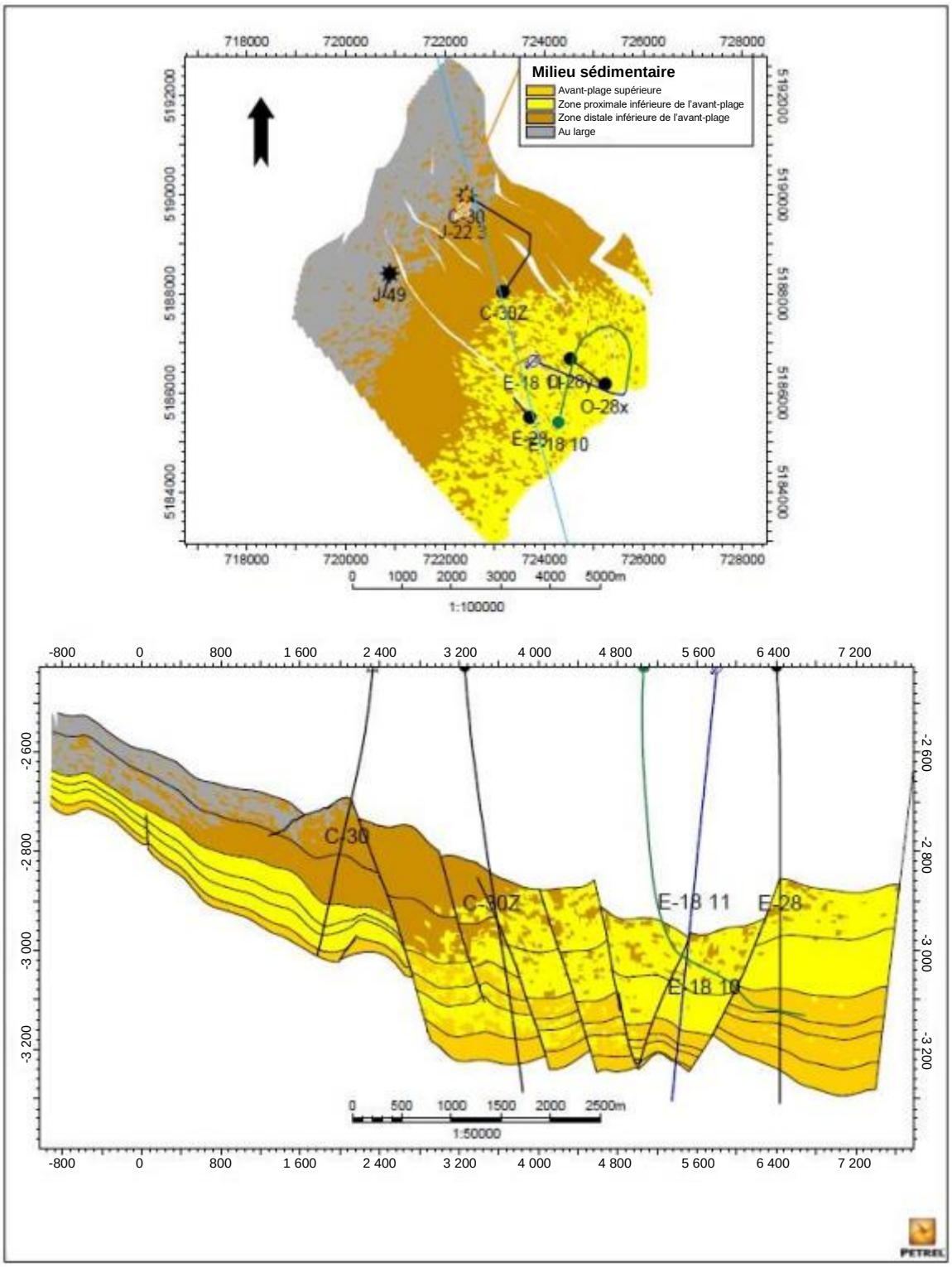

Figure B.1 : Milieu sédimentaire de la région du gisement ouest.

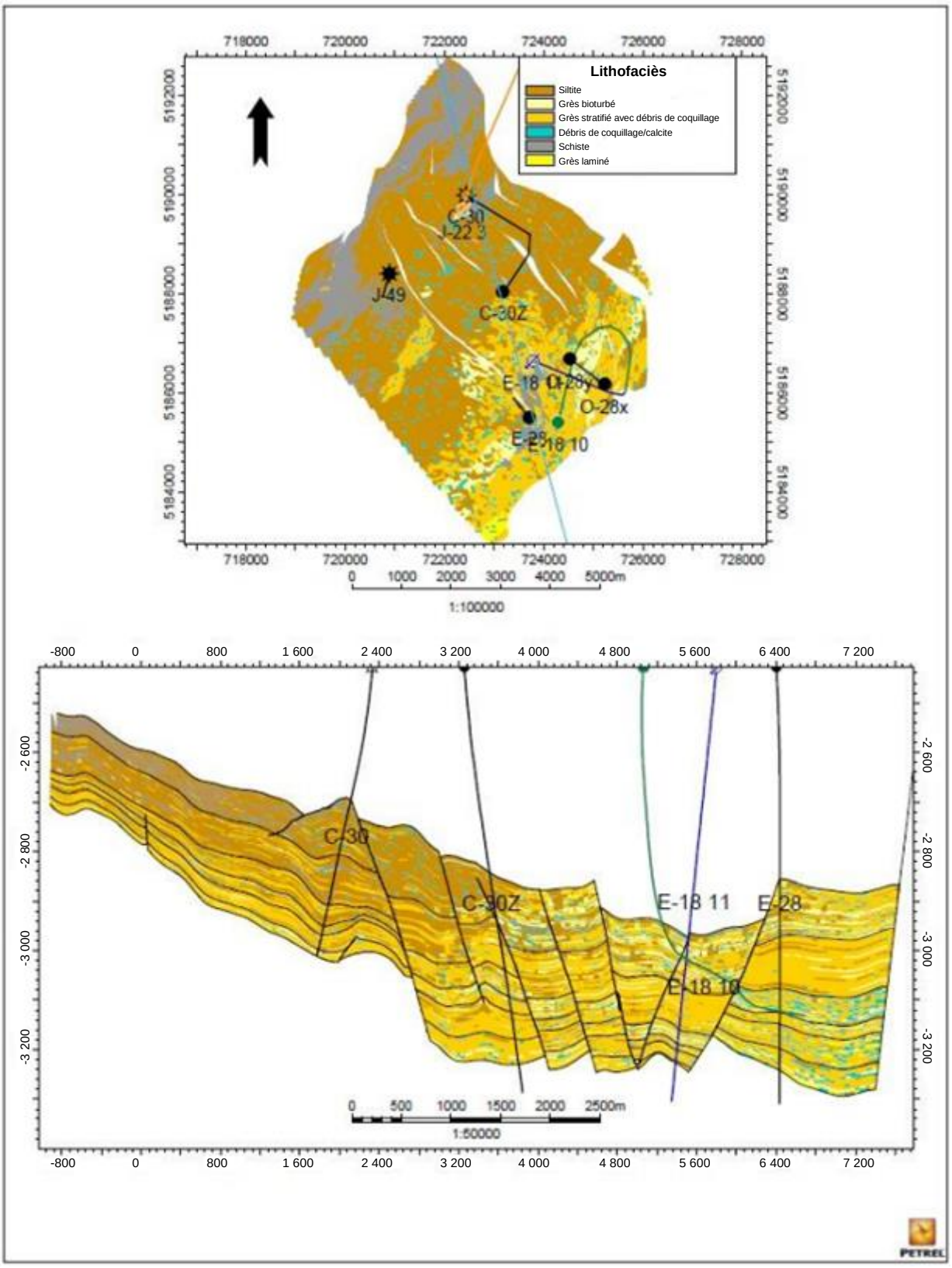

Figure B.2 : Modèle du faciès du gisement ouest.

La méthode hiérarchique appliquée au modèle du gisement ouest a permis de conditionner les populations statistiques de données pétrophysiques au milieu sédimentaire et aux interprétations de faciès. Le processus de modélisation des propriétés comprenait la mise à l'échelle supérieure de la porosité, de la saturation en eau et de la perméabilité dans la grille 3D et l'utilisation de l'analyse des données pour la distribution statistique des données par zone et par faciès (figure B.3).

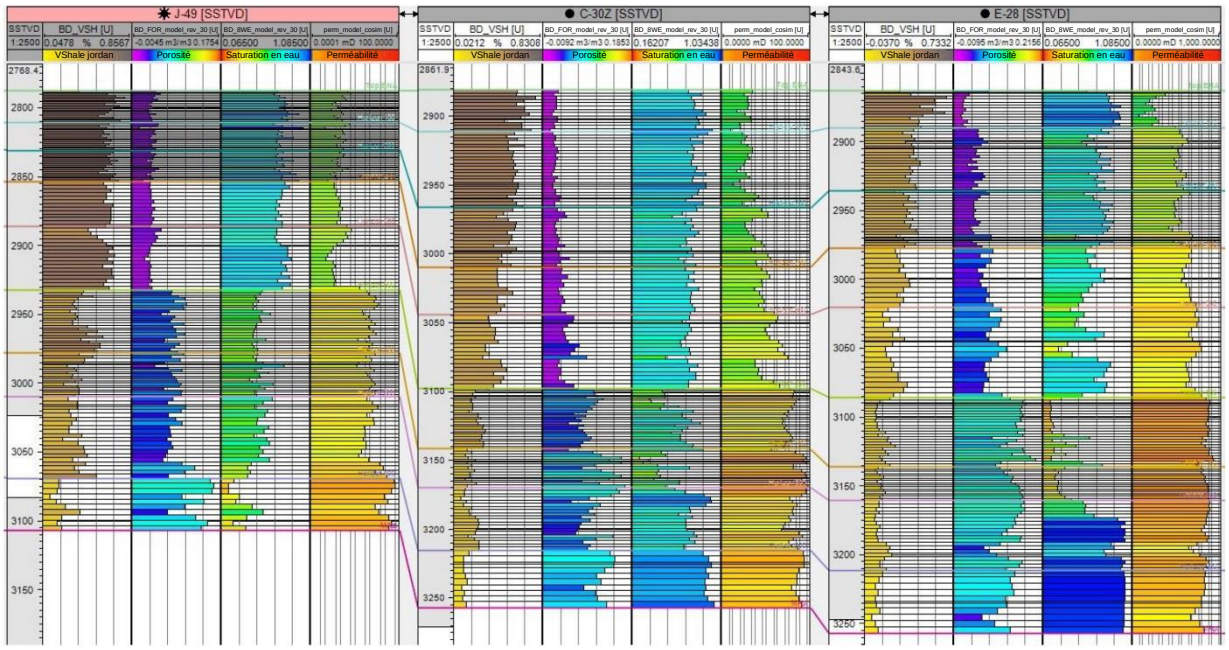

Figure B.3 : Exemple de paramètres pétrophysiques mis à l'échelle (Vsh, Φ, Sw, K) pour les puits du gisement ouest sélectionnés.

Les données de porosité à l'échelle supérieure ont été conditionnées au modèle de lithofaciès et répandues à travers la grille en utilisant une simulation gaussienne séquentielle. Les données sur la saturation en eau ont été mises à l'échelle sur la grille, distribuées à travers la grille 3D à l'aide d'un algorithme de simulation gaussienne séquentielle, et cokrigées au modèle de porosité.

Une fonction puissance a été appliquée au modèle de propriété de la porosité en utilisant le calculateur de propriété pour estimer un modèle de perméabilité. Les cellules mises à l'échelle ont été extraites du modèle de perméabilité et co-simulées avec le modèle de porosité en utilisant la méthode de cokrigeage colocalisé dans la méthode de modélisation des propriétés de la fonction aléatoire gaussienne.

Le personnel de l'Office a utilisé le modèle géologique hiérarchique déterministe ainsi obtenu comme base pour l'évaluation stochastique des ressources en hydrocarbures en place dans le gisement ouest. Plusieurs paramètres ont été modifiés au cours de l'évaluation, notamment les lithofaciès, la porosité, la saturation en eau, le processus de contraction et les contacts d'hydrocarbures (figure B.4).

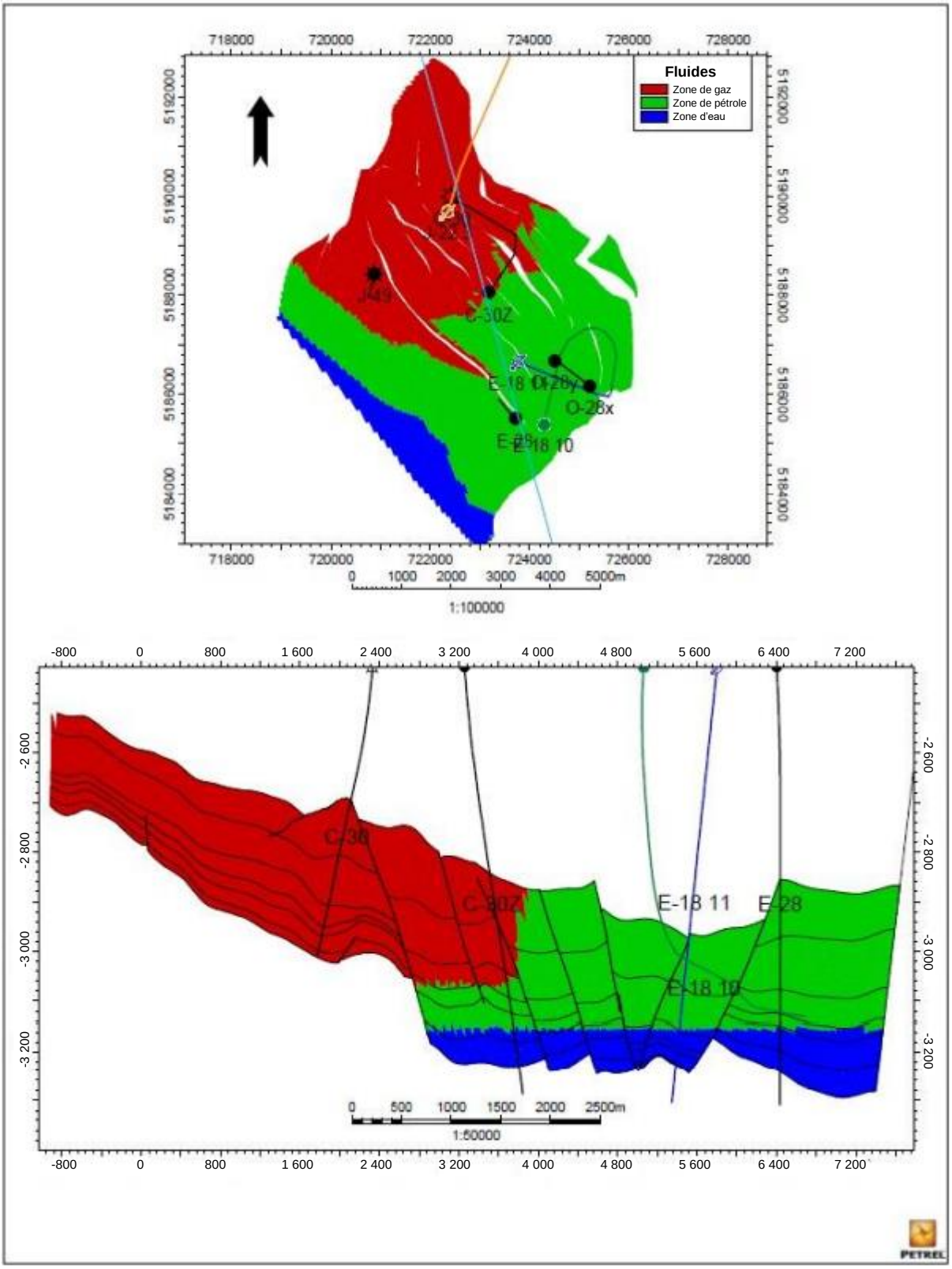

Figure B.4 : Contact des fluides dans le gisement ouest.

Le tableau B.1 présente une comparaison des estimations probabilistes des ressources en place du promoteur et du personnel de l'Office (P90 pour le scénario à la baisse, P50 pour le scénario le plus probable et P10 pour le scénario à la hausse) pour le gisement ouest. Il s'agit des volumes de pétrole en place (PEP) d'origine du réservoir de stockage, de gaz en place (GEP) d'origine (calotte de gaz) et de gaz en place (GEP) d'origine (dissous). Les cartes du volume des pores d'hydrocarbures du gaz et du pétrole sont présentées dans les figures B.5 et B.6.

Tableau B.1 : Comparaison des estimations probabilistes d'hydrocarbures en place pour la région du gisement ouest.

PEP d'origine du réservoir de stockage ($x10^6$ m^3)	**P90**	**P50**	**P10**
Promoteur	50,5	72,9	94
C-TNLOHE	118	133	151
GEP d'origine (libre) ($x10^9$ m^3)	**P90**	**P50**	**P10**
Promoteur	10,2	14,5	19,7
C-TNLOHE	19,2	21,8	24,5
GEP d'origine (dissous) ($x10^9$ m^3)	**P90**	**P50**	**P10**
Promoteur	6,1	8,7	11,4
C-TNLOHE	15	17	19

Dans l'ensemble, il y a un écart entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle du personnel. Les différences entre les estimations de PEP d'origine du réservoir de stockage et du GEP d'origine du promoteur et du personnel sont attribuées aux différentes approches de modélisation géologique et de réservoir, aux analyses pétrophysiques et aux paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Cependant, le personnel de l'Office a également réalisé un scénario de base d'évaluation volumétrique en appliquant les seuils nets à bruts (NTG) du tableau B.2. Le filtre NTG appliqué à la région des contacts des fluides (figure B.4) est illustré à la figure B.7. Les résultats du tableau B.3 sont comparables aux résultats P50 fournis par le promoteur dans la demande (tableau B.1). Les cartes du volume des pores d'hydrocarbures du gaz et du pétrole avec le NTG considéré pour la région sont présentées dans les figures B.8 et B.9.

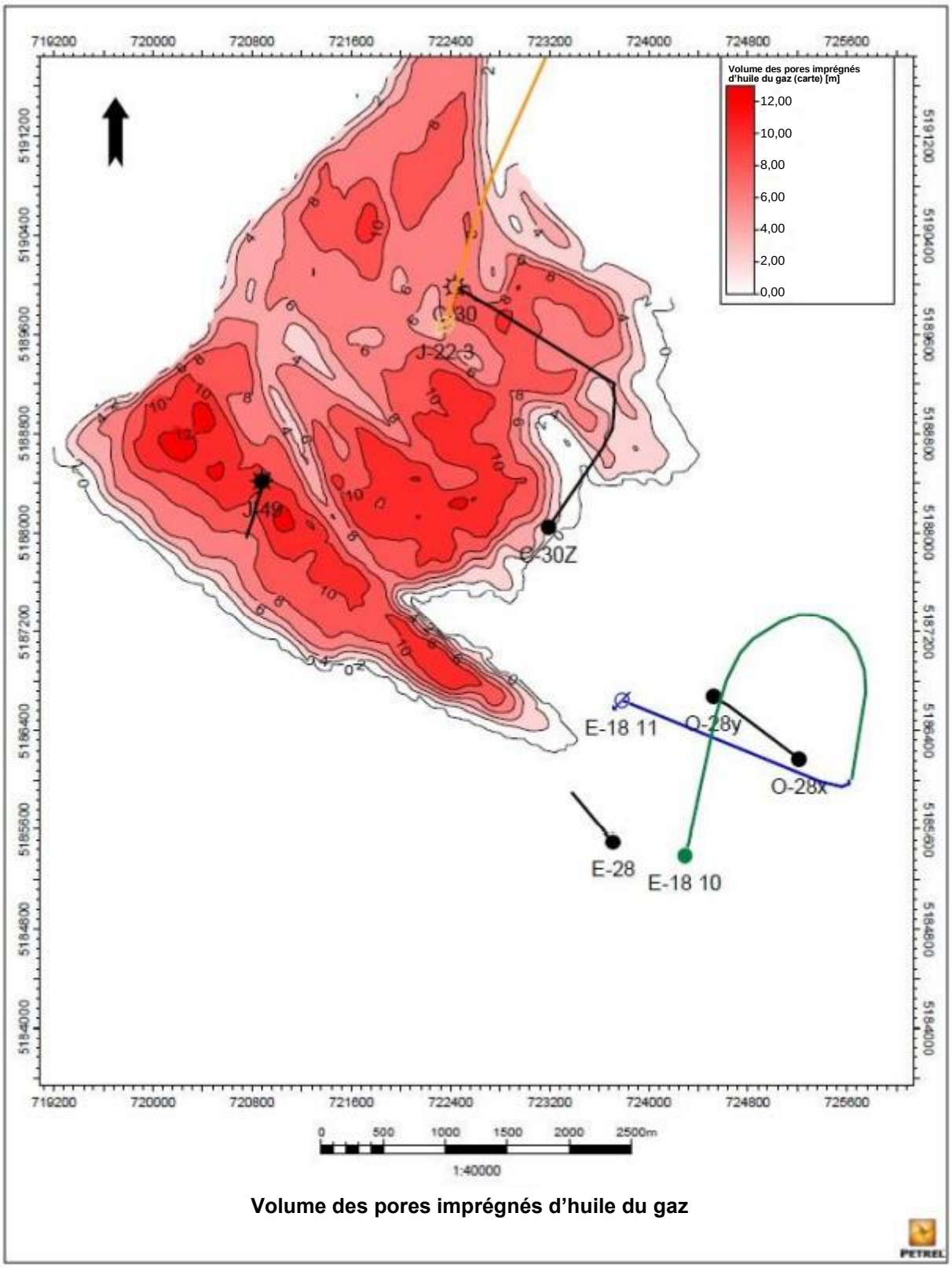

Figure B.5 : Volume des pores d'hydrocarbures du gaz dans le gisement ouest.

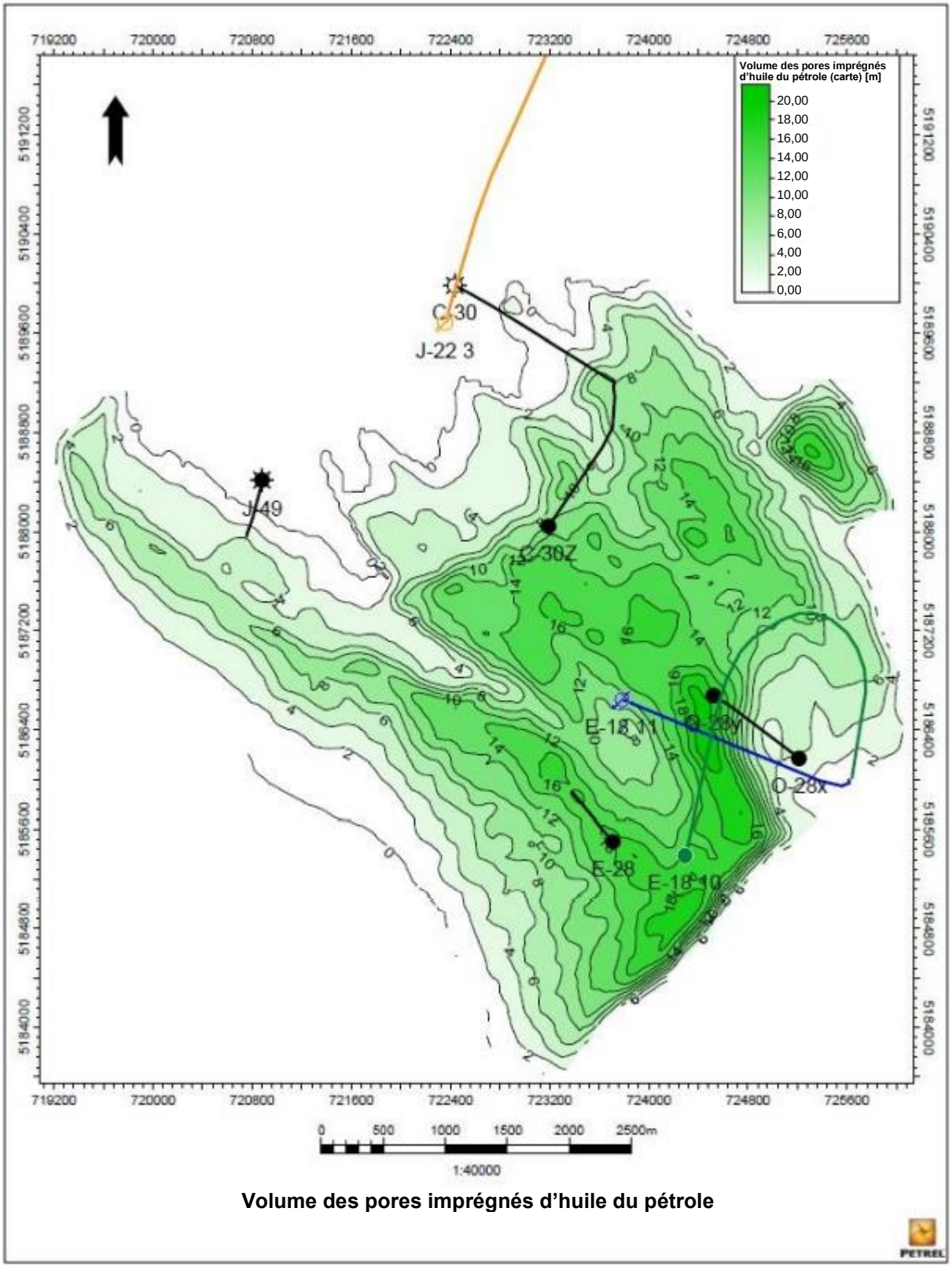

Figure B.6 : Volume des pores d'hydrocarbures du pétrole dans le gisement ouest.

Tableau B.2 : Seuils NTG appliqués à l'évaluation volumétrique du scénario de base du gisement ouest.

Seuils NTG		Vsh	Φ	Sw
Zone de gaz	Zone BNA supérieure	< 0,3	> 0,11	< 0,5
	Zone BNA inférieure	< 0,3	> 0,08	< 0,5
Zone de pétrole	Zone BNA supérieure	< 0,3	> 0,12	< 0,5
	Zone BNA inférieure	< 0,3	> 0,09	< 0,5
Zone d'eau		< 0,3	> 0,09	

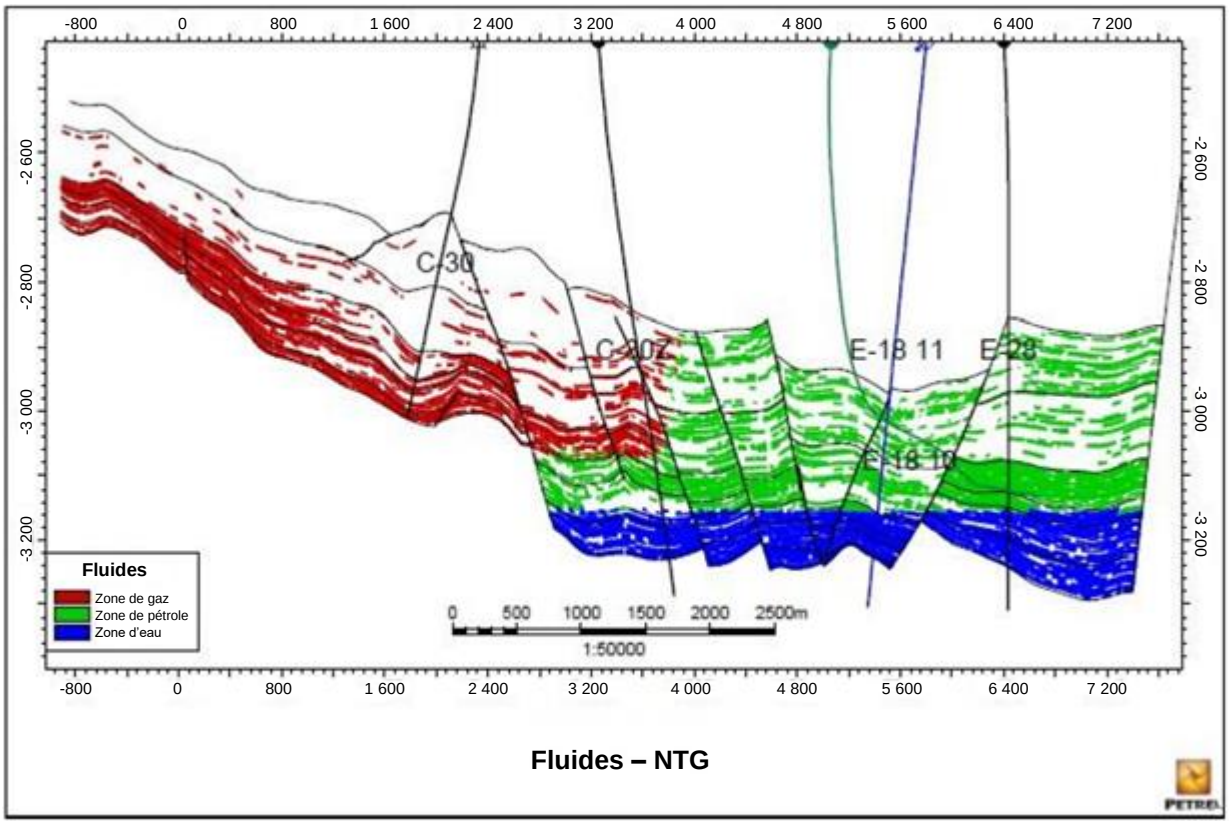

Figure B.7 : Filtre NTG appliqué à la propriété du fluide (figure B.5).

Tableau B.3 : Évaluation volumétrique du scénario de référence avec application du NTG.

Scénario de référence NTG	PEP d'origine ($x10^6$ m^3)	GEP d'origine (libre) ($x10^9$ m^3)	GEP d'origine (dissous) ($x10^9$ m^3)
C-TNLOHE	75	13,2	9,6

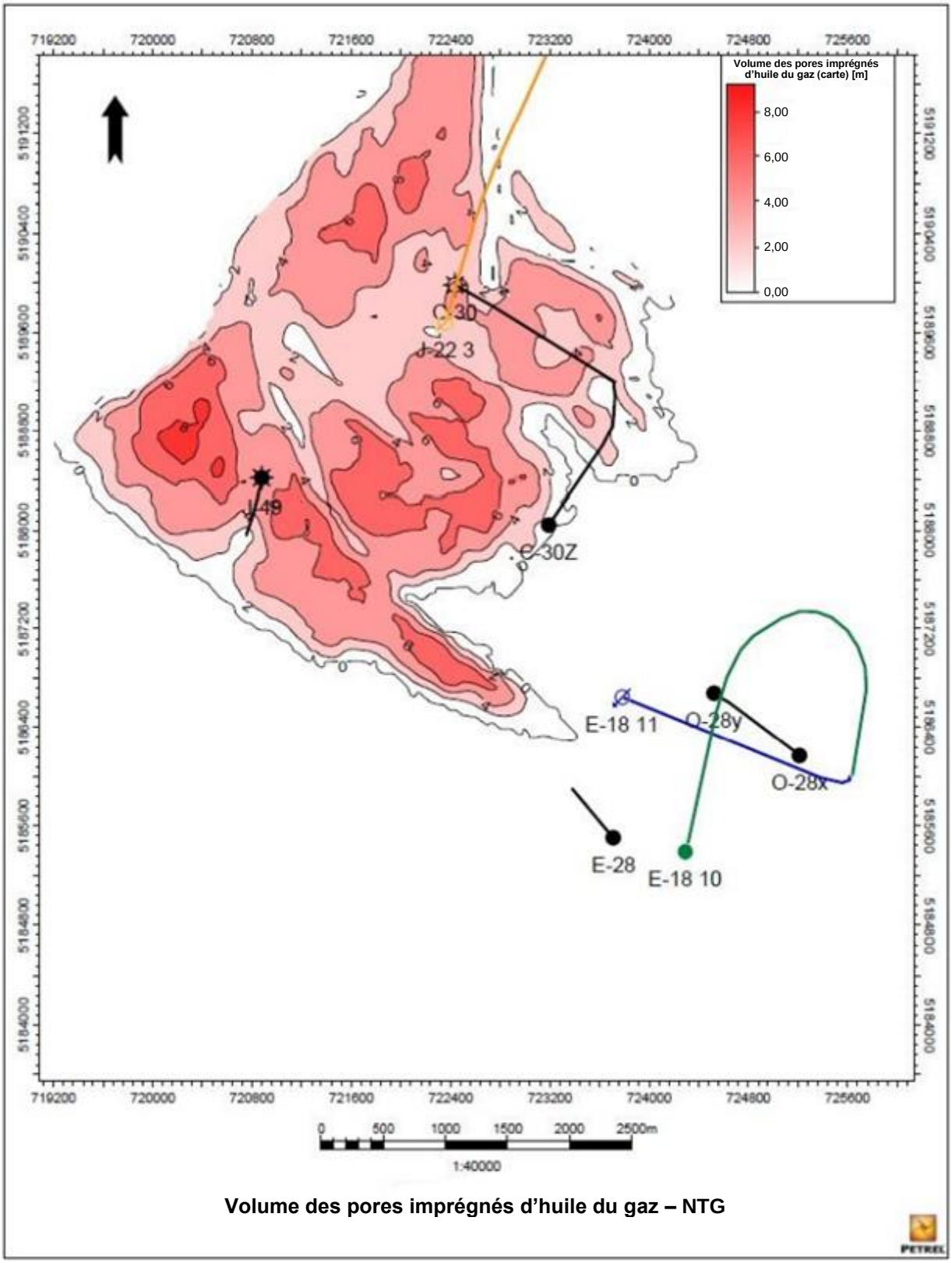

Figure B.8 : Volume des pores d'hydrocarbures (gaz) de l'évaluation du scénario de base du gisement ouest avec application du NTG.

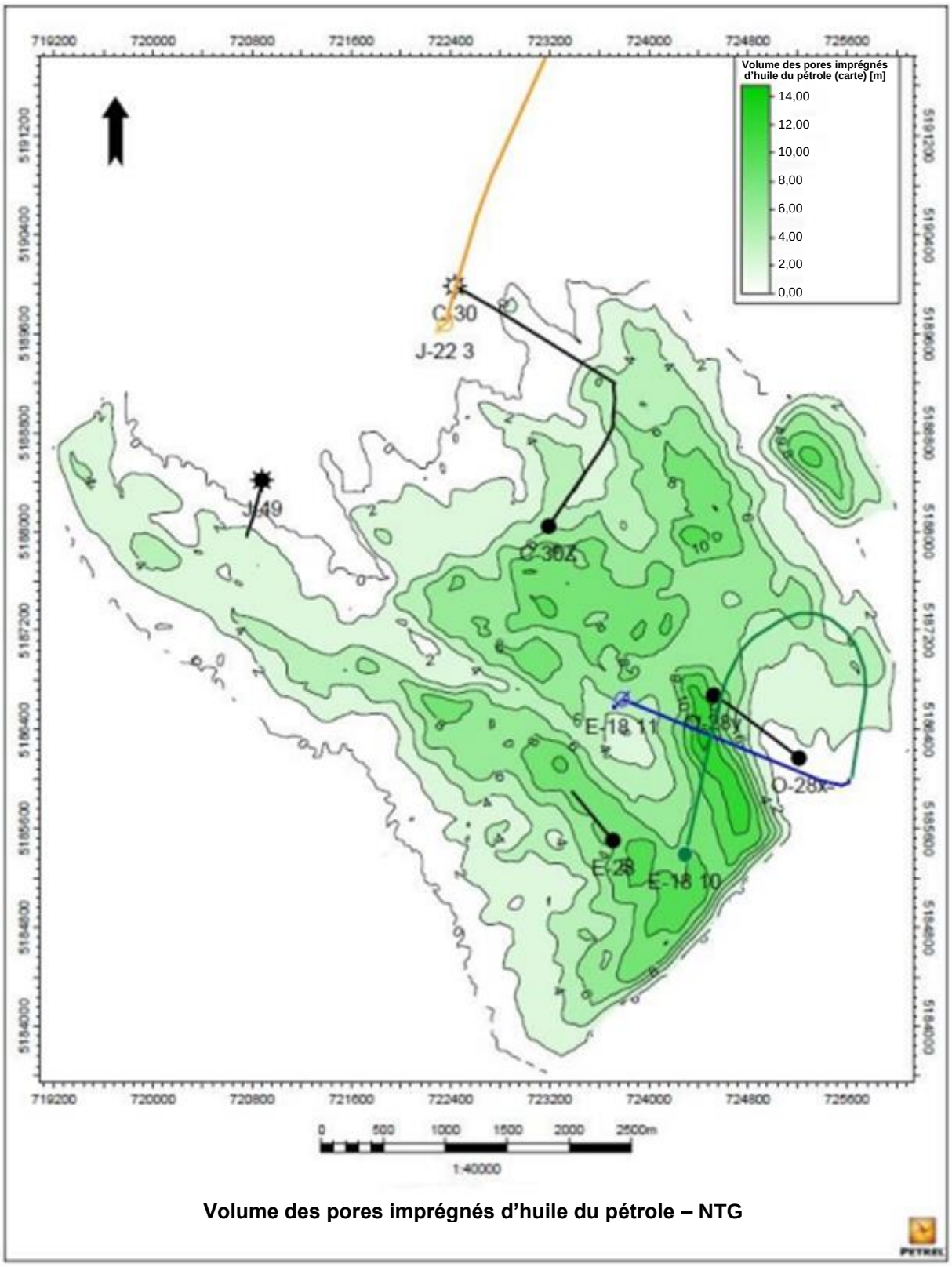

Figure B.9 : Volume des pores d'hydrocarbures (pétrole) de l'évaluation du scénario de base du gisement ouest avec application du NTG.

ANNEXE C : MODÉLISATION GÉOLOGIQUE DU GISEMENT NORD ET DES BLOCS 2 ET 5

Modélisation géologique du gisement nord et des blocs 2 et 5

Lors de l'examen de la demande de plan de mise en valeur pour le projet de prolongement de White Rose, le personnel de l'Office a construit un modèle géologique 3D détaillé pour le gisement nord, ainsi que pour les blocs 2 et 5 du gisement sud, afin d'estimer les ressources en hydrocarbures en place et de créer un modèle statique pour la simulation du réservoir. Ce modèle a intégré les données géophysiques, pétrophysiques, géologiques et techniques des réservoirs disponibles.

Le cadre structurel du modèle est basé sur l'interprétation des failles et des surfaces fournie par le promoteur vers 2009. Le modèle est confiné verticalement par la formation supérieure Ben Nevis-Avalon (BNA) et la discordance de l'Aptien moyen à la base, et il est subdivisé par des surfaces stratigraphiques interprétées à partir des données des diagraphies de puits et des carottes. Les zones stratigraphiques ont ensuite été subdivisées en couches proportionnelles. Le modèle pour le gisement nord et les blocs 2 et 5 consiste en un total de 4 532 880 cellules, avec une taille moyenne de 53 m x 51 m x 1,5 m pour chacune d'elles.

Le milieu sédimentaire (figure C.1) et les lithofaciès (figure C.2) dans le gisement nord et les blocs 2 et 5 ont été interprétés à partir de données de carottage et de la documentation disponible sur la formation BNA dans la zone de White Rose. Un total de 7 puits, comprenant 2 puits de développement et 5 puits de délimitation, ont été forés à ce jour dans cette zone. À chaque emplacement de puits, les interprétations des lithofaciès et du milieu sédimentaire associé ont été corrélées avec les données de diagraphie dans les intervalles carottés et prédites à travers les parties du réservoir le long de la trajectoire du puits en fonction de la réponse de la diagraphie dans les parties non carottées. Les interprétations du milieu sédimentaire ont été mises à l'échelle sur la grille 3D et le modèle a été peuplé à l'aide d'un algorithme de gaussienne tronquée avec tendances. Le modèle de lithofaciès a été peuplé de six types de roches par zone en utilisant la simulation d'indicateurs séquentiels, et conditionné au modèle de milieu sédimentaire.

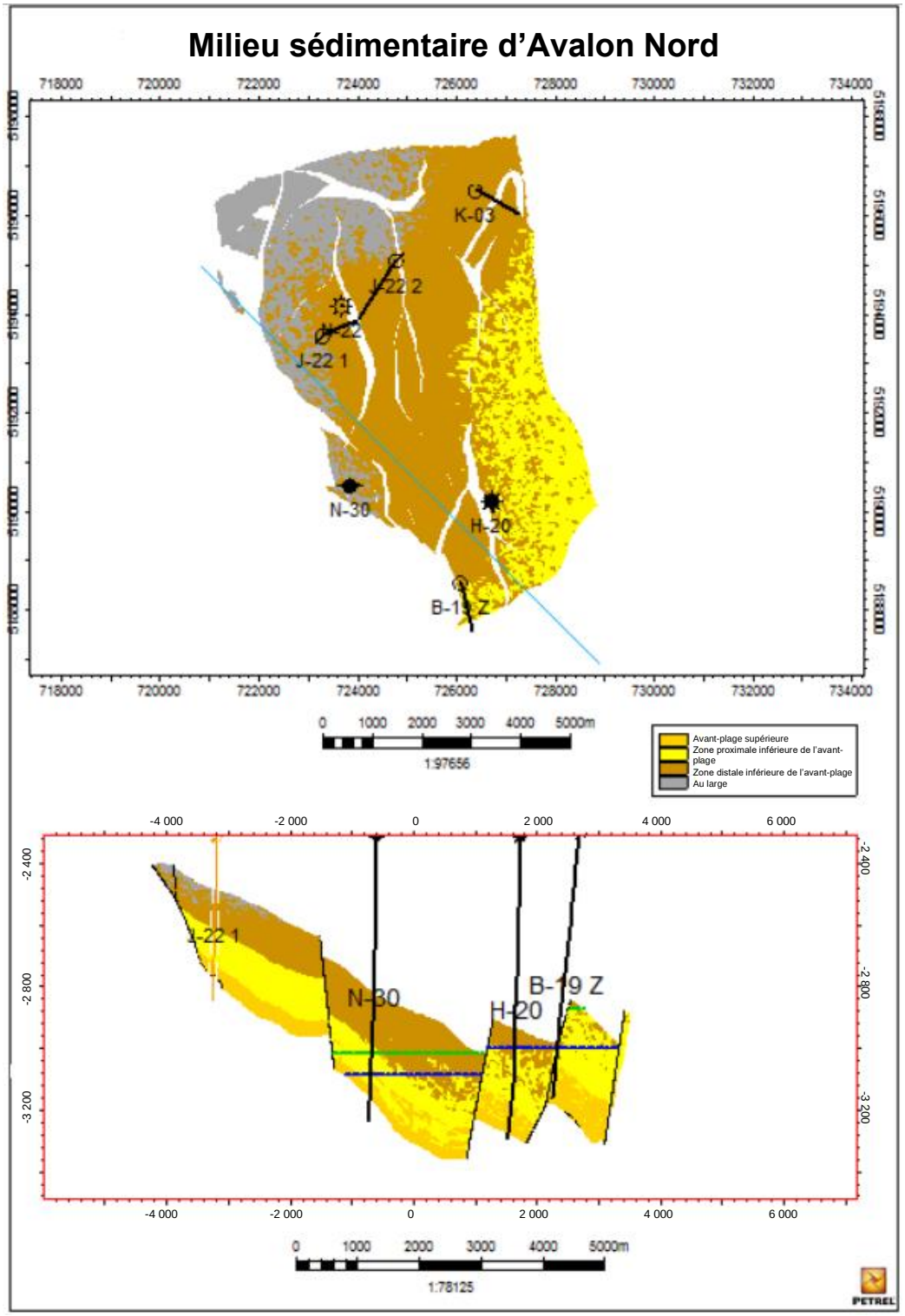

Figure C.1 : Modèle de milieu sédimentaire – région du gisement nord.

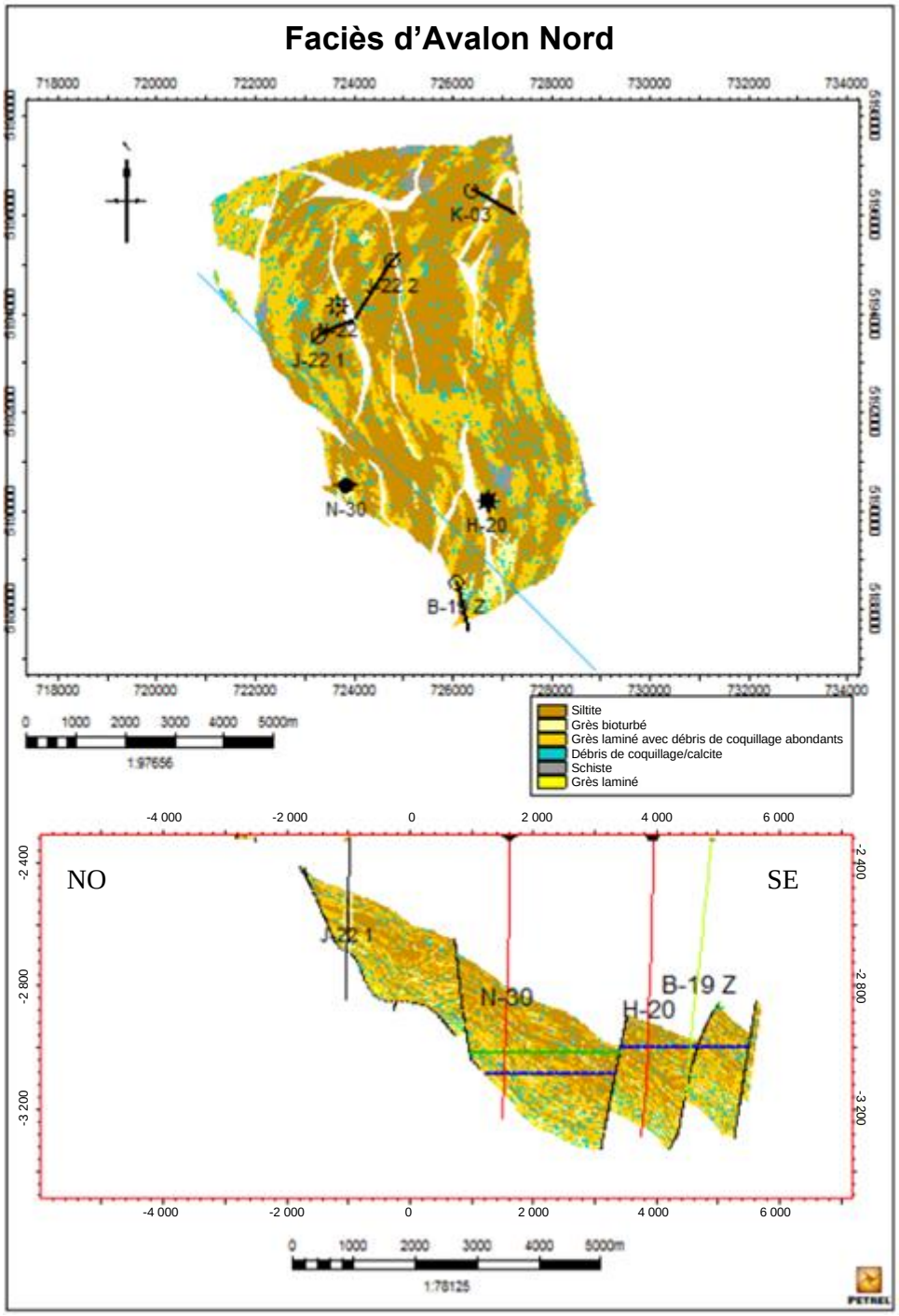

Figure C.2 : Modèle du faciès de la région du gisement nord.

Le gisement nord, ainsi que les blocs 2 et 5, ont été modélisés selon une approche hiérarchique qui a permis de conditionner les populations statistiques de données pétrophysiques au milieu sédimentaire et aux interprétations de faciès. Le processus de modélisation des propriétés comprenait la mise à l'échelle de la porosité, de la saturation en eau et de la perméabilité dans la grille 3D. L'analyse des données a été utilisée pour analyser la distribution statistique des données par zone et par faciès. Les données de porosité à l'échelle supérieure ont été conditionnées au modèle de lithofaciès et répandues à travers la grille en utilisant une simulation gaussienne séquentielle.

Les données sur la saturation en eau provenant des diagraphies de puits ont été mises à l'échelle sur la grille et distribuées à l'aide d'une analyse de données et d'un algorithme de simulation gaussienne séquentielle cokrigé au modèle de porosité (figure C.3). La perméabilité a été modélisée à l'aide de données de diagraphie de puits à grande échelle conditionnées aux faciès et réparties sur la superficie de la grille à l'aide d'une analyse de données et d'un algorithme de simulation gaussienne séquentielle cokrigée au modèle de porosité.

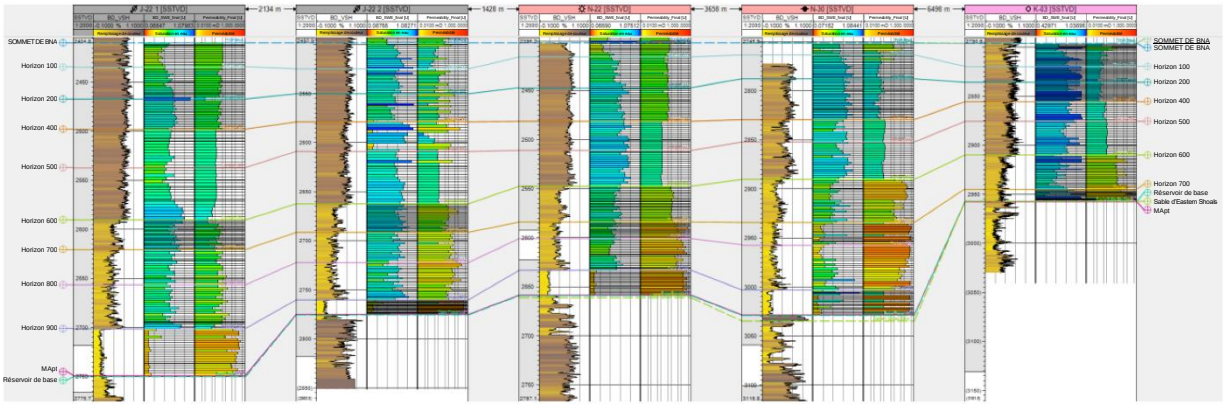

Figure C.3 : Propriétés pétrophysiques des puits de la région du gisement nord.

Le modèle du faciès de la région du gisement nord se compose de six types de roches. Chaque faciès a été réparti par zone en utilisant un algorithme de simulation d'indicateurs séquentiels. Les tendances de dépôt des faciès ont été modélisées par zone à l'aide d'un algorithme gaussien tronqué avec tendances.

Le personnel de l'Office a utilisé le modèle géologique hiérarchique déterministe ainsi obtenu comme base pour l'évaluation stochastique des ressources d'hydrocarbures en place dans les régions du gisement nord, du bloc 2 et du bloc 5 (figures C.4 et C.5). Plusieurs paramètres ont été modifiés au cours de l'évaluation, notamment la porosité, la saturation en eau et les contacts d'hydrocarbures (figure C.6).

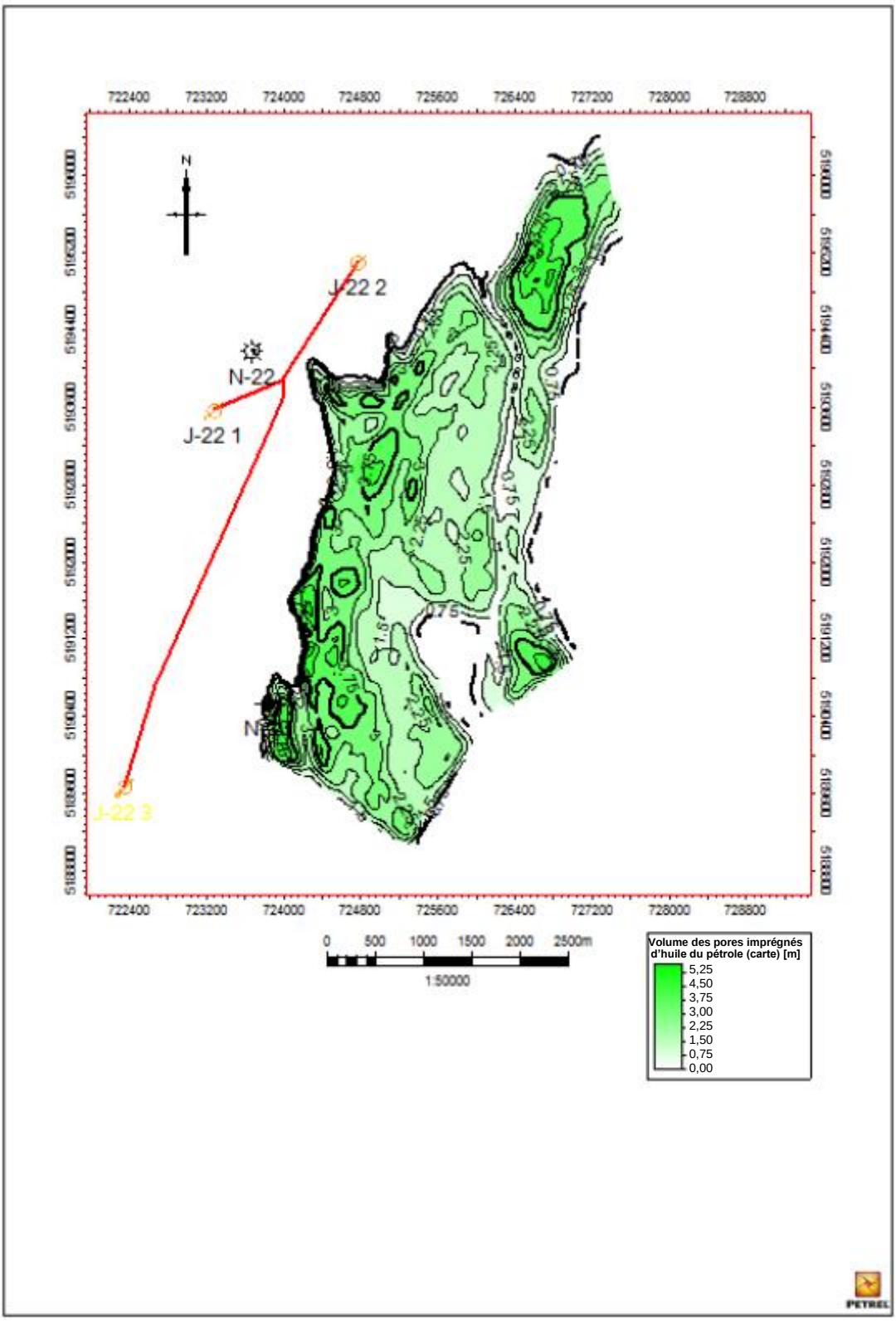

Figure C.4 : Carte du volume des pores d'hydrocarbures du pétrole, gisement nord.

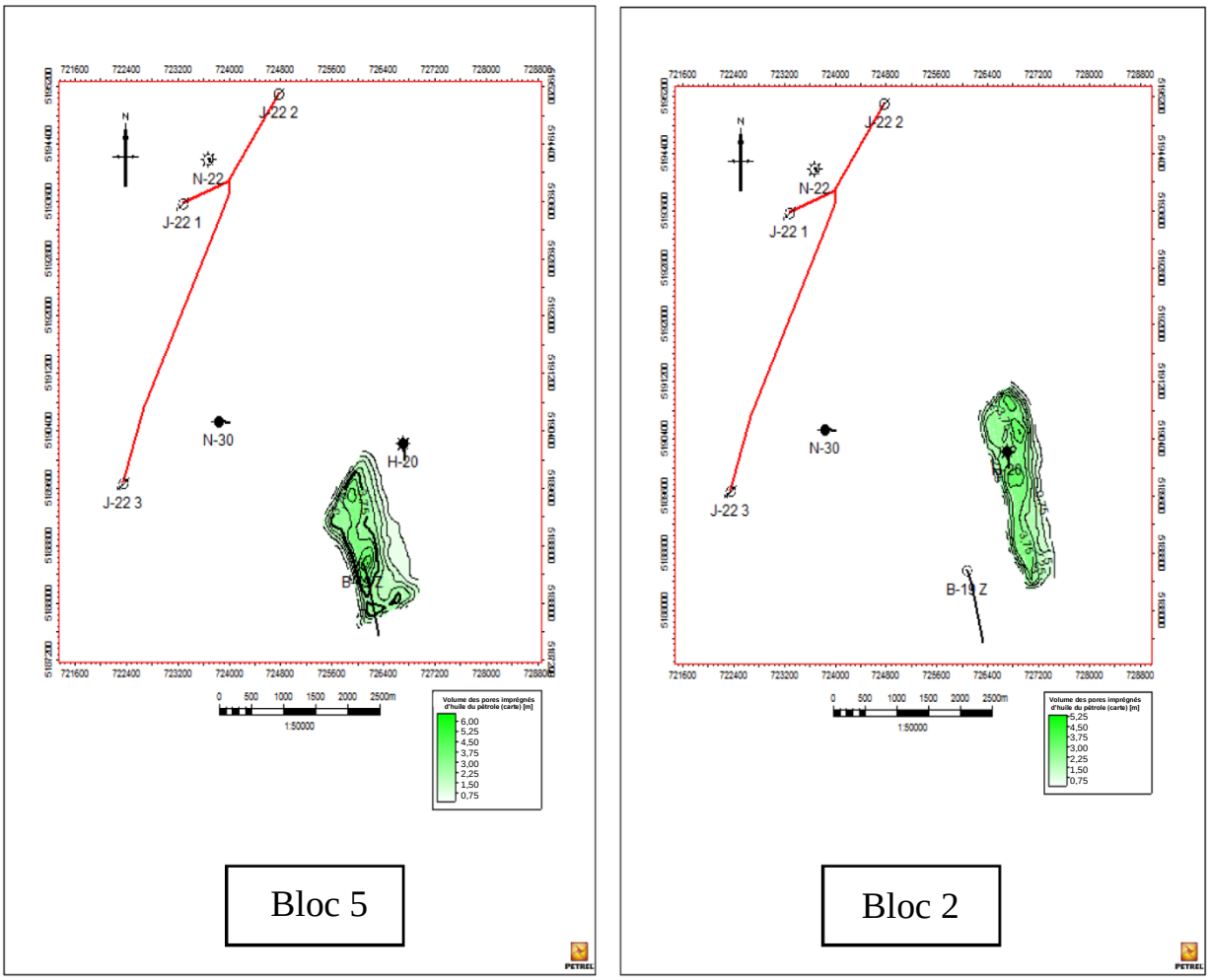

Figure C.5 : Carte du volume des pores d'hydrocarbures du pétrole, blocs 2 et 5.

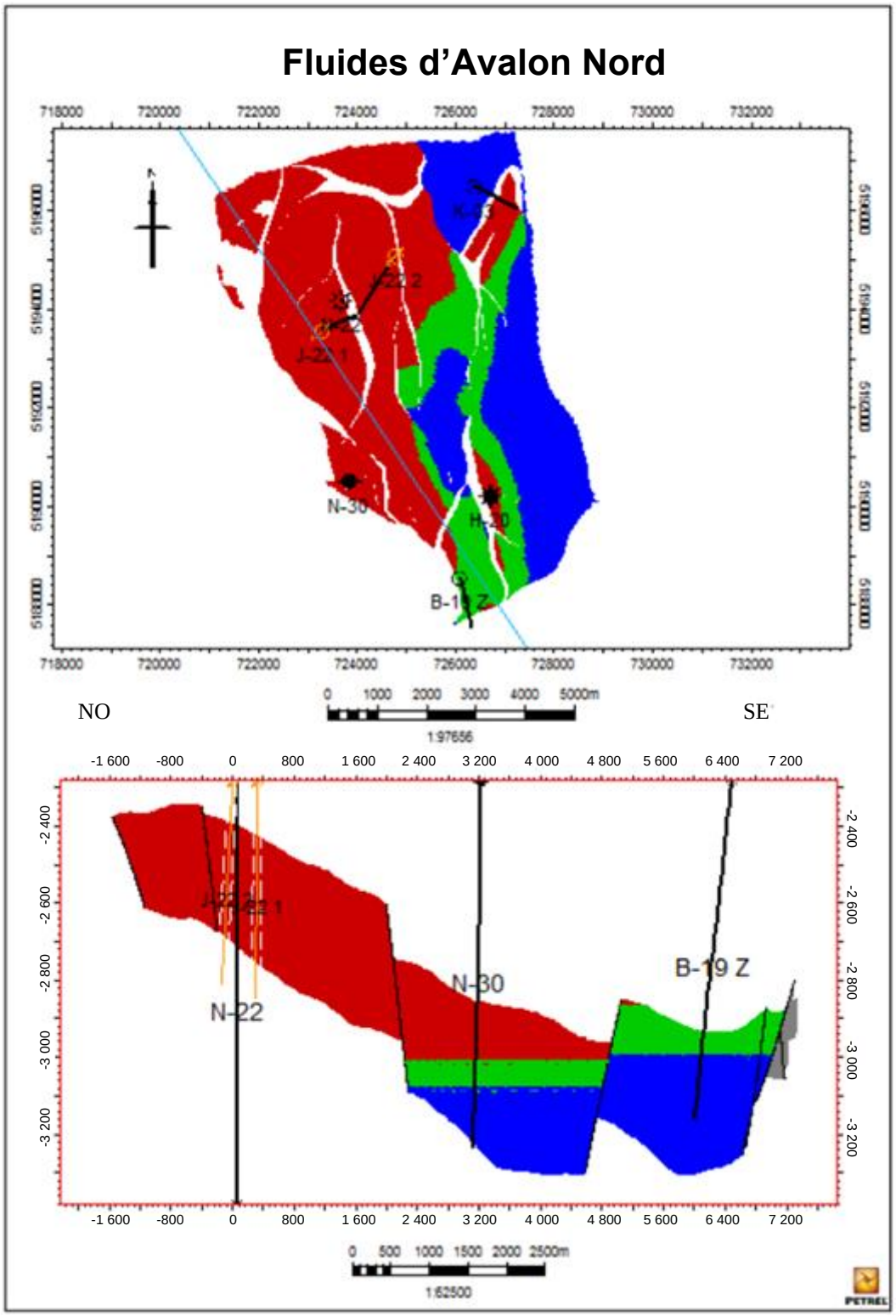

Figure C.6 : Contact des fluides dans le gisement nord.

Le tableau C.1 présente une comparaison des estimations probabilistes des ressources en place du promoteur et du personnel de l'Office (P90 pour le scénario à la baisse, P50 pour le scénario le plus probable et P10 pour le scénario à la hausse) pour le gisement nord, le bloc 2 et le bloc 5.

Tableau C.1 : Estimations du personnel concernant le pétrole en place dans le gisement nord et les blocs 2 et 5 du gisement sud.

Gisement	Unités	P90		P50		P10	
		Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE
Nord	Mb	30,2	84,9	39,0	103	50,3	125,2
	Mm^3	4,8	13,5	6,2	16,4	8,0	19,9
Blocs 2 et 5	Mb	27,7	41,5	45,4	49,6	47,2	56,6
	Mm^3	4,4	6,6	7,22	7,9	7,5	9,0

Dans l'ensemble, il y a des différences entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle du personnel de l'Office. Les différences sont attribuées aux variations des approches de modélisation géologique et des réservoirs, aux analyses pétrophysiques et aux paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Il convient de noter que l'estimation du promoteur concernant le PEP d'origine du réservoir de stockage dans le gisement nord a changé depuis la soumission de la demande de plan de mise en valeur pour le gisement ouest (2009). L'évaluation volumétrique du personnel concernant les hydrocarbures en place dans le gisement nord correspond davantage au volume en place (17,9 x Mm3) citée par le promoteur dans le rapport sur la condition 19 soumis en 2009 dans le cadre du projet pilote du gisement ouest.

L'analyse du personnel des blocs 2 et 5 du gisement sud démontre également un potentiel d'accumulation d'hydrocarbures plus important que celui présenté par le promoteur, principalement en raison des différents contacts des fluides utilisés dans le processus de modélisation concernant l'évaluation volumétrique. La modélisation géologique et l'analyse d'incertitude effectuées par le personnel de l'Office suggèrent la possibilité d'une augmentation des ressources en hydrocarbures au nord des emplacements de puits proposés pour le gisement nord.

ANNEXE D : MODÉLISATION DE SIMULATION DES RÉSERVOIRS

Modélisation de simulation des réservoirs

D.1 Modélisation de simulation du gisement ouest

Comme il est indiqué à la partie 4.5.1.7, pour l'analyse de la demande, le personnel de l'Office a créé un modèle de simulation de réservoir pour le gisement ouest à l'aide de l'échantillon de forage de Petrel Reservoir Engineering. Ce modèle a été construit à partir d'un modèle géologique statique développé par le personnel de Petrel. Le modèle géologique est fondé sur l'évaluation indépendante des données géologiques et pétrophysiques disponibles sur le gisement ouest faite par le personnel. Sur la base de cette analyse, un contact pétrole-eau de 3 155 m de PVR sous le niveau de la mer a été utilisé dans le modèle géologique, soit 15 m de plus que le contact pétrole-eau de 3 170 m du promoteur. L'interprétation du contact gaz-pétrole par le personnel dans la zone J-49 était la même que celle du promoteur.

Le modèle géologique du personnel était basé sur une interprétation structurale plus ancienne que celle utilisée pour le modèle du promoteur. Des détails sur les travaux de modélisation géologique du personnel se trouvent à l'annexe B. Les différences dans l'interprétation structurale ont posé un certain nombre de défis pour la simulation, car les grilles résultantes étaient différentes et nécessitaient l'utilisation d'emplacements de puits et de régions d'équilibre différents de ceux du promoteur.

Les propriétés de porosité, de saturation en eau, de perméabilité et de faciès utilisées dans le modèle de simulation ont toutes été générées lors du processus de modélisation géologique.

Pour minimiser les temps d'exécution des simulations, le modèle géologique de 50 m x 50 m a été mis à l'échelle pour atteindre 100 m x 100 m. Le modèle de simulation du gisement ouest qui en résulte contient 68 x 97 x 155 cellules, soit un total de 1,02 million de cellules. La figure D.1 présente une illustration de la grille à l'échelle supérieure.

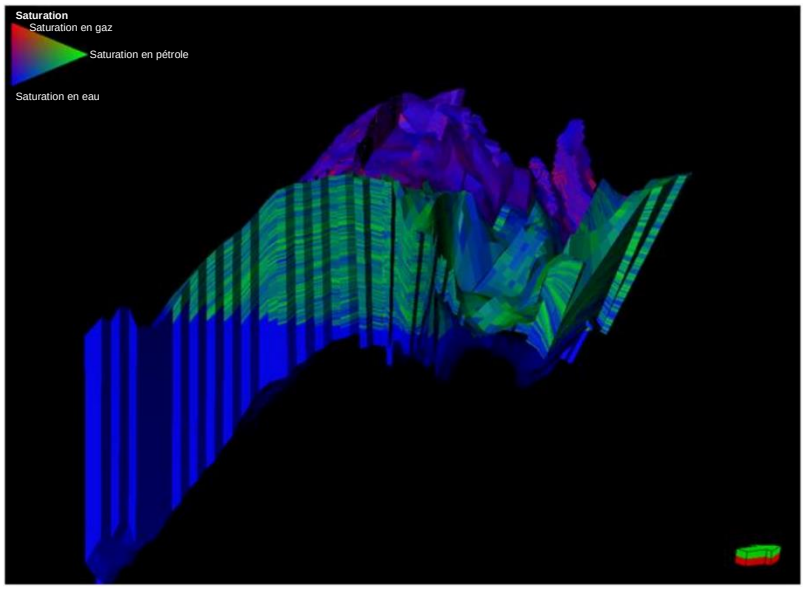

Figure D.1 : Grille de mise à l'échelle du gisement ouest du C-TNLOHE.

Les données du promoteur sur les fluides, les fonctions de perméabilité relative et la fonction de compactage de la roche ont été utilisées dans le modèle de simulation du scénario de référence du personnel. Le personnel a évalué un certain nombre de cas où les fonctions de perméabilité relative ont été ajustées, mais les fonctions du promoteur telles que présentées dans la demande ont été utilisées pour le scénario de référence du personnel.

Le modèle de base du promoteur a été établi avec trois régions d'équilibre. Comme la colonne de pétrole de la zone O-28Y (région 1) n'a pas de gaz sus-jacent, le contact gaz-pétrole a été fixé à 1 000 m de PVR sous le niveau de la mer (une profondeur au-dessus du sommet de la grille), de sorte qu'il n'y a que du pétrole au-dessus de l'eau dans cette région. Le personnel a tenté de créer des régions d'équilibre similaires à celles du promoteur, mais une correspondance exacte n'a pas été possible en raison des différences dans la structure et dans la grille. L'interprétation du personnel du contact pétrole-eau de 3 155 m de PVR sous le niveau de la mer a été utilisée pour chaque région d'équilibre du modèle. Cela différait des régions du promoteur qui utilisait un contact pétrole-eau de 3 170 m de PVR sous le niveau de la mer. La figure D.2 illustre les régions d'équilibre utilisées dans le modèle du personnel.

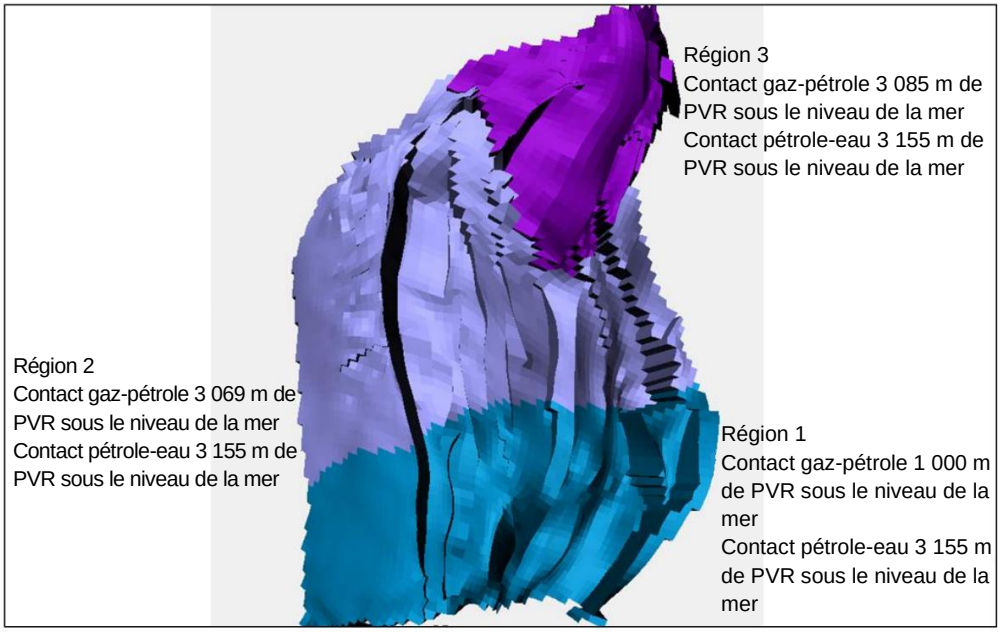

Figure D.2 : Régions d'équilibre du gisement ouest du C-TNLOHE.

Avant d'effectuer des scénarios prédictifs, le promoteur a utilisé une stratégie de développement pour faire correspondre son modèle aux données de production et d'injection observées du 5 septembre 2011 au 9 mai 2012. Des renseignements supplémentaires obtenus dans le cadre du projet pilote, tel que la nature de l'étanchéité de la faille JB18a et les paraséquences BNA325 et ciment coquillage BNA ont également été intégrés au modèle du promoteur. En raison de concordances avec les données antérieures, le promoteur a apporté des modifications aux paramètres de perméabilité du modèle et de perméabilité relative afin d'obtenir la meilleure correspondance possible. Le modèle du personnel a utilisé la stratégie de développement de concordance de données antérieures du promoteur, et divers cas ont été examinés dans lesquels le modèle du personnel apportait des modifications similaires à celles du promoteur. Le modèle du personnel a obtenu une bonne concordance avec la pression de fond de trou tout en produisant le taux de pétrole d'origine, mais n'a pas pu obtenir une concordance étroite avec le taux de liquide total. Les problèmes de concordance du taux de liquide ont été causés par la saturation en eau de la modélisation géologique du personnel qui était plus élevée que la saturation en eau du promoteur. Les contraintes de temps ont empêché tout ajustement supplémentaire du modèle et des recherches.

Le modèle du promoteur comportait deux stratégies de développement après la période de concordance de données antérieures. La première stratégie concernait la prédiction de la paire de puits du projet pilote à partir de la fin de la période de concordance de données antérieures jusqu'au 1er janvier 2017, date à laquelle on prévoyait la mise en service des premiers puits de la plateforme de tête de puits. L'autre stratégie de développement consistait à prévoir la mise en service des puits du projet pilote et des 26 puits de la plateforme entre le 1er janvier 2017 et le 1er janvier 2030. Les détails sur les contraintes et les hypothèses utilisées pour ces stratégies de développement sont présentés ci-dessous.

Puits de production

- Taux de production de liquide maximal – 2 500 m^3/j
- Taux de production du réservoir maximal – 5 000 m^3/j
- Teneur en eau maximale – 97 %
- Proportion gaz-pétrole maximale – 2 000 m^3/m^3
- Pression de fond minimale – 150 bar

Puits d'injection

- Taux d'injection d'eau maximale – 5 000 m^3/j
- Pression de fond maximale – 600 bar
- Le ratio de remplacement de porosité (VRR) varie entre 1,0 et 1,1

Échéancier

- Premier puits foré, achevé et raccordé le 01/01/2017
- 26 puits forés sur une période de 5 ans
- Programme de forage mis en œuvre dans le modèle de production intégré (IPM)

Le personnel a utilisé les stratégies de développement du promoteur et les contraintes de production, de pression, d'injection et de porosité des puits et des groupes, mais certains ajustements aux emplacements des puits ont été nécessaires. En général, les mêmes emplacements de puits ont été utilisés dans le modèle du personnel. Toutefois, en raison de différences dans l'interprétation structurelle, les régions d'équilibre, les contacts des fluides interprétés et la modélisation des propriétés, certains ajustements aux profondeurs, trajectoires et complétions des puits ont dû être effectués afin de produire des volumes de pétrole suffisants ou de réduire la production d'eau et de gaz pour certains puits. Ces ajustements ont été effectués tout en essayant de respecter autant que possible les objectifs d'unités de débit prévues par le promoteur pour les puits respectifs. Plusieurs cas de simulation ont été exécutés pour tenter de maximiser la récupération du pétrole dans le gisement. Une paire de puits, les puits PRD11B et INJ11A, a dû être considérablement modifiée et déplacée parce que l'emplacement des puits du promoteur n'intersectait pas la grille du modèle du personnel, en raison de différences dans la structure de la zone.

Le pétrole récupérable obtenu à partir du modèle de simulation du scénario de base du personnel est de 17,3 MMm^3 (108,8 Mb), ce qui est similaire à la quantité prévue par le modèle du promoteur, qui est de 16,65 Mm^3 (104,7 Mb). Toutefois, le facteur de récupération obtenu par le modèle du personnel n'est que de 14,4 %, comparativement à celui du promoteur, qui est de 24 %. Cette différence s'explique par le fait que le volume estimé de 119,7 Mm^3 (753 Mb) du PEP d'origine du réservoir de stockage dans le modèle de simulation du personnel est considérablement plus important que celui de 69,0 Mm^3 (434 Mb) estimé dans le modèle du promoteur. Le modèle du personnel aurait probablement permis d'obtenir un plus grand volume de pétrole récupérable en raison du volume beaucoup plus important de pétrole sur place, mais en raison des contraintes de temps et de l'intention de respecter autant que possible les emplacements de puits et le plan d'épuisement proposés, aucun travail supplémentaire n'a été effectué à ce sujet.

La figure D.3 présente une comparaison du taux de production de pétrole simulé et cumulatif du modèle du personnel et du modèle du promoteur.

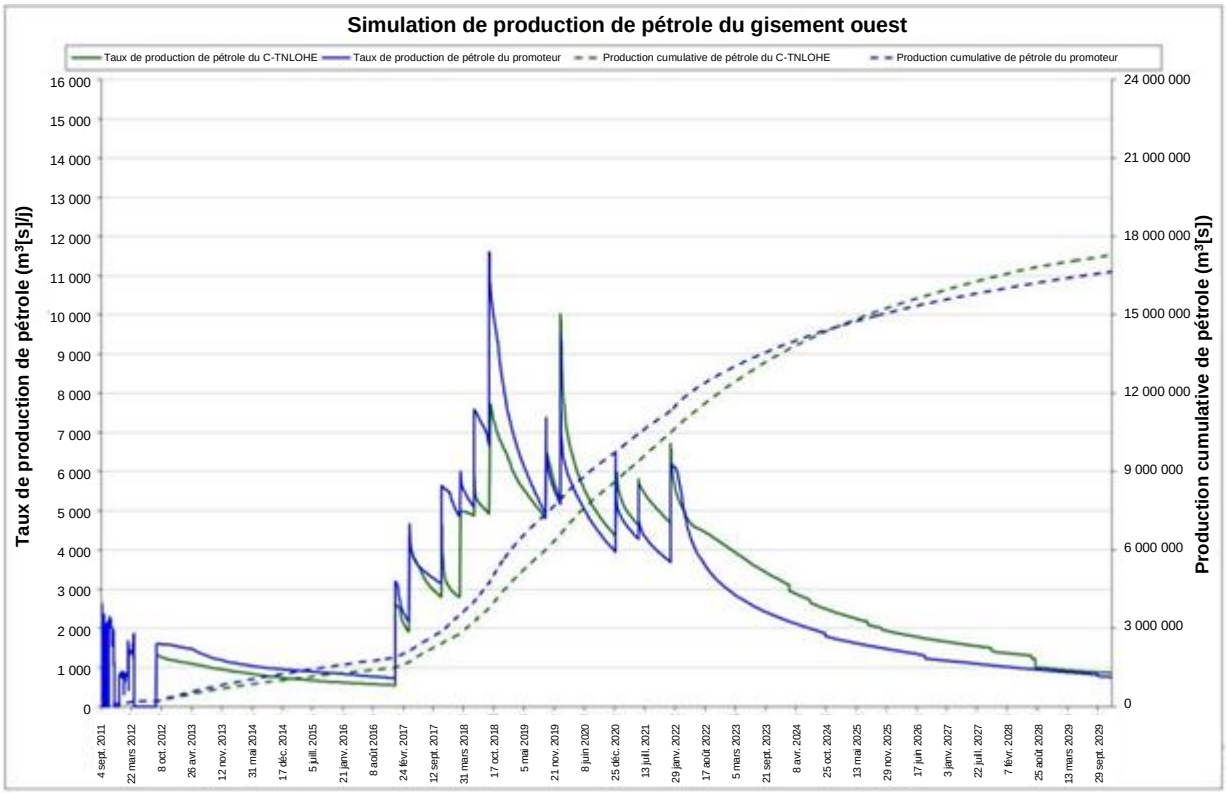

Figure D.3 : Scénario de référence pour la production de pétrole du gisement ouest du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

En raison des différences de structure et de propriétés, certains puits du modèle du personnel ont produit moins de pétrole que ceux du promoteur, tandis que d'autres en ont produit plus. La production cumulée de pétrole à partir des modèles est comparable.

La figure D. 4 compare le taux de production d'eau simulé et le volume cumulatif du modèle du personnel à celui du promoteur.

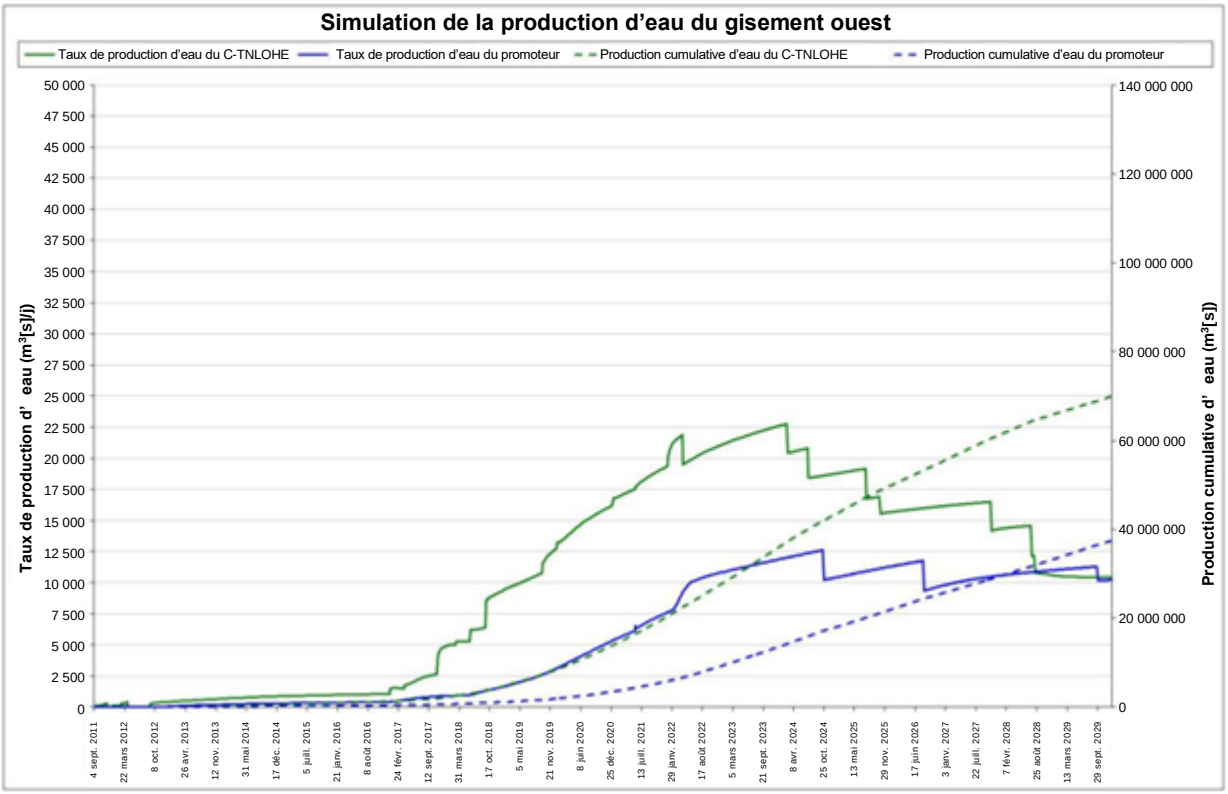

Figure D.4 : Scénario de référence pour la production d'eau du gisement ouest du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

La production d'eau du modèle du personnel est considérablement plus élevée que celle du promoteur. Cela est dû au fait que la distribution de la saturation en eau dans le modèle du personnel est plus élevée que celle du promoteur. Par conséquent, bon nombre des producteurs du modèle du personnel commencent à produire de l'eau plus tôt que les puits correspondants du modèle du promoteur. C'était le cas avec le producteur pilote E-18 10, ce qui a posé des problèmes lorsqu'on a essayé d'obtenir une bonne concordance avec les données antérieures. Une autre cause possible de la production d'eau plus élevée dans le modèle du personnel est le contact pétrole-eau de 3 155 m de PVR sous le niveau de la mer qui y a été utilisé, qui est 15 m plus élevé que le contact pétrole-eau de 3 170 m utilisé dans le modèle du promoteur.

La figure D.5 présente une comparaison du taux de production de gaz simulé et cumulatif du modèle du personnel et du modèle du promoteur.

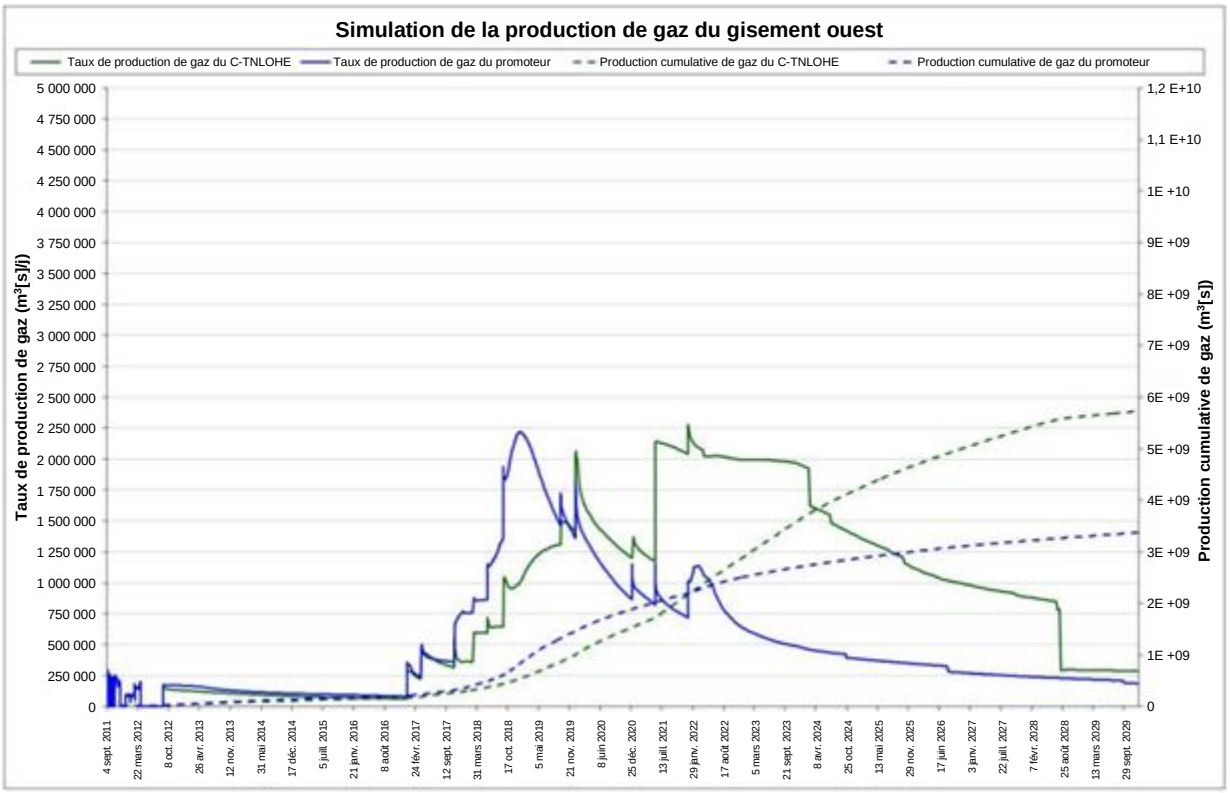

Figure D.5 : Scénario de référence pour la production de gaz du gisement ouest du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

Comme le montre la figure D.5, le modèle du personnel et celui du promoteur atteignent des sommets de taux de production de gaz similaires, le sommet de production du promoteur arrivant plus tôt, tandis que celui du personnel arrive plus tard, mais est plus prolongé. En raison de cette période prolongée, la production cumulative de gaz du personnel est plus élevée que celle du promoteur. Ces différences dans la production de gaz sont principalement attribuables aux différentes interprétations structurales utilisées pour le modèle du personnel et aux régions d'équilibre qui en ont résulté. En raison de la configuration de la région d'équilibre, la calotte de gaz du gisement ouest s'étend plus latéralement dans le modèle du personnel que dans celui du promoteur. Cela provoque une percée de gaz à partir de la calotte de gaz dans les puits producteurs les plus au nord dans le modèle du personnel, de sorte que ces puits ont des taux de production de gaz plus élevés et plus soutenus que les mêmes puits dans le modèle du promoteur. Le personnel aurait pu apporter des ajustements aux régions d'équilibre pour traiter ces questions, mais les contraintes de temps ne le permettaient pas. De légers ajustements ont été apportés aux trajectoires et aux complétions des puits, mais dans le but de respecter le plan d'épuisement proposé, aucun ajustement majeur de l'emplacement des puits n'a été effectué pour ces producteurs.

La figure D.6 compare la pression du réservoir simulée du modèle du personnel à celle du modèle du promoteur.

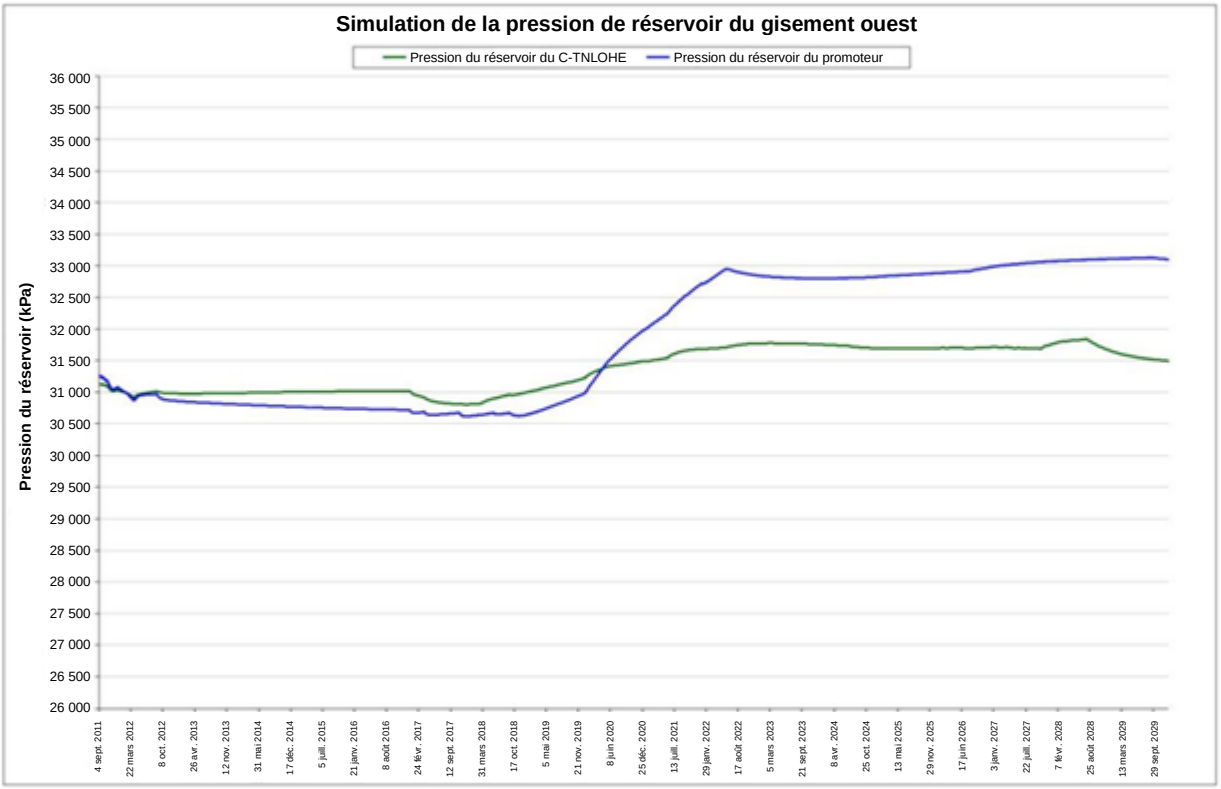

Figure D.6 : Scénario de référence pour la pression de réservoir du gisement ouest du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

La pression du réservoir simulée dans le modèle du personnel est très semblable à celle du promoteur jusqu'au milieu de l'année 2018. À ce stade, la pression du réservoir dans les deux modèles commence à augmenter avant de se stabiliser, mais l'augmentation est plus importante dans le modèle du promoteur.

D'après le modèle de simulation des réservoirs du gisement ouest du personnel et l'examen du modèle de simulation du réservoir du promoteur, on peut tirer les conclusions suivantes :

- Le modèle de simulation des réservoirs du gisement ouest du promoteur semble être une représentation raisonnable du réservoir, compte tenu des données géologiques, pétrophysiques et techniques connues.
- Le promoteur a fourni suffisamment de données techniques sur le réservoir du gisement ouest pour répondre aux exigences énoncées dans les lignes directrices du plan de mise en valeur.
- La plateforme de tête de puits proposée et les installations en surface de la *FPSO SeaRose* existantes sont jugées adéquates pour traiter la production du gisement ouest prévue.

D.2 Modélisation de simulation du gisement nord

Pour l'analyse de la demande, le personnel a élaboré un modèle de simulation indépendant du gisement nord en utilisant l'échantillon de forage de Petrel Reservoir Engineering. Le modèle a été construit à partir d'un modèle géologique développé par le personnel géoscientifique de Petrel. Le modèle géologique est basé sur une évaluation indépendante des données géologiques et pétrophysiques disponibles pour le gisement nord. Le modèle géologique a été élaboré à partir d'une interprétation structurale plus ancienne que celle utilisée pour le modèle du promoteur. Les détails des travaux de modélisation géologique du personnel se trouvent à l'annexe C.

Le modèle géologique de 50 m x 50 m du personnel couvrait l'ensemble du gisement nord et contenait 136 x 202 x 165 cellules, soit un total de 4,5 millions de cellules. Au lieu d'augmenter l'échelle du réseau à 100 m x 100 m, le réseau a été réduit pour n'inclure que les blocs faillés contenant du pétrole dans la zone du puits de délimitation N-30, comme l'a fait le promoteur. La grille de simulation du personnel contenait donc 45 x 66 x 165 cellules, soit un total de 0,49 million de cellules. La figure D. 7 illustre la grille à partir du modèle du personnel.

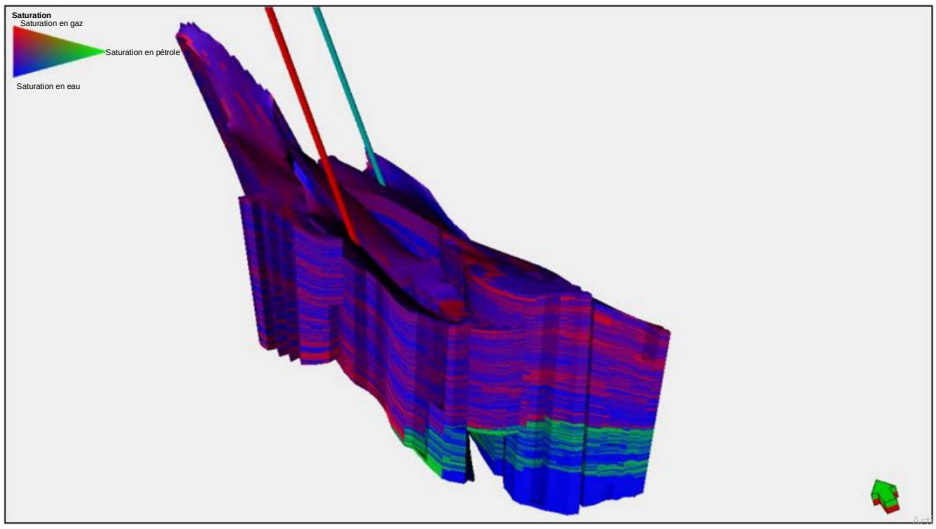

Figure D.7 : Grille du gisement nord du C-TNLOHE.

Les propriétés de porosité, de saturation en eau, de perméabilité et de faciès utilisées dans le modèle de simulation du gisement nord du personnel ont toutes été générées lors du processus de modélisation géologique.

Pour les scénarios prédictifs d'ECLIPSE, le modèle de fluide du promoteur, les fonctions de perméabilité relative et les fonctions de compactage de roches ont été utilisés dans le modèle de simulation du personnel. Le personnel a évalué un certain nombre de cas où les fonctions de perméabilité relative ont été ajustées, mais les fonctions du promoteur telles que présentées dans la demande ont été utilisées pour le scénario de référence du personnel.

Pour le scénario de référence, le personnel a également utilisé une stratégie de développement similaire à celle du promoteur avec les mêmes contraintes de production, de pression et d'injection de puits et de taux de groupe. Les détails sur les contraintes utilisées pour la stratégie de développement sont présentés ci-dessous.

Contraintes de production

- Taux de pétrole maximal – 1 500 m^3/j
- Taux de liquide maximal – 3 000 m^3/j
- Taux de rés. maximal – 6 000 m^3/j
- ALQ – 250 000 m^3/j
- Pression de fond minimale – 200 bar
- Pression minimale de la tête de colonne de production – 50 bar

Contraintes d'injection

- Taux de surf maximal – 5 000 m^3/j
- Pression de fond maximale – 580 bar
- Ratio de remplacement de porosité (VRR) – 1,0

La différence dans la stratégie de développement utilisée dans le modèle du personnel était l'emplacement du puits de production. Il n'a pas été possible pour le personnel d'utiliser le même emplacement pour le producteur que pour le promoteur, en raison de différences considérables dans l'interprétation structurelle. Par conséquent, la simulation du scénario de base du personnel a utilisé deux producteurs pour tenter d'obtenir un rendement pétrolier similaire à celui du puits de production du promoteur. Les deux producteurs utilisés étaient situés dans la zone générale du puits du promoteur, mais ils étaient placés à des profondeurs différentes dans la colonne de pétrole. Les producteurs du personnel ont également été perforés à des intervalles différents de ceux du promoteur en raison des différences dans la répartition des propriétés entre les deux modèles. Le personnel a effectué plusieurs simulations afin de déterminer le meilleur emplacement pour les producteurs. Faute de temps, l'évaluation de l'emplacement de l'injecteur d'eau n'a pas été effectuée.

Le modèle du personnel a utilisé le même emplacement pour l'injecteur d'eau proposé que le modèle du promoteur. Cela a causé des problèmes de support de pression pour le modèle du personnel, car l'emplacement de l'injecteur d'eau n'était pas optimisé pour la structure ou les propriétés dans le réseau du personnel. Faute de temps, le personnel n'a pas pu optimiser l'emplacement de l'injecteur d'eau pour le réseau.

Le pétrole récupérable obtenu à partir du modèle de simulation du scénario de base du personnel est de 0,71 Mm^3 (4,5 Mb), ce qui est légèrement inférieur à la quantité prévue par le modèle du promoteur, qui est de 0,88 Mm^3 (5,6 Mb). Cependant, le taux de récupération obtenu par le modèle du personnel n'est que de 8 %, comparativement à l'estimation de 14 % du modèle du promoteur. Cette différence s'explique par le fait que le PEP d'origine du réservoir de stockage estimé à 8,8 Mm^3 (55,4 Mb) dans le modèle du personnel est plus important que celui estimé à 6,4 Mm^3 (40,3 Mb) dans le modèle du promoteur.

La figure D.8 présente une comparaison du taux de production de pétrole simulé et cumulatif du modèle du personnel et du modèle du promoteur.

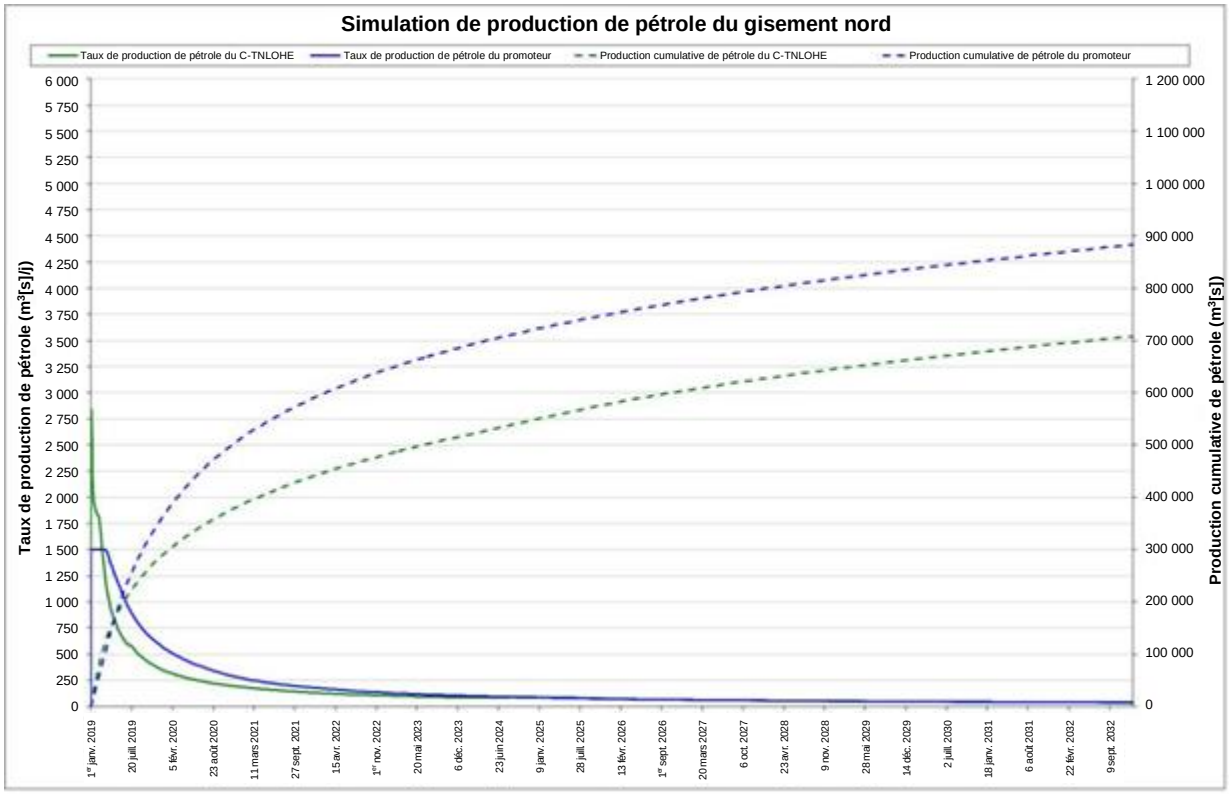

Figure D.8 : Scénario de référence pour la production de pétrole du gisement nord du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

Le taux de production initial du modèle du personnel est plus élevé que celui du promoteur en raison du puits producteur supplémentaire. Cependant, la production de ce puits diminue rapidement, car il est situé à proximité du contact gaz-pétrole, de sorte que la proportion gaz-pétrole augmente très rapidement et que la production de pétrole diminue en conséquence. La production initiale de l'autre puits producteur du personnel est similaire à celle du promoteur, mais elle diminue plus rapidement. Ce puits a été placé plus près du contact pétrole-eau que celui du promoteur, de sorte qu'il commence à produire de l'eau plus tôt, ce qui entraîne une diminution du taux de pétrole. La baisse du taux de pétrole est également influencée par le fait que l'injecteur d'eau du modèle du personnel n'est pas optimisé pour le réseau et les propriétés, ce qui fait que le support de la pression n'est pas aussi efficace que dans le modèle du promoteur.

La figure D.9 présente une comparaison du taux de production d'eau simulé et cumulatif du modèle du personnel et du modèle du promoteur.

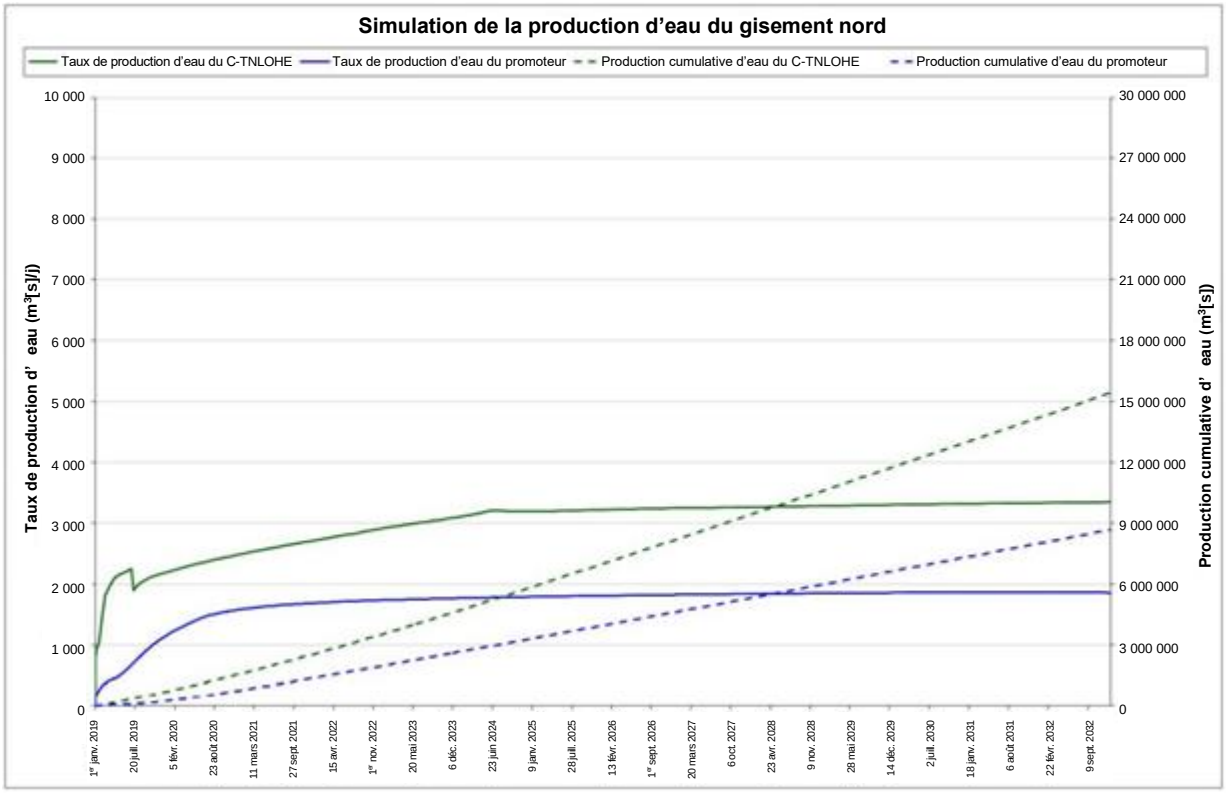

Figure D.9 : Scénario de référence pour la production d'eau du gisement nord du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

Comme l'illustre la figure D.9, le taux de production d'eau du modèle du personnel est plus élevé que celui du promoteur. Ceci est principalement dû au fait que la distribution de la saturation en eau du modèle géologique du personnel est plus élevée que la saturation en eau du promoteur. De plus, comme mentionné, le producteur principal dans le modèle du personnel était placé plus près du contact pétrole-eau que le producteur dans le modèle du promoteur. Faute de temps, le personnel n'a pas été en mesure d'étudier plus en profondeur la distribution élevée de la saturation en eau ou d'apporter des ajustements au modèle pour tenter de diminuer la production d'eau.

La figure D.10 présente une comparaison du taux de production de gaz simulé et cumulatif du modèle du personnel et du modèle du promoteur.

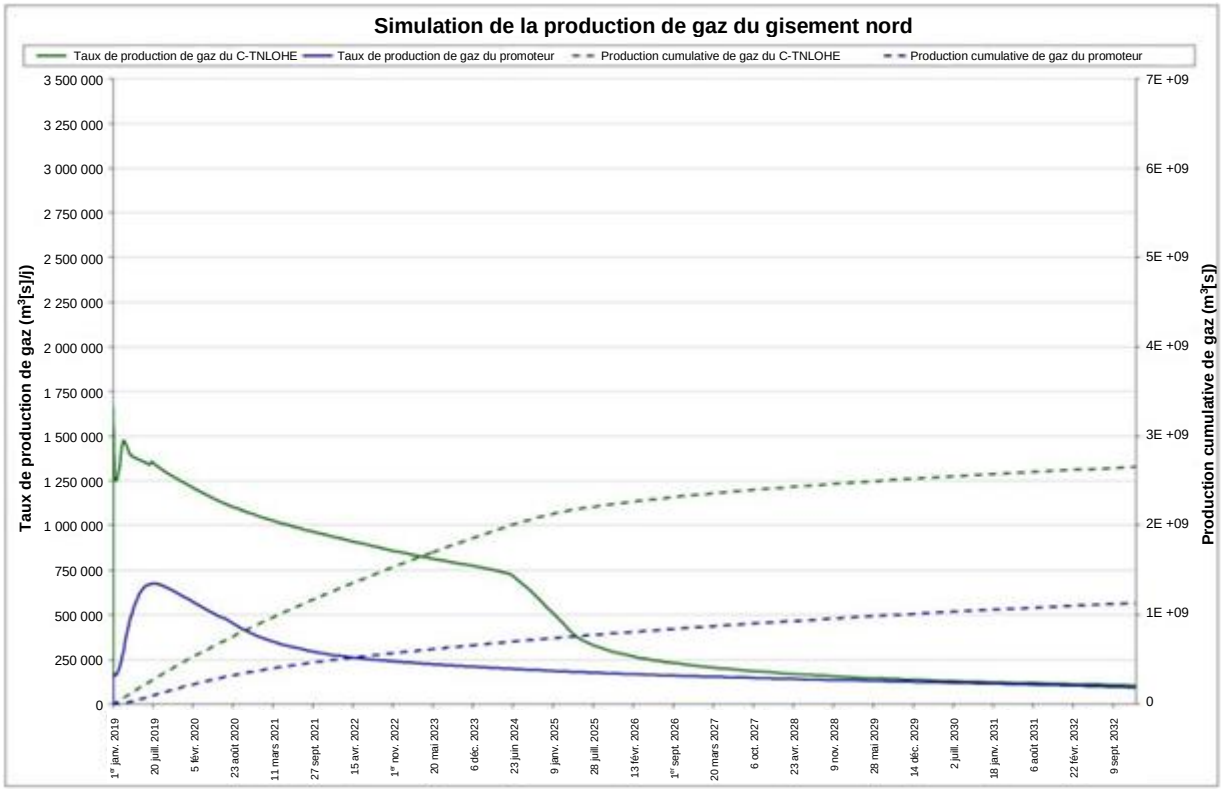

Figure D.10 : Scénario de référence pour la production de gaz du gisement nord du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

Il y a un écart important entre le gaz produit dans le modèle du personnel et celui du promoteur. Faute de temps, le personnel n'a pas été en mesure d'étudier ces écarts ou d'apporter des ajustements au modèle. Une des causes de la production de gaz plus rapide et plus élevée est l'utilisation du deuxième puits producteur dans le modèle du personnel. Dans le modèle du personnel, ce puits était situé dans un bloc faillé qui était juxtaposé plus en hauteur par rapport aux blocs faillés voisins que dans le modèle du promoteur. Par conséquent, le puits producteur utilisé par le personnel dans ce bloc faillé supérieur se situait juste en dessous de la calotte de gaz, c'est pourquoi il commence à produire de grandes quantités de gaz après le début de la production.

La figure D.11 compare la pression du réservoir simulée du modèle du personnel à celle du modèle du promoteur.

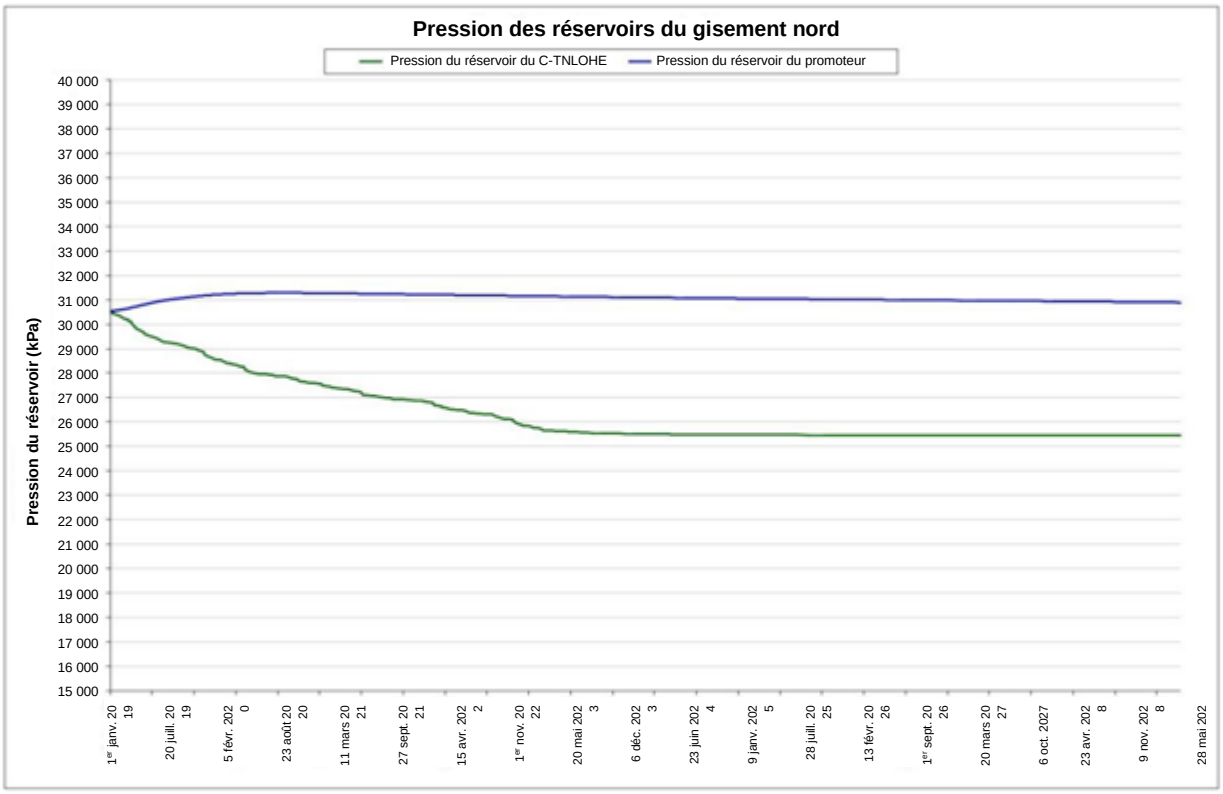

Figure D.11 : Scénario de référence pour la pression de réservoir du gisement nord du promoteur par rapport à celui du C-TNLOHE.

Comme le montre la figure D.11, la pression du réservoir dans le modèle du personnel commence à diminuer dès le début de la production, avant de se stabiliser au milieu de l'année 2024, tandis que la pression du réservoir dans le modèle du promoteur reste stable pendant toute la période de prévision. La baisse de pression dans le modèle du personnel est très probablement due au fait que l'injecteur d'eau du modèle du personnel n'est pas optimisé pour la structure et les propriétés du modèle. Ainsi, l'injecteur d'eau n'est pas en mesure de fournir un support de pression adéquat aux puits producteurs dans le modèle du personnel. Comme il l'a été mentionné, le personnel aurait voulu essayer d'optimiser l'emplacement de l'injecteur d'eau dans le modèle et étudier plus en profondeur la cause de la baisse de pression dans le réservoir, mais il n'a pas pu le faire en raison de contraintes de temps. La baisse de la pression du réservoir *dans* le modèle du personnel peut également *avoir* contribué à la production de gaz supérieure à celle du promoteur.

D'après le modèle de simulation des réservoirs du gisement nord du personnel et l'examen du modèle de simulation de réservoir du promoteur, on peut tirer *les* conclusions suivantes :

- Le modèle de simulation des réservoirs du gisement nord 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 du gisement nord pour répondre aux exigences énoncées dans les lignes directrices du plan de mise en valeur.
- La plateforme de tête de puits proposée et les installations en surface de la *FPSO SeaRose* existantes conviennent à la production prévue du gisement nord.