CANADA-NEWFOUNDLAND and LABRADOR OFFSHORE PETROLEUM BOARD

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

# DU RACCORDEMENT DU PROLONGEMENT SUD DE WHITE ROSE

**26 AVRIL 2013**

**ISBN 978-1-927098-28-8**

# Table des matières

**Page**

**1.0 OBJECTIF ..... 6**

**2.0 SOMMAIRE ..... 7**

**3.0 CONTEXTE ..... 13**

3.1 DEMANDE ..... 13
3.2 CONTEXTE HISTORIQUE ..... 14

**4.0 GESTION DES RESSOURCES ..... 18**

4.1 EXAMEN DE LA GESTION DES RESSOURCES ..... 18
4.2 STOCKAGE DE GAZ ..... 18
*4.2.1 Plan de base de la stratégie de stockage du gaz ..... 20*
*4.2.2 Autres options de la stratégie de stockage du gaz ..... 21*
4.3 EXAMEN DES MODÈLES GÉOLOGIQUE, GÉOPHYSIQUE ET PÉTROPHYSIQUE ..... 22
*4.3.1 Géologie régionale ..... 22*
*4.3.2 Géologie de White Rose ..... 23*
*4.3.3 Géologie de White Rose Sud et SWRX ..... 24*
*4.3.4 Géophysique ..... 25*
*4.3.5 Pétrophysique ..... 25*
*4.3.6 Modèle géologique de réservoir ..... 25*
4.4 PÉTROLE ET GAZ EN PLACE ..... 27
4.5 ÉTUDE DES GISEMENTS ..... 28
*4.5.1 Pression et température du réservoir ..... 29*
*4.5.2 Données des fluides ..... 31*
*4.5.3 Fluides d'injection ..... 32*
*4.5.4 Analyse spéciale de carottes ..... 32*
*4.5.5 Estimation de la saturation en eau ..... 32*
4.6 STRATÉGIE DE MISE EN VALEUR ..... 33
*4.6.1 Plan d'épuisement ..... 34*
*4.6.2 Scénario de mise en valeur du centre de forage du SWRX ..... 37*
*4.6.3 Plan de gestion des réservoirs ..... 39*
*4.6.4 Performance du champ complet ..... 41*
4.7 SIMULATION DE RÉSERVOIRS ..... 47
*4.7.1 Résultats et prévisions de la production pétrolière ..... 47*
*4.7.2 Résultats et prévisions de la production de gaz ..... 50*
*4.7.3 Résultats et prévisions de la pression du réservoir ..... 52*
*4.7.4 Autres scénarios de simulation de réservoir ..... 53*
*4.7.5 Résumé de la simulation de réservoir ..... 55*
4.8 ESTIMATIONS DES RÉSERVES ..... 56
4.9 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATION ..... 57

**5.0 SÉCURITÉ ..... 59**

5.1 PHASE DE CONSTRUCTION ET D'INSTALLATION ..... 59

5.2 FORAGE ET COMPLÉTIONS ..... 60
5.3 ANALYSE DES RISQUES ..... 60
5.4 MODIFICATIONS DES INSTALLATIONS ..... 60
5.5 PLANS ET PROCÉDURES EXISTANTS ..... 61
5.6 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS ..... 61

**6.0 EXPLOITATION ..... 63**

6.1 FORAGE ET COMPLÉTIONS ..... 63
6.2 INSTALLATION, MISE EN SERVICE ET EXPLOITATION D'ÉQUIPEMENTS SOUS-MARINS ..... 63
6.3 MODIFICATIONS APPORTÉES À L'INSTALLATION ..... 63
6.4 ANALYSE DE SÉCURITÉ ..... 64
6.5 PLANS ET PROCÉDURES EXISTANTS ..... 64
6.6 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS ..... 64

**7.0 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ..... 66**

7.1 ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ..... 66
7.2 SURVEILLANCE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ..... 67
7,3 PPE POUR LES ACTIVITÉS DE FORAGE ET DE PRODUCTION ..... 67
7.4 DÉSAFFECTATION ET CESSATION DE L'EXPLOITATION ..... 68
7.5 CONCLUSION ..... 68

**8.0 RETOMBÉES INDUSTRIELLES ..... 69**

8.1 ANALYSE ..... 70
8.2 CONCLUSION ..... 74

**Annexe**

Annexe A : Glossaire et terminologie utilisés dans les définitions des réserves et des ressources

**Liste des tableaux**

Tableau 4-1 Capacité de stockage de gaz restante (Source : modifié à partir de Husky).
Tableau 4-2 Comparaison des ressources probabilistes en place du promoteur et du C-TNLOHE, terrasse Avalon Sud et SWRX.
Tableau 4-3 Les gradients de fluide d'Avalon Sud et SWRX du promoteur.
Tableau 4-4 Contacts des gisements Avalon Sud et SWRX du promoteur
Tableau 4-5 Taux annuels moyens de production de pétrole du champ complet (Source : modifié à partir de Husky).
Tableau 4-6 Taux annuels moyens d'utilisation du gaz du champ complet (Source : Husky).
Tableau 4-7 Comparaison des estimations probabilistes des réserves du promoteur et du C-TNLOHE, zone de la terrasse Avalon Sud et de SWRX.

**Liste des figures**

Figure 3-1 : Carte de la zone de mise en valeur du projet White Rose, qui indique les emplacements des puits, les centres de forage, les limites des gisements, le champ North Amethyst et la zone de développement proposée pour le raccordement du SWRX.

Figure 3-2 : Carte de la zone de découverte importante de White Rose, qui indique les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production.
Figure 4-1 : Historique de la production de pétrole du gisement Avalon Sud de White Rose
Figure 4-2 : Emplacement des puits d'injection de gaz du centre de forage nord.
Figure 4-3 : Trajectoire proposée pour le puits d'injection de gaz J-22 4.
Figure 4-4 : Schéma de la répartition aérienne des grès de l'avant-plage et des premières failles mobiles liées aux phases initiales du dépôt du Ben Nevis. La région d'intérêt et les puits de délimitation de White Rose sont indiqués en fonction de la paléogéographie (Source : Husky, 2007).
Figure 4-5 : Partie de puits stratigraphique dans les régions d'Avalon Sud et SWRX.
Figure 4-6 : Comparaison des données de diagraphie à grande échelle de porosité et de saturation en eau
Figure 4-7 : Pression des gisements Avalon Sud et SWRX en fonction de la profondeur (Source : Husky).
Figure 4-8 : Accumulations d'hydrocarbures par rapport aux emplacements des puits de développement et de délimitation, aux gisements et aux emplacements des centres de forage.
Figure 4-9 : Coupe transversale du gisement du SWRX.
Figure 4-10 : Schéma de l'injecteur de gaz J-05 1 (Source : modifié à partir de Husky).
Figure 4-11 : Puits de développement proposés du centre de forage SWRX (Source : modifié à partir de Husky).
Figure 4-12 : Blocs faillés est et ouest dans la zone de la calotte de gaz de la terrasse sud.
Figure 4-13 : Profil de production de pétrole du champ complet (Source : Husky).
Figure 4-14 : Profil de production d'eau du champ complet (Source : Husky)
Figure 4-15 : Taux d'injection d'eau du champ complet (Source : Husky).
Figure 4-16 : Taux de liquide total du champ total (Source : Husky).
Figure 4-17 : Profil de production de gaz et d'extraction au gaz du champ complet (Source : Husky).
Figure 4-18 : Profil d'utilisation du gaz du champ complet (Source : Husky).
Figure 4-19 : Production de pétrole et cumulé d'Avalon Sud – cas de référence.
Figure 4-20 : Production de pétrole et cumulé du SWRX – scénario de référence.
Figure 4-21 : Taux de production et d'injection de gaz de Avalon Sud et production cumulative – Scénario de référence
Figure 4-22 : Taux de production et d'injection de gaz et production et injection cumulative du SWRX – scénario de référence.
Figure 4-23 : Pression du réservoir Avalon Sud – scénario de référence.
Figure 4-24 : Pression du réservoir SWRX – scénario de référence.
Figure 4-25 : Taux de production et production cumulative du SWRX – scénario de référence vs sans injection de gaz.
Figure 4-26 : Taux de production et production cumulative du SWRX – scénario de référence vs deux injecteurs d'eau.

## 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 proposée par Husky Oil Operations Limited (le promoteur) pour le projet de raccordement du prolongement sud de White Rose. Cette analyse a pris en compte les aspects de la modification du plan de mise en valeur liés à la sécurité, aux opérations, à l'environnement, à la gestion des ressources et aux retombées industrielles.

Il convient de noter que, bien qu'aucune modification du plan de retombées ne soit requise pour ce projet, l'Office a demandé au promoteur de fournir un supplément à son plan de retombées approuvé pour White Rose (décision 2001.01). L'analyse de ce supplément est fournie dans ce document.

## 2.0 SOMMAIRE

Le 2 octobre 2012, le promoteur a présenté les documents suivants à l'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) au nom de ses coentrepreneurs Suncor Energy et Nalcor Energy – Oil and Gas :

- Modification du plan de mise en valeur de White Rose – Raccordement du prolongement sud de White Rose (septembre 2012);
- Évaluation de la sécurité du concept du projet de prolongement sud de White Rose.

Les documents décrivent le plan du promoteur visant à mettre en valeur les réserves de pétrole des gisements Avalon Sud et le prolongement sud de White Rose (SWRX) grâce à un raccordement sous-marin à la FPSO SeaRose. Le pétrole récupérable total prévu dans le cadre du projet de raccordement du SWRX est estimé à environ 33 millions de barils. La stratégie d'épuisement consiste en un total de six puits de développement : deux producteurs, un injecteur de gaz et un injecteur d'eau dans le gisement SWRX, ainsi qu'un producteur et un injecteur de gaz dans le gisement Avalon Sud. La récupération secondaire du pétrole est prévue par l'injection de gaz et d'eau.

Le promoteur prévoit de raccorder le centre de forage SWRX aux conduites d'écoulement existantes pour la production, l'injection d'eau et l'extraction au gaz du centre de forage North Amethyst et du centre de forage sud. En outre, un conduit d'écoulement d'injection de gaz provenant du centre de forage nord sera raccordé directement au centre de forage SWRX. Le promoteur prévoit de commencer l'injection de gaz (en 2014) et la production de pétrole (en 2015) à partir des gisements SWRX et Avalon Sud.

Le coût total estimé de ce développement est de 1,2 milliard de dollars et on estime que 877 500 heures-personnes d'emploi seront générées dans la province à la suite du projet proposé.

Le personnel a examiné les documents ci-dessus pour en vérifier l'exhaustivité et, dans une lettre datée du 15 novembre 2012, a demandé des renseignements supplémentaires. En réponse à cette lettre, le promoteur a soumis un plan de mise en valeur mis à jour le 15 janvier 2013. Le personnel a examiné le document mis à jour et, dans une lettre datée du 4 février 2013, a informé le promoteur que le document était complet. La modification du plan de mise en valeur mise à jour (15 janvier 2013) ainsi que l'évaluation de la sécurité du concept constituent la « demande » et font l'objet de la présente évaluation.

La demande a été affichée sur le site Web du C-TNLOHE le 5 février 2013 pour une période de commentaires de 30 jours et aucun commentaire n'a été reçu.

Il convient de noter qu'en septembre 2006, le promoteur a soumis une modification au plan de mise en valeur de White Rose pour le raccordement du SWRX. La modification a été approuvée par l'Office et les deux gouvernements conformément à la décision 2007.02. Dans cette demande, le promoteur a décidé de modifier la stratégie d'épuisement en ce qui concerne le développement des gisements SWRX et Avalon Sud. Autrement dit, le plan d'épuisement des deux gisements devrait désormais inclure l'injection de gaz en plus de la production de pétrole et de l'injection d'eau. L'injection de gaz représente une nouvelle stratégie d'épuisement; l'Office a donc demandé qu'une autre modification soit soumise pour examen.

Le personnel a examiné la demande afin de déterminer si la modification proposée aurait une incidence sur les avantages, la gestion des ressources, la sécurité, l'exploitation ou les obligations et engagements environnementaux du plan de mise en valeur de White Rose (décision 2001.01).

## Retombées

Les retombées industrielles associées aux changements proposés aux plans d'épuisement des gisements Avalon Sud et White Rose Sud (et du stockage de gaz dans ces gisements) n'ont pas eu d'incidence importante sur le fondement de l'approbation par l'Office du plan de retombées de White Rose (décision 2001.01) ou de l'approbation subséquente du SWRX (décision 2007.02). Par conséquent, le promoteur n'était pas tenu de déposer une modification au plan de retombées. Il a plutôt été déterminé qu'un supplément au plan de retombées était approprié.

Le promoteur s'est engagé à exiger que la gestion du projet et les travaux d'ingénierie aient lieu dans la province et a réaffirmé son engagement à améliorer la participation de la communauté locale des fournisseurs en communiquant les possibilités de contrats et d'approvisionnement, les exigences et les spécifications de façon détaillée et en temps opportun. Pour donner suite à l'engagement du promoteur, le personnel a surveillé, et continuera de surveiller, les activités associées au contrat d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et d'installation pour les conduites d'écoulement, les tubes prolongateurs, les câbles ombilicaux, les collecteurs et l'infrastructure sous-marine auxiliaire.

En ce qui concerne l'emploi, on s'attend à ce que le promoteur respecte les principes de priorité dans son plan de retombées approuvé pour White Rose et le personnel continuera à surveiller la conformité à cet égard.

En conclusion, le personnel a déterminé que les informations fournies dans le supplément sur les retombées démontrent l'engagement continu du promoteur envers son plan de retombées pour White Rose et les conditions de son approbation et qu'il n'y a pas d'autres questions relatives aux retombées qui pourraient avoir une incidence négative sur l'examen de la demande par l'Office.

## Gestion des ressources

Le personnel a examiné les aspects de la demande relatifs à la gestion des ressources et a tiré les conclusions suivantes :

- La compréhension géologique de la région du centre de forage nord a changé par rapport au plan de mise en valeur initial de White Rose (décision 2001.01), ce qui entraîne une capacité de stockage de gaz nettement inférieure. La capacité de stockage restante devrait être remplie dès décembre 2013.

- La proposition de commencer l'injection de gaz dans le SWRX et la terrasse Avalon Sud est raisonnable, car elle atténuera les problèmes de capacité de stockage du gaz sans avoir d'incidence négative sur la production de pétrole de ces gisements.

- Il y a une bonne concordance entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle du personnel. L'estimation du promoteur concernant le PEP d'origine du gisement SWRX a augmenté de 14,5 $Mm^3$ (91 Mb) à 15,4 $Mm^3$ (97 Mb) depuis la soumission initiale de la modification du plan de mise en valeur du SWRX (décision 2007.02). L'estimation de l'Office concernant le PEP d'origine a également augmenté, passant de 13 $Mm^3$ (83 Mb) à 14,6 $Mm^3$ (91,8 Mb). Ces augmentations peuvent être attribuées à des différences dans les méthodologies de modélisation géologique et de réservoir, les analyses pétrophysiques et les paramètres variés dans l'analyse d'incertitude.

- Le promoteur a utilisé les informations géologiques et l'étude des gisements disponibles pour élaborer un modèle de simulation de réservoir raisonnable pour les régions d'Avalon Sud et du SWRX. L'analyse du personnel indique que les modèles actuels de simulation de réservoir d'Avalon et du SWRX sont suffisants dans le contexte de cette demande.

- En vertu du plan d'épuisement proposé, l'estimation du pétrole récupérable P50 du promoteur pour le SWRX a légèrement augmenté, passant de 4 $Mm^3$ (24 Mb) à 4,1 $Mm^3$ (25,8 Mb) depuis l'autorisation initiale de la modification du plan de mise en valeur en valeur du SWRX (décision 2007.02). L'évaluation du personnel a montré une légère augmentation de l'estimation du pétrole récupérable de 3,4 $Mm^3$ (21,6 Mb) à 3,5 $Mm^3$ (22 Mb). Dans l'ensemble, il y a une bonne concordance entre les réserves récupérables du personnel et celles du promoteur.

- Dans le rapport de décision concernant White Rose (décision 2001.01), les réserves récupérables P50 du promoteur pour le gisement Avalon Sud étaient estimées à 37,1 $Mm^3$ (233,4 Mb), tandis que l'estimation du personnel était de 32,9 $Mm^3$ (207 Mb). Bien qu'aucune estimation de réserve récupérable P50 n'ait été fournie dans la demande, une estimation déterministe récupérable la plus susceptible de 38,68 $Mm^3$ (243,28 Mb) a été fournie par la simulation du réservoir. Il s'agit d'une augmentation estimée à 1,51 $Mm^3$ (9,52 Mb) par rapport au plan d'épuisement uniquement par injection actuellement utilisé. Il convient de noter que l'analyse du personnel s'est concentrée sur la partie terrasse du gisement Avalon Sud. Le personnel est en train d'évaluer et de mettre à jour les chiffres de la réserve globale pour l'actif White Rose.

- Le risque le plus important pour la production dans le cadre du plan d'exploitation proposé est la percée précoce du gaz dans le gisement SWRX ou la terrasse Avalon Sud. Le promoteur prévoit d'atténuer ce risque en installant un dispositif de régulation de débit de complétion pour les puits de production proposés du SWRX. La percée de gaz dans la terrasse sud sera atténuée par une complétion intelligente dans l'injecteur de gaz, qui permettra au promoteur de contrôler l'injection de gaz dans les blocs faillés est ou ouest. Le promoteur aura également la possibilité d'injecter dans un seul des gisements si une percée précoce de gaz se produit dans l'autre.

- Le promoteur doit soumettre un plan d'exploitation mis à jour à l'approbation de l'Office avant le début de toute injection de gaz dans les secteurs du gisement Avalon Sud à l'extérieur de la terrasse sud.

- Le personnel considère que le plan de gestion des réservoirs du promoteur pour le gisement Avalon Sud est raisonnable et acceptable. Toutefois, un an après le début de l'injection de gaz dans la terrasse sud, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport d'évaluation de l'étanchéité de la faille qui sépare les blocs est et ouest. Si les données d'injection et de pression de l'injecteur de gaz indiquent que la faille est étanche, le promoteur devra demander un permis de stockage souterrain de gaz dans le bloc faillé est.

- Le personnel estime que le plan de gestion des réservoirs du promoteur pour le gisement SWRX est raisonnable. Le promoteur prévoit d'injecter du gaz pendant une période provisoire de 18 mois avant le début de la production de pétrole du gisement. Cette période de « préinjection » est nécessaire, car les conduites d'écoulement de production et l'infrastructure sous-marine connexe ne seront pas installées et mises en service dans le centre de forage SWRX avant la fin 2014 ou le début 2015. Si cette période de « préinjection » prévue se prolonge au-delà de 18 mois, le promoteur devra informer l'Office de ses plans.

- Le personnel a constaté que les installations de la FPSO SeaRose peuvent traiter de manière adéquate la production supplémentaire du plan d'exploitation proposé. La demande offre également suffisamment de souplesse pour tenir compte d'éventuels développements futurs dans le secteur SWRX, puisque le centre de forage proposé peut accueillir six puits supplémentaires si nécessaire.

Du point de vue de la gestion des ressources, le personnel recommande l'approbation de la demande sous réserve des conditions suivantes :

1. Un (1) an après le début de l'injection de gaz dans la terrasse sud, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport d'évaluation de l'étanchéité de la faille qui sépare les blocs faillés est et ouest.

2. Si la période d'injection de gaz préalable à la production de pétrole dans le gisement SWRX dure plus de 18 mois, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport détaillé de ses activités à ce jour et ses futurs plans d'injection de gaz dans le gisement SWRX.

**Sécurité**

Les risques pour la sécurité du personnel surviendront au cours des différentes phases du développement, notamment le programme de forage, le programme d'installation des conduites d'écoulement sous-marines et le programme de plongée pour raccorder les conduites d'écoulement à l'infrastructure sous-marine existante. Chacun de ces programmes nécessite une « autorisation de travail » du C-TNLOHE et une surveillance par l'autorité de certification. Une évaluation détaillée de la sécurité de chacun de ces programmes sera entreprise par le personnel de sécurité de l'Office, conformément aux processus établis qui sont fondés sur l'expérience acquise avec des autorisations de travail similaires.

En général, les activités associées à la mise en valeur proposée ne soulèvent pas de nouvelles préoccupations en matière de sécurité du point de vue du personnel, particulièrement en raison du fait que le promoteur a démontré sa capacité à exécuter avec succès de tels programmes de développement sous-marin dans le passé.

Le promoteur a mené une étude pour déterminer l'incidence sur le risque pour la sécurité du personnel, des installations et des équipements engendré par le SWRX. Les résultats de cette évaluation sont fournis dans le rapport intitulé *Évaluation de la sécurité du concept du projet de prolongement sud de White Rose, Rapport Atkins No 5113311/003-RP-01 Rév. 1.* L'analyse quantitative des risques n'a soulevé aucune inquiétude quant aux répercussions sur les niveaux cibles de sécurité indiqués pour le projet dans les études de sécurité initiales de la mise en valeur de White Rose. L'étude a permis de dégager un certain nombre de recommandations à prendre en compte au moment où le projet passe à la phase d'ingénierie détaillée et la demande décrit la manière dont le promoteur prévoit de répondre à chaque recommandation. Le promoteur sera tenu d'informer le délégué à la sécurité de l'Office des progrès réalisés dans la mise en œuvre de chacune des recommandations avant le raccordement de l'équipement.

Le personnel conclut que toutes les questions de sécurité découlant de la demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures établis. Aucun problème de sécurité n'a été relevé qui empêcherait le personnel de recommander à l'Office d'approuver la modification du plan de mise en valeur.

## Exploitation

Du point de vue de l'exploitation, le personnel a évalué l'approche du promoteur en ce qui concerne le forage et la complétion, l'installation, la mise en service et l'exploitation de l'équipement sous-marin et les modifications apportées à la FPSO et à ses systèmes.

En ce qui concerne le forage et la complétion, le promoteur a établi des systèmes et des procédures utilisés dans l'exécution des activités de forage et de complétion dans les champs White Rose et North Amethyst. Le personnel examinera les conceptions de puits, les programmes de cimentation et les programmes de forage du promoteur dans le cadre du processus d'examen de l'approbation de forer un puits.

Actuellement, les champs White Rose et North Amethyst sont exploités à l'aide de la technologie sous-marine. Le promoteur propose d'utiliser la même approche de développement pour le SWRX; par conséquent, l'installation, la mise en service et l'exploitation de l'équipement sous-marin utiliseront des châssis de guidage et des systèmes de têtes de puits semblables à ceux de ces deux champs. Cette approche ne soulève pas de nouvelles préoccupations en matière de sécurité d'exploitation, car le promoteur a démontré sa capacité à mettre en œuvre avec succès de tels programmes.

Aucune préoccupation opérationnelle qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande n'a été soulevée. Les activités liées à cette demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures de sécurité déjà en place pour les champs White Rose et North Amethyst.

## Environnement

Le personnel a examiné la demande pour déterminer si elle soulevait des préoccupations environnementales qui n'avaient pas déjà été évaluées dans le cadre du projet White Rose. La construction d'un nouveau centre de forage pour le SWRX, l'installation d'équipement sous-marin et le raccordement de la FPSO SeaRose ont été évalués dans le cadre de l'évaluation environnementale préalable des nouveaux centres de forage réalisé en 2007. Cette évaluation a permis de conclure qu'avec l'application de mesures d'atténuation, la mise en œuvre d'un programme de suivi et le respect des directives pertinentes du C-TNLOHE, il est peu probable que le projet ait des effets environnementaux négatifs importants. Le projet, tel qu'il est décrit dans la présente modification du plan de mise en valeur, est conforme à la portée géographique et à la description des activités du projet évaluées précédemment en 2001 et en 2007. Aucune autre évaluation n'est requise pour la construction du centre de forage excavé, l'installation de l'équipement sous-marin et des raccordements, ainsi que le forage et la complétion des puits à cet endroit.

Il convient de noter que le *Rapport d'étude approfondie pour le champ pétrolifère White Rose*, achevé en 2001, prévoit une production jusqu'en 2020. Le promoteur devra résoudre ce problème de portée temporelle en modifiant ses documents d'évaluation environnementale avant que le C-TNLOHE n'autorise une activité après 2020.

Le personnel a conclu qu'il n'y avait aucune préoccupation environnementale qui l'empêcherait de recommander l'approbation de la demande.

En conséquence, le personnel recommande ce qui suit :

L'Office approuve la demande sous réserve des conditions suivantes :

1. **Un (1) an après le début de l'injection de gaz dans la terrasse sud, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport d'évaluation de l'étanchéité de la faille qui sépare les blocs faillés est et ouest.**

2. **Si la période d'injection de gaz préalable à la production de pétrole dans le gisement SWRX dure plus de 18 mois, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport détaillé de ses activités à ce jour et ses futurs plans d'injection de gaz dans le gisement SWRX.**

# 3.0 CONTEXTE

## 3.1 Demande

Le 2 octobre 2012, Husky Oil Operations Limited (promoteur) a présenté les documents suivants à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (Office) au nom de ses coentrepreneurs Suncor Energy et Nalcor Energy – Oil and Gas :

- Modification du plan de mise en valeur de White Rose – Raccordement du prolongement sud de White Rose (septembre 2012);

- Évaluation de la sécurité du concept du projet de prolongement sud de White Rose.

Le personnel a examiné les documents susmentionnés pour en vérifier l'exhaustivité et a constaté que le document de modification du plan de mise en valeur de septembre 2012 était incomplet. Dans une lettre datée du 15 novembre 2012, le personnel a demandé des renseignements supplémentaires. Le 15 janvier2013, le promoteur a soumis un document de plan de mise en valeur mis à jour, intitulé « Modification du plan de mise en valeur de White Rose – Raccordement du prolongement sud de White Rose (15 janvier 2013) », qui aborde les questions soulevées dans notre lettre du 15 novembre. La réponse du promoteur aux commentaires du personnel se trouve à l'annexe I du document mis à jour. Le personnel a examiné ce document pour s'assurer que nos commentaires étaient suffisamment pris en compte et, dans une lettre datée du 4 février 2013, a informé le promoteur que les documents étaient complets.

La mise à jour du plan de mise en valeur datée du 15 janvier 2013 et le document d'évaluation de la sécurité du concept constituent la « demande » qui fait l'objet de la présente analyse.

L'Office a déterminé qu'une fois que la demande serait complète, elle serait affichée sur le site Web du C-TNLOHE pour une période de commentaires de 30 jours. Ainsi, le 5 février 2013, les deux documents ont été affichés sur le site Web jusqu'au 6 mars 2013 afin de recueillir les commentaires du public. Cependant, aucun commentaire n'a été reçu.

Il convient de noter qu'en septembre 2006, le promoteur a soumis une modification au plan de mise en valeur de White Rose pour la mise en valeur de SWRX. Le personnel a évalué cette modification et elle a été approuvée par l'Office et les gouvernements fédéral et provincial dans la décision 2007.02. Depuis l'approbation de cette modification, le promoteur a décidé de changer la stratégie d'épuisement en ce qui concerne le développement des gisements SWRX et Avalon Sud. Autrement dit, le plan d'épuisement actuel prévu pour les deux gisements devrait maintenant inclure l'injection de gaz en plus de la production de pétrole et de l'injection d'eau. L'injection de gaz représente une nouvelle stratégie d'épuisement; par conséquent, l'Office a demandé qu'une autre modification soit soumise pour examen. D'où la nécessité de la demande actuelle devant l'Office.

## 3.2 Contexte historique

Le champ pétrolifère White Rose a été découvert en 1984, à la suite du forage et du sondage du puits d'exploration N-22 exécutés par la société Husky et ses partenaires. Il 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 mètres. La zone de découverte importante de White Rose comprend le champ pétrolifère adjacent de North Amethyst, découvert en 2006 par le forage du puits North Amethyst K-15 par la société Husky Oil et ses partenaires (Figure 3-1).

Une note de clarification est nécessaire concernant la convention de dénomination du réservoir principal dans la zone de découverte importante 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 (2001) du promoteur 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, qu'elle est d'âge aptien-albien moyen et qu'elle est un assemblage géologique s'amincissant de bas en haut et présentant une séquence de dépôt transgressive et qu'elle est interprétée comme étant la formation Ben Nevis. Les termes « Ben Nevis » (BN) et « Ben Nevis Avalon » (BNA) sont utilisés de manière interchangeable dans cette analyse.

Les réserves de pétrole récupérables, exprimées à un niveau de probabilité de 50 %, dans la formation Ben Nevis Avalon du champ pétrolifère White Rose sont actuellement estimées par l'Office à 36,3 $Mm^3$ (229 Mb). Les mesures de la pression et des surfaces de contact des fluides indiquent que les accumulations de pétrole et de gaz de la formation Ben Nevis sont réparties entre quatre gisements pétrolifères distincts présentant tous une calotte de gaz connexe : les gisements Avalon Sud, Nord et Ouest et le prolongement sud de White Rose [SWRX] (Figure 3-1).

L'Office estime actuellement, avec une probabilité de 50 %, que le champ pétrolifère White Rose renferme des ressources récupérables de 76,7 x $10^9$ $m^3$ (2,7 $Tpi^3$) de gaz naturel et de 13,8 $Mm^3$ (86 Mb) de liquides de gaz naturel dans la formation Ben Nevis. Cependant, cette demande ne propose pas l'exploitation de ces ressources pour le moment.

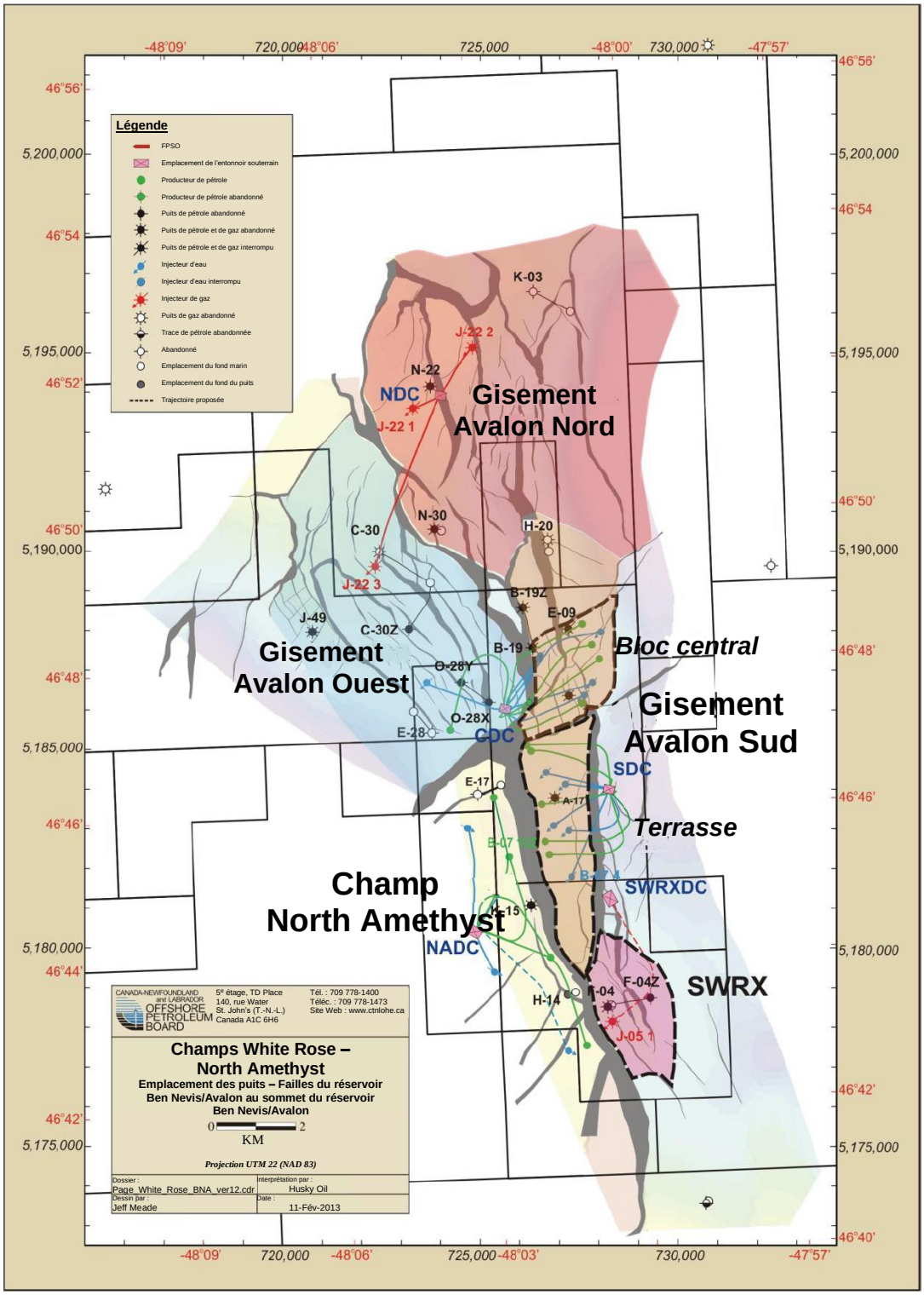


**Figure 3-1 : Carte de la zone de mise en valeur du projet White Rose, qui indique les emplacements des puits, les centres de forage, les limites des gisements, le champ North Amethyst et la zone de développement proposée pour le raccordement du SWRX.**

À l'heure actuelle, la zone de découverte importante de White Rose comprend 14 licences de découverte importante (LDI). De plus, il y a 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 contiennent le gisement West Avalon tandis que le PP 1008 contient le champ North Amethyst (Figure 3-2).

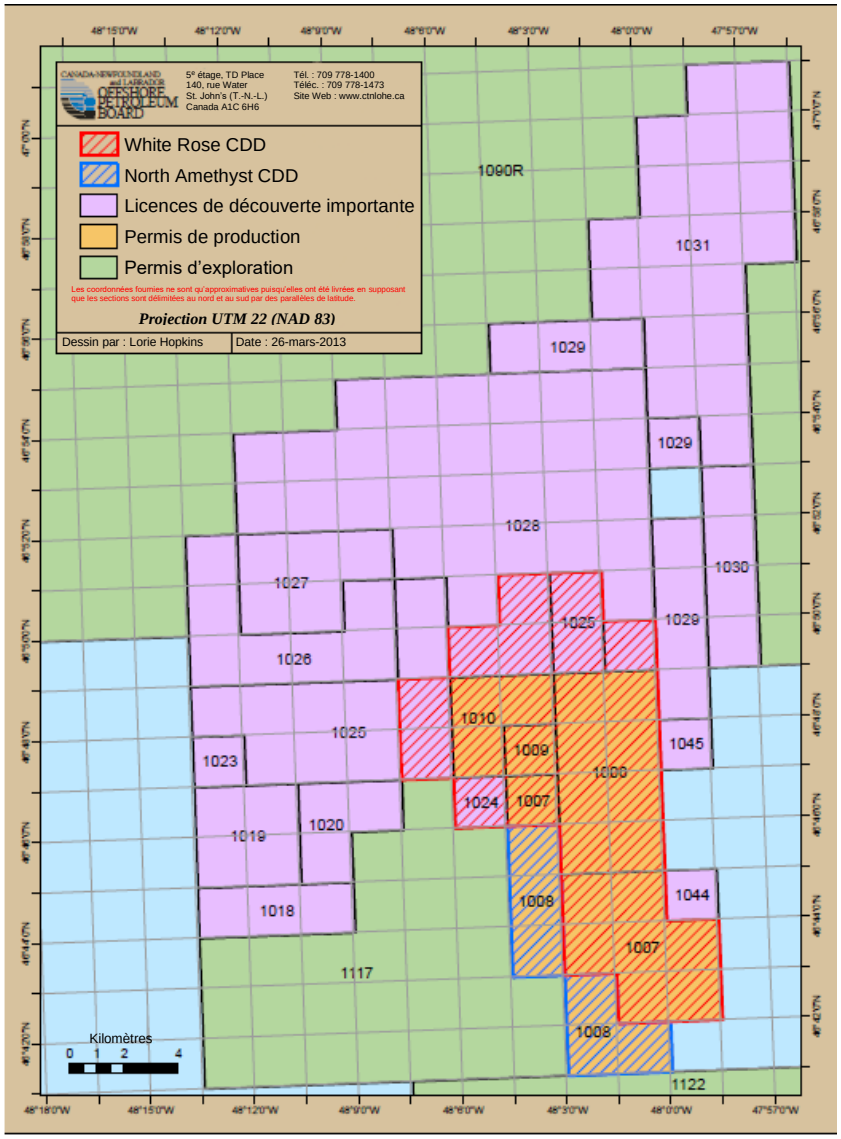


**Figure 3-2 : Carte de la zone de découverte importante de White Rose, qui indique les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production.**

La production commerciale de pétrole du champ pétrolifère White Rose a débuté le 12 novembre 2005. En date du 28 février 2013, 24 puits de développement ont été forés et 27,6 $Mm^3$ (173,5 Mb) de pétrole ont été produits à partir du gisement Avalon Sud de White Rose. La production du champ North Amethyst (décision 2008.03) a débuté le 31 mai 2010. Huit puits de développement ont été forés dans le champ North Amethyst et 3,9 $Mm^3$ (24,7 Mb) de pétrole ont été produits à ce jour. Deux puits de développement ont été forés dans le cadre du projet pilote de White Rose Ouest (décision 2010.01). Leur production a commencé le 5 septembre 2011 et ils ont depuis produit 0,48 $Mm^3$ (3,05 Mb) de pétrole. Vingt-trois puits d'exploration ou de délimitation ont été forés dans la région à ce jour, dont deux dans le secteur SWRX. 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.

Le développement du gisement SWRX a été approuvé par l'Office dans la décision 2007.02 et par les gouvernements fédéral et provincial le 7 septembre 2007. La modification du plan de mise en valeur a proposé l'exploitation du réservoir par injection d'eau. Le C-TNLOHE a estimé que 3,4 $Mm^3$ (21,6 Mb) de pétrole étaient récupérables dans le gisement SWRX à ce moment-là.

La demande propose un raccordement sous-marin à la FPSO SeaRose à partir d'un centre de forage excavé au sud du centre de forage sud dans le secteur SWRX (figure 3-1). En plus de ses capacités de production de pétrole et d'injection d'eau, le centre de forage SWRX aura également une capacité d'injection de gaz, car il sera raccordé à un conduit d'injection de gaz du centre de forage nord. Le centre de forage SWRX proposé sera raccordé aux conduites d'écoulement existantes pour la production, l'injection d'eau et l'extraction au gaz du centre de forage North Amethyst et du centre de forage du sud. Le centre de forage SWRX produira du pétrole à partir des gisements SWRX et Avalon Sud.

La mise en valeur proposée dans la demande nécessite une modification du plan de mise en valeur White Rose approuvé (décision 2001.01), car le promoteur souhaite intégrer l'injection de gaz dans le plan d'exploitation des gisements Avalon Sud et SWRX. Il s'agit d'une modification de la stratégie d'épuisement approuvée dans la décision 2001.01 et dans la décision 2007.02 (SWRX).

# 4.0 GESTION DES RESSOURCES

## 4.1 Examen de la gestion des ressources

Le personnel a examiné la demande, qui comprenait l'interprétation sismique, les modèles géologiques et les modèles de simulation de réservoir du promoteur. Le personnel a également procédé à un examen des données sur les réservoirs, la géologie et la production et a construit un modèle géologique pour les gisements Avalon Sud et SWRX. Au 28 février 2013, 27,6 $Mm^3$ (173,5 Mb) de pétrole (figure 4-1) ont été produits à partir du gisement Avalon Sud.

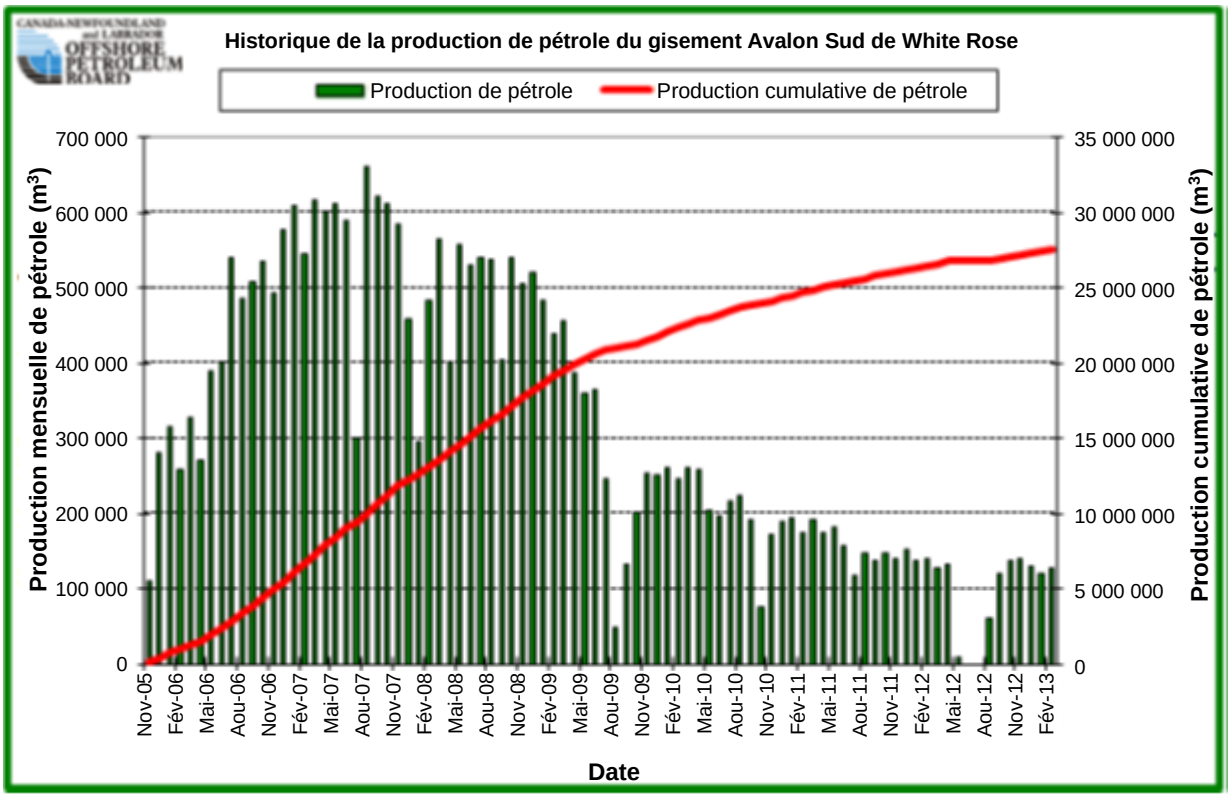


**Figure 4-1 : Historique de la production de pétrole du gisement Avalon Sud de White Rose**

## 4.2 Stockage de gaz

Le centre de forage nord est le centre de forage d'injection de gaz pour le champ pétrolifère White Rose. À ce jour, tous les puits d'injection de gaz White Rose (J-22 1, J-22 2 et J-22 3) sont situés dans le centre de forage nord, comme le montre la figure 4-2. Dans le plan de mise en valeur initial, le gisement Avalon Nord et la zone entourant le centre de forage nord ont été désignés comme le meilleur endroit pour stocker le gaz produit par le champ pétrolifère White Rose. À l'époque, la modélisation géologique du promoteur indiquait que le gisement Avalon Nord était capable de stocker les 5,5 milliards de mètres de gaz produit par le gisement Avalon Sud. Cependant, les résultats des forages ultérieurs ont révélé que le volume du réservoir dans la région était considérablement plus faible que prévu.

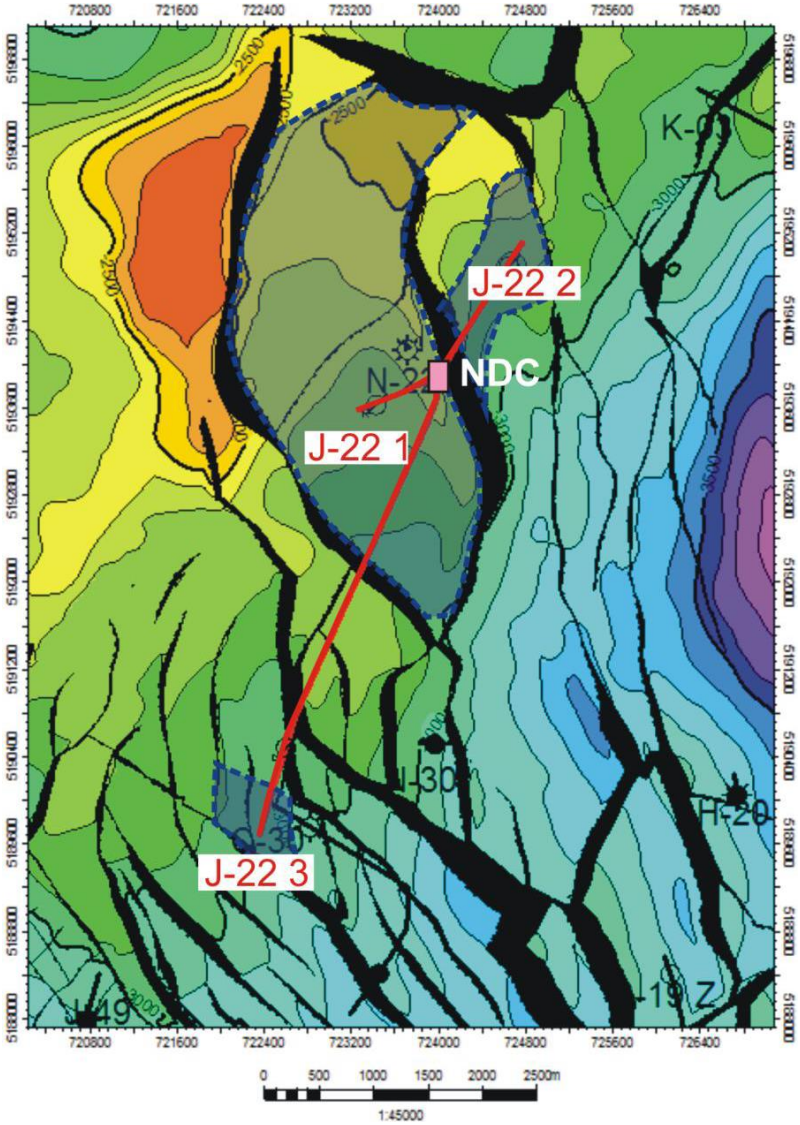


**Figure 4-2 : Emplacement des puits d'injection de gaz du centre de forage nord.**

La majeure partie du gaz produit à ce jour a été injecté dans le puits J-22 1 (87 %), qui a été le premier injecteur de gaz foré dans le champ. Par la suite, des grès de moindre qualité ont été décelés dans tous les puits forés dans la région du centre de forage nord et ont donc une capacité de stockage de gaz réduite. Ces puits comprennent les injecteurs de gaz J-22 2 et J-22 3 et le puits de délimitation K-03. Les injecteurs de gaz J-22 2 et J-22 3 ont détecté un volume de réservoir connecté plus faible que prévu et, par conséquent, n'ont que légèrement augmenté la capacité de stockage de gaz de la zone. Le puits de délimitation K-03 a décelé une quantité limitée de grès de qualité de réservoir, mais n'a pas détecté d'hydrocarbures. Les résultats de ces puits ont amené le promoteur à réviser l'interprétation géologique du gisement Avalon Nord et à réduire considérablement l'estimation du gaz en place d'origine (GEP d'origine) du gisement. La réduction du GEP d'origine, en plus des blocs faillés isolés dans la région, a amené le promoteur à réexaminer la pertinence de la région du centre de forage nord pour le stockage de gaz.

La demande a fourni un tableau indiquant la capacité de stockage prévue des puits d'injection de gaz J-22 1, J-22 2 et J-22 3. Le tableau comprenait également le volume de gaz injecté dans chaque puits jusqu'au 1er juin 2012 et la capacité de stockage de gaz restante à la suite de cette injection. Afin d'évaluer la capacité de stockage de gaz la plus récente, le personnel a actualisé le volume de gaz injecté au 28 février 2013. La capacité de stockage restante pour chaque puits et le total du champ sont indiqués dans le tableau 4-1.

| **Puits** | **Capacité de stockage actuelle estimée ($Mm^3$)** | **Gaz injecté au 28 février 2013 ($Mm^3$)** | **Stockage restant Capacité ($Mm^3$)** |
|---|---|---|---|
| J-22 1 | 3 322 | 2 812 | 510 |
| J-22 2 | 233 | 222 | 11 |
| J-22 3 | 394 | 193 | 201 |
| **Total** | **3 949** | **3 227** | **722** |

**Tableau 4-1 Capacité de stockage de gaz restante (Source : modifié à partir de Husky).**

Comme l'indique le tableau, environ 3,2 $Mm^3$ de gaz produit ont été injectés dans le centre de forage nord à ce jour. La capacité totale de stockage étant estimée à 3,9 $Mm^3$, il reste une capacité de stockage d'environ 0,72 milliard de m, soit 20 % de la capacité totale prévue. Il s'agit d'une préoccupation importante pour le promoteur, car les prévisions pour les gisements actuellement en production indiquent que la capacité de stockage de gaz restante pourrait être pleine dès décembre 2013.

Le développement supplémentaire au sein de l'actif White Rose a exercé une pression supplémentaire sur la capacité de stockage restante dans la région du centre de forage nord. L'estimation actuelle des besoins de stockage de gaz produit pour l'actif White Rose est d'environ 3 $Mm^3$. Cette estimation est basée sur le plan d'injection approuvé pour les gisements Avalon Sud et SWRX (et non sur le plan d'injection de gaz proposé dans la demande), plus la production des gisements BNA de North Amethyst, le projet pilote White Rose Ouest et les mises en valeur proposés Hibernia de North Amethyst. En supposant que les sites d'injection de gaz actuels soient remplis au maximum de leur capacité, il y aura toujours une pénurie d'espace de stockage de gaz pour les 2,3 $Gm^3$ de gaz restants dont la production est prévue. Cette pénurie limitera également tout développement futur supplémentaire au sein de l'actif White Rose.

### 4.2.1 Plan de base de la stratégie de stockage du gaz

La capacité adéquate de stockage de gaz est une préoccupation pour le promoteur depuis l'ajout du champ North Amethyst. Par conséquent, le promoteur a élaboré une stratégie de stockage du gaz pour l'actif White Rose. L'objectif de cette stratégie est de surveiller et de prévoir les besoins relatifs à la capacité de stockage de gaz et d'étudier les options de stockage d'urgence afin de garantir la disponibilité d'une capacité de stockage pour le développement actuel et futur de la zone de White Rose. La stratégie continuera d'évoluer à mesure que le promoteur acquiert de nouveaux renseignements grâce aux activités de forage et de production.

Comme la capacité de stockage de gaz de la zone du centre de forage nord est insuffisante pour la mise en valeur actuelle et future, le promoteur a déterminé un scénario de stockage de gaz de référence qui peut être mis en œuvre pour aider à atténuer les problèmes de capacité de stockage de gaz. Le plan, qui est à la base de cette demande de modification du plan de mise en valeur, prévoit l'injection de gaz et l'injection de gaz dans le SWRX et la terrasse Avalon Sud. Le promoteur considère le raccordement proposé du SWRX comme la prochaine étape de la stratégie de stockage du gaz de White Rose et estime qu'il présente un potentiel important à long terme pour les besoins de stockage du gaz pendant la durée de vie du champ.

Le personnel de l'Office estime que le plan du promoteur visant à commencer à injecter les gisements de SWRX et de la terrasse Avalon Sud est raisonnable, car il atténuera les préoccupations relatives à la capacité de stockage du gaz sans avoir d'incidence négative sur la production de pétrole. De plus amples détails sur le plan de gestion des gaz du promoteur se trouvent dans la section 4.6.3.

### 4.2.2 Autres options de la stratégie de stockage du gaz

En cas de problème avec le plan de référence proposé pour le stockage du gaz, le promoteur a élaboré une option de secours qui pourrait être mise en œuvre à court terme si nécessaire. Cette option consiste à forer le puits d'injection de gaz J-22 4 à partir de l'espace libre de forage restant dans le centre de forage nord. Une quantité importante de travail sur la conception du puits J-22 4 a été entreprise par le promoteur. La trajectoire de puits proposée, représentée à la figure 4-3, est presque horizontale et relie plusieurs blocs faillés isolés afin d'augmenter la longueur de contact du sable de réservoir et de maximiser les taux d'injection de gaz et la capacité de stockage. Cependant, comme la superficie du réservoir est mince, le puits peut ne pas rencontrer suffisamment de sable de réservoir pour fournir une capacité de stockage de gaz substantielle. Les estimations du promoteur concernant la capacité de stockage de gaz de la zone varient considérablement, la capacité la plus faible étant de moins de six mois de stockage de gaz. Dans ce cas, un autre site d'injection de gaz serait nécessaire peu après la mise en service du J-22 4. En outre, les travaux de conception du forage sur la trajectoire du puits J-22 4 indiquent un risque de forage important en raison de la complexité du puits. Ainsi, le promoteur estime que les risques associés au forage du J-22 4 l'emportent sur l'augmentation potentielle de la capacité de stockage de gaz et qu'il ne s'agit pas de l'option de stockage de gaz privilégiée.

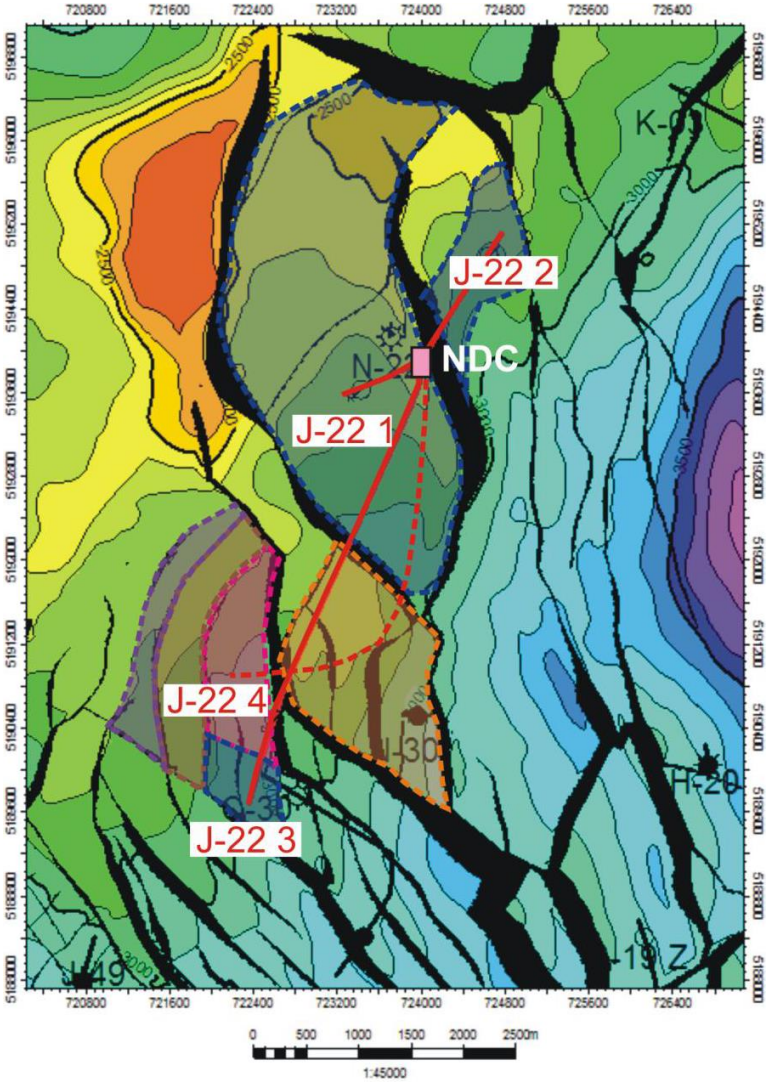


**Figure 4-3 : Trajectoire proposée pour le puits d'injection de gaz J-22 4.**

Le promoteur continuera d'explorer d'autres options de plans et des options de stockage de gaz à plus long terme, tant pour des raisons d'urgence que pour de futures mises en valeur. Les autres options potentielles comprennent l'évaluation et la délimitation des possibilités d'injection de gaz à proximité du champ pétrolifère, ainsi que l'évaluation d'autres systèmes de récupération améliorés du pétrole grâce au gaz.

## 4.3 Examen des modèles géologique, géophysique et pétrophysique

### 4.3.1 Géologie régionale

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

### 4.3.2 Géologie de White Rose

Le principal réservoir du champ pétrolifère White Rose est composé de grès quartzeux marins peu profonds et à grain fin de la formation Ben Nevis Avalon (BNA). Cette séquence de direction sud-ouest-nord-est a probablement été déposée le long d'un paléorivage situé à l'est du champ (figure 4-4). La demande originale de plan de mise en valeur de White Rose présentait trois associations principales de faciès et indiquait les composants diagénétiques de la formation :

1) Dépôts de tempête sur l'avant-plage inférieure composés de grès stratifiés bien triés, à grain très fin et à angle faible, de grès massif et de grès stratifiés parallèles. Ces dépôts constituent le type principal de roche-réservoir de la région.

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

3) Dépôts de schiste et de schiste silteux marins stratifiés et massifs avec des intervalles mineurs bioturbés, représentant la composante distale du dépôt de la région de White Rose.

4) Les composants diagénétiques comprennent des nodules de ciment calcitique qui sont ronds et latéralement discontinus ou lenticulaires et associés à des intervalles de débris de coquillage ainsi que des nodules de sidérite localement présents.

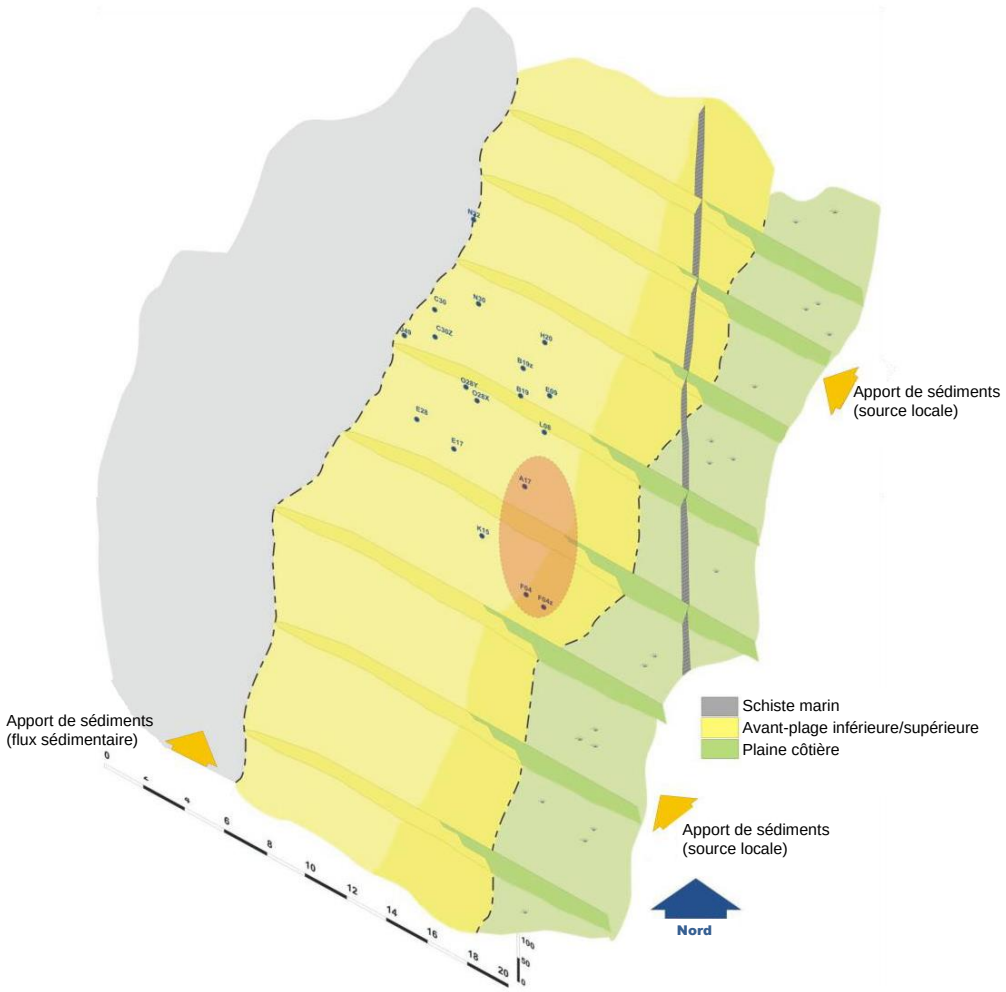


**Figure 4-4 : Schéma de la répartition aérienne des grès de l'avant-plage et des premières failles mobiles liées aux phases initiales du dépôt du Ben Nevis. La région d'intérêt et les puits de délimitation de White Rose sont indiqués en fonction de la paléogéographie (Source : Husky, 2007).**

Le promoteur a intégré ces associations de faciès dans le modèle de réservoir statique et les simulations de réservoir pour les gisements SWRX et Avalon Sud.

### 4.3.3 Géologie de White Rose Sud et SWRX

Les connaissances géologiques actuelles placent Avalon Sud et le SWRX dans une région de dépôts marins peu profonds de l'avant-plage inférieure, de direction sud-ouest-nord-est (figure 4-4). Le promoteur a subdivisé Ben Nevis Avalon en plusieurs ensembles de paraséquences qui correspondent à des cycles rétrogradants à granocroissance ascendante. Ces séquences sont les plus évidentes dans les zones modérément distales de la région de White Rose, mais perdent de leur résolution dans les secteurs où le rapport net/brut est très élevé ou très bas. Dans ces régions, qui comprennent la terrasse Avalon Sud et le SWRX, les divisions internes sont hautement interprétatives. Le promoteur a intégré les ensembles de paraséquences à plus grande échelle dans ses modèles de réservoir d'Avalon Sud et de SWRX.

La formation BNA est presque complètement décalée par la faille qui sépare la terrasse Avalon Sud du SWRX, ce qui permet des contacts fluides différents dans le SWRX par rapport à ceux rencontrés dans la région de la terrasse. Le SWRX est structurellement séparé en plusieurs blocs faillés par des failles normales diagénétiques avec des projections allant de < 20 m à 300 m.

### 4.3.4 Géophysique

La qualité des données sismiques dans la zone d'actifs de White Rose va de passable à bonne. Bien que des données sismiques de 2008 soient disponibles pour Avalon Sud et SWRX, le promoteur a préféré les ensembles de données plus anciens, car les données de 2008 présentent une lacune dans la couverture en forme de trou de serrure dans la région de la FPSO SeaRose. Cette lacune dans les données était problématique dans les régions SWRX et Avalon Sud. Le personnel de l'Office a examiné ces données et est d'accord avec le promoteur.

L'intervalle du réservoir est représenté de manière sismique comme une séquence de faible amplitude indiquant un réservoir de siltite de faible impédance. L'interprétation sismique est un défi étant donné le faible contraste d'impédance du réservoir Ben Nevis-Avalon et de la géologie environnante. Deux marqueurs sismiques principaux définissent l'intervalle de réservoir dans les gisements Avalon Sud et SWRX : Ben Nevis-Avalon supérieur (réservoir supérieur) et la discordance de l'Aptien moyen (réservoir de base). La formation supérieure de Ben Nevis-Avalon est un choix sismique difficile dans la région de White Rose en raison du faible contraste d'impédance. La discordance de l'Aptien moyen est un horizon d'amplitude moyenne à élevée cartographié avec un niveau de confiance plus élevé. Le promoteur a fourni des interprétations géophysiques contrôlées de l'horizon et des failles des régions d'Avalon Sud et SWRX. Ces interprétations ont été vérifiées par le personnel de l'Office travaillant sur les données géophysiques.

### 4.3.5 Pétrophysique

Le promoteur a acquis de nombreuses données sur les deux puits de délimitation qui ont été forés pour évaluer le SWRX du champ pétrolifère White Rose. Le programme d'acquisition de données comprenait des diagraphies, des carottes et des carottes latérales. Le personnel de l'Office a procédé à une analyse approfondie et indépendante des données recueillies et ces études fournissent une base technique pour évaluer la validité des résultats pétrophysiques du promoteur tels que présentés dans la demande.

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

### 4.3.6 Modèle géologique de réservoir

Le personnel de l'Office a construit un modèle géologique 3D détaillé pour les gisements SWRX et Avalon Sud afin d'estimer les ressources en hydrocarbures en place. Ce modèle a intégré les données géophysiques, géologiques et l'étude des gisements disponibles.

Le cadre structurel du modèle est basé sur l'interprétation des failles et des surfaces fournie par le promoteur. Le modèle est limité verticalement par la formation supérieure Ben Nevis et la discordance de l'Aptien moyen, et il est subdivisé par des surfaces stratigraphiques interprétées

à partir des données des diagraphies de puits et des carottes (figure 4-5). Chaque zone stratigraphique a été subdivisée en superposant proportionnellement chaque intervalle. Globalement, la taille moyenne des cellules de grille est de 50 x 50 x 1,4 m.

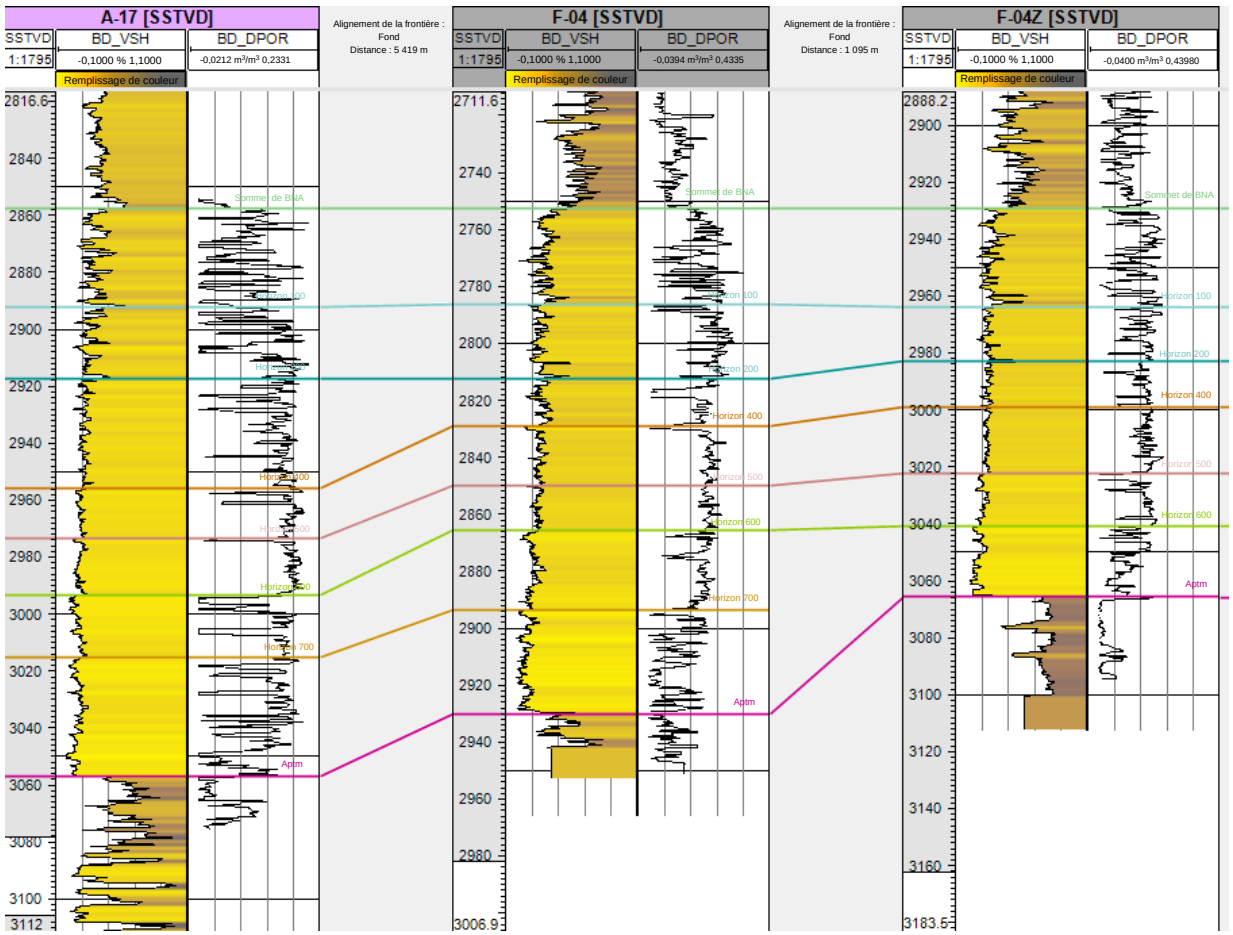


**Figure 4-5 : Partie de puits stratigraphique dans les régions d'Avalon Sud et SWRX.**

Une approche de modélisation hiérarchique a été adoptée, où le milieu de dépôt et les interprétations de faciès ont été utilisés pour guider les populations statistiques des données pétrophysiques. Les données de carottage et la documentation disponible sur la formation Ben Nevis ont été utilisées pour interpréter les milieux de dépôt et les faciès dans les régions Avalon Sud et SWRX. Les interprétations des faciès ont été calibrées sur les données de diagraphie dans les intervalles carottés, puis extrapolées à travers l'intervalle du réservoir à chaque emplacement de puits. Les interprétations ont été mises à l'échelle sur la grille 3D et peuplées à l'aide d'un algorithme de simulation gaussienne séquentielle. Cette population statistique a été conditionnée au modèle du milieu de dépôt pour chaque faciès et zone.

La porosité, la saturation en eau et la perméabilité ont été modélisées pour les deux gisements. Le processus de modélisation des propriétés comprenait la mise à l'échelle des diagraphies dans la grille 3D (figure 4-6), et l'analyse des données par zone et par faciès. Les données de porosité à l'échelle supérieure ont été conditionnées au modèle de faciès et répandues à travers la grille en utilisant un algorithme de simulation gaussienne séquentielle. Les courbes de répartition obtenues à partir des histogrammes des données de porosité, filtrées par faciès et par zone, ont été utilisées pour s'assurer que les statistiques d'entrée étaient respectées dans la répartition. Les paramètres de modélisation ont été définis zone par zone.

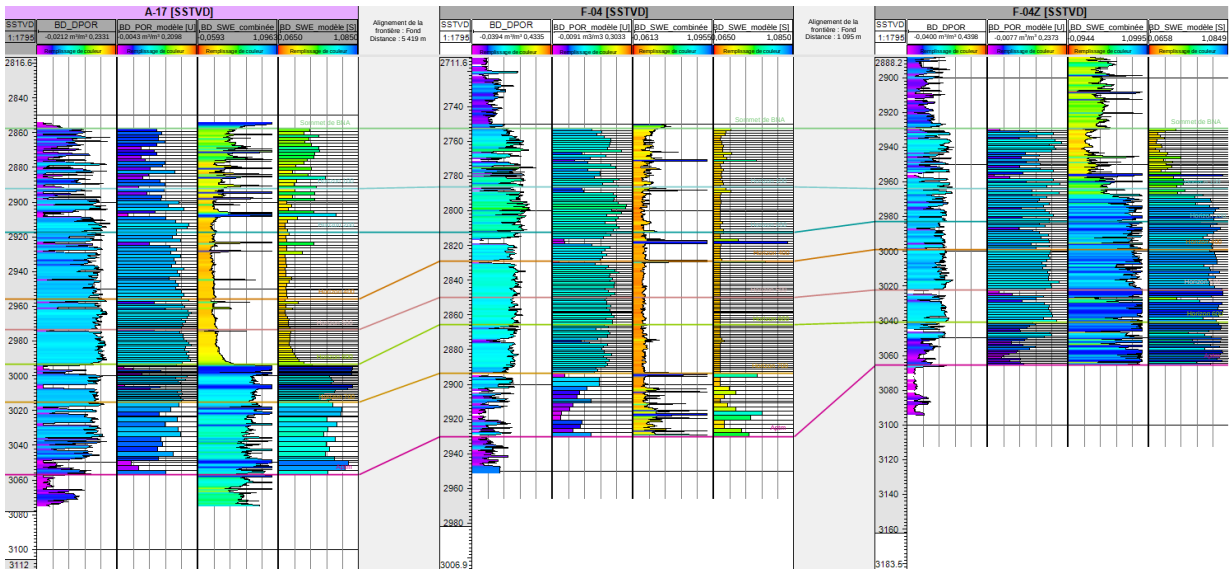


**Figure 4-6 : Comparaison des données de diagraphie à grande échelle de porosité et de saturation en eau**

Les données sur la saturation en eau ont été mises à l'échelle sur la grille, peuplées à l'aide d'un algorithme de simulation gaussienne séquentielle, et influencée par le modèle de porosité (cokrigeage). La population statistique a également été conditionnée aux contacts avec les hydrocarbures. Une courbe de distribution obtenue à partir d'un histogramme des valeurs de saturation en eau, filtrées par zone d'hydrocarbures, a été utilisée pour s'assurer que les statistiques d'entrée étaient respectées.

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

## 4.4 Pétrole et gaz en place

Le personnel de l'Office a évalué les ressources en hydrocarbures en place dans les gisements SWRX et Avalon Sud. Le modèle géologique hiérarchique déterministe qui en résulte a été utilisé comme base pour l'évaluation stochastique. Plusieurs paramètres ont été modifiés au cours de l'évaluation, notamment les faciès, la porosité, la saturation en eau, le processus de contraction et les contacts d'hydrocarbures.

Le tableau 4-2 présente une comparaison entre les estimations du promoteur et celles de l'Office en ce qui concerne le volume de pétrole en place (PEP d'origine), le gaz en place d'origine (GEP d'origine) (calotte de gaz) et le gaz en place d'origine (GEP d'origine) [dissous] pour terrasse Avalon Sud et le SWRX. Il s'agit d'estimations probabilistes des ressources en place : P90 (scénario à la baisse), P50 (scénario le plus probable) et P10 (scénario à la hausse).

Dans l'ensemble, il y a une bonne concordance entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle de l'Office. Les différences entre les estimations du promoteur et du personnel de l'Office en ce qui concerne le PEP d'origine et le GEP d'origine peuvent être attribuées à des différences dans les méthodologies de modélisation géologique et de réservoir, les analyses pétrophysiques

et les paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Il convient de noter que l'estimation du promoteur concernant le PEP d'origine dans le gisement SWRX a augmenté de 14,5 $Mm^3$ (91 Mb) à 15,4 $Mm^3$ (97 Mb) depuis la soumission initiale de la modification du plan de mise en valeur du SWRX (décision 2007.02) L'estimation de l'Office concernant le PEP d'origine a également augmenté, passant de 13 $Mm^3$ (83 Mb) à 14,6 $Mm^3$ (91,8 Mb).

| | Gisement | Unités | P90 | | P50 | | P10 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Husky | C-TNLOHE | Husky | C-TNLOHE | Husky | C-TNLOHE |
| PEP d'origine | SWRX | Mb | 69,8 | 70,4 | 96,9 | 91,8 | 129,6 | 112 |
| | | $Mm^3$ | 11,1 | 11,5 | 15,4 | 14,6 | 20,6 | 17,8 |
| | Terrasse Avalon Sud | Mb | 251,6 | 278 | 302 | 322 | 352,2 | 387,5 |
| | | $Mm^3$ | 40 | 44,2 | 48 | 51,2 | 56 | 61,6 |
| GEP d'origine (calotte de gaz) | SWRX | $Gpi^3$ | 190,7 | 134,2 | 236,6 | 155,4 | 300,2 | 190,7 |
| | | $Gm^3$ | 5,4 | 3,8 | 6,7 | 4.4 | 8,5 | 5,4 |
| | Terrasse Avalon Sud | $Gpi^3$ | 268,4 | 247,2 | 346,1 | 293,1 | 459,1 | 363,7 |
| | | $Gm^3$ | 7,6 | 7,0 | 9,8 | 8,3 | 13 | 10,3 |
| GEP d'origine (gaz dissous) | SWRX | $Gpi^3$ | 50,1 | 52,3 | 69,2 | 66,7 | 93,9 | 80,9 |
| | | $Gm^3$ | 1,42 | 1,48 | 1,96 | 1,89 | 2,66 | 2,29 |
| | Terrasse Avalon Sud | $Gpi^3$ | 180,1 | 201,3 | 215,4 | 233,1 | 257,8 | 279 |
| | | $Gm^3$ | 5,1 | 5,7 | 6,1 | 6,6 | 7,3 | 7,9 |

**Tableau 4-2 Comparaison des ressources probabilistes en place du promoteur et du C-TNLOHE, terrasse Avalon Sud et SWRX.**

## 4.5 Étude des gisements

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

- Pression et température du réservoir
- Caractérisation des fluides
- Fluides d'injection
- Analyse spéciale des carottes
- Estimation de la saturation en eau

### 4.5.1 Pression et température du réservoir

Deux puits de délimitation, F-04 et F-04Z, ont été forés dans le gisement SWRX à ce jour. Un puits de délimitation et dix puits de développement ont été forés dans la région de la terrasse du gisement Avalon Sud.

Les pressions des réservoirs ont été obtenues dans de nombreux puits d'exploration, de délimitation et de développement forés dans les gisements SWRX et Avalon Sud. La figure 4-7 présente un graphique de la pression en fonction de la profondeur pour chaque gisement.

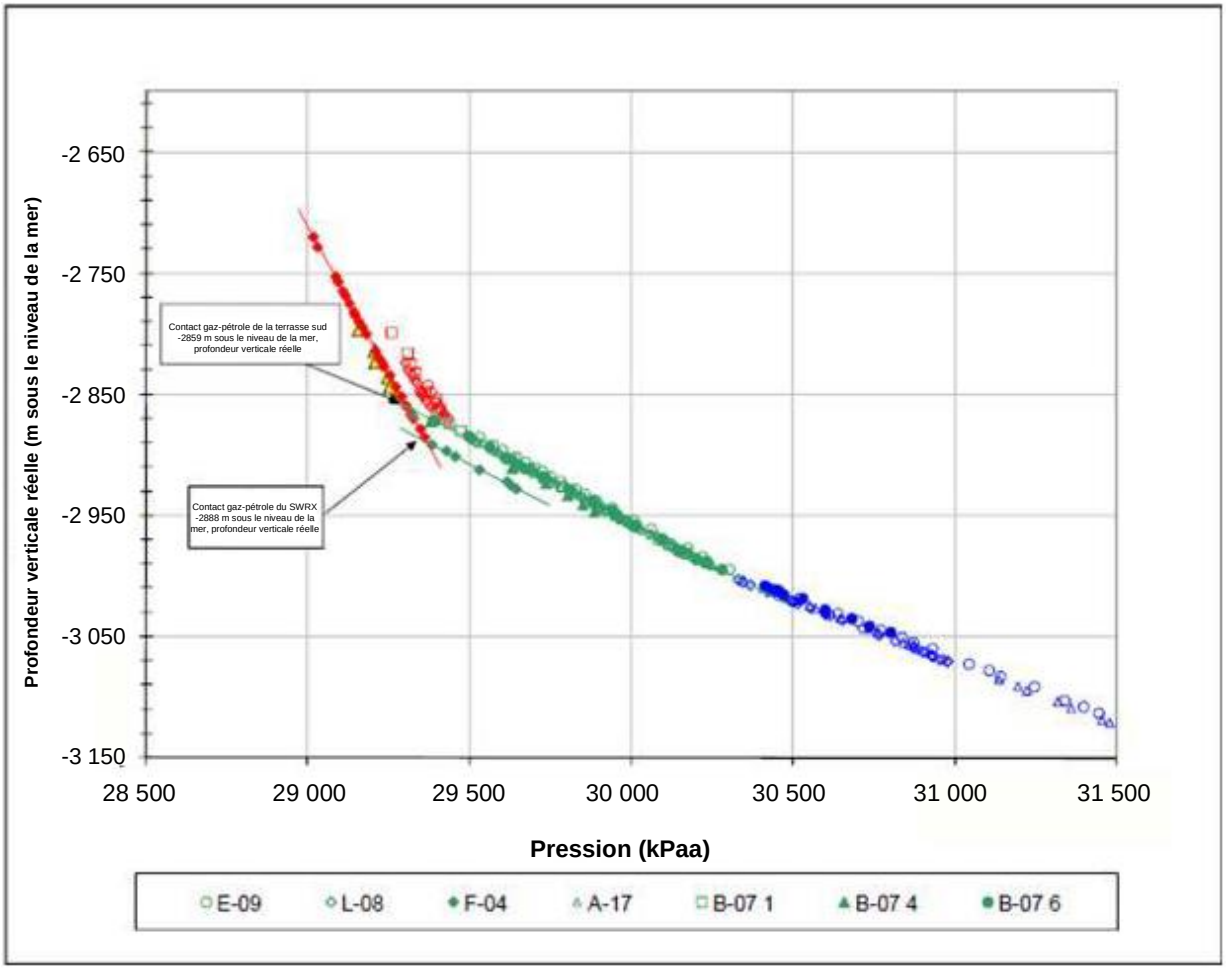


**Figure 4-7 : Pression des gisements Avalon Sud et SWRX en fonction de la profondeur (Source : Husky).**

Les gradients de fluides et les contacts entre hydrocarbures détectés dans plusieurs puits d'exploration, de délimitation et de développement, notamment A-17, L-08, E-09, B-07 1 et B-07 6, définissent le gisement Avalon Sud. Les gradients et les contacts entre hydrocarbures détectés dans les puits F-04 et F-04Z définissent le gisement SWRX.

Les gradients de fluide pour le gaz, le pétrole et l'eau sont répertoriés dans le tableau 4-3 et sont similaires à ceux rencontrés dans les autres zones du champ pétrolifère White Rose.

| 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 |
| 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 |
| F-04 | 2,06 | 7,23 | S.O. |

**Tableau 4-3 Les gradients de fluide d'Avalon Sud et SWRX du promoteur.**

Il y a une bonne concordance entre les contacts gaz-pétrole et pétrole-eau mesurés par le promoteur et ceux mesurés par l'Office. Les contacts des fluides détectés dans les puits SWRX et la terrasse Avalon Sud sont indiqués dans le tableau 4-4.

| Puits | Formation | Contact | Profondeur sous-marine profondeur verticale réelle (m sous le niveau de la mer) |
|---|---|---|---|
| A-17 | Ben Nevis | Gaz-pétrole<br>Sommet de la transition P-E<br>Fond de la transition P-E | 2 874,7<br>2 985,0<br>2 999,5 |
| L-08 | Ben Nevis | Gaz-pétrole<br>Sommet de la transition P-E<br>Fond de la transition P-E | 2872,0<br>2989,0<br>3009,5 |
| E-09 | Ben Nevis | Gaz-pétrole<br>Sommet de la transition P-E<br>Fond de la transition P-E | 2871,8<br>2990,0<br>3009,5 |
| B-07 1 | Ben Nevis | Gaz-pétrole | 2872,0 |
| B-07 4 | Ben Nevis | Gaz-pétrole | 2 858,9 |
| B-07 6 | Ben Nevis | Pétrole-eau | 2 998,5 |
| B-07 11 | Ben Nevis | Gaz-pétrole | 2 869,2 |
| E-18 9 | Ben Nevis | Gaz-pétrole | 2 892,7 |
| F-04 | Ben Nevis | Gaz-pétrole | 2 887,5 |
| F-04Z | Ben Nevis | Pétrole-eau | 2 968,2 |

**Tableau 4-4 Contacts des gisements Avalon Sud et SWRX du promoteur**

Les contacts des fluides utilisés dans le modèle de simulation du réservoir d'Avalon Sud du promoteur, dans la région du producteur intercalaire et de l'injecteur de gaz proposés, sont conformes aux contacts des injecteurs d'eau B-07 4 (gaz-pétrole) et B-07 6 (pétrole-eau). Les contacts des fluides utilisés dans la simulation du réservoir SWRX du promoteur sont conformes aux contacts des fluides pour les puits de délimitation F-04 (gaz-pétrole) et F-04Z (pétrole-eau).

En raison du nombre de puits et de la fréquence de la surveillance de la température dans la terrasse Avalon Sud, le gradient de température est bien compris. La température maximale enregistrée dans la région de la terrasse Avalon Sud a été mesurée à 105 $^{o}$C dans l'injecteur d'eau B-07 8. Le promoteur a utilisé une température de réservoir de 107 $^{o}$C dans le modèle de simulation du réservoir Avalon Sud, ce qui est légèrement supérieur à la température estimée du réservoir Avalon Sud. Dans le gisement SWRX, la température maximale enregistrée était de 98 $^{o}$C, enregistrée lors de la diagraphie du puits F-04. En tenant compte du refroidissement dû à la circulation des boues pendant l'opération de diagraphie, la température du réservoir du SWRX est estimée à 101 $^{o}$C par le promoteur. Le promoteur a utilisé une température de réservoir de 106 $^{o}$C dans le modèle de simulation de réservoir du SWRX.

Le personnel de l'Office considère que l'analyse et l'utilisation des données de pression et de température par le promoteur sont raisonnables et appropriées pour les régions de la terrasse Avalon Sud et de SWRX.

### 4.5.2 Données des fluides

Le promoteur a prélevé des échantillons de fluides dans plusieurs puits de la région de la terrasse Avalon Sud et dans le puits F-04 de la région SWRX. En raison de difficultés d'exploitation lors de la diagraphie, des échantillons de fluide n'ont pas été obtenus du puits F-04Z. De plus, le puits F-04 n'a capturé que des échantillons de fluides pressurisés du fond du trou dans la zone de gaz. Comme il n'y a pas d'échantillons de pétrole dans le gisement SWRX, on suppose que les propriétés du pétrole sont les mêmes que celles du gisement Avalon Sud.

La demande indique qu'un examen détaillé des propriétés de la pression, du volume et de la température d'Avalon Sud a été effectué. À partir de ce travail, de nouveaux tableaux de la pression, du volume et de la température ont été générés et ces tableaux sont maintenant considérés comme l'ensemble de données de la pression, du volume et de la température le plus représentatif pour le gisement Avalon Sud. Cette analyse des fluides a indiqué 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 formation de pétrole initiale de 1,359 $m^3/m^3$.

Les échantillons de gaz prélevés dans le puits F-04 indiquent que les propriétés du gaz de la région SWRX sont similaires à celles du gisement Avalon Sud. Aucun échantillon d'eau n'a été prélevé dans la région du SWRX; cependant, la composition de l'eau dans le SWRX est considérée comme étant comparable à celle d'Avalon Sud.

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. Toutefois, **on s'attend à ce que le promoteur obtienne des échantillons de pétrole et d'eau du gisement SWRX à la première occasion pour confirmer que les hypothèses formulées dans la présente demande sont valides.**

### 4.5.3 Fluides d'injection

La demande propose la poursuite de la mise en valeur du gisement Avalon Sud par injection d'eau et l'ajout de l'injection de gaz dans la partie sud de la région de la terrasse. Il est prévu que la région SWRX, actuellement non exploitée, soit produite en utilisant l'injection d'eau et l'injection de gaz.

Le gisement Avalon Sud est actuellement produit selon un plan d'épuisement par injection. L'eau injectée est de l'eau de mer traitée. Le promoteur prévoit de continuer à utiliser la même source et la même méthode de traitement pour l'eau d'injection dans Avalon Sud et appliquera ce processus au SWRX puisque l'eau de formation devrait être la même que celle d'Avalon Sud. Le personnel de l'Office considère que cette approche est raisonnable. Comme pour Avalon Sud, l'injection de produits chimiques est proposée pour atténuer tout écaillage éventuel.

Le promoteur prévoit d'injecter du gaz dans les régions de la terrasse Avalon Sud et de SWRX à la fois pour le stockage du gaz et le soutien de la pression. Le gaz injecté sera un gaz pauvre dont la composition correspondra à celle du gaz actuellement injecté dans le gisement Avalon Nord et utilisé pour l'extraction au gaz dans le gisement Avalon Sud. Le gaz injecté proviendra du système d'injection de gaz actuellement exploité sur la FPSO SeaRose.

Le personnel de l'Office considère que les plans du promoteur concernant les fluides d'injection dans le réservoir sont raisonnables et conformes aux pratiques actuelles d'injection d'eau et de gaz sur la FPSO SeaRose.

### 4.5.4 Analyse spéciale de carottes

Les courbes de perméabilité relative pétrole-eau et gaz-pétrole utilisées dans les modèles d'Avalon Sud et du SWRX sont basées sur l'analyse des balayages sur carotte de grès laminé du puits L-08 White Rose, et sont utilisées pour tous les types de roches contenus dans les modèles. Les paramètres de perméabilité relative pour chacun des cinq types de roches (grès laminé, grès bioturbé, siltite bioturbé, calcite et schiste) sont présentés dans la demande.

L'analyse spéciale de carottes a été réalisée sur la carotte du puits F-04; cependant, le promoteur a déterminé qu'elle n'était pas représentative du comportement du réservoir dans la région du SWRX. Comme le promoteur estime que les réservoirs du SWRX et d'Avalon Sud sont similaires et qu'une quantité importante de travaux d'analyse spéciale de carottes a été effectuée sur les puits d'Avalon Sud, les résultats d'analyse spéciale de carottes du gisement d'Avalon Sud ont été intégrés au modèle du SWRX.

Le personnel de l'Office considère que l'approche du promoteur pour incorporer les données d'analyse spéciale de carottes est acceptable. Toutefois, le promoteur devra fournir une comparaison entre le rendement du réservoir et les prévisions du modèle de simulation du réservoir dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources, une fois que la production de la région du SWRX aura commencé.

### 4.5.5 Estimation de la saturation en eau

La saturation initiale en eau dans les modèles géologiques et de simulation d'Avalon Sud du promoteur a été établie à l'aide du krigeage. L'utilisation du krigeage dans le modèle d'Avalon Sud a permis d'obtenir des valeurs de saturation initiale en eau qui correspondent bien à la saturation initiale en eau observée sur les diagraphies de puits, par rapport à celles générées par l'utilisation des fonctions J.

Pour le gisement du SWRX, la saturation initiale en eau des modèles de simulation et géologiques du promoteur a été estimée à l'aide des courbes de la fonction J. Les courbes ont été générées pour chacun des cinq types de roches et ont été intégrées dans les modèles de simulation et géologiques.

Le personnel de l'Office a jugé raisonnable l'approche adoptée par le promoteur pour estimer la saturation en eau des gisements Avalon Sud et SWRX.

## 4.6 Stratégie de mise en valeur

La demande décrit une stratégie d'épuisement actualisée pour les gisements Avalon Sud et SWRX grâce à un raccordement sous-marin à la FPSO SeaRose à partir d'un centre de forage excavé. La figure 4-8 représente le centre de forage du SWRX par rapport à l'accumulation d'hydrocarbures, la région de la terrasse, le SWRX et les puits de production et de délimitation existants.

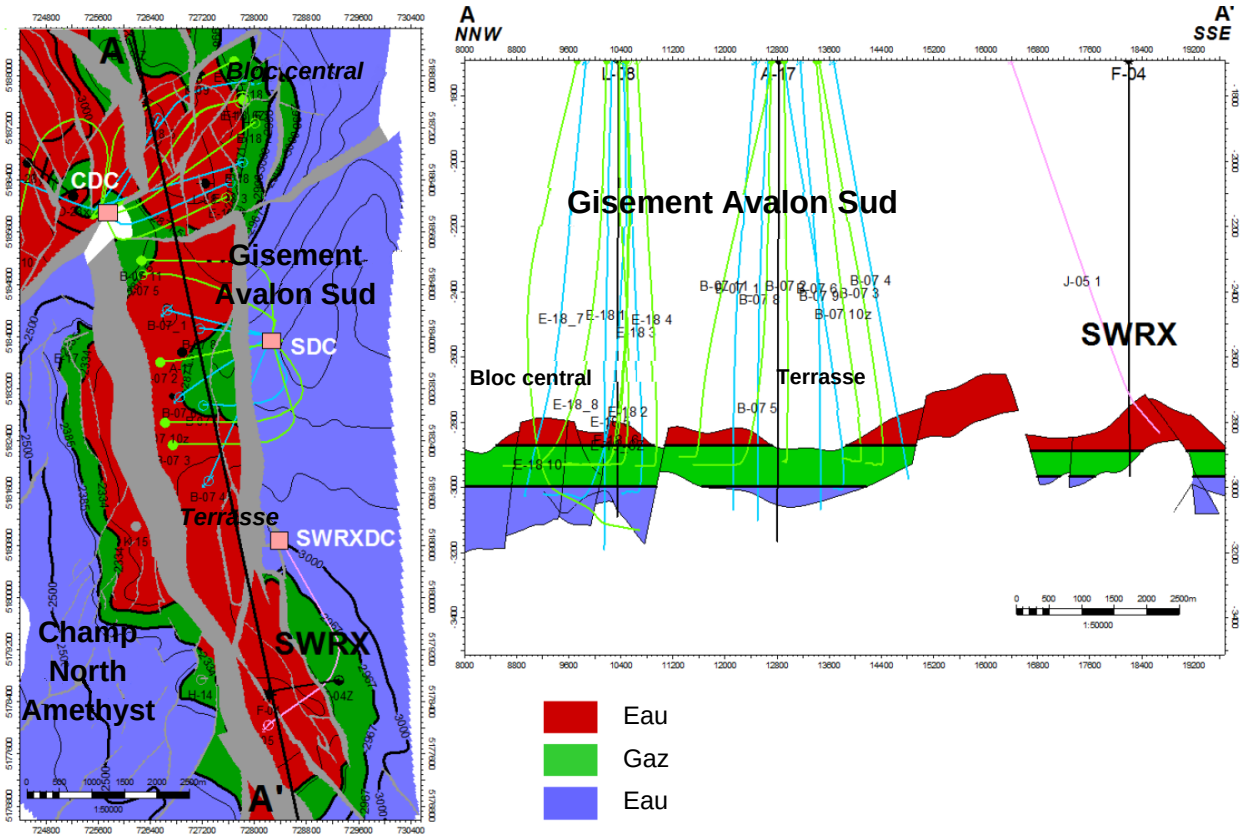


**Figure 4-8 : Accumulations d'hydrocarbures par rapport aux emplacements des puits de développement et de délimitation, aux gisements et aux emplacements des centres de forage.**

### 4.6.1 Plan d'épuisement

#### *4.6.1.1 Plan d'épuisement du gisement Avalon Sud*

Le mode de développement actuel du gisement Avalon Sud, tel qu'approuvé par l'Office dans la décision 2001.01, consiste à maximiser la production de pétrole par le support de la pression et la récupération secondaire par injection d'eau. Le plan de mise en valeur approuvé prévoit également la réinjection du gaz produit dans le gisement Avalon Nord à des fins de stockage et de conservation.

La demande décrit un plan visant à modifier le plan d'épuisement du gisement Avalon Sud en fournissant un soutien à la pression par l'injection de gaz et d'eau. Le promoteur prévoit mettre en œuvre ce plan d'épuisement modifié pour les neuf producteurs de pétrole horizontaux existants et pour tout puits foré dans le gisement Avalon Sud à l'avenir. L'objectif de ce changement est le manque de capacité de stockage de gaz restante dans l'actif White Rose, et le désir de permettre la récupération améliorée du pétrole par l'injection de gaz afin de faire en sorte que la production de pétrole est maximisée.

Il y a actuellement dix injecteurs d'eau qui fournissent un support de pression aux producteurs dans les blocs central et de la terrasse du gisement Avalon Sud. Cinq de ces puits d'injection d'eau sont horizontaux et cinq sont verticaux. L'eau est injectée dans la chemise d'eau du réservoir ou directement dans la zone pétrolière dans les puits où il n'y a pas d'eau. Les injecteurs d'eau font remonter le pétrole vers les producteurs horizontaux en fournissant un support de pression par le bas. Dans le cadre du projet proposé, du gaz sera injecté dans la calotte de gaz, structurellement plus élevée. Cela fournira un autre moyen de soutenir la pression du réservoir tout en faisant descendre le pétrole emprisonné ou dérivé dans le réservoir supérieur (pétrole « sommital ») vers les producteurs, qui sont généralement situés au milieu de la zone pétrolière.

Le puits intercalaire proposé sera un producteur horizontal dans la zone B-07 3. L'injecteur de gaz proposé sera un puits fortement dévié dans la région de la terrasse sud, à proximité du puits B-07 4. Le promoteur prévoit de forer et d'achever ce puits dans deux blocs faillés. Cet injecteur de gaz fournira au promoteur une capacité de stockage de gaz et aidera à balayer le pétrole vers le puits intercalaire prévu et les puits B-07 3 et B-07 10Z actuellement en production.

Le personnel de l'Office est d'accord avec le plan proposé pour modifier la stratégie d'épuisement dans le gisement Avalon Sud afin d'atténuer les problèmes de capacité de stockage du gaz et de garantir une meilleure récupération du pétrole. Cependant, le promoteur n'a fourni que les volumes prévisionnels d'injection de gaz et de production de pétrole, de gaz et d'eau pour les puits de la partie sud de la terrasse. Par conséquent, la demande n'évalue pas adéquatement les effets de l'injection de gaz dans la terrasse nord ou le bloc central du gisement Avalon Sud. Par conséquent, **avant le début de toute injection de gaz dans les zones du gisement Avalon Sud à l'extérieur de la terrasse sud, le promoteur doit soumettre un plan d'exploitation mis à jour à l'approbation de l'Office.**

La pratique consistant à évaluer régulièrement les programmes de récupération améliorée du pétrole est conforme aux exigences du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*. Le personnel est encouragé par l'intention du promoteur de poursuivre le projet de récupération améliorée du pétrole décrit dans la demande. Le personnel est d'avis que le promoteur devrait être autorisé à aller de l'avant avec le projet d'injection de gaz proposé dans la terrasse sud, car la simulation du réservoir prévoit qu'il entraînera une augmentation de la récupération ultime de pétrole à 38,68 $Mm^3$ (243,26 Mb)

pour le gisement Avalon Sud. Cette estimation est supérieure à la quantité récupérable prévue de 37,16 $Mm^3$ (233,76 Mb) dans le cadre du régime actuel d'injection, ce qui se traduit par une récupération supplémentaire estimée de pétrole de 1,51 $Mm^3$ (9,52 Mb) pour le gisement Avalon Sud.

#### *4.6.1.2 Plan d'épuisement du gisement White Rose Sud*

La modification du plan de mise en valeur initialement approuvée par l'Office pour le gisement du SWRX dans la décision 2007.02 prévoyait le support de la pression par l'injection d'eau et le stockage du gaz produit dans le gisement Avalon Nord. En raison du besoin d'une capacité de stockage de gaz, comme discuté dans la section 4.2, le promoteur souhaite maintenant modifier le plan d'épuisement approuvé pour permettre le support de la pression par l'injection de gaz dans l'importante calotte de gaz dans le bloc faillé F-04, structurellement plus élevé. La figure 4-9 montre une partie de la calotte de gaz dans le bloc faillé F-04.

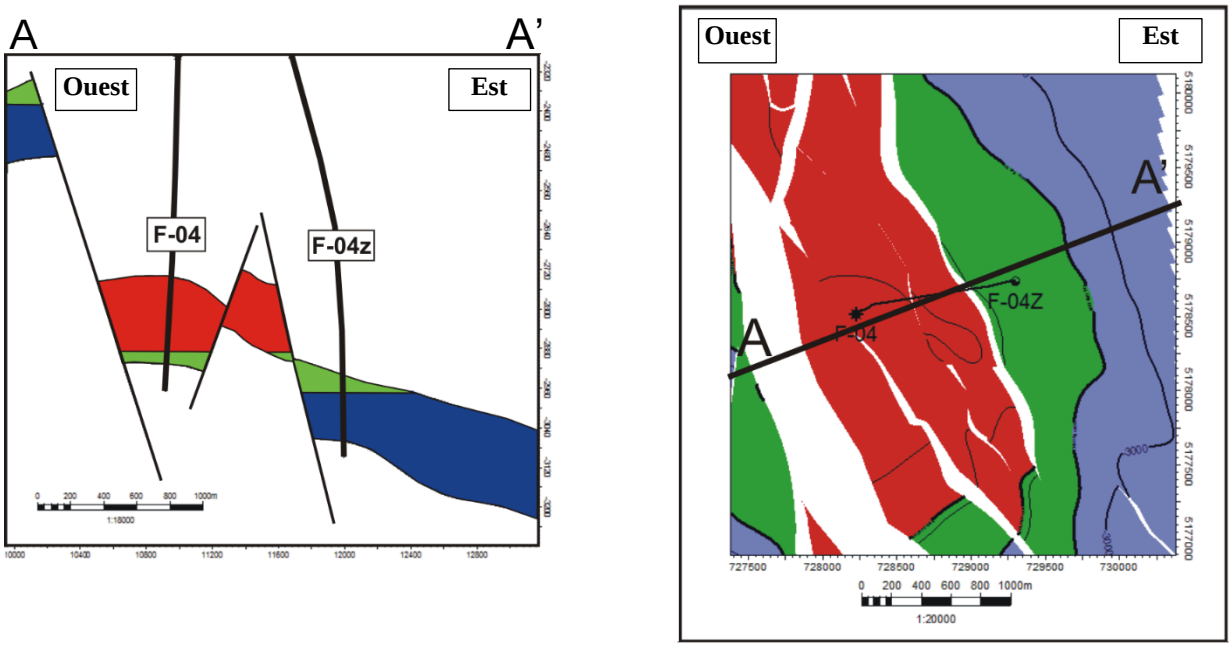


**Figure 4-9 : Coupe transversale du gisement du SWRX.**

L'injection dans la calotte de gaz du bloc F-04 sera réalisée en forant un injecteur de gaz dévié pour soutenir le producteur horizontal. L'injecteur de gaz (J-05 1) est en cours de forage. Le gaz sera injecté dans deux blocs faillés distincts, comme le montre la figure 4-10.

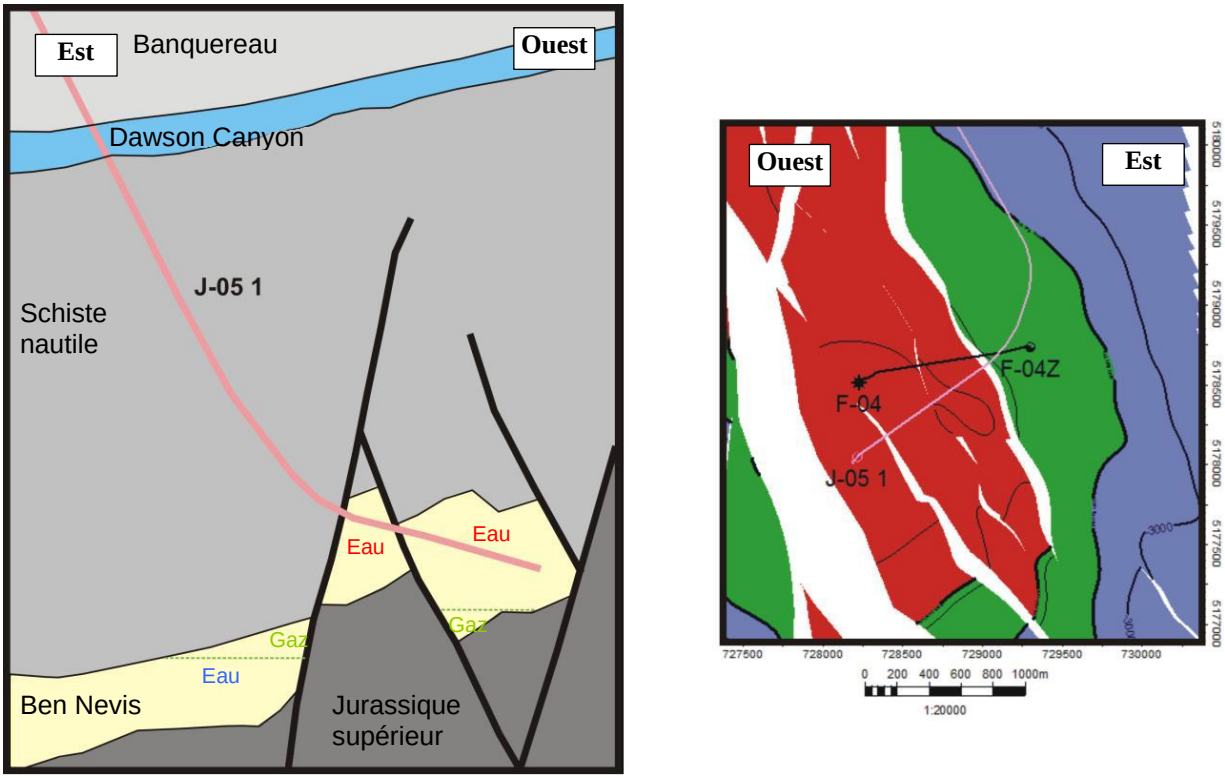


**Figure 4-10 : Schéma de l'injecteur de gaz J-05 1 (Source : modifié à partir de Husky).**

Le support de pression pour le producteur horizontal dans le bloc faillé F-04Z sera réalisé par l'injection d'eau dans la chemise d'eau. Comme discuté dans la modification du plan de mise en valeur précédente du SWRX (décision 2007.02), le promoteur croit qu'un aquifère régional pourrait exister dans la région du bloc F-04Z. Cet aquifère peut être capable de fournir un support de pression total ou partiel au bloc. Cependant, comme la durabilité de l'envahissement par l'eau et la connectivité du volume d'eau ne sont pas définitives pour le moment, le promoteur prévoit de forer un injecteur d'eau dans le bloc faillé F-04Z pour faire en sorte que la récupération du pétrole est maximisée grâce à un support de pression adéquat.

Le modèle de simulation de réservoir du promoteur pour le plan d'épuisement proposé prévoit une récupération ultime de pétrole de 3,82 $Mm^3$ (24 Mb) dans le gisement du SWRX, ce qui est identique à la récupération estimée dans la modification originale du plan de mise en valeur du SWRX (décision 2007.02). Par conséquent, le personnel recommande que le promoteur soit autorisé à aller de l'avant avec le plan décrit dans la demande, car cela atténuera les problèmes de stockage de gaz pour l'actif White Rose sans avoir d'incidence négative sur la récupération du pétrole du gisement du SWRX.

### 4.6.2 Scénario de mise en valeur du centre de forage du SWRX

Le scénario de mise en valeur proposé pour le centre de forage SWRX prévoit six puits au total. Le centre de forage pourra accueillir six personnes supplémentaires pour répondre à d'éventuelles mises en valeur futures.

Deux puits seront forés à partir du centre de forage SWRX dans la région de la terrasse sud du gisement Avalon Sud. Le premier puits sera un puits de production intercalaire horizontal, et le second est prévu comme un puits d'injection de gaz fortement dévié.

Le plan de référence du promoteur pour la mise en valeur du gisement SWRX consiste en un producteur horizontal et un injecteur de gaz dévié dans le bloc faillé F-04, et un producteur horizontal et un injecteur d'eau dans le bloc faillé F-04Z, pour un total de quatre puits. Il est possible d'ajouter un producteur de pétrole et un injecteur d'eau dans la zone sud du gisement du SWRX. Cette zone est plus complexe sur le plan structurel et nécessite une meilleure compréhension avant que la mise en valeur ne puisse se faire. Au fur et à mesure que de nouveaux puits seront forés et que la compréhension du gisement du SWRX s'améliorera, le promoteur évaluera la possibilité de mettre en valeur la partie sud du gisement.

Les emplacements proposés pour les puits de développement dans le cadre du scénario de mise en valeur du centre de forage SWRX sont indiqués à la figure 4-11.

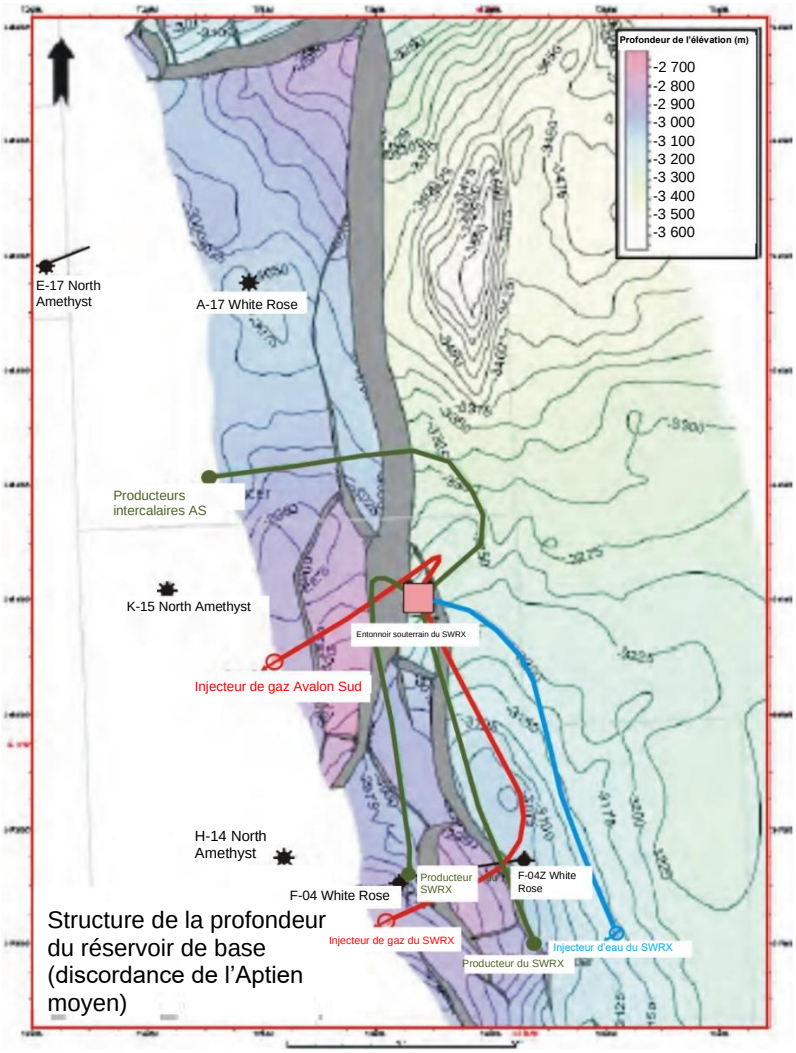


**Figure 4-11 : Puits de développement proposés du centre de forage SWRX (Source : modifié à partir de Husky).**

Le promoteur a fourni un calendrier préliminaire de forage pour les six puits de développement proposés. Le 30 novembre 2012, le promoteur a reçu l'autorisation ministérielle de procéder au forage de l'injecteur de gaz du SWRX avant l'approbation par l'Office de la présente modification du plan de mise en valeur. Ce puits, J-05 1, a été foré le 18 février 2013 et les activités de forage sont en cours.

Les dates provisoires de forage des puits de développement restants sont les suivantes :

1. Puits intercalaire producteur de pétrole de la terrasse Avalon Sud – 2014
2. Injecteur de gaz de la terrasse Avalon Sud – 2014-2015
3. Producteur de pétrole du SWRX (bloc faillé F-04) – 2014-2015
4. Producteur de pétrole du SWRX (bloc faillé F-04Z) – 2015-2016

5. Injecteur d'eau du SWRX – 2015-2016

### 4.6.3 Plan de gestion des réservoirs

Le promoteur a indiqué que le plan de gestion du réservoir pour le gisement Avalon Sud restera inchangé. La pression dans le gisement continuera d'être maintenue au-dessus du point de bulle, et le promoteur s'efforcera également de maintenir un rapport de remplacement de porosité entre 1,0 et 1,2. Une partie de la production dans la région de la terrasse sud, provenant du puits B-07 3, du puits B-07 10Z et du puits intercalaire proposé, sera remplacée par l'injection de gaz. En outre, le plan d'acquisition de données actuel pour le champ pétrolifère White Rose continuera d'être respecté conformément aux exigences du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.*

Le promoteur prévoit d'installer une complétion intelligente dans l'injecteur de gaz pour le puits d'injection de gaz proposé dans la terrasse sud, car cette zone contient deux blocs faillés distincts. Ces sous-unités sont appelées blocs faillés est et ouest et sont illustrées à la figure 4-12.

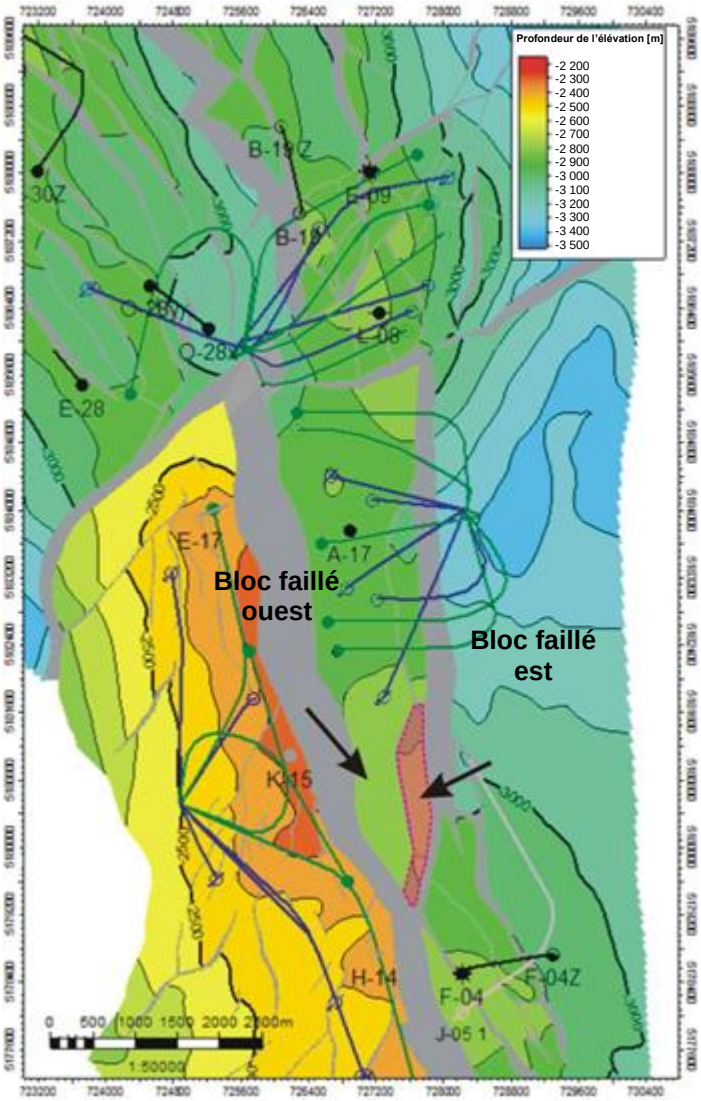


**Figure 4-12 : Blocs faillés est et ouest dans la zone de la calotte de gaz de la terrasse sud.**

L'utilisation d'une complétion intelligente de puits permettra au promoteur d'injecter du gaz indépendamment dans les blocs faillés est et ouest ou d'injecter du gaz dans les deux blocs simultanément. Si la faille qui sépare ces blocs est étanche, l'utilisation de la complétion intelligente pourrait permettre de stocker jusqu'à trois ans de gaz dans le bloc faillé est, car le promoteur aura la possibilité d'injecter du gaz uniquement dans le fond du puits. Dans ce cas, cette période d'injection de gaz n'aurait aucun effet sur le maintien de la pression de la terrasse Avalon Sud et le remplacement ultérieur des vides. Après la fin de la période d'injection initiale dans le bloc faillé est, la complétion intelligente pourrait être utilisée pour ouvrir de façon hydraulique le pied du puits afin de permettre l'injection de gaz dans le bloc faillé ouest. Une fois que l'injection de gaz dans le bloc faillé ouest aura commencé, les puits de production situés dans la partie sud de la terrasse bénéficieront d'un soutien à l'injection de gaz. Le promoteur surveillera et ajustera les taux d'injection d'eau et de gaz et les taux de production pour s'assurer qu'un rapport de remplacement de porosité compris entre 1,0 et 1,2 est maintenu.

Le personnel de l'Office estime que les plans du promoteur pour la gestion des réservoirs dans le gisement Avalon Sud sont raisonnables. Cependant, si la faille séparant les blocs faillés est et ouest est étanche, le gaz initialement injecté dans le fond de l'injecteur ne contribuera pas à l'injection de gaz dans les puits de production de la région de la terrasse sud. Par conséquent, cette injection serait considérée comme un stockage de gaz, et non comme une injection de gaz. La nature étanche de cette faille ne sera pas connue tant que le promoteur ne sera pas en mesure d'acquérir des données adéquates sur l'injection et la pression. Par conséquent, un an après le début de l'injection de gaz dans la terrasse Sud, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport d'évaluation de l'étanchéité de la faille qui sépare les blocs est et ouest. Si les données d'injection et de pression de l'injecteur de gaz indiquent que la faille est étanche, le promoteur devra demander un permis de stockage souterrain de gaz dans le bloc faillé est.

> **Condition 1 : Un (1) an après le début de l'injection de gaz dans la terrasse sud, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport d'évaluation de l'étanchéité de la faille qui sépare les blocs faillés est et ouest.**

Le plan de gestion du réservoir proposé pour le gisement du SWRX est conforme au plan du gisement Avalon Sud et des autres gisements producteurs de la zone de White Rose. La pression du réservoir sera maintenue au-dessus du point de bulle et un rapport de remplacement de porosité compris entre 1,0 et 1,2 continuera d'être visé afin de maximiser la récupération finale du champ. L'acquisition de données pour le gisement du SWRX se fera conformément au plan d'acquisition de données actuel pour le champ pétrolifère White Rose.

Le promoteur n'utilisera pas de complétion intelligente dans l'injecteur de gaz du SWRX dans le bloc faillé F-04 (J-05 1). Le promoteur prévoit d'injecter du gaz pendant une période provisoire de 18 mois avant le début de la production de pétrole du gisement. Cette période de « préinjection » est nécessaire, car les conduites d'écoulement de production et l'infrastructure sous-marine connexe ne seront pas installées et mises en service dans le centre de forage SWRX avant la fin de 2014 ou au début de 2015. Le modèle de simulation du réservoir SWRX du promoteur n'a montré aucun effet négatif sur la récupération du pétrole de la période de « préinjection ».

Le gaz produit dans les gisements Avalon Sud et SWRX sera réinjecté par les puits d'injection de gaz proposés dans le cadre de ce projet ou par les puits d'injection de gaz existants dans le gisement Avalon Nord.

Le personnel estime que le plan de gestion des réservoirs du promoteur pour le gisement SWRX est raisonnable. Si la période de « préinjection » prévue par le promoteur se prolonge au-delà de 18 mois en raison de problèmes opérationnels ou autres, le promoteur devra informer l'Office de ses plans.

> **Condition 2 : Si la période d'injection de gaz préalable à la production de pétrole dans le gisement SWRX dure plus de 18 mois, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport détaillé de ses activités à ce jour et ses futurs plans d'injection de gaz dans le gisement SWRX.**

Pour les puits de production proposés, le promoteur envisagera d'utiliser des débitmètres multiphases sous-marins pour répartir les fluides produits entre chaque puits/centre de forage SWRX. Cela se fera en conjonction avec les installations existantes de séparation des essais. Le personnel note qu'il s'agit d'un aspect important pour les futures attributions de champs sous-marins et exigera que le promoteur aborde les dispositions relatives aux compteurs appropriés dans le processus de demande d'approbation du système d'écoulement.

### 4.6.4 Performance du champ complet

La FPSO SeaRose traite actuellement la production du gisement Avalon Sud, du gisement North Amethyst et du projet pilote White Rose Ouest. Comme le promoteur souhaite augmenter la production du projet de mise en valeur proposé, il a procédé à une évaluation des implications de l'augmentation de la production sur le rendement total du champ afin de déterminer s'il y avait des problèmes avec les capacités de production et d'injection de la FPSO SeaRose. Les contraintes de production et d'injection de la FPSO SeaRose utilisées pour cette évaluation sont les suivantes :

- Liquides totaux – 33 000 $m^3$/jour (208 000 barils/jour)
- Injection d'eau totale – 44 000 $m^3$/jour (277 000 barils/jour)
- Injection d'eau par centre de forage excavé – 30 000 $m^3$/jour (189 000 barils/jour)
- Eau produite – 28 000 $m^3$/jour (176 000 barils/jour)
- Compression de gaz – 4,2 $Mm^3$/jour (148 $Mpi^3$/j)
- Extraction au gaz – 1,6 $Mm^3$/jour (56 $Mpi^3$/jour)
- Extraction au gaz par centre de forage excavé – 1,19 $Mm^3$/jour (42 $Mpi^3$/jour)

Le promoteur a utilisé des modèles de simulation conjointement avec des tableaux de performance d'écoulement vertical pour les puits de production existants et proposés afin de prédire la performance de production et de pression pour le champ complet. Les profils de la production de pétrole sur l'ensemble du champ pétrolifère, de l'eau produite, de l'injection d'eau, de la production totale de liquides, de la production totale de gaz et de l'extraction au gaz, ainsi que de l'utilisation du gaz, ont été inclus dans la demande et sont présentés dans les figures 4-13 à 4-18.

Le promoteur a prolongé la durée de vie du champ jusqu'en 2030 pour les profils de production du champ complet. La production jusqu'en 2030 prolongerait la durée de vie du champ de cinq ans par rapport à la durée de vie nominale de vingt ans de la FPSO SeaRose. 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. (Rermarque : un arrêt prolongé est prévu pour 2022)

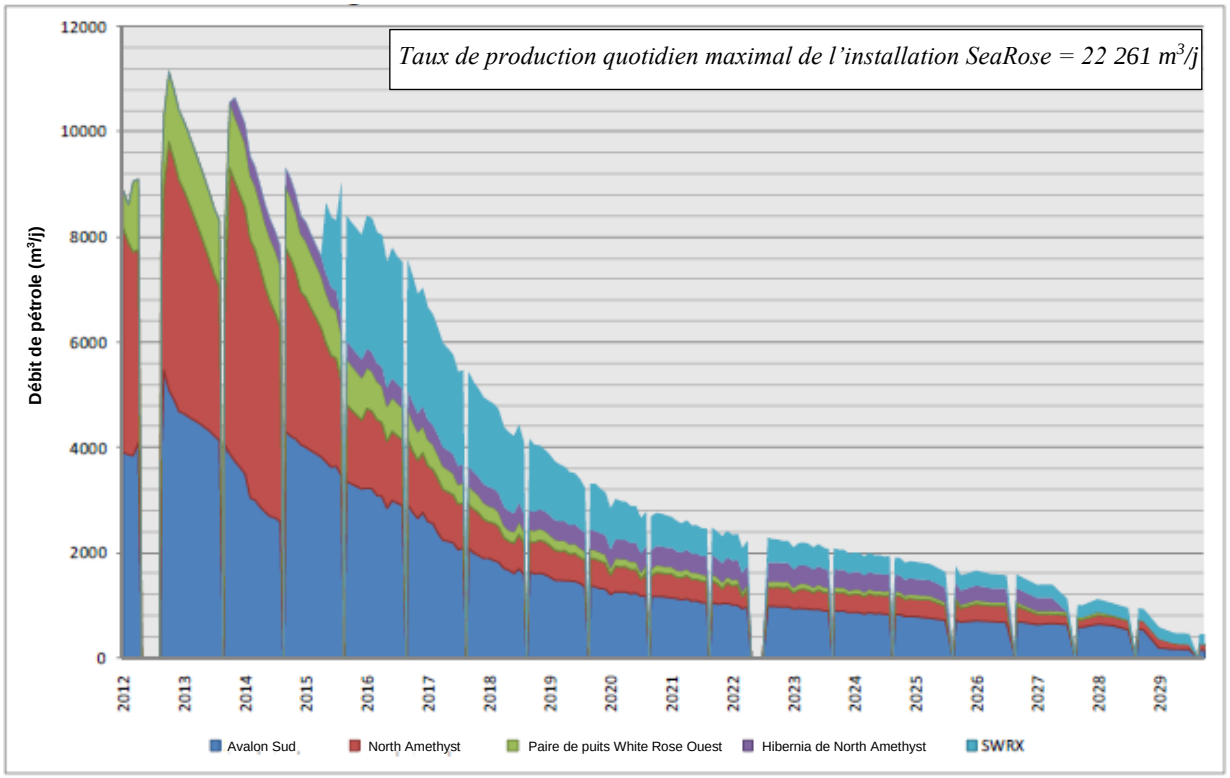


**Figure 4-13 : Profil de production de pétrole du champ complet (Source : Husky).**

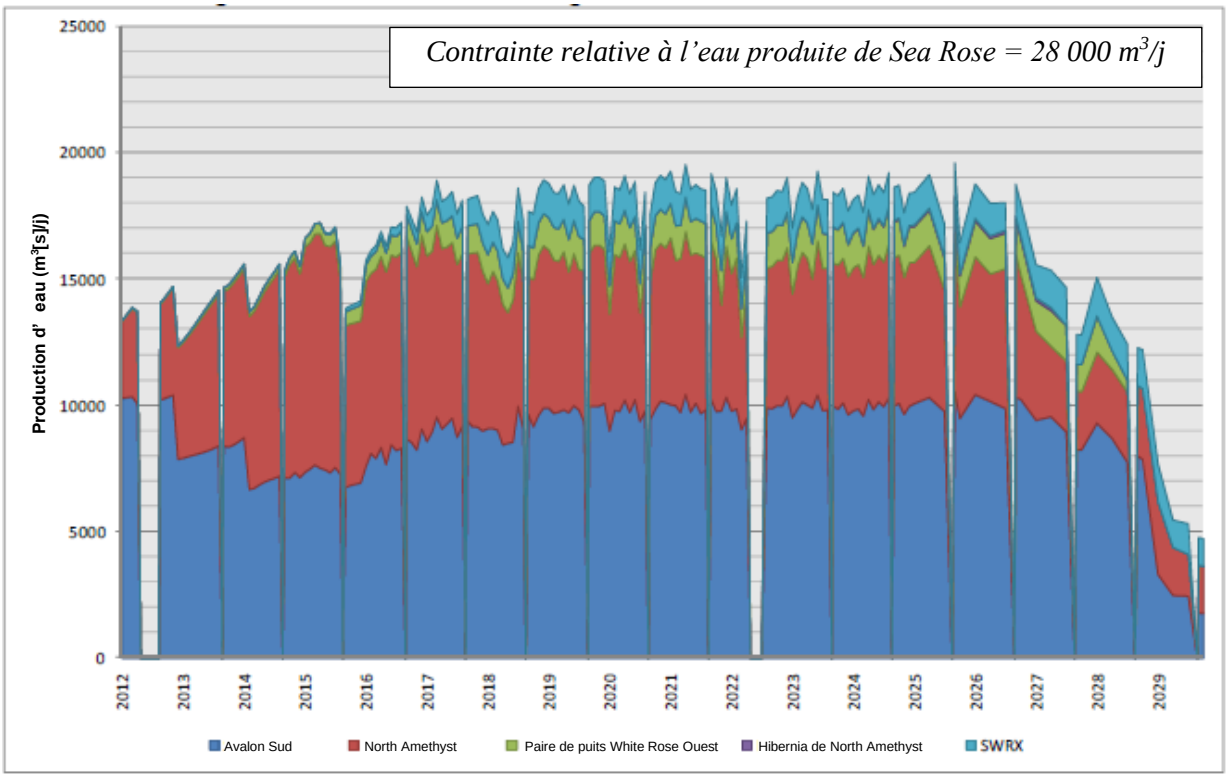


**Figure 4-14 : Profil de production d'eau du champ complet (Source : Husky)**

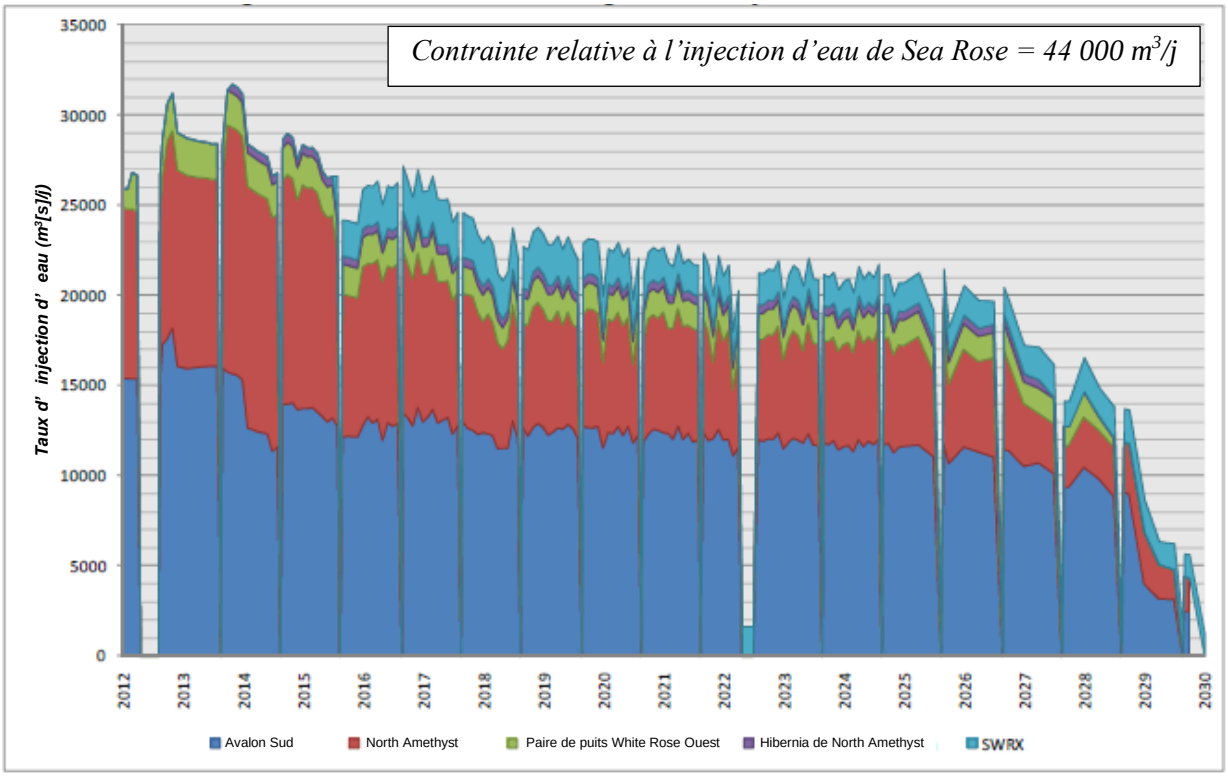


**Figure 4-15 : Taux d'injection d'eau du champ complet (Source : Husky).**

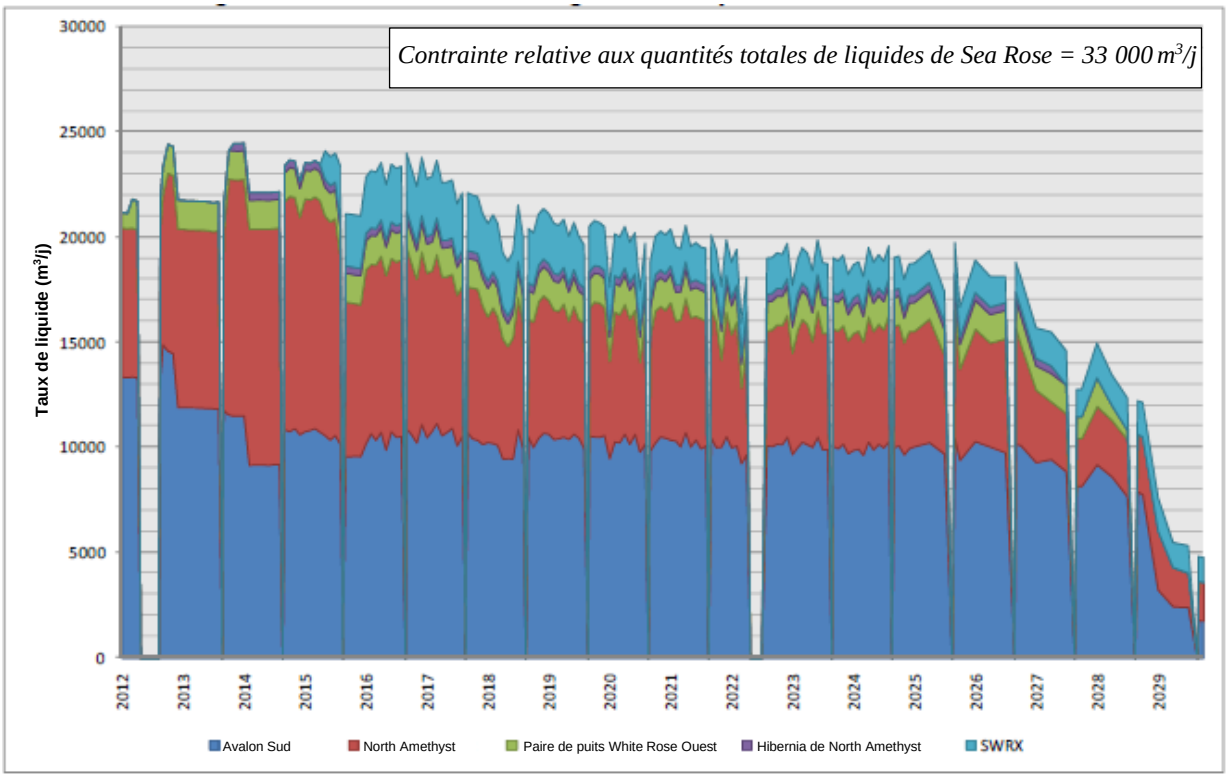


**Figure 4-16 : Taux de liquide total du champ total (Source : Husky).**

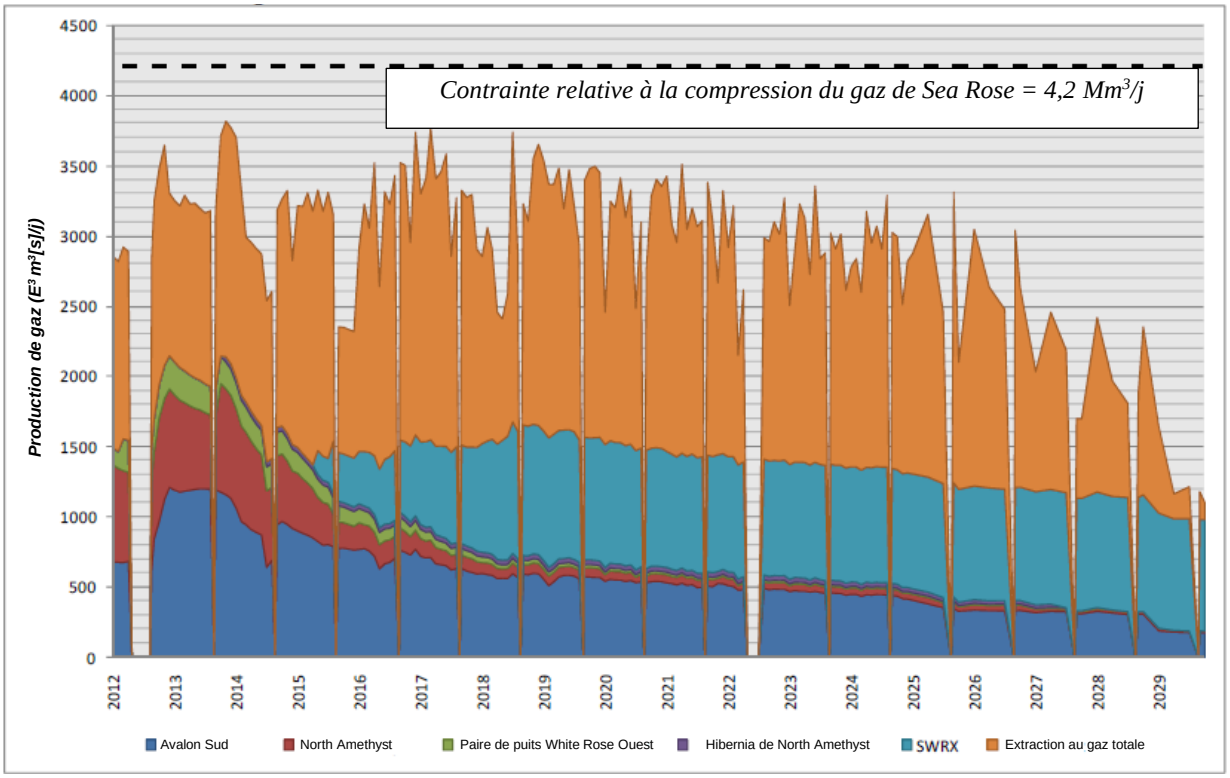


**Figure 4-17 : Profil de production de gaz et d'extraction au gaz du champ complet (Source : Husky).**

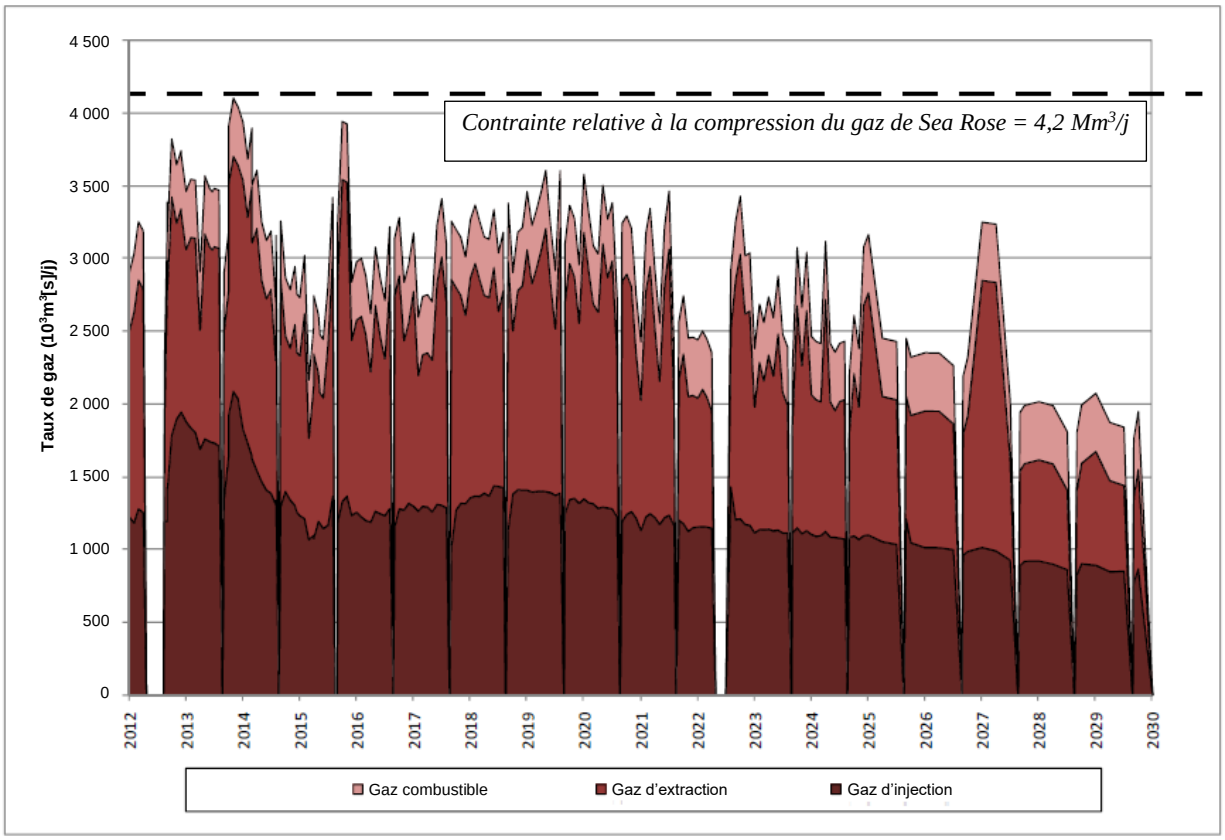


**Figure 4-18 : Profil d'utilisation du gaz du champ complet (Source : Husky).**

Le tableau 4-5 présente sous format tabulaire les données du profil de production pétrolifère du champ complet de la figure 4-13. Il convient de noter que les taux indiqués au tableau 4-5 ne correspondent pas exactement à ceux de la figure 4-13, car ils sont calculés en moyenne sur l'année.

| | | | White Rose Ouest | North Amethyst | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Année | Avalon Sud | North Amethyst | Paire de puits | Hibernia | SWRX | Total |
| | Production de pétrole | Production de pétrole | Production de pétrole | Production de pétrole | Production de pétrole | Production de pétrole |
| | ($m^3$[s]/j) | ($m^3$[s]/j) | ($m^3$[s]/j) | ($m^3$[s]/j) | ($m^3$[s]/j) | ($m^3$[s]/j) |
| 2012 | 2 654,5 | 2 442,8 | 718,8 | 0,0 | 0,0 | 5 816,1 |
| 2013 | 3 889,6 | 3 638,5 | 1 170,8 | 56,6 | 0,0 | 8 755,4 |
| 2014 | 3 068,6 | 3 708,4 | 1 091,5 | 334,0 | 0,0 | 8 202,4 |
| 2015 | 3 329,6 | 1 872,9 | 861,2 | 328,3 | 1 229,9 | 7 621,9 |
| 2016 | 2 724,6 | 1 200,9 | 594,1 | 333,4 | 2 236,2 | 7 089,2 |
| 2017 | 2 020,7 | 837,5 | 371,5 | 333,6 | 1 725,3 | 5 288,6 |
| 2018 | 1 560,6 | 573,9 | 222,8 | 332,5 | 1 315,2 | 4 005,0 |
| 2019 | 1 311,3 | 491,6 | 169,7 | 337,2 | 886,6 | 3 196,3 |
| 2020 | 1 113,5 | 400,7 | 133,5 | 332,1 | 628,4 | 2 608,2 |
| 2021 | 995,2 | 372,0 | 116,8 | 333,3 | 491,3 | 2 308,6 |
| 2022 | 678,9 | 240,9 | 76,1 | 248,9 | 311,3 | 1 556,1 |
| 2023 | 841,5 | 320,9 | 91,4 | 316,6 | 370,8 | 1 941,1 |
| 2024 | 772,3 | 318,5 | 80,2 | 294,1 | 314,0 | 1 779,1 |
| 2025 | 611,7 | 260,5 | 63,7 | 240,3 | 246,8 | 1 423,0 |
| 2026 | 574,9 | 251,6 | 60,2 | 221,2 | 215,6 | 1 323,5 |
| 2027 | 516,8 | 140,6 | 47,4 | 82,6 | 197,5 | 984,9 |
| 2028 | 480,7 | 143,1 | 19,1 | 0,0 | 187,0 | 829,8 |
| 2029 | 136,4 | 103,3 | 0,0 | 0,0 | 162,0 | 401,7 |
| 2030 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

**Tableau 4-5 Taux annuels moyens de production de pétrole du champ complet (Source : modifié à partir de Husky).**

Le tableau 4-6 présente les données du profil d'utilisation du gaz du champ complet de la figure 4-18 sous forme de tableau. Il convient de noter que les taux indiqués au tableau 4-6 ne correspondent pas exactement à ceux de la figure 4-18, car ils sont calculés en moyenne sur l'année.

| Année | Taux d'injection de gaz | Taux d'extraction au gaz | Taux de gaz combustible |
|---|---|---|---|
| | $10^3$ $m^3$[s]/jour | $10^3$ $m^3$[s]/jour | $10^3$ $m^3$[s]/jour |
| 2012 | 950,23 | 914,69 | 400,00 |
| 2013 | 1 667,11 | 1 240,95 | 400,00 |
| 2014 | 1 365,89 | 1 301,62 | 400,00 |
| 2015 | 1 053,35 | 1 149,94 | 400,00 |
| 2016 | 1 147,50 | 1 218,40 | 400,00 |
| 2017 | 1 171,84 | 1 250,65 | 400,00 |
| 2018 | 1 267,52 | 1 316,18 | 400,00 |
| 2019 | 1 262,65 | 1 407,53 | 400,00 |
| 2020 | 1 173,98 | 1 408,43 | 400,00 |
| 2021 | 1 098,12 | 1 126,22 | 400,00 |
| 2022 | 831,05 | 845,69 | 400,00 |
| 2023 | 1 040,22 | 1 031,23 | 400,00 |
| 2024 | 1 005,96 | 957,00 | 400,00 |
| 2025 | 907,71 | 894,68 | 400,00 |
| 2026 | 828,90 | 750,18 | 400,00 |
| 2027 | 790,13 | 948,42 | 400,00 |
| 2028 | 735,35 | 533,33 | 400,00 |
| 2029 | 705,50 | 542,80 | 400,00 |

**Tableau 4-6 Taux annuels moyens d'utilisation du gaz du champ complet (Source : Husky).**

Le personnel a examiné les profils complets pour déterminer s'il y avait lieu de s'inquiéter des capacités de manutention de la FPSO SeaRose. Sur la base des contraintes de la FPSO SeaRose, le personnel a conclu qu'il n'y a pas de problèmes importants concernant les capacités de traitement des fluides. Cependant, une contrainte de la FPSO SeaRose qui pourrait poser problème est la compression du gaz. Comme le montre la figure 4-18, le total de l'injection de gaz, du gaz combustible et de l'extraction au gaz reste inférieur à la capacité de traitement du gaz de la FPSO SeaRose (4,2 $Mm^3$/jour) jusqu'au terme de sa production, mais le volume maximum d'environ 4,1 $Mm^3$/jour à la fin de 2013 est proche de la capacité de traitement du gaz de la FPSO SeaRose. Cependant, ce taux n'est prévu que pour une courte période, et le promoteur aura la possibilité de réduire la production de pétrole ou le taux d'extraction au gaz pour faire face à tout problème à court terme.

Des essais du système de compression du gaz ont récemment été effectués sur la FPSO SeaRose afin de s'assurer que le système est capable de répondre aux futures exigences de compression du gaz pour l'actif White Rose sans nécessiter de mise à niveau du système. Les essais ont montré que le système de compression du gaz est capable de répondre aux exigences du débit de base de 4,2 $Mm^3$/jour à une pression de décharge de 40 000 kPa, et qu'aucune mise à niveau du système n'est donc nécessaire.

Bien que les besoins en matière de manutention du gaz de l'installation permettent de répondre aux besoins en matière de manutention du gaz, des problèmes pourraient survenir à l'avenir en cas de percée de gaz plus précoce que prévu dans l'un ou l'autre des gisements SWRX ou de la terrasse Avalon Sud. Le promoteur prévoit d'atténuer ce risque en installant un dispositif de

régulation de débit de complétion pour les puits de production proposés du SWRX. Ces dispositifs de régulation de débit de complétion ont permis de retarder la percée dans d'autres zones du champ, car elles créent un rabattement uniforme sur la longueur horizontale des producteurs. La percée de gaz dans la terrasse sud sera atténuée par la complétion intelligente de l'injecteur de gaz, qui permettra au promoteur de contrôler l'injection de gaz dans les blocs faillés est ou ouest. Le promoteur étudiera également l'installation d'un dispositif de régulation de débit de complétion pour le producteur proposé dans la terrasse sud. Enfin, comme un puits d'injection de gaz est prévu pour chaque gisement, le promoteur aura la possibilité d'injecter dans l'un ou l'autre des gisements, si une percée de gaz plus précoce que prévu se produit dans l'un d'eux.

## 4.7 Simulation de réservoirs

Pour appuyer cette demande, le promoteur a soumis des modèles de simulation de réservoir mis à jour pour les gisements Avalon Sud et SWRX.

Le modèle de simulation du réservoir Avalon Sud du promoteur a été mis en correspondance avec les volumes de production réels jusqu'au 1er juin 2011. Le modèle a supposé que le puits intercalaire B-07 11 entrerait en production le 1er septembre 2012. La date réelle de début de ce puits était le 17 août 2012. Il a également supposé que le producteur intercalaire de la terrasse commencerait sa production le 1er juillet 2014 et que l'injection de gaz dans la terrasse commencerait le 1er novembre 2014.

La simulation du réservoir SWRX est un modèle prédictif qui prévoit que l'injection de gaz dans la région commencera en novembre 2013. Le puits d'injection de gaz, J-05 1, est en cours de forage et devrait être mis en service à cette date. Le premier producteur de pétrole devrait être en service en mai 2015, suivi du deuxième producteur de pétrole et de l'injecteur d'eau en novembre 2015. Le modèle prévoit une production du gisement SWRX jusqu'en 2030.

Une description plus détaillée des modèles de simulation de réservoirs, y compris la taille de grille, le nombre de cellules actives et d'autres propriétés du modèle, se trouve à la section 6.4 de la demande.

Bien qu'aucun modèle de champ complet n'ait été soumis, les contraintes actuelles de la FPSO SeaRose ont été prises en compte pour les prévisions de champ complet. Ces contraintes liées aux installations sont énumérées à la section 4.6.4.

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

### 4.7.1 Résultats et prévisions de la production pétrolière

Le modèle de simulation du réservoir Avalon Sud étant un modèle de concordances des données antérieures, la production de pétrole jusqu'en juin 2011 correspond à la production réelle du champ pétrolifère White Rose. La production après juin 2011 montre un déclin continu du taux de production avec des augmentations en 2012 et 2014 dues à la mise en service des puits intercalaires B-07 11 et de la terrasse. Après le forage du puits intercalaire de la terrasse, le modèle indique une forte baisse de la production jusqu'en 2017, après quoi le taux se stabilise à un déclin plus progressif pour le reste de la durée de vie du champ, jusqu'en 2031. Le modèle de simulation du réservoir indique que la production totale du champ Avalon Sud sera de 38,7 $Mm^3$ (243,4 Mb). Le plan de mise en valeur original de White Rose (décision 2001.01) prévoyait une production de pétrole de 36,2 $Mm^3$ (230 Mb) pendant 15 ans.

La figure 4-19 montre le taux de production de pétrole et la production cumulative du modèle de simulation du réservoir Avalon Sud. Le gisement Avalon Sud comprend les blocs de la terrasse et central.

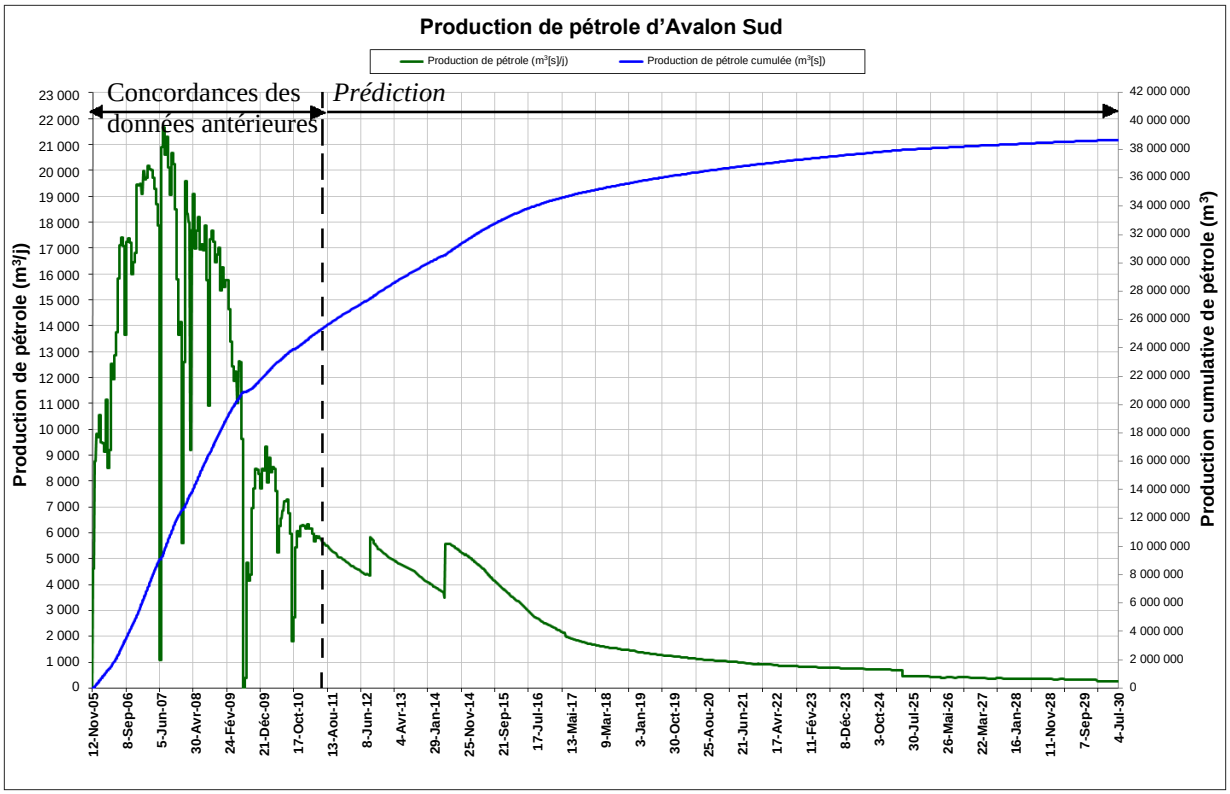


**Figure 4-19 : Production de pétrole et cumulé d'Avalon Sud – cas de référence.**

La production du SWRX indique une production initiale d'environ 1 500 $m^3$/j lorsque le premier puits est foré, qui augmentera à 2 900 $m^3$/j lorsque le deuxième producteur sera foré. Le modèle indique un taux de déclin assez rapide sur cinq à six ans, après quoi la production du SWRX diminue lentement pour le reste de la durée de vie du champ. En utilisant le plan d'exploitation du promoteur (un injecteur de gaz, deux producteurs et un injecteur d'eau), le modèle de simulation du réservoir suggère que la récupération ultime de la région SWRX sera de 3,82 $Mm^3$ (24,03 Mb). La figure 4-20 montre la production de pétrole et la production cumulative du modèle de simulation de réservoir du SWRX.

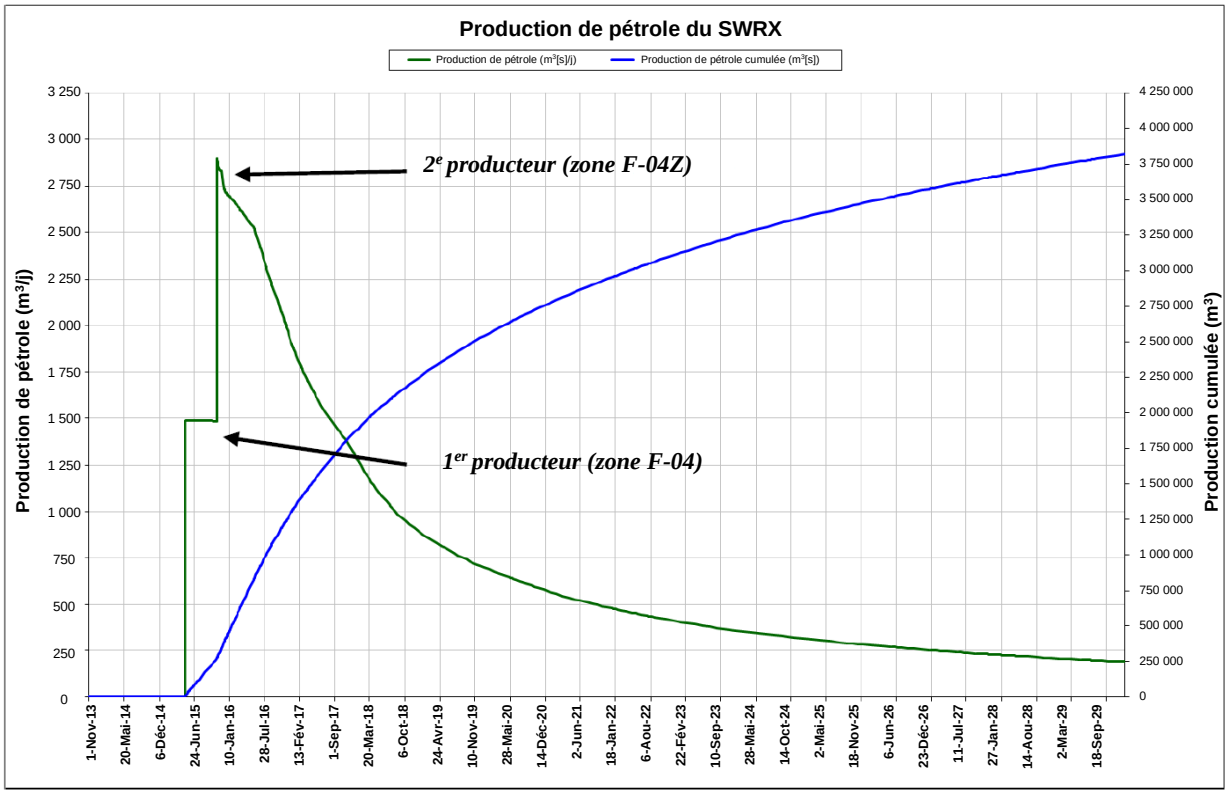


**Figure 4-20 : Production de pétrole et cumulé du SWRX – scénario de référence.**

Le personnel de l'Office estime que l'approche du promoteur en matière de simulation de gisement et les prévisions de production de pétrole qui en découlent sont raisonnables.

### 4.7.2 Résultats et prévisions de la production de gaz

L'une des préoccupations du personnel concernant la mise en œuvre d'un schéma d'exploitation par injection de gaz dans les régions d'Avalon Sud et de SWRX est la capacité du FPSO SeaRose à gérer une production accrue de gaz. Selon le modèle de simulation du réservoir d'Avalon Sud qui a été soumis, la production future de gaz d'Avalon Sud atteindra sa crête en juillet 2015, avec un taux de 1,81 $Mm^3$/jour. La figure 4-21 montre les taux de production et d'injection de gaz et les volumes cumulatifs pour le gisement Avalon Sud d'après le modèle de simulation de réservoir soumis.

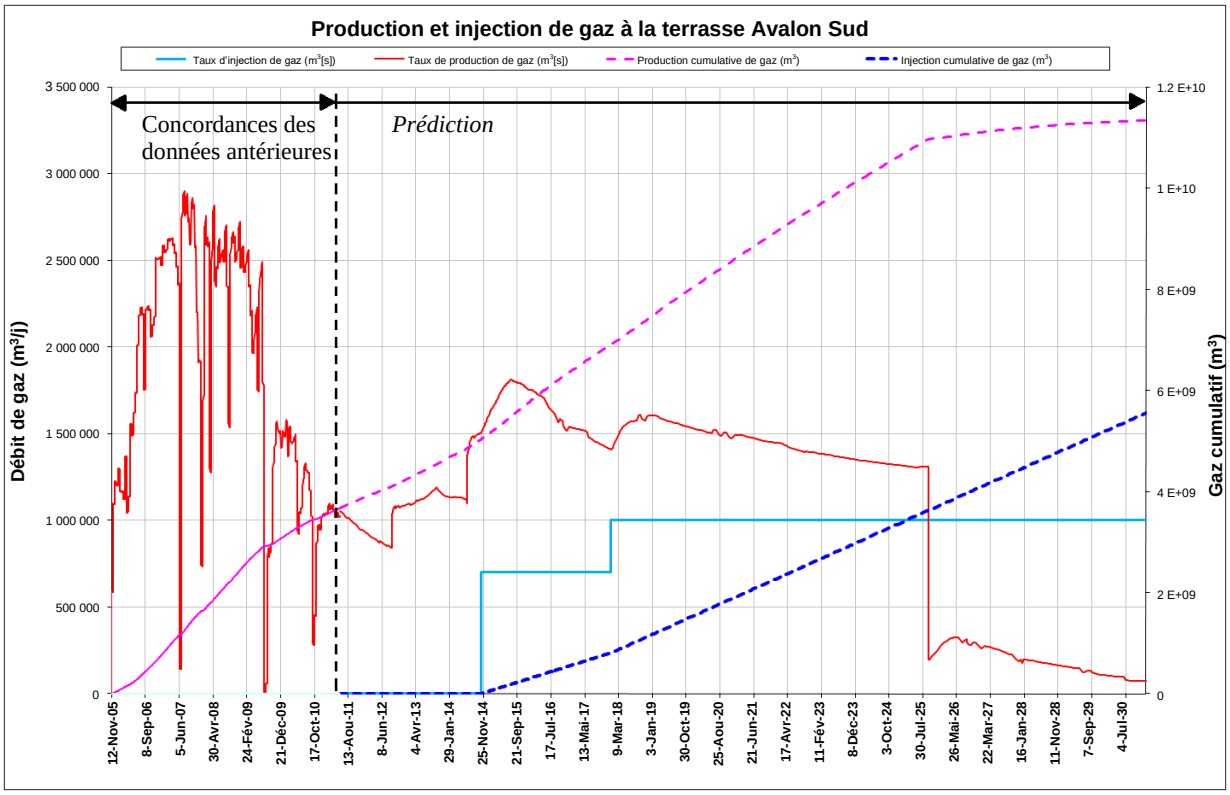


**Figure 4-21 : Taux de production et d'injection de gaz de Avalon Sud et production cumulative – Scénario de référence**

Dans la région du SWRX, le modèle de simulation de réservoir soumis indique que le sommet de production de gaz se produira vers la fin de la durée de vie du champ et atteindra un taux maximal de 0,74 $Mm^3/j$. L'injection maximale de gaz de 1,0 $Mm^3/j$ se produira lorsque l'injecteur de gaz sera mis en service au début de la durée de vie du champ, moment auquel il est prévu que tout le gaz de l'actif White Rose sera injecté dans la région du SWRX. Au cours de la durée de vie du champ du SWRX, le modèle de simulation du réservoir prévoit l'injection de 1,2 fois la quantité de gaz produite dans la région, ce qui indique l'importance du SWRX pour la stratégie de gestion du gaz de l'actif White Rose dans son ensemble. La figure 4-22 montre les taux de production et d'injection de gaz et les volumes cumulés pour le SWRX, sur la base du modèle de simulation de réservoir soumis.

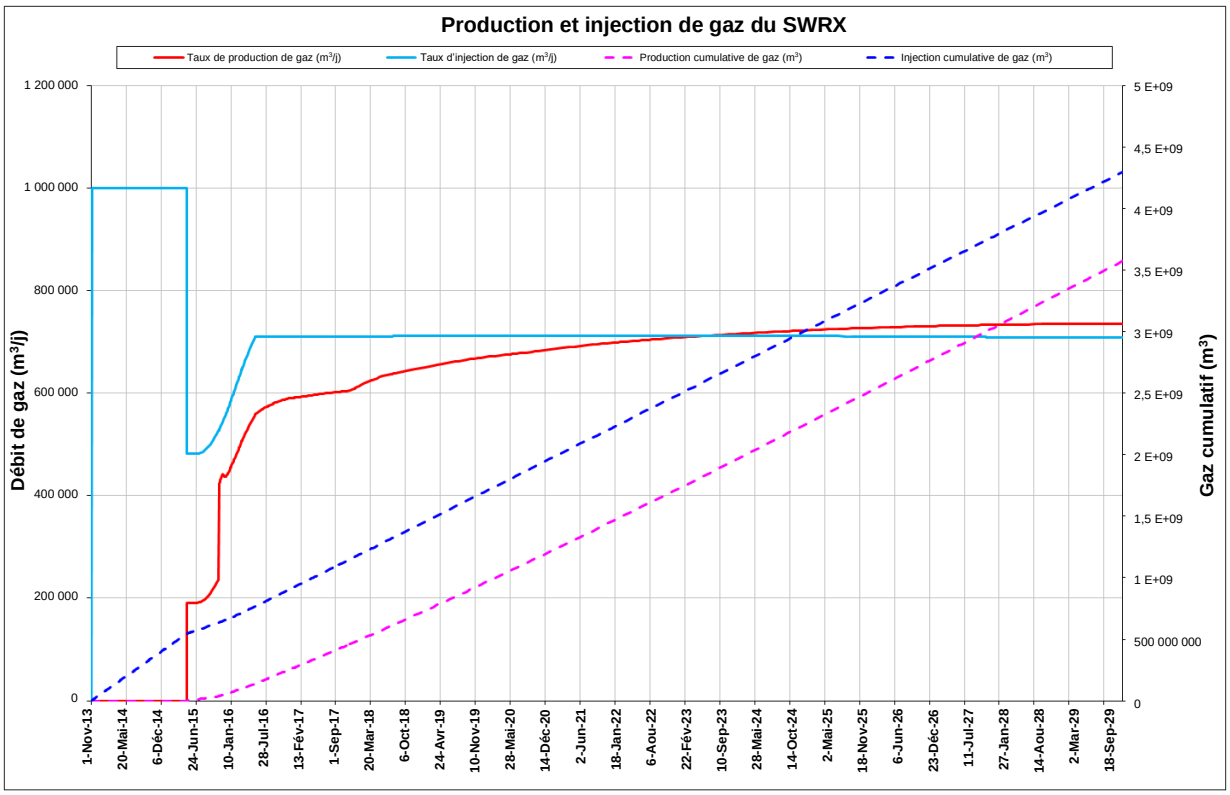


**Figure 4-22 : Taux de production et d'injection de gaz et production et injection cumulative du SWRX – scénario de référence.**

Si l'on combine les exigences de compression de gaz d'Avalon Sud et du SWRX, on constate que la capacité de la FPSO SeaRose est plus que suffisante pour traiter le gaz provenant de ces mises en valeur. Toutefois, les modèles de simulation soumis ne tenaient pas compte des autres projets de White Rose, comme le gisement ouest, BNA de North Amethyst ou Hibernia de North Amethyst.

### 4.7.3 Résultats et prévisions de la pression du réservoir

Lorsque l'on regarde le tracé de la pression du réservoir à partir du modèle de simulation Avalon Sud, on constate que la pression reste relativement constante au cours de la durée de vie du champ. Toutefois, on observe une légère augmentation après la mise en service de l'injecteur de gaz de la terrasse, puis une augmentation progressive significative vers la fin de la durée de vie du champ, lorsque la production diminue, mais que l'injection de gaz se poursuit. La figure 4-23 présente la pression du réservoir Avalon Sud pendant la durée de vie du champ.

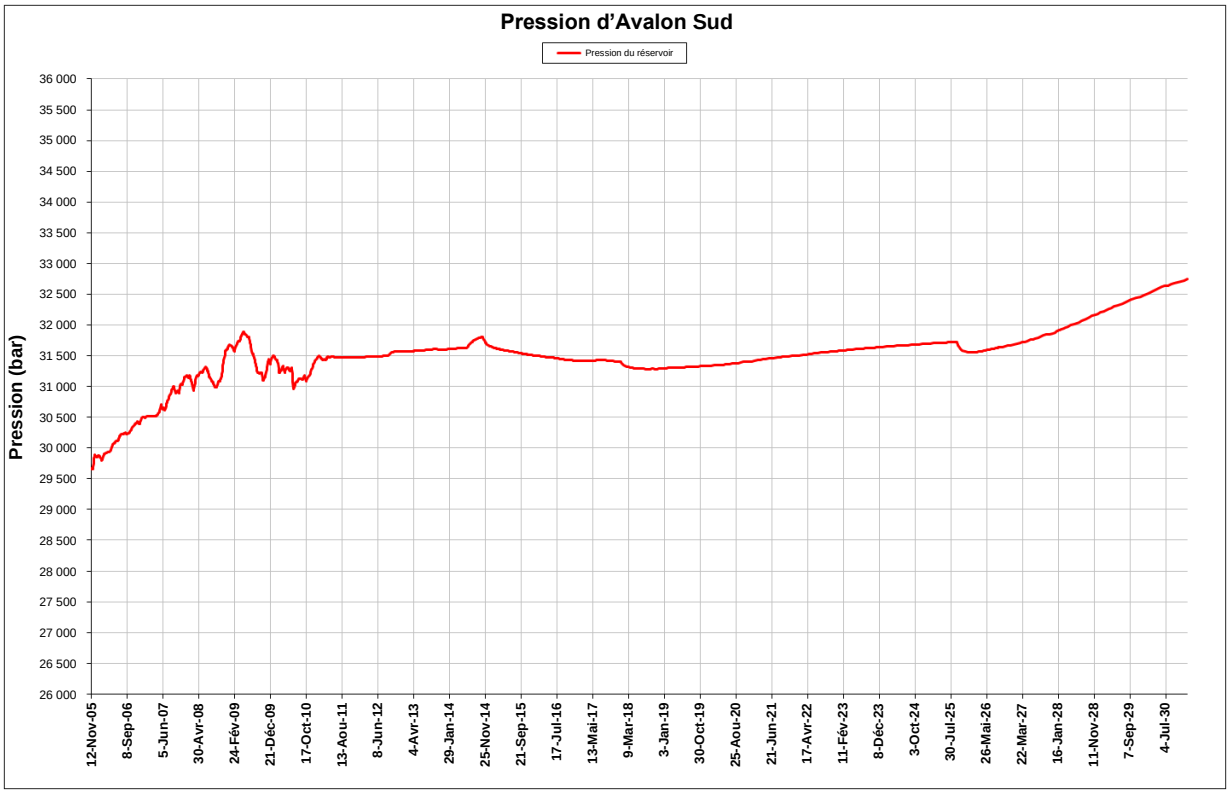


**Figure 4-23 : Pression du réservoir Avalon Sud – scénario de référence.**

Lorsque l'on regarde le tracé de la pression du réservoir à partir du modèle de simulation SWRX, on constate que la pression augmente initialement lorsque l'injecteur de gaz est mis en service et atteint un sommet juste au moment où la production commence. Bien que la pression diminue légèrement au cours de la durée de vie du champ, elle reste supérieure à la pression initiale du réservoir. D'après le modèle de simulation de réservoir du promoteur, il n'y a aucune inquiétude quant au maintien de la porosité ou de la pression du réservoir avec le plan de mise en valeur proposé. La figure 4-24 présente la pression du réservoir SWRX pendant la durée de vie du champ.

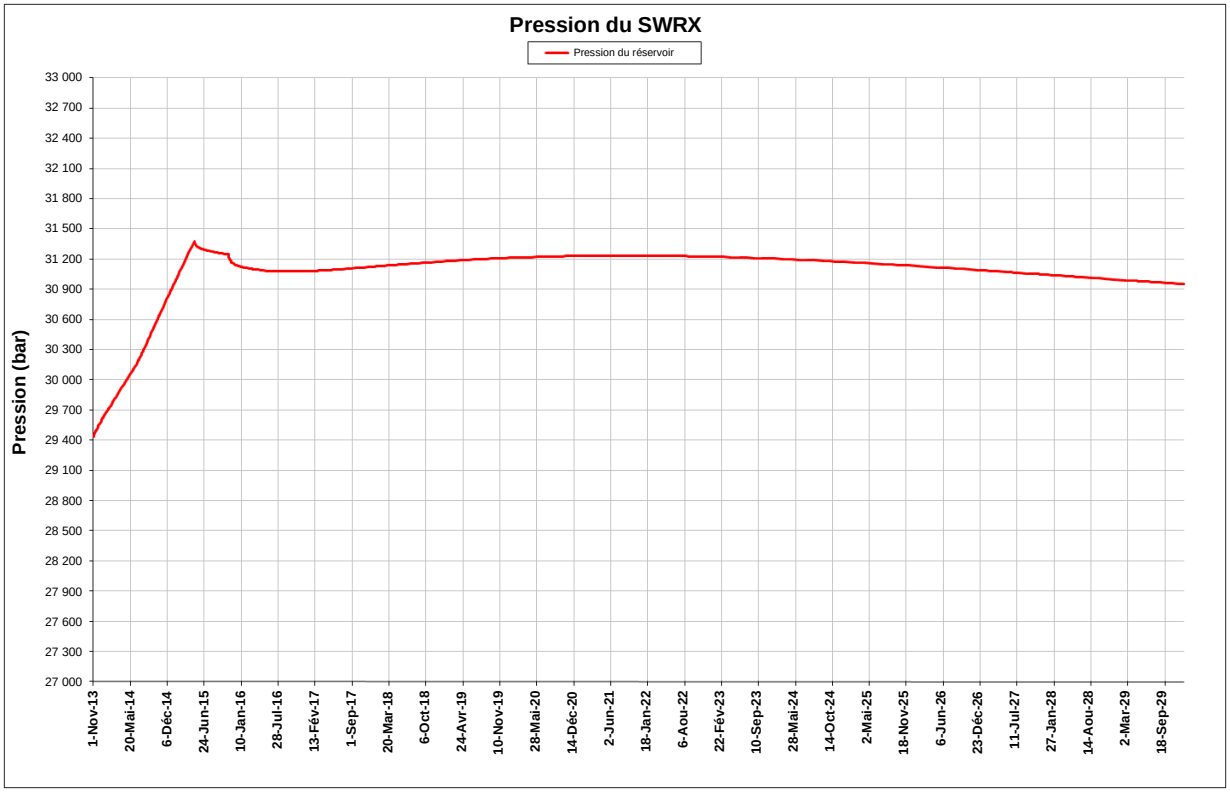


**Figure 4-24 : Pression du réservoir SWRX – scénario de référence.**

### 4.7.4 Autres scénarios de simulation de réservoir

Afin d'évaluer le plan d'exploitation des réservoirs du promoteur, et plus particulièrement de déterminer les répercussions de l'injection de gaz sur la récupération finale du pétrole dans la région de la terrasse Avalon Sud et la zone du SWRX, d'autres scénarios de simulation ont été réalisés.

Le personnel de l'Office a pu obtenir une approximation raisonnable du modèle de simulation soumis pour Avalon Sud. Un autre scénario qui a désactivé le puits d'injection de gaz de la terrasse Avalon Sud a également été réalisé. Les résultats de ce scénario indiquent que l'incidence de l'injection de gaz sur la récupération finale du pétrole est de 1,95 $Mm^3$ (12,27 Mb) supplémentaire.

Une nouvelle exécution du modèle de simulation de réservoir du SWRX du promoteur a donné une répétition exacte des résultats soumis. Par conséquent, toute modification apportée par le personnel de l'Office pour étudier les effets des changements dans le régime d'exploitation permettrait d'évaluer suffisamment les répercussions de ces changements avec un niveau élevé de confiance. Le premier des autres scénarios a évalué les répercussions du puits d'injection de gaz prévu. Dans ce scénario, l'injecteur de gaz a été supprimé, mais les deux producteurs de pétrole et un injecteur d'eau, comme il est décrit dans le plan d'exploitation proposé, ont été inclus. Ce scénario a donné une récupération finale de pétrole de 3,21 $Mm^3$ (20,19 Mb), ce qui suggère que la mise en œuvre de l'injection de gaz comme prévu entraînera une récupération supplémentaire de pétrole de 0,61 $Mm^3$ (3,84 Mb). La figure 4-25 compare la production de pétrole et la production cumulative de pétrole avec injection de gaz (ligne pleine) et sans injection de gaz (ligne en tirets).

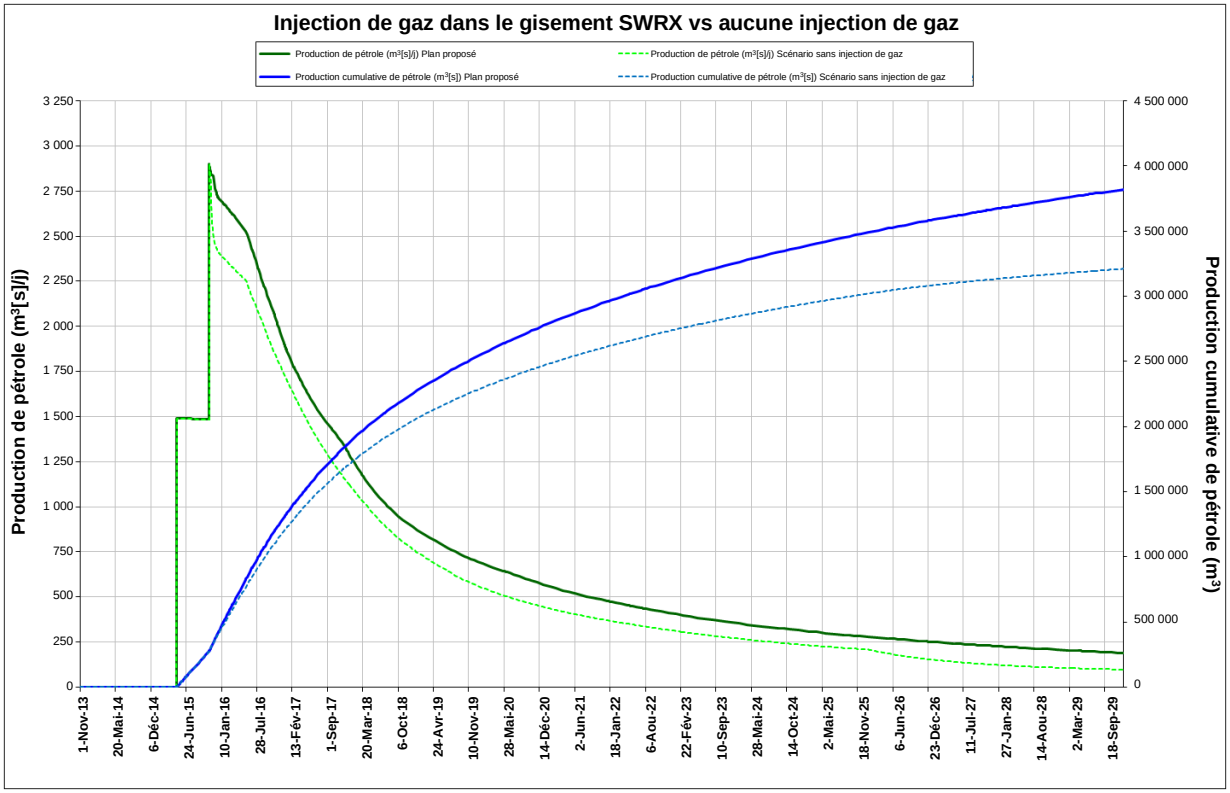


**Figure 4-25 : Taux de production et production cumulative du SWRX – scénario de référence vs sans injection de gaz.**

En 2006, le promoteur a soumis une modification du plan de mise en valeur portant sur la mise en valeur du SWRX au moyen d'un plan d'exploitation comprenant trois producteurs et deux injecteurs d'eau. À l'aide du modèle de réservoir actuel du promoteur, un cas a été exécuté en utilisant les puits de production et d'injection d'eau proposés avec l'ajout d'un injecteur d'eau dans le bloc F-04 et le retrait de l'injecteur de gaz proposé. La récupération ultime de pétrole dans ce cas était de 3,52 $Mm^3$ (22,14 Mb), soit 0,3 $Mm^3$ (1,89 Mb) de moins que la récupération avec la stratégie d'épuisement proposée. La figure 4-26 compare le taux de production de pétrole et le cumul avec le plan d'exploitation proposé (ligne pleine) et l'autre cas avec deux injecteurs d'eau (ligne en tirets).

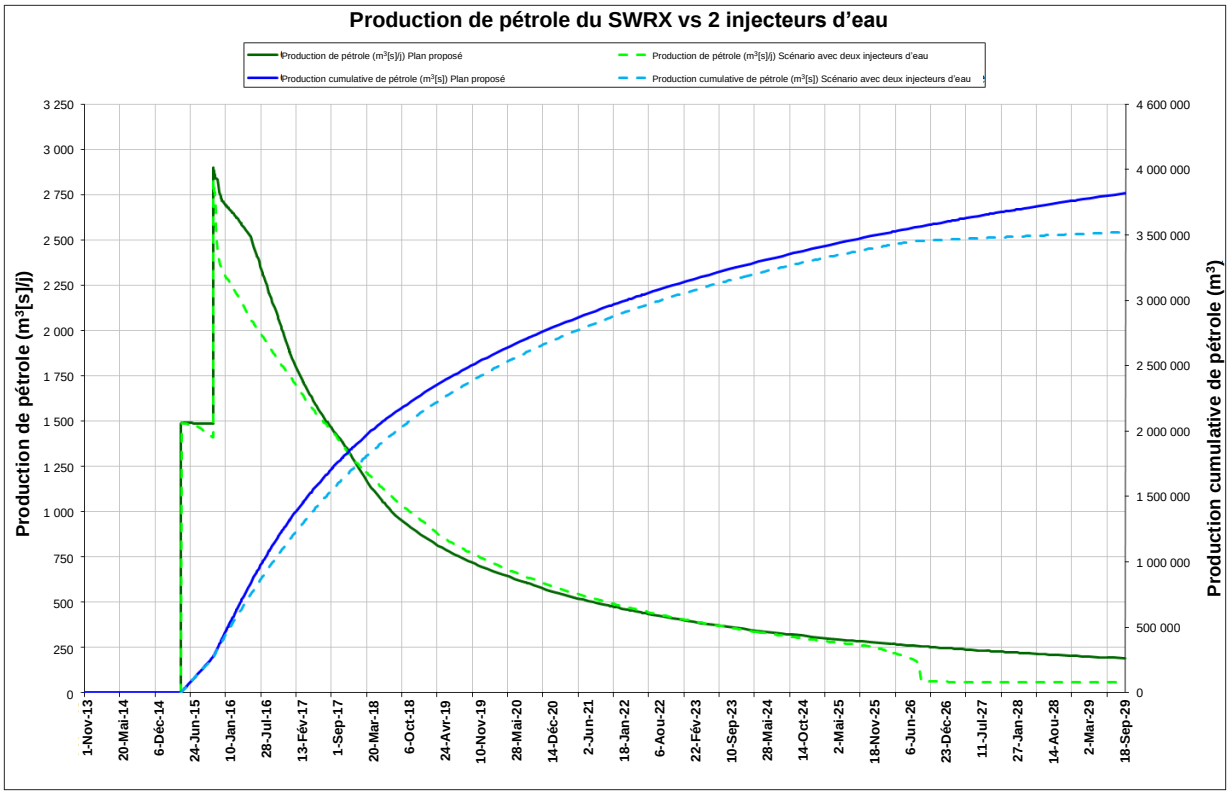


**Figure 4-26 : Taux de production et production cumulative du SWRX – scénario de référence vs deux injecteurs d'eau.**

Sur la base d'autres scénarios réalisés selon le modèle de simulation de réservoir SWRX, le plan d'exploitation proposé avec deux producteurs de pétrole, un injecteur de gaz et un injecteur d'eau présente la récupération finale la plus élevée de tous les scénarios examinés. Bien que la différence dans la récupération finale ne soit pas significative dans tous les scénarios, le plan proposé a l'avantage supplémentaire d'atténuer les problèmes de capacité de stockage de gaz dans l'actif White Rose.

### 4.7.5 Résumé de la simulation de réservoir

Le promoteur a utilisé les informations géologiques et l'étude des gisements disponibles pour élaborer un modèle de simulation de réservoir raisonnable pour les régions d'Avalon Sud et du SWRX. Les modèles et les scénarios soumis donnent un aperçu adéquat de ces secteurs, mais ne traitent pas des autres mises en valeur de l'actif White Rose, notamment North Amethyst et White Rose Ouest. L'analyse du personnel indique que les modèles actuels de simulation du réservoir Avalon Sud et SWRX sont suffisants dans le contexte de cette demande.

## 4.8 Estimations des réserves

La demande présentait une estimation déterministe de 3,82 $Mm^3$ (24 Mb) pour le pétrole récupérable le plus susceptible d'être récupéré dans le gisement SWRX. Cette estimation correspond à 25 % de l'estimation probabiliste P50 du pétrole en place. Pour le gisement Avalon Sud, l'estimation déterministe de la quantité supplémentaire de pétrole récupérable est d'environ 1,51 $Mm^3$ (9,52 Mb) selon le plan proposé. En outre, la récupération cumulative du projet proposé s'est avérée être de 38,68 $Mm^3$ (243,28 Mb), par rapport à une récupération cumulative de seulement 37,16 $Mm^3$ (233,76 Mb) pour le plan d'injection d'eau précédemment approuvé.

La demande contenait également des estimations probabilistes des réserves récupérables pour les gisements de la terrasse Avalon Sud et SWRX. Le tableau 4-7 résume les estimations de récupération du promoteur et du personnel pour le scénario le plus faible, le scénario le plus probable et le cas le plus élevé pour ces régions.

| Gisement | Unités | P90 | | P50 | | P10 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Husky | C-TNLOHE | Husky | C-TNLOHE | Husky | C-TNLOHE |
| SWRX | Mb | 16,2 | 15,2 | 25,8 | 22,0 | 38,6 | 30,2 |
| | $Mm^3$ | 2,6 | 2,4 | 4.1 | 3,5 | 6,1 | 4.8 |
| Terrasse Avalon Sud | Mb | 115,2 | 119,5 | 123,2 | 128,8 | 133,5 | 147,2 |
| | $Mm^3$ | 18,3 | 19 | 19,6 | 20,5 | 21,2 | 23,4 |

**Tableau 4-7 Comparaison des estimations probabilistes des réserves du promoteur et du C-TNLOHE, zone de la terrasse Avalon Sud et de SWRX.**

Le personnel de l'Office n'a pas construit de modèles indépendants de simulation de réservoirs. Les estimations de pétrole récupérable de l'Office ont plutôt été calculées en utilisant les facteurs de récupération des scénarios faibles, moyens et élevés en conjonction avec les estimations du PEP d'origine du personnel. Les facteurs de récupération choisis étaient fondés sur une combinaison des résultats de la simulation de réservoir du promoteur, du rendement de la production du gisement Avalon Sud et des connaissances géologiques et techniques du personnel.

Les estimations des réserves du promoteur et du personnel pour le gisement SWRX ont légèrement augmenté depuis l'autorisation initiale de la modification du plan de mise en valeur dans la décision 2007.02. À ce moment-là, le promoteur estimait les réserves récupérables P50 du SWRX à 3,8 $Mm^3$ (24 Mb), tandis que le personnel estimait les réserves récupérables P50 à 3,4 $Mm^3$ (21,6 Mb).

Dans le rapport de décision White Rose (décision 2001.01), les réserves récupérables P50 du promoteur pour le gisement Avalon Sud étaient estimées à 37,1 $Mm^3$ (233,4 Mb), tandis que l'estimation du personnel était de 32,9 $Mm^3$ (207 Mb). Bien qu'aucune estimation de réserve récupérable P50 n'ait été fournie dans la demande, une estimation déterministe récupérable la plus susceptible de 38,68 $Mm^3$ (243,28 Mb) a été fournie par la simulation de réservoir.

Le personnel reconnaît que les chiffres de la réserve globale pour l'actif White Rose doivent être réévalués et mis à jour, et ce travail est en cours.

Il convient également de noter que les estimations déterministes actuelles du promoteur concernant le pétrole récupérable pour les gisements Avalon Sud et SWRX résultent des modèles de simulation de réservoir produisant jusqu'en 2030. Comme indiqué, la durée de vie actuelle de la FPSO SeaRose est de vingt ans, jusqu'en 2025. Les estimations déterministes de pétrole récupérable présentées dans la demande ne peuvent être récupérées sans l'ajout de cinq années supplémentaires de production. **Le promoteur devra effectuer des travaux supplémentaires afin d'évaluer la faisabilité et les répercussions de l'extension de la durée de vie du champ au-delà de 2025.**

## 4.9 Conclusions et recommandation

Il y a actuellement une pénurie d'espace de stockage de gaz dans le champ pétrolifère White Rose. La capacité de stockage de gaz restante dans la région du centre de forage nord pourrait être remplie dès décembre 2013, et elle est insuffisante pour les volumes prévus de gaz produit par la production actuelle et la mise en valeur future. Afin de poursuivre la production de pétrole sans causer de problème de gaspillage des ressources en gaz, un changement dans la stratégie d'utilisation du gaz du promoteur est nécessaire. Le promoteur a exposé un plan qui utilise l'injection de gaz dans les zones sud de la terrasse et du SWRX pour soutenir la production de pétrole. Le promoteur a démontré que l'injection de gaz dans ces zones contribuera à atténuer les problèmes de stockage de gaz sans avoir d'incidence négative sur la récupération de pétrole finale des gisements Avalon Sud et SWRX.

Dans le cadre du programme proposé, l'estimation du pétrole récupérable P50 du promoteur pour SWRX a légèrement augmenté, passant de 4 $Mm^3$ (24 Mb) à 4,1 $Mm^3$ (25,8 Mbb) depuis l'autorisation initiale de la modification du plan de mise en valeur du gisement SWRX (décision 2007.02).

Le plan d'exploitation du gisement Avalon Sud prévoit le forage d'un puits de production intercalaire et d'un puits d'injection de gaz dans la partie sud du bloc de la terrasse. L'injection de gaz fournira un support de pression aux puits intercalaires prévus et aux puits de production existants, ce qui permettra de récupérer le pétrole sommital non balayé dans le réservoir. La simulation du réservoir indique que les puits proposés augmenteront le pétrole récupérable final du gisement Avalon Sud d'environ 1,51 $Mm^3$ (9,52 Mb). Le potentiel d'un volume important de pétrole sommital non balayé dans le gisement Avalon Sud a été désigné comme un problème qui devrait être résolu avant la fin de la durée de vie du champ dans le rapport de décision White Rose (décision 2001.01). Le plan proposé pour la terrasse sud répond aux préoccupations soulevées dans la décision 2001.01, car il offre un moyen d'exploiter le pétrole sommital non balayé et d'augmenter la récupération finale du pétrole dans la superficie.

Le risque le plus important pour la production dans le cadre du plan d'exploitation proposé est la percée précoce du gaz dans le gisement SWRX ou la terrasse Avalon Sud. Le promoteur prévoit de prendre des mesures pendant la mise en œuvre du plan d'exploitation pour aider à atténuer ce risque. Le promoteur aura également la possibilité d'injecter dans un seul des gisements si une percée précoce de gaz se produit dans l'autre.

Le personnel a trouvé que la modélisation géologique et de simulation de réservoir du promoteur était raisonnable et appropriée. La simulation de réservoir indique que les installations de la FPSO SeaRose peuvent traiter de manière adéquate la production supplémentaire du plan d'exploitation proposé. La demande offre également suffisamment de souplesse pour tenir compte d'éventuels développements futurs dans le secteur SWRX, puisque le centre de forage proposé peut accueillir six puits supplémentaires si nécessaire.

La liste suivante résume certaines des attentes et des exigences du personnel à mesure que le projet proposé progresse.

- On s'attend à ce que le promoteur obtienne un échantillon de pétrole du gisement SWRX à la première occasion pour confirmer que les hypothèses sur les propriétés des fluides formulées dans la demande sont valides.
- Avant le début de toute injection de gaz dans les zones du gisement Avalon Sud à l'extérieur de la terrasse sud, le promoteur doit soumettre un plan d'exploitation mis à jour à l'approbation de l'Office.
- Les prévisions de production et les estimations déterministes du pétrole récupérable présentées dans la demande supposent une prolongation de la durée de vie du champ de cinq ans. Le promoteur devra effectuer des travaux supplémentaires pour évaluer la faisabilité et les répercussions de la prolongation de la durée de vie du champ au-delà de 2025.

Le personnel est d'accord avec la demande proposée du point de vue de la gestion des ressources, et recommande l'approbation, sous réserve des conditions suivantes :

**1. Un (1) an après le début de l'injection de gaz dans la terrasse sud, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport d'évaluation de l'étanchéité de la faille qui sépare les blocs faillés est et ouest.**

**2. Si la période d'injection de gaz préalable à la production de pétrole dans le gisement SWRX dure plus de 18 mois, le promoteur devra soumettre à l'Office un rapport détaillé de ses activités à ce jour et ses futurs plans d'injection de gaz dans le gisement SWRX.**

## 5.0 SÉCURITÉ

L'examen de la demande sur le plan de la sécurité a porté sur les plans du promoteur visant à raccorder à la FPSO SeaRose un producteur de pétrole et un injecteur de gaz pour le gisement Avalon Sud et deux producteurs de pétrole, un injecteur de gaz et un injecteur d'eau pour le raccordement du gisement du prolongement sud de White Rose.

Le plan du promoteur consiste à creuser un nouveau centre de forage excavé dans le prolongement sud de White Rose (SWRX) et à installer l'équipement sous-marin nécessaire pour soutenir les six nouveaux puits de développement. Les conduites d'écoulement de ce nouveau centre de forage SWRX seront raccordées aux conduites existantes de production, d'injection d'eau et d'extraction au gaz qui relient le centre de forage North Amethyst et le centre de forage sud. Le centre de forage SWRX sera équipé d'une conduite d'injection de gaz directement reliée au centre de forage nord, ainsi que d'un câble ombilical électro-hydraulique relié au centre de forage sud. Les puits forés pour la mise en valeur seront réalisés à l'aide d'une installation de forage semi-submersible. Ce plan est conforme à l'approche approuvée dans le plan de mise en valeur original de White Rose.

Conformément à cette approche, le promoteur prévoit d'utiliser un centre de forage excavé comme moyen de protéger les châssis de guidage sous-marins, les têtes de puits, les arbres de production et les collecteurs contre les icebergs d'affouillement, et l'équipement critique sera dégagé de l'affouillement potentiel des icebergs, conformément à la pratique appliquée dans les autres centres de forage. Il s'agit d'une méthodologie acceptable pour les développements sous-marins tels qu'ils ont été approuvés dans le plan de mise en valeur original du White Rose et les modifications associées.

### 5.1 Phase de construction et d'installation

Les risques pour la sécurité du personnel surviendront au cours des différentes phases de construction et d'installation du développement, notamment le programme de forage, le programme d'installation des conduites d'écoulement sous-marines et le programme de plongée pour raccorder les conduites d'écoulement à l'infrastructure sous-marine existante. Chacun de ces programmes nécessitera une « autorisation de travail » du C-TNLOHE, comme le prévoit la *Loi sur l'Accord atlantique*, ainsi qu'une surveillance par l'autorité de certification. Une évaluation détaillée de la sécurité de chacun de ces programmes sera effectuée par le personnel de sécurité de l'Office, conformément aux processus et procédures établis. Le processus d'évaluation de la sécurité examine systématiquement l'adéquation du plan de sécurité du promoteur pour chaque activité proposée afin de confirmer que le promoteur a relevé tous les dangers et qu'il a traité adéquatement chaque danger recensé. Les normes de sécurité relatives aux installations, à l'équipement, aux politiques, aux procédures, à la formation et à la compétence du personnel pour chacune des activités de construction et d'installation proposées sont fermement établies en fonction de l'expérience acquise avec des autorisations de travail similaires. En général, les activités de construction associées au prolongement proposé ne soulèvent pas de nouvelles préoccupations en matière de sécurité du point de vue du personnel, en particulier compte tenu du fait que le promoteur a démontré sa capacité à exécuter avec succès de tels programmes dans le passé.

Toutefois, le personnel exigera du promoteur qu'il aborde spécifiquement les questions suivantes dans ses demandes d'autorisation de travail connexes :

- un résumé des problèmes liés à l'exploitation simultanée et des mesures d'atténuation;
- une description des risques et des mesures d'atténuation associés à la réalisation des raccordements à un point intermédiaire des conduites d'écoulement existantes du centre de forage North Amethyst au centre de forage sud pour la production, l'injection d'eau et l'extraction au gaz;

- un résumé des modifications spécifiques qui seront apportées au collecteur centre de forage nord pour permettre le raccordement de la conduite d'écoulement d'injection de gaz et le raccordement des raccordements de commande.

## 5.2 Forage et complétions

Les activités de forage et de complétion seront réalisées en utilisant les processus et systèmes existants de White Rose, à l'exception de l'utilisation de tubages initiaux de plus grande taille pour supporter une capacité de charge accrue. Les dangers et les mesures d'atténuation liés au forage sont couverts par l'analyse quantitative des risques existante du promoteur et par le plan de sécurité pour les activités de forage. L'impact différentiel de cette activité supplémentaire d'exploitation de puits a également été examiné plus en détail par le promoteur; il est commenté dans la partie suivante de cette analyse. En outre, la conception finale du programme de forage de chaque puits, ainsi que la conception et l'installation de la complétion, seront examinées au cours du processus d'approbation pour forer un puits.

## 5.3 Analyse des risques

Le promoteur a mené une étude pour déterminer l'effet sur le risque pour la sécurité du personnel, des installations et de l'équipement en raison du raccordement du SWRX. L'étude a examiné l'impact différentiel des aspects de construction, d'installation, de forage et de complétion du programme ainsi que l'effet sur la FPSO SeaRose des modifications apportées aux installations. Les résultats de cette évaluation sont présentés dans le rapport *Évaluation de la sécurité du concept du projet de prolongement sud White Rose, Rapport Atkins No 5113311/003-RP-01 Rev 1* remis à Husky Oil Operations Ltd. en août 2012. L'analyse quantitative des risques n'a soulevé aucune inquiétude quant aux répercussions sur les niveaux cibles de sécurité indiqués pour le projet dans les études de sécurité initiales de la mise en valeur de White Rose. L'étude a permis de dégager un certain nombre de recommandations à prendre en compte au moment où le projet passe à la phase d'ingénierie détaillée et la demande décrit la manière dont le promoteur prévoit de répondre à chaque recommandation. Dans le cadre de l'approbation de la présente demande, le promoteur sera tenu d'informer le délégué à la sécurité de l'Office, avant le raccordement de l'équipement, des progrès réalisés pour donner suite à chacune des recommandations. Le promoteur devra également tenir le personnel informé du calendrier détaillé du projet, y compris un calendrier pour toute étude de sécurité en cours ou future.

Le rapport d'Atkins indique également que l'évaluation est basée sur la GSF Grand Banks, car cette UMFM a exploité le champ pétrolifère White Rose par le passé. En cas d'utilisation d'une autre UMFM, l'évaluation doit être revue et mise à jour pour garantir que le risque spécifique à l'UMFM est évalué. Dans ce cas, le promoteur devra soumettre l'évaluation révisée à l'examen du délégué à la sécurité.

## 5.4 Modifications des installations

Le promoteur a confirmé qu'une mise à niveau du logiciel de la station de contrôle principale sous-marine et du système intégré de contrôle et de sécurité de la FPSO SeaRose sera nécessaire, mais qu'elle sera de nature similaire à celle requise pour les projets précédents de North Amethyst et de projet pilote Ouest De plus, des modifications mineures devront être apportées au bloc-commande hydraulique, ainsi qu'aux systèmes d'injection de méthanol et de produits chimiques. Toute modification devra faire l'objet d'une évaluation indépendante par l'autorité de certification et être approuvée par le délégué à la sécurité et l'autorité de certification

conformément au paragraphe 67(1) du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve.* À cet égard, le promoteur devra modifier la « portée des travaux » du certificat d'aptitude afin de tenir compte de toutes les modifications qui pourraient être requises pour l'un ou l'autre des systèmes ou des installations à la suite du raccordement du SWRX et devra inclure tous les nouveaux systèmes et conduites d'écoulement sous-marins qui seront installés dans le cadre du prolongement.

La demande fait état d'un profil déterministe d'épuisement des ressources qui s'étend jusqu'en 2030; toutefois, le promoteur a clairement indiqué que la fin de la durée de vie du champ n'est pas liée à cette date et que ce profil d'épuisement n'est pas une déclaration d'intention d'exploiter jusqu'à une date précise au-delà de la durée de vie actuelle de l'équipement d'origine qui est de 2025. De même, la question d'une éventuelle prolongation de la durée de vie des installations n'est pas une considération actuelle ou à court terme. La durée de vie des installations au-delà de 2025 n'a pas été envisagée à ce stade et l'approbation actuelle ne couvre que la durée de vie des installations jusqu'en 2025.

Le promoteur devra également décrire toute modification dans les systèmes, les politiques et les procédures existantes et fournir toute formation nécessaire au personnel en ce qui concerne les nouveaux systèmes ou les mises à niveau. Ces efforts doivent être achevés avant l'exploitation des puits de développement de raccordement du SWRX et avant l'exploitation de tout équipement en surface modifié à la suite de ce programme.

## 5.5 Plans et procédures existants

Le plan de gestion des glaces du promoteur devra être modifié en temps voulu pour étendre la zone de gestion des glaces autour de la FPSO SeaRose afin d'inclure les installations du centre de forage excavé du SWRX. Les modifications apportées à la zone de sécurité de la FPSO SeaRose ont déjà été prises en compte. Tous les changements opérationnels, y compris toute mise à jour nécessaire du plan de sécurité de la SeaRose, doivent être effectués conformément au processus de gestion des changements du promoteur.

## 5.6 Conclusions et recommandations

Toutes les questions de sécurité découlant de l'examen de la demande par le personnel peuvent être gérées conformément aux processus et procédures établis. Aucun problème de sécurité n'a été relevé qui empêcherait le personnel de recommander à l'Office d'approuver la modification du plan de mise en valeur.

Le personnel veillera à ce que les questions suivantes fassent l'objet d'un suivi avec le promoteur en temps voulu, à mesure que le projet avance :

1) Le promoteur doit aborder spécifiquement les questions suivantes dans ses demandes d'autorisation de travail pour les programmes de construction et de plongée :
   - un résumé des problèmes liés à l'exploitation simultanée et des mesures d'atténuation;
   - une description des risques et des mesures d'atténuation associés à la réalisation des raccordements à un point intermédiaire des conduites d'écoulement existantes du centre de forage North Amethyst au centre de forage sud pour la production, l'injection d'eau et l'extraction au gaz;
   - un résumé des modifications spécifiques qui seront apportées au collecteur centre de forage nord pour permettre le raccordement de la conduite d'écoulement d'injection de gaz et le raccordement des raccordements de commande.

2) Avant le raccordement de l'équipement à l'infrastructure existante, le promoteur doit confirmer au délégué à la sécurité la manière dont les recommandations découlant du rapport Atkins ont été traitées.

3) À un stade approprié de la phase de conception d'ingénierie détaillée, le promoteur doit informer le personnel du calendrier détaillé du projet, y compris le calendrier de toute étude de sécurité en cours ou à venir.

4) La portée des travaux de l'autorité de certification concernant le projet White Rose doit être modifiée pour inclure un examen de tous les nouveaux systèmes et conduites d'écoulement sous-marins à installer, ainsi que de toutes les modifications apportées à la FPSO SeaRose ou aux systèmes sous-marins existants.

5) Avant l'exploitation des puits de développement de raccordements du SWRX et avant l'exploitation de tout équipement de surface modifié à la suite de ce programme, le promoteur doit avoir mis à jour tous les documents et toutes les procédures de description, d'exploitation et d'entretien des installations concernées par ce programme d'expansion. De plus, il doit avoir terminé toute la formation nécessaire pour le personnel d'exploitation et d'entretien en ce qui concerne les nouveaux systèmes ou les mises à niveau. Ces efforts doivent être confirmés comme étant complets, à la satisfaction du délégué à la sécurité, avant l'exploitation des puits de développement de raccordement du SWRX et avant l'exploitation de tout équipement en surface modifié à la suite de ce programme.

6) Il va de soi que les mises à jour du plan de sécurité de la SeaRose reflétant le raccordement du SWRX doivent être soumises à l'approbation du délégué à la sécurité. Conformément à son processus de gestion du changement, le promoteur doit effectuer tout changement nécessaire au plan de gestion des glaces de la zone de sécurité autour de la FPSO SeaRose et toute autre mise à jour opérationnelle des plans, processus et procédures existants.

## 6.0 EXPLOITATION

L'examen opérationnel de la demande s'est concentré sur une évaluation des plans du promoteur pour le projet SWRX afin de déterminer s'ils soulèvent de nouveaux problèmes opérationnels.

### 6.1 Forage et complétions

Les risques opérationnels pour le personnel et l'équipement surviendront au cours des différentes phases de développement, y compris les programmes de forage et de complétion. Ces activités seront menées à l'aide des processus et des systèmes existants du promoteur pour les champs White Rose et North Amethyst. En particulier, les dangers liés au forage et les mesures d'atténuation sont couverts par l'analyse quantitative des risques existante du promoteur, le manuel des opérations de forage et de complétion du promoteur et le dossier d'intégrité opérationnelle de son entrepreneur en forage. Toute conception finale de puits, tout programme de cimentation et tout programme de forage seront examinés au cours du processus d'approbation pour forer un puits. Le plan de conception et d'installation de l'achèvement sera décrit et évalué dans le programme d'achèvement dans le cadre de l'approbation pour forer un puits.

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

Le promoteur a reçu l'approbation ministérielle pour forer le premier puits dans le centre de forage excavé du SWRX, J-05 1, et poursuit ce programme. Ce puits est le premier injecteur de gaz planifié à être foré en dehors du centre de forage nord. Le promoteur prévoit de forer un injecteur de gaz supplémentaire dans le centre de forage SWRX afin de cibler le gisement Avalon Sud.

La mise en valeur du SWRX utilisera des châssis de guidage et des systèmes de têtes de puits similaires à ceux utilisés pour les autres puits des champs White Rose et North Amethyst. Il est prévu que le premier injecteur de gaz soit achevé avant l'installation des collecteurs sous-marins, de l'équipement de contrôle et des conduites d'écoulement. Le centre de forage SWRX sera raccordé aux conduites d'écoulement existantes pour la production, l'injection d'eau et l'extraction au gaz vers le centre de forage North Amethyst et le centre de forage sud. L'emplacement final de la connexion sera soit à un point intermédiaire, soit à l'extrémité des centres de forage, en fonction des examens finaux des trajets. Une conduite d'écoulement d'injection de gaz du centre de forage nord sera raccordée directement au centre de forage SWRX, ainsi qu'un câble ombilical électro-hydraulique du centre de forage nord au SWRX.

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

### 6.3 Modifications apportées à l'installation

Alors que le projet entre dans la phase d'ingénierie détaillée, des modifications seront apportées aux différents systèmes de contrôle à bord de la *FPSO SeaRose*, y compris des modifications mineures du système intégré de contrôle et de sécurité sur les installations en surface et du logiciel de poste de contrôle principal. Le promoteur utilisera le processus existant de gestion du changement pour les modifications apportées à la FPSO SeaRose.

La FPSO SeaRose, en tant qu'installation de production, englobe tous les équipements de production de pétrole ou de gaz, y compris les installations de séparation, de traitement et de transformation, les équipements et installations utilisés pour soutenir les activités de production, les zones d'atterrissage, les héliports, les aires ou réservoirs d'entreposage et les logements du personnel, ainsi que le système de production sous-marin, le système de chargement et les installations liées aux activités maritimes.

Il est de la responsabilité du promoteur de s'assurer que le projet de raccordement du SWRX, y compris l'installation de production, est conforme aux réglementations et que le projet peut être mené en toute sécurité sans polluer l'environnement. De plus, le promoteur est tenu d'avoir un certificat de conformité valide. Le certificat d'aptitude fournit une assurance et une vérification par un tiers indépendant que l'installation, pendant la durée de validité du certificat, est apte à l'usage, fonctionne comme prévu et reste conforme aux réglementations sans compromettre la sécurité et sans polluer l'environnement.

Après la délivrance du certificat de conformité, l'autorité de certification effectue des levés périodiques de l'installation pour vérifier le maintien de son intégrité. En outre, toutes les modifications et réparations de l'installation qui affectent sa résistance, sa stabilité, son intégrité, son exploitabilité, sa sécurité ou sa conformité réglementaire doivent être examinées et acceptées par l'autorité de certification afin de garantir la validité continue du certificat.

## 6.4 Analyse de sécurité

Le promoteur utilisera les systèmes et les processus existants pour évaluer tout risque associé aux activités associées à la mise en valeur du SWRX. Ces processus comprennent la procédure de gestion des changements du promoteur et son processus de gestion des risques sur la côte est.

## 6.5 Plans et procédures existants

Les systèmes et processus existants du promoteur pour l'évaluation des risques des opérations, modifications ou changements prévus seront utilisés dans le cadre de la mise en œuvre du projet de raccordement du SWRX. Les politiques et procédures existantes du promoteur en matière d'exploitation et d'entretien, le plan de gestion des glaces, les plans d'urgence, le soutien logistique, les communications, la surveillance des navires et les protocoles de sécurité de la production s'appliqueront également à la mise en œuvre de ce projet. Ces documents ont été utilisés, et ont continué à l'être, pour le développement et l'exploitation des champs pétrolifères White Rose et North Amethyst.

## 6.6 Conclusions et recommandations

Le promoteur prévoit d'utiliser les politiques et procédures existantes pour le projet de raccordement du SWRX, qui sont déjà en place pour les projets White Rose et North Amethyst. L'examen des plans de forage du promoteur sera effectué au cours du processus d'approbation pour forer un puits. Les approbations pour forer un puits du promoteur devront être examinées par le personnel d'exploitation et approuvées par l'Office.

Le promoteur a déclaré qu'il utilisera son autorité de certification existante, Det Norske Veritas (DNV), pendant les phases de conception, de fabrication, d'installation et de mise en service du projet.

Ceci est conforme aux procédures qui existent actuellement pour les projets White Rose et North Amethyst.

Aucun problème opérationnel n'a été relevé qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Les activités liées à cette demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures de sécurité déjà en place pour les champs White Rose et North Amethyst.

# 7.0 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

## 7.1 Évaluation environnementale

Le personnel a examiné la demande afin de déterminer si elle 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,[23] 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 la construction proposée d'un nouveau centre de forage pour le prolongement sud de White Rose (SWRX), d'une capacité d'au plus 16 puits, l'installation d'équipement sous-marin et le raccordement à la FPSO SeaRose avaient été évalués dans le cadre de l'évaluation environnementale préalable réalisée pour les nouveaux centres de forage en 2007. [567] Cette évaluation a permis de conclure que, grâce à l'application de mesures d'atténuation, à la mise en œuvre d'un programme de suivi et au respect des directives connexes du C-TNLOHE, des effets environnementaux négatifs importants associés au projet n'étaient pas probables. Le projet, tel que décrit dans la demande, est conforme à la portée géographique et à la description des activités du projet évaluées précédemment en 2001 et 2007. Aucune autre évaluation environnementale n'est requise pour la construction du centre de forage excavé, l'installation d'équipement sous-marin et de raccordements, ainsi que le forage et la complétion de puits à cet endroit.

La portée temporelle liée aux activités de production et aux interventions et reconditionnements de puits connexes sur le site du SWRX, 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 2001et dans le rapport d'examen préalable de 2007 pour cinq centres de forage supplémentaires. La portée temporelle de l'étude approfondie de 2001 sur le projet White Rose est la suivante : démarrage et première production de pétrole aux alentours du quatrième trimestre de l'année 3, les activités de production se terminant à l'année 18.[8] Avec la première production de pétrole en novembre 2005, une durée de production de quinze ans clôturerait la portée temporelle en 2020. L'*addenda à l'évaluation environnementale* de 2007[9] et le *rapport d'examen préalable*[10] indiquent que « les activités de production associées à ces cinq nouveaux centres de forage se dérouleraient entre 2009 et 2020 » et que « les effets des activités associées aux opérations de production utilisant les nouveaux centres de forage ont été évalués » tout au

[1] Husky Oil Operations Limited, rapport d'étude approfondie portant sur le projet White Rose, 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, T.-N.-L., 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, T.-N.-L., pour Husky Energy Inc., Calgary, AB. 126 p. + annexes.
[4] C-TNLOHE, avril 2007, *Husky White Rose Development Project : New Drill Centre Construction and Operations Program, CEA Act Screening Report*, 38 p.
[5] LGL Limited, septembre 2006
[6] LGL Limited, janvier 2007
[7] Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, avril 2007
[8] Husky Oil Operations Limited, avril 2001, page 25
[9] LGL, Janvier 2007, page 6
[10] Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, avril 2007, page 2

long de l'année « pour la période 2009-2020 ».[11] Un examen de la décision 2001.01 du C-TNLOHE indique à la page 75 que « les prévisions stipulent que ... il faudra 15 ans pour récupérer les réserves de pétrole. » Cela correspond à la durée de vie du champ décrite dans l'*étude approfondie du champ pétrolifère White Rose* de 2001.

Le promoteur devra résoudre ces problèmes de portée temporelle en modifiant ses documents d'évaluation environnementale avant que le C-TNLOHE n'autorise une activité après 2020. Bien que la question de la « durée de vie du champ » puisse ne pas être critique en ce qui concerne les travaux à court terme décrits dans la demande de modification du plan de mise en valeur, le C-TNLOHE des hydrocarbures extracôtiers ne pourra autoriser ou approuver aucune activité qui s'étend au-delà de la portée temporelle du projet évalué.

## 7.2 Surveillance des effets environnementaux

Le promoteur dispose d'un programme permanent de surveillance des effets environnementaux pour répondre aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* concernant un programme de suivi. La modification du programme pour tenir compte des centres de forage supplémentaires a été exigée dans la décision 2007-02 par la condition 2007-02.01 :

> **Le promoteur doit soumettre à l'approbation du délégué à l'exploitation, au plus tard six mois avant le début des activités de forage au centre de forage SWRX, une conception modifiée du programme de surveillance des effets environnementaux qui tient compte des activités de forage et de production associées au centre de forage SWRX.**

Cette condition a été réitérée dans la décision 2008-03 approuvant le « Plan de mise en valeur – Raccordement du satellite North Amethyst à la FPSO SeaRose », où la condition 2008-03.01 exigeait un plan de SEE révisé avant le début des activités de forage.

Le programme de SEE du promoteur a été révisé en conséquence et accepté par le C-TNLOHE en 2008.

## 7,3 PPE pour les activités de forage et de production

Il existe actuellement des plans de protection de l'environnement (PPE) pour les activités de production du champ pétrolifère White Rose qui exploitent la FPSO SeaRose et les équipements associés, et pour les activités de forage avec les UMFM « GSF Grand Banks » et « Henry Goodrich ».

Au moment de la présentation ou de la modification de l'autorisation d'exploitation du SWRX par le promoteur, les PPE pertinents doivent être examinés par le promoteur afin de déterminer si des mises à jour ou des révisions sont nécessaires. Le personnel s'attend à ce que le promoteur soumette les résultats de cet examen et toute modification nécessaire à son ou ses PPE de forage et/ou à son PPE de production avec sa demande d'autorisation d'exploitation ou de modification.

[11] C-TNLOHE, avril 2007, page 119

## 7.4 Désaffectation et cessation de l'exploitation

Dans la demande, à la page 84, le promoteur déclare que « La désaffectation et la cessation de l'exploitation des installations du SWRX se feront conformément au plan établi de désaffectation et de cessation d'exploitation de White Rose. » Le promoteur a un plan de désaffectation et de cessation de l'exploitation dans les dossiers du C-TNLOHE (document Husky nº WR-S-90-X-PG-00001-001), mais ce plan ne comprend pas d'information relative au SWRX ou à d'autres mises en valeur au-delà de la portée originale du projet White Rose. En vertu du paragraphe 6(k) du *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, le promoteur est tenu de fournir un plan de désaffectation et de cessation de l'exploitation avec sa demande d'autorisation. Le promoteur devrait revoir son plan de désaffectation et de cessation de l'exploitation pour s'assurer que le plan aborde tous les aspects de la modification proposée au plan de mise en valeur, que toutes les modifications réalisées par le promoteur en association avec White Rose et North Amethyst sont décrites par le plan et que le plan est acceptable à l'égard de toute demande connexe d'autorisation d'exploitation.

## 7.5 Conclusion

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

## 8.0 RETOMBÉES INDUSTRIELLES

Les lignes directrices de l'Office du plan de mise en valeur indiquent que toute modification du plan de mise en valeur doit être accompagnée d'une évaluation de l'incidence que la modification aura sur le plan de retombées approuvé. Dans ce cas, il a été déterminé que les retombées industrielles associées aux changements proposés aux schémas d'épuisement des gisements Avalon Sud et White Rose Sud (et du stockage de gaz dans ces gisements) n'ont pas eu d'incidence importante sur le fondement de l'approbation par l'Office du plan de retombées de White Rose (décision 2001.01) ou de l'approbation subséquente du prolongement sud de White Rose (décision 2007.02). Par conséquent, le promoteur n'était pas tenu de déposer une modification du plan de retombées et il a plutôt été déterminé qu'un supplément au plan de retombées était approprié. Le promoteur a fourni ce supplément dans la section 10.0 du document de modification du plan de mise en valeur.

On trouvera ci-après un résumé des activités associées à la demande et l'évaluation par le personnel des renseignements sur les retombées supplémentaires.

### Résumé des activités proposées

Les retombées industrielles associées à l'installation ou à la modification de l'infrastructure sous-marine, au forage de puits et aux autres activités associées à la modification proposée ont déjà été décrites soit dans le cadre du plan de retombées original de White Rose approuvé en 2001, soit dans le cadre de la révision du plan de retombées pour le prolongement sud de White Rose (SWRX) accepté en 2007.

Les activités supplémentaires associées à la modification du plan actuel de mise en valeur peuvent être résumées comme suit :

- la gestion de projet et activités d'ingénierie comprenant la conception de l'ingénierie de base, l'étude de conception détaillée, l'approvisionnement, la gestion de la construction, le raccordement et la mise en service des conduites d'écoulement sous-marines, des tubes prolongateurs, des câbles ombilicaux et des équipements auxiliaires;
- les activités associées au forage et à la complétion de puits d'injection de gaz supplémentaires dans le gisement SWRX ou le gisement Avalon Sud;
- la construction de collecteurs supplémentaires;
- la modification du collecteur d'injection de gaz dans le centre de forage nord pour permettre le raccordement d'une conduite d'écoulement d'injection de gaz au centre de forage SRWX;
- l'installation, le raccordement et la mise en service d'une conduite d'injection de gaz entre le centre de forage nord et le centre de forage SWRX, qui comprendrait également une structure de raccordement de la conduite d'écoulement en vue d'un éventuel raccordement futur d'une conduite d'injection de gaz à la plateforme de tête de puits proposée;
- l'installation, le raccordement et la mise en service d'un collecteur et d'un module d'injection de gaz dans le centre de forage SWRX;
- l'installation, le branchement et la mise en service d'une extension de câble ombilical de commande du centre de forage sud au centre de forage SWRX et l'installation d'une unité de commande de répartition sous-marine dans le centre de forage SWRX;
- les modifications mineures aux installations en surface de la FPSO SeaRose concernant les modifications logicielles, les unités hydrauliques et les pressions nominales des systèmes d'injection de méthanol et de produits chimiques.

### Coûts du projet

Les dépenses d'investissement totales pour le projet proposé sont estimées à 1,2 milliard de dollars, comme suit :

| Activité | Coût (en millions) |
|---|---|
| Gestion de projet et ingénierie | 70 $ |
| Forage & Complétions (6 puits) | 590 $ |
| Construction d'un centre de forage excavé | 40 $ |
| Système sous-marin | 495 $ |
| Modifications à la FPSO | 5 $ |
| **TOTAL** | **1 200 $** |

Le projet proposé n'aura pas d'incidence importante sur les dépenses d'exploitation globales du projet White Rose, à l'exception des coûts qui pourraient être engagés de temps à autre pour toute activité supplémentaire d'inspection, d'entretien ou de réparation.

## 8.1 ANALYSE

### Emploi

On estime à 877 500 le nombre d'heures-personnes d'emploi qui seront générées dans la province à la suite du projet proposé.

| Composante du projet | Estimation des heures-personnes |
|---|---|
| Gestion de projet | 240 000 |
| Forage et complétions | 500 000 |
| Centre de forage excavé | 30 000 |
| Système sous-marin | 100 000 |
| Modifications à la FPSO | 7 500 |
| **TOTAL** | **877 500** |

Cette estimation comprend les activités de gestion de projet associées à l'ingénierie de base, à l'ingénierie détaillée, à l'approvisionnement, à la construction, au raccordement et à la mise en service, ainsi que les emplois associés aux activités de forage et de complétion. Sont également inclus les emplois associés à la construction du centre de forage excavé, y compris les services d'inspection du VST et les services de soutien naval, ainsi que la fabrication de composants sous-marins sur place et les essais et l'installation de l'infrastructure sous-marine, qui auront également lieu sur place. Les travaux associés aux modifications du logiciel et de l'instrumentation à bord de la FPSO et toute mise à niveau nécessaire des unités hydrauliques, des systèmes d'injection de méthanol et de produits chimiques sont également inclus.

En ce qui concerne les activités de gestion du projet ainsi que les activités de forage et de complétion et toute modification nécessaire de la FPSO, le promoteur a laissé entendre que très peu de « nouvelles embauches » seront nécessaires. En effet, la plupart de ces travaux peuvent être réalisés par les effectifs actuels du promoteur et de ses entrepreneurs. Néanmoins, de nouvelles occasions peuvent se présenter au fur et à mesure de l'exécution du projet, éventuellement dans les domaines du personnel d'ingénierie, des techniciens maritimes et du personnel de soutien des bureaux. De plus, comme la fabrication de certains composants sous-marins sera effectuée dans la province, il y aura des possibilités pour des corps de métiers comme les soudeurs, les électriciens et les monteurs de tuyaux. Le promoteur a également relevé des occasions pendant les phases d'essai et d'installation pour les inspecteurs, le personnel maritime, les plongeurs et les coordinateurs logistiques. Dans chaque cas, le promoteur et ses entrepreneurs sont tenus de respecter le plan de retombées approuvé pour White Rose en ce qui a trait à la priorité accordée aux résidents de Terre-Neuve-et-Labrador (T.-N.-L.). Le personnel continuera à surveiller la conformité du promoteur à cette question, conformément aux systèmes de surveillance et de rapport établis.

Le personnel sait que des navires non locaux devront être utilisés pour creuser le centre de forage et installer l'infrastructure sous-marine. Lors de l'arrivée de navires non locaux, tels qu'un navire de dragage, un navire d'installation de conduites d'écoulement sous-marines ou un navire de soutien de plongée, le personnel examine le modèle d'équipage ainsi que la liste d'équipage proposée afin de confirmer que le principe de la priorité accordée à la formation et à l'emploi des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador est respecté. L'objectif est de faire en sorte que les effectifs pour les résidents de T.-N.-L. et les autres Canadiens sont comparables à ceux atteints dans le passé pour des programmes de nature et de durée similaires. Cela s'est produit pour le navire de dragage utilisé pour creuser le centre de forage SWRX en 2012 et sera entrepris pour tout navire qui sera mobilisé plus tard en 2013 ou ultérieurement pour installer l'infrastructure sous-marine.

## Passation de marché et approvisionnement

Les possibilités de passation de marchés et d'approvisionnement décrites dans le supplément au plan de retombées sont conformes aux possibilités décrites précédemment dans le plan de retombées original de White Rose ou dans le rapport d'évaluation ultérieur du plan de retombées pour le projet de raccordement du SWRX. Chacune de ces possibilités est examinée ci-dessous.

### *Centre de forage excavé*

La construction du centre de forage excavé a été abordée dans la modification du plan de mise en valeur de 2007. Les activités de passation de marchés et d'approvisionnement associées au centre de forage, ainsi que les possibilités de sous-traitance, ont été examinées en détail dans le rapport d'évaluation des avantages qui accompagne cette modification. À la suite d'un appel d'offres, ce contrat a été attribué à une société internationale de dragage au large et ces travaux ont été réalisés par le navire de dragage Cristobal Colon au troisième trimestre 2012.

### *Ingénierie, approvisionnement et construction*

Les possibilités associées à l'ingénierie, à l'approvisionnement, à la construction et à l'installation de l'infrastructure sous-marine ont également été décrites dans le plan de retombées original de White Rose et, plus spécifiquement, dans le rapport de retombées fourni avec la modification du SWRX (2007). Il convient de noter que, dans le rapport d'évaluation du plan de

retombées du SWRX, le promoteur s'est engagé à exiger que la gestion du projet et les travaux du système d'ingénierie aient lieu dans la province et a réaffirmé son engagement à améliorer la participation de la communauté locale des fournisseurs en communiquant les possibilités de contrats et d'approvisionnement, les exigences et les spécifications de façon détaillée et en temps opportun. Ces engagements sont conformes aux attentes de l'Office et sont applicables au projet en cours d'examen.

Pour donner suite à l'engagement du promoteur dans cette zone, le personnel a surveillé les activités associées au contrat d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et d'installation pour les conduites d'écoulement, les tubes prolongateurs, les câbles ombilicaux, les collecteurs et l'infrastructure sous-marine auxiliaire. Cette affaire a été suivie par le personnel conformément aux procédures établies. À la suite d'un appel d'offres, le contrat a été attribué au bureau local de Technip Canada à St. John's qui a confirmé que les services de gestion de projet et d'ingénierie, ainsi que les activités de sous-traitance et d'approvisionnement seraient réalisés localement. De plus, à la demande du personnel, le promoteur a fourni une description du processus de sous-traitance associé à cette question, qui a été examinée pour vérifier que le processus était conforme aux dispositions de la législation relatives à la juste possibilité et à la priorité. En particulier, le personnel a confirmé que :

- toutes les possibilités de sous-traitance et d'approvisionnement ont été annoncées par les médias appropriés;
- toutes les activités de sous-traitance et d'approvisionnement ont été menées conformément aux processus conventionnels d'appel à la concurrence;
- compte tenu de l'infrastructure, de l'expertise et des capacités qui ont été établies dans la province par le secteur de l'approvisionnement et des services, la fourniture des biens et services fournis localement est conforme aux attentes.

Voici quelques exemples de ce dernier point : utilisation de la base maritime et des installations connexes à Bay Bulls, fabrication locale des structures et des bobines sous-marines, fabrication locale de divers types d'acier, services de réception provisoire assurés par un fournisseur local, services d'inspection assurés par une société locale d'ingénierie et de levés marins, fourniture de personnel de plongée et de VST par une société locale, et fourniture de personnel maritime par une société locale.

***Forage et complétion***

Compte tenu du besoin continu de services liés au forage, à la complétion et à la production, le promoteur a confirmé que la portée des travaux associés aux contrats attribués précédemment prévoit la poursuite de ces contrats pour le projet actuel. Plus précisément, les services relatifs au forage et à la complétion, aux navires de soutien naval, au personnel de soutien de l'hélicoptère, aux installations à terre, aux installations d'entreposage et aux services de communication peuvent être assurés par les fournisseurs de services actuels. Cette approche a été examinée et acceptée par le personnel comme étant raisonnable et appropriée, compte tenu du fait que l'approche adoptée pour offrir une juste possibilité et une priorité dans le cadre de l'approche initiale de passation de marchés pour ces services a été examinée et jugée conforme à la législation.

### *Nouvelles occasions*

Le promoteur a indiqué qu'un certain nombre d'éléments clés, comme la fabrication des collecteurs et des fondations, des collecteurs d'extrémité des conduites d'écoulement, des bases de guidage temporaires, des bobines rigides, des raccordements de commande, des unités de répartition des commandes sous-marines ainsi que l'essai d'intégration sous-marine, seront tous réalisés localement.

## Plan de diversité

En réponse aux conditions d'approbation par l'Office du plan de retombées original de White Rose, le promoteur a élaboré un plan de diversité pour aborder et promouvoir la diversité en matière d'emploi. Ce plan s'applique non seulement au promoteur, mais aussi à ses entrepreneurs et sous-traitants pour les projets White Rose et North Amethyst.

Le personnel a observé la mise en œuvre de ce plan et note que le promoteur a réalisé ce plan avec succès au cours des dernières années. Par exemple, le promoteur a créé un comité de la diversité et tient des forums annuels sur la diversité avec la participation de représentants des groupes désignés dans un effort continu pour faire avancer le programme de la diversité. Le promoteur rend compte de ses initiatives et de ses progrès dans des rapports annuels sur la diversité qu'il met à disposition sur son site Web.

## Recherche et développement

Dans le plan de retombées original de White Rose, le promoteur a signifié qu'il se conformerait à la législation et aux directives en matière de recherche et développement (R et D) et d'enseignement et formation (E et F).

Bien qu'aucun projet spécifique de recherche et développement n'ait été déterminé à ce jour pour ce projet, le promoteur a affirmé qu'il continue à soutenir le développement des capacités de R et D/E et F dans la province ainsi que l'utilisation continue des installations et institutions locales pour les travaux de R et D/E et F.

Le personnel a observé que le promoteur a respecté avec diligence ses obligations en matière de recherche et développement, y compris le fait qu'un coordonnateur de la R et D à temps plein est affecté à la supervision des obligations de dépenses en matière de R et D/E et F en cours.

## Entente sur les retombées

En 2007, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a signé l'accord-cadre du projet de prolongement de White Rose (l'entente sur les retombées) avec les participants au projet White Rose. Cette entente couvre White Rose Ouest, White Rose Sud et North Amethyst. Il répond explicitement au besoin d'entreprendre les activités de gestion de projet, d'ingénierie, d'approvisionnement et de fabrication associées aux activités d'expansion dans la province, ainsi qu'au besoin de fournir un accès en ligne aux possibilités et aux activités d'approvisionnement.

Bien que l'Office ne soit pas lié à cette entente, la province a demandé à l'Office de surveiller le respect des conditions relatives aux prestations. La surveillance de cette question par l'Office s'effectue dans le cadre des systèmes de suivi et de rapport établis pour le projet White Rose. Si des points susceptibles d'amélioration sont relevés, le rôle de l'Office est d'en informer la province qui est responsable de la résolution de la question conformément aux dispositions de l'entente.

Le personnel n'a pas relevé de points susceptibles d'amélioration dans l'entente sur les retombées à ce jour. En particulier, les activités liées au projet du SWRX sont conformes aux termes de l'entente sur les retombées. Cela a été confirmé par le personnel en consultation avec les fonctionnaires provinciaux par le biais du contrôle continu des prestations et par le processus de désignation des contrats décrit précédemment.

## 8.2 CONCLUSION

Le personnel a déterminé que les informations fournies dans le supplément sur les retombées démontrent l'engagement continu du promoteur envers son plan de retombées et les conditions de son approbation. Jusqu'à présent, l'expérience du personnel en ce qui concerne le respect de la législation par le promoteur a été positive.

Les systèmes de surveillance et de rapport établis pour le projet White Rose fournissent un mécanisme permettant au personnel de vérifier l'engagement continu du promoteur envers ses initiatives en matière de plan de retombées. En particulier, le personnel veillera à ce que les statistiques de l'emploi liées au projet soient incluses dans les rapports trimestriels et annuels sur les avantages du projet White Rose et le personnel continuera à surveiller les activités de passation de marchés et d'approvisionnement sur une base continue en ce qui concerne les dispositions de la législation relatives à la juste possibilité et à la priorité.

L'analyse de cette question n'a pas permis de relever des questions liées aux retombées ayant une incidence négative sur l'examen par l'Office de la modification proposée du plan de mise en valeur.

# Annexe A : Glossaire et terminologie utilisés dans les définitions des réserves et des ressources

# Glossaire

**B (barils)**
1 baril = 0,15898 $m^3$

**C-TNLOHE**
Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

**Autorités de certification**
Les organismes autorisés par l'Office à effectuer des examens de conceptions, de plans et d'installations et à délivrer des certificats de conformité.

**Complétions**
Les activités nécessaires à la préparation d'un puits pour la production de pétrole et de gaz ou l'injection d'un fluide.

**Puits de délimitation**
Un puits foré pour déterminer l'étendue d'un réservoir.

**Puits de développement**
Un puits foré à des fins de production ou d'observation ou pour l'injection ou l'élimination de fluides dans une accumulation de pétrole ou à partir de celle-ci.

**Failles**
Au sens géologique, une rupture dans la continuité des types de roche.

**Injection**
Injection d'eau ou de gaz dans une formation ou un réservoir productif, ou à proximité, afin d'augmenter la récupération du pétrole.

**FPSO**
Installation flottante de production, de stockage et de déchargement, une installation de production flottante.

**Injection**
Le processus de pompage de gaz ou d'eau dans un réservoir de production de pétrole afin de fournir un mécanisme d'entraînement pour augmenter la production de pétrole.

**Diagraphie**
Enregistrement systématique des données provenant de la diagraphie du puits, de la boue, électrique ou nucléaire.

**$m^3$**
Mètre cube 1 $m^3$ = 6,2898 barils

**UMFM**
Unité mobile de forage en mer

**Perméabilité**
Mesure de la capacité d'une roche à transmettre les fluides (c'est-à-dire l'eau ou les hydrocarbures). Elle est principalement déterminée par la taille des espaces interstitiels et leur degré d'interconnexion.

**Paraséquence**
Unités de dépôt relativement conformes délimitées par des surfaces d'injection marine, surfaces qui séparent les strates plus anciennes des plus jeunes et montrent une augmentation de la profondeur de l'eau dans les strates successivement plus jeunes. Les paraséquences sont généralement trop fines pour être discernées sur les données sismiques, mais lorsqu'elles sont additionnées, elles forment des ensembles appelés ensembles de paraséquences qui sont visibles sur les données sismiques.

**Ensemble de paraséquences**
Une succession de paraséquences génétiquement liées qui forment un motif d'empilement distinctif, et qui sont typiquement limitées par des surfaces d'injection marine majeures et leurs surfaces corrélatives. Les ensembles de paraséquences sont généralement classés comme progradationnels, aggradationnels ou rétrogradationnels.

**Pétrophysique**
La science et l'application de la mesure des propriétés des roches dans les forages et l'établissement de relations entre ces propriétés.

**Porosité**
Fraction de l'espace interstitiel dans une roche. L'espace interstitiel peut inclure des ouvertures entre les grains ou les fractures, et peut contenir des hydrocarbures ou de l'eau.

**Gisement**
Un réservoir souterrain naturel qui contient ou semble contenir une accumulation de pétrole qui est séparé ou semble séparé de toute autre accumulation de ce type.

**Eau produite**
Eau associée aux réservoirs de pétrole et de gaz qui est produite en même temps que le pétrole et le gaz.

**Puits de production**
Un puits foré et complété dans le but de produire du pétrole brut ou du gaz naturel.

**Réserves**
Les volumes d'hydrocarbures attestés à la suite de forages, d'essais et de l'interprétation de données géologiques, géophysiques et techniques, et jugés récupérables au moyen de la technologie existante dans les conditions économiques actuelles et prévues.

**Réservoir**
Formation rocheuse poreuse et perméable dans laquelle des hydrocarbures se sont accumulés.

**Pression du réservoir**
La pression des fluides dans un réservoir.

**Grès**
Une roche sédimentaire compacte composée de grains détritiques de la taille d'un grain de sable.

**Travaux sismiques**
Se rapporte à ou est caractéristique des vibrations de la terre. En outre, procédé permettant de déduire des informations concernant les structures géologiques de subsurface à partir de signaux sonores transmis par la terre.

## TERMINOLOGIE UTILISÉE DANS LES DÉFINITIONS DES RÉSERVES ET DES RESSOURCES

L'évaluation des « réserves » et des « ressources » de pétrole et de gaz découvertes dans les champs pétrolifères et gaziers est une fonction importante de l'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. Les définitions suivantes sont utilisées par l'Office :

**« Ressources découvertes »** désigne les volumes d'hydrocarbures qui ont été évalués comme étant techniquement récupérables, mais qui n'ont pas été entièrement délimités et/ou dont la viabilité économique est incertaine. Le volume des ressources découvertes comprend celles qui ont été prouvées par des forages et des essais et par l'interprétation d'informations géologiques, géophysiques ou autres et qui sont considérées comme étant techniquement récupérables (par exemple, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel des champs Hibernia et Terra Nova ainsi que le pétrole, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel des champs non mis en valeur au large de Terre-Neuve-et-Labrador sont des ressources découvertes).

**« Réserves »** désigne la partie des volumes de pétrole en place ou de gaz en place identifiés par les forages et les essais et l'interprétation des informations géologiques et géophysiques, qui sont considérés comme étant récupérables à l'aide de la technologie actuelle, et dans les conditions économiques actuelles et prévues (par exemple, le pétrole d'Hibernia et de Terra Nova est classé comme étant des réserves).

Étant donné que l'évaluation des réserves dépend de l'interprétation des données disponibles à un moment en particulier, les réserves sont en outre classifiées par l'Office pour refléter l'incertitude de l'interprétation et le manque de données détaillées géologiques et de réservoir. Les classifications suivantes sont utilisées par l'Office :

**Réserves prouvées**
Les hydrocarbures qui ont été confirmés par des forages et des essais ou pour lesquels il existe suffisamment de données géologiques et géophysiques pour prévoir l'existence d'hydrocarbures dans des blocs faillés adjacents. Un niveau de confiance élevé est accordé à la récupération de ces hydrocarbures.

**Réserves probables**
Hydrocarbures dont on prévoit la présence dans des blocs faillés adjacents à ceux qui ont été mis à l'essai par des puits et dans lesquels les tendances géologiques peuvent s'étendre. De plus, lorsque les contacts avec les fluides n'ont pas été définis dans la zone forée, on peut raisonnablement prévoir que ces contacts existent. Cependant, des forages supplémentaires sont nécessaires pour confirmer l'existence d'hydrocarbures. On peut raisonnablement s'attendre à ce que ces hydrocarbures soient récupérés dans des conditions d'exploitation normales, mais leur exploitation comporte un certain degré de risque lié à la géologie ou au rendement du réservoir.

**Réserves possibles**
Des hydrocarbures pouvant exister d'après la géophysique et la prolongation des tendances géologiques. Toutefois, en raison de l'absence de puits adjacents situés dans la région et de données géologiques et d'études des gisements, il est impossible d'attribuer à ces hydrocarbures une classification de risque inférieure.

Les mêmes classifications sont utilisées pour les ressources et les réserves. Cependant, la différence principale dans le cas de ressources découvertes est l'incertitude quant à la viabilité économique. En termes d'approche probabiliste, l'Office classe les ressources prouvées en tant que P90, les ressources prouvées et probables en tant que P50 et les ressources prouvées, probables et possibles en tant que P10. Le terme P90 implique une probabilité de 90 % que la valeur en question soit au moins réalisée. Les nombres P50 sont utilisés à des fins de planification puisqu'il y a une probabilité de 50 % que ce nombre soit réalisé. Les estimations de P10 offrent un potentiel positif qui a toutefois seulement 10 % de chances d'être réalisé. Il y a toujours de l'incertitude dans l'estimation des réserves, surtout avant la production dans les zones extracôtières, parce qu'il y a très peu de puits et aucune expérience de production. À ce stade, l'objectif est de définir la plage des réserves et d'établir un cas de référence pour poursuivre la mise en valeur. Au fur et à mesure que des puits de développement sont forés et que des informations de production sont acquises, les estimations du pétrole et du gaz en place seront mieux définies et l'efficacité de la récupération sera mieux comprise. Les estimations changeront entre les différentes catégories au fur et à mesure que la mise en valeur avance, mais devraient généralement se situer dans la plage d'estimations initiales.