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

PROJET PILOTE DE WHITE ROSE OUEST

2010-06-24

ISBN : 978-1-897101-84-1

Table des matières

Page

1.0 OBJECTIF 6

2.0 RÉSUMÉ 7

3.0 CONTEXTE 12

3.1 LA DEMANDE 12
3.2 CONTEXTE HISTORIQUE 13

4.0 GESTION DES RESSOURCES 18

4.1 EXAMEN DE LA GESTION DES RESSOURCES 18
4.2 EXAMEN DES MODÈLES GÉOLOGIQUE, GÉOPHYSIQUE ET PÉTROPHYSIQUE 18
4.2.1 Géologie régionale 18
4.2.2 Géologie de White Rose 19
4.2.3 Géologie de White Rose Ouest 21
4.2.4 Géophysique 23
4.2.5 Pétrophysique 25
4.2.6 Modèle géologique de réservoir 25
4.3 PÉTROLE EN PLACE, GAZ EN PLACE ET ESTIMATIONS DES RÉSERVES 27
4.4 ÉTUDE DES RÉSERVOIRS 29
4.4.1 Données techniques des réservoirs 29
4.4.2 Données des fluides 32
4.4.3 Essai du puits C-30Z 32
4.4.4 Fonction J 34
4.4.5 Analyse spéciale des carottes 35
4.5 STRATÉGIE DU PROJET PILOTE 35
4.5.1 Objectifs de la paire de puits 35
4.5.2 Emplacement proposé pour le projet pilote 35
4.5.3 Installation de la paire de puits et calendrier d'évaluation 38
4.6 MODÈLE DE SIMULATION DU RÉSERVOIR DE LA PAIRE DE PUITS 41
4.7 RÉSULTATS DE LA SIMULATION DE RÉSERVOIR ET PRÉVISIONS DE PRODUCTION 45
4.7.1 Production de pétrole 46
4.7.2 Production de gaz 48
4.7.3 Eau produite 50
4.7.4 Pression de réservoir issue de la simulation du réservoir de White Rose Ouest 51
4.7.5 Résumé de la simulation de réservoir 53
4.8 PROJET PILOTE DE WHITE ROSE OUEST PAR RAPPORT À LA MISE EN VALEUR COMPLÈTE DU CHAMP PÉTROLIFÈRE WHITE ROSE 53
4.8.1 Gestion des gaz de la paire de puits par rapport à la mise en valeur complète de White Rose 54
4.8.2 Gestion de l'injection d'eau de la paire de puits par rapport à la mise en valeur complète de White Rose 55
4.9 COMMERCIALISATION DE LA ZONE DU PROJET PILOTE DE PAIRE DE PUITS 56
4.10 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATION 57

5.0 EXPLOITATION ET SÉCURITÉ 60

5.1 FORAGE ET COMPLÉTIONS 61
5.2 INSTALLATION, MISE EN SERVICE ET EXPLOITATION D'ÉQUIPEMENTS SOUS-MARINS 61
5.3 MODIFICATIONS APPORTÉES À L'INSTALLATION 63
5.4 ANALYSE DE SÉCURITÉ 63
5.5 PLANS ET PROCÉDURES EXISTANTS 63
5.6 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS 64

6.0 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT 65

7.0 RETOMBÉES INDUSTRIELLES 65

Liste des figures

1. **Figure 3.3.1 : Carte de la zone de mise en valeur du projet White Rose, qui indique les emplacements des puits, les limites des gisements, le champ North Amethyst et la zone proposée pour le projet pilote de White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)**

2. **Figure 3.3.2 : Carte du périmètre de découverte importante de White Rose, qui indique les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production (Source : C-TNLOHE)**

3. **Figure 4.2.1 : Schéma de la répartition aérienne des grès de l'avant-plage et des premières failles mobiles liées aux phases initiales du dépôt de Ben Nevis. Les puits de délimitation de White Rose et l'emplacement proposé pour le projet pilote, en rouge, sont indiqués par rapport à la paléogéographie (Source : Husky, 2007)**

4. **Figure 4.2.2 : Coupe transversale de puits montrant des séquences stratigraphiques à granocroissance ascendante variables au sein de White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)**

5. **Figure 4.2.3 : Carte de la siltite supérieure de Ben Nevis à White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)**

6. **Figure 4.2.4 : Coupes sismiques montrant la structure de faille complexe dans la région de White Rose Ouest (Source : Husky, 2009)**

7. **Figure 4.2.5 : Coupe transversale à travers le modèle de faciès de l'avant-plage indiquant la transition de faciès vers le nord-ouest et le potentiel de décalage complet de la section du réservoir (Source : C-TNLOHE)**

8. **Figure 4.4.1 : Pression mesurée par l'AEDM à White Rose Ouest en fonction de la profondeur (Source : Husky)**

9. **Figure 4.4.2 : Intervalles d'essais aux tiges à C-30Z (Source : Husky)**

10. **Figure 4.4.3 : Débit et accumulations pour l'essai aux tiges nº 1 à C-30Z (Source : Husky)**

11. **Figure 4.5.1 : Zone cible préliminaire pour le projet pilote (Source : Husky)**

12. **Figure 4.5.2 : Trajectoires de puits proposées et intervalles de faciès ciblés pour la paire de puits du projet pilote (Source : Husky)**

13. **Figure 4.5.3 : Calendrier et mise en valeur suggérés pour le projet pilote de White Rose Ouest (Source : Husky)**

14. **Figure 4.6.1 : Vue en plan du diagramme tertiaire du modèle de simulation de réservoir du champ pétrolifère White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)**

15. **Figure 4.6.2 : Vue latérale en direction ouest de la vue de phase tertiaire du champ pétrolifère White Rose Ouest à l'année 0 (Source : C-TNLOHE)**

16. **Figure 4.6.3 : Vue latérale vers l'est de la vue de phase tertiaire du champ pétrolifère White Rose Ouest à l'année 0 (Source : C-TNLOHE)**

17. **Figure 4.7.1 : Prévisions de production de pétrole de White Rose Ouest dans le cas élevé (Source : C-TNLOHE)**

18. **Figure 4.7.2 : Prévisions de production de pétrole de White Rose Ouest dans le cas faible (Source : C-TNLOHE)**

19. **Figure 4.7.3 : Prévisions de production de pétrole du modèle de simulation de North Amethyst (débit de pétrole moyen quotidien annuel) (Source : C-TNLOHE)**

20. **Figure 4.7.4 : Prévisions de production de gaz de White Rose Ouest dans le cas élevé (moyenne quotidienne) (Source : C-TNLOHE)**

21. **Figure 4.7.5 : Prévisions de production de gaz de White Rose Ouest dans le cas faible (moyenne quotidienne) (Source : C-TNLOHE)**

22. **Figure 4.7.6 : Prévisions de production d'eau du modèle de simulation de White Rose Ouest dans le cas élevé (moyenne quotidienne) (Source : C-TNLOHE)**

23. **Figure 4.7.7 : Pression du réservoir de la région du projet pilote de White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)**

24. **Figure 4.7.8 : Effets de la production principale (source Husky)**

25. **Figure 4.8.1 : Incidence du projet pilote White Rose Ouest (Source : Husky)**

26. **Figure 4.8.2 : Pression du réservoir de la région du projet pilote de White Rose Ouest (Source : C TNLOHE)**

Liste des tableaux

1. **Tableau 4.3.1 : . Comparaison entre les ressources probabilistes en place de Husky et celles du C-TNLOHE, zone de White Rose Ouest**

2. **Tableau 4.3.2 : . Comparaison entre les ressources probabilistes en place de Husky et celles du C-TNLOHE, zone de la paire de puits**

3. **Tableau 4.4.1 : Gradients des fluides de White Rose Ouest mesurés par Husky**

4. **Tableau 4.4.2 : Contacts entre fluides de White Rose Ouest mesurés par Husky**

1.0 Objectif

L'objectif de cette analyse est de fournir à l'Office l'évaluation par le personnel de la modification du plan de mise en valeur du projet White Rose de Husky Oil Operations Limited (promoteur) pour le projet pilote de White Rose Ouest. L'analyse par le personnel a pris en compte les aspects de la demande liés à la sécurité, à l'environnement, à la gestion des ressources et aux retombées industrielles.

2.0 RÉSUMÉ

Le 3 novembre 2009, le promoteur a présenté à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (l'Office), au nom de ses partenaires Suncor Energy et Nalcor Energy-Oil and Gas, le document suivant : « Modification du plan de mise en valeur de White Rose – White Rose Ouest – Projet pilote (octobre 2009) ».

Le projet pilote proposé est une modification du plan de mise en valeur existant pour White Rose (Décision 2001.01). L'objectif du projet pilote est d'obtenir des renseignements supplémentaires sur le gisement White Rose Ouest et de déterminer si une mise en valeur complète de ce gisement est possible. Le promoteur propose que le projet pilote prévoie deux puits : un producteur de pétrole et un injecteur d'eau sur une période de deux ans. Ces puits seront forés à partir du centre de forage central (CFC) existant de White Rose en vertu du permis de production 1006. Les estimations des coûts en capital pour le projet pilote de White Rose Ouest s'élèvent à 250 millions de dollars canadiens, soit 130 millions de dollars pour le forage et les complétions ainsi que 120 millions de dollars pour les infrastructures sous-marines. En fonction des résultats du projet pilote, le promoteur peut choisir d'aller de l'avant avec la mise en valeur complète du gisement White Rose Ouest. En vertu des lois de mise en œuvre, cela nécessiterait une modification du plan de mise en valeur à l'intention de l'Office.

Le personnel a examiné le document ci-dessus, puis a demandé des renseignements supplémentaires au promoteur le 17 décembre 2009. Le 23 mars 2010 et le 23 avril 2010, le promoteur a présenté des renseignements supplémentaires. Le 29 avril 2010, le promoteur a été avisé que la demande était complète. Ces renseignements supplémentaires et le document présenté le 3 novembre 2009 constituent la demande et font l'objet de la présente analyse par le personnel.

En ce qui concerne les retombées industrielles, le personnel de l'Office a évalué la demande et a déterminé que le projet pilote ne nécessitait pas de modification du plan de retombées

existant de White Rose (Décision 2001.01). Toutefois, si le promoteur décide d'aller de l'avant avec la mise en valeur complète du gisement White Rose Ouest, une modification du plan de retombées sera nécessaire.

Lors de la réunion de l'Office du 27 octobre 2009, il a été décidé qu'un examen public n'était pas nécessaire pour cette demande.

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

Exploitation et sécurité

Aucun problème de sécurité n'a été relevé qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Les activités liées à la présente demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures de sécurité établis. Le promoteur doit faire un suivi avec le C-TNLOHE sur les questions suivantes à mesure que le projet avance :

– Lorsque le projet passe à la phase de conception technique, le promoteur doit tenir le personnel informé du calendrier détaillé du projet, y compris le calendrier de toute étude de sécurité en cours ou à venir.

– Il en va de soi que les mises à jour des procédures d'exploitation doivent être effectuées par le promoteur conformément à son processus de gestion des changements.

– Il en va de soi que le processus d'évaluation des risques liés aux opérations simultanées doit être mené à terme pour que les risques associés au projet pilote de White Rose Ouest soient examinés puis présentés au C-TNLOHE pour examen.

Protection de l'environnement

Le personnel de l'Office a conclu que la demande ne nécessite pas d'évaluation environnementale supplémentaire en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et déconseille de joindre toute condition environnementale à l'approbation actuelle.

Gestion des ressources

En ce qui concerne les aspects de la demande liés à l'évaluation de la gestion des ressources, le personnel a conclu que :

- Les données de pression, l'analyse des fluides et les données géologiques confirment que le gisement White Rose Ouest est conforme aux autres gisements du champ pétrolifère White Rose. Cependant, le gisement White Rose Ouest est beaucoup plus complexe géologiquement que le gisement Avalon Sud, qui est en production. Cette complexité implique de nombreux risques techniques, y compris les barrières verticales à l'écoulement des fluides et l'obturation des failles ainsi que la compartimentation, la connectivité et la qualité des réservoirs.
- Le personnel reconnaît l'incertitude associée aux estimations volumétriques en place présentées par le promoteur pour le gisement White Rose Ouest et s'attend à ce que les renseignements techniques obtenus dans le cadre du projet pilote de paire de puits réduisent cette incertitude. Le personnel souligne que les estimations des réserves ont été exclues de la demande puisque les objectifs du projet pilote de paire de puits incluent la limitation des facteurs de récupération, qui sont essentiels pour estimer les hydrocarbures récupérables. Des estimations volumétriques et de réserves détaillées pour les blocs faillés individuels et les subdivisions de réservoirs seront exigées dans le rapport final sur la paire de puits et dans la demande ultérieure de plan pour la mise en valeur à grande échelle du gisement White Rose Ouest.

- L’emplacement proposé pour la paire de puits se trouve dans le réservoir de la plus haute qualité rencontrée jusqu’à présent dans le gisement White Rose Ouest. La haute qualité du réservoir permettra une meilleure évaluation des influences des failles et des barrières. Le personnel est d’accord avec l’idée de placer la paire de puits dans la région délimitée par le puits O-28Y dans le contexte de l’obtention de résultats clairs et indicatifs pour évaluer le potentiel de mise en valeur du gisement White Rose Ouest.
- Le personnel est d’accord avec la séquence et les objectifs du projet pilote du promoteur. On s’attend à ce que les résultats de la paire de puits servent de base à un plan d’épuisement complet pour la zone de White Rose Ouest, comme le décrit la demande du promoteur.
- La modélisation et la simulation du réservoir effectuées par le promoteur sont raisonnables et appropriées dans le contexte d’un projet pilote.
- La simulation du réservoir indique que les installations de la FPSO SeaRose peuvent traiter de manière adéquate la production de la paire de puits proposée par le projet pilote avec une incidence minimale sur la production du gisement Avalon Sud et du champ North Amethyst.

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

Condition 1 :

Six mois après le début de la production de pétrole dans le cadre du projet pilote, un rapport provisoire décrivant les résultats principaux de la production du producteur pilote doit être présenté à l’Office et accepté par celui-ci.

Condition 2 :

Au plus tard deux ans après le début de la production de pétrole dans le cadre du projet pilote, le promoteur doit fournir un rapport, acceptable pour l’Office, sur l’analyse des résultats de la paire de puits. Ce rapport

expliquera comment les résultats sont liés à une meilleure compréhension du gisement White Rose Ouest en matière d'amplitude des réserves récupérables et de la stratégie d'épuisement.

Condition 3 :

Si le rendement ou les caractéristiques du réservoir varient considérablement par rapport à ce qui est prévu dans la demande du promoteur, ou s'il est déterminé que le projet pilote nuit à la récupération potentielle du pétrole dans le gisement White Rose Ouest, l'Office peut réévaluer le bien-fondé du projet pilote de paire de puits.

Condition 4 :

Le promoteur ne doit pas modifier le projet pilote tel que décrit dans la demande sans l'approbation de l'Office.

Condition 5 :

Avant de lancer la production dans le cadre du projet pilote de White Rose Ouest, un accord d'union entre les titulaires de licences pour le périmètre de découverte importante de White Rose sera présenté à la satisfaction du délégué à l'exploitation.

3.0 CONTEXTE

3.1 La demande

Le 3 novembre 2009, le promoteur a présenté à l'Office, au nom de ses partenaires Suncor Energy et Nalcor Energy-Oil and Gas, le document suivant : « Modification du plan de mise en valeur de White Rose – White Rose Ouest – Projet pilote (octobre 2009) ».

Le document propose de mettre en œuvre un projet pilote de paire de puits dans le gisement White Rose Ouest, dans le cadre de la licence de découverte importante (LDI) 1024. Le gisement White Rose Ouest a été traité comme étant un aménagement différé dans la demande de plan de mise en valeur de White Rose (Décision 2001.01). L'Office a convenu qu'un niveau plus élevé de détail et de compréhension du gisement ouest, hautement stratifié et faillé, était nécessaire pour aller de l'avant avec la mise en valeur. Le 24 mars 2009, le promoteur et le personnel de l'Office se sont rencontrés pour discuter des avantages d'un projet pilote de paire de puits dans le gisement White Rose Ouest. En novembre 2009, l'Office a reçu le projet pilote de paire de puits en tant que modification du plan de mise en valeur.

Le personnel a examiné le document et a demandé des renseignements supplémentaires dans une lettre datée du 17 décembre 2009. Le promoteur a répondu en fournissant des renseignements supplémentaires le 23 mars 2010 et le 23 avril 2010. Dans une lettre datée du 29 avril 2010, le promoteur a été avisé que la demande était complète.

Le promoteur prévoit de forer un puits de production de pétrole fortement dévié et un puits d'injection d'eau légèrement dévié à partir de deux espaces libres disponibles dans le centre de forage central, actuellement utilisé pour la production du gisement Avalon Sud de White Rose. La paire de puits permettra d'obtenir des renseignements supplémentaires pour faciliter et orienter l'évaluation de l'ensemble du gisement White Rose Ouest.

L'équipement sous-marin nécessaire pour le projet comprend des arbres de Noël, des équipements de tête de puits, des bobines rigides et empilées, des bretelles d'extraction au gaz, des équipements de distribution de commande sous-marine et des systèmes de distribution d'extraction au gaz. Les activités de forage et de complétion seront exécutées à l'aide des processus et des systèmes existants du promoteur pour le champ White Rose.

Le promoteur estime que le pétrole en place (PEP) d'origine du réservoir de stockage est de 66,3 millions de mètres cubes (417 millions de barils) dans le gisement White Rose Ouest, y compris 12,5 millions de mètres cubes (79 millions de barils) dans la région pilote proposée. Le promoteur n'a pas fourni d'estimation des réserves dans cette demande puisqu'il s'agit d'un des objectifs du promoteur pour la paire de puits.

Les estimations des coûts en capital pour le projet pilote de White Rose Ouest s'élèvent à 250 millions de dollars canadiens, soit 130 millions de dollars pour le forage et les complétions ainsi que 120 millions de dollars pour les infrastructures sous-marines.

3.2 Contexte historique

Le champ 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 m. La grande zone de mise en valeur de White Rose englobe le champ pétrolifère adjacent de North Amethyst, découvert en 2006 par le forage du puits K-15 de North Amethyst par la société Husky Oil et ses partenaires.

Une note de clarification est nécessaire concernant la convention de dénomination du réservoir principal dans la zone de mise en valeur de White Rose. La section du réservoir a été appelée la « formation d'Avalon » dans la demande de plan de mise en valeur du

promoteur pour White Rose (2001) et dans la décision 2001.01 de l'Office. On suppose maintenant que la section du réservoir se trouve au-dessus de la discordance aptienne moyenne, qu'elle est d'âge aptien-albien moyen, 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 estimées par l'Office comme étant de 45 millions de mètres cubes (283 millions de barils). 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 3.3.1). Cette demande porte sur la mise en œuvre d'un programme pilote de paire de puits dans le gisement Avalon Ouest.

L'Office estime, avec une probabilité de 50 %, que le champ pétrolifère White Rose contient des ressources récupérables de 76,7 x 10^9 m^3 (2,7 billions de pieds cubes [bpc]) de gaz naturel et de 13,8 millions de m^3 (86 millions de barils) de liquides de gaz naturel dans la formation Ben Nevis. Cependant, cette demande ne propose pas l'exploitation de ces ressources pour le moment.

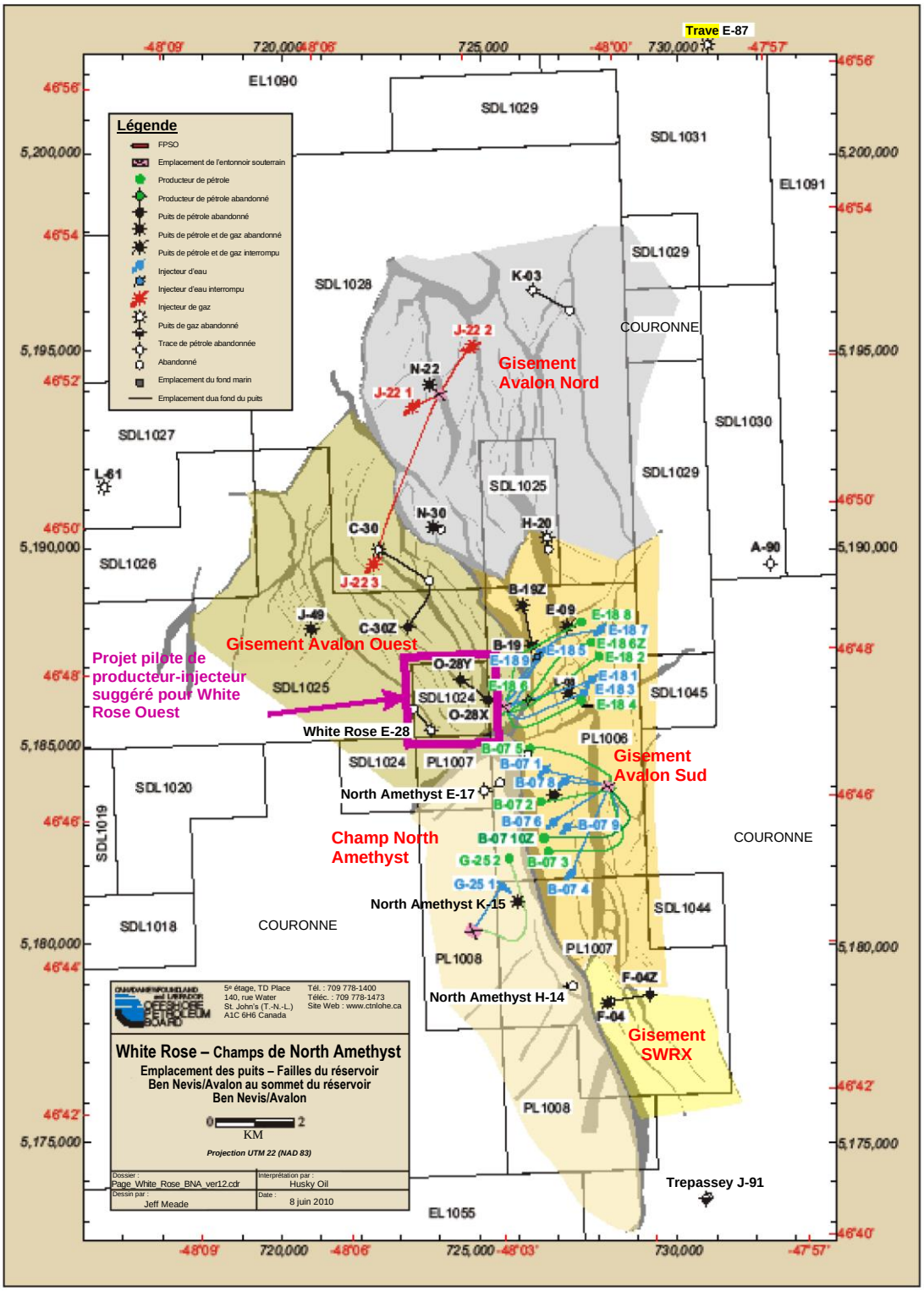


Figure 3.3.1 : Carte de la zone de mise en valeur du projet White Rose, qui indique les emplacements des puits, les limites des gisements, le champ North Amethyst et la zone proposée pour le projet pilote de White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)

Actuellement, le périmètre de découverte importante de White Rose comprend quatorze licences de découverte importante (LDI). En outre, deux permis de production (PP 1006 et 1007) sont situés dans le périmètre de découverte importante de White Rose, comme le montre la figure 3.3.2.

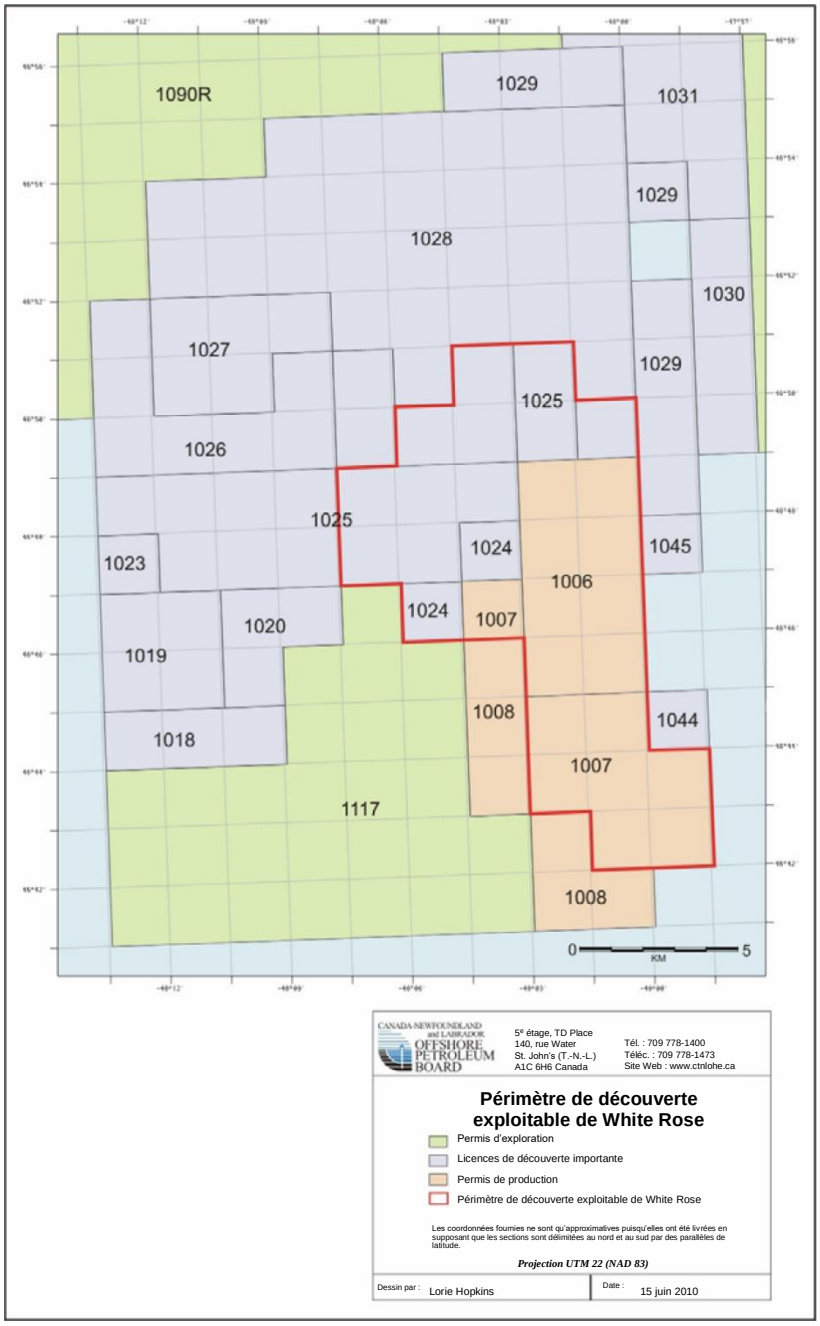


Figure 3.3.2 : Carte du périmètre de découverte importante de White Rose, qui indique les permis d'exploration, les licences de découverte importante et les permis de production (Source : C-TNLOHE)

La production pétrolière commerciale a commencé au gisement Avalon Sud le 12 novembre 2005. En date du 30 avril 2010, 22 puits de développement ont été forés et 22,8 millions de m^3 (143,5 millions de barils) de pétrole ont été produits à partir du gisement Avalon Sud de White Rose. 19 puits de délimitation ont été forés dans le champ, dont cinq dans la région de White Rose Ouest. Ce forage a fourni une importante quantité de nouveaux renseignements permettant d'évaluer le rendement des réservoirs et des installations et de construire des modèles de simulation géologique et de réservoir.

Le prolongement sud de White Rose (SWRX) est un élargissement de la mise en valeur de White Rose dans les licences de découverte importante 1043 et 1044. Ce prolongement propose un raccord sous-marin à la FPSO SeaRose par l'entonnoir souterrain du sud (ESS) existant et un nouvel entonnoir souterrain à construire à environ 4 km au sud de l'ESS. Le gisement SWRX a été approuvé par les gouvernements le 7 septembre 2007. Le C-TNLOHE estime que 22 millions de barils de pétrole sont récupérables à partir du gisement SWRX.

4.0 GESTION DES RESSOURCES

4.1 Examen de la gestion des ressources

En 2001, le promoteur a traité le gisement White Rose Ouest comme étant un aménagement différé dans la demande de plan de mise en valeur de White Rose. Dans la décision 2001.01, l'Office a convenu qu'un niveau plus élevé de détail et de compréhension du gisement ouest, hautement stratifié et faillé, était nécessaire pour aller de l'avant avec la mise en valeur. À cette époque, seul le puits de délimitation J-49 avait été foré dans le gisement ouest.

Depuis l'approbation du plan de mise en valeur initial (Décision 2001.01), une délimitation plus poussée dans le gisement ouest a été effectuée avec le forage des puits O-28Y, O-28X, C-30, C-30Z, E-28 et J-22 3. Cependant, le modèle géologique du gisement Avalon Ouest et la faisabilité de sa mise en valeur restent incertains.

Le personnel a examiné la demande, qui comprenait l'interprétation sismique et le modèle de simulation de réservoir du promoteur. Il a également effectué un examen des données sur les réservoirs, des données géologiques et des données de production acquises jusqu'en avril 2010, et les a utilisées pour créer un modèle géologique pour le gisement White Rose Ouest.

4.2 Examen des modèles géologique, géophysique et pétrophysique

4.2.1 Géologie régionale

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

4.2.2 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 orientée sud-ouest-nord-est a probablement été déposée le long d'un paléorivage situé à l'est du champ (figure 4.2.1). 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 sur l'avant-plage inférieure composés de siltite et de grès silteux fortement bioturbés, avec des structures primaires 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.

Ces faciès et ces composantes diagénétiques sont transportés dans la zone de White Rose Ouest.

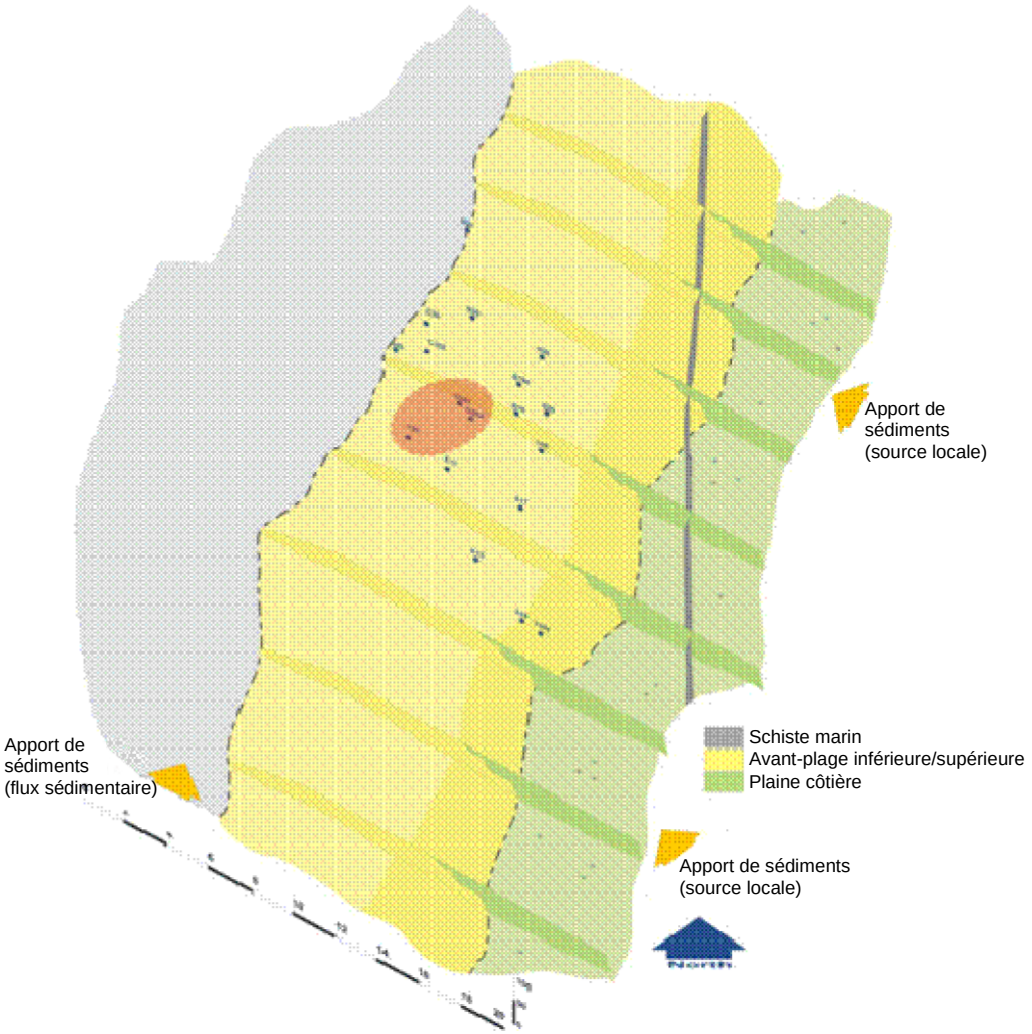


Figure 4.2.1 : Schéma de la répartition aérienne des grès de l'avant-plage et des premières failles mobiles liées aux phases initiales du dépôt de Ben Nevis. Les puits de délimitation de White Rose et l'emplacement proposé pour le projet pilote, en rouge, sont indiqués par rapport à la paléogéographie (Source : Husky, 2007)

Le promoteur a subdivisé Ben Nevis – Avalon (BNA) en plusieurs ensembles de paraséquences qui correspondent à des cycles rétrogradants à granocroissance ascendante. Ces séquences sont les plus évidentes dans les puits modérément distaux et deviennent moins distinctes dans des contextes proximaux et distaux où le rapport net/brut est très élevé ou très faible. Le promoteur a cartographié les séquences internes de BNA provenant d'Avalon Sud dans la région de White Rose Ouest, mais la corrélation est hautement interprétative.

4.2.3 Géologie de White Rose Ouest

Le gisement White Rose Ouest est une expression plus distale de BNA, comportant une plus grande proportion de sédiments à grain fin intercalés avec des sables stratifiés de bonne qualité et des sables et schistes bioturbés de mauvaise qualité. Le nombre et la variabilité des cycles à granocroissance ascendante qui sont évidents dans la région de White Rose Ouest suggèrent une stratigraphie plus complexe que celle du gisement d'Avalon Sud (figure 4.2.2).

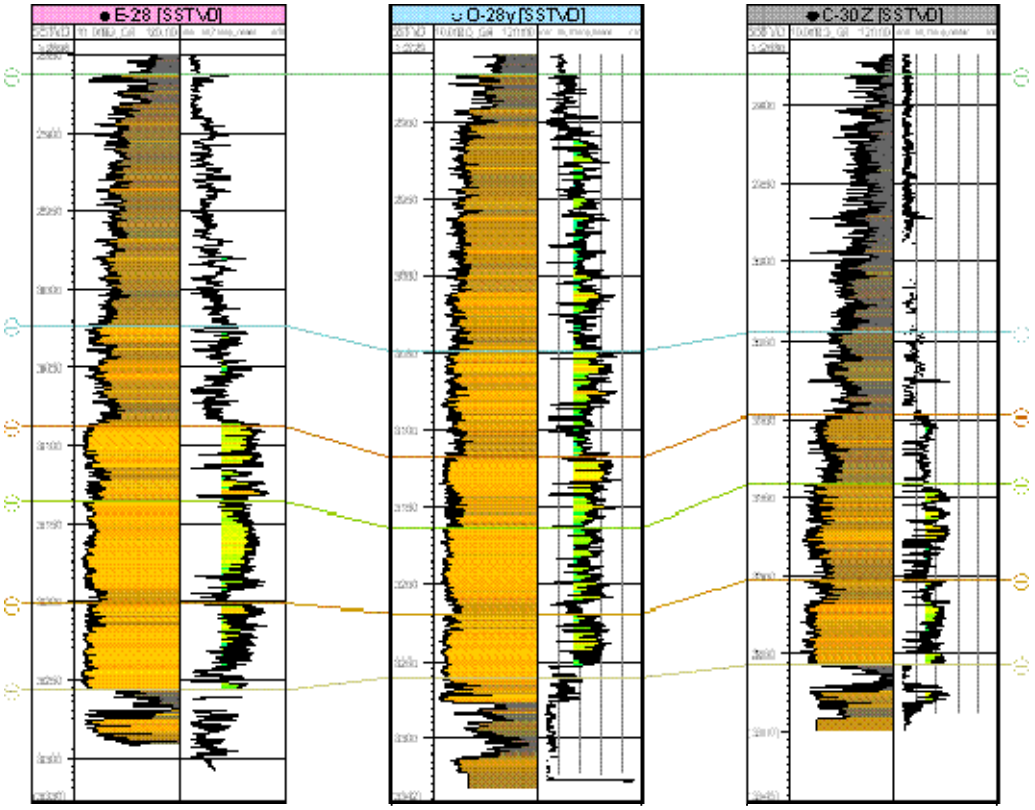


Figure 4.2.2 : Coupe transversale de puits montrant des séquences stratigraphiques à granocroissance ascendante variables au sein de White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)

Ces cycles à granocroissance ascendante sont à prendre en considération pour la planification des réservoirs, car ils peuvent constituer des déflecteurs ou des obstacles à l'écoulement des fluides. Par exemple, le puits de développement E-18 9 d'Avalon Sud a

rencontré une différence de pression de 7 000 kPa sur 14 m, que le promoteur attribue à une limite de séquence.

Le réservoir de White Rose Ouest est plus complexe sur le plan structurel que le réservoir d'Avalon Sud. Le gisement ouest est séparé en plusieurs blocs faillés complexes par des failles normales post-dépositionnelles avec des projections allant de < 20 m à 300 m. Un synclinal post-dépositionnel orienté sud-ouest-nord-est contribue également à la structure complexe (figure 4.2.3).

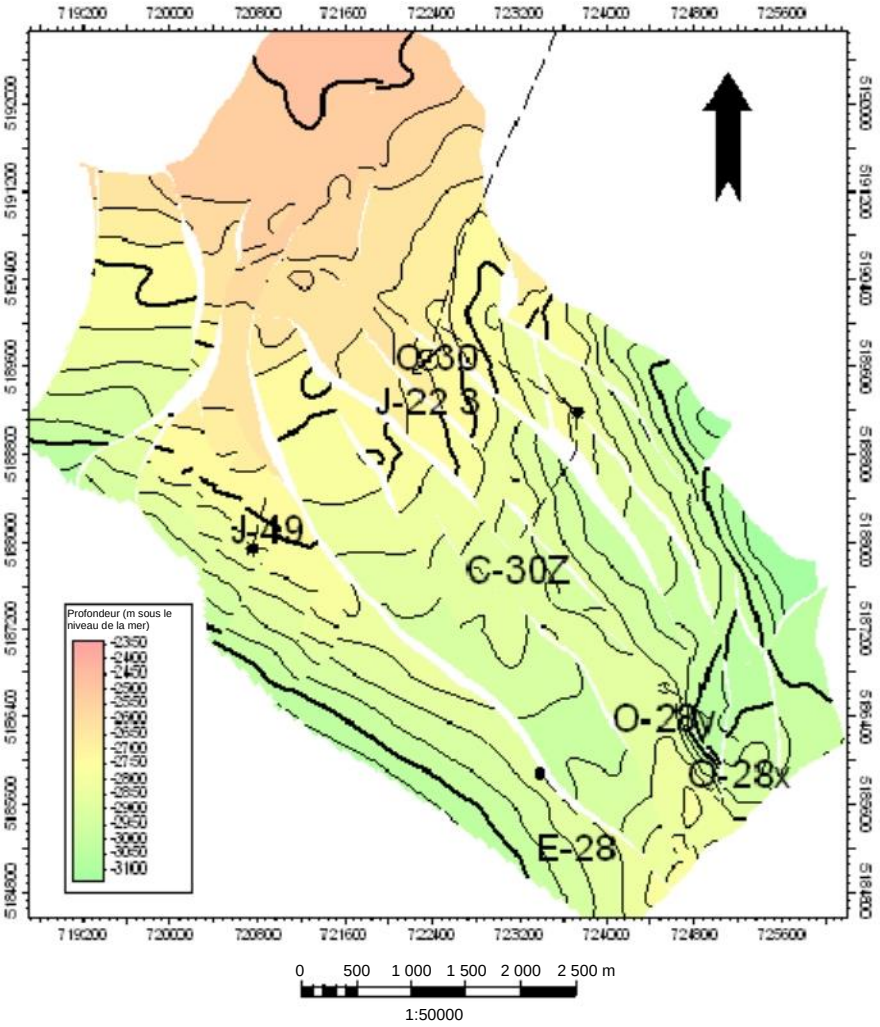


Figure 4.2.3 : Carte de la siltite supérieure de Ben Nevis à White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)

Le degré plus élevé de failles et d'incertitude structurelle entraîne un risque important de compartimentation des réservoirs dans l'ouest. Le promoteur indique que les rejets de faille au sein du gisement ne sont pas assez importants pour décaler l'ensemble de la formation de BNA, mais que le rapport net/brut décroissant et la structure complexe au nord-ouest permet un décalage complet de la section du réservoir (figure 4.2.5). Ce décalage permet différents contacts entre fluides au sein du gisement White Rose Ouest.

Le promoteur indique que la majeure partie des réserves de pétrole de White Rose Ouest devraient se trouver dans la région délimitée par les puits O-28Y, C-30Z et E-28 puisque ceux-ci ont une meilleure qualité de réservoir, sont porteurs de pétrole et n'ont pas rencontré de gaz. Le personnel se dit d'accord avec l'évaluation géologique du promoteur.

4.2.4 Géophysique

La qualité des données sismiques dans la région de White Rose Ouest est moyenne à bonne. L'intervalle du réservoir est représenté sismiquement en tant que séquence à faible amplitude indiquant un réservoir de siltite à faible impédance. L'interprétation sismique est difficile en raison du contraste à faible impédance du réservoir de Ben Nevis Avalon et de la géologie environnante ainsi que de la complexité des failles (figure 4.2.4). Le promoteur a fourni des interprétations structurelles contrôlées par la géophysique pour appuyer la demande. Ces données sur les surfaces et les failles ont été vérifiées par le personnel de géophysique de l'Office. Trois marqueurs sismiques principaux définissent l'intervalle de réservoir dans le gisement White Rose Ouest : le réservoir supérieur de Ben Nevis – Avalon, la surface BN_200 (choix de réservoir interne) et la discordance aptienne moyenne (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. Dans le gisement ouest, les grès du réservoir supérieur de Ben Nevis deviennent plus distaux, ce qui entraîne un contraste d'impédance encore plus faible en direction nord. De plus, l'énergie interfère souvent avec le choix dans l'étendue nord du gisement. La

discordance aptienne moyenne est un horizon d'amplitude moyenne à élevée cartographié avec un niveau de confiance plus élevé. La cartographie du réservoir dans le gisement ouest est également guidée par le choix BNA 200, qui représente une surface de transgression dans le réservoir. Ces trois surfaces ont été liées aux puits de délimitation pertinents du gisement ouest : O-28Y, E-28, J-49 et C-30Z.

Le promoteur a acquis un nouveau levé sismique en 2008 et travaille actuellement à l'interprétation de ces données. Les objectifs sont d'améliorer le placement des failles et de résoudre les marqueurs internes de Ben Nevis. Cette interprétation, de concert avec les résultats du projet pilote, améliorera la compréhension de la région de White Rose Ouest et aidera à définir le potentiel de mise en valeur du gisement.

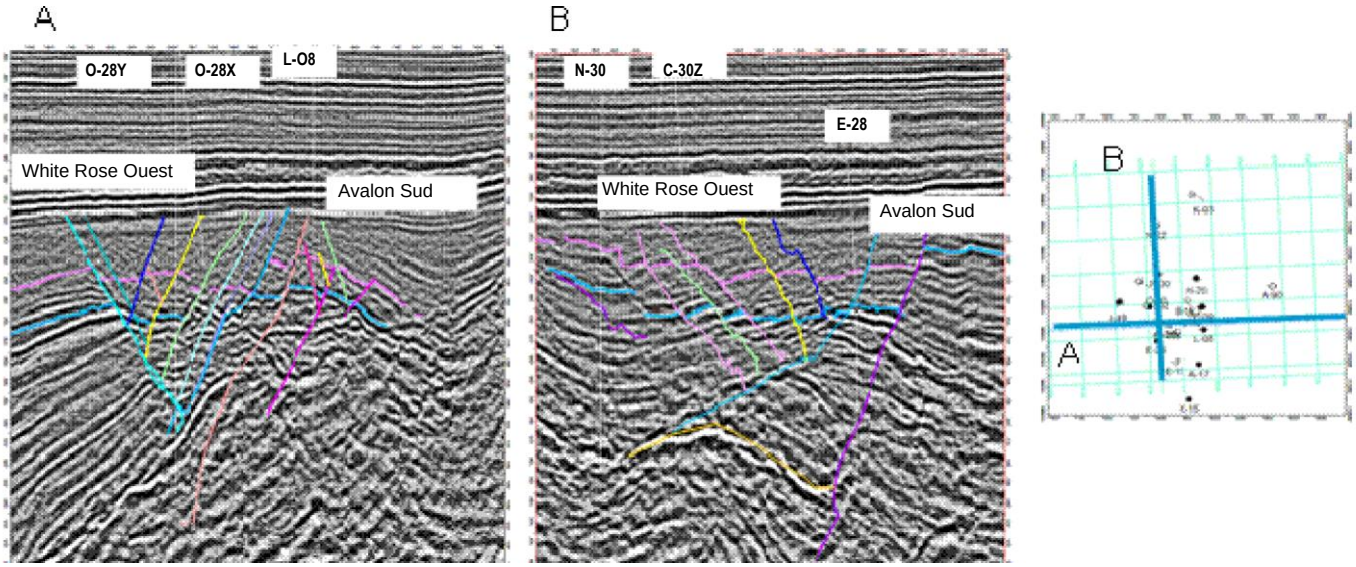


Figure 4.2.4 : Coupes sismiques montrant la structure de faille complexe dans la région de White Rose Ouest (Source : Husky, 2009)

4.2.5 Pétrophysique

Le promoteur a mené un programme complet de diagraphie et de carottage pendant le forage des six puits de délimitation et d'un puits de développement à injection de gaz dans la région de White Rose Ouest. Dans la demande, le promoteur a résumé son interprétation pétrophysique du réservoir de Ben Nevis-Avalon pour tous les puits dans la zone du projet pilote. Le promoteur a fourni des renseignements supplémentaires sur la méthodologie, les hypothèses et les critères utilisés dans son analyse pétrophysique.

L'interprétation pétrophysique du promoteur concorde avec l'évaluation faite par le personnel de l'Office, les légères différences étant attribuables aux méthodes, hypothèses et critères distincts utilisés pour interpréter les données. En se basant sur ses propres analyses, le personnel de l'Office considère que l'interprétation soumise par le promoteur à l'appui de la présente demande est raisonnable et acceptable.

4.2.6 Modèle géologique de réservoir

Le personnel de l'Office continue d'examiner, de créer et de mettre à jour des modèles géologiques tridimensionnels (3D) de la zone de développement du projet White Rose. Des efforts particuliers ont été déployés pour créer un modèle à jour du gisement White Rose Ouest afin de faciliter l'évaluation de cette demande. Les interprétations des failles et des horizons sismiques, présentées par le promoteur, ont été utilisées pour définir la grille structurelle en 3D. Les choix de puits stratigraphiques, de concert avec l'interprétation de l'horizon sismique, ont guidé la structuration interne du modèle du C-TNLOHE.

L'analyse des faciès et l'analyse pétrophysique ont été incorporées dans le modèle. Les données de diagraphie et de carottage ont été utilisées pour interpréter les faciès, et l'interprétation a été transposée dans la grille 3D. Le modèle de faciès a été chargé en tant que système de dépôt d'avant-plage à l'aide d'un algorithme gaussien tronqué contraint par

des tendances de dépôt définies. Différents scénarios ont été créés en faisant varier la courbure et la direction des zones de transition en plus de l'angle d'aggradation entre chaque faciès. L'analyse pétrophysique a été mise à l'échelle à chaque emplacement de puits et chargée à travers la grille à l'aide d'un algorithme gaussien indicateur séquentiel guidé par l'analyse statistique et lié aux modèles de faciès.

Les propriétés des fluides, telles que le facteur de formation du pétrole (BO), le facteur de formation du gaz (Bg) et le rapport gaz-huile (RGH), ont été déterminées à partir de la pression-volume-température (PVT). Ces informations ont été intégrées au modèle géologique. Une plage d'estimations du volume d'hydrocarbures en place a été calculée d'après les modèles de faciès et pétrophysiques, les propriétés des fluides et les contacts entre hydrocarbures.

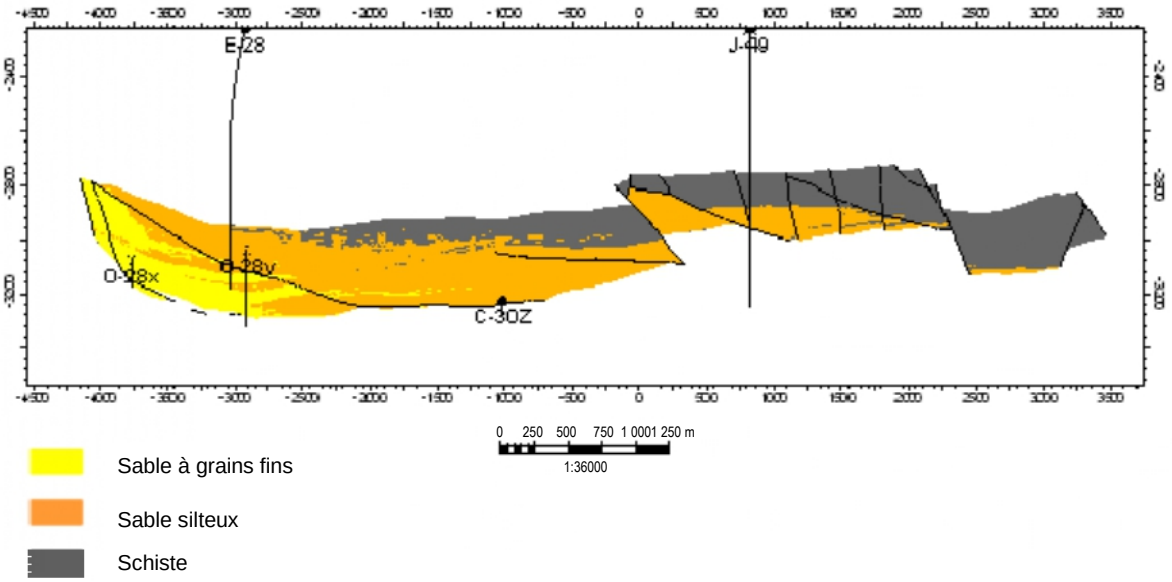


Figure 4.2.5 : Coupe transversale à travers le modèle de faciès de l'avant-plage indiquant la transition de faciès vers le nord-ouest et le potentiel de décalage complet de la section du réservoir (Source : C-TNLOHE)

Une incertitude importante est associée au modèle géologique en ce qui concerne la structure du réservoir, la qualité de celui-ci, les contacts entre les fluides et le rapport net/brut. Un décalage complet de la section du réservoir est également possible en raison de la complexité structurelle et de la transition de faciès (figure 4.2.5). Ce sont ces incertitudes qui expliquent l'absence d'estimations par le promoteur des réserves volumétriques dans la demande. Le personnel de l'Office reconnaît que les objectifs du projet pilote comprennent l'obtention de données de production statiques et dynamiques pour évaluer le facteur de récupération, qui limitera les estimations des réserves et des ressources. Les résultats du projet pilote aideront à déterminer les estimations volumétriques, de réserves et de ressources pour chaque bloc faillé individuel et chaque subdivision de réservoir dans le gisement White Rose Ouest, ce qui sera nécessaire pour toute mise en valeur ultérieure.

4.3 Pétrole en place, gaz en place et estimations des réserves

Les tableaux 4.3.1 et 4.3.2 présentent une comparaison entre les estimations du promoteur et celles de l'Office en ce qui concerne le volume de pétrole en place (PEP), le gaz original en place (GOEP) (calotte de gaz) et le gaz original en place (GEP) (dissous) pour les zones de White Rose Ouest et du projet pilote. Il s'agit d'estimations probabilistes des ressources en place – P90 (baisse de production), P50 (cas le plus probable) et P10 (hausse de production).

	P90		P50		P10	
	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE
PEP (millions de barils)	219	176	417	381	585	562
PEP (Mm^3)	34,8	28,0	66,3	60,6	93,0	89,4
GOEP (calotte de gaz [Gpi^3])	116	240	317	311	656	584
GOEP (calotte de gaz [Gm^3])	3,3	6,8	8,9	8,8	18,5	16,5
GOEP (dissous [Gpi^3])	S.O.	49,9	S.O.	65,8	S.O.	81,6
GOEP (dissous [Mm^3])	S.O.	1,4	S.O.	1,9	S.O.	2,3

Tableau 4.3.1 : Comparaison entre les ressources probabilistes en place de Husky et celles du C-TNLOHE, zone de White Rose Ouest

	P90		P50		P10	
	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE	Husky	C-TNLOHE
PEP (millions de barils)	43	28	79	60	124	113
PEP (Mm^3)	6,8	4,5	12,5	9,5	19,7	18,0

Tableau 4.3.2 : Comparaison entre les ressources probabilistes en place de Husky et celles du C-TNLOHE, zone de la paire de puits

Les estimations volumétriques du PEP d'origine du réservoir de stockage de l'Office diffèrent de celles du promoteur d'environ 10 % dans la zone de White Rose Ouest (tableau 4.3.1). Les différences entre les estimations de l'Office et celles du promoteur peuvent être attribuées à une méthodologie légèrement différente en ce qui concerne l'analyse pétrophysique et des faciès ainsi qu'à des différences dans l'approche de modélisation. Le personnel souligne que les différences dans les estimations sont acceptables puisque l'incertitude associée aux estimations volumétriques est élevée.

4.4 Étude des réservoirs

L'analyse de la composante technique des réservoirs de la demande du promoteur comprenait un examen des éléments suivants :

- Données techniques des réservoirs
- Données des fluides
- Données d'essai du puits C-30Z
- Fonctions J
- Analyse spéciale des carottes

4.4.1 Données techniques des réservoirs

Six puits de délimitation et un puits de développement et d'injection de gaz ont été forés à ce jour dans le gisement ouest, fournissant ainsi une quantité importante de données techniques sur les réservoirs.

Les pressions de réservoir dans le gisement White Rose Ouest ont été obtenues dans les puits J-49, O-28Y, C-30, C-30Z, J-22 3 et E-28 à l'aide de l'appareil d'essai des couches (AEC) ou de l'appareil d'essai dynamique modulaire (AEDM) de Schlumberger. Un graphique affichant la pression de l'AEDM en fonction de la profondeur est présenté dans la figure 4.4.1.

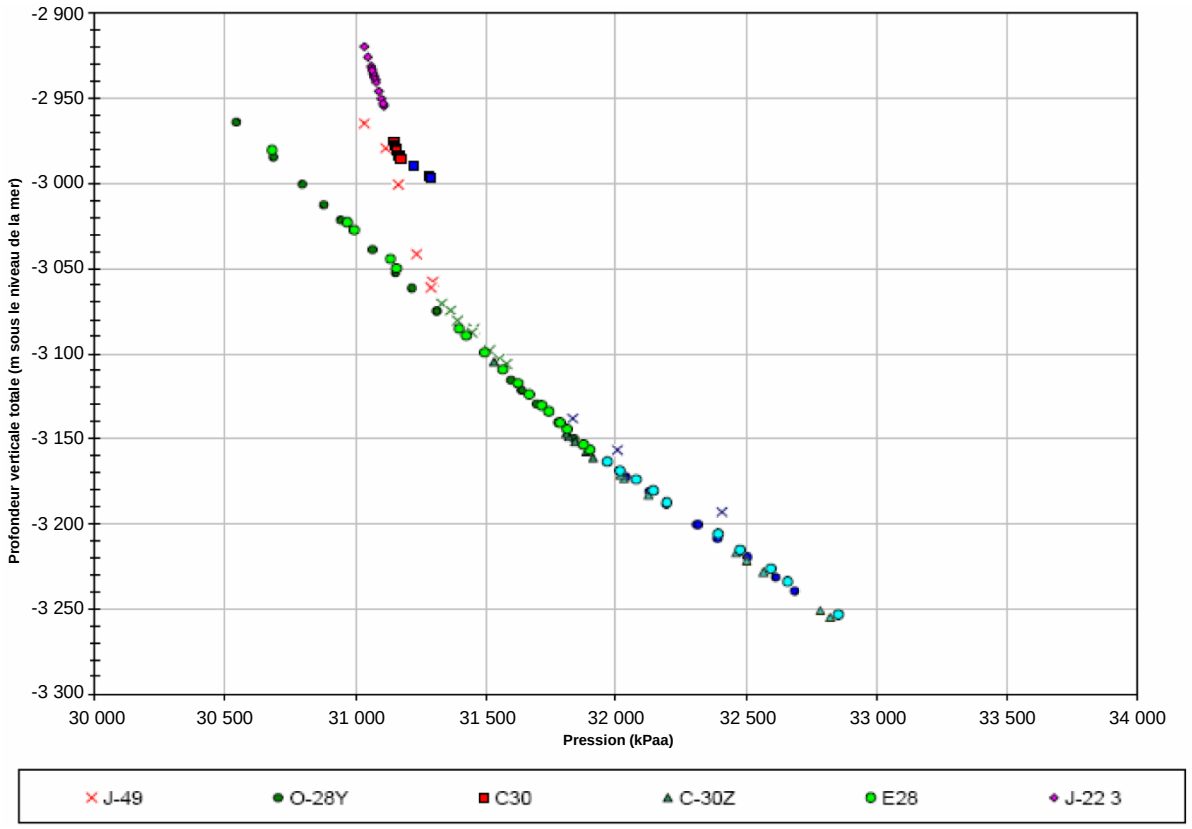


Figure 4.4.1 : Pression mesurée par l'AEDM à White Rose Ouest en fonction de la profondeur (Source : Husky)

Les gradients de fluides et les contacts entre hydrocarbures rencontrés dans les puits définissent le gisement White Rose Ouest. Les gradients de fluide pour le gaz, le pétrole et l'eau sont répertoriés dans le tableau 4.4.1 et sont semblables à ceux rencontrés dans les autres zones du champ pétrolifère White Rose.

Puits	Gradient du gaz du réservoir (kPa/m)	Gradient du pétrole du réservoir (kPa/m)	Gradient de l'eau du réservoir (kPa/m)
J-49	1,78	6,85	S.O.
O-28Y	S.O.	6,9	9,7
C-30Z	S.O.	6,74	9,66
C–30	2,5	S.O.	S.O.
J-22 3	2,11	S.O.	S.O.
E-28	S.O.	7,24	9,82

Tableau 4.4.1 : Gradients des fluides de White Rose Ouest mesurés par Husky

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 entre fluides rencontrés dans les puits de White Rose Ouest sont affichés dans le tableau 4.4.2.

Puits	**Formation**	**Contact**	**Profondeur sous-marine (profondeur verticale réelle [PVR] en mètres sous le niveau de la mer)**
J-49	Ben Nevis	Gaz/pétrole Pétrole/eau	3 069,7 3 131,1
O-28Y	Ben Nevis	Pétrole/eau	3 170,1
O-28X	Ben Nevis	Aucun contact entre fluides n'a été rencontré	
C-30Z	Ben Nevis	Pétrole/eau	3 172,7
C–30	Ben Nevis	Aucun contact entre fluides n'a été rencontré, à l'exception du gaz	
J-22 3	Ben Nevis	Puits d'injection de gaz. Aucun contact entre fluides n'a été rencontré	
E-28	Ben Nevis	Pétrole/eau	3 170,1

Tableau 4.4.2 : Contacts entre fluides de White Rose Ouest mesurés par Husky

Le promoteur a utilisé une combinaison d'appareils de diagraphie dans les puits O-28X, O-28Y, C-30Z et E-28 pour mesurer la température de la formation. Les mesures indiquent une plage de températures de formation prévues de 110 °C à 117 °C dans le gisement White Rose Ouest.

Afin d'évaluer la perméabilité, la communication verticale et les valeurs de coefficient de paroi dans la formation BNA, le promoteur a effectué des essais d'interférence verticale à l'aide de l'AEDM dans le puits O-28Y. Cet essai a révélé que la perméabilité du réservoir était d'environ 60 *md* tandis que le rapport entre la perméabilité verticale et la perméabilité horizontale était d'environ 0,08. Les essais ont également révélé que le puits avait un coefficient de paroi de 3,7.

Le personnel de l'Office se dit d'accord avec l'analyse du promoteur.

4.4.2 Données des fluides

Le promoteur a prélevé des échantillons de fluides dans les puits O-28Y, C-30, C-30Z, E-28 et J-22 3 et a effectué une analyse de PVT détaillée des échantillons de gaz, de pétrole et d'eau. Des rapports d'analyse de PVT détaillés pour chaque puits ont été présentés à l'Office, à l'exception des puits E-28 et J-22 3 puisque l'analyse de ces échantillons était toujours en cours au moment de la présente analyse par le personnel.

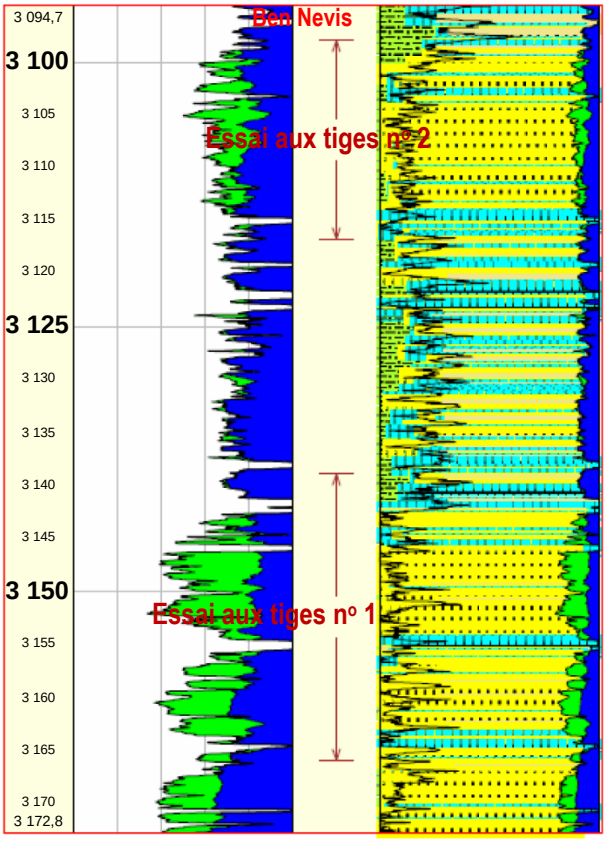
Le promoteur a choisi l'analyse de PVT effectuée sur un échantillon de pétrole du puits O-28Y (échantillon n° 1 365) comme étant représentative de l'accumulation de pétrole du gisement White Rose Ouest. L'analyse a indiqué un rapport gaz-pétrole initial moyen et un facteur de formation du pétrole de 127 Sm^3/Sm^3 et de 1,356, respectivement.

L'analyse des fluides effectuée par le promoteur indique que les échantillons de pétrole, de gaz et d'eau du gisement Avalon Ouest sont conformes à ceux du gisement Avalon Sud.

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

4.4.3 Essai du puits C-30Z

Le promoteur a effectué deux essais aux tiges distincts au puits C-30Z sur les intervalles supérieur et inférieur de Ben Nevis-Avalon. L'intervalle inférieur a été mis à l'essai à des taux de 1 200 barils par jour pendant la période d'écoulement principale tandis que le deuxième intervalle n'a pas atteint la surface. La figure 4.4.2 présente des détails sur les intervalles supérieur et inférieur.



Seuil de production : phi>10 %, Sw<50 %, k>3 md

<u>Essai aux tiges nº 2 : 3 098 - 3 117 (PVR sous le niveau de la mer)</u>

Zone productive nette de pétrole	**3,5 m**
Brut	**19 m**
Net/Brut	**19 %**
(Moyenne) Phi 12,2	**Sw 39**
Vsh 17	**K 21 md**

<u>Essai aux tiges nº 1 : 3 139 - 3 166 (PVR sous le niveau de la mer)</u>

Zone productive nette de pétrole	**11,5 m**
Brut	**27 m**
Net/Brut	**42 %**
(Moyenne) Phi 15,2	**Sw 35**
Vsh 10	**K 64 md**

Figure 4.4.2 : Intervalles d'essais aux tiges à C-30Z (Source : Husky)

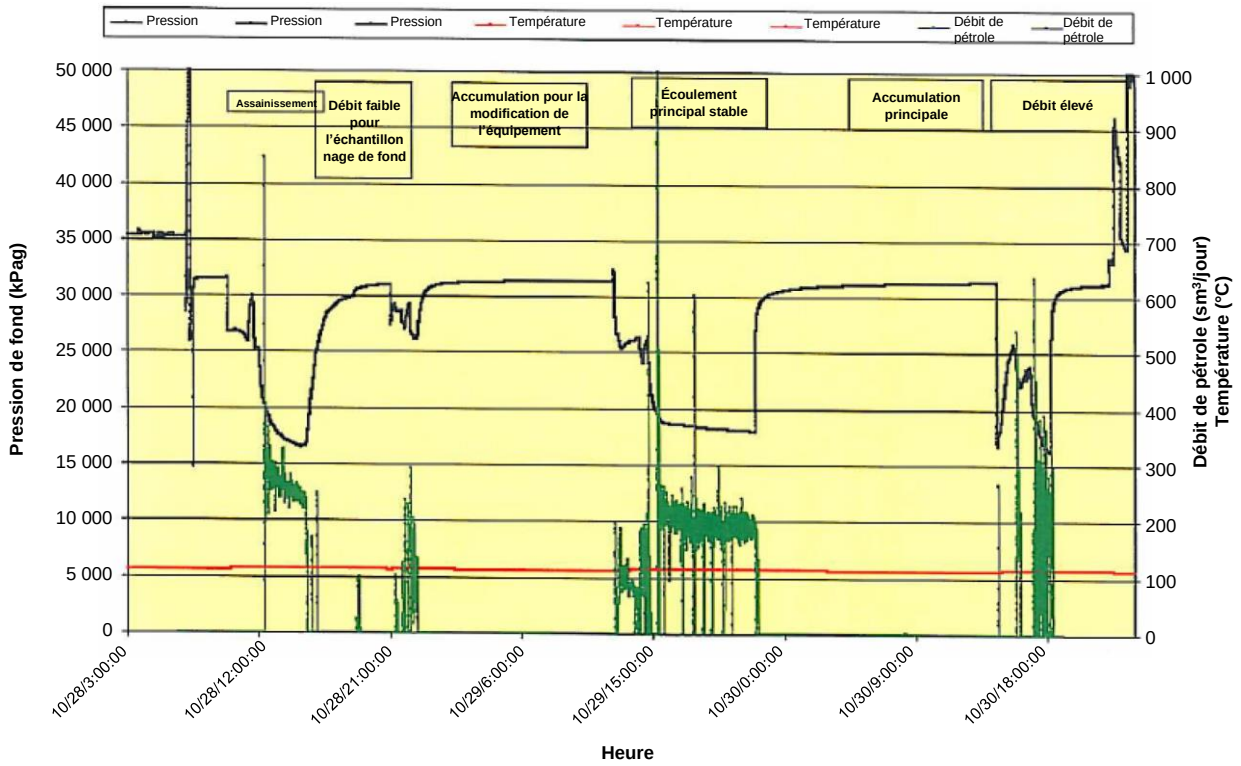


Figure 4.4.3 : Débit et accumulations pour l'essai aux tiges nº 1 à C-30Z (Source : Husky)

Le personnel a examiné les résultats de l'essai aux tiges et les interprétations du promoteur concernant les accumulations de pression lors de l'essai et les a jugés raisonnables.

4.4.4 Fonction J

Le promoteur a utilisé les fonctions J, calculées à partir des données de diagraphie acquises dans la zone pétrolière du gisement White Rose Ouest, pour déterminer la distribution de la saturation en eau pour la simulation du réservoir. Les fonctions représentent les faciès stratifiés et les fonctions bioturbées identifiés par le modèle géologique. Bien que les fonctions J calculées de la fonction du faciès stratifié correspondent aux données de diagraphie mesurées, la fonction J bioturbée est quelque peu optimiste. Le personnel se dit d'accord avec l'approche adoptée par le promoteur pour calculer la saturation en eau et convient que les fonctions J sont adéquates à l'heure actuelle pour la simulation du réservoir de White Rose Ouest.

4.4.5 Analyse spéciale des carottes

Le promoteur affirme qu'au moment de la présentation de la demande, l'analyse spéciale des carottes pour le gisement White Rose Ouest n'était pas disponible. Le promoteur a utilisé les courbes de perméabilité relative normalisée pour le gisement principal d'Avalon Sud dans le modèle de simulation de réservoir. Le personnel convient avec le promoteur que ceci est raisonnable, mais il exigera que les résultats de l'analyse spéciale des carottes soient fournis à l'Office à la fin du projet pilote de paire de puits.

4.5 Stratégie du projet pilote

4.5.1 Objectifs de la paire de puits

La complexité géologique du gisement White Rose Ouest engendre de nombreux risques techniques, y compris des barrières ou des déflecteurs verticaux, l'obturation de failles, la compartimentation et la qualité du réservoir. Le promoteur indique que ces risques créent une incertitude importante quant à la performance du réservoir dans le gisement White Rose Ouest en ce qui concerne la productivité, la connectivité et la communication. Les objectifs du projet pilote proposé par le promoteur sont d'améliorer la compréhension des risques techniques, d'obtenir des informations sur la productivité dynamique et l'injectivité et de poursuivre l'évaluation du gisement White Rose Ouest en vue de sa mise en valeur. Cette approche permettra d'évaluer le niveau auquel les complexités géologiques contribuent au risque lié à la productivité et à la récupération.

4.5.2 Emplacement proposé pour le projet pilote

Le projet pilote se composera d'un producteur de pétrole et d'un injecteur d'eau forés dans l'aire du puits de délimitation O-28Y, comme le montre la figure 4.5.2.1. Bien que le promoteur ait décrit une « zone cible » pour l'emplacement du producteur et de l'injecteur du projet pilote, la demande initiale ne donnait aucun détail sur les trajectoires de puits proposées ou sur les intervalles de faciès de réservoir visés.

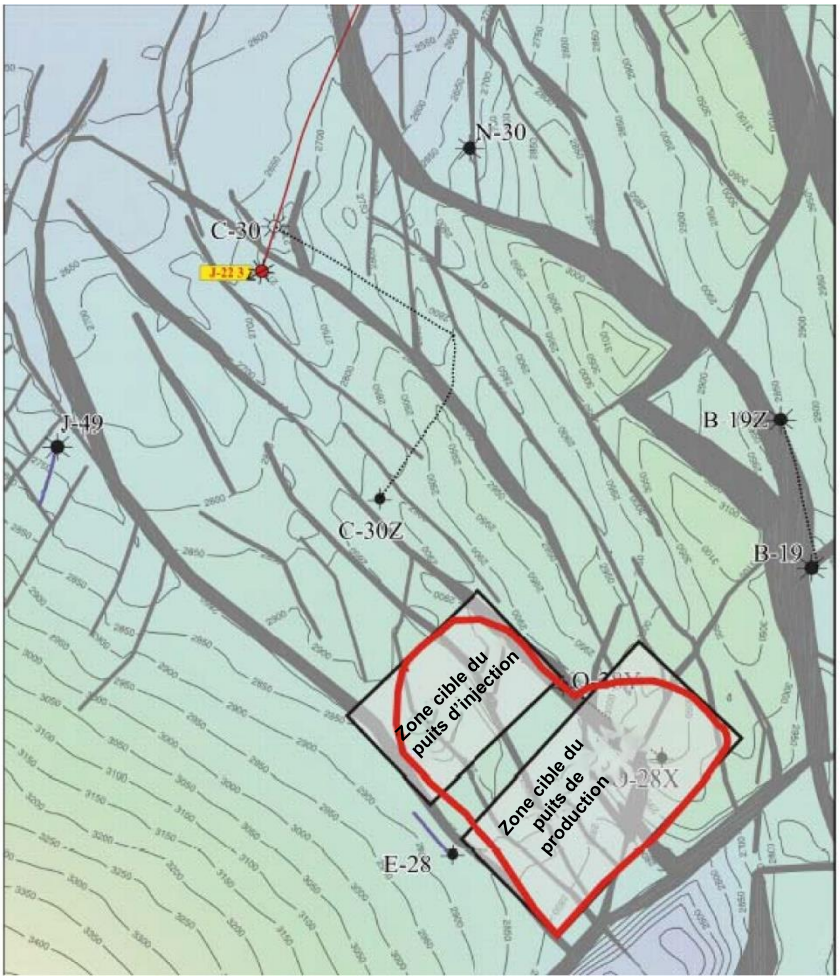


Figure 4.5.1 : Zone cible préliminaire pour le projet pilote (Source : Husky)

Le personnel de l'Office a demandé ces renseignements supplémentaires et a été informé par la suite que le producteur serait fortement dévié et ciblerait tous les faciès de Ben Nevis Avalon au-dessus du contact pétrole-eau (PVR sous le niveau de la mer de 3 170 m) tandis que l'injecteur serait légèrement dévié et ciblerait tous les faciès. Les détails des trajectoires de puits du promoteur et des emplacements proposés sont indiqués dans la figure 4.5.2.2.

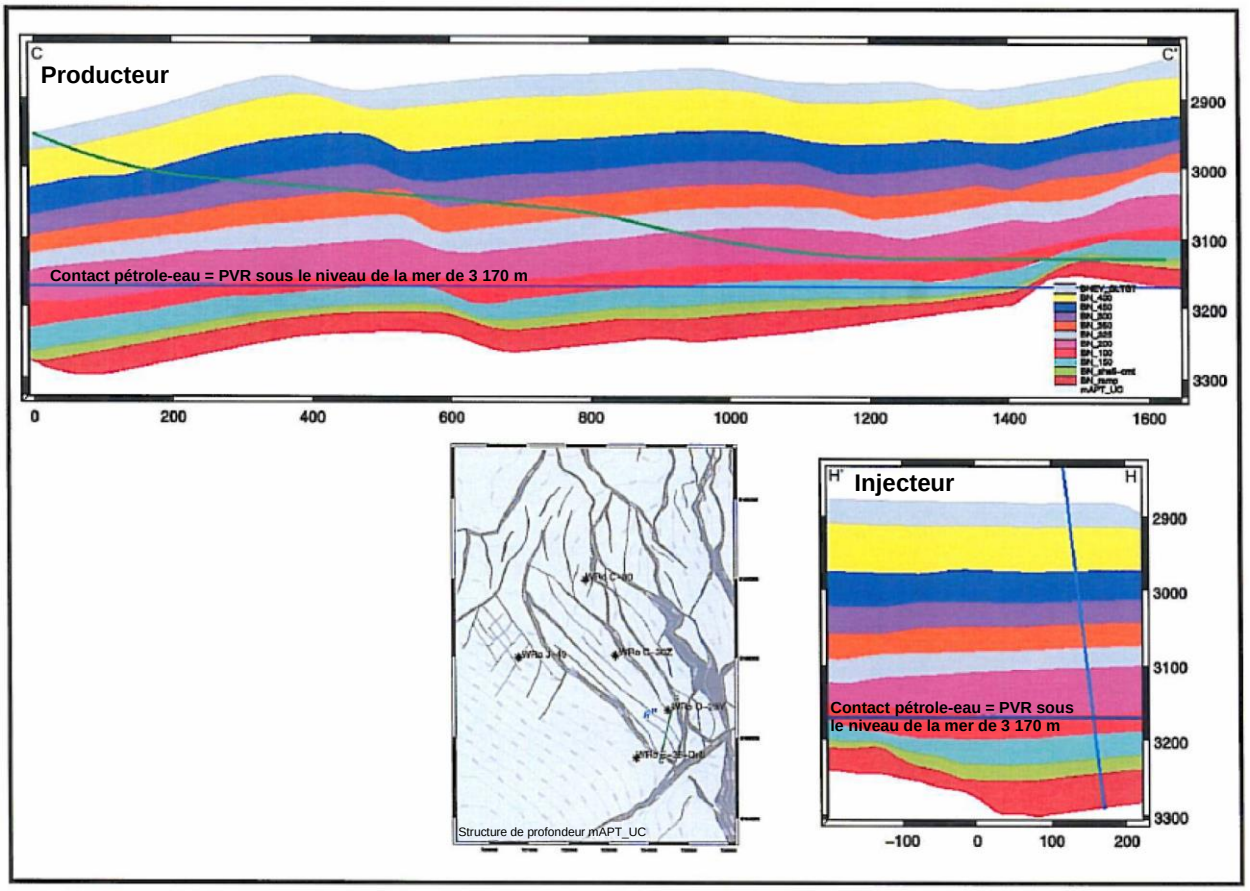


Figure 4.5.2 : Trajectoires de puits proposées et intervalles de faciès ciblés pour la paire de puits du projet pilote (Source : Husky)

Le personnel de l'Office a également demandé des renseignements supplémentaires au sujet de la sélection de la « zone cible » proposée par rapport aux objectifs du projet pilote. En particulier, le personnel de l'Office voulait comprendre comment le projet pilote réduirait le risque et l'incertitude dans les zones plus distales du gisement White Rose Ouest.

Le promoteur a indiqué que l'emplacement a été choisi en fonction de la proximité du puits O-28Y, qui sera utilisé pour l'installation de la gîte du producteur du projet pilote. Ceci est important pour comprendre les barrières stratigraphiques potentielles avec du sable de meilleure qualité dans cette zone. L'emplacement et la trajectoire choisis permettent également l'intersection avec une portée maximale de séquences de faciès. D'autres

emplacements du projet pilote ont été examinés par le promoteur, mais la région choisie devrait offrir la meilleure possibilité d'obtenir des résultats indicatifs clairs tout en réduisant les incertitudes. Si la productivité du puits de production du projet pilote s'avère inférieure à celle attendue, la productivité du reste du gisement White Rose Ouest s'en trouvera fortement compromise. Cependant, si un niveau acceptable de productivité est obtenu, tout problème de connectivité entre les puits du projet pilote sera le résultat de failles ou de barrières et non pas de la mauvaise qualité du réservoir. Les connaissances acquises lors des essais pilotes, qu'elles soient positives ou négatives, aideront à déterminer comment aller de l'avant avec la mise en valeur complète du gisement ouest.

Le promoteur prévoit d'évaluer la productivité de la partie supérieure du réservoir, qui est de moins bonne qualité, au moyen de plusieurs méthodes d'acquisition de données. Les résultats de cette évaluation permettront d'évaluer la productivité des zones plus distales de White Rose Ouest.

Le personnel est d'accord avec l'idée de placer la paire de puits dans la région délimitée par le puits O-28Y dans le contexte de l'obtention de résultats clairs et indicatifs pour évaluer le potentiel de mise en valeur du gisement White Rose Ouest.

4.5.3 Installation de la paire de puits et calendrier d'évaluation

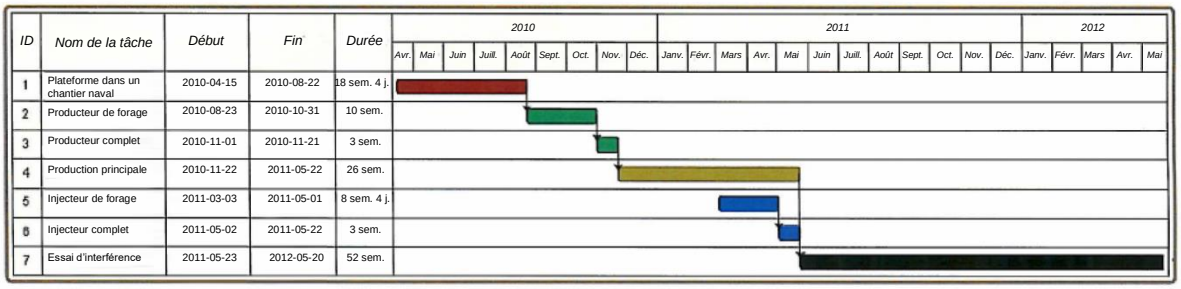
Le promoteur prévoit de forer le producteur de pétrole du projet pilote et de le mettre en production principale pendant une période de six mois afin d'évaluer la productivité et la connectivité. Si les résultats de la période de production principale justifient la poursuite du projet pilote, le promoteur forera et complétera le puits d'injection d'eau. **Le personnel se dit d'accord avec la stratégie de production principale du promoteur aux fins de l'acquisition de données, comme l'indique la demande (figure 5-3), mais il exigera un rapport provisoire décrivant les résultats de la production principale. Ce rapport doit être présenté après six mois de production principale. L'Office examinera ce rapport dans le contexte de la poursuite du projet pilote.**

L'établissement de profils de pression, effectué à l'aide des points de pression du réservoir, aura lieu pendant le forage du puits d'injection d'eau afin de déterminer s'il y a communication entre le producteur de pétrole et l'injecteur par l'identification des zones épuisées. Le promoteur a indiqué que l'injecteur d'eau peut être équipé d'une complétion intelligente pour permettre des essais d'interférence verticale prolongés entre le producteur de pétrole et l'injecteur d'eau à différents points ou profondeurs d'injection dans le puits de forage.

Le puits d'injection d'eau permettra au promoteur de tester l'efficacité d'un plan de soutien pour l'injection d'eau de fond par rapport à un plan d'injection d'eau alternatif conçu pour une analyse horizontale. Ceci est possible grâce aux essais d'interférence de la paire de puits, qui permettront d'évaluer les communications verticale et latérale. Si des barrières verticales sont trouvées, un déplacement horizontal, conçu pour cibler des zones ou des unités précises, sera utilisé. Si les failles sont considérablement scellées, provoquant ainsi une compartimentation, le plan d'injection d'eau devra être conçu pour privilégier les blocs faillés individuels. Le personnel convient que les informations fournies par le producteur et l'injecteur seront utiles pour évaluer la planification de la mise en valeur potentielle du gisement entier White Rose Ouest.

Le promoteur doit fournir une analyse des résultats du projet de paire de puits au plus tard deux ans après le début de la production de pétrole dans le cadre du projet pilote. Ce rapport expliquera comment les résultats du projet pilote permettent de mieux comprendre le gisement White Rose Ouest quant à l'amplitude des réserves récupérables et à la stratégie d'épuisement du champ complet.

Le calendrier préliminaire pour la mise en valeur du projet pilote de White Rose Ouest a été fourni dans la demande. Toutefois, il convient de noter que ce calendrier n'est plus valide. Le promoteur a déclaré que le calendrier fourni est préliminaire et que l'ordre, la séquence et les durées sont sujets à modification. Au moment de l'analyse par le personnel, le producteur pilote de White Rose Ouest devait être terminé en avril 2011.



ID	Nom de la tâche	Début	Fin	Durée
1	Plateforme dans un chantier naval	2010-04-15	2010-08-22	18 sem. 4 j.
2	Producteur de forage	2010-08-23	2010-10-31	10 sem.
3	Producteur complet	2010-11-01	2010-11-21	3 sem.
4	Production principale	2010-11-22	2011-05-22	26 sem.
5	Injecteur de forage	2011-03-03	2011-05-01	8 sem. 4 j.
6	Injecteur complet	2011-05-02	2011-05-22	3 sem.
7	Essai d'interférence	2011-05-23	2012-05-20	52 sem.

Figure 4.5.3 : Calendrier et mise en valeur suggérés pour le projet pilote de White Rose Ouest (Source : Husky)

Le personnel approuve le calendrier préliminaire complet proposé pour le projet pilote. L'ordre, la séquence et les durées proposés par le promoteur semblent raisonnables et laissent suffisamment de temps pour obtenir des informations sur les essais. Le personnel est conscient qu'en raison de problèmes tels que la disponibilité des plateformes, la météo, etc., les dates et les durées proposées peuvent changer. **Toutefois, s'il y a une modification importante du projet pilote tel que décrit dans la demande, le promoteur devra obtenir l'approbation de l'Office.**

La demande indique que l'acquisition de données pour le projet pilote sera effectuée conformément au programme d'acquisition de données approuvé pour White Rose et que les plans détaillés d'acquisition de données pour les puits seront soumis pour approbation dans le cadre de l'approbation de forage de puits. Le personnel de l'Office se dit d'accord avec l'acquisition de données proposée, mais recommande fortement qu'un échantillon de carotte soit prélevé pendant le forage de l'injecteur d'eau dans la zone Ben Nevis-Avalon. Ceci permettra de réduire en partie l'incertitude dans la zone transitoire du gisement White Rose Ouest.

Le plan de gestion du réservoir pour le projet pilote de White Rose Ouest sera également intégré aux critères actuellement utilisés pour gérer le gisement Avalon Sud.

4.6 Modèle de simulation du réservoir de la paire de puits

Le personnel a examiné les résultats du modèle de simulation du promoteur pour le gisement White Rose Ouest. Le modèle de simulation de réservoir du promoteur a été généré à partir d'une seule réalisation du modèle géologique de simulation du réservoir, qui englobe toute la région de White Rose Ouest. Le modèle de simulation a été initialisé avec 69 par 75 par 421 cellules représentant des dimensions surfaciques de 100 m sur 100 m sur 1 m. Toutefois, les cas de simulation ont été limités à la zone de développement proposée pour le projet pilote. Par conséquent, les cellules situées à l'extérieur de la zone proposée pour le projet pilote ont été désactivées, ce qui ne laisse que 1 410 212 cellules de grille actives.

Le modèle de simulation incorpore le puits de production du projet pilote (WWRX_P9) et le puits d'injection (WWRX_I5) proposés ainsi que les puits de délimitation forés à ce jour dans la zone de développement du gisement White Rose Ouest (figure 4.6.1). Les puits de développement situés à l'extérieur de la région du projet pilote ont été délibérément exclus du modèle puisque les objectifs du projet comprennent l'évaluation de la connectivité des réservoirs, qui est essentielle pour guider le placement de puits de développement supplémentaires.

Les figures 4.6.1 et 4.6.2 sont des vues tertiaires en plan et en coupe du modèle de simulation de réservoir du scénario de référence du promoteur, qui indiquent que la plus forte concentration de pétrole (en vert) se trouve dans la région ouest-sud-ouest du gisement, à proximité des puits de délimitation O-28Y et O-28X. Le modèle indique des concentrations élevées de gaz au nord, où se trouve NG4 (J-22 3). Cette partie du gisement White Rose Ouest fait partie de l'aire d'entreposage de gaz de Husky. La partie sud-ouest du champ est modélisée comme étant entièrement saturée en eau.

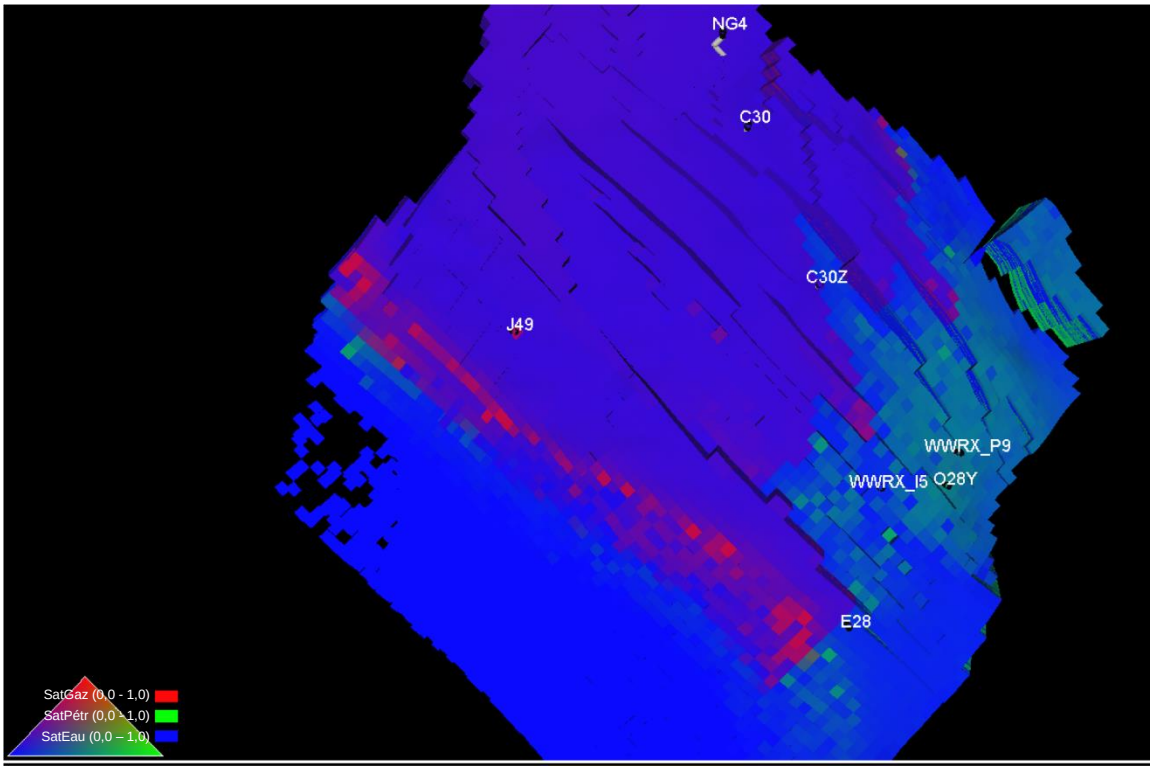


Figure 4.6.1 : Vue en plan du diagramme tertiaire du modèle de simulation de réservoir du champ pétrolifère White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)

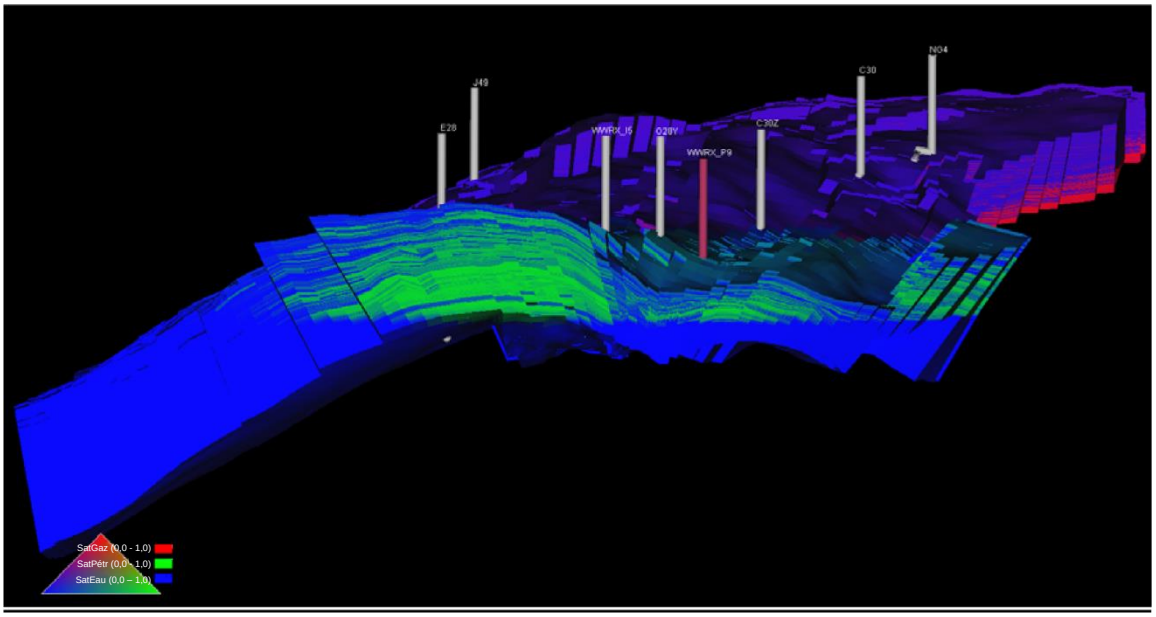


Figure 4.6.2 : Vue latérale en direction ouest de la vue de phase tertiaire du champ pétrolifère White Rose Ouest à l'année 0 (Source : C-TNLOHE)

La figure 4.6.3 est une coupe transversale orientée vers l'est du gisement White Rose Ouest qui montre une lame de gaz recouvrant le pétrole dans la zone du puits de délimitation E-28.

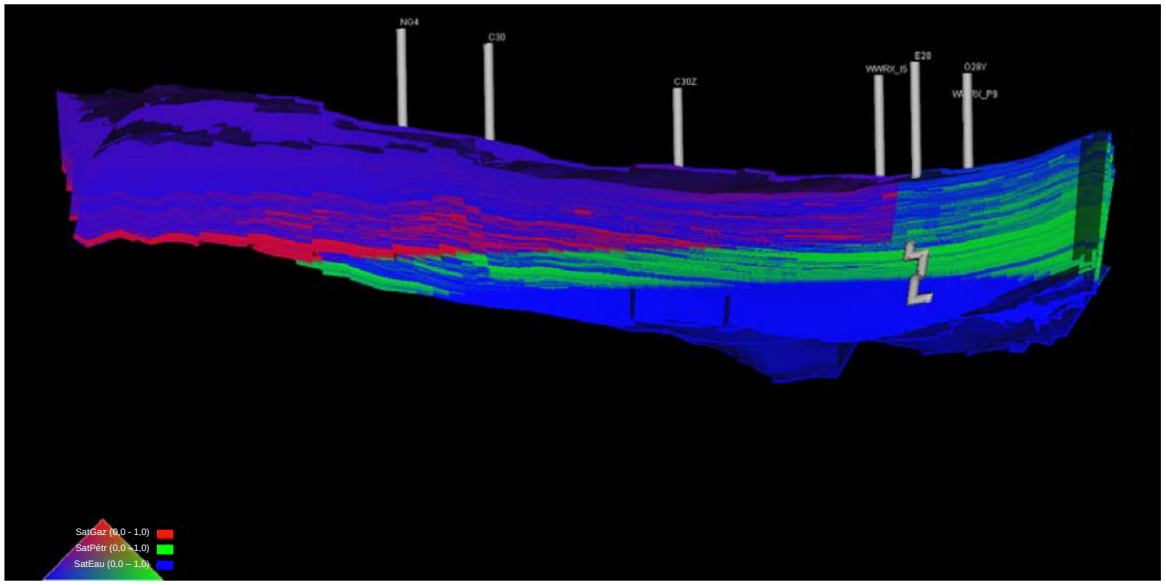


Figure 4.6.3 : Vue latérale vers l'est de la vue de phase tertiaire du champ pétrolifère White Rose Ouest à l'année 0 (Source : C-TNLOHE)

Le modèle de simulation de réservoir prévoit que la production de la paire de puits du projet pilote de White Rose Ouest s'échelonnera de 2010 à 2030; toutefois, le moment de la présentation du plan de mise en valeur, en plus du calendrier de forage actuel, fait de 2011 l'année la plus probable pour le début de la production de pétrole au gisement White Rose Ouest. Bien que le modèle de simulation de réservoir aille jusqu'en 2030, le promoteur indique que la durée de vie du champ pétrolifère de la zone de mise en valeur du gisement White Rose Ouest dépendra de l'utilisation de la FPSO SeaRose ainsi que de la performance réelle et de la limite économique de la paire de puits, ce qui fait de 2025 l'année de fin de production la plus susceptible. Les résultats présentés de la simulation de réservoir supposent une date de fin en 2025.

Le promoteur utilise le logiciel IPM (Integrated Production Model) de Petroleum Experts pour prévoir la performance des puits. Ce logiciel prend en compte les résultats d'Eclipse et considère le modèle hydraulique du puits et l'infrastructure sous-marine lors de la

préparation d'une prédiction. Les résultats de la simulation de réservoir présentés dans ce document sont les résultats d'Eclipse sans l'application des ajustements du logiciel IPM.

Le promoteur a présenté quatre cas de simulation de réservoir, à savoir un cas de base et des cas faible, moyen et élevé. Le modèle géologique du gisement White Rose Ouest a utilisé des valeurs de perméabilité basées sur l'analyse pétrophysique des puits de délimitation. Selon le promoteur, la perméabilité horizontale n'était pas adéquatement représentée dans le modèle de réservoir à grande échelle, de sorte que des multiplicateurs de perméabilité ont été utilisés dans chacun des cas de simulation. Les multiplicateurs utilisés ont été 1,5 dans les cas de base et moyen, 3,0 dans le cas élevé et 0,75 dans le cas faible. L'utilisation de ces multiplicateurs a été examinée et corroborée par trois méthodes indépendantes : la modélisation de la ligne de courant, la réévaluation pétrophysique de la perméabilité des diagraphies par rapport à celle des carottes et la modélisation des essais du puits C-30z. L'autre différence majeure entre chacun des cas de simulation était la manière dont les failles étaient traitées. Dans les cas élevé et de base, la transmissibilité des failles se fondait sur le logiciel d'analyse de failles employé par le promoteur, ce qui est une pratique acceptable lors du développement d'un modèle de simulation de réservoir. Les cas moyen et faible supposent que toutes les failles sont étanches. Le cas faible suppose également que certaines barrières verticales sont étanches ainsi qu'une relation de perméabilité relative plus pessimiste.

Les cas faible, moyen et élevé sont présentés dans cette analyse. Ces résultats se basent sur les modèles de simulation de réservoir présentés par le promoteur, mais exécutés indépendamment par le personnel de l'Office. Les résultats ont également été décalés dans le temps afin de supposer que le projet pilote de l'ouest commence en janvier 2011 et dure jusqu'en 2025. Toute influence d'une mise en valeur ultérieure de l'ouest ou d'un autre satellite qui sera développé par SeaRose n'a pas été prise en considération lors de l'exécution de ces cas.

Les contraintes actuelles de la FPSO SeaRose et du modèle de réservoir du promoteur sont fixées aux niveaux suivants :

• Production pétrolière	22 000 m^3/j	(138 376 barils par jour)
• Production d'eau	28 000 m^3/j	(176 114 barils par jour)
• Production totale de fluide	33 000 m^3/j	(207 563 barils par jour)
• Production totale de gaz	4,2 x 10^6 m^3/j	(1,5 x 10^8 pi^3 standard/j)
• Taux maximal d'injection d'eau dans le champ	44 000 m^3/j	(276 751 barils/j)
• Taux d'injection d'eau par entonnoir souterrain	30 000 m^3/j	(188 694 barils par jour)

En plus de ces contraintes quant au champ, le promoteur a fixé des contraintes de puits à la paire de puits du projet pilote. Ces contraintes de puits sont fixées aux niveaux suivants :

• Production pétrolière totale	5 000 m^3/j	(31 449 barils/j)
• Taux maximal de liquide à la surface	5 000 m^3/j	(31 449 barils/j)
• Taux maximal de fluide du réservoir	9 000 m^3/j	(56 608 barils/j)
• Extraction au gaz	100 000 m^3/j	(3,5 x 10^6 pi^3 standard/j)
• Pression minimale de la tête de tube	5 500 kPa	
• Taux maximal d'injection d'eau	5 000 m^3/j	(31 449 barils/j)
• Pression maximale du fond du puits	65 000 kPa	
• Pression maximale de la tête de tube	30 000 kPa	

Dans l'ensemble, les modèles de simulation de réservoir du promoteur et les hypothèses utilisées sont raisonnables et appropriés.

4.7 Résultats de la simulation de réservoir et prévisions de production

4.7.1 Production de pétrole

La simulation de réservoir a été utilisée pour générer les profils de production du gisement White Rose Ouest pour les cas de base, élevé, moyen et faible. Le modèle de réservoir du promoteur pour le cas élevé prévoit que la production de pétrole atteindra initialement 2 000 m^3/j (cas élevé) au maximum, mais commencera ensuite à diminuer (figure 4.7.1.1) pour atteindre 1 500 m^3/j avant la fin de la première année de production. Le modèle de réservoir du cas faible prévoit que la production de pétrole atteindra initialement 830 m^3/j (cas faible) au maximum, mais qu'elle diminuera (figure 4.7.1.2) pour atteindre 450 m^3/j avant la fin de la première année de production. Le modèle de simulation prend en compte la production du gisement White Rose Ouest ainsi que du champ pétrolifère de North Amethyst et du gisement Avalon Sud sous les contraintes de la FPSO SeaRose. Le profil de production résultant du gisement White Rose Ouest reflète ces facteurs.

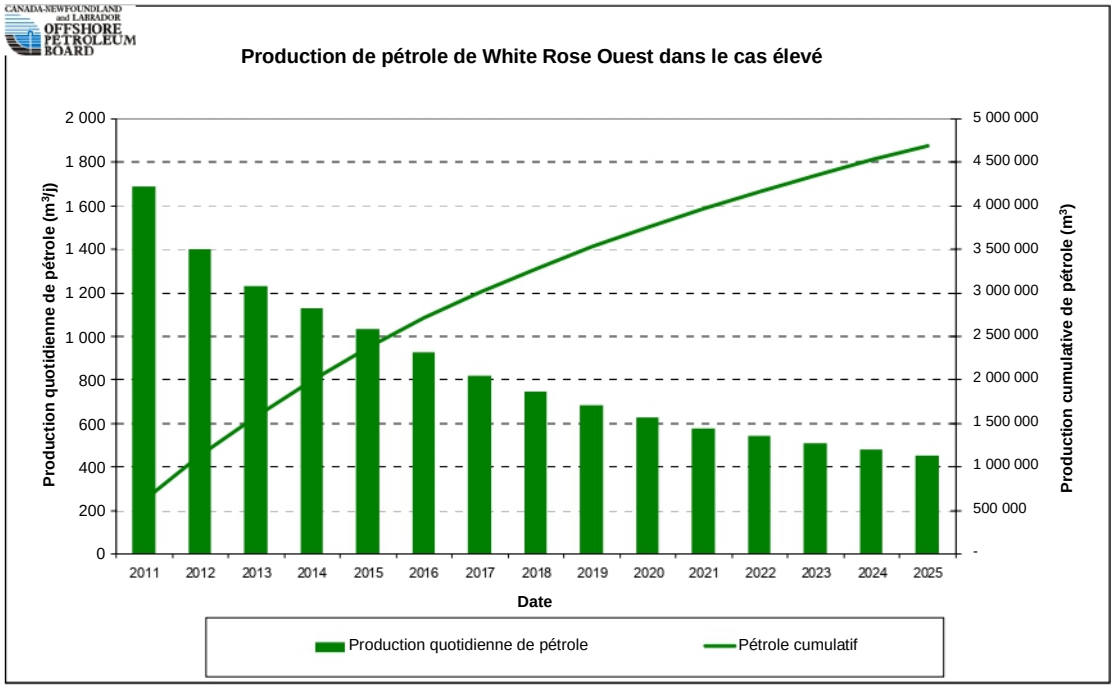


Figure 4.7.1 : Prévisions de production de pétrole de White Rose Ouest dans le cas élevé (Source : C-TNLOHE)

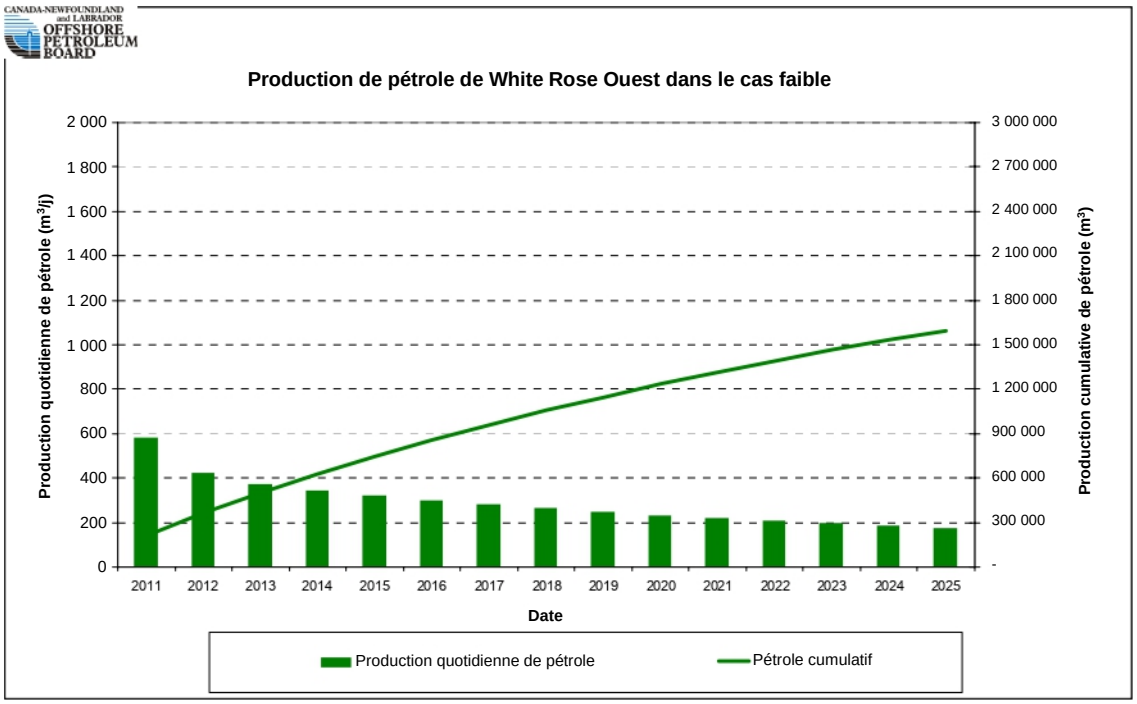


Figure 4.7.2 : Prévisions de production de pétrole de White Rose Ouest dans le cas faible (Source : C-TNLOHE)

La figure 4.7.1.3 montre les cas élevé, moyen et faible ensemble. En observant la production cumulative jusqu'à la fin de 2025, la plage de récupération ultime de la paire de puits du projet pilote de White Rose Ouest va de 1,60 million de m^3 (10 millions de barils) dans le cas faible à 4,69 millions de m^3 (29,5 millions de barils) dans le cas élevé, le cas moyen étant de 2,96 millions de m^3 (18,6 millions de barils).

Pour la période du programme pilote de paire de puits (deux ans), la quantité de production de pétrole prévue varie entre 0,371 million de m^3 (2,33 millions de barils) dans le cas faible et 1,17 million de m^3 (7,34 millions de barils) dans le cas élevé, le cas moyen étant de 0,702 million de m^3 (4,41 millions de barils).

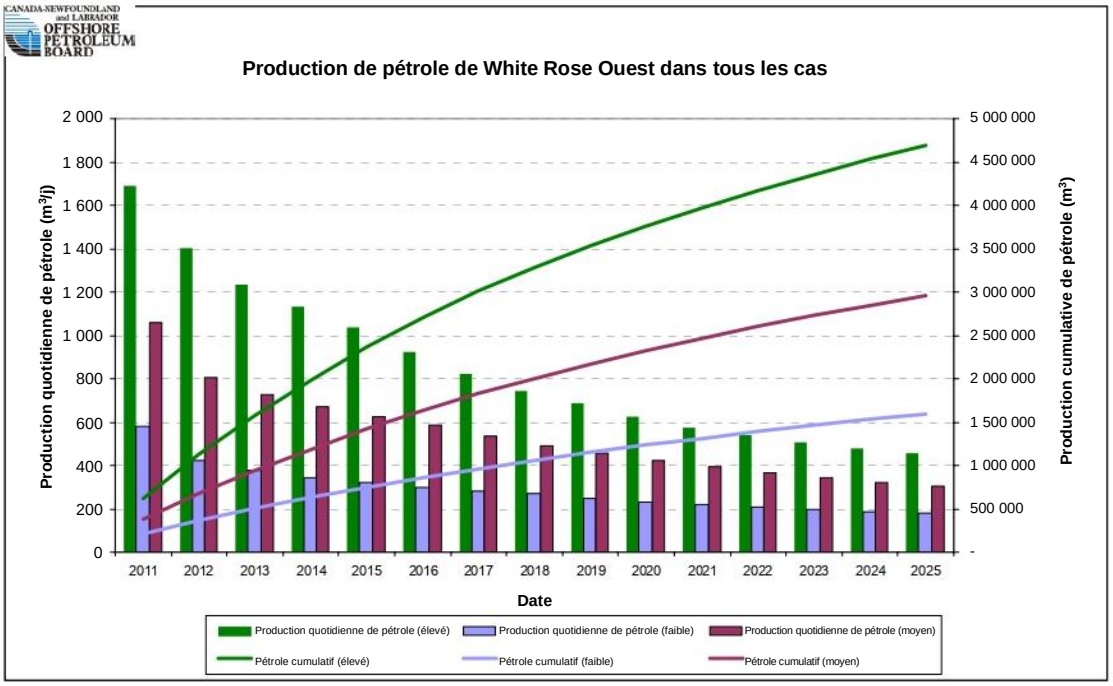


Figure 4.7.3 : Prévisions de production de pétrole du modèle de simulation de North Amethyst (débit de pétrole moyen quotidien annuel) (Source : C-TNLOHE)

4.7.2 Production de gaz

Les figures 4.7.2.1 et 4.7.2.2 illustrent le profil de production de gaz issu du modèle de simulation du promoteur pour les cas élevé et faible. Dans tous les cas, la proportion gaz-pétrole demeure constante pendant toute la durée de vie de la paire de puits du projet pilote, ce qui indique que la production de gaz dépend de la production de pétrole.

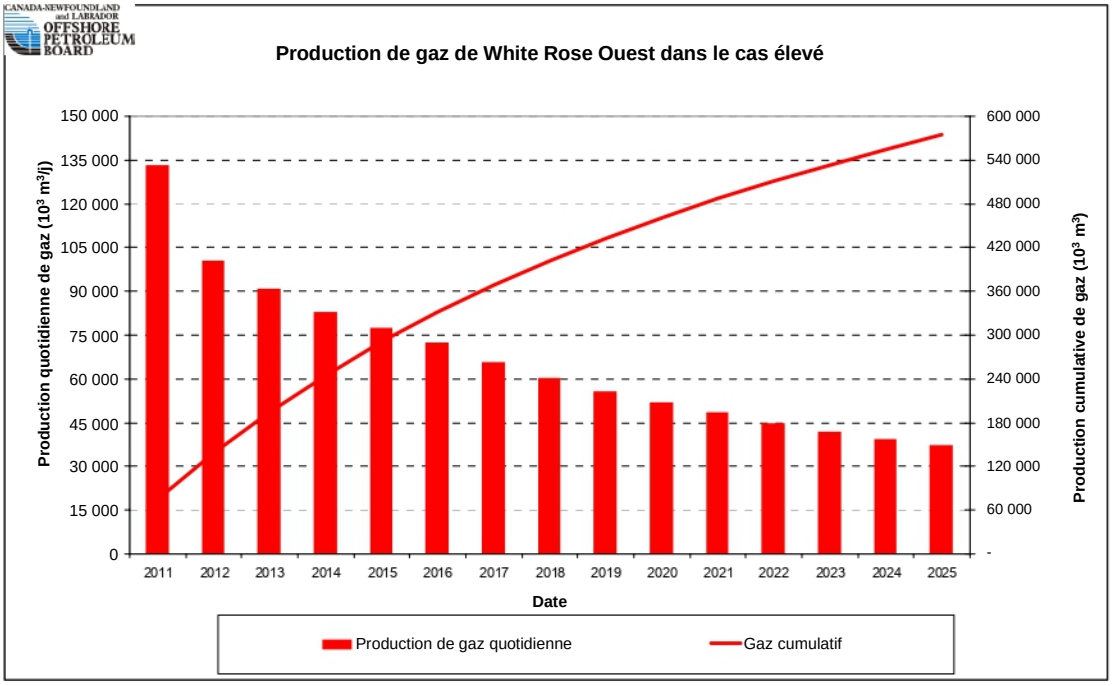


Figure 4.7.4 : Prévisions de production de gaz de White Rose Ouest dans le cas élevé (moyenne quotidienne) (Source : C-TNLOHE)

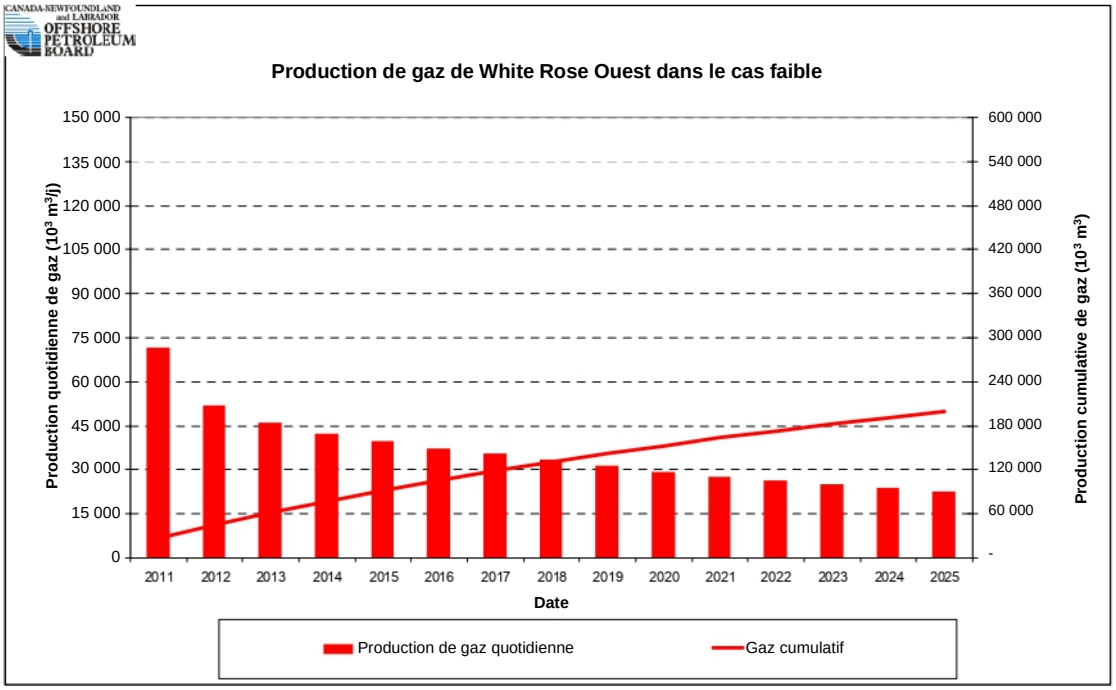


Figure 4.7.5 : Prévisions de production de gaz de White Rose Ouest dans le cas faible (moyenne quotidienne) (Source : C-TNLOHE)

4.7.3 Eau produite

Dans le cas élevé, le profil de production d'eau simulée du promoteur (figure 4.7.3.1) indique une production d'eau au début de la durée de vie du gisement avec des teneurs en eau augmentant graduellement jusqu'à 45 % à la fin de la période de production (2025). Une tendance similaire a été constatée dans les autres cas.

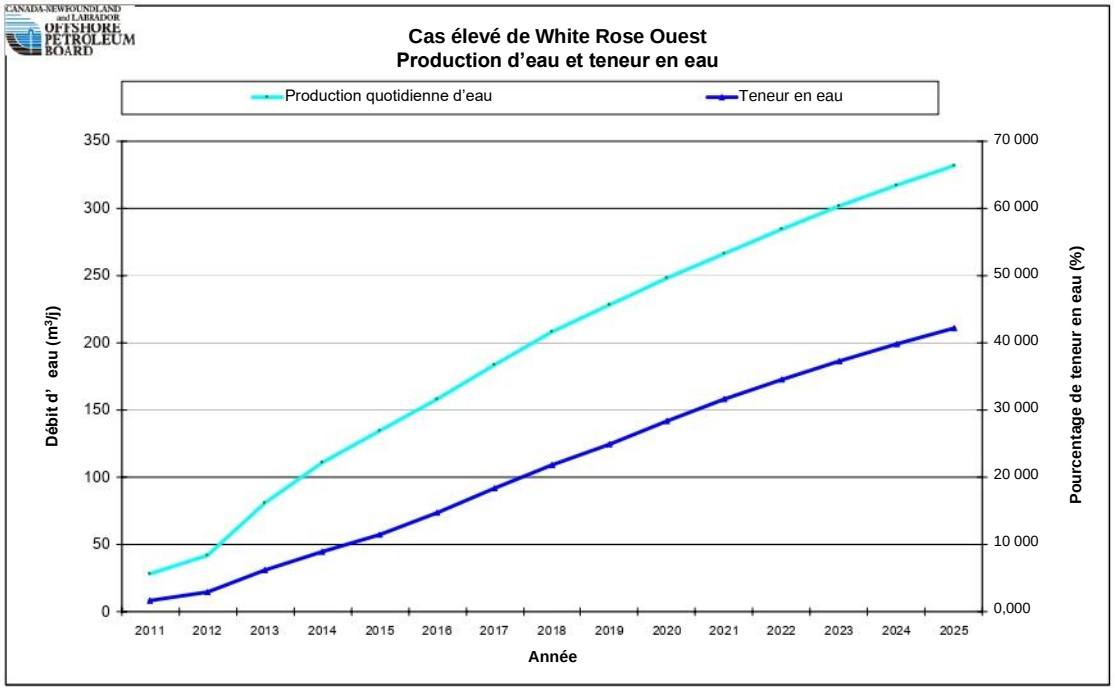


Figure 4.7.6 : Prévisions de production d'eau du modèle de simulation de White Rose Ouest dans le cas élevé (moyenne quotidienne) (Source : C-TNLOHE)

La production d'eau de la paire de puits du projet pilote de White Rose Ouest est faible par rapport à la contrainte de traitement de l'eau produite de SeaRose, qui est de 28 000 m^3/j, puisqu'elle n'atteint que 332 m^3/j dans le cas élevé. Cette quantité représente moins de 1 % de la capacité de traitement de l'eau de SeaRose; comme telle, on ne considère pas qu'elle pose des problèmes importants.

4.7.4 Pression de réservoir issue de la simulation du réservoir de White Rose Ouest

Le profil de pression du champ par rapport au point de bulle est présenté pour chaque cas de simulation pour la période d'évaluation de deux ans (figure 4.7.4.1). Le point de bulle utilisé pour la région du projet pilote de White Rose Ouest (29 710 KPa) provient du résumé de la PVT du pétrole de libération différentielle O-28Y. Comme le montre la figure 4.7.4.1, la pression régionale chute dans tous les cas pendant la période initiale de production principale de six mois. Après cette période, la pression augmente lentement au fur et à mesure que l'injecteur est mis en service. Dans les cas moyen et élevé, la pression régionale descend en dessous du point de bulle, mais dans le cas élevé, elle revient au point de bulle après neuf mois d'injection. Dans le cas moyen, la pression régionale se stabilise juste au-dessous du point de bulle. Dans le cas faible, la pression régionale ne descend pas au-dessous du point de bulle pendant la période initiale de production principale de six mois. Cependant, la pression continue de baisser une fois l'injection établie, ce qui suggère une très mauvaise communication entre le producteur et l'injecteur.

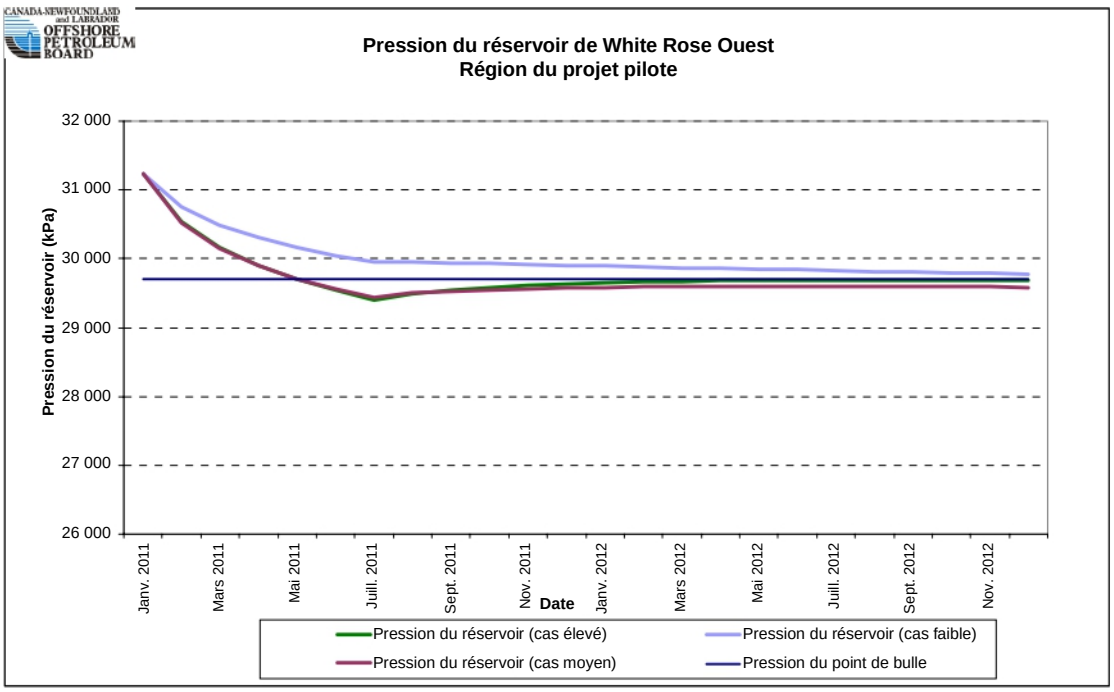


Figure 4.7.7 : Pression du réservoir de la région du projet pilote de White Rose Ouest (Source : C-TNLOHE)

Les effets du puits de production du projet pilote sur la production principale pendant une période de six mois ont suscité des inquiétudes chez le personnel de l'Office puisqu'il est normalement préférable que la pression demeure au-dessus du point de bulle. Cependant, dans le contexte d'un projet pilote, le plan de gestion de la pression décrit par le promoteur est raisonnable étant donné la nécessité de comprendre des questions telles que l'injectivité et la communication entre le producteur et l'injecteur. En outre, des cas de simulation de réservoir ont été exécutés par le promoteur pour évaluer les effets de la période de production principale et il a été constaté que celle-ci avait des effets négligeables à long terme sur la récupération de pétrole du producteur du projet pilote, comme l'illustre la figure 4.7.4.2.

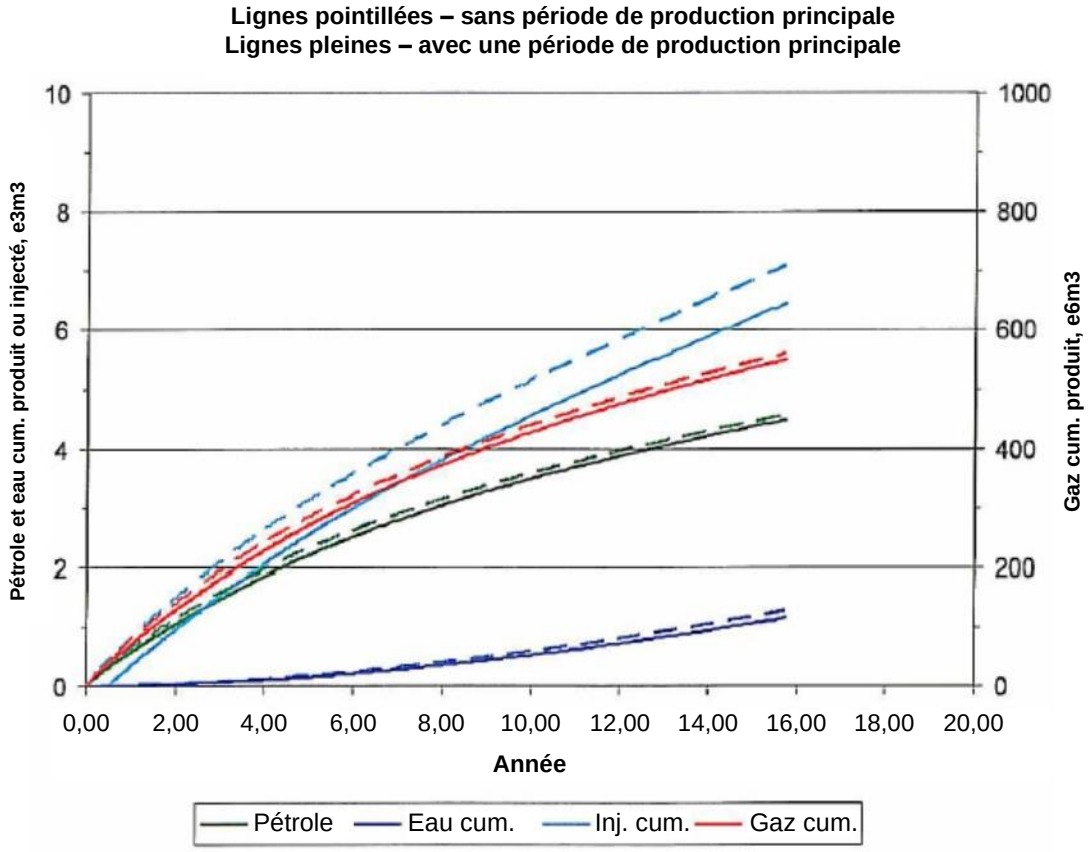


Figure 4.7.8 : Effets de la production principale (source Husky)

Le personnel se dit d'accord avec la période de production principale de six mois proposée par le promoteur. Toutefois, le promoteur ne doit pas modifier considérablement le projet pilote tel qu'il est décrit dans la demande sans l'approbation de l'Office.

4.7.5 Résumé de la simulation de réservoir

Le promoteur a utilisé les informations géologiques et techniques des réservoirs disponibles pour élaborer un modèle de simulation de réservoir raisonnable. Le modèle et les cas présentés se concentrent sur la zone visée pour le projet pilote par la demande du promoteur, sans aborder la question de la mise en valeur plus poussée du gisement White Rose Ouest. L'analyse du personnel indique que la simulation de réservoir actuelle de White Rose Ouest est adéquate dans le contexte d'un projet pilote. D'autres travaux de simulation de réservoir pour développer une stratégie de plan d'épuisement seront nécessaires dans le cadre d'une mise en valeur complète.

4.8 Projet pilote de White Rose Ouest par rapport à la mise en valeur complète du champ pétrolifère White Rose

Le personnel était préoccupé par les effets potentiels de la mise en œuvre d'un projet pilote dans le gisement White Rose Ouest sur la production d'Avalon Sud et de North Amethyst. Le projet de puits pilote utilisera deux espaces libres de l'entonnoir souterrain central. Dans sa réponse à la demande de renseignements supplémentaires, le promoteur a indiqué que les deux lignes de production de 10 pouces de l'entonnoir souterrain central ont une capacité hydraulique adéquate pour garantir que la livrabilité prévue du puits peut être atteinte sans avoir d'incidence sur les réserves récupérables globales d'Avalon Sud et de North Amethyst pendant la durée de vie du champ. Ceci est illustré dans la figure 4.8.1, qui a été générée par le promoteur à l'aide de son modèle de production intégré (IPM).

Dans l'ensemble, on ne prévoit aucune incidence sur le collecteur ou sur la mise en valeur d'Avalon Sud et de North Amethyst.

Le promoteur a également indiqué que le producteur du projet pilote disposera d'équipements et d'une allocation d'essais équivalents à ceux des puits actuels du CFC d'Avalon Sud. Le puits aura le même modèle d'estimation (Idun) que celui d'Avalon Sud et pourra être acheminé vers le séparateur d'essai pour les essais individuels. Il sera exploité dans le cadre de l'application approuvée du réseau d'écoulement de White Rose.

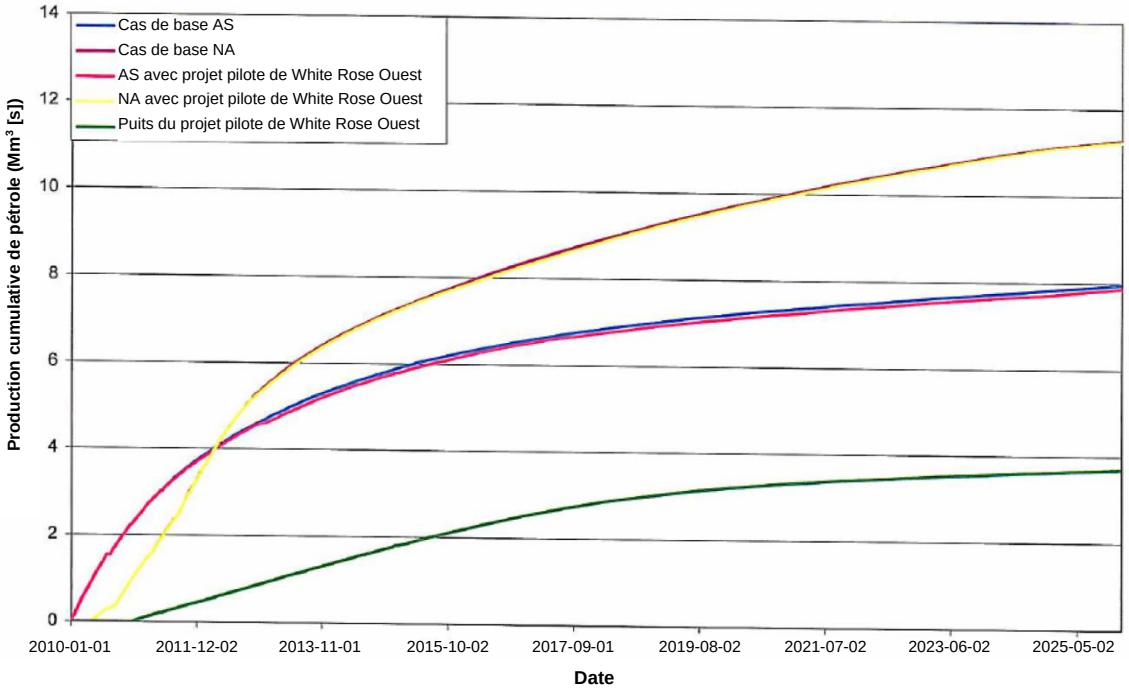


Figure 4.8.1 : Incidence du projet pilote White Rose Ouest (Source : Husky)

4.8.1 Gestion des gaz de la paire de puits par rapport à la mise en valeur complète de White Rose

Le promoteur prévoit de réinjecter le gaz produit dans le cadre du projet pilote dans le centre de forage du nord (CFN) pour le stocker comme dans le cas du gaz produit par Avalon Sud. Une stratégie de stockage de gaz a été présentée par le promoteur en mars 2009. Le volume cumulatif de gaz produit dans le cadre du projet pilote devrait correspondre à la capacité de stockage de gaz restante.

Une partie du gaz produit dans le cadre du projet pilote sera également utilisée comme gaz combustible et torchée de la même manière que le gaz produit par Avalon Sud. Un volume supplémentaire de gaz brûlé à la torche sera remis au promoteur pour son volume annuel autorisé de gaz brûlé à la torche avant le début de la production du projet pilote.

4.8.2 Gestion de l'injection d'eau de la paire de puits par rapport à la mise en valeur complète de White Rose

Les profils d'injection d'eau du projet pilote de White Rose Ouest et les simulations de réservoirs de White Rose et de North Amethyst ont été examinés afin de déterminer les effets de la paire de puits sur l'eau actuellement injectée par la FPSO SeaRose. Le graphique suivant présente les taux d'injection d'eau simulée pour chaque zone de développement, le taux d'injection d'eau combiné et la capacité d'injection d'eau de la FPSO SeaRose (44 000 m^3/j). Comme on peut le voir sur le graphique, le taux d'injection d'eau pour le projet pilote de White Rose Ouest est faible par rapport aux taux pour White Rose et North Amethyst. L'injection d'eau totale des trois projets de mise en valeur atteint un sommet d'environ 38 600 m^3/j en 2012. Ce sommet est nettement inférieur à la capacité d'injection d'eau de la FPSO SeaRose, ce qui offre d'autres possibilités de mise en valeur pendant le reste de la vie du champ (figure 4.8.3.1).

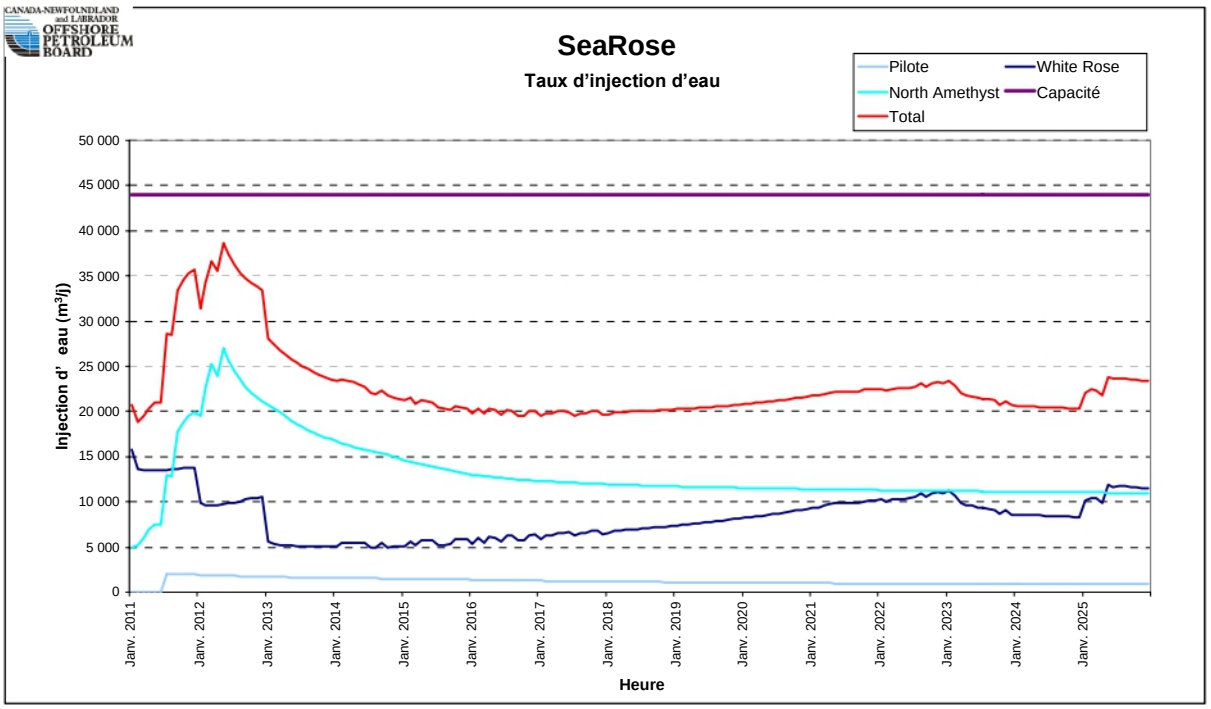


Figure 4.8.2 : Pression du réservoir de la région du projet pilote de White Rose Ouest (Source : C TNLOHE)

Sur la base de cet examen, le projet pilote de White Rose Ouest ne devrait pas avoir de répercussions importantes sur la capacité d'injection d'eau de la FPSO SeaRose.

4.9 Commercialisation de la zone du projet pilote de paire de puits

Lorsqu'un gisement ou un champ fait l'objet de plusieurs licences avec des détenteurs d'intérêts différents, il est important pour la bonne mise en valeur du gisement ou du champ que tous les détenteurs d'intérêts respectent les principes techniques et économiques et qu'ils coopèrent pour éviter le gaspillage, ce qui se fait généralement par le biais d'un accord d'union. Dans le cas du gisement White Rose Ouest, le promoteur indique que les titulaires du PP 1007 et de la LDI 1024 appuient la demande. Cependant, il ne mentionne pas la LDI 1025, dans laquelle Nalcor n'a pas de redevances. Tout accord commercial doit tenir compte des intérêts des titulaires de redevances. Ces accords pourraient avoir une incidence sur les exigences de mesure et nécessiter une modification du système

d'écoulement et des procédures de calcul et d'attribution d'écoulements approuvées par le délégué à l'exploitation de l'Office.

En conclusion, le personnel de l'Office se dit d'accord avec le plan d'épuisement proposé pour les projets pilotes de White Rose Ouest. Cependant, il est important que les accords commerciaux soient en place et déposés auprès du délégué à l'exploitation de l'Office afin que l'Office puisse s'acquitter de ses fonctions et pour une gestion prudente des ressources. En outre, puisque les licences peuvent être sujettes à différents accords de redevances, les intérêts des propriétaires de redevances doivent être pris en compte, comme dans le cas de la LDI 1025, où l'exploitation de la ressource peut se faire à partir du projet pilote. **Par conséquent, avant d'autoriser la production du projet pilote de White Rose Ouest, le personnel de l'Office conseille de déposer les accords commerciaux auprès de l'Office et d'obtenir l'accord des propriétaires de redevances sur ces accords.**

4.10 Conclusions et recommandation

Les conclusions du personnel sont :

- Les données de pression, l'analyse des fluides et les données géologiques confirment que le gisement White Rose Ouest est conforme aux autres gisements du champ pétrolifère White Rose. Cependant, le gisement White Rose Ouest est beaucoup plus complexe géologiquement que le gisement Avalon Sud, qui est en production. Cette complexité implique de nombreux risques techniques, y compris les barrières verticales à l'écoulement des fluides et l'obturation des failles ainsi que la compartimentation, la connectivité et la qualité des réservoirs.
- Le personnel reconnaît l'incertitude associée aux estimations volumétriques en place présentées par le promoteur pour le gisement White Rose Ouest et s'attend à ce que les renseignements techniques obtenus dans le cadre du projet pilote de paire de puits réduisent cette incertitude. Le personnel souligne que les estimations des réserves ont

été exclues de la demande puisque les objectifs du projet pilote de paire de puits incluent la limitation des facteurs de récupération, qui sont essentiels pour estimer les hydrocarbures récupérables. Des estimations volumétriques et de réserves détaillées pour les blocs faillés individuels et les subdivisions de réservoirs seront exigées dans le rapport final sur la paire de puits et dans la demande ultérieure de plan pour la mise en valeur à grande échelle du gisement White Rose Ouest.

- L'emplacement proposé pour la paire de puits se trouve dans le réservoir de la plus haute qualité rencontrée jusqu'à présent dans le gisement White Rose Ouest. La haute qualité du réservoir permettra une meilleure évaluation des influences des failles et des barrières. Le personnel est d'accord avec l'idée de placer la paire de puits dans la région délimitée par le puits O-28Y dans le contexte de l'obtention de résultats clairs et indicatifs pour évaluer le potentiel de mise en valeur du gisement White Rose Ouest.
- Le personnel est d'accord avec la séquence et les objectifs du projet pilote du promoteur. On s'attend à ce que les résultats de la paire de puits servent de base à un plan d'épuisement complet pour la zone de White Rose Ouest, comme le décrit la demande du promoteur.
- La modélisation et la simulation du réservoir effectuées par le promoteur sont raisonnables et appropriées dans le contexte d'un projet pilote.
- La simulation du réservoir indique que les installations de la FPSO SeaRose peuvent traiter de manière adéquate la production de la paire de puits proposée par le projet pilote avec une incidence minimale sur la production du gisement Avalon Sud et du champ North Amethyst.

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

Condition 1 :

Six mois après le début de la production de pétrole dans le cadre du projet pilote, un rapport provisoire décrivant les résultats principaux de la

production du producteur pilote doit être présenté à l'Office et accepté par celui-ci.

Condition 2 :

Au plus tard deux ans après le début de la production de pétrole dans le cadre du projet pilote, le promoteur doit fournir un rapport, acceptable pour l'Office, sur l'analyse des résultats de la paire de puits. Ce rapport expliquera comment les résultats sont liés à une meilleure compréhension du gisement White Rose Ouest en matière d'amplitude des réserves récupérables et de la stratégie d'épuisement.

Condition 3 :

Si le rendement ou les caractéristiques du réservoir varient considérablement par rapport à ce qui est prévu dans la demande du promoteur, ou s'il est déterminé que le projet pilote nuit à la récupération potentielle du pétrole dans le gisement White Rose Ouest, l'Office peut réévaluer le bien-fondé du projet pilote de paire de puits.

Condition 4 :

Le promoteur ne doit pas modifier le projet pilote tel que décrit dans la demande sans l'approbation de l'Office.

Condition 5 :

Avant de lancer la production dans le cadre du projet pilote de White Rose Ouest, un accord d'union entre les titulaires de licences pour le périmètre de découverte importante de White Rose sera présenté à la satisfaction du délégué à l'exploitation.

5.0 EXPLOITATION ET SÉCURITÉ

L'analyse de sécurité de la demande était axé sur l'évaluation des plans du promoteur visant à forer un puits de production et un puits d'injection d'eau dans le cadre d'un projet pilote au centre de forage central afin d'obtenir des renseignements supplémentaires pour l'évaluation de la mise en valeur potentielle du gisement White Rose Ouest.

Le plan consiste à mettre en valeur cette zone à l'aide du centre de forage central existant, en reliant les collecteurs de production et d'injection d'eau à l'aide de lignes d'écoulement sous-marines et d'un dispositif sous-marin de bobines empilées et en forant les puits du projet pilote à l'aide d'une installation de forage semi-submersible, ce qui est conforme à l'approche approuvée dans le plan de mise en valeur original. À cet égard, le promoteur ne prévoit pas d'utiliser une technologie non conventionnelle.

Il prévoit d'utiliser un entonnoir souterrain existant comme moyen de protéger les châssis de guidage sous-marins, les têtes de puits, les arbres de production et les collecteurs contre les icebergs d'affouillement. Il s'agit d'une méthodologie acceptable pour les mises en valeur sous-marines qui a été approuvée dans le plan de mise en valeur original de White Rose. Le promoteur a conçu le système sous-marin dans le centre de forage central existant avec suffisamment de flexibilité pour permettre la mise en valeur future potentielle de puits supplémentaires pour le gisement White Rose Ouest, ce qui permet le raccordement du projet pilote de White Rose Ouest à la FPSO SeaRose par le centre de forage central. La mise en valeur future potentielle du gisement White Rose Ouest nécessiterait d'augmenter la capacité disponible sur la FPSO SeaRose.

5.1 Forage et complétions

Les risques pour la sécurité du personnel surviendront au cours des différentes phases de la mise en valeur, y compris le forage, les complétions et les programmes d'installation d'équipement sous-marin. Les activités de forage et de complétion seront effectuées à l'aide des processus et des systèmes existants du promoteur pour le champ pétrolifère White Rose. En particulier, les dangers et les mesures d'atténuation liés au forage sont couverts par l'analyse de risque quantitative (ARQ) existante du promoteur et par le dossier d'intégrité opérationnelle de l'entrepreneur en forage. En outre, la conception finale du programme de forage des puits du projet pilote sera examinée au cours du processus d'approbation de forage de puits alors que le plan de conception et d'installation de la complétion sera décrit et évalué dans le programme de complétion.

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

Les normes de sécurité pour les activités d'installation proposées se basent sur de l'expérience avec des programmes antérieurs semblables. Le puits de production du projet pilote proposé pour White Rose Ouest sera foré à travers un espace libre de puits existant et sera relié à un collecteur de production existant. Pour ce faire, un empilement de bobines est proposé pour accommoder ce raccordement. Par conséquent, le sommet de l'empilement de bobines sera plus élevé que l'équipement existant dans le centre de forage central avec un dégagement réduit de 1,4 m au lieu d'un dégagement de 2,2 m.

Étant donné que le dégagement est réduit avec l'empilement de bobines, il est possible qu'un iceberg accroche les bobines. On a considéré que la bobine ne résisterait pas à une collision avec un iceberg qui entraînerait une déformation importante de la bobine. Husky a effectué une étude – *West Pilot Wells CW1/CP and Stacked Rigid Spool Study of Load Transfer under Iceberg Snag (WX-S-93-U-TN-00011-001)* – pour déterminer les

conséquences de la défaillance de la bobine sur les autres équipements de l'entonnoir souterrain.

La charge maximale que la quille de l'iceberg exerce sur le tuyau de la bobine est limitée par la résistance à l'écrasement de la glace. Le tuyau de la bobine transmet la charge au connecteur.
Bien que la limite d'élasticité du connecteur soit inférieure à celle du tuyau, le connecteur est beaucoup plus grand et, par conséquent, le tuyau se brisera avant le connecteur. Lorsque le tuyau se brise, il ne peut plus transmettre de charges au connecteur; le connecteur ne se brisera donc pas si un iceberg accroche le tuyau de la bobine.

La charge maximale sur le tuyau de la bobine causée par l'impact de l'iceberg a été analysée en tenant compte de la charge dans deux directions orthogonales. La charge maximale que le tuyau de la bobine transmet à l'arbre de Noël et au collecteur est limitée par la capacité de charge du tuyau. L'arbre de Noël et le collecteur ont été conçus pour la charge d'une croche d'engin de pêche, qui est supérieure à la charge du tuyau de la bobine.

Par conséquent, si un iceberg accroche le tuyau de la bobine, l'intégrité de l'arbre de Noël et celle du collecteur ne sont pas compromises.

Autrement, les activités d'installation associées au projet pilote proposé pour White Rose Ouest ne soulèvent pas de nouvelles préoccupations en matière de sécurité du point de vue du personnel, d'autant plus que le promoteur a démontré sa capacité à exécuter de tels programmes avec succès dans le passé.

5.3 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 une mise à jour du système intégré de contrôle et de sécurité sur les installations en surface et un nouveau poste de contrôle principal. Le promoteur utilisera le processus existant de gestion du changement pour les modifications sur le navire SeaRose. Toute modification nécessitera l'intervention de l'autorité de certification, notamment lors des différentes activités de conception, d'installation et de mise en service.

5.4 Analyse de sécurité

Le promoteur utilisera les systèmes et les processus existants pour évaluer tout risque identifié lié à la mise en œuvre du projet pilote de White Rose Ouest. Une analyse des dangers liés aux opérations a été effectuée dans le cadre du processus de conception afin d'examiner les aspects de sécurité et d'exploitabilité de l'interconnexion des deux puits au collecteur; cette analyse n'a pas identifié de problèmes de sécurité. Le C-TNLOHE exigera toutefois du promoteur qu'il règle les problèmes d'exploitations simultanées associés aux activités d'installation, de forage et de complétion dans le centre de forage central. En cas de mise en valeur ultérieure du gisement White Rose Ouest, une évaluation de sécurité du projet sera effectuée.

5.5 Plans et procédures existants

Les systèmes et les processus existants du promoteur pour l'évaluation des risques des opérations, des modifications ou des changements prévus seront utilisés dans le cadre de la mise en œuvre du projet pilote de White Rose Ouest. Les politiques et les procédures existantes du promoteur en matière d'exploitation et d'entretien, le plan de gestion des glaces, les plans d'urgence, le soutien logistique, les communications, la surveillance des

navires et les protocoles de sécurité en matière de production s'appliqueront également à la mise en œuvre du projet pilote de White Rose Ouest. Ces documents étaient en vigueur pour la mise en valeur et l'exploitation des champs précédents de White Rose et de North Amethyst. Les procédures d'exploitation sous-marine et souterraine devront toutefois être mises à jour pour tenir compte de la légère variation de l'empilement des bobines.

5.6 Conclusions et recommandations

Aucun problème de sécurité n'a été relevé qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Les activités liées à la présente demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures de sécurité établis. Le promoteur doit faire un suivi avec le C-TNLOHE sur les questions suivantes à mesure que le projet avance :

- Lorsque le projet passe à la phase de conception technique, le promoteur doit tenir le personnel informé du calendrier détaillé du projet, y compris le calendrier de toute étude de sécurité en cours ou à venir.

- Il en va de soi que les mises à jour des procédures d'exploitation doivent être effectuées par le promoteur conformément à son processus de gestion des changements.

- Il en va de soi que le processus d'évaluation des risques liés aux opérations simultanées doit être mené à terme pour que les risques associés au projet pilote de White Rose Ouest soient examinés puis présentés au C-TNLOHE pour examen.

6.0 Protection de l'environnement

Le personnel de l'Office a examiné la demande du promoteur afin de déterminer si la modification du plan de mise en valeur de White Rose – White Rose Ouest – Projet pilote soulève de nouvelles questions environnementales.

Les activités de mise en valeur supplémentaires décrites dans la demande sont dans la portée du projet évalué dans le rapport d'étude détaillé de White Rose et ne nécessiteront pas de modification des plans de protection de l'environnement (PPE) existants pour les activités de production et de forage du projet White Rose.

Le personnel de l'Office a conclu que la demande ne nécessite pas d'évaluation environnementale supplémentaire en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et déconseille de joindre toute condition environnementale à l'approbation actuelle.

7.0 Retombées industrielles

Dans la demande, le promoteur indique que le plan de retombées Canada-Terre-Neuve-et-Labrador de White Rose et les exigences réglementaires de la décision 2001.01 s'appliquent au projet pilote de White Rose Ouest. Par conséquent, le personnel a examiné si une modification du plan de retombées est également nécessaire.

Le coût en capital du projet pilote est de 250 millions de dollars, soit 130 millions de dollars pour le forage et la complétion et 120 millions de dollars pour l'installation de l'infrastructure sous-marine pour deux puits. Le forage et les complétions seront effectués à l'aide des contrats et services existants. Les infrastructures sous-marines nécessaires pour le projet pilote comprennent des arbres de Noël, des équipements de tête de puits,

des bobines rigides et empilées, des bretelles d'extraction au gaz, des équipements de distribution de commande sous-marin et un système de distribution d'extraction au gaz. Certains de ces équipements ne sont pas fabriqués au Canada. Les articles qui peuvent être fabriqués dans la province et au Canada sont les bobines rigides et les structures sous-marines. Le promoteur a publié des déclarations d'intérêt pour ces éléments en 2009. Dans l'ensemble, le personnel de l'Office est convaincu que le promoteur a mis en place des procédures d'approvisionnement bien établies qui garantissent que les fournisseurs locaux et canadiens ont la possibilité de fournir des biens et des services pour le projet pilote de White Rose Ouest.

Ainsi, le personnel a déterminé que le projet pilote proposé n'exigera pas de modification du plan de retombées existant pour White Rose (Décision 2001.01). Toutefois, si le promoteur décide d'aller de l'avant avec la mise en valeur complète du gisement White Rose Ouest, une modification du plan de retombées sera nécessaire.