

**ANALYSE, PAR LE PERSONNEL DE L'OFFICE,
DE LA DEMANDE DE MODIFICATION
DU PLAN DE MISE EN VALEUR
AYANT TRAIT À L'ACCROISSEMENT
DU VOLUME DE PRODUCTION
DU CHAMP WHITE ROSE**

ISBN n° 978-1-897101-26-1

Table des matières

	<u>Page</u>
1.0 SOMMAIRE	1
2.0 CONTEXTE.....	5
2.1 LA PRÉSENTE DEMANDE	5
2.2 CONTEXTE HISTORIQUE	5
2.3 DÉCISION MAJEURE.....	10
2.4 TAUX DE PRODUCTION	11
3.0 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUR LE CANADA ET TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR.....	15
3.1 MODIFICATION DU PLAN DE MISE EN VALEUR - EXAMEN DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES.....	16
3.2 DISCUSSION.....	17
3.3 MODIFICATION DU PLAN DE RETOMBÉES ÉCONOMIQUES.....	18
3.4 AVIS.....	20
4.0 GESTION DES RESSOURCES.....	21
4.1 EXAMEN DES MODÈLES GÉOLOGIQUE ET GÉOPHYSIQUE.....	21
4.2 PÉTROPHYSIQUE.....	21
4.3 EXAMEN DU MODÈLE DE PRODUCTION ET DE SIMULATION DU RÉSERVOIR.....	22
4.4 PRÉVISION DE LA PRODUCTION ET INCIDENCES SUR LA DURÉE DE VIE DU CHAMP..	31
4.5 CONCLUSIONS	35
4.6 AVIS.....	36
5.0 EXPLOITATION DE L'INSTALLATION ET MESURES DE SÉCURITÉ....	37
5.1 ANALYSE.....	38
5.2 CONCLUSIONS	42
5.3 AVIS.....	43
6.0 QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES	45
7.0 OBSERVATIONS DU PUBLIC.....	46
ANNEXE A : OBSERVATIONS DU PUBLIC.....	49
ANNEXE B : LETTRE DE HUSKY.....	51
ANNEXE C : GLOSSAIRE.....	54

Liste des figures

Figure 4.1 : Production historique du champ White Rose (Source : OCTLHE)	23
Figure 4.2 : Comparaison des données réelles et du modèle de simulation de la production de pétrole du champ White Rose (Source : OCTLHE)	24
Figure 4.3 : État actuel de la région et des puits de développement situés dans le gisement Avalon Sud (Source : Husky) 25	
Figure 4.4 : Comparaison des données réelles et du modèle de simulation de la production de pétrole du puits B-07 3 (Source : OCTLHE).....	26
Figure 4.5 : Comparaison des données réelles et du modèle de simulation de la production de pétrole du puits B-07 2 (Source : OCTLHE).....	27
Figure 4.6 : Comparaison des taux de production de pétrole du champ White Rose (cas de failles d'étanchéité) (Source : OCTLHE).....	28
Figure 4.7 : Comparaison des taux de production de pétrole du champ White Rose (cas de failles perméables) (Source : OCTLHE).....	29
Figure 4.8 : Comparaison des résultats de la simulation de l'accroissement des taux de production de gaz du champ White Rose (Source : OCTLHE)	34
Figure 4.9 : Comparaison des résultats de la simulation de l'accroissement des taux d'injection d'eau du champ White Rose (Source : OCTLHE)	34
Figure 4.10 : Comparaison des résultats de la simulation de l'accroissement des taux de production de fluides du champ White Rose (Source : OCTLHE)	35

1.0 SOMMAIRE

Le 29 septembre 2006, Husky Oil Operations Limited (le promoteur) a soumis un document portant sur la modification du plan de mise en valeur visant l'accroissement du volume de production du champ White Rose, intitulé *White Rose Development Plan Amendment Production Volume Increase (September 2006)* (le document), à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'Office), au nom des titulaires de la licence de production (LP) 1006. Dans le document, on propose d'accroître le taux de production de pétrole annuel (TPPA) et le taux de production quotidien maximum de l'installation (TPQMI), afin de faire passer la valeur indiquée dans le plan de mise en valeur du champ White Rose approuvé (Décision 2001.01), soit 100 000 barils de pétrole par jour (bp/j) [15 900 m³/j], à une valeur de 140 000 bp/j [22 261 m³/j]. Toute approbation d'un accroissement du TPQMI doit être accordée par le délégué à la sécurité (DS) et par le délégué à l'exploitation (DE) de l'Office. Toute décision ayant trait à l'accroissement du TPPA doit être approuvée par l'Office et par les gouvernements concernés (décision majeure).

Le personnel de l'Office a étudié le document et a signalé au promoteur que le document en question constituait une demande de modification du plan de mise en valeur (la demande) et que l'examen éventuel de la demande exigeait la soumission de renseignements supplémentaires. Le promoteur a par la suite soumis les renseignements requis. L'Office a affiché la demande et les renseignements supplémentaires sur son site Web, du 15 décembre 2006 au 19 janvier 2007, afin qu'ils puissent être consultés par le grand public et que des remarques puissent être présentées. Une seule remarque a été présentée à l'Office au cours de la période susmentionnée et le personnel de l'Office a tenu compte de celle-ci lors de l'examen de la demande.

Le personnel de l'Office a examiné la demande afin de déterminer si l'accroissement proposé du taux de production aurait des effets sur les responsabilités en matière

d'environnement ou des répercussions sur le plan de retombées économiques déjà approuvé et présenté dans la Décision 2001.01 concernant le plan de mise en valeur du champ White Rose. La demande ne comporte aucune modification importante des installations. Le personnel de l'Office a établi que l'accroissement proposé du taux de production n'aura pas d'effet sur le plan de retombées économiques du projet White Rose déjà approuvé; de plus, l'accroissement en question ne pose aucun nouveau problème en matière d'environnement.

Les études techniques exécutées par le promoteur (et la portée de l'examen indépendant de l'autorité de certification (AC) en la matière) établissent que l'installation flottante de production, de stockage et de déchargement (IFPSD) SeaRose peut fonctionner sans problème pour un taux maximum de 140 000 bp/j (22 261 m³/j). D'autre part, aucune étude d'évaluation laissant supposer que toute capacité supérieure serait appropriée n'a encore été soumise. Par conséquent, en se basant sur les renseignements que contient la demande et ceux fournis par l'AC, le DS de l'Office fixera la valeur de la capacité maximale de sécurité (CMS) à 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

Même si le taux de récupération finale du pétrole du gisement Avalon Sud n'est pas fonction des taux de production jusqu'à une valeur de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), l'analyse effectuée par le personnel de l'Office indique qu'un taux de production quotidien maximum de l'installation (TPQMI) de 140 000 bp/j (22 261 m³/j) semble se situer à proximité de la valeur limite de la capacité de production de la zone du champ mise en valeur. Le personnel de l'Office en conclut donc qu'il n'est pas indiqué d'approuver une valeur du TPQMI supérieure à 125 000 bp/j (19 875 m³/j), du moins pas avant que le promoteur ne démontre à l'aide d'essais que lesdits taux constituent des valeurs acceptables pour le DS et le DE. Le promoteur a indiqué que des essais de cette nature pourraient être exécutés dès avril 2007.

Pour atteindre la valeur du taux de production de pétrole annuel (TPPA) faisant l'objet de la demande du promoteur, soit 140 000 bp/j (22 261 m³/j), les installations de traitement doivent permettre de produire plus de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), et ce, afin de tenir compte des temps d'arrêt. Toutefois, aucune étude de simulation du réservoir comportant l'examen de taux de production supérieurs à 140 000 bp/j (22 261 m³/j) n'a été réalisée par le promoteur dans le cadre de la présente demande. Une valeur de TPPA de 140 000 bp/j (22 261 m³/j) ne devrait donc pas être approuvée. Un accroissement de la valeur de TPPA, qui la ferait passer de 100 000 bp/j (15 900 m³/j) à 125 000 bp/j (19 875 m³/j), soit la valeur actuelle du TPQMI, serait toutefois acceptable. Une fois que le promoteur aura démontré la faisabilité d'une valeur de TPQMI supérieure à 125 000 bp/j (19 875 m³/j), la valeur de TPPA pourra être augmentée et fixée entre 125 000 bp/j (19 875 m³/j) et 140 000 bp/j (22 261 m³/j), afin de coïncider avec celle de TPQMI. Les résultats de l'étude de simulation du réservoir effectuée par le personnel de l'Office indiquent en effet que le taux de récupération finale ne subit pas d'effets négatifs lorsque le taux de production est accru et ne dépasse pas 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

Voici donc une liste des recommandations ayant trait aux éléments de la demande de modification :

1. Approbation, par l'Office, d'une valeur de TPPA de 45,6 millions de barils (Mb) [7,25 millions de mètres cubes (Mm³)], selon une valeur moyenne de taux de production de pétrole quotidien de 125 000 bp/j (19 875 m³/j).
2. Approbation, par l'Office, d'un accroissement de la valeur de TPPA, afin qu'elle soit supérieure à 125 000 bp/j (19 875 m³/j), une fois que le promoteur aura démontré qu'une valeur de TPQMI supérieure à 125 000 bp/j (19 875 m³/j) constitue une valeur acceptable pour le DS et le DE, selon les critères suivants :

- (a) La valeur de CMS établie par le DS, pour l'IFPSD SeaRose, doit être de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), sous réserve de l'assentiment de l'AC. Le promoteur doit s'assurer que les mesures de contrôle nécessaires ont été prises pour garantir que la valeur de CMS ne dépasse pas 140 000 bp/j (22 261 m³/j).
- (b) La capacité de traitement de liquides maximale de l'IFPSD SeaRose ne doit pas dépasser 207 900 b/j (33 050 m³/j), sauf avis contraire du DS.
- (c) Des essais en service doivent être exécutés en mer, de manière sûre et contrôlée, afin de confirmer qu'il est possible de fonctionner à un taux supérieur à la valeur autorisée actuelle de 125 000 bp/j (19 875 m³/j), et ce, dans le cadre d'un programme d'essai approuvé par l'AC. Les résultats du programme d'essai doivent être soumis pour approbation au DS et au DE, avant que le taux ne soit accru et porté au-delà de 125 000 bp/j (19 875 m³/j).
- (d) Toutes les mises à jour nécessaires du plan de sécurité de l'IFPSD *SeaRose* doivent être présentées au DS et autorisées par celui-ci avant d'accroître le taux de production stable et de le faire passer au-delà de 125 000 bp/j (19 875 m³/j).

2.0 CONTEXTE

2.1 La présente demande

Le 29 septembre 2006, Husky Oil Operations Limited (le promoteur) a soumis un document portant sur la modification du plan de mise en valeur visant l'accroissement du volume de production du champ White Rose, intitulé *White Rose Development Plan Amendment Production Volume Increase (September 2006)* (le document), à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador (l'Office), au nom des titulaires de la licence de production (LP) 1006. Dans le document, on propose d'accroître le taux de production de pétrole annuel (TPPA) et le taux de production quotidien maximum de l'installation (TPQMI), afin de la faire passer de la valeur indiquée dans le plan de mise en valeur du champ White Rose approuvé (Décision 2001.01), soit 100 000 bp/j (15 900 m³/j), à une valeur de 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

Les mesures proposées auront comme effets d'accroître le TPPA et de le faire passer de la valeur actuelle approuvée de 100 000 bp/j (15 900 m³/j) à 140 000 bp/j (22 261 m³/j), et d'accroître le TPQMI et de le faire passer de la valeur actuelle de 125 000 bp/j (19 875 m³/j) à 140 000 bp/j (22 261 m³/j). L'accroissement proposé de la valeur de TPPA se traduirait par un accroissement parallèle de la production annuelle maximum autorisée, la faisant passer de 36,5 millions de barils (Mb) [(5,8 millions de mètres cubes (Mm³))] à 51,1 Mb (8,12 Mm³).

Il convient de signaler que le 29 septembre 2006, le promoteur a reçu l'autorisation du DS et du DE d'accroître la valeur de TPQMI pour la faire passer de 100 000 bp/j (15 900 m³/j) à 125 000 bp/j (19 875 m³/j).

2.2 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, sur la bordure est du bassin Jeanne d'Arc, dans une zone où la profondeur d'eau varie de 115 à 130 m. Après la découverte du champ, huit puits ont été forés pour en déterminer la structure et trois levés sismiques ont été réalisés. Les renseignements obtenus ont permis de confirmer la présence des hydrocarbures dans la formation Ben Nevis et d'en déterminer l'importance.

Il convient de clarifier certains usages de dénomination utilisés dans la présente demande. Dans la demande initiale du promoteur, tout comme dans la Décision 2001.01 de l'Office, la section du réservoir a été désignée par « formation Avalon ». On suppose maintenant que la section du réservoir en question repose au-dessus d'une discordance de l'Aptien moyen, qu'elle date elle-même de l'Aptien-Albien moyen et constitue un assemblage géologique généralement granodécroissant présentant un cortège sédimentaire transgressif; par conséquent, la section du réservoir est maintenant désignée par l'expression « formation Ben Nevis ».

Les réserves totales de pétrole récupérable du champ White Rose ont été estimées, et lorsqu'elles sont exprimées selon un niveau de probabilité de 50 % par l'Office, elles se chiffrent à 283 Mb (45 Mm³). La plus grande partie des hydrocarbures est logée dans la formation Ben Nevis. Les mesures de la pression et des surfaces de contact des fluides indiquent que les accumulations de pétrole et de gaz naturel de la formation Ben Nevis sont réparties entre quatre gisements pétrolifères distincts présentant tous une calotte de gaz (ou chapeau de gaz) connexe, soit les gisements Avalon Sud, Avalon Nord, Avalon Ouest et South White Rose Extension [SWRX] (voir la figure 2.1). Le gisement Avalon Sud fait présentement l'objet de travaux de mise en valeur et le promoteur a indiqué qu'il envisage aussi de mettre en valeur les réserves des gisements Avalon Nord, Avalon Ouest et SWRX.

En ce qui a trait aux ressources récupérables de gaz naturel et de liquides du gaz naturel du champ White Rose, les estimations de l'Office, pour un niveau de probabilité de 50 %, se chiffrent respectivement à 2,7 billions de pieds cubes ($76,7 \times 10^9 \text{ m}^3$) et 96 Mb ($15,3 \text{ Mm}^3$); toutefois, dans la demande, le promoteur ne propose pas d'exploiter présentement ces ressources.

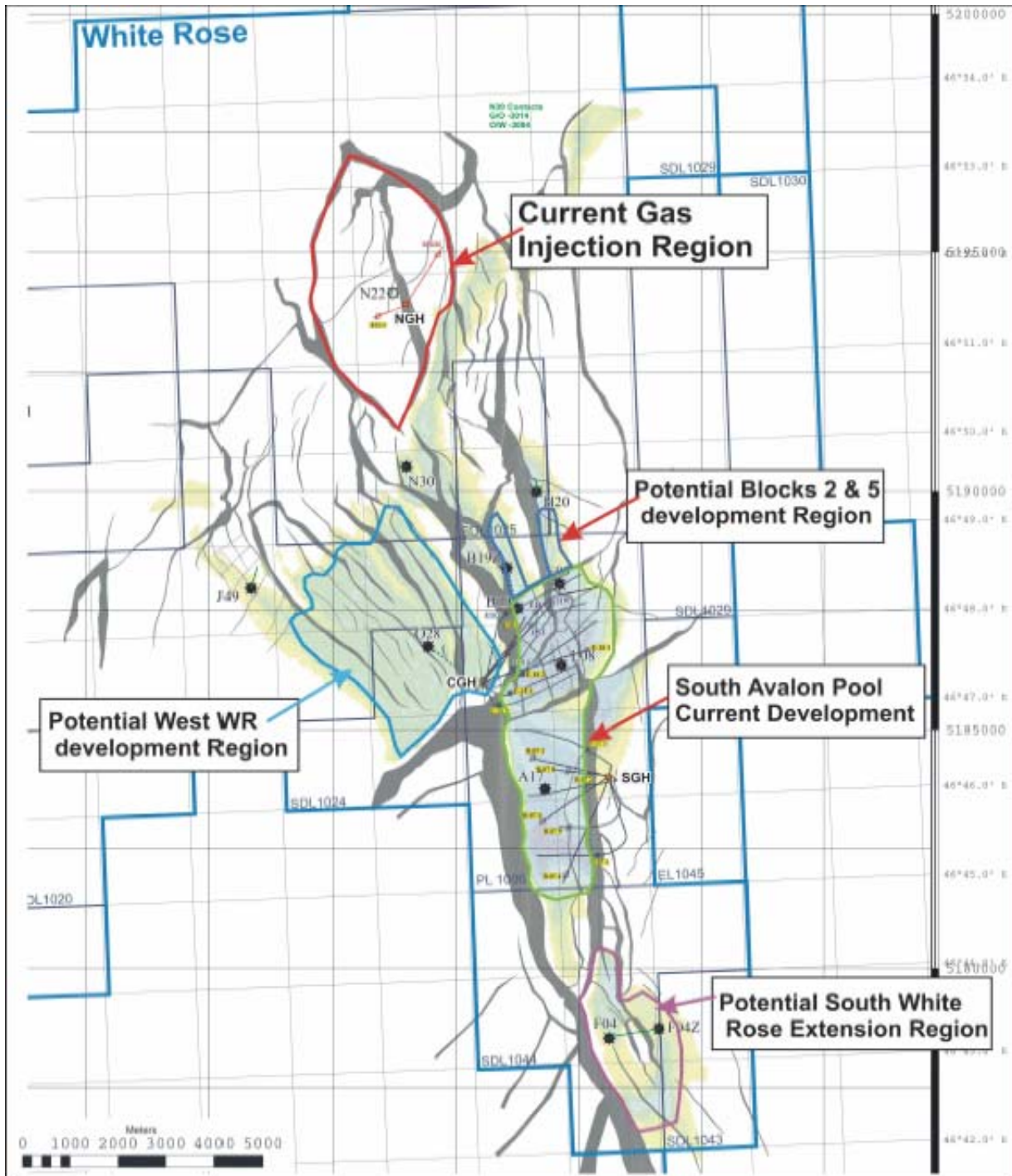


Figure 2.1 : Carte indiquant l'emplacement du gisement Avalon Sud relativement aux autres gisements délimités aux environs du champ White Rose (Source : Husky)

Depuis l'approbation du plan initial de mise en valeur, 14 puits de développement ont été achevés au sein du gisement Avalon Sud; dans le plan en question, on proposait le forage de 21 puits, dans le cadre d'une stratégie d'épuisement (exploitation maximum) des ressources. On a aussi foré six puits de délimitation dans le champ, à savoir deux dans le gisement Avalon Ouest, deux dans la zone nord du gisement Avalon Sud et deux dans sa zone sud. Le personnel de l'Office évalue actuellement les effets des données de production et de forage sur l'estimation des réserves et ressources récupérables.

La production pétrolière commerciale de l'IFPSD SeaRose a débuté le 12 novembre 2005. Le 31 décembre 2006, 34,5 Mb de pétrole avaient déjà été produits à partir du gisement Avalon Sud (voir le tableau 2.1 ci-après).

Tableau 2.1 Résumé de la production pétrolière du champ White Rose

Année	Barils	m³
2005	2 465 781	392 028
2006	32 051 559	5 095 773
Total	34 517 340	5 487 801

La zone de découverte importante White Rose englobe actuellement 14 licences de découverte importante (LDI) dont les titulaires sont Husky (72,5 % des intérêts) et Petro-Canada (27,5 % des intérêts). Cette répartition est la même pour la LP 1006 (voir la figure 2.2).

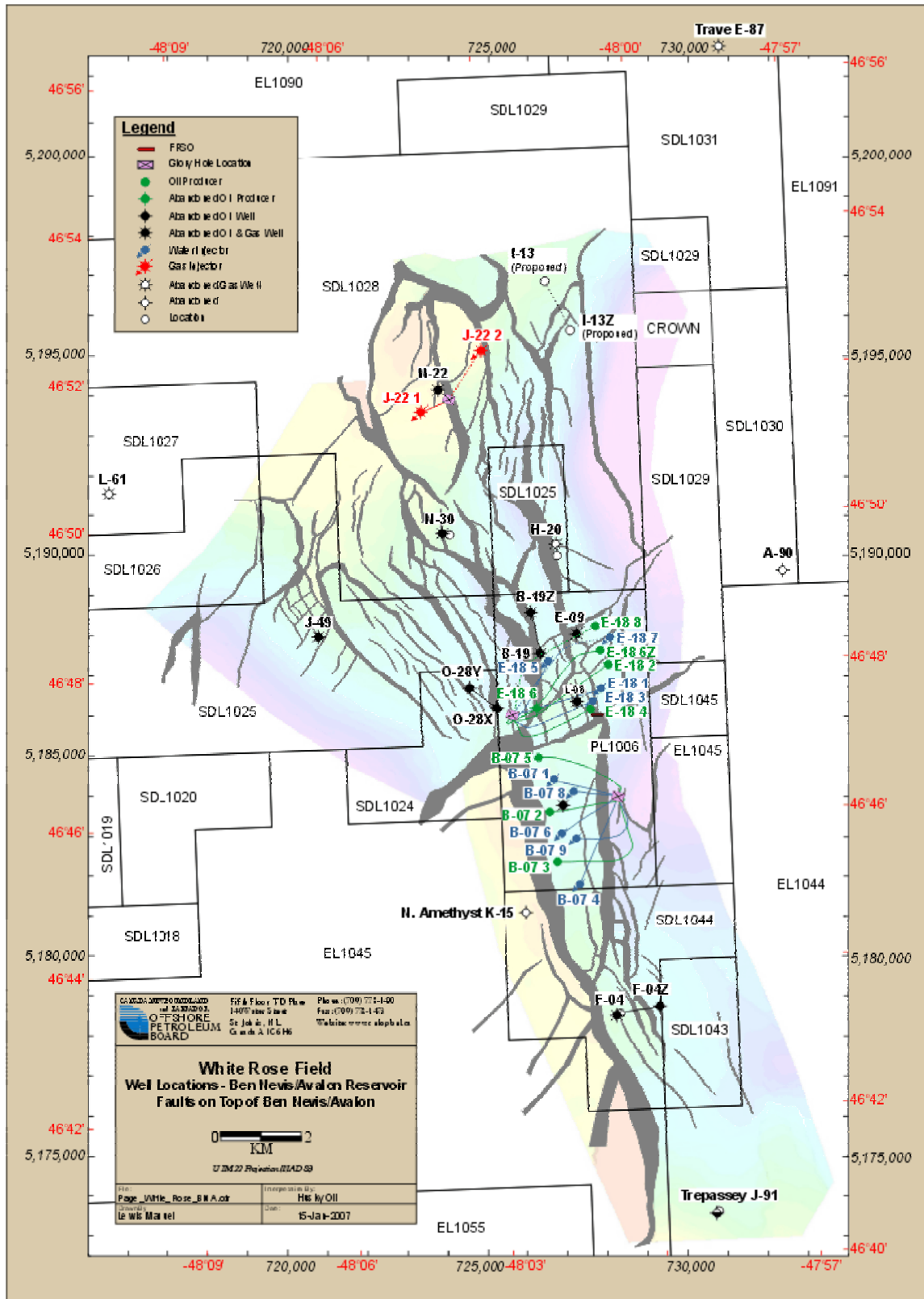


Figure 2.2 : Emplacement des puits et des terres – Champ White Rose (Source : OCTLHE)

2.3 Décision majeure

La partie V du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* porte sur les taux de production. L'article 34 stipule ce qui suit :

L'exploitant doit produire des hydrocarbures à partir d'un gisement ou d'un champ en se conformant à de saines pratiques de production, de manière à réaliser une récupération maximale des hydrocarbures à partir du gisement ou du champ au taux applicable qui est précisé dans le plan de mise en valeur approuvé pour ce gisement ou ce champ.

La valeur de TPPA indiquée dans le plan de mise en valeur du champ White Rose approuvé (Décision 2001.01) est de 100 000 bp/j (15 900 m³/j), valeur basée sur la stratégie d'épuisement des ressources du gisement Avalon Sud. L'accroissement proposé du taux visant à le porter à 140 000 bp/j (22 260 m³/j) est considéré comme une modification de la partie I du plan de mise en valeur du champ White Rose. Puisque le taux de production constitue une modification de la partie I du plan, on est en présence d'une décision majeure qui exige l'approbation des ministres provinciaux et fédéraux concernés.

À la suite de la soumission du document, on a avisé le promoteur, dans une lettre datée du 26 octobre 2006, que sa demande constituait une demande de modification du plan de mise en valeur et que l'examen éventuel de la demande exigeait la soumission de renseignements supplémentaires. Le promoteur a soumis les renseignements requis le 20 novembre 2006. Après avoir étudié les renseignements supplémentaires soumis, l'Office a fait parvenir au promoteur une lettre, datée du 4 décembre 2006, afin de lui signaler que des renseignements additionnels étaient requis. Le promoteur a soumis cette

information le 6 décembre 2006 et l'Office a avisé le promoteur, le 11 décembre 2006, que la demande était complète.

Voici la liste des documents qui composent la demande du promoteur :

- Modification du plan de mise en valeur visant l'accroissement du volume de production du champ White Rose (septembre 2006);
- Modification du plan de mise en valeur visant l'accroissement du volume de production du champ White Rose – Renseignements supplémentaires (novembre 2006);
- Modification du plan de mise en valeur visant l'accroissement du volume de production du champ White Rose – Renseignements supplémentaires n° 2 (décembre 2006);
- Paramètres de mesure de l'IFPSD SeaRose, pour le cas du taux de production de 140 000 bp/j du plan de mise en valeur du champ White Rose

L'Office a affiché la demande sur son site Web du 15 décembre 2006 au 19 janvier 2007 afin qu'elle puisse être consultée par le grand public et que des remarques puissent être présentées. Une seule remarque a été présentée à l'Office (voir l'annexe A). Le personnel de l'Office a tenu compte de cette remarque lors de l'examen de la demande et la réponse de l'Office se trouve à la section 7.0 du présent document.

2.4 Taux de production

En vertu de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique*, une des principales responsabilités de l'Office consiste à fixer la valeur maximum autorisée des taux de production de pétrole et de gaz naturel. Les valeurs des taux proposées par les exploitants sont évaluées par le personnel de l'Office afin de s'assurer qu'elles se situent entre les limites de fonctionnement sûr des installations concernées et qu'elles n'aient pas de

répercussions sur la récupération de pétrole et de gaz naturel. De plus, le personnel de l'Office surveille les données de production des champs et des réservoirs afin de s'assurer que les taux réels concordent avec les taux de production annuels autorisés et que les bonnes pratiques d'exploitation de champs pétrolifères sont suivies et respectées sur le terrain. Il est important que tous les intervenants saisissent bien la manière qui permet de déterminer et d'administrer certains taux.

Dans le cadre de la Décision 2001.01 concernant le plan de mise en valeur du champ White Rose, l'Office a examiné les cas de quatre taux distincts, à savoir la capacité maximale de sécurité (CMS), le taux de production quotidien maximum de l'installation (TPQMI), le taux de production de pétrole annuel (TPPA) et les taux de production des puits de développement. Les définitions ci-après sont données à titre d'information.

Capacité maximale de sécurité (CMS) :

La capacité maximale de sécurité (CMS) constitue le taux maximal de production de pétrole ou de gaz naturel auquel la plate-forme peut fonctionner. La valeur de CMS est établie en tenant compte des limites de fonctionnement sûr liées aux dispositifs détenteurs et limiteurs de pression, aux systèmes de purge et de torchage, aux vibrations subies par la tuyauterie et le matériel, aux valeurs limites d'émission acoustique, à la cavitation et à divers paramètres de corrosion et d'érosion. La valeur de CMS constitue une marge de sécurité, supérieure à la valeur autorisée du taux de production quotidien maximum de l'installation, qui permet de compenser les effets de possibles problèmes d'exploitation. La valeur de CMS, qui est exprimée en mètres cubes par jour (m^3/j), est fixée par le délégué à la sécurité (DS) de l'Office. La valeur de ce taux, déterminée en fonction du rendement d'exploitation, ne doit en aucun cas être dépassée.

Taux de production quotidien maximum de l'installation (TPQMI) :

Le taux de production quotidien maximum de l'installation (TPQMI) correspond, par définition, au taux de production de pétrole ou de gaz naturel qui permet de maintenir un taux de production stable lors de l'exploitation de l'installation, tout en assurant une capacité de réserve suffisante pour compenser les effets de possibles problèmes d'exploitation, et ce, sans dépasser la valeur de CMS de la plate-forme. Généralement, cette valeur est celle du taux de production nominale de l'installation de traitement, mais elle peut toutefois être modifiée après la mise en production, en se basant sur les données d'exploitation. Lors des activités de production, la valeur de TPQMI peut être légèrement supérieure à la valeur établie, mais seulement pour de très courtes périodes. La valeur de TPQMI doit être approuvée par le DS et le délégué à l'exploitation (DE) de l'Office, qui tiennent compte, entre autres facteurs, de questions ayant trait à la sécurité et à la gestion des ressources humaines.

Taux de production de pétrole annuel (TPPA) :

Le taux de production de pétrole annuel (TPPA) correspond au taux annuel maximal de soutirage de pétrole ou de gaz naturel autorisé, pour un réservoir ou un champ donné. La valeur de TPPA est approuvée par l'Office dans le cadre de l'examen du plan de mise en valeur. Le TPPA est fonction de la valeur plateau de la production prévue et est basé sur la stratégie d'épuisement adoptée pour le champ en question. La valeur du taux est habituellement exprimée comme un taux de production quotidien moyen annualisé, en mètres cubes par jour. L'Office doit approuver ce taux en s'assurant au préalable qu'il ne nuira pas à la récupération de pétrole ou de gaz naturel. Toute augmentation de ce taux exige une modification du plan de mise en valeur, modification qui doit être approuvée par les deux ministres.

Taux de production des puits de développement :

L'Office peut demander aux exploitants d'évaluer les effets du taux de production des puits de développement sur la récupération et de lui soumettre les résultats pour examen. L'Office peut limiter le taux de production des puits de développement afin de prévenir

les pertes. Les limites peuvent être modifiées en fonction des données de production disponibles. Le DE fixe, au nom de l'Office, les taux limites de production des puits de développement.

3.0 RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUR LE CANADA ET TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

Le personnel de l'Office a examiné la demande afin d'évaluer toute incidence possible ayant trait aux dispositions du plan de retombées économiques du projet White Rose énoncées dans les paragraphes 45(1), 45(3) et 45(4) des lois et règlements de l'Accord.

Selon la définition apparaissant au paragraphe 45(1), est un plan de retombées économiques « *le plan comportant comme objectif le recours à la main-d'œuvre canadienne, et plus particulièrement, terre-neuvienne, et, sous réserve de l'alinéa (3)d), la juste possibilité pour les industriels, les conseillers, les entrepreneurs et les sociétés de services établis dans la province et ailleurs au Canada de participer, dans des conditions de libre concurrence, à la fourniture des biens et services nécessités par les activités en cause.* »

Selon le paragraphe 45(3), le plan de retombées contient des dispositions visant à garantir :

- a) *que son auteur — personne morale ou autre organisme — établisse dans la province une instance décisionnelle avant le début des activités extracôtières; [alinéa 45(3)a]*
- b) *que, en harmonie avec la Charte canadienne des droits et libertés, la main-d'œuvre locale ait priorité de formation et d'embauche dans le programme de travail visé et que toute convention collective conclue entre l'auteur et un syndicat sur les conditions de travail dans la zone extracôtière comporte des dispositions compatibles avec le présent alinéa; [alinéa 45(3)b]*
- c) *que des crédits soient affectés dans la province à la recherche-développement, à l'enseignement et à la formation; [alinéa 45(3)c]*

d) que priorité soit donnée aux biens et services provinciaux s'ils se comparent, en situation de libre concurrence, à ceux des autres marchés notamment quant aux prix, à la qualité et aux conditions de fourniture. [alinéa 45(3)d)]

Le paragraphe 45(4) stipule que l'Office « *peut exiger qu'un plan de retombées contienne des mesures garantissant aux individus ou groupes défavorisés l'accès à la formation et à l'embauche, ou à leurs sociétés ou coopératives la possibilité de participer à la fourniture de biens et services nécessités par les activités en cause.* » [paragraphe 45(4)]

3.1 Modification du plan de mise en valeur - Examen des retombées économiques

Le promoteur indique que le taux de récupération finale n'est pas fonction des taux de production quotidiens jusqu'à une valeur de 140 000 bp/j (22 261 m³/j). De plus, il affirme que les profils de production du champ des cas étudiés sont semblables vers la phase finale de ces profils de production. Par conséquent, les effets de l'accroissement du taux de production sur la durée de vie du champ sont minimes.

De façon plus particulière, le promoteur indique, à la section 6.4 (Sensibilité des taux maximums du champ) de la demande, que « les figures illustrent bien le fait que la production cumulative de pétrole est pratiquement identique, dans tous les cas étudiés, ce qui laisse supposer que le taux de récupération finale n'est pas fonction des taux de production de pétrole quotidiens jusqu'à une valeur de 22 261 m³/j. »

De plus, dans la section 6.4.1 (Incidences sur la durée de vie du champ) de la demande, on indique que « puisque la durée de vie du champ sera déterminée au moyen de facteurs techniques et économiques à une date ultérieure, et puisque le profil de production du champ des trois cas étudiés est semblable, vers la phase finale de ces profils, les effets de l'accroissement du taux de production sur la durée de vie du champ sont minimes. »

Le promoteur a aussi examiné les résultats des essais de rendement de l'IFPSD, y compris une étude des solutions pour éliminer les goulots d'étranglement dans l'usine de traitement en surface et évaluer la capacité de certains cycles de procédés et systèmes de soutien. Une analyse plus poussée a permis au promoteur de conclure qu'aucune modification importante de l'IFPSD n'est nécessaire pour accroître les taux de production jusqu'à 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

De manière plus particulière, le promoteur indique, dans la section 3.3 (Sommaire des essais de rendement et conclusions) de la demande, que « quelques réglages de fonctionnement et modifications mineures permettront d'accroître le taux de production et de le porter à 22 261 m³/j de pétrole (140 000 bp/j)... ».

En outre, dans la section 5.0 (Mesure du débit) de la demande, le promoteur affirme que « les dispositifs de mesure de première catégorie existants ne nécessitent aucune modification... ».

Enfin, dans la section 10.0 (Retombées économiques pour le Canada et Terre-Neuve-et-Labrador) de la demande, on indique ce qui suit :

« La modification proposée du plan de mise en valeur du champ White Rose ne comporte qu'un seul changement, soit la modification de la valeur du taux de production de pétrole annuel approuvée et indiquée dans la Décision 2001.01, et elle n'implique aucune modification majeure des installations ou des effectifs. Par conséquent, la modification proposée n'a aucun effet important sur le plan de retombées économiques du projet White Rose, qui a déjà été approuvé. »

3.2 Discussion

Dans la demande, on indique que les effets de l'accroissement du taux de production sur la durée de vie du champ sont minimes. L'analyse effectuée par le personnel de l'Office démontre que malgré la réduction de la valeur plateau de production causée par l'accroissement du taux de production, la production cumulative de pétrole et la durée de vie du projet ne varient pas grandement par rapport aux valeurs indiquées dans le plan initial de mise en valeur. La section 4.4 de la présente analyse renforce cette conclusion.

3.3 Modification du plan de retombées économiques

Le promoteur affirme que la modification du plan n'implique aucune modification majeure des installations ou des effectifs, et qu'elle n'a aucun effet important sur le plan de retombées économiques du projet White Rose, qui a déjà été approuvé.

En vertu de la Loi de mise en œuvre de l'Accord, l'autorité réglementaire qui est responsable de l'approbation du plan de retombées économiques est précisée au paragraphe 45(2). Selon ce paragraphe de la Loi, *avant que ne soient approuvés les plans de mise en valeur visés au paragraphe 139(4) (...), est soumis à l'Office, sauf dispense par celui-ci, pour approbation un plan Canada Terre-Neuve-et-Labrador de retombées économiques.*

Selon le paragraphe 139(5), il ne peut être apporté de modifications à un plan de mise en valeur déjà approuvé qui ne soient d'abord elles-mêmes approuvées par l'Office, conformément aux paragraphes 139(2) à 139(5), avec les adaptations nécessaires. Avant d'approuver la modification à un plan de mise en valeur en vertu du paragraphe 139(5), l'Office doit appliquer les paragraphes 139(2) à 139(4) (et particulièrement le paragraphe 139(4)). Selon le paragraphe 45(2), avant que ne soient approuvés les plans de mise en valeur visés au paragraphe 139(4), un plan de retombées économiques doit être soumis pour approbation à l'Office. Conformément aux paragraphes 45(2), 139(4),

139(5) et 139(6), l'Office doit établir la pertinence du plan de retombées économiques avant d'approuver toute modification à un plan de mise en valeur.

3.4 Avis

En ce qui a trait au plan de retombées économiques, le personnel de l'Office est d'accord avec l'analyse effectuée par le promoteur et recommande qu'aucune modification ne soit apportée au plan de retombées économiques du projet White Rose déjà approuvé.

4.0 GESTION DES RESSOURCES

Le personnel de l'Office a examiné les données portant sur le réservoir et sa géologie, les données de production disponibles pour le champ White Rose, ainsi que les données présentées dans la demande.

4.1 Examen des modèles géologique et géophysique

Le promoteur poursuit les travaux ayant trait au modèle géologique du champ White Rose, ce qui constitue une situation normale pour tout champ en exploitation.

L'interprétation géologique du gisement Avalon Sud n'a pas subi d'importantes modifications depuis la soumission du plan initial de mise en valeur et le personnel de l'Office considère que le modèle géologique utilisé par le promoteur pour réaliser les études sur le réservoir est acceptable.

4.2 Péetrophysique

Le promoteur a exécuté un programme détaillé de diagraphie et de carottage lors du forage des puits d'exploration, de délimitation et de développement dans le champ White Rose. Dans la présente demande, le promoteur fournit un résumé du taux net à brut du réservoir et des valeurs de porosité et de perméabilité, pour les zones de gaz, de pétrole et d'eau de tous les puits situés dans la région dont la mise en valeur est approuvée, ainsi que celles des puits de délimitation White Rose F-04 et White Rose F-04Z, situés au sud de la région faisant l'objet des travaux de mise en valeur. Le promoteur a fourni des renseignements supplémentaires sur la méthode, les hypothèses et les critères utilisés pour calculer les valeurs du taux net à brut, de porosité et de perméabilité.

Le personnel de l'Office a réalisé un examen indépendant des données péetrophysiques susmentionnées. En ce qui a trait au champ White Rose, l'interprétation péetrophysique 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. Par exemple, les valeurs de porosité déterminées par le promoteur pour la zone de pétrole du puits F-04 et pour les zones de pétrole et d'eau du puits F-04Z dans la région du gisement South White Rose Extension (voir la figure 2.1) se situent dans un intervalle qui est de 1,5 à 3,0 unités de porosité supérieur aux valeurs établies par le personnel de l'Office, mais des variations de cette nature n'ont aucun effet important sur la demande.

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 acceptable.

4.3 Examen du modèle de production et de simulation du réservoir

Le personnel de l'Office a examiné le rapport de simulation du réservoir soumis à l'appui de la présente demande.

Voici, à titre de renseignements de base, une liste des événements qui ont eu lieu dans le champ White Rose depuis l'approbation du plan initial de mise en valeur du champ :

- Quatorze puits de développement ont été achevés, soit six puits de production de pétrole, sept puits d'injection d'eau et un puits d'injection de gaz; six puits de délimitation ont été forés;
- Depuis la mise en production commerciale, plus de 34,5 Mb, soit 5,4 Mm³ de pétrole (voir la figure 4.1), ont été produits à partir de six puits situés dans les blocs sud et central du gisement Avalon Sud;
- L'injection d'eau dans le champ, à partir de six puits d'injection, a débuté dès la mise en production de pétrole, en novembre 2005, et depuis, ce nombre est passé à sept;

- L'injection de gaz dans le réservoir de stockage du gisement Avalon Nord a débuté le 5 mai 2006;
- Des travaux de mise à l'essai de la capacité de l'installation, jusqu'à une valeur de 125 000 bp/j (19 875 m³/j), ont été réalisés en juillet 2006.

Les résultats de ces divers travaux ont fourni des renseignements additionnels pour évaluer le rendement du réservoir et de l'installation, qui serviront aussi à étudier et mettre à jour le modèle géologique et celui de simulation du réservoir. Le personnel de l'Office reconnaît que le promoteur a effectué une évaluation détaillée des renseignements en question à l'appui de la présente demande.

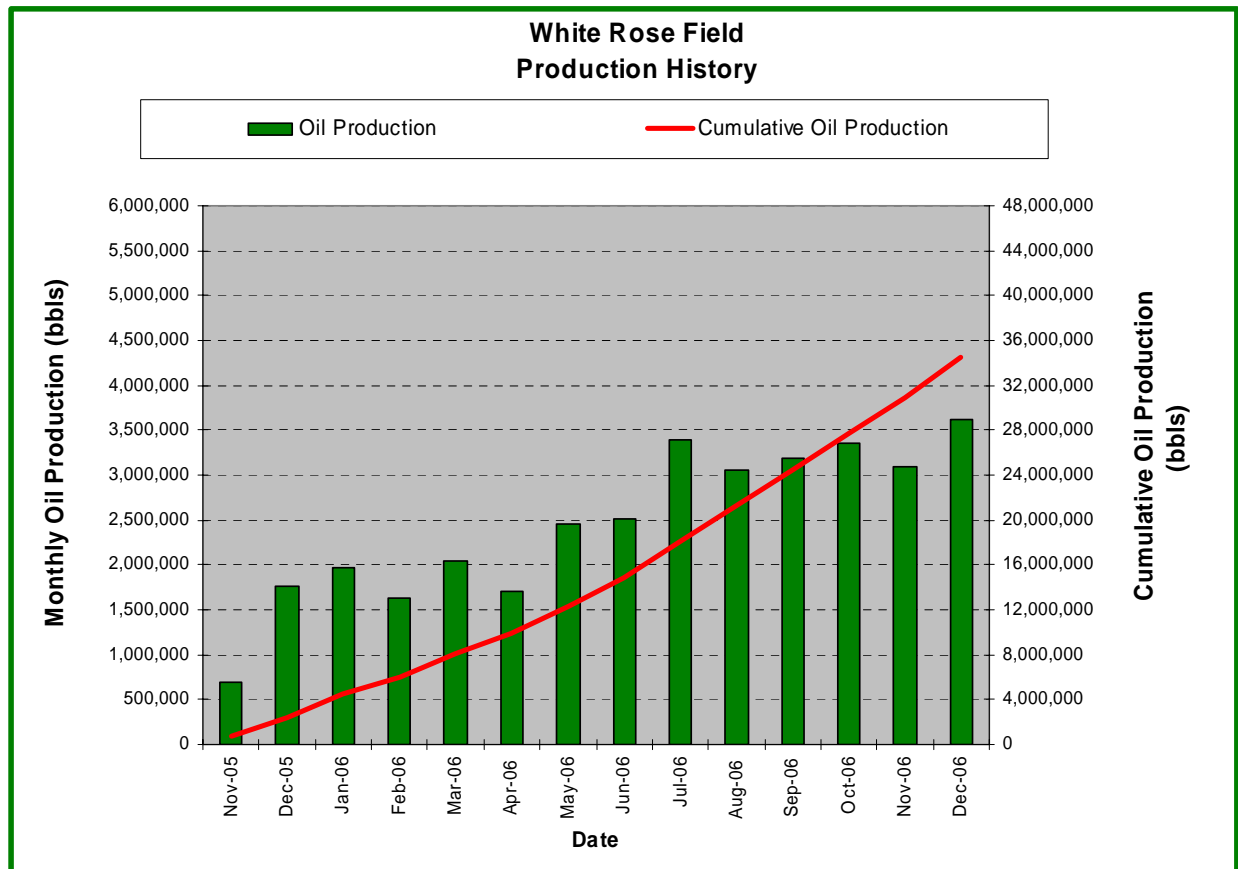


Figure 4.1 : Production historique du champ White Rose (Source : OCTLHE)

Le personnel de l'Office a examiné les données de production des dix premiers mois d'exploitation. L'information a servi à analyser l'appariement historique des données et

du modèle de simulation du réservoir réalisé par le promoteur pour les sept premiers mois d'exploitation. L'appariement historique utilise les données de production et de pression réelles des puits pour évaluer la pertinence du modèle géologique et du modèle de simulation du réservoir.

La comparaison des valeurs réelles et du modèle de simulation de la production de pétrole démontre que la production du champ White Rose, à la fin de la période d'appariement historique (vers la fin juillet 2006), concorde avec les valeurs prévues par le modèle de simulation. Les données de la phase initiale de production ne concordent pas avec les valeurs prévues en raison de problèmes courants de mise en production (voir la figure 4.2).

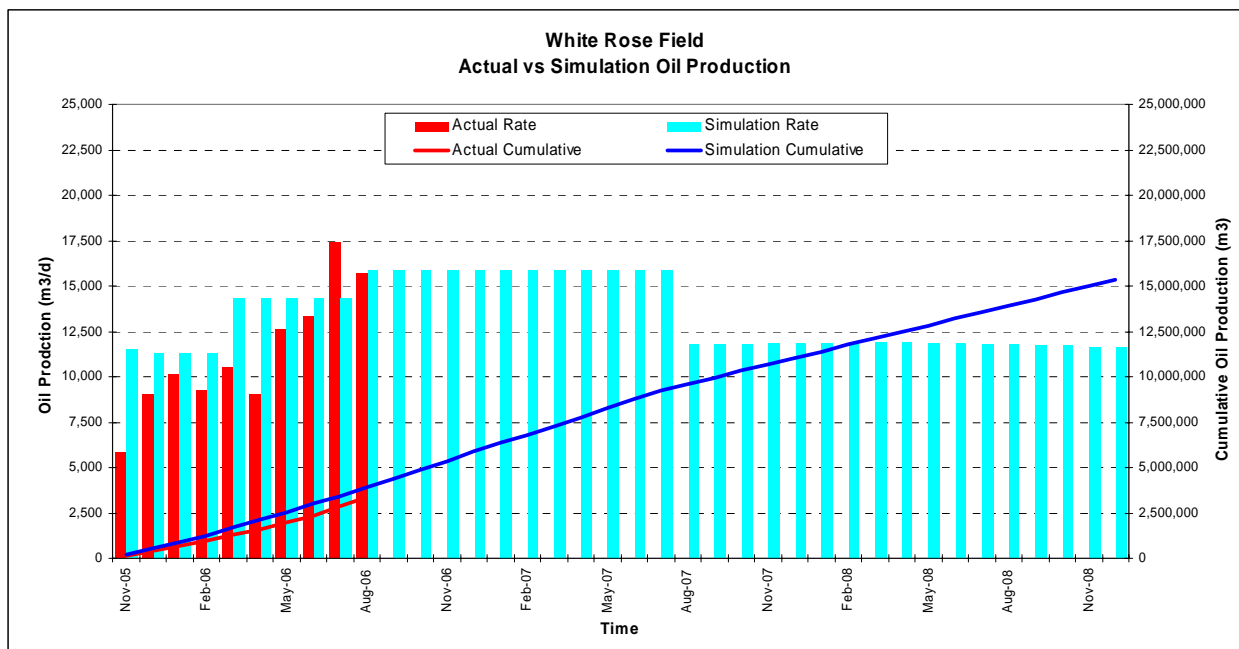


Figure 4.2 : Comparaison des données réelles et du modèle de simulation de la production de pétrole du champ White Rose (Source : OCTLHE)

Le personnel de l'Office considère que le promoteur a obtenu un bon appariement historique, dans le cas des données de pression recueillies pour les puits B-07 3, B-07 5, E-18 2 et E-18 4 (voir la figure 4.3). Les valeurs de rendement de production de ces puits concordent avec celles des modèles de simulation initiaux, ce que confirment les figures 4.4 et 4.5.

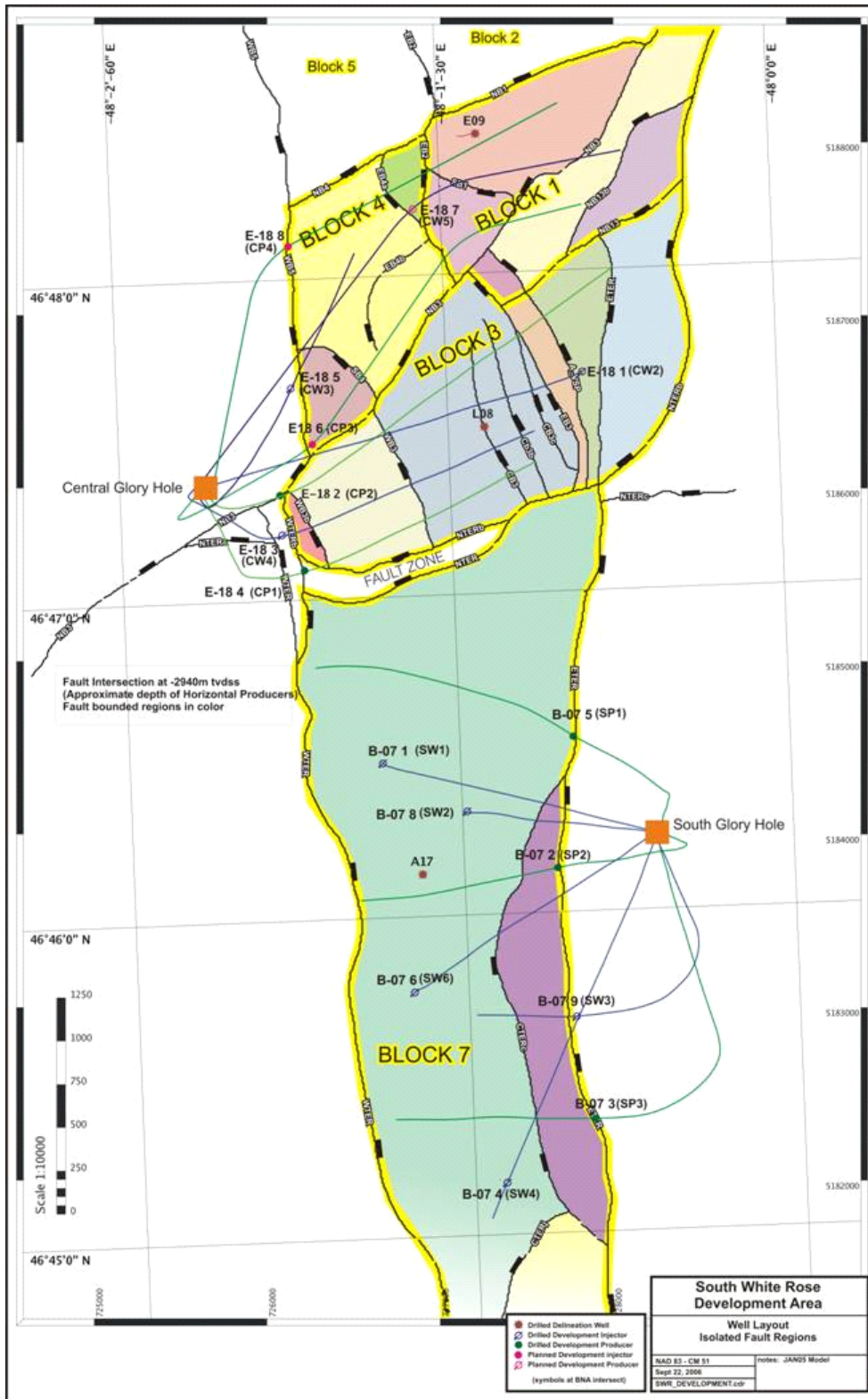


Figure 4.3 : État actuel de la région et des puits de développement situés dans le gisement Avalon Sud (Source : Husky)

Ainsi, la figure 4.4 présente la comparaison des valeurs réelles de production de pétrole du puits B-07 3 et de celles du modèle de simulation de production de pétrole. Une fois l'étape initiale de mise en production terminée, les valeurs réelles concordent bien avec celles du modèle de simulation.

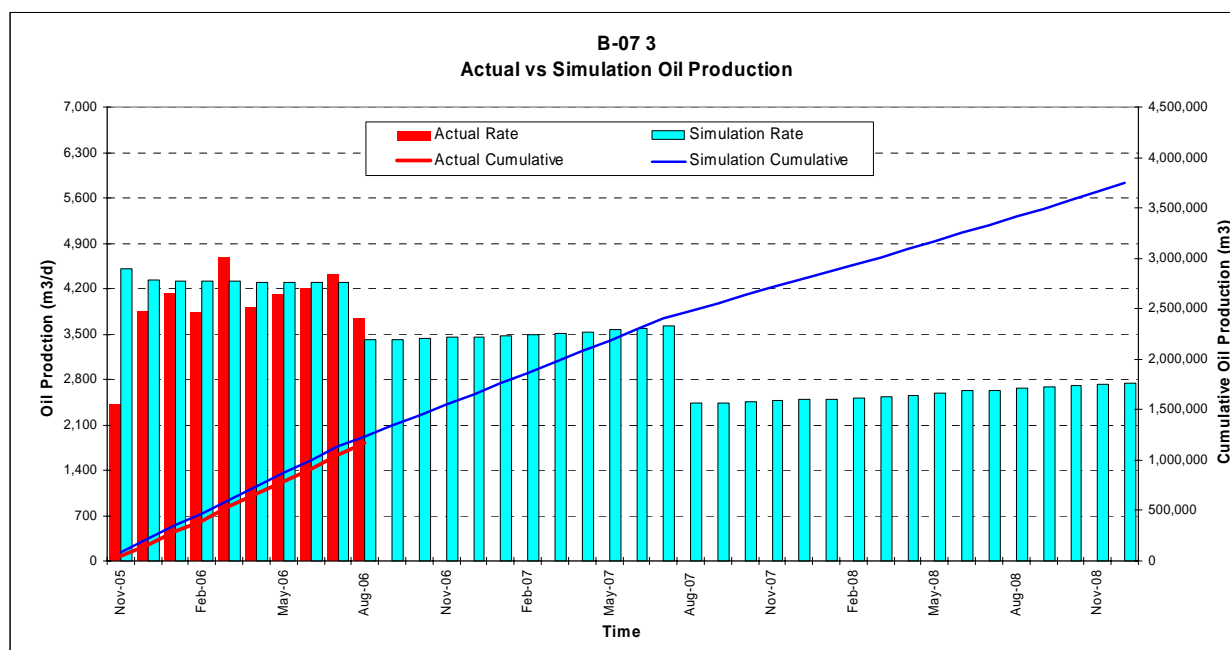


Figure 4.4 : Comparaison des données réelles et du modèle de simulation de la production de pétrole du puits B-07 3 (Source : OCTLHE)

Dans le cas du puits B-07 2, il existe un faible écart entre les valeurs réelles de production et celles du modèle de simulation. On a en effet observé que les données de rendement de production (taux de production et pressions de fond) sont inférieures aux valeurs prévues par le modèle de simulation (voir la figure 4.5). Le promoteur avait établi que la longueur de la section de production du modèle du puits B-07 2 devait être modifiée afin de tenir compte de la surestimation de la production, dans le cas du modèle Eclipse du réservoir. Cette correction a permis d'obtenir un meilleur appariement historique des données de production et de pression réelles pour les sept premiers mois d'exploitation. Le personnel de l'Office considère que le promoteur a appliqué au modèle de simulation du réservoir les corrections nécessaires, au chapitre de la productivité du puits B-07 2.

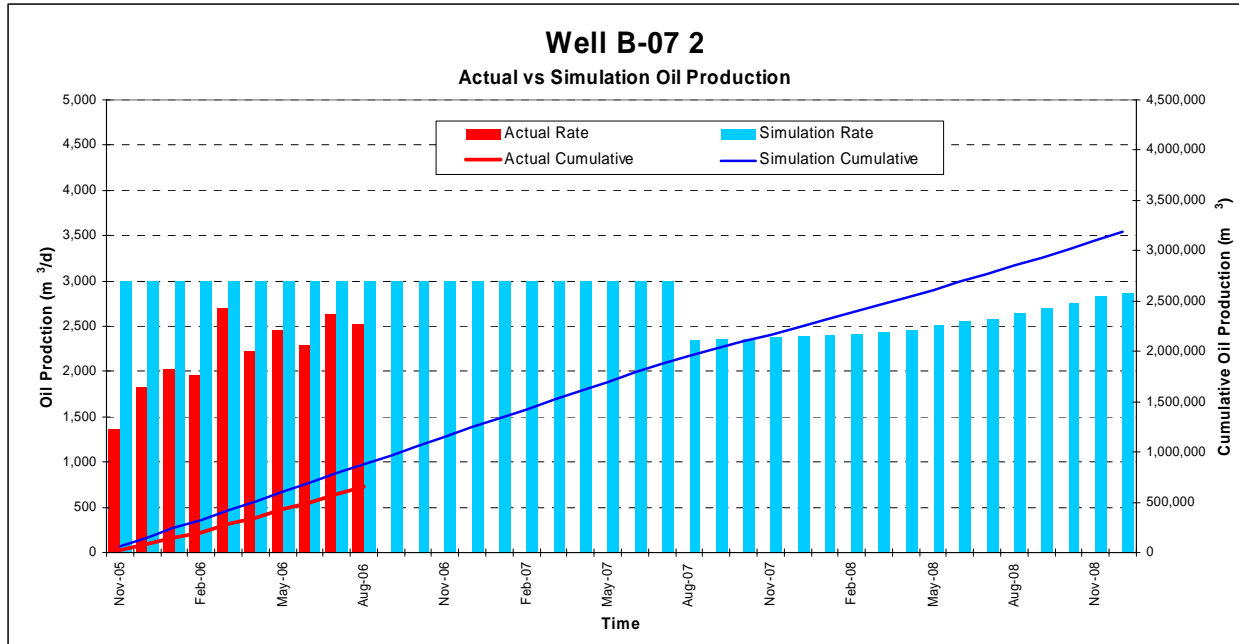


Figure 4.5 : Comparaison des données réelles et du modèle de simulation de la production de pétrole du puits B-07 2 (Source : OCTLHE)

Voici certaines des autres propriétés du modèle de simulation Eclipse du promoteur qui ont été examinées et modifiées :

- Nouvelle interprétation des propriétés de pression, de volume et de température liées aux données sur les propriétés des fluides pour le champ White Rose;
- Modification relative à la surface de contact gaz-huile, dans la section sud du bloc 7 du champ White Rose;
- Correction, dans le modèle de simulation du réservoir, de la nature de certaines failles situées dans le bloc 3, le bloc 4 et le bloc 1, afin de la faire passer de faille d'étanchéité à celle de faille perméable.

Le personnel de l'Office est d'accord avec les modifications apportées par le promoteur au modèle de simulation Eclipse. Ce sont des modifications qui sont couramment effectuées, pendant la période de mise en valeur d'un champ, à mesure que de nouvelles données de production sont disponibles.

Le personnel de l'Office constate aussi que des études de sensibilité ont été réalisées au moyen du modèle de simulation modifié afin d'évaluer les effets des taux de production distincts des puits sur le taux de récupération de pétrole dans le gisement Avalon Sud.

La figure 4.6 présente la valeur prévue du TPPA moyen pour chacune des valeurs de sensibilité des taux évaluées par le promoteur, pour la région mise en valeur du gisement Avalon Sud (cas de failles d'étanchéité).

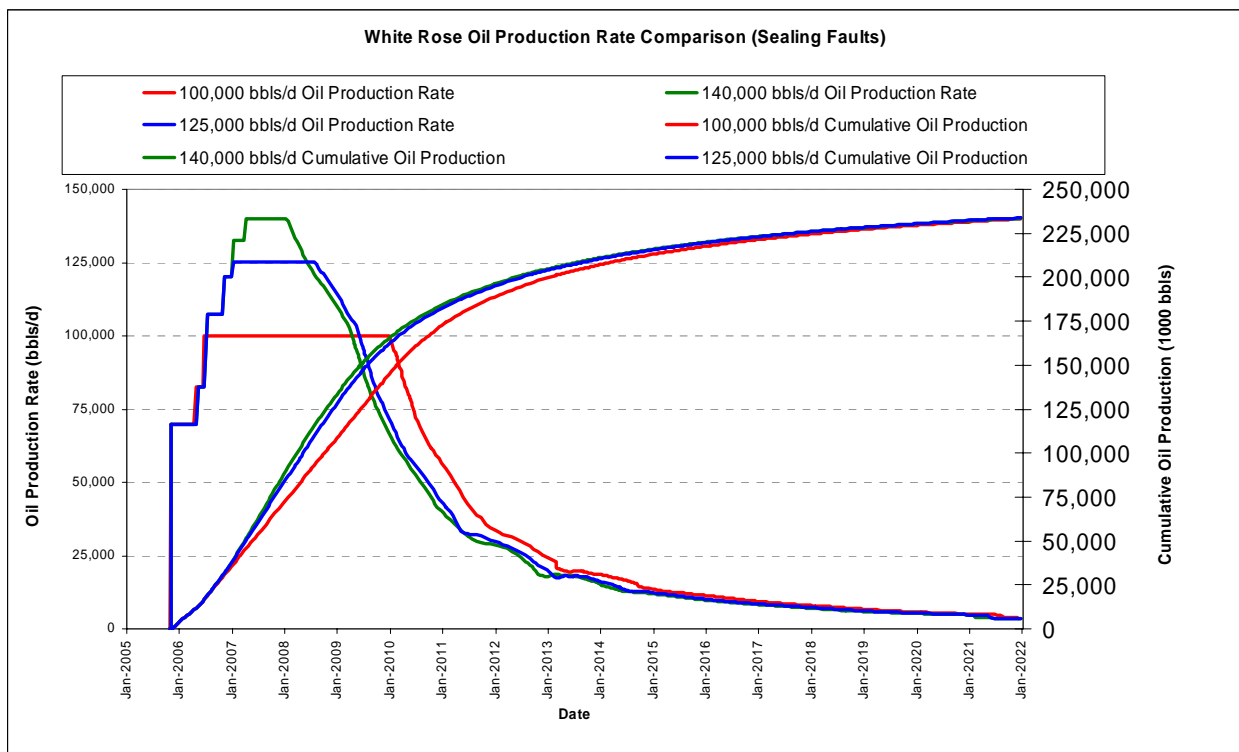


Figure 4.6 : Comparaison des taux de production de pétrole du champ White Rose (cas de failles d'étanchéité) (Source : OCTLHE)

La figure 4.7 illustre la valeur prévue du TPPA moyen, pour les mêmes valeurs de sensibilité des taux, dans le cas de failles perméables.

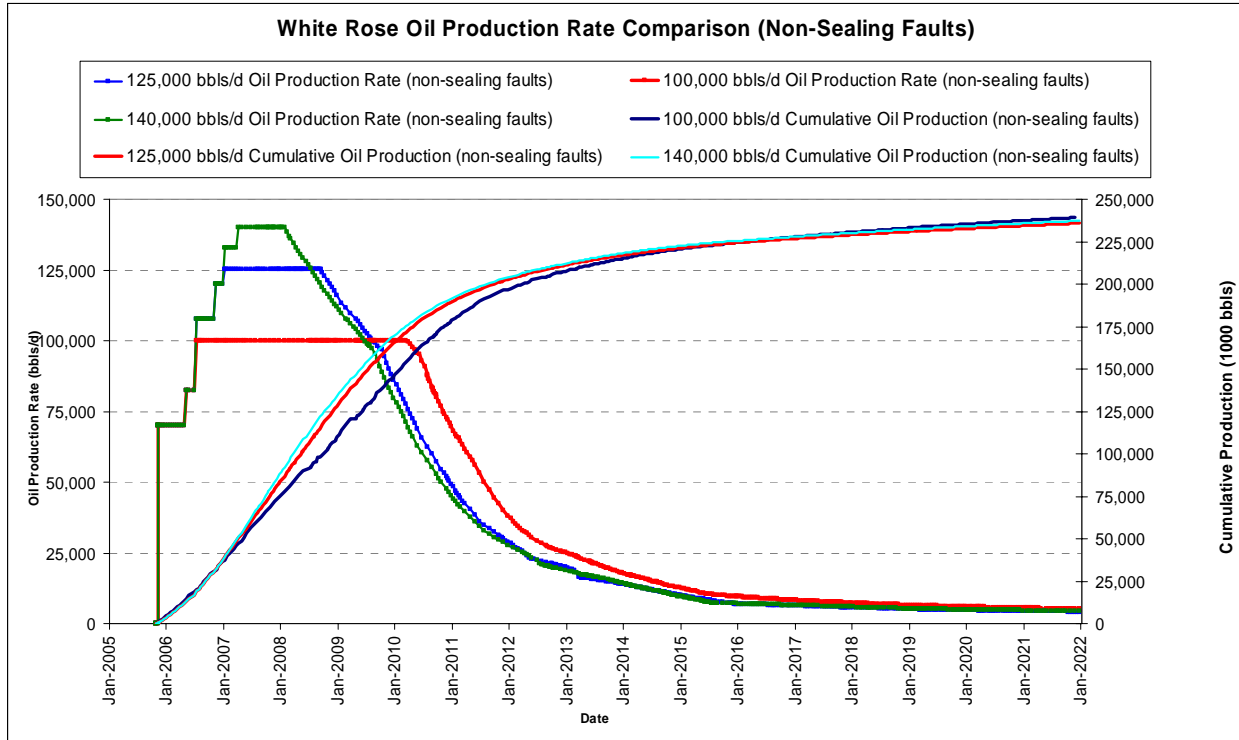


Figure 4.7 : Comparaison des taux de production de pétrole du champ White Rose (cas de failles perméables) (Source : OCTLHE)

Comme le démontre la figure 4.7, les résultats de la simulation basée sur les « failles perméables » sont semblables à ceux de la simulation basée sur les « failles d'étanchéité ».

En se basant sur le présent examen, le personnel de l'Office est d'accord avec le promoteur et est d'avis que ces études laissent supposer que le taux de récupération finale de pétrole du gisement Avalon Sud n'est pas fonction des taux de production jusqu'à une valeur de 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

En tenant compte des renseignements fournis, la valeur de TPQMI de 140 000 bp/j (22 261 m³/j) semble être proche de la valeur limite de la capacité de production de la région faisant l'objet des travaux de mise en valeur. Pour atteindre une valeur de TPPA de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), les installations de traitement doivent permettre de produire plus de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), et ce, afin de tenir compte des temps d'arrêt.

De plus, le promoteur doit réaliser des études de simulation du réservoir basées sur des valeurs de taux de production supérieures à 140 000 bp/j (22 261 m³/j), car des études de ce type n'ont pas encore été effectuées. Le promoteur a réalisé des travaux de mise à l'essai de la capacité de production de pétrole des installations jusqu'à 125 000 bp/j (19 875 m³/j) et entend exécuter d'autres essais lorsque la capacité de production sera suffisante. Il convient de signaler que le 29 septembre 2006, le DS et le DE de l'Office ont approuvé, en se basant sur les résultats d'essais et les renseignements fournis par le promoteur, la valeur de TPQMI de 125 000 bp/j (19 875 m³/j) et que depuis lors, la capacité de production de l'installation est supérieure à 100 000 bp/j (15 960 m³/j) (voir la figure 4.1).

Le modèle de simulation du réservoir constitue un puissant outil d'évaluation du rendement de réservoirs et d'optimisation des stratégies d'épuisement, ce qui permet de maximiser le taux de récupération. L'utilité du modèle est toutefois tributaire de la qualité des données utilisées pour le construire. Il est important de poursuivre l'acquisition de jeux de données détaillés afin de valider la fiabilité du modèle et d'en assurer la mise à jour. L'accroissement des taux de production entraîne une accélération des processus de déplacement des fluides dans le réservoir. Il est donc important d'effectuer l'acquisition opportune des données afin d'assurer l'évaluation précise du maintien de la pression et du déplacement des fluides dans les failles.

Le personnel de l'Office considère qu'il est crucial d'utiliser un programme d'acquisition des données robuste pour obtenir l'information nécessaire à la surveillance du procédé d'injection d'eau et assurer la mise à jour des modèles de simulation du réservoir. Les activités connexes comprennent l'exécution de diagraphies de production dans certains puits de développement, afin d'évaluer l'importance du débit entrant lié à diverses formations de grès, ainsi que celle de diagraphies de production et de saturation en eau, à la suite de la percée d'eau, lorsque les conditions permettent l'acquisition de données fiables.

Il n'est pas rare que des incertitudes existent au chapitre de l'interprétation géologique, des estimations de l'huile en place et des réseaux de déplacement entre les formations de grès et dans les failles, et ce, pour la plupart des projets de mise en valeur de champs pétrolifères. À mesure que des puits de développement sont forés et que des données supplémentaires sont acquises, les modèles géologiques et ceux de simulation du réservoir peuvent être mis à jour et améliorés afin de permettre au personnel de l'Office de mieux évaluer les incertitudes susmentionnées. Celles-ci ne devraient pas modifier les conclusions de l'analyse effectuée par le promoteur en matière de sensibilité des taux de production, ni l'évaluation de la demande par le personnel de l'Office.

Le personnel de l'Office constate que jusqu'à présent, le rendement de production du champ White Rose concorde bien avec les valeurs prévues du modèle de simulation du réservoir. Bien qu'il existe encore un certain degré d'incertitude, les estimations de l'huile en place dans le gisement Avalon Sud se situent dans la plage des valeurs prévues du plan initial de mise en valeur, soit 698 Mb ou 111 Mm³.

Le personnel de l'Office constate aussi que les dispositifs de traitement du pétrole et de compression de gaz fonctionnent maintenant de manière stable. En août 2006, le personnel de l'Office a participé aux travaux de vérification des paramètres du régime dynamique et des procédures de calcul et de répartition des débits, et aucun problème majeur n'a été relevé pour le régime ou les procédures.

4.4 Prévision de la production et incidences sur la durée de vie du champ

L'estimation des incidences d'un accroissement du taux de production sur la durée de vie finale du champ faisant l'objet d'un projet de mise en valeur d'hydrocarbures en mer ne constitue pas une science exacte. Elle est basée sur des valeurs prévues établies au moyen

de simulations numériques. Voici une liste de certaines des nombreuses variables dont il faut tenir compte pour effectuer les prévisions en question :

- L'affinement des valeurs estimées de l'huile en place et des taux de récupération, à mesure que des données additionnelles sur le réservoir sont disponibles grâce au forage de puits de développement et à l'évaluation du rendement des puits;
- L'amélioration de la récupération, grâce aux avancées dans le domaine des techniques de forage et de gestion des champs, durant la durée du projet de mise en valeur du champ;
- Le prix des hydrocarbures, vers la fin de la durée de vie du champ, aura des incidences importantes lorsque le seuil de rentabilité de la mise en valeur est atteint;
- Le raccordement des autres gisements ou champs situés à proximité de l'installation de production existante, afin d'accroître la capacité de production totale. Dans le cas du champ White Rose, on s'attend à ce que des projets d'exploitation de gisements et de champs tels que South White Rose Extension, White Rose West et North Amethyst soient mis à l'étude.

En règle générale, dans le cas de projets de mise en valeur de champs d'hydrocarbures extracôtiers, ces facteurs se sont traduits par une durée de vie du champ grandement supérieure à la valeur estimée lors du processus conduisant à l'approbation du projet. En ce qui concerne le projet de mise en valeur du champ White Rose, la figure 4.6 présente la durée de vie prévue du champ, selon le plan initial de mise en valeur déjà approuvé, soit pour un taux de production de 100 000 bp/j (15 890 m³/j), ainsi que pour la valeur intermédiaire de 125 000 bp/j (19 875 m³/j) et la valeur maximum du taux de production faisant l'objet de la présente demande, à savoir 140 000 bp/j (22 261 m³/j); les calculs sont basés sur un scénario d'épuisement complet (ou d'exploitation maximum) du champ.

La figure 4.6 démontre que les effets de l'accroissement proposé du taux de production sur la durée de vie du gisement Avalon Sud sont minimes. La simulation portant sur la

production prévue effectuée par le personnel de l'Office indique que la fin de la durée de vie du gisement se situe toujours en janvier 2022 et que la récupération de pétrole finale n'a pas fluctué et se situe encore à 234 Mb (37,2 Mm³).

Les résultats de la simulation mettent aussi en évidence ce qui suit :

- La valeur maximum du taux de production d'eau, pour l'ensemble des études de sensibilité réalisées au moyen du modèle de simulation du réservoir, est établie, à la fin du projet, à 21 000 m³/j, soit dans les conditions où on prévoit que la production d'eau sera maximale. La valeur est inférieure aux exigences nominales associées au taux de production de 28 600 m³/j de l'IFPSD SeaRose.
- La valeur du taux de production totale de gaz ne dépasse pas la valeur nominale de 4,2 x 10⁶ m³/j de l'IFPSD SeaRose, et ce, pour toutes les valeurs du taux de production de pétrole utilisées dans le modèle de simulation (voir la figure 4.8).
- La valeur du taux d'injection d'eau totale ne dépasse pas la valeur nominale de 46 000 m³/j de l'IFPSD SeaRose, et ce, pour toutes les valeurs du taux de production de pétrole utilisées dans le modèle de simulation (voir la figure 4.9).
- La valeur de la production totale de fluides ne dépasse pas la valeur nominale de 33 050 m³/j de l'IFPSD, et ce, pour toutes les valeurs du taux de production de pétrole utilisées dans le modèle de simulation (voir la figure 4.10).

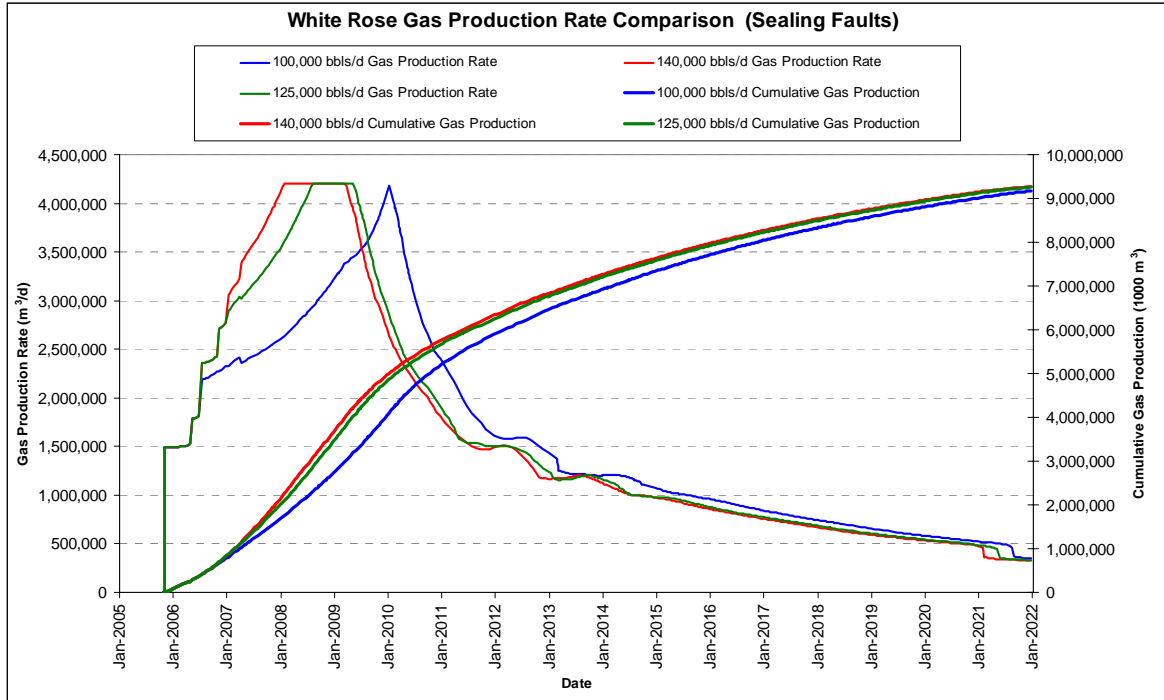


Figure 4.8 : Comparaison des résultats de la simulation de l'accroissement des taux de production de gaz du champ White Rose (Source : OCTLHE)

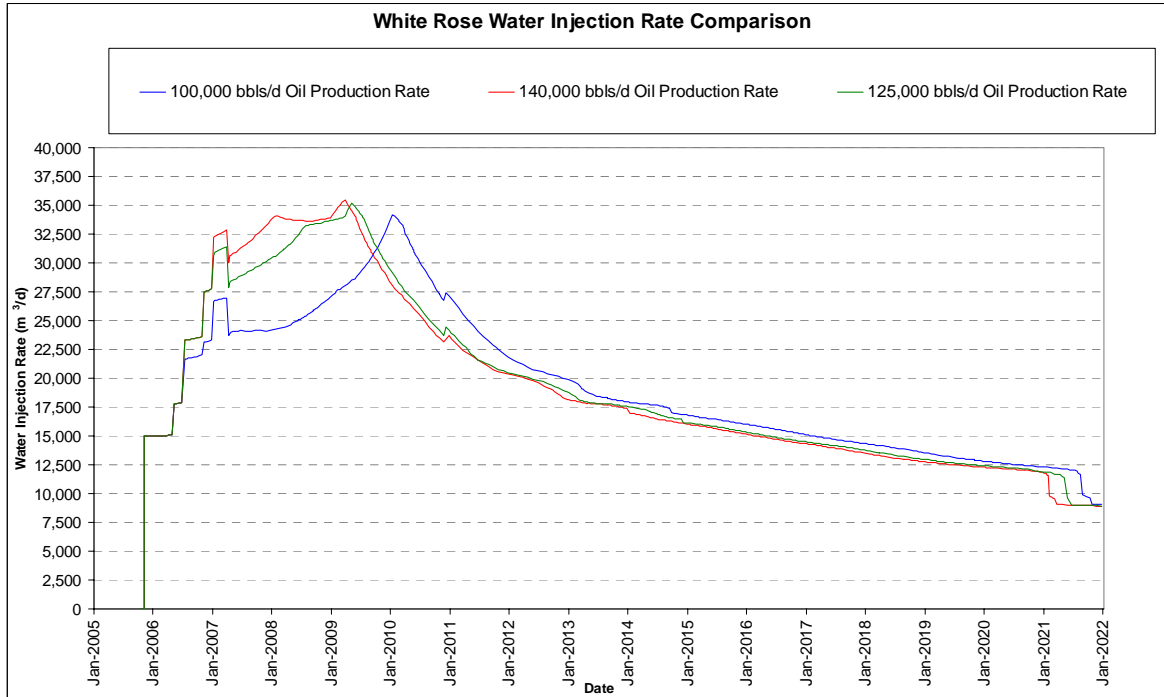


Figure 4.9 : Comparaison des résultats de la simulation de l'accroissement des taux d'injection d'eau du champ White Rose (Source : OCTLHE)

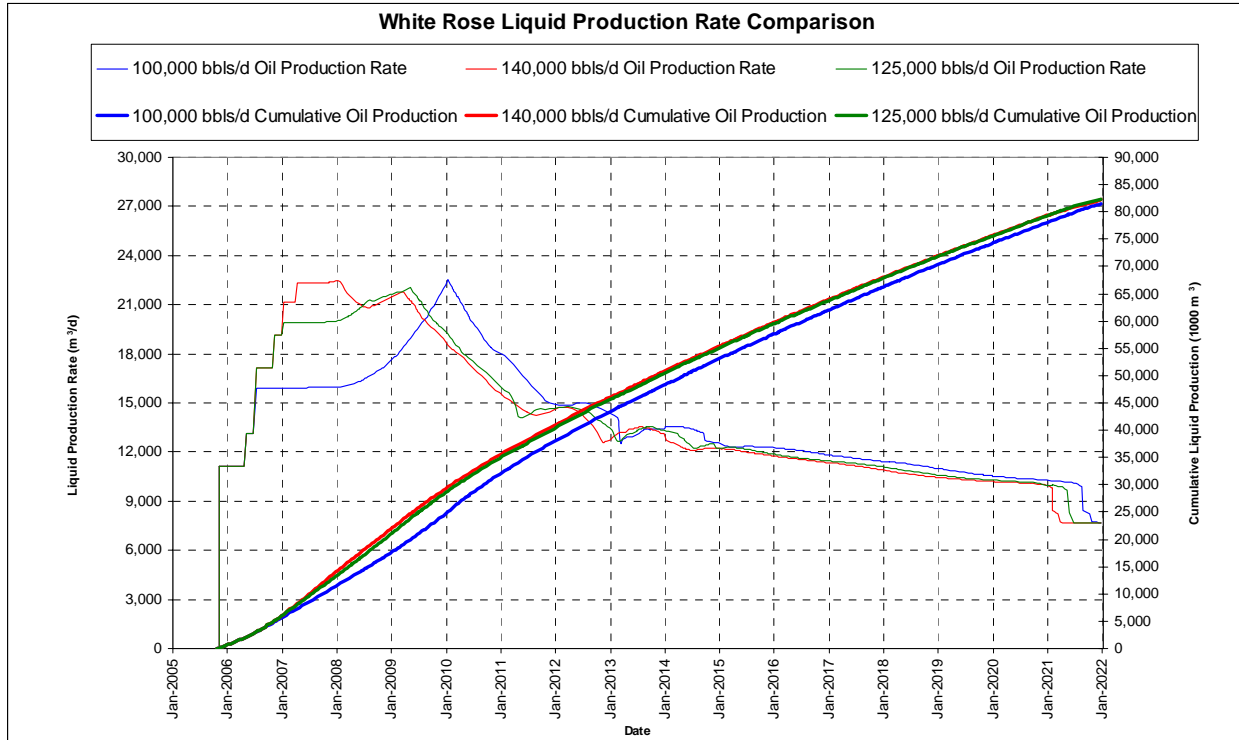


Figure 4.10 : Comparaison des résultats de la simulation de l'accroissement des taux de production de fluides du champ White Rose (Source : OCTLHE)

4.5 Conclusions

Voici les conclusions qui découlent de l'analyse réalisée par le personnel de l'Office :

1. L'interprétation géologique du gisement Avalon Sud n'a presque pas changé depuis la soumission du plan initial de mise en valeur. Le modèle géologique utilisé par le promoteur pour réaliser les études du réservoir est acceptable.
2. La valeur des réserves contenues dans le gisement Avalon Sud n'a pas changé par rapport à celle indiquée dans le plan initial de mise en valeur (c.-à-d. de 200 à 250 Mb de pétrole).
3. Le personnel de l'Office considère que le promoteur a obtenu un appariement historique satisfaisant à partir des données de production fournies. Les modifications apportées par le promoteur au modèle de simulation du réservoir ont été évaluées et sont considérées comme acceptables et adéquates.

4. L'accroissement de la valeur de TPPA, pour la faire passer de 100 000 bp/j (15 900 m³/j) à 125 000 bp/j (19 875 m³/j), constitue une modification adéquate.
5. Bien que le taux de récupération finale de pétrole du gisement Avalon Sud ne soit pas fonction des taux de production, jusqu'à une valeur de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), l'analyse effectuée par le personnel de l'Office indique que la valeur de TPQMI de 140 000 bp/j (22 261 m³/j) semble être proche de la valeur limite de la capacité de production de la région du champ faisant l'objet des travaux de mise en valeur. Par conséquent, il n'est pas indiqué d'approuver une valeur de TPQMI ou de TPPA supérieure à 125 000 bp/j (19 875 m³/j), du moins pas avant que le promoteur ne démontre à l'aide d'essais que lesdits taux constituent des valeurs acceptables pour le DS et le DE de l'Office.

4.6 Avis

Voici une liste des recommandations du personnel de l'Office :

1. Approbation, par l'Office, d'une valeur de TPPA de 45,6 Mb (7,25 Mm³), selon une valeur moyenne de taux de production de pétrole quotidien de 125 000 bp/j (19 875 m³/j), sous réserve du critère suivant :
 - Le DE de l'Office peut en tout temps réduire la valeur du taux de production s'il existe un écart important entre le rendement du réservoir et les valeurs prévues dans la demande du promoteur et que, de plus, il a de bonnes raisons de croire que le taux de production autorisé peut entraîner des pertes.
2. Approbation, par l'Office, d'un accroissement de la valeur de TPPA, afin qu'elle soit supérieure à 125 000 bp/j (19 875 m³/j), mais inférieure à 140 000 bp/j (22 261 m³/j), une fois que le promoteur aura démontré qu'une valeur de TPQMI supérieure à 125 000 bp/j (19 875 m³/j) constitue une valeur acceptable pour le DS et le DE.

5.0 EXPLOITATION DE L'INSTALLATION ET MESURES DE SÉCURITÉ

Le 29 septembre 2006, le DS et le DE de l'Office ont approuvé l'accroissement de la valeur de TPQMI visant à la faire passer de 100 000 bp/j (15 900 m³/j) à 125 000 bp/j (19 875 m³/j). La présente demande de modification porte sur un accroissement additionnel de cette valeur afin de la faire passer à 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

Chaque demande doit être examinée selon ses qualités intrinsèques, en tenant compte des caractéristiques particulières et de l'aménagement des installations de production, mais il existe toutefois un certain nombre d'éléments communs, associés à la sécurité, qui doivent être étudiés afin de confirmer qu'aucun obstacle à ce chapitre n'empêche la mise en œuvre de l'accroissement du débit. Les éléments communs comprennent entre autres :

- a) une analyse technique détaillée des hypothèses et critères de conception initiaux utilisés dans le processus de sélection des divers composants du système de production et de traitement, afin d'identifier toutes les conditions limites possibles du système et de confirmer que le débit ne dépasse pas les valeurs limites nominales établies pour chaque composant;
- b) une analyse détaillée des risques et de l'exploitabilité du système de production et des services de soutien connexes de l'installation, afin d'identifier tous les problèmes de sécurité ayant trait à l'exploitabilité;
- c) un examen et une évaluation, réalisés par un tiers indépendant, portant sur la question, d'un point de vue technique – leur réalisation doit être effectuée par l'AC dans le cadre de la délivrance du certificat de conformité de l'installation.

L'expérience acquise dans le cadre d'examens de cas antérieurs démontre que dans bien des cas, les résultats probants d'études techniques et d'analyse d'exploitabilité ne permettent pas d'identifier clairement tous les risques possibles en matière de sécurité. C'est pourquoi toute demande portant sur l'accroissement du taux de production doit aussi comporter, parmi les documents d'appui, les résultats d'essais de terrain réalisés

sous la direction de personnel qualifié. L'exécution de tels essais doit être effectuée de manière contrôlée, c'est-à-dire en accroissant lentement, à court terme, le taux de production et en assurant l'enregistrement des paramètres critiques. Les éléments critiques qui doivent être surveillés et enregistrés lors des essais susmentionnés sont déterminés grâce aux résultats des diverses études techniques réalisées afin d'établir les goulots d'étranglement pouvant se produire dans les différents processus.

5.1 Analyse

Le personnel de l'Office a examiné ces questions relatives à la demande du promoteur. L'examen portait principalement sur la capacité et la portée de l'approche du promoteur en matière de sécurité.

Le promoteur a exécuté les études, analyses et essais de terrain suivants à l'appui de la présente demande :

- a) Étude sur les mesures d'élimination des goulots d'étranglement;
- b) Analyse des vibrations subies par la tuyauterie;
- c) Essai de détermination du rendement du cycle de procédés;
- d) Essai de détermination du rendement du générateur principal;
- e) Examen d'études antérieures sur la sécurité portant sur le projet de mise en valeur du champ White Rose et comportant des éléments de sensibilité aux risques associés à l'accroissement du taux de production, notamment l'analyse quantitative des risques, l'analyse des risques de défaillance du refuge temporaire, l'analyse des risques d'incendie, l'analyse des risques de propagation de gaz inertes, l'analyse des risques de collisions avec des navires et l'analyse des risques d'explosion dans la chambre des pompes de cargaison.

Les résultats de ces études ont permis d'identifier un certain nombre de questions devant être abordées et résolues dans le cadre de la phase de mise en œuvre de l'accroissement du taux de production visant à le faire passer à 140 000 bp/j (22 261 m³/j). Voici une liste de certaines des questions clés identifiées par le personnel de l'Office lors de l'examen de la demande portant sur les facteurs de sécurité :

- a) Des essais de rendement ont été exécutés avec succès jusqu'à une valeur de taux de production de 125 000 bp/j (19 875 m³/j) et les résultats ont servi à effectuer la simulation des conditions prévues, pour une valeur de 140 000 bp/j (22 261 m³/j) – des essais de terrain supplémentaires sont nécessaires afin de confirmer que l'installation a la capacité de bien fonctionner à des taux de production supérieurs à 125 000 bp/j (19 875 m³/j).
- b) Le promoteur a établi le besoin d'étudier plus en détail plusieurs problèmes de goulots d'étranglement, dont la résolution est essentielle pour le bon fonctionnement de l'installation à des taux de production supérieurs pouvant atteindre 140 000 bp/j (22 261 m³/j).
- c) Bien que le promoteur ait demandé à l'AC d'examiner et évaluer cette question conformément aux protocoles établis dans le processus de délivrance du certificat de conformité de l'*IFPSD SeaRose*, il reste un certain nombre de problèmes non résolus qui sont du ressort de l'AC et qui justifient l'exécution, par le promoteur, de travaux supplémentaires, avant que le personnel de l'Office ne prenne une décision, de façon claire et finale, au chapitre de la faisabilité de l'accroissement du taux de production proposé et des questions de sécurité connexes.
- d) Les études techniques réalisées par le promoteur, ainsi que la portée de l'examen indépendant de la question réalisé par l'AC, sont basées sur une valeur de taux de production maximum de 140 000 bp/j (22 261 m³/j). Les résultats de ces études confirment le fait que l'installation peut bien fonctionner à un taux de production de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), mais aucune donnée d'évaluation qui laisserait croire qu'une capacité supérieure serait acceptable n'a été fournie.
- e) Les résultats des études techniques du promoteur démontrent que les débits, dans les conduites de pétrole brut, sont supérieurs aux marges de tolérance établies dans la norme RP 14E de l'API, laquelle fait partie des règlements de l'OCTLHE. Cette question pourrait constituer un problème en matière d'érosion et des vibrations

subies par la tuyauterie. Le promoteur a toutefois indiqué que les valeurs de débit se situent à l'intérieur des marges de tolérance établies dans les lignes directrices norvégiennes NORSOK.

- f) Le promoteur reconnaît qu'il entend exploiter l'usine de manière à ce que la valeur de la capacité de traitement des liquides ne dépasse pas la valeur limite actuelle de 207 900 b/j (33 050 m³/j), en accord avec les données des diverses analyses de nature technique soumises à l'appui de la présente demande.
- g) Des modifications devront être apportées au plan de sécurité de l'*IFPSD SeaRose*, afin de représenter fidèlement les renseignements mis à jour portant sur l'accroissement proposé du taux de production de l'installation, qui vise à la faire passer de 125 000 bp/j (19 875 m³/j) à 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

En tenant compte du fait que l'examen de la question réalisé par l'AC était incomplet et qu'il reste encore un certain nombre de questions techniques non résolues associées aux études en cours, le personnel de l'Office a demandé au promoteur de soumettre des renseignements mis à jour à ce chapitre. Dans la mise à jour soumise le 2 février 2007, le promoteur indique que l'étude de ces questions se poursuit de manière satisfaisante et avec diligence. L'examen de la question par l'AC devait, quant à lui, atteindre l'étape de « l'autorisation conditionnelle » (c.-à-d. une approbation comportant certaines restrictions) avant la fin février 2007. Le personnel de l'Office en a donc conclu que la résolution des questions techniques associées à l'accroissement du taux de production a été effectuée de manière adéquate, dans le domaine de l'examen réalisé par l'AC, et qu'il n'y a plus aucune question de sécurité non résolue en ce domaine qui empêcherait le personnel de poursuivre l'examen de la présente demande.

De plus, dans la réponse soumise le 2 février 2007, le promoteur confirme son intention de poursuivre l'exécution des essais de rendement sur le terrain, une fois que le nombre requis de puits de production aura été achevé. Selon le promoteur, ces essais pourraient être réalisés dès avril 2007.

Les études techniques réalisées par le promoteur et la portée de l'examen indépendant de la question réalisé par l'AC confirment qu'un taux maximum de 140 000 bp/j (22 261 m³/j) est acceptable, mais aucune évaluation démontrant la faisabilité d'une capacité supérieure à cette valeur n'a été soumise. Par conséquent, le DS de l'Office fixera la CMS à 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

Actuellement, la valeur autorisée de TPQMI est de 125 000 bp/j (19 875 m³/j). Le promoteur peut effectuer des essais à un taux de production stable supérieur à cette valeur de 125 000 bp/j (19 875 m³/j), en autant qu'il assure une capacité de réserve suffisante qui permet de ne pas dépasser la valeur de CMS de 140 000 bp/j (22 261 m³/j). Selon les résultats des essais, le promoteur pourrait soumettre, pour approbation par le DS et le DE de l'Office, un accroissement de la valeur de TPQMI qui la porterait au-dessus de la valeur actuelle de 125 000 bp/j (19 875 m³/j).

Finalement, le promoteur a indiqué qu'il prenait les mesures nécessaires pour obtenir du DS un accord d'équivalence portant sur l'utilisation proposée des lignes directrices norvégiennes NORSOK, plutôt que celle des critères établis dans la norme RP 14E de l'API, afin qu'il soit clairement reconnu que ces lignes directrices assurent un niveau de sécurité équivalent en matière de débits dans les conduites de pétrole brut, et qu'il entreprenait la mise à jour du plan de sécurité de l'*IFPSD SeaRose* de manière opportune afin de témoigner fidèlement de l'accroissement de la valeur du taux de production et de son passage de 125 000 bp/j (19 875 m³/j) à 140 000 bp/j (22 261 m³/j).

5.2 Conclusions

En se basant sur l'examen des éléments ayant trait à la sécurité réalisé par le personnel de l'Office, on peut conclure que les renseignements fournis renforcent la décision de fixer la valeur de CMS à 140 000 bp/j (22 261 m³/j). De même, la valeur de TPQMI ne devrait

pas être accrue et devrait être de 125 000 bp/j (19 875 m³/j), du moins jusqu'à ce que les résultats d'essais démontrent qu'une valeur accrue du taux est acceptable. Tout accroissement du TPQMI pour le faire passer à une valeur supérieure à la valeur actuelle doit être accompagné de mesures assurant une capacité de réserve suffisante pour compenser les effets de possibles problèmes d'exploitation, et ce, sans dépasser la valeur de CMS.

5.3 Avis

Le personnel de l'Office recommande l'approbation, par le DS, de la valeur de CMS de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), conformément aux conditions suivantes :

- a) La valeur de CMS de l'IFPSD SeaRose fixée par le DS doit être de 140 000 bp/j (22 261 m³/j), sous réserve de l'assentiment de l'AC. Le promoteur doit s'assurer que les mesures de contrôle nécessaires ont été prises pour garantir que la valeur de CMS ne dépasse pas 140 000 bp/j (22 261 m³/j).
- b) La capacité de traitement de liquides maximale de l'IFPSD SeaRose ne doit pas dépasser 207 900 b/j (33 050 m³/j), sauf avis contraire du DS.

Le personnel de l'Office recommande aussi que la valeur de TPQMI ne soit pas accrue et ne dépasse pas la valeur approuvée actuelle de 125 000 bp/j (19 875 m³/j), du moins pas avant que les conditions suivantes ne soient remplies, et ce, à la satisfaction du DS de l'Office :

- a) Le promoteur doit soumettre les documents requis, en formulant une requête réglementaire relative à l'utilisation proposée des ligne directrices norvégiennes NORSOK, plutôt que celle des critères établis dans la norme RP 14E de l'API, afin qu'il soit clairement reconnu que ces lignes

directrices assurent un niveau de sécurité équivalent en matière de débits dans les conduites de pétrole brut, en ce qui concerne l'analyse de la corrosion et des vibrations subies par la tuyauterie. La requête réglementaire doit être approuvée par le DS avant d'accroître le taux de production pour le porter à plus de 125 000 bp/j (19 875 m³/j).¹

- b) Des essais de rendement doivent être exécutés en mer, de manière sûre et contrôlée, afin de confirmer qu'il est possible de fonctionner à un taux supérieur à la valeur autorisée actuelle de 125 000 bp/j (19 875 m³/j), et ce, dans le cadre d'un programme d'essais approuvé par l'AC. Les résultats du programme d'essai doivent être soumis pour approbation au DS et au DE, avant que le taux ne soit accru et porté au-delà de 125 000 bp/j (19 875 m³/j).
- c) Toutes les mises à jour nécessaires du plan de sécurité de l'IFPSD *SeaRose* doivent être présentées au DS et autorisées par celui-ci avant d'accroître le taux de production stable et le faire passer au-delà de 125 000 bp/j (19 875 m³/j).

¹ Le 1^{er} mars 2007, le promoteur a soumis des documents où il est indiqué que les valeurs de débit de fluides dans les conduites de pétrole brut ne dépassent pas celles établies dans la norme RP 14 E de l'API et qu'il n'était pas nécessaire de formuler une requête réglementaire.

6.0 QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

Le personnel de l'Office a examiné la demande du promoteur afin de déterminer si l'accroissement du taux de production soulève de nouvelles questions environnementales. Selon les renseignements fournis, il est manifeste que toutes les activités sont du domaine de l'étude approfondie portant sur le projet White Rose, réalisée en 2000 en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Les activités en question comprennent le rejet d'eau produite et de résidus de forage. Par conséquent, il n'existe pas de question ou de préoccupation environnementale relative à la présente demande. On a répondu de manière satisfaisante aux observations du public à propos de l'eau produite et de la fréquence des déversements occasionnels (voir la section 7.0).

7.0 OBSERVATIONS DU PUBLIC

L'Office a décidé d'afficher la demande sur son site Web, du 15 décembre 2006 au 19 janvier 2007, afin qu'elle puisse être consultée par le grand public et que des remarques puissent être présentées. Lors de ses travaux, le personnel de l'Office n'a tenu compte que des observations soumises portant sur le fond de la demande. Une seule remarque a été étudiée à cet égard (voir l'annexe A).

La section ci-après présente la manière dont cette observation a été traitée.

1. L'OCTLHE effectuera-t-il une nouvelle évaluation du taux accru de production de pétrole lorsque de l'eau produite commencera à être rejetée par l'IFPSD (ainsi que par la suite, à mesure que le volume d'eau produite augmentera)?

Dans l'étude approfondie portant sur le projet White Rose, on indique (page 335) que « la valeur pratique maximale d'eau produite est estimée à 30 000 m³/j. » Dans le document de renseignements supplémentaires soumis par Husky en novembre 2006, on indique (page 23) « qu'en se basant sur les prévisions obtenues au moyen du modèle ECLIPSE de simulation de réservoir, la valeur maximale prévue du taux de rejet d'eau produite, dans le cas du gisement Avalon Sud du champ White Rose, est d'environ 22 000 m³/j. » La valeur pratique maximale d'eau produite estimée à 30 000 m³/j, mentionnée dans l'étude approfondie portant sur le projet White Rose, correspond au débit de rejet maximum des installations du projet White Rose. Le promoteur devra élaborer un addenda et le joindre à l'évaluation environnementale du projet White Rose avant que l'OCTLHE n'étudie la possibilité d'accroître le taux maximum de rejet d'eau produite et de le faire passer au-delà de 30 000 m³/j.

2. De manière plus précise, la teneur moyenne en pétrole de l'eau produite, pour une période de 24 heures, est-elle égale ou inférieure à la valeur cible établie dans les lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers de 2007? (L'accroissement de la production du champ Terra Nova constitue un élément

pertinent relatif à la présente question – où peut-on trouver des données sur la teneur en pétrole de l'eau produite rejetée? – l'accroissement de la production quotidienne de pétrole de l'installation du projet Terra Nova a-t-il entraîné une réduction de sa capacité à respecter la valeur cible établie dans les lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers de 2007?)

Tous les exploitants doivent s'assurer que la teneur en pétrole de l'eau produite de leurs installations est inférieure ou égale aux valeurs maximales établies dans les lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers d'août 2002. Il incombe à l'exploitant de mettre en œuvre des mesures qui garantissent que la teneur en pétrole de l'eau produite ne dépasse jamais les valeurs maximales susmentionnées. Dans le cas du projet White Rose, les valeurs maximales de la teneur en pétrole de l'eau produite sont de 30 mg/L (moyenne sur 30 jours, pondérée en fonction du volume) et de 60 mg/L (moyenne quotidienne).

Le rejet d'eau produite dont la teneur en pétrole est supérieure aux valeurs maximales des lignes directrices constitue un déversement, en vertu du paragraphe 161(1) de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Atlantique*. La réponse réglementaire, en cas d'infraction comportant un déversement, est basée sur la gravité de l'événement, ce qui peut mener, dans certains cas, à des mesures telles que la suspension de l'exploitation ou une poursuite judiciaire.

3. Quel est le lien entre la fréquence des déversements occasionnels et l'accroissement du taux de production quotidien? Dans l'évaluation environnementale du projet White Rose (2001, p. 416), on indique « qu'il est actuellement difficile d'élaborer des prévisions relatives à la fréquence de déversements de cette nature, car le modèle final du dispositif de chargement et de déjaugage n'a pas encore été déterminé. » Compte tenu de l'accroissement prévu de la fréquence de déchargement, il serait important, pour la présente demande, d'effectuer une mise à

jour de l'état de la question.

Le personnel de l'Office a conclu qu'il serait approprié que le promoteur réponde à cette observation, ce qu'il a fait; sa réponse est présentée à l'annexe B. Le promoteur conclut que « bien que la fréquence de déchargement accrue puisse entraîner une augmentation des possibilités de déversement lors des travaux de déchargement, la probabilité d'un tel évènement est très faible. » Le personnel de l'Office est d'accord avec l'analyse et les conclusions du promoteur à ce chapitre.

Annexe A : Observations du public

7 janvier 2007

OCTLHE
140, rue Water
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)

À qui de droit,

Veillez étudier les observations suivantes ayant trait à l'accroissement du volume de production du projet White Rose :

1. L'essai réalisé en juillet 2006 ne comprenait pas l'étude de rejets d'eau produite.
 - L'OCTLHE effectuera-t-il une nouvelle évaluation du taux accru de production de pétrole lorsque de l'eau produite commencera à être rejetée par l'IFPSD (ainsi que par la suite, à mesure que le volume d'eau produite augmentera)? De manière plus précise, la teneur moyenne en pétrole de l'eau produite, pour une période de 24 heures, est-elle égale ou inférieure à la valeur cible établie dans les lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers de 2007? (L'accroissement de la production du champ Terra Nova constitue un élément pertinent relatif à la présente question – où peut-on trouver des données sur la teneur en pétrole de l'eau produite rejetée? – l'accroissement de la production quotidienne de pétrole de l'installation du projet Terra Nova a-t-il entraîné une réduction de sa capacité à respecter la valeur cible établie dans les lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers de 2007?)

2. Quel est le lien entre la fréquence des déversements occasionnels et l'accroissement du taux de production quotidien? Dans l'évaluation environnementale du projet White Rose (2001, p. 416), on indique « qu'il est actuellement difficile d'élaborer des prévisions relatives à la fréquence de déversements de cette nature, car le modèle final du dispositif de chargement et de déjaugage n'a pas encore été déterminé. » Compte tenu de l'accroissement prévu de la fréquence de déchargement, il serait important, pour la présente demande, d'effectuer une mise à jour de l'état de la question.

Veillez agréer mes sincères salutations,

Gail Fraser (Ph.D.)
Professeure adjointe
Faculté des études de l'environnement
Université York
4700, rue Keele
Toronto (Ontario) M3J 1P3

Annexe B : Lettre de Husky

Husky Energy

Bureau 901, Scotia Centre
235, rue Water
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador) Canada
A1C 1B6

Téléphone : 709-724-3900
Télécopieur : 709-724-3915

19 janvier 2007

Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
5^e étage, TD Place
140, rue Water
St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador)
A1C 6H6

N° de référence : HUS-CPB-DG-LTR-00005

À l'attention de : M. John Crocker

N° de dossier : 1219

Cher M. Crocker,

Objet : Réponse à l'observation de Mme Gail Fraser sur l'accroissement du volume de production du projet White Rose faisant l'objet de la demande de modification du plan de mise en valeur de Husky Energy

Voici la réponse de Husky à la remarque de Mme Gail Fraser (Ph.D.) portant sur le lien entre la fréquence des déversements occasionnels et l'accroissement du taux de production quotidien.

Le tuyau de déchargement de l'IFPSD SeaRose est utilisé périodiquement pour effectuer le transfert du pétrole produit, des citernes de cargaison au pétrolier navette. Dans le cadre de l'évaluation quantitative des risques du projet White Rose, le tuyau de déchargement est considéré comme un tube guide flexible et la fréquence des rejets est tirée de la base de données PARLOC 2001 (*The update of loss of Containment Data for Offshore Pipelines*), laquelle contient des données sur les défaillances génériques de tubes guides, pour toutes les plages de pression. La fréquence totale de rejets imputables au tuyau de déchargement est établie à $5,70 \times 10^{-3}$ par année, soit un événement par 175 ans, selon les critères d'évaluation de la sécurité. Toutefois, cette valeur de la fréquence de rejets est basée sur le fonctionnement continu, sous pression, du tuyau de déchargement. Comme le tuyau en question sera exclusivement utilisé lors des activités de déchargement, il sera entreposé et confiné à bord de l'IFPSD. Par conséquent, la valeur de la fréquence de rejets imputables au tuyau doit être réduite, en fonction de celle de son utilisation.

La capacité de stockage du navire citerne de déchargement est supérieure à celle de l'IFPSD et, habituellement, il est préférable que le navire citerne quitte le champ en pleine charge. On considère que l'amarrage prolongé du navire citerne, pendant que l'IFPSD complète le volume de production, ne constitue pas une situation sûre; c'est pourquoi le déchargement du pétrole brut est effectué en deux étapes. Cette manière implique que le tuyau de déchargement sera fixé au navire citerne, puis détaché de celui-ci plus fréquemment que dans le cas d'un transfert en une étape, et on pourrait donc soutenir que le risque de dommages subis par le tuyau est plus élevé, et, de ce fait, que la possibilité de rejet de pétrole brut durant les activités de transfert serait elle aussi accrue. Pour tenir compte de ce facteur, et aux fins de la présente discussion, on a donc augmenté de 10 % la valeur de la fréquence de rejets établie dans la base de données PARLOC. La valeur modifiée de la fréquence totale de rejets de pétrole brut attribuables au tuyau de déchargement est de $6,27 \times 10^{-3}$ par année, soit un événement par 160 ans.

Analyse, par le personnel de l'Office, de la demande de modification du plan de mise en valeur du champ White Rose

Dans le cas actuel, soit l'exploitation à un taux de production de 100 000 bp/j, une cargaison entière (840 000 barils) est déchargée dans les citernes du pétrolier navette à une fréquence d'environ 8 jours. Dans le cas de l'exploitation à un taux de production de 140 000 bp/j, le déchargement d'une cargaison entière se ferait à tous les 6 jours. Une estimation prudente de la durée d'un déchargement entier se chiffre à 24 heures. On peut donc appliquer à la valeur de la fréquence de rejets un coefficient de 1/8, dans le cas du taux de production de 100 000 bp/j, et de 1/6, dans celui du taux de 140 000 bp/j, afin de tenir compte de la période d'utilisation réelle du tuyau. Dans ces conditions, l'accroissement du taux de production de pétrole, pour le faire passer de 100 000 à 140 000 bp/j, pourrait entraîner une augmentation de la possibilité de rejets de pétrole brut attribuables au tuyau lors de transferts; selon les calculs statistiques, la fréquence passerait donc de $7,43 \times 10^{-4}$ par année (un évènement par 1276 ans) à $1,5 \times 10^{-3}$ par année (un évènement par 957 ans).

Selon les données PARLOC, il existe une répartition de la fréquence de rejets en fonction des dimensions du trou dans le tube guide; 68 % des trous seraient de petites dimensions (de 0 à 20 mm), 11 % seraient de taille moyenne (de 20 à 80 mm) et 21 % seraient d'un diamètre semblable à celui du tube guide. Si la détection des rejets attribuables aux trous de petites et moyennes dimensions est relativement rapide, le déversement pourrait probablement être confiné en adoptant des mesures d'intervention appropriées et il n'y aurait pas de rejet important de pétrole brut, car les pompes d'évacuation seraient fermées dès la détection de rejets. Toutefois, la rupture causée par un grand trou ou d'un trou dont le diamètre est semblable à celui du tuyau pourrait entraîner la libération d'un important volume de pétrole. Selon les calculs statistiques, la fréquence de rupture du tuyau de déchargement serait de $1,68 \times 10^{-4}$ par année (un évènement par 5961 ans), dans le cas du taux de production de 100 000 bp/j, et de $2,2 \times 10^{-4}$ par année (un évènement par 4471 ans), dans celui du taux de 140 000 bp/j.

Il est donc évident que bien que la fréquence de déchargement accrue puisse entraîner une augmentation des possibilités de déversement lors des travaux de déchargement, la probabilité d'un tel évènement est en fait très faible.

Pour toute question, veuillez me contacter, au 722-4760, ou contacter Mme Kathy Knox, au 724-3994.

Veuillez agréer mes sincères salutations,

HUSKY OIL OPERATING LIMITED

Chris Laing
Directeur du développement

KK/jp

c.c. Kathy Knox
Jeff Jenkins
Francine Wight

Annexe C : Glossaire

TPPA

Taux de production de pétrole annuel

b (barils)

1 b = 0,15898 m³

Office (l')

L'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

OCTLHE

Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Puits de délimitation

Puits foré afin de déterminer l'étendue d'un réservoir.

Puits de développement

Puits foré pour assurer la production de pétrole, ou pour effectuer l'observation d'une accumulation de pétrole, ou pour exécuter l'injection de fluides dans une accumulation de pétrole ou leur élimination de celui-ci.

TPQMI

Taux de production quotidien maximum de l'installation

Faïlle

Terme géologique désignant une fracture dans la continuité d'un massif rocheux.

IFPSD

Installation flottante de production, stockage et déchargement

Injection

Technique qui consiste à pomper du gaz ou de l'eau dans un réservoir producteur de pétrole afin de stimuler et d'accroître la production.

Diagraphie

Enregistrement systématique de données provenant de diverses sources et outils, par exemple des diagraphies du foreur, diagraphies de boue, diagraphies électriques ou diagraphies nucléaires.

CMS

Capacité maximale de sécurité

M

Millions

m³

1 m³ = 6,2898 b

Pétrophysique

Étude des caractéristiques physiques des roches qui composent un réservoir, basée sur les données recueillies à l'aide de diverses méthodes de diagraphie.

Gisement

Réservoir naturel souterrain contenant ou semblant contenir une accumulation de pétrole qui est distincte, ou semble distincte, de toute autre accumulation.

Unité de porosité

Mesure de la porosité d'une formation utilisée pour l'échelle de la diagraphie de neutrons porosimétrique ou de toute autre diagraphie porosimétrique. La graduation de l'unité de porosité est exprimée en pourcentage (1 %) de la porosité.

Eau produite

Eau associée aux réservoirs de pétrole et de gaz naturel, qui est recueillie en même temps que ces produits.

Plate-forme de production

Structure située en haute mer, comportant l'équipement nécessaire pour produire et traiter le pétrole et le gaz naturel.

Puits de production

Puits foré et achevé, afin de produire du pétrole brut ou du gaz naturel.

Réserves prouvées

Quantités d'hydrocarbures dont la présence a été prouvée au moyen de forages ou de sondages ou situation pour laquelle des données de nature géologique et géophysique permettent de prévoir la présence d'hydrocarbures dans des blocs faillés contigus. La récupération de ces hydrocarbures est considérée comme possible avec un degré de certitude élevé.

Réserves probables

Quantités d'hydrocarbures dont la présence est prévue dans des blocs faillés contigus à ceux qui ont été sondés par forage de puits et dans lesquels pourraient se prolonger les axes préférentiels de nature géologique. De plus, lorsque les surfaces de contact des fluides n'ont pas été délimitées dans la zone de forage, leur présence peut aussi être prévue de manière acceptable. Il faut toutefois exécuter des forages additionnels pour

prouver la présence des hydrocarbures. On peut supposer que la récupération de ces hydrocarbures est possible, dans des conditions normales, mais leur exploitation comporte un certain niveau de risque associé à la nature géologique du réservoir ou à son rendement de production.

Réserves

Volumes d'hydrocarbures dont la quantité a été prouvée au moyen de données de forages, de sondages et de l'interprétation des données de nature géologique, géophysique et technique, et qui sont considérées comme récupérables en utilisant les techniques actuelles, dans des conditions économiques présentes et prévues. Les champs Hibernia, Terra Nova et White Rose sont classés dans la catégorie des réserves.

Réservoir

Formation de roches poreuses et perméables dans laquelle des hydrocarbures se sont accumulés.

Pression de réservoir

Pression exercée par les fluides présents dans un réservoir.

Grès

Roche sédimentaire compacte composée de grains détritiques ayant la taille de grains de sable.

Sismique

Relatif aux vibrations terrestres ou produit par celles-ci. Le terme désigne aussi une méthode qui permet de tirer, des signaux sonores transmis à travers le sol, des renseignements sur les structures géologiques souterraines.

Personnel (le)

Le personnel de l'OCTLHE.