

DÉCISION 2002.01
CONCERNANT
LA MODIFICATION DU
PLAN DE MISE EN VALEUR DE TERRA NOVA

OCTOBRE 2002

Available in English

ISBN 0-921569-39-6

Table des matières

1. Sommaire	1
2. La présente demande	4
2.1 Contexte	4
2.2 Demande d'août 2002	6
2.2.1 Modèle géologique	6
2.2.2 Historique de la production et modèle de simulation du réservoir	8
2.2.3 Appariement de l'historique de la production	10
2.2.4 Plan d'épuisement dans le scénario de base	11
2.2.5 Étude de la sensibilité aux taux de production.....	15
2.2.6 Études de la sensibilité aux taux de production, au profil de perméabilité et à la miscibilité des puits	17
2.3 Examen de l'Office.....	18
2.3.1 Examen du modèle géologique.....	18
2.3.2 Examen du modèle de simulation du réservoir.....	19
2.3.3 Demande d'augmentation du taux de production annuel d'huile.....	23
2.3.4 État des exigences de l'Office	25
2.3.5 Impact sur la durée de vie du champ	26
2.3.6 Capacité des installations.....	28
3. Conclusion.....	29
Annexe 1 Examen par l'Office de la demande de janvier 2000	31
Annexe 2 Puits utilisés par le Promoteur pour étayer le modèle géologique de Terra Nova.....	45
Annexe 3 Décision 97.02 - Conditions non remplies	49
Annexe 4 Glossaire.....	55

Liste des figures

- Figure 2.1 : Petro-Canada : stratigraphie de Jeanne d'Arc
- Figure 2.2 : Emplacements des puits forés de Terra Nova et désignations des blocs
faillés
- Figure 2.3 : Plan d'exploitation du champ entier – Graben et East Flank
- Figure 2.4 : Courbe de production de pétrole dans le scénario de base - Graben/East
Flank
- Figure 2.5 : Plan d'exploitation du champ entier, Far East compris
- Figure 2.6 : Courbes de production de pétrole du champ entier dans le scénario de base
- Graben/East Flank et Graben/East Flank/Far East
- Figure 2.7 : Courbes de sensibilité de la production de pétrole au taux maximum –
Graben/East Flank

- Figure 2.8 : Courbes de sensibilité de la production de pétrole au taux maximum - Graben/East Flank/Far East
- Figure 2.9 : Effet de la pression du réservoir sur le facteur de récupération du pétrole en simulation de composition
- Figure 2.10 : Taux de production journaliers moyens du Graben et de l'East Flank
- Figure 2.11 : Taux de production journaliers moyens du champ entier de Terra Nova (Gaben, East Flank et Far East)
- Figure 2.12 : Taux de production annuels moyens en fonction du temps pour le champ Graben/East Flank de Terra Nova
- Figure 2.13 : Taux de production annuel moyen en fonction du temps pour le champ entier de Terra Nova

Liste des tableaux

- Tableau 2.1 : Propriétés générales de PVT de Terra Nova (avec et sans compression de gaz)
- Tableau 2.2 : Comparaison des réservoirs de stockage d'huile en place originale pour le Graben et l'East Flank.
- Tableau 2.3 : Effet du taux maximum de production de pétrole sur la récupération du modèle du champ entier
- Tableau 2.4 : Résultats de sensibilité au taux en simulation de composition
- Tableau 2.5 : Comparaison entre les estimations de l'huile en place originale, tirées par l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, du bilan matière, et celles tirées par le Promoteur, de l'appariement historique de la simulation du réservoir
- Tableau 2.6 : Comparaison entre les estimations volumétrique d'huile en place originale, établies par l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et celles établies par le Promoteur

1. Sommaire

Le 12 janvier 2000, Petro-Canada (le Promoteur) a soumis, au nom des propriétaires de Terra Nova et en vertu de l'article 34 du Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, une demande de modification du taux de production approuvé pour le champ Terra Nova, en vue de faire passer le taux de production annuel de pétrole, de l'équivalent de 16 000 m³/j (100 600 barils/j) à 23 850 m³/j (150 000 barils/j).

Cette proposition aurait pour effet d'augmenter la production annuelle maximale permise, de 5,8 millions de mètres cubes (36,7 millions de barils) à 8,7 millions de mètres cubes (54,8 millions de barils). L'Office Canada - Terre neuve des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) a jugé que la demande du Promoteur constituait une demande de modification du plan de mise en valeur de Terra Nova approuvé précédemment par l'Office. En vertu des *lois de mise en œuvre*, l'approbation par l'Office d'une telle modification est une décision fondamentale et, par conséquent, elle requiert également l'approbation du ministre fédéral des Ressources naturelles du Canada et du ministre provincial des Mines et de l'Énergie.

Pour étayer sa demande, le Promoteur a soumis le document intitulé ***TN-PE-RD15-400-010, Terra Nova Development Application to Increase Field's Average Peak Oil Production Rate***. Selon le Promoteur, les résultats des études basées sur des taux de production de 16 000 m³/j (100 600 barils/j), 23 850 m³/j (150 000 barils/j) et 31 800 m³/j (200 000 barils/j) ne montrent aucun effet ni aucune différence sur les réserves récupérables. Le Promoteur souligne également que la capacité nominale du système est de 23 850 m³/j (150 000 barils/j) de pétrole.

Après avoir étudié la demande datée du 12 janvier 2000 (soumission 1), l'Office a avisé le Promoteur qu'avant de prendre une décision au sujet de l'augmentation du taux de production, il exigeait de l'information supplémentaire comprenant, entre autres, les données relatives à six mois de production au moins, à inclure dans la mise à jour de la simulation.

Le 6 août 2002, le Promoteur a soumis les études de simulation du réservoir, mises à jour, à l'appui de sa demande d'augmentation du taux de production, et il a également soumis une demande d'augmentation du taux de production du champ Terra Nova, de 16 000 m³/j (100 600 barils/j) à 31 800 m³/j (200 000 barils/j) (soumission 2). Pour étayer sa demande, le Promoteur a soumis le document intitulé ***Application to Increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field***. Le 13 septembre 2002, le Promoteur a soumis le document intitulé ***Supplemental Information to Application to Increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field*** qui contenait les renseignements supplémentaires demandés par l'Office.

Pour les besoins du présent rapport de décision, l'Office a considéré que l'information contenue dans la demande du 12 janvier 2002 (soumission 1) et l'information contenue dans les soumissions du 6 août et du 13 septembre 2002 (soumission 2) constituaient « la Demande » examinée.

En juillet 2002, le Promoteur a effectué un test de capacité, qui a prouvé que la capacité de production des installations de traitement pétrolières et gazières dépassait 23 800 m³/j (150 000 barils/j). Se basant sur cette information, l'agent principal de sécurité de l'Office a accepté de porter la capacité maximale liée à la sécurité à 23 800 m³/j (150 000 barils/j), sous réserve de l'assentiment de l'autorité de certification, qui a été donné depuis. Le Promoteur compte effectuer des essais au-delà de 23 800 m³/j (150 000 barils/j) pour déterminer la capacité de traitement des installations et la possibilité d'augmenter la capacité de production des installations.

L'Office a examiné la Demande en vue de déterminer si l'augmentation de production proposée influencerait sur les prévisions d'impact environnemental énoncées dans la Déclaration sur l'impact environnemental de Terra Nova, ou sur les conditions établies par l'Office dans la décision 97.02. Étant donné que la Demande ne modifie que le taux de production annuel approuvé par la décision 97.02, sans entraîner la modification des installations mêmes, l'Office a jugé qu'elle n'avait pas d'effet sur le plan des retombées économiques de Terra Nova et qu'elle ne soulevait aucune nouvelle question environnementale. L'Office conclut donc à l'inutilité de réviser l'évaluation de l'impact environnemental du projet ou de procéder à un autre examen public.

Se basant sur son évaluation de l'information présentée, l'Office partage le point de vue du Promoteur selon lequel la récupération de pétrole du champ Terra Nova ne subirait aucune répercussion défavorable si on augmentait le taux de production annuel du pétrole jusqu'à 31 800 m³/j (200 000 barils/j). La simulation de l'épuisement du champ n'a également révélé qu'un effet défavorable minime sur la durée de vie du champ au cas où on porterait le taux de production au niveau demandé.

L'Office a donc approuvé ce qui suit :

Le plan de mise en valeur de Terra Nova Décision 2002.01

L'Office approuve la Demande du Promoteur d'augmenter le taux de production annuel de pétrole jusqu'à l'équivalent de 31 800 m³/j (200 000 barils/j), sous réserve des conditions 2002.01.01, 2002.01.02 et 2002.01.03 décrites ci-après et des conditions contenues dans son rapport de décision 97.02. L'Annexe 3 contient le résumé des conditions non remplies.

En attendant cette approbation, la production annuelle maximale permise de pétrole, pour l'année civile 2002, sera déterminée en fonction des taux moyens journaliers de production de pétrole suivants :

- a) 16 000 m³/j (100 600 barils/j) du 1^{er} janvier 2002 jusqu'à la veille du jour où l'approbation, par l'Office, d'une augmentation du taux de production annuel de pétrole entrera en vigueur en vertu de l'article 32 des lois;

- b) 23 800 m³/j (150 000 barils/j), à partir de la date d'approbation par l'Office d'une augmentation, jusqu'à ce que ce taux entre en vigueur en vertu de l'article 32 des lois.

Pour chaque année civile subséquente, le taux de production annuel maximal équivalra à 23 800 m³/j (150 000 barils/j) ou tout autre taux qui aura été approuvé par l'Office après examen des critères réglementaires, administratifs et techniques appropriés. L'Office peut décider d'augmenter le taux de production annuel de pétrole jusqu'à ce qu'il équivaille au taux journalier maximum de 31 800 m³/j (200 000 barils/j).

Condition 2002.01.01

L'approbation de l'Office est soumise à la condition suivante :

Avant de produire du pétrole à un taux dépassant 19 900 m³/j (125 000 barils/j) sur une base mensuelle, le Promoteur doit convaincre l'agent principal de la conservation de l'Office de ce qui suit :

- a) la stabilité de fonctionnement du système d'injection de gaz;
- b) le système de mesure, de calcul et de répartition des débits fonctionne correctement et avec une précision suffisante pour les besoins de la gestion du réservoir et de la fiscalité.

Condition 2002.01.02

L'approbation de l'Office est soumise à la condition suivante :

L'agent principal de conservation de l'Office peut, à tout moment, réduire le taux de production si le rendement du réservoir diffère notablement de celui prévu dans les documents intitulés *Application to Increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field* et *Supplemental Information to Application to Increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field*, et si l'agent principal de conservation a des raisons de croire que la production au taux approuvé risque d'engendrer du gaspillage.

Condition 2002.01.03

L'approbation de l'Office est soumise à la condition suivante :

Si la capacité de production supplémentaire de pétrole implique qu'on doive procéder à des modifications ou des additions substantielles aux installations de production, le Promoteur doit soumettre une modification au plan de mise en valeur.

2. La présente demande

2.1 Contexte

Dans le plan de mise en valeur de Terra Nova, soumis en 1996, les propriétaires de Terra Nova ont présenté une prévision de production de pétrole dont le maximum était de 16 000 m³/j (100 600 barils/j). La prévision était basée sur une proposition de capacité nominale de production des installations s'élevant à 19 900 m³/j (125 000 barils/j).

Le 12 janvier 2000, au nom des propriétaires de Terra Nova, Petro-Canada (le Promoteur) a soumis, en vertu de l'article 34 du Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, une demande de modification du taux de production approuvé, pour le champ Terra Nova, en vue de pouvoir augmenter le taux de production annuel de pétrole jusqu'à ce qu'il corresponde à 23 850 m³/j (150 000 barils/j) (soumission 1). Pour étayer sa demande, le Promoteur a présenté le document intitulé *TN-PE-RD15-400-010, Terra Nova Development Application to Increase Field's Average Peak Oil Production Rate*. Selon le Promoteur, les résultats des études basées sur des taux de production de 16 000 m³/j (100 600 barils/j), 23 850 m³/j (150 000 barils/j) et 31 800 m³/j (200 000 barils/j) ne montrent aucun effet ni aucune différence par rapport aux réserves récupérables. Le Promoteur souligne également que la capacité nominale du système est de 23 850 m³/j (150 000 barils/j) de pétrole.

Les taux de production sont traités dans le Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, Partie V, article 34. Cet article précise ce qui suit :

L'exploitant produira du pétrole provenant d'un gisement ou d'un champ, conformément aux bonnes pratiques de production afin d'obtenir la récupération maximale de pétrole du gisement ou du champ, au taux applicable précisé dans le plan de mise en valeur approuvé pour ce gisement ou champ.

Le taux applicable approuvé, dans le plan de mise en valeur de Terra Nova, est le taux figurant dans la prévision de production. Ce taux est basé sur le schéma d'épuisement approuvé pour un gisement ou un champ. L'augmentation du taux de production proposée a été considérée comme une modification de la partie 1 du plan de mise en valeur de Terra Nova. Dans ce cas-là, la décision est une décision fondamentale, qui requiert l'approbation des ministres fédéral et provincial concernés.

L'Office a examiné la demande afin de déterminer si l'augmentation du taux de production proposée risquait d'influencer défavorablement les prévisions d'impact environnemental énoncées dans la déclaration sur l'impact environnemental de Terra Nova, ou sur les conditions établies par l'Office dans la décision 97.02. Étant donné que la Demande ne modifie que le taux de production annuel approuvé par la décision 97.02, sans entraîner de modification des installations mêmes, l'Office a jugé qu'elle n'avait pas d'effet quant aux retombées économiques de Terra Nova et qu'elle ne soulevait aucune

nouvelle question environnementale. L'Office conclut donc à l'inutilité de réviser l'évaluation de l'impact environnemental du projet ou de procéder à un autre examen public.

L'Office a examiné l'information soumise pour étayer la demande, a rencontré les représentants du Promoteur pour discuter cette information, a obtenu une copie des dossiers de simulation du réservoir, a exécuté une simulation du réservoir et a examiné les résultats au moyen de son logiciel de simulation de réservoir. L'Office partage le point de vue du Promoteur selon lequel l'interprétation géologique et les études de simulation présentées appuient l'opinion voulant que la récupération du pétrole du réservoir Terra Nova ne subira aucun effet défavorable si le taux de production maximal augmente jusqu'à 31 900 m³/j (200 000 barils/j). Cependant, avant d'autoriser la production au taux proposé, l'Office exige ce qui suit :

- Le Promoteur doit mettre à jour l'étude de simulation du réservoir, menée pour évaluer la sensibilité aux taux, afin de tenir compte des données de production et des nouvelles données géologiques, et les résultats doivent être soumis à l'agent principal de la conservation. L'Office recommande que l'on incorpore au moins six mois de données de production dans la mise à jour de la simulation.
- Le Promoteur doit démontrer la stabilité de fonctionnement du traitement du pétrole et du gaz, et des systèmes d'injection.
- Le Promoteur doit tester les installations de traitement, conformément à un programme approuvé par l'agent principal de sécurité et par l'agent principal de la conservation de l'Office, en vue d'établir la capacité des installations.
- Le Promoteur doit convaincre l'agent principal de la conservation que le système de mesure, de calcul et de répartition des débits fonctionne correctement et avec une précision suffisante pour les besoins de la gestion du réservoir et ceux de la fiscalité.
- Le Promoteur doit convaincre l'agent principal de sécurité que les questions de sécurité sont traitées adéquatement.

Le 6 août 2002, le Promoteur a soumis les études de simulation du réservoir mises à jour, à l'appui de sa demande d'augmentation du taux de production, et il a également soumis une demande d'accroissement du taux de production du champ Terra Nova, qu'il voudrait voir passer de 16 000 m³/j (100 600 barils/j) à 31 800 m³/j (200 000 barils/j) (soumission 2).

Pour les besoins du présent rapport de décision, l'Office a considéré que l'information contenue dans la demande du 12 janvier 2002 (soumission 1) et l'information contenue dans les soumissions du 6 août et du 13 septembre 2002 (soumission 2) constituaient « la Demande » examinée.

La section suivante du rapport présente un aperçu de l'étude de simulation du réservoir que le Promoteur a effectuée et qu'il a présentée le 6 août 2002 pour étayer sa demande d'augmentation du taux de production annuel pour le champ Terra Nova, l'examen de l'étude par l'Office et sa réponse à la demande d'augmentation du taux. Le lecteur est renvoyé à l'Annexe 1 qui contient un aperçu de la demande initiale d'augmentation du taux de production, présentée par le Promoteur le 12 janvier 2000, de l'examen de la demande par l'Office et de sa réponse à la demande.

2.2 Demande d'août 2002

Le 6 août 2002, le Promoteur a soumis le document intitulé « *Application to increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field* » et a demandé que l'on augmente le taux annuel moyen de pétrole pour le champ Terra Nova, pour que son équivalent journalier passe de 15 900 m³/j (100 600 barils/j) à 31 800 m³/j (200 000 barils/j). Le document fournissait les résultats d'une étude de simulation actualisée, conformément aux exigences contenues dans la réponse de l'Office à la demande originale. L'étude de simulation comprenait les sensibilités suivantes :

1. Taux de production de pétrole maximums du champ, passant de 16 000 m³/j (100 000 barils/j) à 39 750 m³/j (250 000 barils/j) en utilisant un modèle à huile noire.
2. Taux de production de pétrole maximums par puits, passant de 3 000 m³/j à 7 000 m³/j, en utilisant un modèle à huile noire.
3. Taux de production de pétrole maximums par puits, passant de 3 000 m³/j à 7 000 m³/j, en utilisant un modèle à huile noire et des profils de perméabilité modifiés pour refléter les pires scénarios de récupération.
4. Taux de production de pétrole maximums par puits, passant de 3 000 m³/j à 7 000 m³/j, en utilisant un modèle de simulation de composition, à des pressions de réservoir supérieures à la pression de miscibilité minimum prévue.

Le 3 septembre 2002, le Promoteur a soumis le document intitulé « *Supplemental Information to Application to increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field* », qui contenait les renseignements supplémentaires demandés par l'Office. Selon le Promoteur, tous les cas ont montré l'insensibilité de la récupération à l'augmentation des taux maximums. Le Promoteur ajoute que, même si le modèle peut changer lorsqu'on forera des puits et qu'on obtiendra de nouveaux renseignements, il continuera d'évaluer l'effet relatif des taux maximums de production de pétrole sur la récupération finale. Le Promoteur est d'avis que l'approbation de cette demande ne menace pas la stratégie de conservation du gaz ni sa récupération finale. Dans la présente partie du rapport, on donne un aperçu de l'étude de simulation du réservoir, effectuée par le Promoteur, et de l'examen de cette étude par l'Office, ainsi que la réponse de celui-ci à la demande d'augmentation du taux de production.

2.2.1 Modèle géologique

Le Promoteur a utilisé l'information recueillie dans vingt-huit puits (Annexe 2) forés dans les sables de Jeanne d'Arc du champ Terra Nova, pour construire un modèle

géologique du champ. Tous les puits, jusqu'au puits L-98 5, ont été incorporés dans le modèle. On n'a pas incorporé les résultats du puits L-98 7Z dans le modèle mais, selon le Promoteur, les diagraphies du puits montrent que son incorporation ne changerait pas le modèle dans cette zone. L'interprétation du modèle géologique constitue l'Alternative 2 présentée dans la demande de déclaration de découverte exploitable, en vue de la mise en valeur de Terra Nova, soumise à l'Office en juin 1998. Ce modèle suggère que l'on a affaire à un dépôt se situant entre le dépôt alluvial/fluviail et le dépôt marginal-marin, dans une vallée composée encaissée, et qu'il comprend 5 dépôts majeurs et 2 dépôts mineurs de sables pétrolifères. La stratigraphie de Jeanne d'Arc, proposée par le Promoteur pour ce système de dépôt, est illustrée à la figure 2.1.

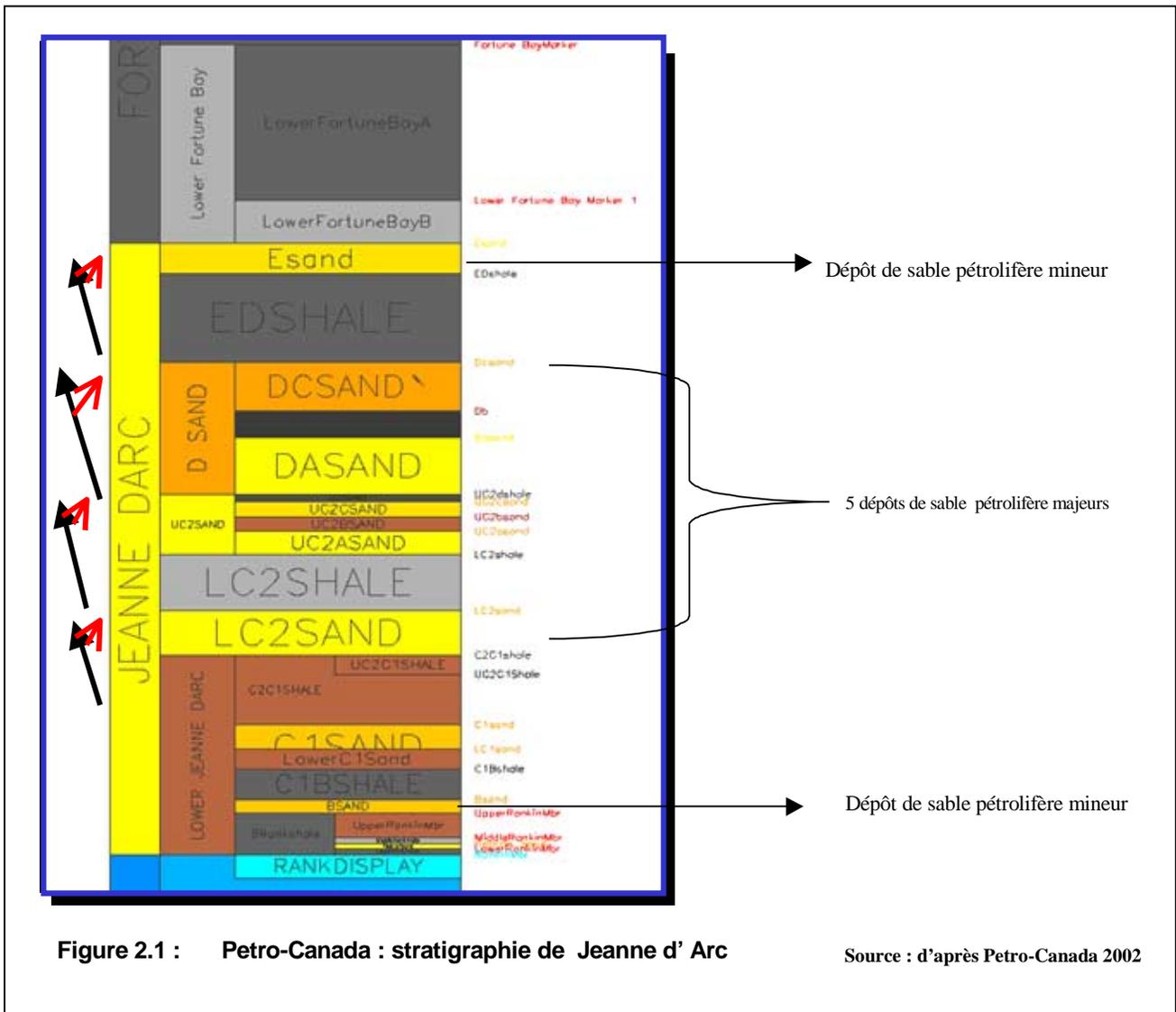


Figure 2.1 : Petro-Canada : stratigraphie de Jeanne d'Arc

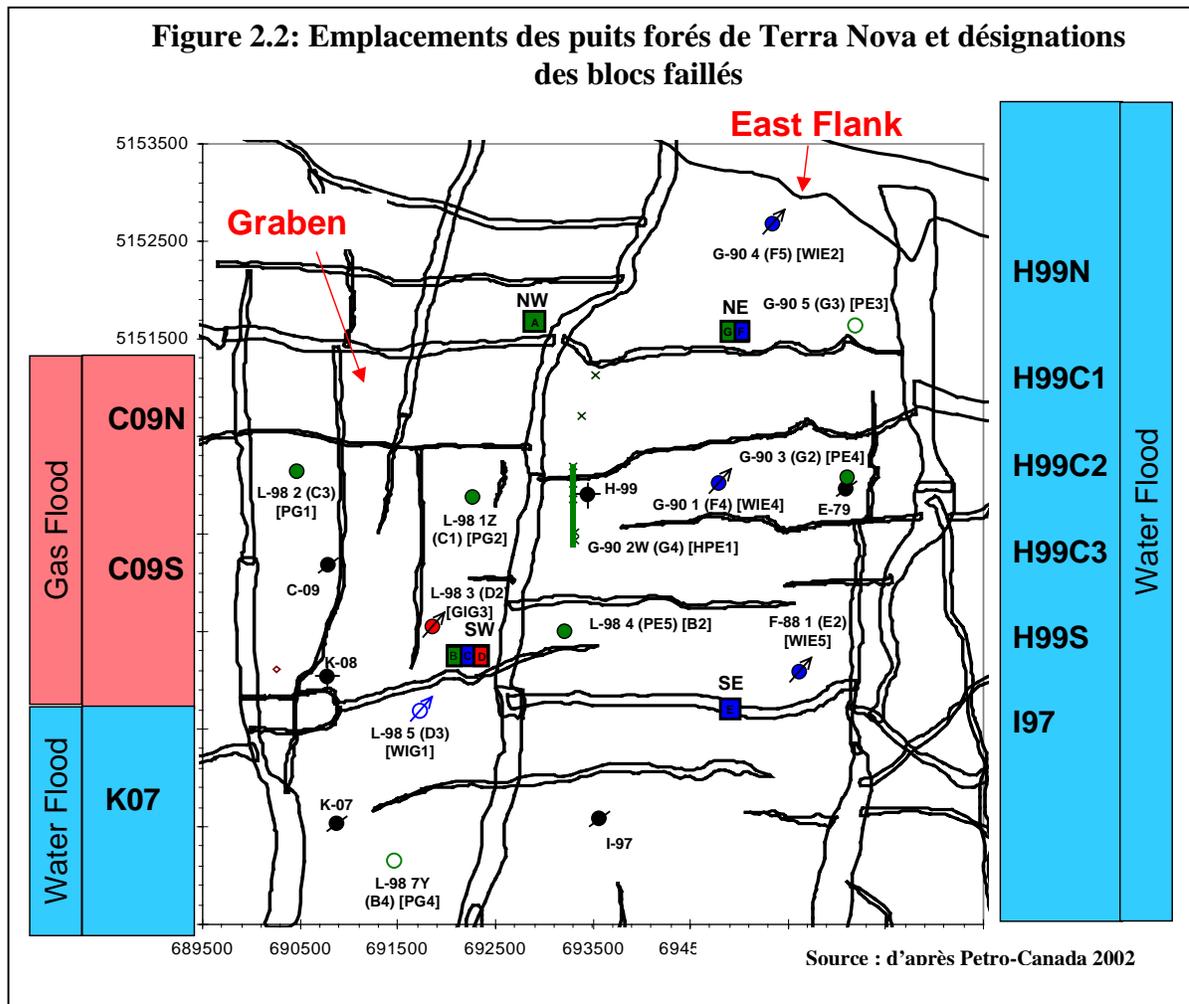
Source : d'après Petro-Canada 2002

Le Promoteur a dressé une carte structurale de la surface d'injection UC2d, basée sur les données sismiques et géologiques. Il a créé les cartes isopaques de chaque unité de sable et de shale. Il a dressé et fourni les cartes suivantes des unités de sable :

- Les cartes de sable, de net à brut, basées sur une coupure au volume de shale de 40 % et une coupure à la porosité de 8 %
- Les cartes de sable net poreux
- Les cartes de porosité
- Les cartes de perméabilité.

2.2.2 Historique de la production et modèle de simulation du réservoir

Le Promoteur a présenté (figure 2.2) une analyse de l’historique de la production des puits L-98 1Z, L-98 2, L-98 4, G-90 2W et, des puits à injection d’eau F-88 1 et G-90 1 et du puits à injection de gaz L-98 3. La production a commencé le 20 janvier 2002, tandis que l’injection d’eau et l’injection de gaz ont commencé respectivement le 24 février et le 15 mai 2002. Au dire du Promoteur, dans le Graben, la production a révélé une bonne communication entre les puits L-98 1Z et L-98 3, et ces puits communiquent également avec les puits L-98 2 et L-98 5, à travers les failles délimitées par les données sismiques. Le Promoteur signale toutefois que cette communication est quelque peu entravée. Dans l’East Flank, le Promoteur constate, sur la base des premières données de production, qu’il existe une bonne communication entre les puits situés dans les blocs faillés et à travers les failles déterminées par les données sismiques.



Le Promoteur a créé un modèle de simulation de réservoir pour le champ comprenant des grilles de surface de 130 par 104 et 41 couches, ce qui donne un total de 554 320 cellules de grilles. Il a rempli les grilles des données fournies par les cartes de porosité, de sable - de net à brut - et de perméabilité, dressées pour chaque sable. En se basant sur les données de pression capillaire, il a attribué à chaque grille sa valeur de saturation en eau. Selon le Promoteur, le modèle d'équation d'état pour Terra Nova a été basé sur les échantillons de fluides recueillis dans les puits d'exploitation. Le Promoteur a repéré trois régions à fluides, Graben/Graben North, East Flank et Far East, et il a déterminé les propriétés de pression, volume et température (PVT) pour les fluides de chacune de ces régions. Étant donné la différence entre les conditions de traitement avant et après l'injection de gaz, le Promoteur a établi les propriétés des fluides qui diffèrent dans ces deux situations. Le tableau 2.1 donne les valeurs de ces différentes propriétés de PVT. En se basant sur les caractéristiques de l'injection de gaz actuelle, le Promoteur a également cherché à établir quelle serait la pression de miscibilité minimum, et il prévoit que cette pression équivaldrait à 311 Bara.

Tableau 2.1
Propriétés générales de PVT de Terra Nova (avec et sans compression de gaz)

Propriétés générales de PVT de Terra Nova (avec compression de gaz)				Propriétés générales de PVT de Terra Nova (sans compression de gaz)					
Propriétés	unité	Région de PVT			Propriétés	unité	Région de PVT		
		1	2	3			1	2	3
Sample	mSS	PG2_S36_MEAN	E792-32	D249-11	Sample	mSS	PG2_S36_MEAN	E792-32	D249-11
Depth	bars	3,456	3,209	3,361	Depth	bars	3,456	3,209	3,361
Pres	bara	358,14	340,87	417,39	Pres	bara	358,14	340,87	417,39
Pb	bara	231,6	227,8	310,00	Pb	bara	231,6	227,8	308,81
Tres	C	96	90	93,7	Tres	C	96	90	93,7
Bo @ Pres	rm3/Sm3	1,398	1,375	1,502	Bo @ Pres	rm3/Sm3	1,429	1,422	1,567
Bo @ Pb	rm3/Sm3	1,424	1,407	1,536	Bo @ Pb	rm3/Sm3	1,468	1,456	1,531
Bg @ Pres	rm3/Sm3	0,00368	0,00373	0,00336	Bg @ Pres	rm3/Sm3	0,00368	0,00378	0,00335
Bg @ Pb	rm3/Sm3	0,00505	0,00504	0,00404	Bg @ Pb	rm3/Sm3	0,00505	0,00508	0,00404
Bw @ Pres	rm3/Sm3	1,032	1,029	1,030	Bw @ Pres	rm3/Sm3	1,032	1,029	1,030
Rs	Sm3/Sm3	141,57	133,70	186,43	Rs	Sm3/Sm3	149,84	144,14	194,53
deno @ Pres	kg/m3	711,89	716,97	657,96	deno @ Pres	kg/m3	711,89	716,97	657,96
Oil Gradient	bar/m	0,06981	0,07031	0,065	Oil Gradient	bar/m	0,06981	0,07031	0,065
deno @ Pb	kg/m3	692,97	700,26	659,39	deno @ Pb	kg/m3	692,97	700,26	659,39
deno @ ST	kg/m3	852,89	856,78	840,23	deno @ ST	kg/m3	857,80	863,31	844,82
API		34,41	33,65	36,91	API		33,46	32,40	35,99
deng @ Pb	kg/m3	181,39	176,48	234,38	deng @ Pb	kg/m3	181,39	176,48	234,38
deng @ ST	kg/m3	1,0077	1,0059	0,9489	deng @ ST	kg/m3	1,0706	1,0903	0,9910
gas gravity		0,824	0,822	0,776	gas gravity		0,875	0,891	0,810
Salinity	ppm	72 500	72 500	72 500	Salinity	ppm	72 500	72 500	72 500
denw @ ST	kg/m3	1 051,9	1 051,9	1 051,9	denw @ ST	kg/m3	1 051,9	1 051,9	1 051,9
cw	bar ⁻¹	4,295E-05	4,263E-05	4,245E-05	cw	bar ⁻¹	4,295E-05	4,263E-05	4,245E-05
uo @ Pres	cp	0,6920	0,7602	0,5059	uo @ Pres	cp	0,6920	0,7602	0,5080
uo @ Pb	cp	0,4627	0,5346	0,4131	uo @ Pb	cp	0,4627	0,5346	0,4142
ug @ Pres	cp	0,0255	0,0234	0,0409	ug @ Pres	cp	0,0255	0,0235	0,0410
ug @ Pb	cp	0,0229	0,0215	0,0347	ug @ Pb	cp	0,0229	0,0216	0,0348
uw @ Pres	cp	0,364	0,379	0,367	uw @ Pres	cp	0,364	0,379	0,367

PVT-1 (Graben & N. Graben)
PVT-2 (East Flank)
PVT-3 (Far East)

Source : d'après Petro-Canada 2002

Dans le modèle, le Promoteur a utilisé les mêmes propriétés de perméabilité pétrole-eau et pétrole-gaz que lorsqu'il a établi la base du réservoir pour la mise en valeur de Terra Nova, qu'il a soumise à l'Office en mars 1998. La figure 2 montre ces données. Pour le Graben, on a utilisé un niveau de contact eau-pétrole situé à 3 580 mètres sous le niveau de la mer. Pour l'East Flank, le Promoteur suppose qu'il existe deux niveaux de contact pétrole-eau. Les blocs faillés H99N et H99C1 auraient un niveau de contact situé à 3 381

mètres sous le niveau de la mer si l'on se base sur un modèle capillaire; tous les autres blocs faillés de l'East Flank auraient un niveau de contact situé à 3 351 mètres sous le niveau de la mer. Le Promoteur n'a pas décelé de contact pétrole-eau dans le Far East.

On a utilisé les contraintes de production suivantes dans le modèle :

Taux de production total de liquides	45 300 m ³ /j
Capacité de production de gaz	8,5 10 ⁶ m ³ /j
Capacité d'injection de gaz	7,32 10 ⁶ m ³ /j
Taux maximum de production de liquide par puits	7 000 m ³ /j
Taux maximum d'injection d'eau par puits	17 000 m ³ /j
Taux maximum d'injection de gaz par puits	4,0 10 ⁶ m ³ /j

Selon le Promoteur, on a simulé les blocs faillés de la zone à injection d'eau en supposant un coefficient de remplissage des pores de 1,0 lorsqu'on atteint la pression optimale dans le réservoir, au-dessus du point de bulle.

2.2.3 Appariement de l'historique de la production

En vue d'étalonner le modèle, le Promoteur a réalisé l'appariement historique des données relatives aux six premiers mois de production, et il a présenté les résultats. Pour ce faire, il a adopté, pour chaque puits du modèle de simulation de réservoir, les taux de production de pétrole et les taux d'injection d'eau et de gaz enregistrés dans le champ. Il a prévu les valeurs des paramètres tels que la pression et la production d'eau et de gaz et il les a comparées avec les données réelles recueillies. Il les a ensuite ajustées de manière qu'elles concordent raisonnablement, avant d'établir les prévisions pour la période suivant la période d'appariement. Selon le Promoteur, il ressort de cette démarche que les principales variables pour le Graben sont la communication de surface à travers les failles délimitées par les données sismiques, et la communication verticale entre les sables. Pour l'East Flank, les principales variables sont la communication de surface à travers les failles définies par les données sismiques, la communication verticale entre les sables et le volume de pores communicants. Le Promoteur trouve que l'appariement historique s'est avéré satisfaisant dans le cas des puits du Graben, et acceptable dans le cas des puits de l'East Flank. Cependant, l'appariement des puits L-98 4 et G-90 2W demandera encore un certain travail. Le Promoteur signale également que l'appariement historique des données de pression obtenues par câble métallique pour les puits G-90 4 et G-90 5 ne figurent pas encore dans le modèle. Par rapport aux gradients de pression originaux de l'East Flank, ces puits révèlent un certain épuisement, qui s'élèverait respectivement à 80 et 1000 kPa environ. On peut accepter l'épuisement minime du puits G-90 4 sans modifier le volume des pores, tandis que l'appariement de la réduction de pression de 1 000 kPa, dans le puits G-90 5, nécessite une réduction du volume des pores. Le Promoteur n'a toutefois pas tenté de réduire ce volume, puisque l'appariement des pressions dans les puits G-90 1, G-90 2W et G-90 3 ne serait pas influencé par ces changements et qu'une meilleure définition de la stratigraphie, basée sur les prochains sondages dans la région, permettra de réaliser un appariement historique plus précis. Dans le tableau 2.2, on établit la comparaison des volumes d'huile en place, entre le

modèle géologique de base et le modèle de simulation de réservoir du Promoteur, pour le Graben et l’East Flank

Tableau 2.2
Comparaison des réservoirs de stockage d’huile en place originale pour le Graben et l’East Flank

Modèle Graben Comparaison STHPO (stockage d’huile en place originale) (3 580 m sous le niveau de la mer CHE [contact huile-eau]) 10 ⁶ .m3 std			Modèle East Flank Comparaison STHPO (stockage d’huile en place originale) (3 351/81 m sous le niveau de la mer CHE [contact huile-eau]) 10 ⁶ .m3 std		
Faille bloc	2002b Modél géologique de base	2002b Appariement historique	Faille bloc	2002b Modél géologique de base	2002b Appariement historique
K07	16,594	16,594	H99N	6,300	6,300
C09SW	15,096	15,096	H99C1	8,127	8,127
C09SC	15,722	15,722	H99C2	20,503	19,567
C09SE	13,439	13,439	H99C3	20,699	14,502
C09N	25,871	25,871	H99S	6,302	6,302
N. Graben	13,626	13,626	I97	2,399	2,399
Total	100,348	100,348	Attic	7,446	7,446
			Total	71,776	64,643

2.2.4 Plan d’épuisement dans le scénario de base

Le plan d’épuisement, dans le scénario de base, est celui qui a été soumis précédemment, et dans lequel on prévoit l’exploitation par injection d’eau de l’East Flank et du bloc faille K07 du Graben, et l’exploitation en amont-pendage par injection de gaz des blocs C09 du Graben. Si le gaz vient à manquer, on utilisera l’injection d’eau en plus de l’injection de gaz. Le Promoteur mentionne, dans sa demande, que le North Graben et le Far East font partie du plan d’épuisement. Il se propose d’exploiter ces deux zones par injection d’eau. Mais il ajoute que d’autres sondages sont nécessaires pour confirmer le potentiel d’exploitation du Far East.

Le Promoteur résume comme suit la principale stratégie d’exploitation qui sera utilisée :

- 1) Maintenir des conditions de miscibilité lors de l’injection de gaz. Dans chaque bloc faille, au moment de l’injection initiale de gaz, le réservoir sera à la pression de miscibilité ou à une pression supérieure. Et l’équilibre gazeux sera maintenu à court et à long terme dans le bloc C-09.
- 2) Maintenir des pressions raisonnables d’injection d’eau, supérieures au point de bulle.
- 3) Poursuivre un programme équilibré d’utilisation des puits. Équilibrer les priorités de l’injection d’eau et de l’injection de gaz; équilibrer l’exploitation et la délimitation; équilibrer la production à court terme et à long terme; utiliser efficacement les encoches.
- 4) Utiliser le gas-lift lorsque l’optimisation de la production ou de la gestion du réservoir le requiert.

Le scénario de base pour le Graben (y compris le North Graben) et l'East Flank comprend 25 puits, répartis en puits producteurs (14) et puits d'injection (11). Le Promoteur mentionne qu'on devra dévier trois puits de plus pour pouvoir récupérer les réserves, et que les puits de production sont, pour la plupart, déviés. Les emplacements des puits proposés sont indiqués sur la figure 2.3. Le taux maximum de production de pétrole dans le scénario de base correspond au taux de production annuel approuvé de 16 000 m³/j. Le Promoteur a présenté la prévision de production simulée (figure 2.4) et a précisé que le profil ne comprenait pas de coupure économique. Selon le Promoteur, l'estimation des réserves économiques totales demeure inchangée et se situe à 58,8 10⁶ m³ (370 millions de barils).

Le scénario de base portant sur le champ entier suppose l'exploitation du Far East au moyen de 8 puits, 4 de production et 4 d'injection. Le Promoteur souligne qu'on n'a foré qu'un seul puits dans le Far East jusqu'à présent et qu'on prévoit le forage d'un deuxième au cours du troisième trimestre de 2002; le programme de forage des puits comprend en outre un neuvième puits dans cette zone, qui délimitera la partie nord-est du Far East, et on prévoit aussi qu'un des puits ne rencontrera pas le réservoir. Les figures 2.5 et 2.6 présentent les emplacements respectifs préliminaires des puits, et la prévision de production ne comprend pas de coupure économique.

Selon le Promoteur, l'estimation originale de l'huile en place, dans la simulation du scénario de base pour le Far East, est de 45,72 10⁶ m³, et les réserves économiques de cette zone sont estimées à 15,9 10⁶ m³ (100 millions de barils).

Le Promoteur a mentionné que le modèle utilisé sera mis à jour dès la réception de nouveaux renseignements découlant des activités de forage et de production, et qu'il utilisera les renseignements suivants pour évaluer les tendances de la production :

- 1) Les données des puits relatives à la production et à l'injection, y compris les GOR et les teneurs en eau
- 2) Les données sur les pressions au fond des puits de production
- 3) Les données sur les pressions RCI
- 4) Les données sur l'analyse des fluides
- 5) Les données sur les PVT

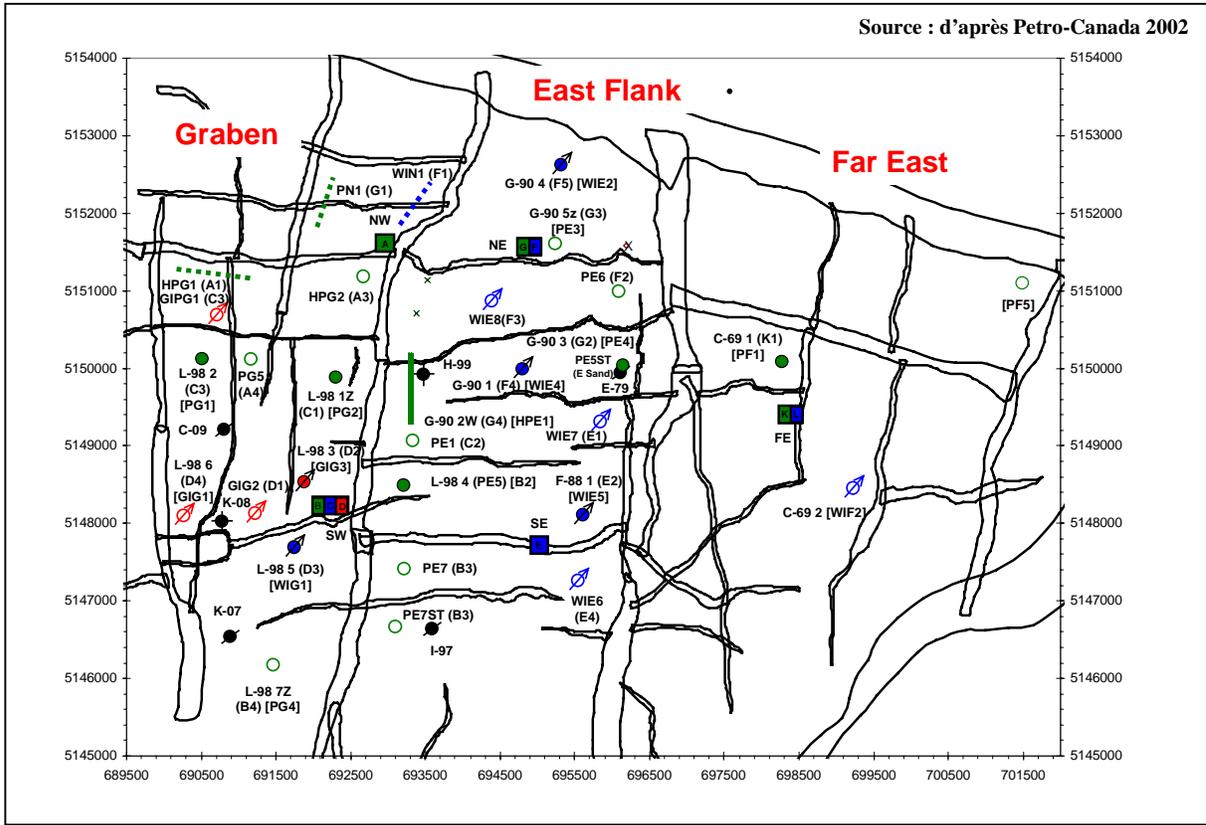


Figure 2.3 : Plan d'exploitation du champ entier – Graben et East Flank

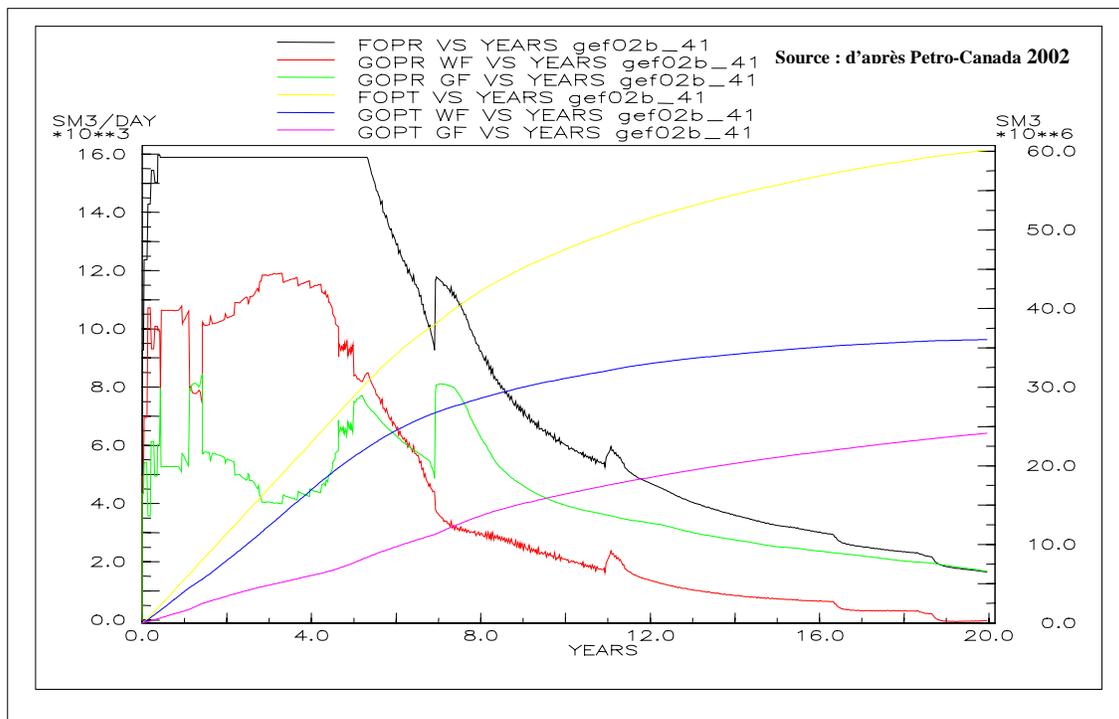


Figure 2.4 : Courbe de production de pétrole dans le scénario de base - Graben/East Flank

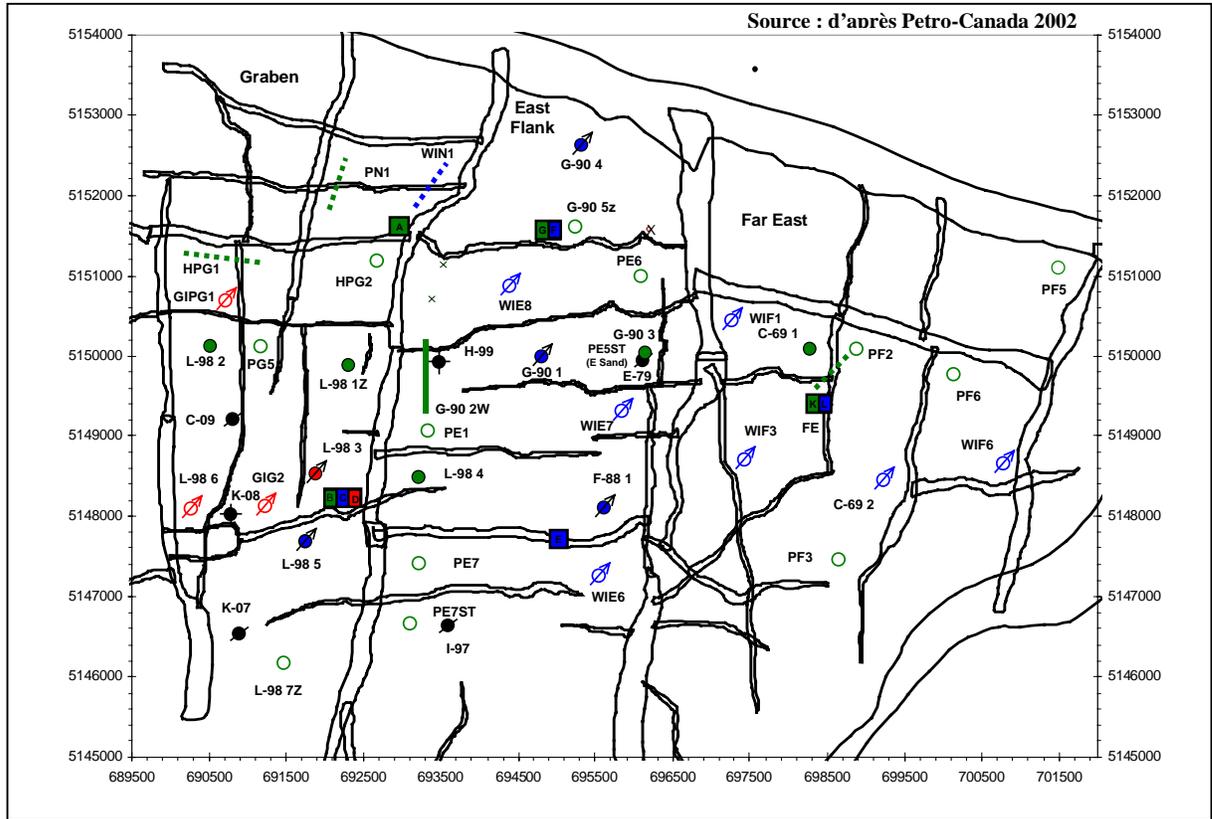


Figure 2.5 : Plan d'exploitation du champ entier, Far East compris

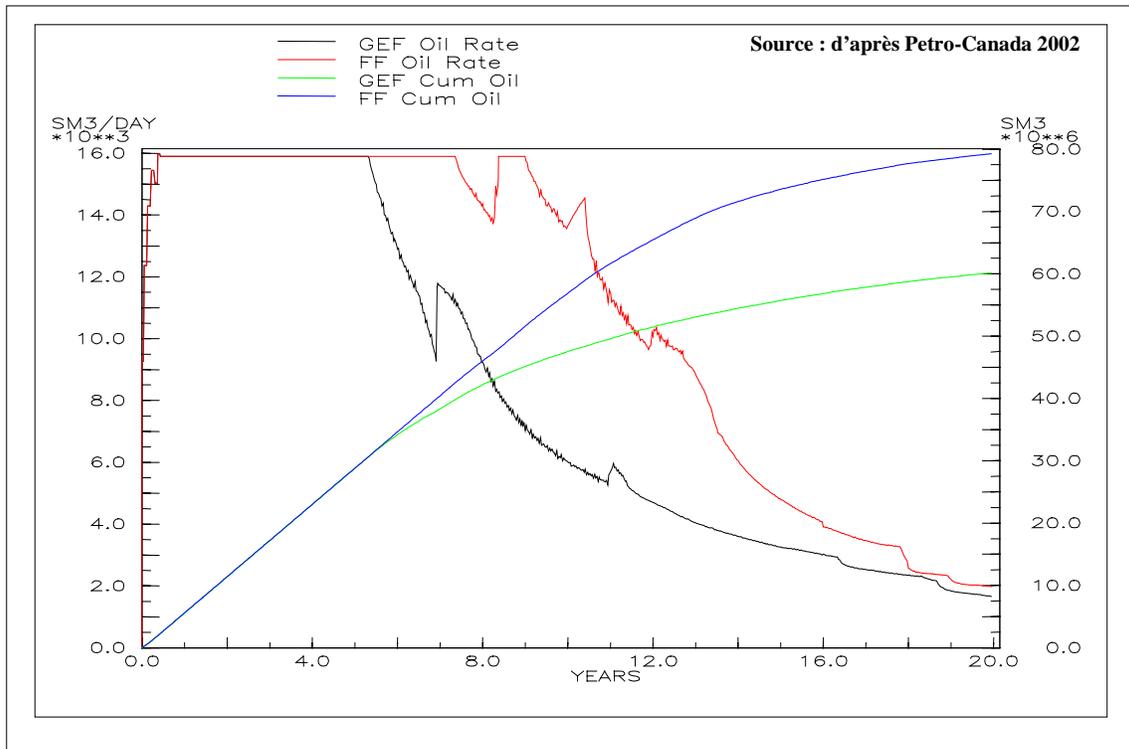


Figure 2.6 : Courbes de la production de pétrole du champ entier dans le scénario de base - Graben/East Flank et Graben/East Flank/Far East

2.2.5 Étude de la sensibilité aux taux de production

Pour évaluer l'effet du taux maximum de production de pétrole du champ sur la récupération finale, on a utilisé le modèle de simulation de réservoir pour les zones Graben/East Flank, et Graben, East Flank et Far East, aux taux maximums de production de pétrole suivants :

- 1) 19 875 m³/j (125 000 barils/j)
- 2) 23 850 m³/j (150 000 barils/j)
- 3) 27 820 m³/j (175 000 barils/j)
- 4) 31 800 m³/j (200 000 barils/j)
- 5) 39 750 m³/j (250 000 barils/j).

Selon le Promoteur, toutes les autres contraintes des modèles du scénario de base sont restées inchangées. Les deux modèles ont abouti à des récupérations pratiquement identiques. Le Promoteur a également fourni une liste détaillée des courbes de la production et de l'injection pour chaque puits, et le rendement de récupération de chaque unité de grès du réservoir. Le tableau 2.3 donne la récupération et le rendement de récupération de pétrole pour le modèle Graben, East Flank et Far East, présenté par le Promoteur. Les figures 2.7. et 2.8 montrent respectivement les courbes de production pour les modèles Graben/East Flank et Graben/East Flank/Far East. Au dire du Promoteur, ces courbes prouvent que la récupération de pétrole est insensible au taux de production maximum.

Tableau 2.3
Effet du taux maximum de production de pétrole sur la récupération
du modèle du champ entier
(Source : d'après Petro-Canada 2002)

Taux maximum (m ³ /jour)	Totaux cumulés					
	Graben/East Flank Injection d'eau Huile (10 ⁶ m ³)	Graben/East Flank Injection d'eau Taux de récupération (%)	Far East Injection d'eau Huile (10 ⁶ m ³)	Far East Injection d'eau Taux de récupération (%)	Injection de gaz Huile (10 ⁶ m ³)	Injection de gaz Taux de récupération (%)
15 900	36,36	38,33	20,68	40,53	23,94	34,14
19 875	35,92	37,87	20,33	39,84	24,92	35,53
23 850	36,10	38,06	20,32	39,82	25,87	36,89
27 820	36,45	38,43	20,31	39,80	25,69	36,63
31 800	36,38	38,35	20,33	39,84	25,73	36,69
39 750	36,44	38,41	20,29	39,76	25,72	36,67

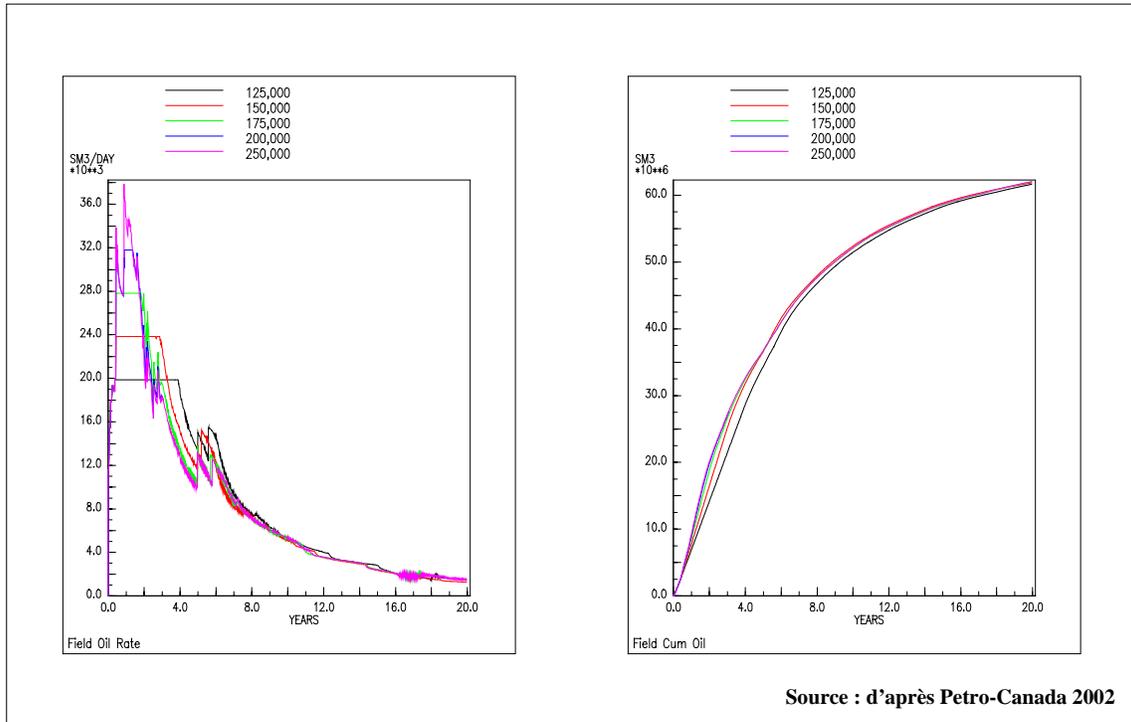


Figure 2.7 : Courbes de sensibilité de la production de pétrole au taux maximum - Graben/East Flank

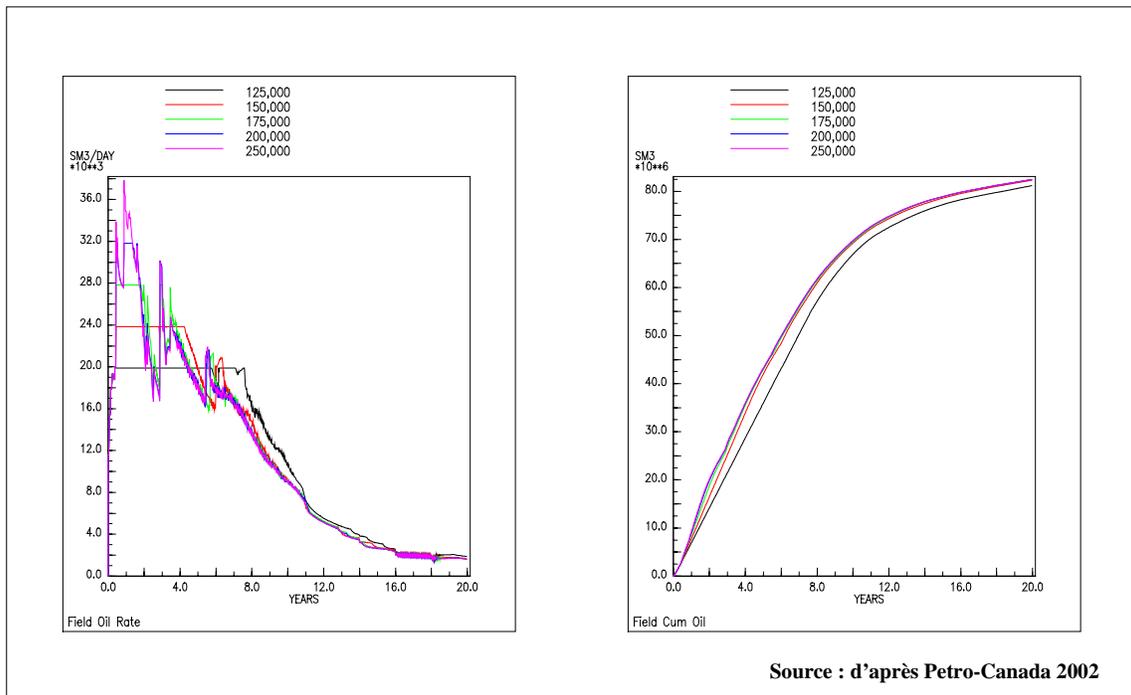


Figure 2.8 : Courbes de sensibilité de la production de pétrole au taux maximum - Graben/East Flank/Far East

2.2.6 Études de la sensibilité au taux de production, au profil de perméabilité et à la miscibilité des puits

Le Promoteur a également étudié l’effet, sur la récupération du pétrole, du fonctionnement de chacun des puits de production du Graben et de l’East Flank aux taux de production maximums de 3 000, 5 000 et 7 000 m³/j. Toutes les sensibilités des puits ont été établies au rapport gaz-huile de coupure de 3 000 m³/m³, ou à la teneur en eau de coupure de 95 %. Le Promoteur a de plus présenté les résultats d’autres sensibilités, obtenus en présumant des courbes à granocroissance vers le haut pour l’injection de gaz et à granocroissance vers le bas pour l’injection d’eau. Selon le Promoteur, ces simulations montrent que la récupération de pétrole est insensible aux taux maximums de production des puits.

Le Promoteur a construit un modèle de réservoir de composition pour évaluer l’effet, sur la récupération du pétrole, des baisses de pression à court terme dans le réservoir. Selon le Promoteur, ce modèle montre bien que la récupération par injection de gaz est relativement insensible dans la gamme de pressions de 290 à 350 bars, comme on peut le voir sur la figure 2.9. De même, la fluctuation de la pression n’a d’effet défavorable ni sur le processus de composition ni sur la récupération. On a testé les modèles de composition à maille fine et à maille large pour déterminer l’effet du taux de production sur le processus de miscibilité. Le tableau 2.4 présente les résultats de ces études. Selon le Promoteur, ces expériences prouvent l’absence de sensibilité aux taux.

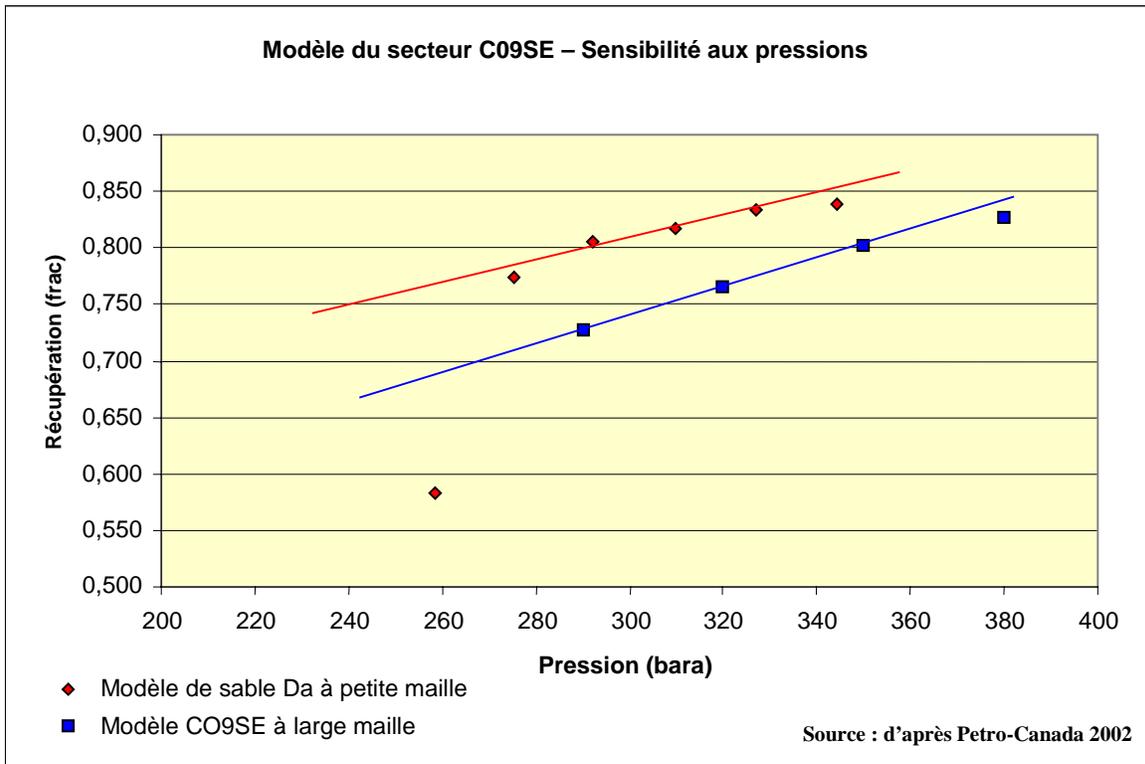


Figure 2.9 : Effet de la pression du réservoir sur le facteur de récupération du pétrole en simulation de composition

Tableau 2.4
Résultats de sensibilité au taux en simulation de composition
 (Source : d'après Petro-Canada 2002)

Type de grille	Taux maximum (m ³ /jour)	Sables présents	Pression (bara)	stockage d'huile en place originale (10 ⁶ .m ³)	récupération (%)
Fine	950	1	340	0,846	83,8
Fine	300	1	340	0,846	84,5
Coarse	5 000	Dc, UC2c	320	6,634	76,6
Coarse	3 000	Dc, UC2c	320	6,634	76,6
Coarse	7 000	Dc, UC2c	320	6,634	76,5

2.3 Examen de l'Office

L'Office a examiné le rapport de simulation de réservoir soumis pour étayer la demande, a obtenu et examiné le modèle de simulation de réservoir du Promoteur, et a examiné les données sur le réservoir, sur la géologie et sur la production obtenues jusqu'à présent. Les événements suivants se sont produits au champ Terra Nova depuis la soumission initiale à l'Office :

- forage de dix puits
- confirmation, au puits C-69 1, de la présence de pétrole dans la zone Far East
- détermination des niveaux de contact huile-eau dans la zone East Flank
- début de la production de pétrole, le 20 janvier 2002. On a produit plus de 2,9 millions de mètres cubes de pétrole avec les cinq puits de la zone Graben/East Flank
- début de l'injection d'eau dans la zone East Flank, le 24 février 2002
- début de l'injection de gaz dans le Graben, le 15 mai 2002
- test de capacité des installations jusqu'à 23 835 m³/j, en juillet 2002

Ces événements ont fourni une quantité substantielle de nouveaux renseignements qui permettront d'évaluer le rendement du réservoir et des installations et de construire un modèle de simulation géologique et un modèle de simulation du réservoir. L'Office reconnaît que le Promoteur a effectué une étude exhaustive de ces renseignements pour étayer la demande d'augmentation des taux.

2.3.1 Examen du modèle géologique

Après avoir examiné la demande initiale du Promoteur relativement à une augmentation du taux de production annuel d'huile, l'Office accorde au Promoteur que plusieurs modèles géologiques - comportant différentes corrélations sable-shale - peuvent être avancés. L'Office a également relevé la présence de ciment de calcite et s'inquiète de l'effet de cette nouvelle donnée sur les estimations d'huile en place et sur les prévisions de communication à travers les failles. L'Office est d'avis que la plus grande difficulté vient de la nécessité d'obtenir un modèle géologique fiable permettant de prévoir les unités individuelles de sable et l'étendue des zones cimentées de calcite. On a rencontré les grès de Jeanne d'Arc dans tous les puits, mais les unités de grès prévues par la stratigraphie n'étaient pas toujours conformes aux prévisions. En outre, dans le cas des

puits G-90 2, G-90 4, G-90 5 et L- 98 7 et de leurs déviations, les grès étaient présents, mais la zone productrice nette s'est vue réduite de manière significative par la présence de ciment de calcite. Le Promoteur poursuit ses travaux sur le modèle géologique du champ. La situation décrite ci-dessous se rencontre dans la plupart des champs. Le modèle géologique et la cimentation de calcite soulèvent des questions auxquelles les données supplémentaires acquises lors des activités de forage et de production apporteront une réponse; mais un élément d'incertitude subsistera toujours. L'Office croit toutefois qu'étant donné la gamme d'interprétations géologiques possibles, le modèle utilisé par le Promoteur dans ces études du réservoir est raisonnable.

L'Office a procédé à l'analyse des diagraphies des trous en découvert provenant des puits forés dans le champ Terra Nova. Ses résultats concordent avec ceux présentés par le Promoteur. L'Office a également examiné les données de pression établies par câble électrique et les diagraphies des trous en découvert, en vue d'évaluer les niveaux de contact eau-huile. Selon lui, le niveau de 3 580 mètres sous le niveau de la mer, utilisé par le Promoteur pour la zone du Graben dans son étude de simulation de réservoir est légèrement plus haut que celui de 3 563 mètres sous le niveau de la mer estimé par l'Office pour cette zone. Cependant, compte tenu des incertitudes contenues dans les données, l'Office croit que le niveau utilisé par le Promoteur est raisonnable. L'analyse de l'Office indique la présence d'au moins deux niveaux de contact huile-eau dans l'East Flank, ce qui concorde également avec l'interprétation du Promoteur. Selon l'analyse de l'Office, les données de pression des puits L-98 4 et F-88 1 suggèrent l'existence d'un niveau de contact huile-eau à 3 351 mètres sous le niveau de la mer. Cette constatation correspondrait au niveau de contact utilisé par le Promoteur pour les blocs faillés de l'East Flank, à l'exception des blocs H99N et H99C1. En se basant sur les données de pression obtenues par câble électrique dans le puits G-90 4, l'Office croit qu'il existerait un niveau de contact huile-eau à 3 342,5 mètres sous le niveau de la mer. Cependant, de son analyse des données de diagraphie des trous en découvert, l'Office conclut à l'existence d'un niveau de contact à 3 338,7 mètres sous le niveau de la mer, c'est-à-dire à une moins grande profondeur que ne l'indiquent les données de pression obtenues par câble électrique, et notablement moins grande que le niveau de contact huile-eau de 3 381 mètres sous le niveau de la mer utilisé par le Promoteur. Selon l'information fournie subséquemment par le Promoteur, un échantillon prélevé dans ce qui devait être la zone d'eau a montré une teneur en eau de 20 % et 80 % de filtrat à base d'huile, coupé par des hydrocarbures légers. Le Promoteur croit que cette constatation révèle la présence d'huile mobile. L'Office croit que les résultats ne sont pas concluants et qu'il a besoin d'autres données pour confirmer le niveau de contact huile-eau dans cette zone. Le niveau de contact utilisé par le Promoteur augmente le volume d'huile en place, mais l'Office est d'avis que cela n'influera pas sensiblement sur les résultats des études de sensibilité au taux.

2.3.2 Examen du modèle de simulation du réservoir

L'Office a examiné les données et les hypothèses utilisées dans la construction du modèle de simulation du réservoir et il les trouve raisonnables. Cependant, il a remarqué que, des données fournies par le puits G-90 4, on peut déduire que l'huile trouvée dans le bloc

faillé H99N pourrait être différente de celle produite jusqu’à présent par les autres blocs faillés de l’East Flank. Mais cette situation ne devrait pas modifier les résultats de l’étude de simulation.

Le Promoteur a examiné dans le détail les données de production et il les a utilisées pour étalonner le modèle de simulation du réservoir. L’Office croit que le Promoteur a réalisé un appariement historique satisfaisant des données de pression obtenues des puits forés jusqu’à présent dans le Graben, et il accorde au Promoteur que ces données suggèrent une communication verticale entre les sables et une communication horizontale à travers certaines failles. Cette dernière communication a été confirmée par les données de pression accumulées jusqu’à présent. L’Office remarque aussi que, dans les paramètres de commande du modèle, le Promoteur a dû utiliser une assez grande épaisseur limite de shale : 30 mètres dans le bloc faillé C09SE, et 10 mètres dans les autres blocs faillés du Graben, ce qui a engendré la communication nécessaire à l’appariement historique. Cet appariement n’est pas unique. Il se peut que la communication verticale entre les sables D et C soit limitée ou inexistante, et il serait toujours possible de réaliser un appariement raisonnable grâce à l’écoulement à travers les failles. Le Promoteur a également réalisé un appariement raisonnable pour la zone de l’East Flank qui est en train de s’épuiser. L’Office reconnaît avec le Promoteur que l’appariement historique de la réponse en pression des puits L-98 4 et G-90 2W, pour la période suivant le début de l’injection, demande un effort supplémentaire, et il accorde au Promoteur que la prévision sous-estimée de la pression ne changera rien à la conclusion de l’étude de simulation. Selon l’Office, les données de pression des puits L-98 4 et G-90 2W indiquent que le réservoir réagit mieux que ne l’a prévu le modèle.

L’Office a utilisé les données de production et de pression disponibles pour évaluer un bilan matière permettant de déterminer le volume d’huile en place. Le tableau 2.5 montre la comparaison entre cette estimation originale de l’huile en place et l’estimation du Promoteur, établie à la suite de l’appariement historique. L’Office croit que son estimation de l’huile en place originale dans le bloc C09SW est peut-être trop élevée dans le cas où ce bloc a reçu de l’huile des blocs adjacents. Cette analyse conclut que les estimations du Promoteur sont raisonnables.

Tableau 2.5		
Comparaison entre les estimations de l’huile en place originale, tirées par l’Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, du bilan matière, et celles tirées par le Promoteur, de l’appariement historique de la simulation du réservoir		
Blocs faillés	Huile en place originale (millions m³)	
	Office Canada – T.N.	Promoteur
C09SW	20	15,10
C09SE et K07	27	30,47
H99C2, H99C3 et H99S	40	40,37

L’Office a également effectué une évaluation volumétrique de l’huile en place originale, en utilisant le cadre géologique du Promoteur, extrait du modèle Eclipse et importé dans Petrel, un logiciel de modélisation géologique tridimensionnel. Dans le tableau 2.6, on compare les estimations faites par le Promoteur et celles faites par l’Office des volumes

d'huile en place originale. On constate de légères différences mais, dans l'ensemble, les estimations concordent lorsqu'on utilise le même modèle. Les différences plus importantes, constatées entre les deux évaluations dans les blocs du Far East, sont principalement dues à de fortes différences de volume de roche résultant d'une délimitation différente de la lisière est, dans le modèle de l'Office. Les estimations des volumes d'huile en place présentées par le Promoteur pour le Graben et le Far East sont sensiblement plus élevées que celles présentées dans le plan original de mise en valeur, qui s'élevaient respectivement à $66 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ et $46 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Par contre, pour l'East Flank, l'estimation du volume d'huile en place présentée par le Promoteur est inférieure à celle de $78 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ qu'il avait présentée dans le plan original de mise en valeur.

L'Office s'est procuré le modèle de simulation de réservoir du Promoteur et il a utilisé son propre logiciel de simulation de réservoir pour programmer et analyser les résultats du modèle. Le Promoteur a trouvé des taux maximums atteignant $39\,750 \text{ m}^3/\text{j}$, mais l'information qu'il a fournie indique que le réservoir ne peut supporter ces taux que pendant un court laps de temps. Il en va de même des taux maximums de production d'huile de $31\,800 \text{ m}^3/\text{j}$ et $27\,820 \text{ m}^3/\text{j}$. L'Office approuve également les études de sensibilité menées pour déterminer l'effet des taux individuels des puits sur la récupération de l'huile et sur la miscibilité. Se basant sur cet examen, l'Office conclut avec le Promoteur que ces études soutiennent le point de vue de ce dernier à savoir : que la récupération de l'huile du champ Terra Nova est insensible aux taux maximums évalués. Il reconnaît en outre, que les taux examinés dans les études de sensibilité du modèle de composition n'ont aucun effet sur le processus de miscibilité.

En ce qui concerne la demande du Promoteur d'augmenter le taux de production annuel d'huile pour qu'il corresponde à $31\,800 \text{ m}^3/\text{j}$, les études modélisées confirment que la récupération de l'huile n'en subira aucun effet défavorable; il n'y aura pas de problème de gaspillage. Le modèle de simulation de réservoir joue un rôle important dans l'évaluation du rendement du réservoir et dans l'optimisation des schémas d'épuisement effectuée en vue de maximiser la récupération. Mais la qualité de ce modèle dépend des données qui ont servi à son élaboration, et il est important d'accumuler un ensemble complet de données si l'on veut vérifier la fiabilité du modèle et l'actualiser. Il faut obtenir rapidement les données de production qui permettront d'évaluer le mouvement des fluides à travers les différents intervalles de grès et à travers les failles. À des taux de production plus élevés, ce facteur devient important, car le déplacement se produit plus rapidement. L'Office croit qu'il faut disposer d'un rigoureux programme d'acquisition des données pour obtenir, en temps voulu, l'information nécessaire à la surveillance des injections d'eau et de gaz et à l'actualisation des modèles de simulation du réservoir. Cela implique l'exécution de diagraphies de production dans les puits d'exploitation choisis afin de pouvoir déterminer le rendement d'admission des différentes unités de grès, et d'exécuter les diagraphies appropriées de production et de saturation dans les puits d'exploitation, après la percée d'eau ou de gaz, c'est-à-dire lorsque les conditions permettent l'acquisition de données fiables. Il se peut que l'on puisse tirer des renseignements de la surveillance du rendement des puits de production et d'injection, et des pressions mesurées par câble métallique dans les puits d'exploitation nouvellement forés.

Tableau 2.6		
Comparaison entre les estimations volumétriques d'huile en place originale, établies par l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et celles établies par le Promoteur		
Zone et bloc faillé	Estimations de l'huile en place originale (millions de m³)	
	Office Canada – T.N.	Volume reconnu par le Promoteur (supplément au tableau 2.1)
Graben		
K07	16,510	16,594
C09SW	15,033	15,096
C09SC	28,029	15,722
C09SE	Compris dans C09SC	13,439
C09NW	12,375	12,750
C09NC	2,896	3,385
C09NE	9,711	9,736
NGS1	1,528	1,633
NGS2	0,0815	0,093
NGS3	3,904	1,126
NGC1	2,206	2,498
NGC2	0,0007	0,009
NGC3	4,005	4,344
NGN1	0,889	0,027
NGN2	Compris dans NGN1	
NGN3	Compris dans NGN1	0,896
Sous-total Graben	97,178	97,348
East Flank		
H99N	5,718	6,300
H99C1	7,928	8,127
H99C2	19,635	19,567
H99C3	18,320	14,502
H99S	6,505	6,302
I97	2,248	2,399
Attic	6,205	7,446
Sous-total East Flank	66,559	64,643
Far East		
Horst	4,700	5,270
FES1	0,034	0,034
FEE2	40,22	1,018
FEC4	Compris dans FEE2	1,823
FEE1	Compris dans FEE2	12,641
FEC3	Compris dans FEE2	8,363
FEC2	Compris dans FEE2	8,206
FEC1	Compris dans FEE2	13,672
FEN1	9,080	10,479
FEN2	Compris dans FEN1	6,059
FEN3	13,25	14,956
Sous-total Far East	67,284	82,521
Total Graben /East Flank	163,737	161,988
Total Graben/East Flank /Far East	231,021	244,512

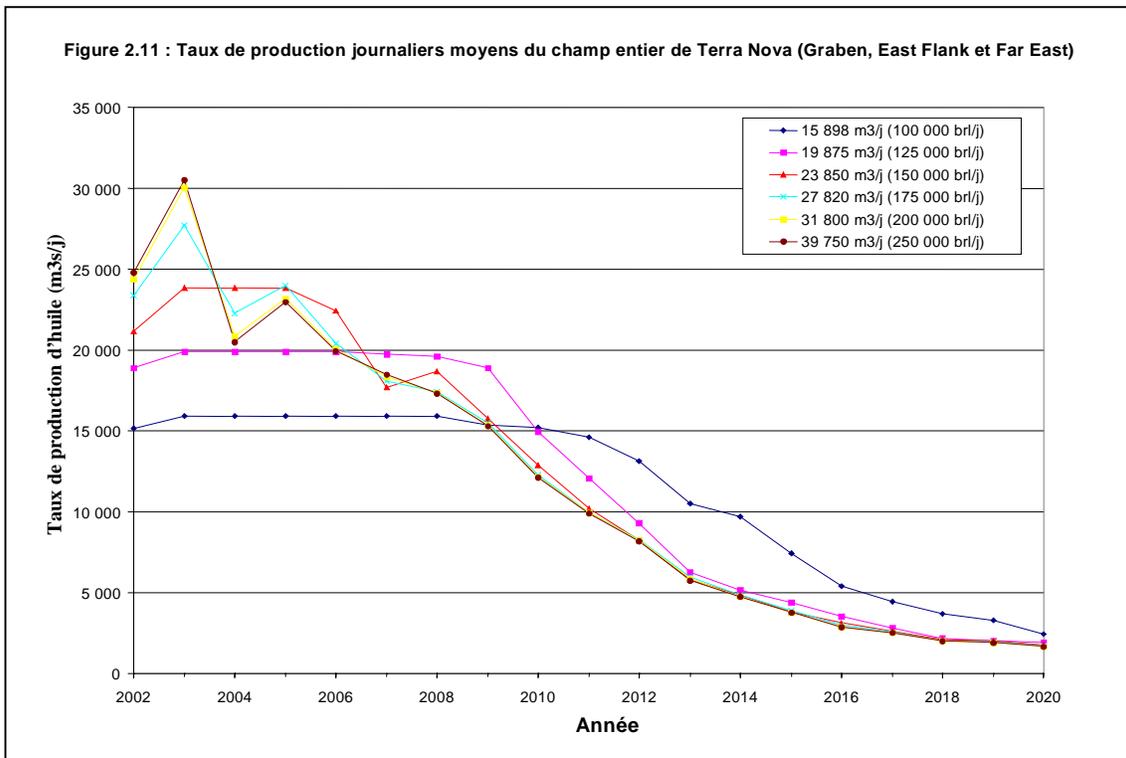
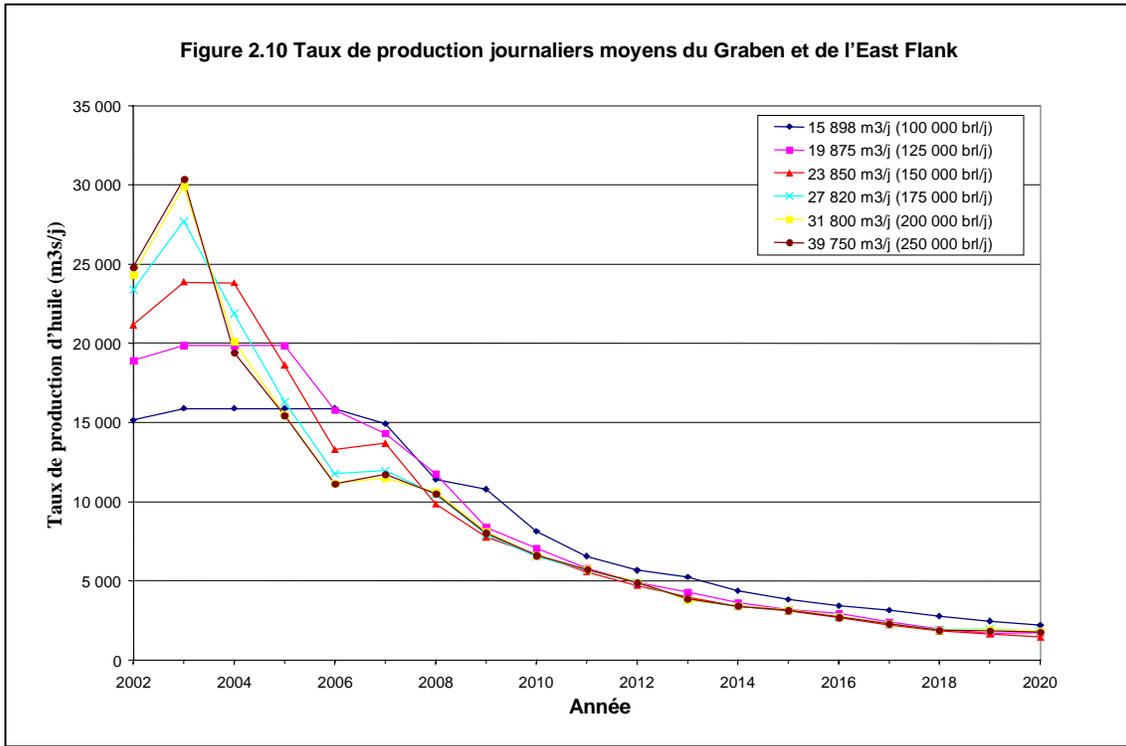
Des incertitudes entourent l'interprétation géologique, la communication entre les unités gréseuses et à travers les failles, et les estimations des volumes d'huile en place, mais c'est souvent le cas lors de la mise en valeur des champs. Ces difficultés s'aplaniront avec le forage de puits supplémentaires et l'accumulation des données de production. L'Office croit que ces questions pourraient avoir une influence sur le nombre de puits et le nombre de déviations qu'il faudra forer pour épuiser les réserves pétrolières, et sur la capacité du Promoteur à maintenir les taux de production. Les incertitudes ne devraient pas modifier les conclusions du Promoteur quant à la sensibilité aux taux. L'Office constate qu'en fait de stabilité des installations de traitement de l'huile et de rendement du réservoir, le rendement de production du champ Terra Nova a dépassé les attentes depuis le début de la production, le 20 janvier 2002. Malgré les incertitudes, les estimations des volumes d'huile en place correspondent, dans l'ensemble, aux prévisions antérieures. Les données de production acquises jusqu'ici montrent une bonne communication des blocs faillés avec les puits de production.

2.3.3 Demande d'augmentation du taux de production annuel d'huile

Le Promoteur a demandé de pouvoir augmenter le taux de production annuel d'huile pour que le taux journalier auquel il correspond passe de 16 000 à 31 800 m³/j. La figure 2.10 illustre la prévision du taux de production annuel d'huile pour chaque sensibilité aux taux, évaluée par le Promoteur pour la mise en valeur du Graben et de l'East Flank, tandis que la figure 2.11 fournit la même information pour la mise en valeur du Graben, de l'East Flank et du Far East. À la lumière des renseignements fournis, il semble que la capacité de production maximum du réservoir se limite à un taux de production annuel d'huile correspondant à 31 800 m³/j. Pour atteindre ce taux, les installations de traitement doivent pouvoir produire plus de 31 800 m³/j si l'on tient compte des périodes d'arrêt. Le Promoteur est en train d'évaluer la capacité de production des installations de production. Un essai, mené en juillet 2002, a montré que la capacité de production des installations de traitement de l'huile et du gaz dépassait 23 800 m³/j. Se basant sur ces données, l'agent de sécurité principal de l'Office a accepté d'augmenter la capacité maximum liée à la sécurité pour qu'elle atteigne 23 800 m³/j, sous réserve de l'accord de l'autorité de certification.

On prévoit d'effectuer d'autres essais à des taux de production supérieurs à 23 800 m³/j afin de pouvoir déterminer la capacité de traitement des installations et les possibilités d'augmenter la capacité de production des installations.

Se basant sur l'information présentée, l'Office reconnaît que la récupération de l'huile du champ Terra Nova ne subira pas d'effets défavorables à des taux maximums de production d'huile pouvant atteindre 39 750 m³/j. Cependant, les installations de production ne sont capables de fonctionner ni à ce taux ni au taux demandé de 31 800 m³/j. La production du champ Terra Nova est limitée par la capacité des installations plutôt que par le rendement du réservoir. Le Promoteur a établi que la capacité de production des installations de traitement est supérieure à 23 800 m³/j. Mais il faut procéder à un autre test pour déterminer la limite des installations de production et les possibilités d'augmenter la capacité de production des installations.



L'Office fait remarquer que d'autres facteurs risquent de faire obstacle à l'atteinte du taux de production demandé. Ces facteurs comprennent les problèmes de forage qui pourraient retarder la mise en service des puits d'exploitation, la diminution de la productivité ou de l'efficacité de l'injection causée par des conditions de réservoir inattendues ou des problèmes qui pourraient surgir lors de l'achèvement ou de l'exploitation des puits, et des problèmes imprévus rencontrés avec les éléments du système de production. Ces difficultés sont courantes dans les projets de mise en valeur de cette nature.

2.3.4 État des exigences de l'Office

Lorsque l'Office a examiné la demande initiale du Promoteur d'augmenter le taux de production annuel d'huile, l'Office a mentionné qu'avant d'autoriser la production au taux proposé, il exigeait ce qui suit :

1. L'étude de simulation du réservoir, effectuée pour évaluer la sensibilité aux taux doit être mise à jour de manière à tenir compte des données de production et des nouvelles données géologiques, et les résultats doivent être soumis à l'agent principal de la conservation. L'Office recommande que l'on incorpore les données d'au moins six mois de production dans la mise à jour de la simulation.
2. Le Promoteur doit démontrer la stabilité de fonctionnement des installations de traitement du pétrole et du gaz et celle des systèmes d'injection.
3. Le Promoteur doit tester les installations de traitement, conformément à un programme approuvé par l'agent principal de sécurité et l'agent principal de la conservation de l'Office, en vue d'établir la capacité des installations.
4. Le Promoteur doit convaincre l'agent principal de la conservation que le système de mesure, de calcul et de répartition des débits fonctionne correctement et avec une précision suffisante pour les besoins de la gestion du réservoir et de la fiscalité.
5. Le Promoteur doit convaincre l'agent principal de sécurité que les questions de sécurité sont traitées adéquatement.

L'agent de conservation principal de l'Office croit que le Promoteur a abordé adéquatement l'étude de simulation du réservoir.

En ce qui a trait à la stabilité de fonctionnement des systèmes de traitement d'huile et de gaz, et des systèmes d'injection, le système de traitement d'huile a fonctionné de manière stable; le système de compression du gaz basse pression a connu quelques problèmes, mais une partie du système fonctionnait au moment de l'arrêt prévu, en août 2002, pour

l'entretien; d'autres parties du système de compression du gaz qui traite la plus grande partie du gaz d'injection, étaient stables avant l'arrêt. À la reprise des activités, plusieurs problèmes ont surgi dans le système d'injection de gaz, et le système n'a pas fonctionné pendant la plus grande partie du mois de septembre. L'Office exige que le fonctionnement de ce système soit stabilisé avant que l'on ne produise à des taux dépassant les taux actuels approuvés. Ainsi qu'on l'a signalé plus haut, on a effectué un test de capacité et un autre test prévu est approuvé. Ce deuxième test aura lieu dès qu'on aura atteint la stabilité de fonctionnement du système d'injection de gaz.

En qui concerne le système de mesure, la plupart des éléments de ce système fonctionnent bien. Les problèmes concernant les compteurs de torche et d'injection de gaz ont été réglés. Les procédures de répartition et les éléments sous-marins du système de mesure utilisé au champ Terra Nova sont le produit d'une nouvelle approche. On a confié à une tierce partie la vérification des procédures et des compteurs avant l'appareillage du navire PSD pour le champ Terra Nova, et une vérification sur le champ est prévue pour octobre 2002. Un rapport détaillé sur les résultats de la vérification sera soumis à l'agent de conservation principal de l'Office.

L'agent de sécurité principal de l'Office continue de surveiller tous les aspects de la sécurité et il a accepté d'augmenter à 23 800 m³/j la capacité maximum liée à la sécurité. Cette capacité sera probablement augmentée de nouveau à la suite des résultats du deuxième test de capacité.

2.3.5 Impact sur la durée de vie du champ

Une autre considération intervient dans l'examen de l'augmentation du taux de production demandée : c'est l'impact de cette augmentation sur la durée de vie du champ Terra Nova.

La détermination de l'impact d'une augmentation du taux de production sur la durée de vie ultime du champ, dans le cas de la mise en œuvre d'un grand champ pétrolier extracôtier, est un exercice très aléatoire. Elle se base sur la simulation par ordinateur, et de nombreuses variables interviennent, notamment :

- le degré d'exactitude des estimations d'huile en place et des facteurs de récupération, qui se précisera à mesure qu'on accumulera de l'information sur le réservoir, grâce aux forages d'exploitation et au rendement des puits;
- l'amélioration de la récupération qui résultera des progrès réalisés en technologie de forage et en technique de gestion des champs de pétrole, au cours de la durée de vie du projet;
- le prix du pétrole aura des répercussions considérables vers la fin de la vie du champ, lorsqu'on atteindra le seuil économique de production;

- le branchement d’autres bassins ou champs qui seront peut-être découverts suffisamment près du champ Terra Nova pour qu’on les exploite à partir de la plateforme existante.

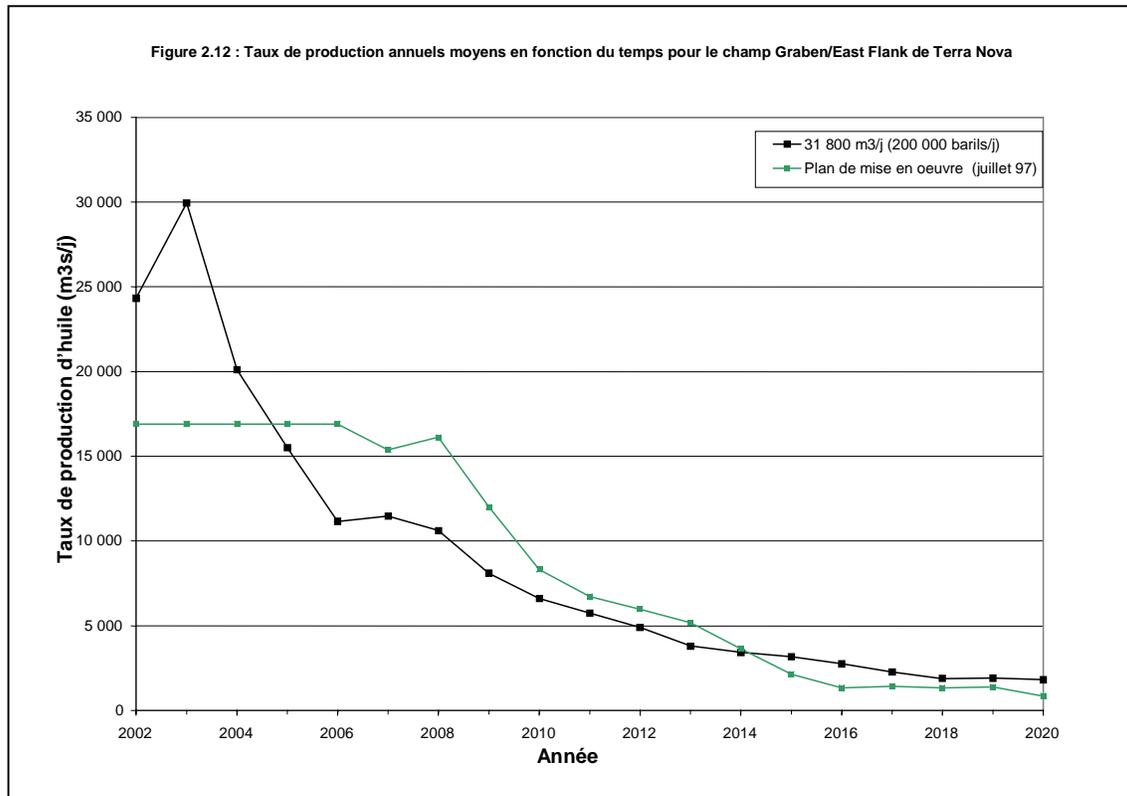
En règle générale, dans les grands projets de mise en valeur des champs de pétrole extracôtiers du monde, ces facteurs se combinent pour allonger notablement la durée de vie du champ, par rapport à l’estimation qu’on en avait fait au moment de l’approbation de sa mise en œuvre.

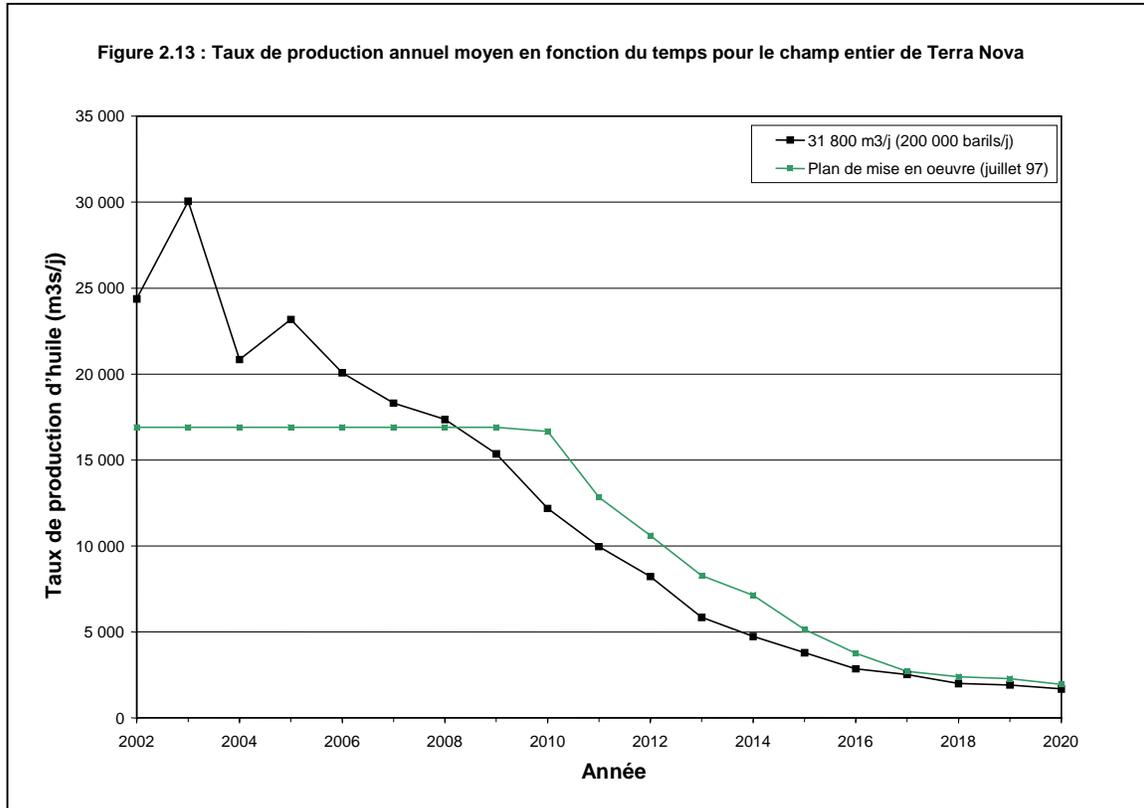
Dans le cas du projet Terra Nova, les figures 2.12 et 2.13 montrent la durée de vie prévue du champ au taux original du plan de mise en valeur approuvé, c’est-à-dire 16 000 m³/j (100 600 barils/j), et au taux maximum demandé de 31 800 m³/j (200 000 barils/j), basé sur les scénarios d’épuisement partiel et complet.

Les courbes montrent :

- qu’à 31 800 m³/j (200 000 barils/j) la période pendant laquelle on pourra maintenir la production maximum est très courte;
- à la fin de la courbe de production, il n’y a pas de différence notable entre les taux de production de l’huile dans l’un et l’autre cas.

Il est clair que l’effet de l’augmentation du taux de production sur la durée de vie du champ est minime. Étant donné qu’au cours des premières années, les propriétaires et les gouvernements profiteront d’une nette amélioration du rendement économique de l’exploitation, si on la porte au niveau de production maximum, l’Office est d’avis qu’il faudrait approuver l’augmentation du taux de production.





2.3.6 Capacité des installations

Ainsi qu'on l'a déjà mentionné dans ce rapport, l'agent de sécurité principal de l'Office a approuvé la capacité maximum liée à la sécurité, de 23 800 m³/j (150 000 barils/j) pour le navire PSD de Terra Nova. On a approuvé un autre programme d'essais qui sera exécuté en vue de déterminer la possibilité d'augmenter au-delà de ce niveau la capacité maximum liée à la sécurité. En se basant sur sa propre expérience, le Promoteur prévoit que les installations auront une capacité finale d'environ 26 200 m³/j (165 000 barils/j).

L'Office prévoit que, pour pouvoir augmenter la capacité de production jusqu'à 31 800 m³/j (200 000 barils/j), il faudra consentir un investissement important dans le navire PSD, auquel cas il faudra modifier, une fois encore, le plan de mise en valeur.

3. Conclusion

Le plan de mise en valeur de Terra Nova Décision 2002.01

L'Office approuve la Demande du Promoteur d'augmenter le taux de production annuel de pétrole jusqu'à l'équivalent de 31 800 m³/j (200 000 barils/j), sous réserve des conditions 2002.01.01, 2002.01.02 et 2002.01.03 décrites ci-après et des conditions contenues dans son rapport de décision 97.02. L'Annexe 3 contient le résumé des conditions non remplies.

En attendant cette approbation, la production annuelle maximale permise de pétrole, pour l'année civile 2002, sera déterminée en fonction des taux moyens journaliers de production de pétrole suivants :

- a) 16 000 m³/j (100 600 barils/j) du 1^{er} janvier 2002 jusqu'à la veille du jour où l'approbation, par l'Office, d'une augmentation du taux de production annuel de pétrole entrera en vigueur en vertu de l'article 32 des lois;
- b) 23 800 m³/j (150 000 barils/j), à partir de la date d'approbation par l'Office d'une augmentation jusqu'à ce que ce taux entre en vigueur en vertu de l'article 32 des lois.

Pour chaque année civile subséquente, le taux de production annuel maximal équivaldra à 23 800 m³/j (150 000 barils/j) ou tout autre taux qui aura été approuvé par l'Office après examen des critères réglementaires, administratifs et techniques, appropriés. L'Office peut décider d'augmenter le taux de production annuel de pétrole jusqu'à ce qu'il équivaille au taux journalier maximum de 31 800 m³/j (200 000 barils/j).

Condition 2002.01.01

L'approbation de l'Office est soumise à la condition suivante :

Avant de produire du pétrole à un taux dépassant 19 900 m³/j (125 000 barils/j) sur une base mensuelle, le Promoteur doit convaincre l'agent principal de la conservation de l'Office de ce qui suit :

- a) la stabilité de fonctionnement du système d'injection de gaz;
- b) le système de mesure, de calcul et de répartition des débits fonctionne correctement et avec une précision suffisante pour les besoins de la gestion du réservoir et de la fiscalité.

Condition 2002.01.02

L'approbation de l'Office est soumise à la condition suivante :

L'agent principal de conservation de l'Office peut, à tout moment, réduire le taux de production si le rendement du réservoir diffère notablement de celui prévu dans les documents intitulés *Application to Increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field* et *Supplemental Information to Application to Increase the Annual Average Oil Production Rate for the Terra Nova Field*, et si

l'agent principal de conservation a des raisons de croire que la production au taux approuvé risque d'engendrer du gaspillage.

Condition 2002.01.03

L'approbation de l'Office est soumise à la condition suivante :

Si la capacité de production supplémentaire de pétrole implique qu'on procède à des modifications ou des additions substantielles aux installations de production, le Promoteur doit soumettre une modification au plan de mise en valeur.

Annexe 1
Examen par l'Office de la demande de janvier 2000

Annexe 1 Examen par l'Office de la demande de janvier 2000

Pour étayer la demande d'augmentation du taux de production, soumise le 12 janvier 2000, le Promoteur a effectué des études de simulation de réservoir en vue d'évaluer l'impact du taux de production proposé sur la récupération de l'huile. Il a utilisé l'information fournie par l'exploitation des neuf puits de la figure 1, forés dans le champ Terra Nova, pour produire les modèles géologiques. Selon le Promoteur, on a rencontré cinq lits de sable pétrolifère majeurs et deux mineurs, lors des forages de ces puits. De plus, la nature complexe du réservoir de Jeanne d'Arc et les données éparses tirées de l'exploitation des puits ont fait qu'on a proposé plusieurs modèles géologiques et géophysiques et émis plusieurs hypothèses sur la formation.

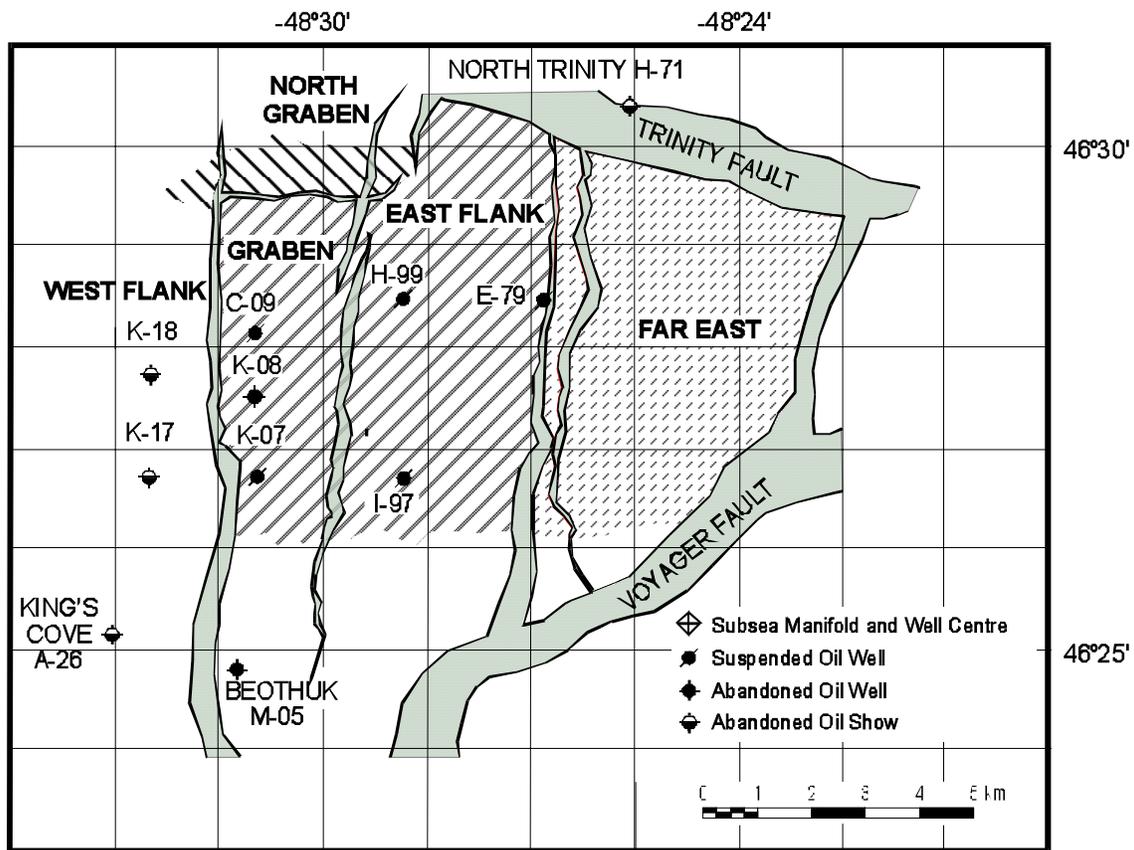


Figure 1: Terra Nova Field Outline

Source: after Petro-Canada, 1997

Le Promoteur a utilisé l'alternative 1 du modèle géologique et l'a présentée comme cas de référence dans le document intitulé « Base du réservoir pour la mise en œuvre de Terra Nova », soumis au Comité en mars 1998. Ce modèle comprend 13 couches : sept de grès et six de shale. Les cinq couches principales de grès sont divisées en quatre à six sous-couches. On a produit un modèle de simulation de réservoir comprenant 28 couches, qui englobait les failles cartographiées et tenait compte des failles qui échappent aux données

sismiques. Le modèle prévoyait, entre autres, la communication verticale entre les couches de grès, et la communication horizontale à travers les failles, aux endroits où les couches de grès étaient adjacentes. Le Promoteur a utilisé un rapport de perméabilité verticale/horizontale de 0,02 dans tout le modèle. De plus, aux endroits où l'interprétation laissait croire à l'existence d'un contact sable-sable à travers une faille, il a utilisé un coefficient de transmissivité de 0,0002. Ces deux valeurs étaient basées sur les résultats obtenus lors des essais aux tiges DST 1 et DST 3 effectués respectivement dans les puits H-99 et E-79.

Les tests de pression, de volume et de température effectués par le Promoteur sur des échantillons de liquide prélevés dans les puits du champ Terra Nova indiquent la présence de trois types d'huile, qui ont tous trois été utilisés dans le modèle de simulation du réservoir. Le Promoteur n'a utilisé qu'un modèle d'équation d'état pour caractériser tous les fluides de Terra Nova. Le tableau 1 donne les propriétés des trois types d'huile.

Le Promoteur a présenté les courbes de perméabilité relative huile-eau et gaz-huile, utilisées dans le modèle de simulation du réservoir. La figure 2 montre ces courbes. Selon le Promoteur, les résultats des forages n'ont révélé aucune surface de contact gaz-huile ou huile-eau, exception faite pour une surface huile-eau non-représentative, rencontrée dans le puits K-08. Se basant sur les données obtenues lors des forages effectués dans la zone, le Promoteur a présumé l'existence d'un niveau de contact huile-eau à $3\,548 \pm 33$ mètres sous le niveau de la mer et il a utilisé, dans le modèle du cas de référence, un niveau de contact huile-eau situé à $3\,515$ mètres sous le niveau de la mer.

Pour le modèle de simulation du réservoir, le Promoteur a initialisé trois régions d'équilibre correspondant aux trois types de fluides rencontrés. Il a fait varier le rapport gaz dissous-huile en fonction de la profondeur. Il a apparié l'huile en place du modèle de simulation pour les blocs faillés C-09, K-07, I-97, H-99 et chacune des sept couches de grès avec le modèle géologique du cas de référence. Selon le Promoteur, le volume d'huile en place s'élevait à l'origine à $150 \times 10^6 \text{ m}^3$ dans le Graben et l'East Flank, et à $208 \times 10^6 \text{ m}^3$ dans le champ entier de Nova Field. Le Graben et l'East Flank sont les deux seules régions qui ont fait l'objet d'une modélisation.

Le Promoteur a mentionné que la stratégie d'épuisement dans le cas de référence, est la même que celle soumise précédemment pour le plan de mise en valeur de Terra Nova. Cette stratégie prévoit l'exploitation de l'East Flank et du bloc faillé K-07 du Graben par injection d'eau, et l'exploitation du bloc faillé C-09 du Graben par injection de gaz. En cas de pénurie de gaz, on injectera de l'eau dans le bloc faillé C-09 pour remplir les vides. Le Promoteur prévoit qu'il faudra forer vingt-cinq puits - 15 de production et 10 d'injection – pour épuiser les réserves d'huile. Il a imposé plusieurs contraintes et limites à la production du champ et des puits, qui sont présentées dans le tableau 2.

Tableau 1				
Terra Nova – PVT -				
Propriétés		Région de PVT		
		1	2	3
Profondeur moyenne	m ss la mer	3 364	3 417	3 289
Pression du réservoir (Prés)	bar	354,60	355,00	347,50
Pression du point de bulle (Pb)	bar	247,25	259,59	221,04
Température du réservoir	° C	100	101	97
Facteur de volume de formation d'huile à la Prés	m ³ /m ³	1,322	1,351	1,295
Facteur de volume de formation d'huile à la Pb	m ³ /m ³	1,350	1,378	1,327
Facteur de volume de formation de gaz à la Prés	m ³ /m ³	0,00354	0,00356	0,00359
Facteur de volume de formation de gaz à la Pb	m ³ /m ³	0,00455	0,00442	0,00507
Facteur de volume de formation d'eau à la Prés	m ³ /m ³	1,031	1,031	1,031
Rapport gaz dissous-huile	m ³ /m ³	136,76	148,02	125,33
		(139*)	(150*)	(127*)
Masse volumique de l'huile à la Prés	kg/m ³	734,15	724,62	740,22
Masse volumique de l'huile à la Pb	kg/m ³	718,84	710,45	722,29
Masse volumique de l'huile à la TS	kg/m ³	862,02	861,76	860,14
Masse volumique du gaz à la Prés	kg/m ³	242,47	188,65	256,22
Masse volumique du gaz à la Pb	kg/m ³	260,26	209,62	181,43
Masse volumique du gaz à la pression atmosphérique		0,761	0,761	0,752
Masse volumique de l'eau à la TS	g/m ³	1 020	1 020	1 020
Gaz				
Viscosité de l'huile à la Prés	cp	0,55	0,503	0,652
Viscosité de l'huile à la Pb	cp	0,458	0,425	0,52
Viscosité du gaz à la Prés	cp	0,0248	0,0248	0,0227
Viscosité du gaz à la Pb	cp	0,0203	0,0208	0,0181
Viscosité de l'eau à la Prés	cp	0,32	0,32	0,32
(*) Rapport gaz-huile basé sur la simulation HYSIM.				

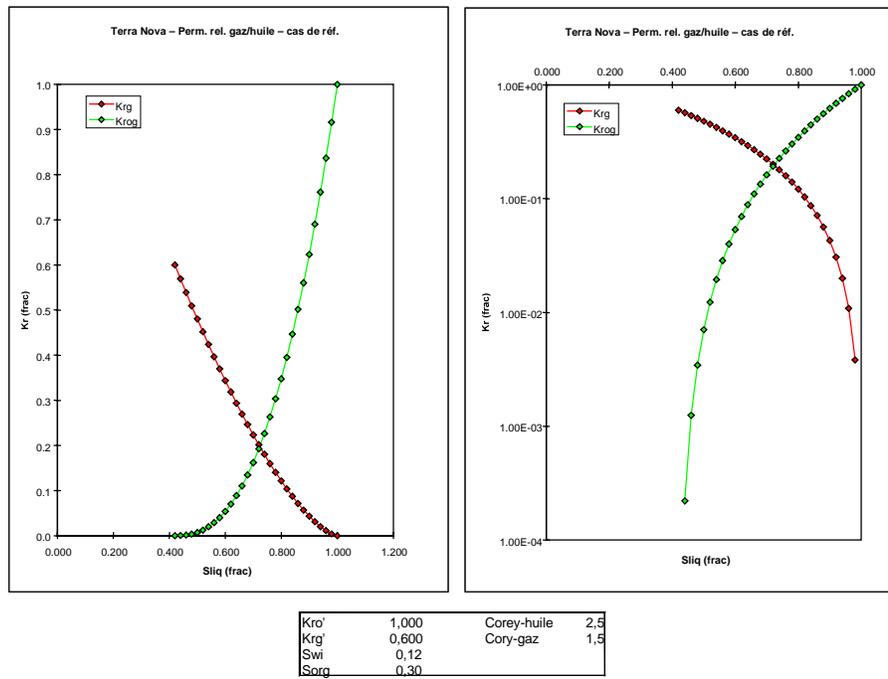
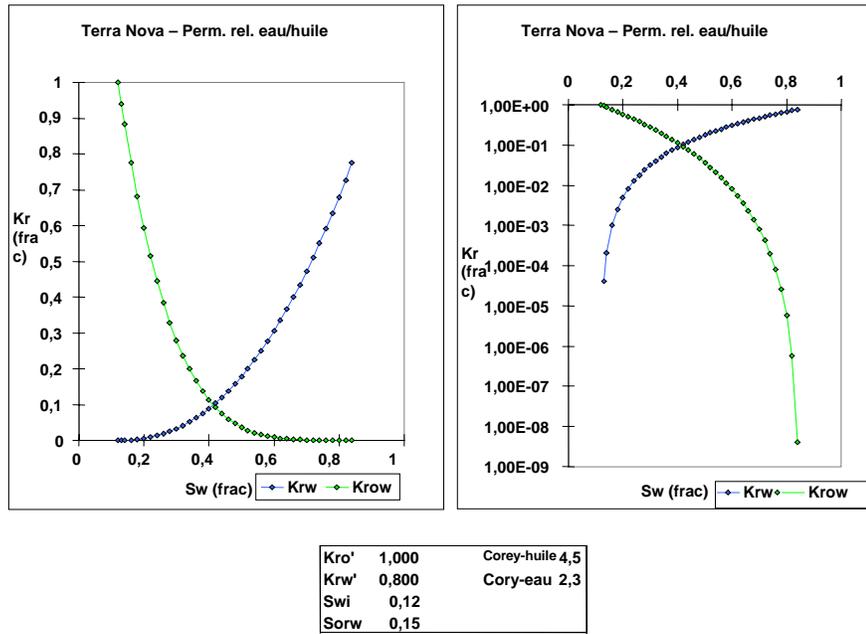


Figure 2 : Courbes de perméabilité relative huile-eau et gaz-huile

Tableau 2	
Contraintes et limites de production du champ et des puits	
Types de puits	Limites par puits
East Flank – puits horizontaux	5 000 m ³ /j de liquide, pression minimum au fond de 23,0 Mpa
East Flank – puits verticaux	3 000 m ³ /j de liquide, pression minimum au fond de 23,0 Mpa
Graben – puits horizontaux	4 000 m ³ /j de liquide, pression minimum au fond de 25,0 Mpa
Graben – puits verticaux	5 000 m ³ /j de liquide, pression minimum au fond de 25,0 Mpa
Injection d'eau	9 000 m ³ /j
Injection de gaz	4 10 ⁶ m ³ /j de gaz, pression maximum en tête de colonne de 34 MPa avec la courbe d'élévation

Le tableau 3 présente les seuils techniques utilisés par le Promoteur pour arrêter la production d'un puits.

Tableau 3			
Seuils de production des puits			
	Rapport gaz-huile (m ³ /m ³)	Taux de production d'huile (m ³ /j)	Teneur en eau (%)
Puits verticaux	3 000	15	90
Puits horizontaux	3 000	200	90

Le Promoteur a traité les trois cas suivants de sensibilité aux taux, en vue de déterminer l'effet du taux moyen du champ sur la récupération finale d'huile : à 16 000 m³/j (100 000 barils/j), c'est-à-dire au taux maximum de production d'huile approuvé actuellement pour le champ, à 23 850 m³/j (150 000 barils/j), ce qui correspond au taux moyen demandé pour le champ, et à 31 800 m³/j (200 000 barils/j). Le Promoteur a constaté que les limites de production nominales des installations sont de 19 900 m³/j d'huile (125 000 barils/j) et 45 300 m³/j de liquide (285 000 barils/j), quantité qui pourrait être portée à 50 800 m³/j (320 000 barils/j) par l'addition d'un deuxième séparateur. La limite de production de gaz et celle de l'installation d'injection, utilisées dans la simulation, étaient respectivement de 8,37 10⁶ m³/j et 7,49 10⁶ m³/j. Pour les besoins de la simulation, on a utilisé une limite de production de liquide de 40 000 m³/j (250 000 barils/j) dans le cas de référence, c'est-à-dire à 16 000 m³/j (100,000 barils/j), et une limite production de 45 300 m³/j de liquide (285 000 barils/j) dans les autres cas.

Selon le Promoteur, les études de simulation du réservoir indiquent que le facteur de récupération de l'huile, dans les cas étudiés, est insensible aux taux. Le tableau 4 présente les résultats.

Tableau 4 Terra Nova – sensibilité aux taux maximums moyens de production d’huile								
Taux maximum moyen d’huile m ³ /j	Années	Facteur de récupération du champ	Réserves du champ 10 ⁶ m ³	Graben Facteur de récupération	East Flank Facteur de récupération	Taux de production d’huile du champ m ³ /j	Fraction d’eau du champ	Rapport gaz/huile du champ m ³ /m ³
16 000	20	0,398	59 809	0,382	0,411	1 055	0,58	1 344
23 850	20	0,402	60 533	0,387	0,417	1 023	0,63	1 136
31 800	20	0,405	60 952	0,390	0,420	1 083	0,63	1 436
Huile en place dans le champ 10 ⁶ m ³				151				
Graben – huile en place - 10 ⁶ m ³				74				
East Flank – huile en place - 10 ⁶ m ³				77				

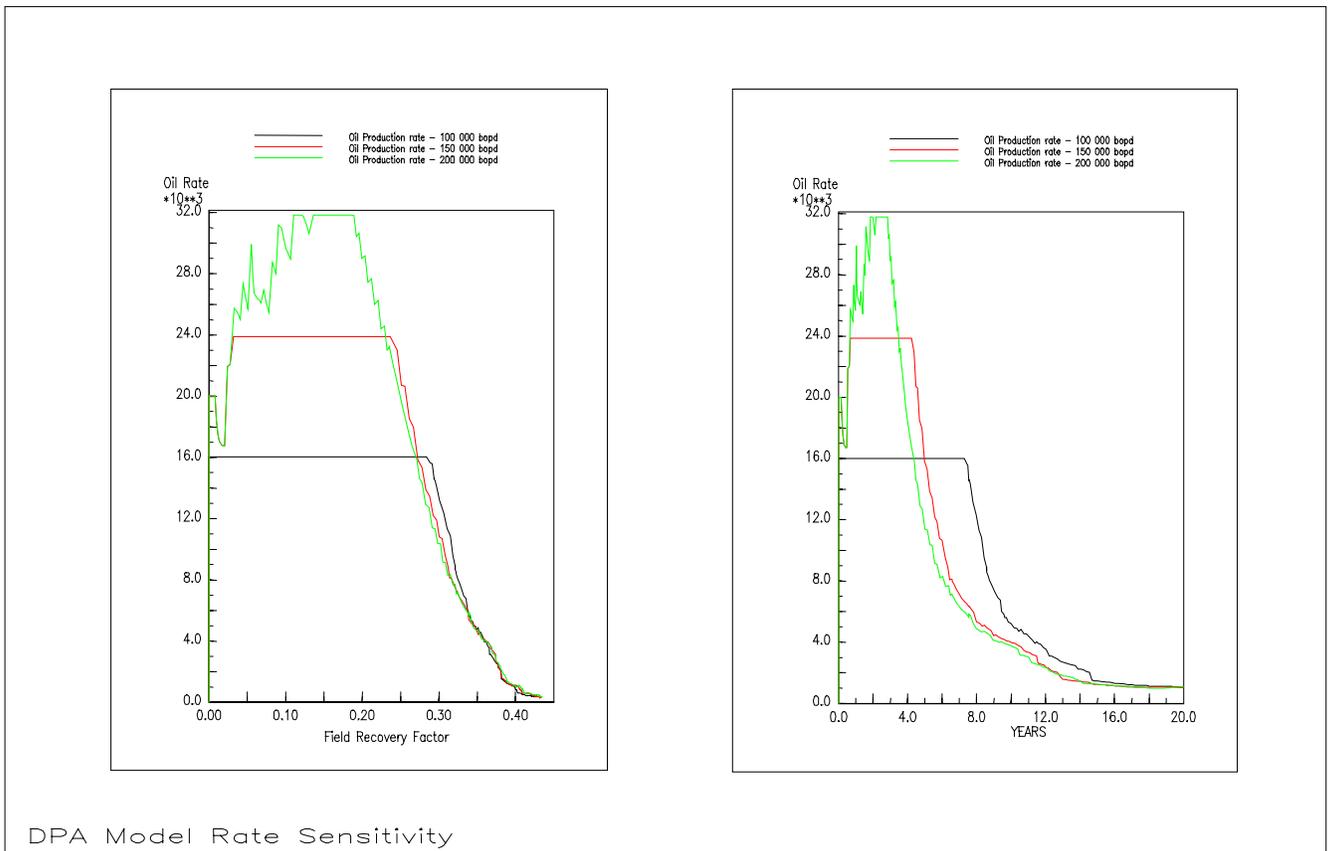


Figure 3 : Comparaison des rendements de production du champ, en fonction du facteur de récupération et du temps, dans le cas de référence

Le Promoteur a étayé sa demande en présentant un ensemble complet de courbes du champ, des blocs faillés et des puits, dans chaque cas étudié. La figure 3 montre les courbes du rendement de production en fonction du facteur de récupération et du temps.

Le 25 mai 2000, en réponse à une demande du personnel technique du Comité, le Promoteur a soumis un document supplémentaire présentant les résultats des études de simulation du réservoir, obtenus en utilisant un autre modèle géologique que celui utilisé pour le cas de référence du plan de mise en valeur. Selon le Promoteur, cet autre modèle tenait compte de cartes structurales tridimensionnelles à courbes temps-profondeur basées sur des données sismiques et géophysiques actualisées en 1997, du modèle des failles, de la cartographie des données de stratigraphie interne, de volumes déterministes, de corrélations entre les puits, des isochores, de cartes paramétriques, de simulations de caractérisation du réservoir et du modèle tridimensionnel du réservoir faillé. Le tableau 5 montre la comparaison entre les couches lithostratigraphiques du cas de référence et celles de l'autre modèle. Le Promoteur mentionne que l'autre modèle est un modèle optimiste, construit pour englober la distribution supérieure de sable potentielle et permettre ainsi d'optimiser l'emplacement des puits, et pour maximiser l'information tirée de l'exploitation des puits initiaux. Le Promoteur a réduit le volume des pores pour que le modèle concorde avec la distribution actuelle la plus probable des réserves estimées, présentée dans le document intitulé « Base du réservoir pour la mise en œuvre de Terra Nova ».

Tableau 5	
Nouveau modèle géologique	
Couches lithostratigraphiques	
Corrélations DPA	Corrélations du modèle géologique de septembre 98
E Sable	E Sable
ED Shale	ED Shale
D2 Sable	Dc Sable
D2 Sable	Db Shale
D2 Sable	Da Sable
D2 Sable	D Congl.
D2D1 Shale	UC2 Sable
D1 Sable	UC2 Congl.
D1C2 Shale	LC2 Shale
C2 Sable	LC2 Sable
C2C1 Shale	C2C1 Shale
C1 Sable	C1 Sable
C1 Sable	C1 Congl.
C1B1 Shale	C1B Shale
B1 Sable	B Sable
B2B1 Shale	B Sable
B2 Sable	B Sable
Rang B Shale	Rang B Shale

Dans l'étude du modèle de simulation du réservoir actualisé, menée en utilisant l'autre modèle géologique, le Promoteur a produit deux modèles, un pour l'East Flank et un pour le Graben, qu'il a ensuite couplés et exécutés pour découvrir l'effet de plusieurs taux de production d'huile maximums sur la récupération finale. Il a conservé les données de perméabilité relative, les contraintes et limites de production du champ et des puits, et la stratégie d'épuisement utilisées lors de l'étude du cas de référence. Il a actualisé les propriétés des fluides afin de prendre en compte l'autre modèle géologique, les rapports gaz/huile de simulation du traitement et un type de fluide différent pour la couche de sable E de l'East Flank. Comme le montre le tableau 6, le Promoteur a relevé les seuils de production des puits.

Tableau 6			
Seuils de production des puits			
	Rapport gaz-huile (m3/m3)	Taux de production d'huile (m3/j)	Teneur en eau (%)
Puits verticaux	9 000	15	95
Puits horizontaux	9 000	200	95

Selon le Promoteur, les études de simulation du réservoir, menées en utilisant l'autre modèle géologique, indiquent que le facteur de récupération finale d'huile est insensible aux taux dans les cas étudiés. Le tableau 7 présente les résultats

Tableau 7								
Terra Nova – sensibilité aux taux maximums moyens de production d'huile								
Taux maximum moyen d'huile m ³ /j	Années	Facteur de récupération du champ	Réserves du champ 10 ³ m ³	Graben Facteur de récupération	East Flank Facteur de récupération	Taux de production d'huile du champ m ³ /j	Proportion d'eau du champ	Rapport gaz/huile du champ m ³ /m ³
16 000	20	0,358	62 051	0,279	0,400	584	0,944	124
23 850	20	0,357	61 880	0,289	0,401	139	0,938	127
31 800	20	0,359	62 201	0,291	0,401	177	0,951	124
Huile en place dans le champ 10 ⁶ m ³				173,48				
Graben – huile en place - 10 ⁶ m ³				70,45				
East Flank – huile en place - 10 ⁶ m ³				103,03				

Le Promoteur a étayé sa demande en présentant un ensemble complet de courbes du champ, des blocs faillés et des puits, dans chaque cas étudié. La figure 4 montre les courbes du rendement de production en fonction du facteur de récupération et du temps.

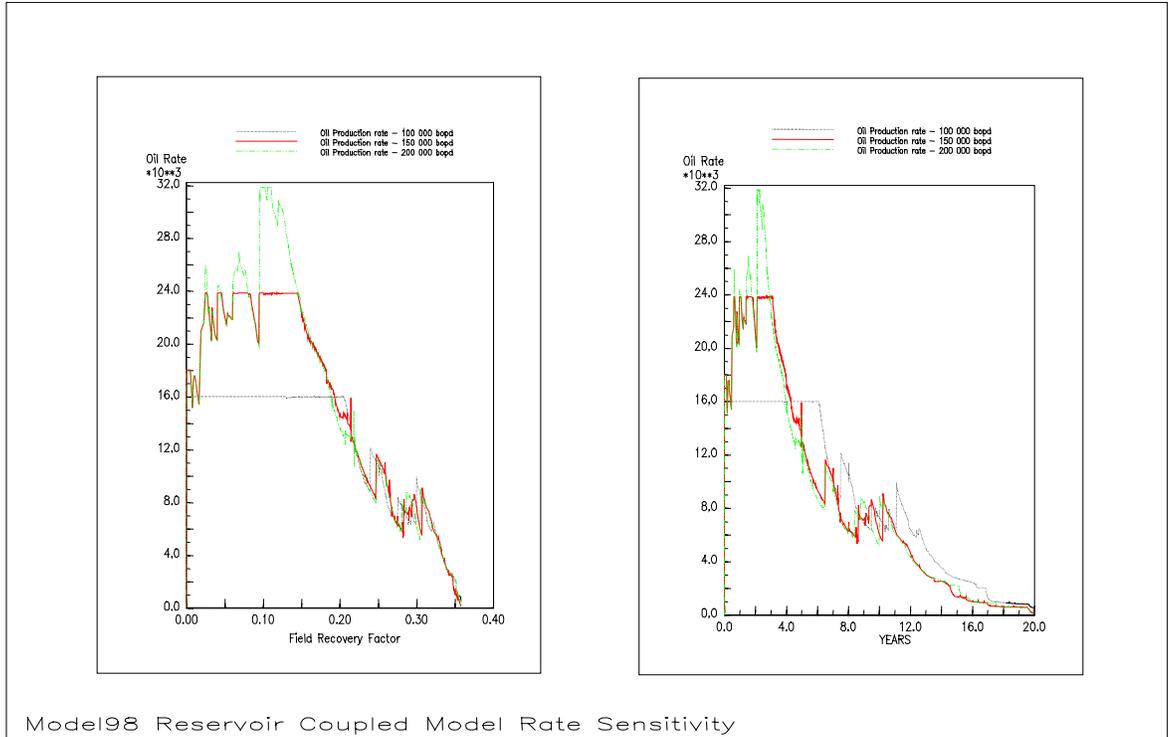


Figure 4 : Comparaison des rendements de production du champ en fonction du facteur de récupération et du temps, dans l'autre cas

Examen par l'Office de la demande soumise par le Promoteur en janvier 2000 :

L'Office a examiné l'information soumise par le Promoteur pour étayer sa demande du 12 janvier 2000 d'augmenter le taux de production annuel moyen d'huile pour qu'il atteigne 23 850 m³/j (150 000 barils/j), il a rencontré les représentants du Promoteur pour discuter l'information, a obtenu une copie des dossiers de simulation du réservoir, effectué la simulation du réservoir et examiné les résultats en utilisant son logiciel de simulation de réservoir. L'Office trouve que l'approche adoptée par le Promoteur pour mener les études de simulation du réservoir, et les résultats obtenus sont raisonnables si l'on se base sur les modèles et les hypothèses émises sur les installations. Ces études indiquent que le rendement de récupération est insensible à l'augmentation du taux de production maximum. On observe bien une différence de récupération lorsqu'on utilise les deux modèles géologiques, mais l'Office l'attribue à des facteurs géologiques. Le taux de production plus élevé proposé pourrait réduire la durée de vie du champ de 1 à 2 ans. Cependant, il faut utiliser avec circonspection les conclusions de la simulation pour prévoir la fin de la production du champ, car il arrive souvent que le champ produise plus longtemps que prévu. Les domaines préoccupants sont, selon l'Office, le modèle géologique, le rendement des installations de production et le rendement de production des puits et du réservoir.

L'Office a examiné l'interprétation géologique présentée par le Promoteur et il en a analysé les données. Il reconnaît avec le Promoteur que plusieurs modèles géologiques,

différant par leurs corrélations sable-shale, sont possibles. Il conclut que le modèle géologique et les corrélations proposées dans le cas de référence et l'autre modèle géologique sont raisonnables.

L'Office a également examiné les données tirées de l'exploitation des puits qui ont été forés depuis la soumission de la demande et il a discuté ces données avec le Promoteur. L'Office trouve que les données recueillies lors des forages d'exploitation dans le Graben ne corroborent pas vraiment ces deux modèles. Depuis le dépôt de la demande, le puits d'exploitation G-90 2W et les deux puits pilotes G-90 2 et G-90 2Y ont pénétré dans le réservoir de Terra Nova, sur l'East Flank. Les données fournies par les deux puits pilotes confirment la présence d'unités de grès concordant avec les données du modèle géologique. Mais le grès rencontré est dense et non-productif en raison d'une cimentation de calcite. Cette situation était imprévue. Au moment de l'examen de la demande d'augmentation des taux présentée par le Promoteur, le forage du puits G-90 2W n'était pas encore achevé. Les données préliminaires de ce puits indiquent que le grès dense s'étend sur une certaine distance. Compte tenu de l'emplacement de ce puits, à proximité des failles, on ne peut savoir si le dépôt de cimentation de calcite est lié aux failles ou s'il s'agit plutôt d'un phénomène régional qui s'étendrait à travers toute la partie nord de l'East Flank. Le premier scénario aurait un effet variant de mineur à significatif sur les estimations d'huile en place et des réserves, suivant l'étendue du halo de calcite autour des failles. De plus, la cimentation empêcherait la communication à travers les failles, ce qui pourrait compartimenter le réservoir en de nombreux blocs faillés indépendants. Le plan de mise en œuvre de Terra Nova a prévu ce cas. Si la cimentation de calcite est régionale et s'étend à travers toute la partie nord de l'East Flank, elle aura un impact significatif sur les estimations d'huile en place et sur celles des réserves dans cette région.

L'Office croit qu'il faut pousser le travail et obtenir plus de renseignements pour pouvoir évaluer les répercussions de la cimentation de calcite. On prévoit de forer deux autres puits dans la région de l'East Flank, avant de commencer la production; ces deux puits faciliteront la détermination de l'étendue de la cimentation de calcite. De plus, aux premiers stades de la production, les données recueillies fourniront des renseignements utiles qui permettront d'évaluer la communication entre les failles, les corrélations et les modèles géologiques, et le rendement des puits et du champ. L'Office est d'avis qu'avant d'approuver officiellement une augmentation de la production jusqu'au taux proposé, il faudra étudier l'information fournie par les forages et les opérations de production, et actualiser les études de simulation pour tenir compte de cette nouvelle information.

Selon l'information fournie par le Promoteur, on a réexaminé la capacité de production nominale des installations, évaluée à 19 900 m³/j (125 000 barils/j) et envisagé des améliorations qui permettraient de porter la capacité de traitement maximum à 23 800 m³/j (150 000 barils/j). Pour atteindre cette capacité de traitement, le Promoteur envisage d'utiliser le séparateur d'essai, lorsqu'il ne sera pas employé pour effectuer des tests. La conception des installations de traitement prévoit l'installation d'un séparateur supplémentaire qui permettra d'augmenter de 5 565 m³/j (35 000 barils/j) la capacité de traitement des liquides. La prévision de production présentée par le Promoteur est basée

sur une capacité de traitement de 23 800 m³/j (150 000 barils/j), en continu. L'Office croit que ce n'est pas possible, car l'exploitation connaîtra des perturbations et des arrêts pour entretien. Le taux de production annuel moyen devrait donc correspondre à moins de 23 800 m³/j (150,000 barils/j), à moins que les installations de traitement se révèlent d'une plus grande capacité que la capacité nominale ou qu'on installe un séparateur supplémentaire pour augmenter la capacité de traitement. La capacité des installations de production et le rendement d'exploitation sont des éléments clés qui détermineront le taux de production réel. Lors de la mise en service de tout nouveau système, il faut attendre un certain temps avant que les opérations ne se stabilisent. Durant cette période, on constate généralement une augmentation du volume de gaz brûlé à la torche. L'Office croit qu'on éviterait le gaspillage si, avant d'augmenter la production d'huile jusqu'au taux proposé, on s'efforçait de stabiliser, au taux actuellement approuvé, le fonctionnement des installations de traitement de l'huile et du gaz et des installations d'injection de gaz. Dès qu'on aura assuré le fonctionnement stable des installations et qu'on aura foré un nombre suffisant de puits pour assurer la capacité de production nécessaire, on devrait aussi tester les installations de traitement pour confirmer leur capacité.

L'Office croit qu'en plus des installations de traitement, les systèmes de mesure et les procédures de calcul et de répartition des débits joueront un rôle essentiel dans la gestion efficace du réservoir. Ces points ne sont pas traités dans la demande, mais l'Office les examine dans une demande séparée. Les procédures de répartition et les éléments sous-marins du système de mesure proposés sont nouveaux et, selon l'Office, il est important de vérifier le bon fonctionnement de ces procédures et systèmes avant d'autoriser des taux de production plus élevés.

En conclusion, l'Office reconnaît avec le Promoteur que, sur la base des études d'interprétation géologique et de simulation présentées, la récupération d'huile du réservoir de Terra Nova ne subira aucun effet défavorable si on augmente le taux de production maximum d'huile jusqu'à 31 900 m³/j (200 000 barils/j). Cependant, avant d'autoriser le Promoteur à produire au taux proposé, l'Office exige ce qui suit :

1. Le Promoteur doit mettre à jour l'étude de simulation du réservoir, menée pour évaluer la sensibilité aux taux, afin de tenir compte des données de production et des nouvelles données géologiques; et les résultats doivent être soumis à l'agent principal de la conservation. L'Office recommande que l'on incorpore les données de production d'au moins six mois dans la mise à jour de la simulation.
2. Le Promoteur doit démontrer la stabilité de fonctionnement du traitement du pétrole et du gaz, et des systèmes d'injection.
3. Le Promoteur doit tester les installations de traitement, conformément à un programme approuvé par l'agent principal de sécurité et par l'agent principal de la conservation de l'Office, en vue d'établir la capacité des installations.

4. Le Promoteur doit convaincre l'agent principal de la conservation que le système de mesure, de calcul et de répartition des débits fonctionne correctement et avec une précision suffisante pour les besoins de la gestion du réservoir et ceux de la fiscalité.
5. Le Promoteur doit convaincre l'agent principal de sécurité que les questions de sécurité sont traitées adéquatement.

Annexe 2
Puits utilisés par le Promoteur
pour étayer
le modèle géologique de Terra Nova

Annexe 2

Puits utilisés par le Promoteur pour étayer le modèle géologique de Terra Nova

Beothuck M-05
Brent's Cove I-30
King's Cove A-26
Terra Nova C-09-1
Terra Nova C-69
Terra Nova E-79
Terra Nova F-88 1
Terra Nova G-90 1
Terra Nova G-90 2
Terra Nova G-90 2Y
Terra Nova G-90 2W
Terra Nova G-90 3
Terra Nova G-90 4
Terra Nova G-90 5
Terra Nova H-99
Terra Nova I-97
Terra Nova K-07
Terra Nova K-08
Terra Nova K-17
Terra Nova K-18
Terra Nova L-98 1Z
Terra Nova L-98 2
Terra Nova L-98 3
Terra Nova L-98 4
Terra Nova L-98 5
Terra Nova L-98 7
North Trinity H-71

Annexe 3
Décision 97.02
Conditions non remplies

Annexe 3
Décision 97.02
Conditions non remplies

Plan de mise en valeur de Terra Nova
Décision 97.02 – État des conditions

En 1997, l'Office avait assujéti son approbation du Plan de mise en valeur de Terra Nova à vingt-trois conditions. Mais les conditions suivantes n'ont pas été remplies :

Condition 11

Le Promoteur doit soumettre à l'Office, pour approbation, un plan d'exploitation actualisé de la partie Far East du champ, au plus tard dix-huit mois après la fin du forage du premier puits dans cette région, comme le prévoit la *Mise à jour de la demande* datant de juin 1997.

État :

Le Promoteur a foré un puits, le puits Terra Nova C-69 1, dans la zone Far East du champ, qui confirme la présence d'huile. Le forage d'un deuxième puits est en cours. Le Promoteur doit soumettre à l'Office, au plus tard le 10 mai 2003, une mise à jour du plan d'exploitation de la zone Far East.

Condition 12

Le Promoteur doit mener une étude portant sur les effets de l'injection de gaz dans la formation Ben Nevis qu'il exploite dans la région entourant les puits King's Cove A-26 et Terra Nova K-17, et en communiquer les résultats à l'Office avant d'entamer la phase de production d'huile.

État : condition annulée

Le 19 janvier 1999, l'Office a considéré de nouveaux renseignements fournis par les études géoscientifiques et techniques du Promoteur, selon lesquels la Condition 12 ne s'appliquerait plus, et le besoin d'effectuer les évaluations demandées avant d'entamer la production d'huile n'était donc plus justifié. L'Office s'est déclaré d'accord avec le point de vue du Promoteur et a annulé la Condition 12, qu'il a remplacée par la Condition 12a.

Condition 12a

Dans les cas où les renseignements recueillis indiqueraient que l'injection de gaz se fait au détriment de la récupération d'huile, le Promoteur devra présenter à l'Office, pour approbation, un plan d'élimination du gaz qui assurera une récupération maximale des réserves d'huile et de gaz.

État : condition à respecter**Condition 13**

Le Promoteur doit soumettre à l'Office, pour approbation, un plan d'exploitation actualisé du North Graben, au plus tard dix-huit mois après la fin du forage du premier puits dans cette région, comme le prévoit la *Mise à jour de la demande* datant de juin 1997

État :

Aucune soumission n'est attendue avant le forage du premier puits dans la zone North Graben du champ.

Condition 14

Le Promoteur doit, avant d'entreprendre la construction du navire PSD, et de sa tourelle, confirmer à l'Office qu'il a prévu, dans sa conception, un séparateur d'essai supplémentaire et un deuxième passage articulé dans la tourelle qui permettra d'effectuer les essais.

État : condition annulée

Le 21 avril 1998, ayant considéré une demande, soumise par le Promoteur, d'annuler la Condition 14, l'Office a jugé qu'un complément d'information était nécessaire. Le Promoteur a été subséquemment prié de fournir les renseignements supplémentaires. Le 24 juin 1998, l'Office a annulé la Condition 14 et l'a remplacée par la condition suivante :

Le Promoteur devra, pendant toute la durée de l'exploitation du champ, utiliser des installations et un équipement qui répondront, à la satisfaction de l'agent principal de la conservation de l'Office, aux exigences d'essai des puits stipulées dans le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.

L'agent principal de la conservation de l'Office veille à ce que cette condition soit respectée par le Promoteur.

Condition 21

- i. Dans la conception de ses installations, le Promoteur doit prévoir la réinjection de l'eau produite, si le besoin s'en fait sentir.
- ii. Lorsqu'il aura récupéré des volumes suffisants d'eau produite, le Promoteur devra entreprendre une étude de faisabilité de la réinjection de l'eau produite et soumettre cette étude à l'Office.
- iii. Le Promoteur devra procéder à la réinjection de l'eau produite si l'Office juge l'opération économiquement et techniquement faisable.

État :

- i. Condition remplie
- ii. Attente de la soumission
- iii. En attente; la décision de l'Office dépendra des conclusions tirées des Conditions 21 (i) et (ii)

Annexe 4
Glossaire

Annexe 4

Glossaire

TPAP	taux de production annuel de pétrole
gaz associé	gaz en contact avec le pétrole. Le gaz associé peut exister sous la forme d'une calotte de gaz recouvrant une accumulation de pétrole, ou de gaz dissous dans le pétrole sous l'effet des conditions de pression et de température qui régnaient initialement dans le réservoir, et qui se dégage du pétrole lors de son traitement normal à la surface, ou lorsque la pression diminue dans le réservoir.
bppj	barils de pétrole par jour
bpj	barils par jour
clastique	relatif à une roche ou à des sédiments composés principalement de fragments ou de grains individuels
achèvement	ensemble des activités nécessaires pour préparer un puits à produire du pétrole ou du gaz, ou à recevoir l'injection d'un fluide
conglomérat	roche sédimentaire clastique, composée de fragments de plus de 2 mm de diamètre; l'équivalent consolidé du gravier
carotte	cylindre de roche retiré du sol par forage, dont on peut déterminer la composition et la stratification
déblais de forage	éclats et petits fragments de roche qui remontent à la surface lorsque circulent les boues de forage
puits de délimitation	puits foré dans le but d'évaluer l'étendue d'une accumulation de pétrole
deltaïque	qui a rapport ou ressemble à un delta
mise en valeur	le terme « mise en valeur » s'applique à toutes les phases du projet, de la décision d'entreprendre la construction jusqu'à la cessation d'exploitation du champ
puits d'exploitation	puits foré dans le but d'extraire du pétrole ou du gaz, ou destiné à l'injection de fluides dans un réservoir de pétrole ou à l'évacuation de fluides provenant de ce réservoir
puits de découverte	puits d'exploration qui aboutit dans un gisement de pétrole

	inexploité; ou puits de reconnaissance dont le résultat du forage est concluant
puits d'exploration	puits foré dans le but de trouver une formation contenant du pétrole ou du gaz
faille	en géologie, cassure dans la continuité des différents types de roches
CE	champ entier (Graben + East Flank + Far East)
fluvial	relatif à un fleuve
TPJMI	taux de production journalier maximal des installations
TPPC	taux de production de pétrole du champ (m ³ /jour)
PTPC	production totale du champ (m ³ /s)
Test d'écoulement de la formation	opération visant à provoquer l'écoulement des fluides, de la formation vers la surface d'un puits, dans le but de prélever des échantillons des fluides du réservoir et de déterminer les caractéristiques d'écoulement de ce dernier.
Navire SPD	navire de production et de stockage de pétrole au large
GEF	Graben + East Flank
TPPG IE	taux de production de pétrole du groupe par injection d'eau dans le champ (m ³ /jour)
TPPG IG	taux de production de pétrole du groupe par injection de gaz dans le champ (m ³ /jour)
PTPG IE	production totale de pétrole du groupe par injection d'eau dans le champ (m ³ /jour)
PTPG IG	production totale de pétrole du groupe par injection de gaz dans le champ (m ³ /jour)
Graben	bloc de croûte terrestre allongé, limité par des failles et situé en contrebas par rapport aux blocs de croûte terrestre adjacents
injection	procédé qui consiste à pomper du gaz ou de l'eau et à les introduire dans un réservoir pour augmenter la production de pétrole

eau d'injection	eau injectée dans la formation pour maintenir la pression dans le réservoir; dans les installations extracôtières, l'eau d'injection est de l'eau de mer traitée aux biocides, aux désoxygénants et aux agents anti-tartre
diagraphie	enregistrement systématique de données au moyen de différents outils spéciaux, pendant et après le forage d'un puits, pour établir les propriétés des roches et des fluides de la formation dans laquelle le puits est foré
mD	millidarcys de perméabilité
CMLS	capacité maximale liée à la sécurité
Gaz non-associé	gaz qui n'est pas en contact avec le pétrole
DIHM	directeur des installations en haute mer
perméabilité	capacité d'une roche à transmettre un fluide
pétrophysique	étude des propriétés d'un réservoir, basée sur les données obtenues par différentes méthodes de diagraphie
roche poreuse	roche qui contient des vides
plateforme de production	structure extracôtière, équipée pour recevoir du pétrole ou du gaz provenant de puits extracôtiers, sur laquelle s'effectuent les opérations de traitement primaire, de compression et de pompage du pétrole ou du gaz avant leur transport à terre
eau produite	eau qui est associée aux réservoirs de pétrole et de gaz, et qui est recueillie en même temps que ces produits
promoteurs	Husky Oil, au nom de tous les participants détenteurs d'intérêts dans White Rose. Détenteurs d'actifs de White Rose qui participent aux coûts des activités précédant la mise en valeur et qui ont autorisé Husky Oil, en qualité d'Exploitant, à préparer la demande de mise en valeur
réserves récupérables	volumes d'hydrocarbures contenus dans le réservoir, qui peuvent être produits économiquement
réservoir	formation souterraine de roches poreuses et perméables dans laquelle du pétrole ou du gaz se sont accumulés; la plupart du temps, ces roches sont : du calcaire, de la dolomite, du grès ou une combinaison de ces roches

grès	roche sédimentaire, composée de particules de la taille d'un grain de sable
FFS	fluide de forage synthétique
ZDI	zone de découverte importante
LDI	licence de découverte importante
sédiment	matière solide, minérale ou organique, qui est ou a été transportée de son endroit d'origine par l'air, l'eau ou les glaces
roche sédimentaire	roche formée de sédiments accumulés; les sédiments peuvent être constitués de particules ou de fragments rocheux, ou de restes d'animaux ou de plantes, produits par une action chimique ou par une évaporation, ou formés d'un mélange de ces matières
sismique	relatif à des vibrations terrestres ou produit par elles; relatif à un procédé qui consiste à tirer, de signaux sonores transmis à travers la terre, des renseignements sur les structures géologiques souterraines
séparateur	réceptacle cylindrique ou sphérique, utilisé pour séparer les différents fluides contenus dans certains écoulements
shale	roche sédimentaire, constituée principalement de particules à granulométrie argileuse, dont une grande partie est formée de minéraux argileux
mise en valeur de White Rose	l'expression « mise en valeur » s'applique à toutes les phases de l'exploitation de la ressource pétrolière, de la décision de procéder en passant par les études techniques et la construction jusqu'aux opérations de production et à la cessation d'exploitation du champ
10¹².pi³	billion de pieds cubes
installations en surface	équipement de production du pétrole et du gaz et équipement auxiliaire, installés sur une structure extracôtère
trou de sonde	trou foré à l'aide d'un trépan
tête de puits	équipement installé au sommet du trou de sonde pour supporter les colonnes de tubage installées dans le puits et recueillir le débit des fluides sortant du puits

