

DÉCISION 2003.01
CONCERNANT
LA MODIFICATION
DU PLAN DE MISE EN OEUVRE
DU CHAMP HIBERNIA

Mars 2003

Available in English

ISBN # 0-921569-92-0 (*English*)
ISBN # 0-921569-93-9 (*Français*)

Table des matières

	<u>Page</u>
<i>Introduction</i> _____	<i>i</i>
1.0 Sommaire _____	1
2.0 La demande du Promoteur _____	4
2.1 Contexte _____	4
2.2 Demande du Promoteur _____	4
2.2.1 Estimation du pétrole initial en place et du gaz initial en place _____	4
2.2.2 Rendement du réservoir _____	7
2.2.3 Modèle de simulation du réservoir _____	9
2.2.3.1 Séquence de forage des puits d'exploitation _____	9
2.2.3.2 Hypothèses et contraintes utilisées dans les données entrées dans le modèle complet du champ _____	12
2.2.4 Prédictions : descriptions et résultats _____	20
3.0 Étude de la demande par l'Office _____	24
3.1 Contexte _____	24
3.2 Considérations sur la gestion des ressources _____	24
3.3 Impact sur la durée d'exploitation du champ _____	27
3.4 Considérations environnementales _____	27
3.5 Sécurité _____	28
4.0 Conclusion _____	31
Annexe A : Conditions non remplies des décisions 2000.01, 97.01, 90.01 et 86.01	33
Annexe B : Glossaire _____	41

Liste des tableaux

- Tableau 1 : Comparaison des estimations de pétrole en place pour le réservoir Hibernia, en 1998, 1999 et 2002 (d'après HMDC)
- Tableau 2 : Production et injection dans le réservoir Hibernia (d'après HMDC)
- Tableau 3 : Points extrêmes de la mise à l'échelle des courbes normalisées de perméabilité pseudo-relative (d'après HMDC)
- Tableau 4 : Contraintes des puits injectés à l'eau (d'après HMDC)
- Tableau 5 : Comparaison des récupérations cumulatives, relativement aux cas de sensibilité aux taux, dans le « scénario de l'exploitation du réservoir Hibernia, si l'on ne poursuit pas l'exploitation du réservoir Ben Nevis/Avalon » (d'après HMDC)

Tableau 6 : Comparaison des estimations de pétrole initial en place, en millions de m³ (millions de barils)

Tableau 7 : Comparaison des estimations de gaz initial en place, en millions de m³ (milliards de pieds cubes standard)

Liste des figures

- Figure 1 : Carte structurale des profondeurs du réservoir Hibernia indiquant les emplacements des puits actuels et des puits prévus (d'après HMDC)
- Figure 2 : Emplacements des puits actuels du réservoir Ben Nevis/Avalon (d'après HMDC)
- Figure 3 : Calendrier de forage de base. « Scénario de l'exploitation du réservoir Hibernia, si l'on ne poursuit pas l'exploitation du réservoir Ben Nevis/Avalon » (d'après HMDC)
- Figure 4 : Calendrier de forage pour l'exploitation limitée du réservoir Limited Ben Nevis/Avalon après la période d'évaluation 2003 - 2005 (d'après HMDC)
- Figure 5 : Hibernia : perméabilité pseudo-relative (d'après HMDC)
- Figure 6 : Désignation des gisements et des blocs faillés du modèle de simulation Ben Nevis/Avalon (d'après HMDC)
- Figure 7 : Comparaison des productions et récupérations du pétrole du champ dans les cas de sensibilité aux taux : scénario « exploitation d'Hibernia si l'on ne poursuit pas l'exploitation de BNA » (d'après HMDC)
- Figure 8 : Comparaison de l'effet, sur la production et la récupération du pétrole du champ, entre une exploitation limitée du BNA et la non-exploitation du BNA, limite de production du champ de 35 000 m³/j (d'après HMDC)
- Figure 9 : Cas de la production moyenne annuelle prévue de 220 000 b/j (35 000 m³/j), unités métriques (d'après HMDC)
- Figure 10 : Cas de la production moyenne annuelle prévue de 180 000 b/j (28 600 m³/j), unités métriques (d'après HMDC)

Introduction

Le 11 octobre 2002, la Hibernia Management and Development Company (HMDC) a présenté une demande en vue d'augmenter le taux de production annuel du champ Hibernia et de le faire passer de 28 600 m³/j (180 000 b/j) à 35 000 m³/j (220 000 b/j). L'approbation de cette demande aurait pour effet de porter le taux de production de pétrole autorisé pour une année de 10,4 millions de mètres cubes (65,6 millions de barils) à 12,8 millions de mètres cubes (80,4 millions de barils). L'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) a jugé que la proposition d'HMDC (le Promoteur) constituait une demande de modification du Plan de mise en œuvre du champ Hibernia, approuvé précédemment par l'Office. En vertu de l'Accord, l'approbation d'une telle modification place l'Office devant une décision fondamentale.

Pour appuyer sa demande, le Promoteur a soumis un document intitulé **Technical Support For Hibernia Field Rate Increase September 2002**, dont l'information technique reposait en partie sur l'exploitation du réservoir Ben Nevis/Avalon.

Dans sa décision 97.01, l'Office a demandé au Promoteur de fournir un rapport détaillé sur les résultats du programme d'évaluation du réservoir Ben Nevis/Avalon et un Plan de mise en valeur du réservoir, au plus tard le 31 décembre 2002. Et, dans un rapport daté du 13 décembre 2002, intitulé **Ben Nevis/Avalon Program Update**, le Promoteur a signalé qu'une grande partie des éléments indispensables à l'élaboration d'un plan complet de mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon étaient inconnus et il a demandé de prolonger de trois ans la période de l'évaluation, c'est-à-dire jusqu'au 31 décembre 2005. De plus, le Promoteur a demandé que l'évaluation du réservoir Ben Nevis/Avalon puisse se poursuivre parallèlement à la prise en considération de sa demande de prolongation de la période d'évaluation.

Les demandes visant à prolonger la période nécessaire à l'évaluation du réservoir Ben Nevis/Avalon et à l'élaboration du Plan de mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon jusqu'en décembre 2005 impliquent, de par leur nature, des décisions fondamentales. L'Office a demandé au Promoteur de lui fournir des renseignements supplémentaires qui appuieront ses décisions.

Suite à l'examen du document de soutien, intitulé **Technical Support For Hibernia Field Rate Increase September 2002**, et aux discussions subséquentes, le Promoteur a été avisé que la demande d'augmentation du taux de production annuel de pétrole du champ Hibernia, de 28 600 m³/j (180 000 b/j) à 35 000 m³/j (220 000 b/j), impliquait la mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon et qu'étant donné que le Promoteur demandait également de prolonger la période d'évaluation de ce réservoir, la demande ne pouvait être considérée dans sa forme initiale.

Le 20 décembre 2002, le Promoteur a soumis le document intitulé **Technical Support For Hibernia Field Rate Increase, Revision 1**, dans lequel il prévoit la mise en valeur limitée du réservoir Ben Nevis/Avalon et base presque exclusivement la proposition

d'augmentation du taux de production du champ sur une augmentation de production du réservoir Hibernia. Le 20 décembre 2002 devient donc la date effective de la demande d'augmentation du taux de production soumise par le Promoteur; c'est cette demande qui fait l'objet du présent rapport de décision.

1.0 Sommaire :

Le présent rapport de décision porte sur la soumission d'un document présenté par la Hibernia Management & Development Company (HMDC), le 30 décembre 2002, intitulé *Technical Support for Hibernia Field Rate Increase, Revision 1*. Dans ce document, HMDC demande que l'on approuve l'augmentation du taux de production annuel du champ Hibernia de 28 600 m³/j (180 000 b/j) à 35 000 m³/j (220 000 b/j). L'augmentation demandée est basée presque exclusivement sur l'accroissement de la production du réservoir Hibernia, la mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon étant limitée.

La documentation, comprenant les dossiers de simulation des réservoirs, constitue une base raisonnable pour l'évaluation de la demande présentée par le Promoteur. Selon le Promoteur, le travail technique de soutien réalisé montre que la récupération finale du champ est insensible aux taux de production. Il ajoute qu'on a procédé à des simulations de l'ensemble des réservoirs avec des taux de plateforme limités à 28 600 m³/j (180 000 b/j) et 35 000 m³/j (220 000 b/j), en respectant toutes les contraintes physiques et les contraintes de gestion des ressources existantes. Au cours des différentes simulations, le Promoteur n'a constaté aucun changement marquant dans la récupération du pétrole.

L'Office a étudié la demande du Promoteur pour déterminer si l'augmentation de production proposée modifiait les prévisions des incidences environnementales présentées dans l'énoncé des incidences environnementales du champ Hibernia, ou changerait les engagements pris dans le plan des retombées économiques, ou l'une des conditions établies par l'Office dans les décisions 86.01, 90.01, 97.01 et 2000.01. Étant donné que la demande ne consiste qu'à modifier le taux quotidien moyen de production de pétrole approuvé dans sa décision 97.01 et qu'elle ne comprend aucune modification majeure des installations elles-mêmes, l'Office a établi que la modification n'affectait pas le plan des retombées économiques approuvé. Si l'on se base sur l'information fournie par le Promoteur, le volume quotidien d'eau extraite risque de dépasser le volume approuvé, et ce point est traité dans ce rapport de décision. La demande n'affecte ni les conclusions de l'énoncé des incidences environnementales ni les conditions des décisions antérieures. Le délégué à la sécurité de l'Office a également examiné dans quelle mesure des taux plus élevés risquaient de compromettre la sécurité des opérations et il a conclu que l'équipement et les procédures en place pouvaient supporter ces taux plus élevés en toute sécurité. Dans ce contexte, il n'était pas nécessaire d'envisager un examen public de la demande.

Cette approbation concerne l'augmentation du taux de production annuel de pétrole, demandée par le Promoteur. Elle n'implique pas l'approbation du prolongement du programme d'évaluation du réservoir Ben Nevis/Avalon, qui fait l'objet d'une demande séparée et constituera une décision fondamentale. Dans la présente décision fondamentale, l'Office constate que le nouveau schéma d'épuisement offrira la possibilité d'augmenter les volumes d'eau injectée et les volumes d'eau extraite, de convertir certains blocs faillés injectés à l'eau, en blocs faillés injectés au gaz ou en blocs faillés de stockage de gaz, et d'utiliser la miscibilité dans les blocs injectés au gaz. Si le Promoteur

envisage d'utiliser une de ces possibilités, il devra préalablement obtenir les approbations nécessaires. Si le projet envisagé exige qu'on apporte des modifications substantielles aux installations de production existantes ou qu'on les agrandisse, il sera considéré comme une modification au plan de mise en œuvre et constituera, en tant que tel, une décision fondamentale.

L'examen par l'Office de l'information présentée vient corroborer l'idée du Promoteur selon laquelle un taux de production annuel de pétrole de 35 000 m³/j (220 000 b/j) ne risque pas d'affecter la récupération de pétrole du champ Hibernia. Les études de simulation des réservoirs montrent également que ce taux de production n'aura qu'un effet minime sur la durée de vie du champ, qui sera peut-être réduite d'un an. L'Office souligne toutefois qu'il existe plusieurs autres possibilités d'exploiter des réserves de pétrole supplémentaires, qui n'ont pas été prises en compte dans la prévision de production et qui pourraient augmenter la durée de vie du champ.

L'Office a donc approuvé ce qui suit :

Modification du plan de mise en œuvre du champ Hibernia Décision 2003.01

L'Office approuve la demande du Promoteur d'augmenter le taux de production quotidien moyen de pétrole jusqu'à 35 000 m³/j (220 000 b/j), conformément aux conditions 2000.01.01, 2003.01.02 et 2003.01.03 ci-dessous et aux conditions contenues dans les rapports de décision 86.01, 90.01, 97.01 et 2000.01. Les conditions non remplies sont résumées à l'Annexe A.

Conformément à cette approbation, la production maximale de pétrole permise pour l'année financière 2003 sera établie en utilisant les taux quotidiens moyens suivants :

- (a) 28 600 m³/j (180 000 b/j) du 1^{er} janvier 2003 au jour précédant la date d'entrée en vigueur de l'approbation donnée par l'Office d'augmenter le taux de production annuel de pétrole, conformément à l'article 32 des Lois;
- (b) 35 000 m³/j (22 000 b/j) à partir de la date d'entrée en vigueur de l'approbation donnée par l'Office d'augmenter le taux conformément à l'article 32 des Lois.

Pour chaque année civile qui suivra, le taux maximal sera le taux approuvé en b) ci-dessus.

Condition 2003.01.01

Il s'agit d'une condition dont dépend l'approbation de l'Office :

Le délégué à l'exploitation de l'Office peut, en tout temps, réduire le taux de production si le rendement du réservoir diffère significativement de celui qui est prévu dans le document intitulé *Technical Support for Hibernia Field Rate Increase, Revision 1*, et s'il a de bonnes raisons de croire que la production au taux approuvé risque de causer un gaspillage.

Condition 2003.01.02

Il s'agit d'une condition dont dépend l'approbation de l'Office :

- (i) Le Promoteur doit entreprendre une analyse portant sur la faisabilité de la réinjection de l'eau extraite et la remettre au délégué à l'exploitation de l'Office, au plus tard le 31 mars 2004;
- (ii) Le Promoteur réinjectera l'eau extraite si, suivant l'opinion du délégué à l'exploitation de l'Office, cette réinjection est techniquement faisable et économiquement raisonnable.

Condition 2003.01.03

Il s'agit d'une condition dont dépend l'approbation de l'Office :

Au plus tard 6 mois avant de demander l'approbation de déverser dans l'océan l'eau extraite à un débit journalier excédant 24 000 m³, le Promoteur doit :

- (i) Soumettre, sous une forme qui se prête à la diffusion publique et que le délégué à l'exploitation de l'Office juge acceptable, une évaluation des incidences environnementales de la décharge, dans l'océan, de l'eau extraite au taux journalier maximum dont il compte demander l'approbation, y compris sans s'y limiter :
 - Une description des résultats de la modélisation de l'évolution physique de l'eau extraite, déversée à des taux pouvant atteindre le taux journalier maximum proposé;
 - Une évaluation des incidences environnementales potentielles de la décharge de l'eau extraite en question;
 - Une évaluation des changements qui peuvent en résulter, en ce qui concerne les conclusions de *l'Énoncé des incidences environnementales du champ Hibernia*;
- (ii) Soumettre à l'approbation du délégué à l'Exploitation de l'Office les révisions apportées aux éléments du plan de protection environnementale du *Plan d'exploitation du champ Hibernia*, qui sont nécessaires en vertu de l'évaluation décrite dans la condition 2003.01.03(i).

2.0 La demande du Promoteur

2.1 Contexte

Le 20 décembre 2002, le Promoteur a présenté un document, intitulé *Technical Support for Hibernia Field Rate Increase, Revision 1*, dans lequel il prévoit une mise en valeur limitée du réservoir Ben Nevis/Avalon concordant avec le plan d'épuisement et le plan de production à court terme qu'il entrevoit pour le réservoir Hibernia. Il a également soumis les dossiers de simulation du réservoir. Cette information constitue une base raisonnable pour l'évaluation de la demande du Promoteur de porter le taux de production annuel du champ Hibernia de 28 000 m³/j (180 000 b/j) à 35 000 m³/j (220 000 b/j).

La section suivante du rapport présente un aperçu de l'étude de simulation du réservoir que le Promoteur a présentée pour étayer sa demande.

2.2 Demande du Promoteur

Les opérations de forage et de production, au champ Hibernia, ont fourni une quantité impressionnante de données dont le Promoteur s'est servi pour actualiser ses modèles géophysiques et géologiques, et ses modèles de simulation du réservoir. L'actualisation continue de ces modèles permet de prévoir et d'évaluer le rendement du champ, les emplacements de forage et les moyens d'améliorer les schémas d'épuisement. Le Promoteur a présenté une carte (Figure 1) sur laquelle figurent les noms des blocs faillés du réservoir Hibernia, les puits productifs et les emplacements des puits prévus (texte blanc). Selon le Promoteur, les emplacements des puits prévus ne sont pas définitifs, mais ils indiquent les zones à potentiel du réservoir, qui restent à exploiter. Le Promoteur a également présenté une carte (Figure 2) montrant les emplacements des puits existants du réservoir Ben Nevis/Avalon. Le Promoteur a signalé que la réévaluation de la structure et de la géologie du réservoir Ben Nevis/Avalon et de son rendement sont en cours et qu'il déduira de cette réévaluation les emplacements des nouveaux puits.

2.2.1 Estimations du pétrole initial en place et du gaz initial en place

Les estimations du pétrole initial en place et du gaz initial en place, terminées en mars 2002 et présentées par le Promoteur, sont basées sur le modèle structural du réservoir Hibernia établi en 2001. Le Promoteur a mentionné que d'autres estimations du pétrole initial en place avaient été établies en 1998 et en 1999, et il les a comparées aux estimations actuelles (Tableau 1). Le Promoteur travaille à la mise à jour du modèle géologique Petrel de 2002, qui tiendra compte de la dernière interprétation géologique disponible et qui sera ensuite étendu à un nouveau modèle de simulation du réservoir Hibernia. Selon le Promoteur, les premières indications du modèle Petrel mis à jour tendent à confirmer les estimations du pétrole en place découlant du modèle Petrel de 2002, qui figurent au Tableau 1. Le Promoteur travaille à plusieurs autres projets de modélisation géologique.

Tableau 1 : Comparaison des estimations de pétrole en place pour le réservoir Hibernia, en 1998, 1999 et 2002 (Source: d'après HMDC 2002)

Estimation volumétrique	Pétrole initial en place, en millions de m ³				
	A	B Zone 1	B Zone 2	B	Total
1998 (Zmap)	21,066	44,900	140,455	185,356	206,422
1999 (Zmap)	18,857	52,301	162,054	214,355	233,212
2002 (Petrel)	18,857	43,534	192,568	236,102	254,959

Figure 1 : Carte structurale des profondeurs du réservoir Hibernia indiquant les emplacements des puits actuels et des puits prévus (Source : d'après HMDC 2002)

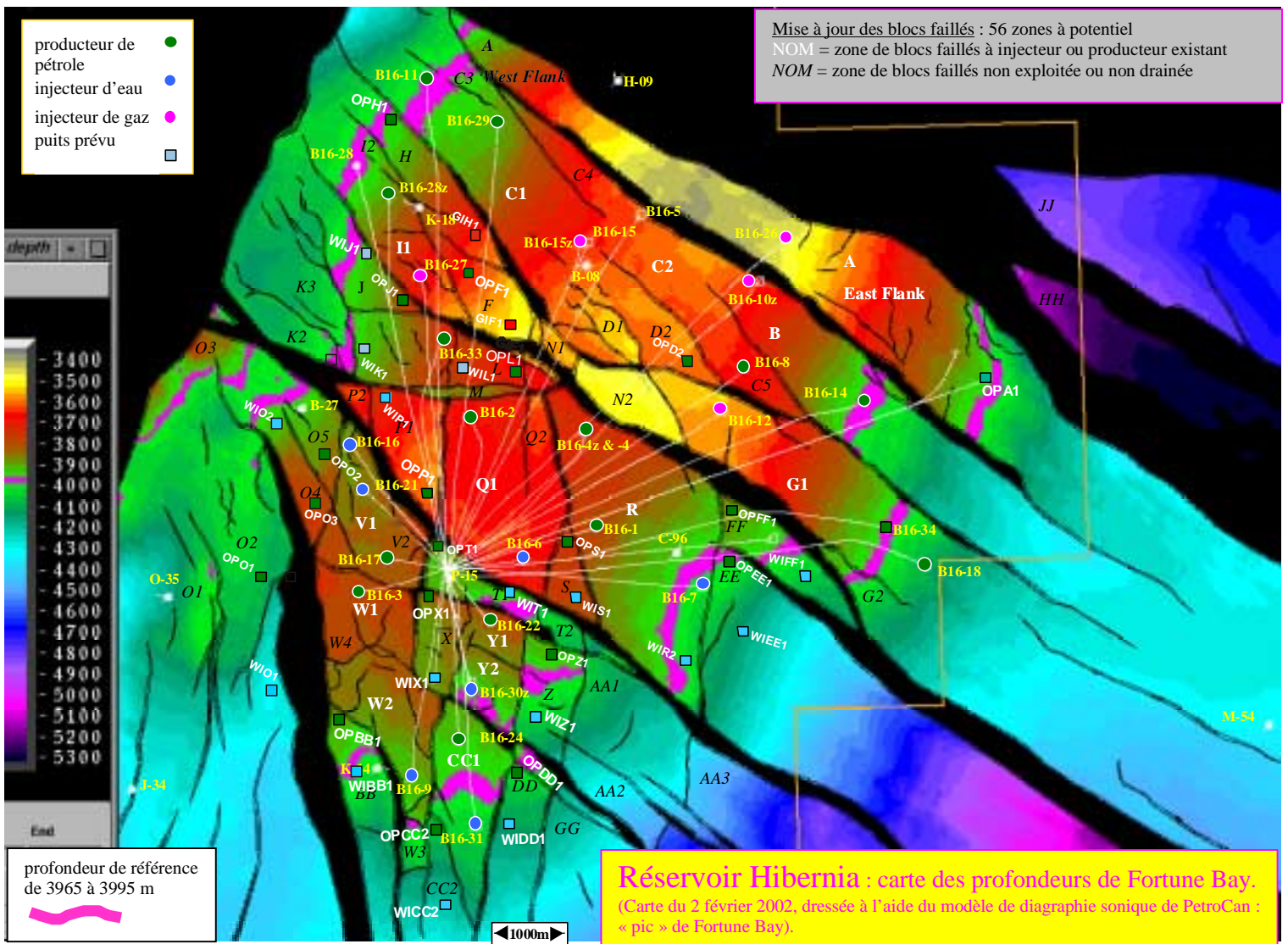
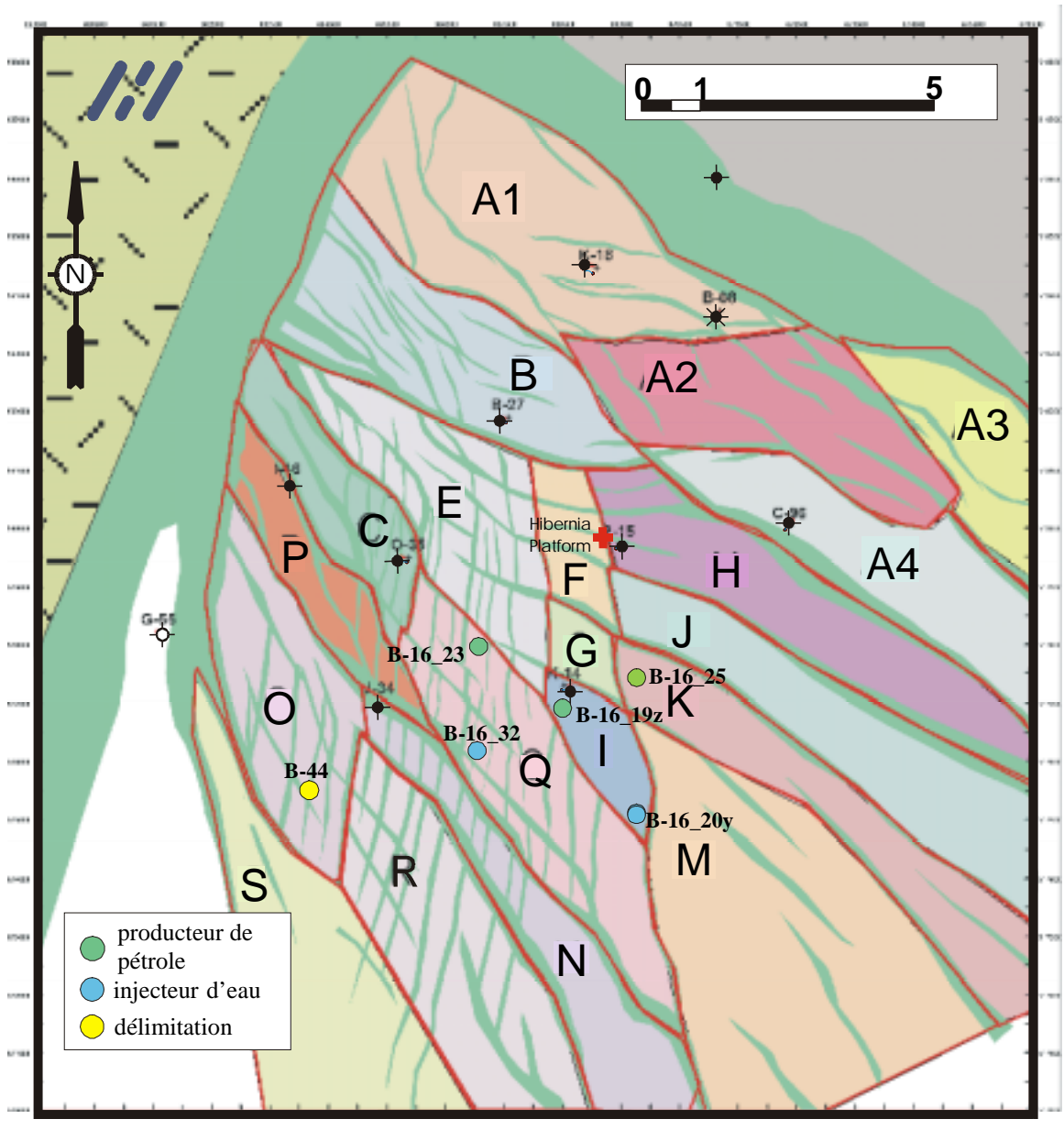


Figure 2 : Emplacements des puits actuels du réservoir Ben Nevis/Avalon
(Source: d'après HMDC 2002)

Carte des blocs faillés du réservoir Ben Nevis/Avalon



2.2.2 Rendement du réservoir

Le Promoteur a donné un aperçu des rendements de production et d'injection obtenus jusqu'à présent; il présente ces rendements dans le tableau 2. Le 30 juin 2002, la production d'huile du réservoir Hibernia a atteint 31,8 millions de m³ (200 millions de barils) et le rendement a été meilleur que prévu. Selon le Promoteur, cette situation se remarquait surtout dans la zone à injection d'eau; le rendement dans la zone à injection de gaz s'était toutefois notablement amélioré.

Généralement, dans un même bloc faillé de la zone à injection d'eau, la communication horizontale est excellente dans les intervalles importants du réservoir et suggère une exploitation à deux puits : un producteur et un injecteur. Le Promoteur a toutefois remarqué que les petites failles de moins de 15 mètres tendent à influencer la communication entre le puits producteur et le puits injecteur d'un même bloc faillé.

Le Promoteur est d'avis que la zone à injection de gaz sera plus compliquée à exploiter que la zone à injection d'eau. Les facteurs suivants contribuent à la complexité de la zone à injection de gaz :

- La pression se transmet entre les blocs faillés B, C et G, mais le trajet emprunté pour établir la communication n'est pas clairement établi.
- Le Promoteur a rencontré une couche goudronneuse peu mobile dans le puits de production B-1628 du bloc I. Les indications laissent prévoir l'existence de la même couche dans le puits producteur B-1618 du bloc G. La présence de couches goudronneuses à la surface de contact huile-eau ou plus bas expliquerait également le manque de support aquifère rencontré dans les blocs A, B et G, et le fait que les blocs A et I réagissent comme des compartiments isolés.
- La séparation des principales unités stratigraphiques de sable est plus marquée (c'est-à-dire que les unités communiquent moins facilement) dans la zone à injection de gaz; dès lors, il sera peut-être nécessaire de procéder par injections séparées pour que l'injection soit efficace.
- L'injection à l'eau tend à provoquer le déplacement en piston des sables individuels, un mode de déplacement efficace, alors que l'injection au gaz tend plutôt à contourner l'huile.

Le Promoteur signale que, si l'injection à l'eau du réservoir Hibernia est théoriquement plus efficace que l'injection au gaz, les résultats de la simulation indiquent des facteurs de récupération très semblables pour les deux formes d'injection. L'injection à l'eau est la méthode de récupération privilégiée du Promoteur, et il compte n'injecter du gaz que dans la zone la plus petite possible où s'accumulera le gaz dissous produit par l'injection d'eau.

Le Promoteur a foré cinq puits, trois de production et deux d'injection, dans trois blocs faillés séparés du réservoir Ben Nevis/Avalon. Les puits de production ont rencontré des sables de qualité, qui s'étendent latéralement, mais le faible rendement de l'injection d'eau n'a pas permis d'atteindre une pression suffisante et durable. Le Promoteur s'efforce de remédier à ce faible rendement de l'injection.

Tableau 2 : Production et injection dans le réservoir Hibernia (Source: d'après HMDC 2002)

Champ Hibernia : production et injection																							
jusqu'en juin 2002																							
Production	Champ		Hibernia, injection d'eau								Injection de gaz								Ben Nevis/Avalon				
	tous les blocs	Puits d'exploitation	Bloc R			Bloc Q	Bloc W	Bloc V	Bloc Y	Bloc CC	Bloc C				Bloc B	Bloc G	Bloc A	Bloc I	Total tous	Bloc I	Bloc Q	Bloc K	
	tous les puits	injectés à l'eau	B-16 1	B-16 4z	Total	B-16 2	B-16 3	B-16 17	B-16 22	B-16 24	injectés au gaz	B-16 11	B-16 8	B-16 29	Total	B16-14	B-16 18	OPA1	B-16 28	les puits	B-16 19z	B-16 23	B-16 25
2002																							
millions de m3	5,00	3,22	0,06	0,98	1,04	0,68	0,53	0,68	0,00	0,29	1,69	0,08	0,43	0,28	0,79	0,62	0,27	0,00	0,01	0,09	0,06	0,02	0,01
millions de barils	31,5	20,3	0,4	6,2	6,5	4,3	3,3	4,3	0,00	1,8	10,6	0,5	2,7	1,8	5,0	3,9	1,7	0,0	0,1	0,6	0,4	0,1	0,1
Total																							
millions de m3	31,8	22,83	5,62	5,57	11,19	4,26	4,45	2,39	0,17	0,38	8,16	1,94	1,17	0,28	3,42	3,34	1,38	0,00	0,02	0,81	0,63	0,14	0,04
millions de barils	200,0	143,6	35,3	35,0	70,4	26,8	28,0	15,0	1,1	2,4	51,3	12,2	7,4	1,8	21,5	21,0	8,7	0,0	0,1	5,1	4,0	0,9	0,3
stockage d'huile en place originale cartographiée (mars 2002)																							
	Rés. Hib.																						
millions de m3	236,1	94,5			31,6	11,4	23,6	10,7	5,7	11,6	77,9			21,5	12,9	15,6	22,9	5,0	15,0	5,8	5,2	4,0	
millions de barils	1485,0	594,5			198,7	71,4	148,3	67,2	36,0	73,0	489,8			135,2	81,1	98,0	143,8	31,6	94,3	36,5	32,7	25,2	
FR (facteur de récupération) réel à la percée					20,9%	nul	17,7%	17,0%	nul	nul	4,1%			8,8%	nul	nul	nul	nul					
FR cumulé (jusqu'à présent)	13,1%	24,2%			35,4%	37,5%	18,9%	22,4%	2,9%	3,3%	10,5%			15,9%	25,9%	8,9%	0,0%	0,4%	5,4%	10,9%	2,6%	1,1%	
Récupération finale prévue (cas de simulation du réservoir à 220 000 barils std/jour à la fin de 2017)																							
	Rés. Hib.																						
stockage d'huile en place originale simulé	24,6	97,8			31,9	11,4	19,2	13,1	6,3	16,0	82,5			32,9	11,4	14,5	18,7	5,0					
millions de barils	1557,4	615,2			200,5	71,6	120,5	82,2	39,6	100,7	518,7			207,0	71,5	91,2	117,4	31,6					
exploitées, en millions de m3	112,1	46,9			17,9	5,1	10,3	4,0	2,9	6,7	39,5			11,9	6,2	8,7	10,5	2,2					
exploitées, en millions de barils	705,3	295,2			112,6	32,3	64,9	25,0	18,2	42,3	248,7			74,7	39,2	54,8	66,1	13,8					
FR à la percée (prédiction de la simulation)					18,1%	32,4%	21,8%	12,5%	7,7%	8,5%	3,1%			8,8%	16,0%	23,0%	16,6%						
FR cumulé (jusqu'à présent)	12,8%	23,3%			35,1%	37,4%	23,2%	18,3%	2,7%	2,4%	10,4%			29,4%	9,5%	0,0%	0,4%						
FR final	45,3%	48,0%			56,1%	45,1%	53,8%	30,5%	45,8%	42,0%	47,9%			36,1%	54,9%	60,1%	56,3%	43,6%					
Injection	Injection d'eau										Gaz total du champ, en Mm3 et Gpi3						Injection de gaz par bloc						
2002	Champ	Hibernia									Injection	Combust Torche			Bloc C	Bloc B	Bloc G	Bloc A	Bloc I	Ben Nevis/Avalon			
millions de m3	5,41	5,39			1,68	1,44	0,85	1,12	0,00	0,31	1 127,1	80,1	48,2	341,8	393,2	180,8	174,9	36,0	0,02	0,00	0,02	0,00	
millions de barils	34,0	33,9			10,6	9,0	5,4	7,0	0,00	1,9	39,8	2,8	1,7	12,1	13,9	6,4	6,2	1,3	0,1	0,0	0,1	0,0	
Total																							
millions de m3	36,59	35,84			17,35	7,21	7,32	3,66	0,00	0,31	6 620,5	569,2	1 440,5	2 360,6	2 584,2	1 140,4	457,9	77,0	0,75	0,73	0,02	0,00	
millions de barils	230,1	225,4			109,1	45,3	46,0	23,0	0,00	1,9	233,8	20,1	50,9	83,4	91,3	40,3	16,2	2,7	4,7	4,6	0,1	0,0	

Note: : « Rés. Hib. » dans la colonne 2 comprend les blocs non exploités; tous les autres chiffres (stockage d'huile en place originale, estimation des réserves non exploitées, facteur de récupération) concernent des blocs exploités.

Le FR pour le « champ » Hibernia ne comprend pas le réservoir Ben Nevis/Avalon

2.2.3 Modèle de simulation du réservoir

Le Promoteur a fourni une description détaillée des facteurs considérés et des paramètres utilisés pour construire le modèle de simulation du réservoir du champ Hibernia. Il se sert de ce modèle pour évaluer le rendement suivant les différents scénarios d'épuisement et de conditions d'exploitation.

2.2.3.1 Séquence de forage des puits d'exploitation

Le Promoteur ne dispose que de deux unités de forage sur la plateforme Hibernia, la tour est et la tour ouest. Il a dû tenir compte de cette contrainte dans l'élaboration de son modèle de simulation du réservoir, dans lequel la séquence des forages des puits joue donc un rôle essentiel. Le Promoteur a entrepris une évaluation exhaustive du forage en vue d'élaborer la séquence de forage des puits d'exploitation de Hibernia et Ben Nevis/Avalon. Voici les étapes qu'il a suivies dans ce but.

- Dresser le classement des blocs faillés des réservoirs Hibernia et Ben Nevis/Avalon en se basant sur le pétrole en place, la productivité, le risque et la valeur d'évaluation.
- Attribuer à chaque unité de forage les blocs qui seront mis en valeur.
- Déterminer les blocs qui seront mis en valeur dans chaque scénario. Exclure du classement les blocs dont la mise en valeur présente un risque élevé et ceux dont les réserves sont faibles.
- Produire la séquence d'exploitation des puits, pour chaque unité de forage.
- Le personnel de forage du Promoteur a validé l'attribution des puits aux unités de forage et a constitué un calendrier de forage des puits qui servira de données d'entrée à la simulation; le calendrier est basé sur le nombre de jours de forage, le reconditionnement des puits, le temps de non-production, les arrêts semestriels.

Parallèlement, le Promoteur a donné un aperçu des hypothèses sur lesquelles il a fondé le calendrier de forage des puits.

- Le rendement de forage, qui est fonction du rendement de forages antérieurs et détermine le temps de non-forage.
- La planification du forage dirigé, l'attribution des encoches de forage, l'utilisation des encoches et leur récupération.
- La modélisation de la contrainte imposée par les encoches car, même si la mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon n'est pas envisagée, il faudra disposer de plus de 64 puits, alors que la plateforme Hibernia n'en contient que 64.
- Le plan d'épuisement à court terme.

La figure 3 montre le calendrier de forage du Promoteur, qui ne prévoit pas d'autres mises en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon; la figure 4 montre le calendrier de forage en cas de mise en valeur limitée. La récupération des encoches est un facteur important des scénarios de mise en valeur du réservoir Nevis/Avalon, et le modèle de simulation du réservoir en a tenu compte.

Figure 3 : Calendrier de forage de base. « Scénario de l'exploitation du réservoir Hibernia si l'on ne poursuit pas l'exploitation du réservoir Ben Nevis/Avalon » (Source: d'après HMDc 2002)

Unité est (M71)							Unité ouest (M72)						
En cours Date	Puits Nom	Profondeur mesurée, m	Forage Jours	Jours de non-forage alloués	Cumul des jours de forage depuis le 1/1/02	nbre d'encoches	En cours Date	Puits Nom	Profondeur mesurée, m	Forage Jours	Jours de non-forage alloués	Cumul des jours de forage depuis le 1/1/02	Nbre d'encoches
5-avr-02	OPC2				94	12	22-fév-02	WICC1				52	17
6-août-02	WIY1				217	13	4-mai-02	AWIQ1				123	18
15-jan-03	OPG2	7889	162	0	379	14	13-jul-02	OPK1				193	19
16-jul-03	OPA1	9511	183	11	561	15	6-oct-02	OPI2				278	19
13-sep-03	OPX1	4100	60	11	620	16	23-déc-02	WIX1	4500	66	12	356	20
25-déc-03	OPFF1	6100	92	11	723	17	30-mar-03	WIK1	5700	86	12	453	21
30-mar-04	GIF1	5600	85	11	819	18	12-août-03	OPH1	7500	123	12	588	22
30-jul-04	WIFF1	7000	111	11	941	19	7-nov-03	OP01	5100	75	12	675	23
6-déc-04	OPD2	5800	97	32	1070	20	31-jan-04	OPL1	5000	74	12	760	24
24-fév-05	OPBB1	4700	69	11	1150	21	9-mai-04	WIO1	5800	88	12	859	25
15-mai-05	OPS1	4400	69	11	1230	22	2-août-04	WIL1	5000	74	12	944	26
17-août-05	WIBB1	5500	83	11	1324	23	16-nov-04	OPO2	5000	74	33	1050	27
8-nov-05	WIS1	4900	72	11	1407	24	19-fév-05	WIO2	5500	83	12	1145	28
3-fév-06	OPCC2	5200	76	11	1494	25	11-mai-05	OPO3	4700	69	12	1226	29
24-avr-06	OPDD1	4700	69	11	1574	26	17-jul-05	OPP1	3800	56	11	1293	30
20-jul-06	WICC2	5200	76	11	1661	27	20-oct-05	OPJ1	5500	83	12	1388	31
5-nov-06	WIDD1	5200	76	32	1769	28	3-jan-06	WIP1	4400	65	11	1463	32
14-jan-07	OPT1	4000	59	11	1839	29	17-mai-06	WIJ1	7000	111	12	1597	33
27-avr-07	OPEE1	6100	92	11	1942	30	8-sep-06	OPZ1	4700	69	32	1711	34
4-jul-07	WIT1	3900	57	11	2010	31	16-dé-06	WIZ1	5100	75	11	1810	35
3-nov-07	WIEE1	7000	111	11	2132	32							

Légende des couleurs

- Puits Hibernia injecté à l'eau
- Puits Hibernia injecté au gaz
- Puits Ben Nevis/Avalon

Texte noir : puits en service conformément au calendrier
 Texte blanc : puits dont la date de mise en service est retardée en raison des contraintes d'encoches, date de mise en service du modèle de simulation,

Unité ouest
contraintes
d'encoches

Figure 4 : Calendrier de forage pour l'exploitation limitée du réservoir Limited Ben Nevis/Avalon après la période d'évaluation 2003 - 2005 (Source: d'après HMDC 2002)

Unité est (M71)							Unité ouest (M72)						
En service Date	Puits nom	Profondeur mesurée, m	Forage jours	Jours de non-forage	Cumul des jours de forage depuis le 1/1/02	Nbre encoches	En service Date	Puits nom	Profondeur mesurée, m	Forage jours	Jours de non-forage	Cumul des jours de forage depuis le 1/1/02	Nbre encoc
5-avr-02	OPC2				94	12	22-fév-02	WICC1				52	17
6-août-02	WIY1				217	13	4-mai-02	AWIQ1				123	18
15-jan-03	OPG2	7889	162		379	14	13-jul-02	OPK1				193	19
16-jul-03	OPA1	9511	182	11	561	15	6-oct-02	OPI2				278	19
13-sep-03	OPX1	4100	59	11	620	16	23-déc-02	WIX1	4500	78	12	356	20
26-Dec-03	AWIK1	5900	104	11	724	17	30-mar-03	WIK1	5700	97	12	453	21
7-avr-04	OPFF1	6100	103	11	827	18	12-août-03	OPH1	7500	135	12	588	22
12-jul-04	GIF1	5600	96	11	923	19	7-nov-03	OPO1	5100	87	12	675	23
2-déc-04	WIFF1	7000	143	32	1066	20	6-fév-04	AOPQ2	5300	91	12	766	24
20-mar-05	OPD2	5800	108	11	1174	21	15-mai-04	WIO1	5800	99	12	865	25
8-jun-05	OPBB1	4700	80	11	1254	22	3-sep-04	AWIQ2	6300	111	12	976	26
27-août-05	OPS1	4400	80	11	1334	23	18-déc-04	OPO2	5000	106	33	1082	27
29-nov-05	WIBB1	5500	94	11	1428	24	13-mar-05	OPL1	5000	85	12	1167	28
20-fév-06	WIS1	4900	83	11	1511	25	16-jun-05	WIO2	5500	95	12	1262	29
11-jun-06	AOPN1	6400	111	11	1622	26	9-sep-05	WIL1	5000	85	12	1347	30
6-sep-06	OPCC2	5200	87	11	1709	27	29-nov-05	OPO3	4700	81	12	1428	31
16-jan-07	AWIN1	6400	132	32	1841	28	11-avr-06	AOPO1	7300	133	12	1561	32
13-avr-07	WICC2	5200	87	11	1928	29	1-août-06	AOPQ4	6200	122	12	1683	33
2-jul-07	OPDD1	4700	80	11	2008	30	3-fév-07	AWIO1	7900	186	33	1869	34
10-sep-07	OPT1	4000	70	11	2078	31	18-mai-07	AWIQ4	5300	104	12	1973	35
6-déc-07	WIDD1	5200	87	11	2165	32	14-août-07	AOPB1	4200	88	12	2061	36
26-sep-10	WIT1	3900	81	11	2246	33	31-déc-08	AOPQ2	6800	138	12	2199	37
12-jan-11	OPP1	3800	80	11	2326	34	26-nov-10	AWIB1	5300	104	12	2303	38
4-mar-11	OPZ1	4700	93	11	2419	35	12-août-11	AWIO2	7600	180	33	2483	39
2-jul-11	WIP1	4400	109	32	2528	36	18-oct-11	OPJ1	5500	108	12	2591	40
19-nov-11	WIZ1	5100	99	11	2627	37	3-avr-12	WIJ1	7000	136	12	2727	41
11-mar-12	OPEE1	6100	116	11	2743	38							
24-jul-12	WIEE1	7000	135	11	2878	39							

Unité est - contraintes d'encoches

Unité ouest contraintes d'encoches

Légende des couleurs

- Puits Hibernia injecté à l'eau
- Puits Hibernia injecté au gaz
- Puits Ben Nevis/Avalon

Texte noir : puits en service conformément au calendrier
 Texte blanc : puits dont la date de mise en service est retardée en raison des contraintes d'encoches, date de mise en service du modèle de simulation,

2.2.3.2 Hypothèses et contraintes utilisées dans les données entrées dans le modèle complet du champ

Pour prévoir et évaluer le rendement des réservoirs Hibernia et Ben Nevis/Avalon, le Promoteur a construit un modèle de simulation des réservoirs, constitué de 80 000 cellules actives et de 16 couches de simulation. Le modèle est en concordance historique, c'est-à-dire que ses paramètres sont réglés de manière à ce que la prévision du modèle concorde avec le rendement réel. Le Promoteur mentionne que le modèle du réservoir Hibernia a été amélioré depuis le début de la production, contrairement au modèle du réservoir Ben Nevis/Avalon, dont la mise en valeur est plus lente. Le Promoteur souligne également que, même si la représentation du réservoir Ben Nevis/Avalon est moins précise que celle du réservoir Hibernia, il constitue un élément essentiel de la mise en valeur du champ Hibernia et il faut le considérer si l'on veut représenter précisément l'incidence des contraintes des installations. Le Promoteur travaille à la construction d'un nouveau modèle du réservoir Ben Nevis/Avalon et il brosse un tableau complet des données entrées, des hypothèses et des contraintes utilisées dans la construction, la programmation et la concordance historique du modèle de simulation du réservoir.

Le tableau 3 montre les points extrêmes utilisés par le Promoteur pour établir les courbes de perméabilité relative, tandis que la figure 5 montre les courbes de perméabilité pseudo-relative qui ont été produites à l'occasion de l'établissement de la concordance historique du modèle avec le réservoir Hibernia.

Tableau 3 : Points extrêmes de la mise à l'échelle des courbes normalisées de perméabilité pseudo-relative (Source: d'après HMDC 2002)

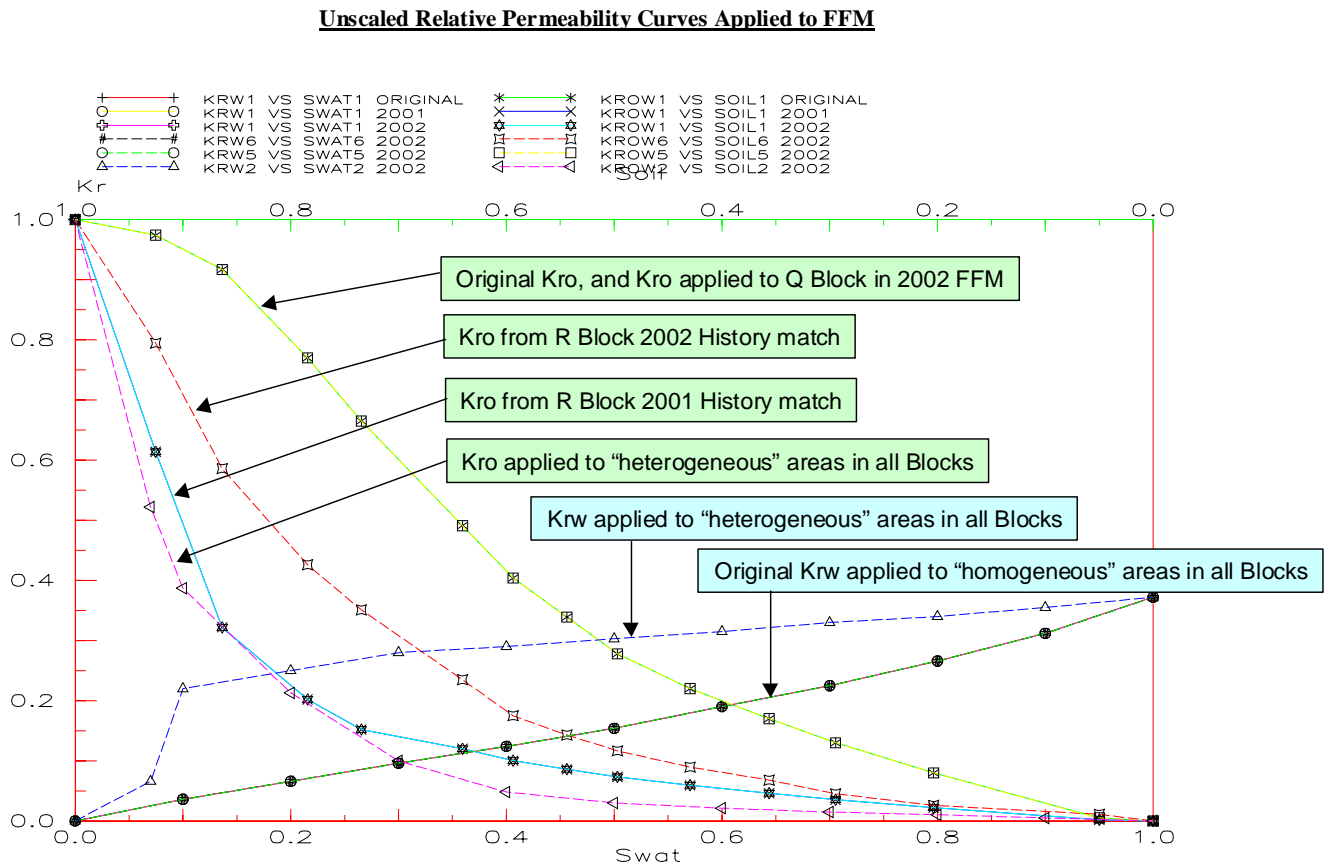
	Réservoir Hibernia	Réservoir Ben Nevis/Avalon
Saturation de l'eau connée, sei (saturation en eau initiale)	Série de données basées sur la transformée, appliquée en fonction des paramètres de porosité de la grille du modèle terrestre	
Saturation en huile résiduelle lors de l'injection d'eau	23,5 %	29 %
Saturation critique en gaz	5 %	s/o
Saturation en huile résiduelle lors de l'injection d'eau	15 %	s/o

Le Promoteur a appliqué les contraintes suivantes du champ et de la plateforme au modèle de simulation :

- Limite de production d'huile Programmes de sensibilité à 28 600 et 35 000 m³/j
- Limite de production de gaz 8,0 millions m³/j

- Utilisation de gaz combustible 0,4 million m³/j
- Torche visée 0,1 million m³/j
- Limite d'injection de gaz 7,5 millions m³/j
- Limite d'injection d'eau 45 000 m³/j
- Limite d'eau en circulation aucune

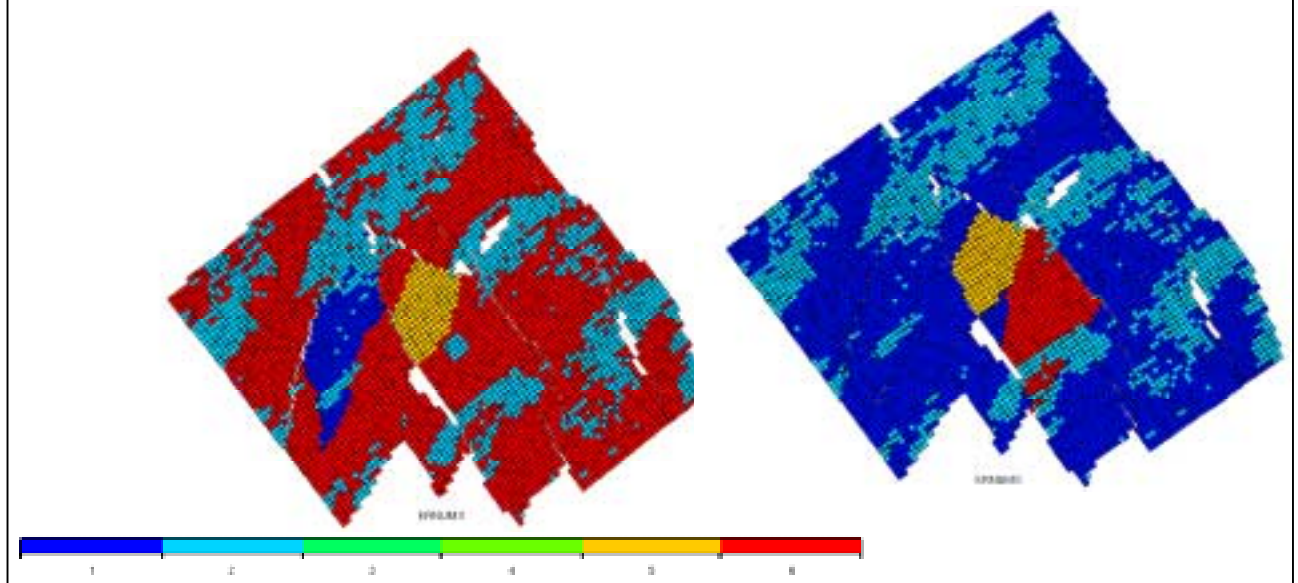
Figure 5 : Hibernia : perméabilité pseudo-relative (Source: d'après HMDc 2002)



La figure de gauche montre la perméabilité relative attribuée, par bloc de grille, au modèle de réservoir Hibernia 2002. La perméabilité pseudo-relative de la teneur en eau concordante du bloc R a été appliquée à tous les blocs, à l'exception des blocs Q, V et W. La figure de droite montre la sensibilité obtenue lorsqu'on applique la teneur en eau concordante plus agressive du bloc R 2001 à tous les blocs, à l'exception des blocs R, Q, V et WW. On a adopté le cas de gauche parce qu'il correspondait mieux au bloc R actuel et qu'il présentait une exploitation basée sur des teneurs en eau moins agressives

Légende

Rouge :	concordance bloc R 2002
Bleu foncé :	concordance bloc R 2001
Jaune :	pseudo-perméabilités originales
Bleu pâle :	pseudo-perméabilités originales des sables hétérogènes



Le Promoteur a également incorporé des commandes aux simulateurs de production et d'injection ainsi que des contraintes aux puits et aux réservoirs pour l'injection à l'eau et au gaz. Le tableau 4 montre les différentes contraintes appliquées aux puits injectés à l'eau. Selon le Promoteur, les règles de production et d'injection reproduisent très fidèlement la gestion réelle des puits injectés au gaz et établissent bien les priorités de la production par injection d'eau lorsque la limite du volume de gaz est atteinte dans le champ.

Tableau 4 : Contraintes des puits injectés à l'eau (Source: d'après HMDC 2002)

	Hibernia	Ben Nevis/Avalon
<i>Contraintes des puits de production</i>		
Débit d'huile maximum (exemple type)	6400 m ³ /j	2500 m ³ /j
Pression d'écoulement minimale au fond	Basée sur le point de bulle pour le bloc	19 MPa (soutirage maximum : 1,9 MPa)
Pression d'écoulement minimale en surface	7,6 MPa	1,3 MPa
Limite économique de la teneur en eau	90 %	90 %
Limite économique du débit d'huile	200 m ³ /j	100 m ³ /j
<i>Contraintes des puits injectés à l'eau</i>		
Pression d'injection maximale au fond (exemple type)	46 MPa	40 MPa
Pression d'injection maximale en surface (exemple type)	21 MPa	21 MPa
Limite économique d'injection d'eau	500 m ³ /j	250 m ³ /j

Le Promoteur a élaboré deux scénarios pour les besoins de la modélisation. La figure 3 montre le calendrier de forage du scénario de base (exploitation fructueuse du réservoir Hibernia si l'on ne poursuit pas la mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon), basé sur les hypothèses suivantes :

- Rendement satisfaisant de l'injection de gaz.
 - Utilisation de toutes les unités stratigraphiques, à l'exception de la zone 2 du gisement B5, de la couche inférieure 3 des blocs C, I et H, de la zone 1 du gisement B5, et de la couche 2 au sommet des blocs B et C.
 - Limite du taux de production des puits de pétrole : 3 400 m³/j.
- Perforation initiale de toutes les zones des puits Hibernia injectés à l'eau, fermeture des zones injectées dans les puits de production.
- Augmentation du débit d'eau injectée (décembre 2002) jusqu'à 45 000 m³/j.
- Dans le réservoir Ben Nevis/Avalon, ouverture des puits B-16 19Z et B-16 20Y du bloc I, et des puits B-16 23 et B-16 32 du bloc Q des couches de simulation 2 à 4, représentant les sables inférieurs et supérieurs B27. Pas d'autres forages ou exploitations de puits du réservoir.

- Injection d'eau dans le puits B-16 32 du bloc Q du réservoir Ben Nevis/Avalon limitée à 1 000 m³/j, basée sur le rendement actuel. Pas d'application systématique de la contrainte du débit d'huile du réservoir Ben Nevis/Avalon. Augmentation suffisante de la pression pour augmenter la capacité de compression du deuxième stade.
- Pas d'ascension artificielle.

Dans le second scénario (exploitation limitée du réservoir Ben Nevis/Avalon), le Promoteur a conservé les contraintes du scénario de base et introduit l'exploitation limitée du réservoir Ben Nevis/Avalon.

- Sept paires de puits (producteurs/injecteurs) viennent s'ajouter aux puits existants des blocs I et Q.
 - Forage de 13 nouveaux puits Ben Nevis/Avalon dans les blocs faillés B1 (2 puits), K (1 injecteur d'eau), N2 (2 puits), O (4 puits) et Q3/Q4 (4 puits), (voir la désignation des blocs faillés à la figure 6). La figure 4 présente le calendrier de forage de ce scénario.
 - Ouverture des puits dans les blocs I, K, Q3/Q4 et N2, dans les couches de simulation 2 à 4, représentant les sables supérieurs et inférieurs B27.
 - Les puits du bloc O sont ouverts dans les couches de simulation 1 et 2 pour représenter les sable O35.
 - Les puits du bloc B1 sont ouverts dans la couche de simulation 4 seulement pour représenter une mince couche de sable inférieur B27.

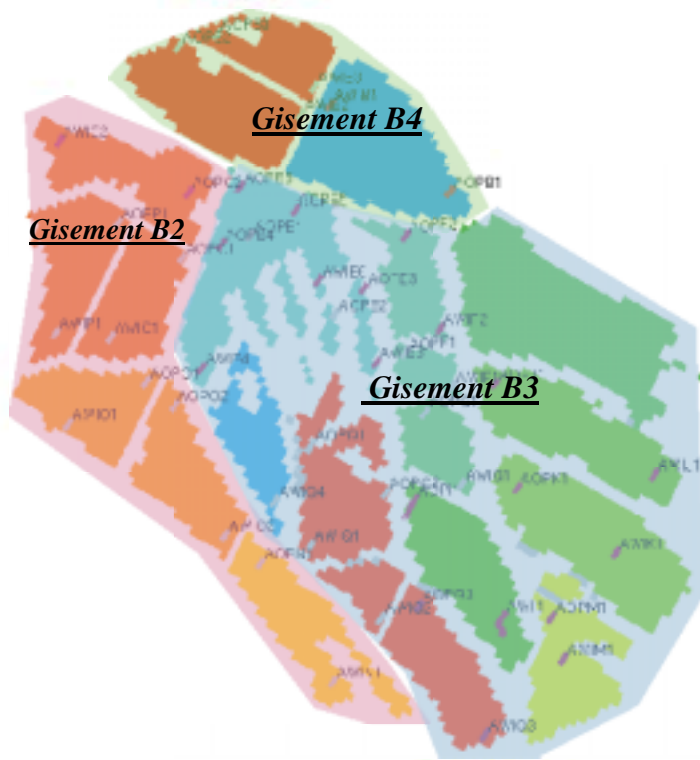
Le Promoteur signale que le scénario de l'exploitation fructueuse du réservoir Ben Nevis/Avalon a été présenté dans le document intitulé « *Technical Support for Hibernia Field Rate Increase* », de septembre 2002.

Le Promoteur mentionne les éléments du modèle qu'il compte améliorer :

- L'incertitude du modèle du réservoir Ben Nevis/Avalon. La réévaluation de la structure et de la stratigraphie est en cours; elle débouchera sur un nouveau modèle du réservoir Ben Nevis/Avalon, en 2003.
- L'écart entre la simulation de l'estimation initiale du pétrole en place et les volumes cartographiés. Pour chaque unité stratigraphique, on a apporté des corrections aux volumes des pores pour les rendre conformes aux derniers volumes déterminés. L'interprétation structurale et la caractérisation du réservoir remontent à la fin de l'an 2000, et on a apporté les corrections nécessaires pour qu'elles reflètent les données récentes fournies par les puits. Le modèle de simulation 2002 (réservoir Hibernia) en cours d'élaboration présentera une meilleure concordance des volumes.
- La couche de goudron rencontrée dans le voisinage de la surface de contact huile-eau, dans la zone injectée au gaz, n'a pas été modélisée. Elle le sera dans le modèle de simulation 2002 (réservoir Hibernia). Cette couche empêche les hydrocarbures de migrer dans la colonne d'eau, et ne pas la représenter revient à envisager le pire cas. Cela ne change donc pas les résultats fondamentaux ni les conclusions de l'analyse de sensibilité.
- L'utilisation prioritaire de l'injection d'eau lorsque l'on a atteint le volume maximum d'eau injectée sur la plateforme. L'eau injectée est répartie proportionnellement à la capacité du puits d'injection d'eau, alors qu'en réalité l'eau se dirigera vers les blocs à faible teneur en eau. Cette situation, conjuguée à un choix

plus judicieux des reconditionnements, ne pourra qu'améliorer le profil de production à injection d'eau par rapport à la situation actuelle.

Figure 6 : Désignation des gisements et des blocs failés du modèle de simulation Ben Nevis/Avalon (Source: d'après HMDC 2002)



Note:
 Les emplacements des puits indiqués sur cette figure sont ceux utilisés dans le scénario Ben-Nevis-Avalon « fructueux » décrit dans le document intitulé « Technical Support for Hibernia Field Rate Increase, September 2002 ». Seuls quelques-uns de ces puits sont en service dans les cas analysés dans ce document.

Le Promoteur a utilisé le modèle de simulation en posant plusieurs hypothèses sur le rendement du réservoir, de manière à pouvoir déterminer la sensibilité de l'exploitation aux contraintes du champ et des réservoirs. Il a ainsi découvert que les principales contraintes exercées sur la production étaient la circulation du gaz, l'injection d'eau et les encoches de forage. De plus, pour utiliser le plus efficacement possible les unités de forage et exploiter de nouvelles zones du champ, il faut épuiser le plus rapidement et le plus économiquement possible les zones d'exploitation existantes du champ. Selon le Promoteur, maximiser le soutirage de pétrole produit - en supposant, conformément aux assertions contenues dans ce document, que cette mesure n'a aucune répercussion indésirable sur la récupération finale - c'est adopter cette stratégie.

À la suite des études de simulation, le Promoteur envisage d'évaluer les possibilités suivantes :

- (i) Approfondir l'examen des possibilités de stockage de gaz dans le réservoir Hibernia, en particulier dans les blocs Q et R.
 - Calendrier : c'est le bloc Q qui offre la première possibilité de stocker du gaz, mais c'est dans le bloc R qu'on pourra en stocker la plus grande quantité avec le maximum de fiabilité. Le potentiel de stockage du bloc O permettra peut-être de « combler la lacune » entre la période d'injection de gaz dans le bloc Q et la période d'injection de gaz dans le bloc R.
 - Accélérer l'achèvement de l'injection à l'eau des blocs Q et R.
 - Optimiser les emplacements des paires producteur/injecteur.
 - Rendement des puits à eau.
 - Optimiser l'utilisation du stockage de gaz : étudier la relation entre l'injection de gaz de production et le stockage de gaz.
- (ii) Analyse technique détaillée de l'augmentation du débit d'injection d'eau au-delà de 45 000 m³/j.
 - Étude technique en vue de résoudre les problèmes posés par les besoins en alimentation électrique, en alimentation d'eau dégazée, en surface de pont et en systèmes auxiliaires (ascension d'eau de mer, fluide de refroidissement, etc.).
- (iii) Amélioration de la circulation d'eau extraite.
 - Selon les prévisions actuelles, la production d'eau ne devrait pas dépasser 14 000 m³/j avant 2004, mais le Promoteur étudie néanmoins dès à présent la possibilité de dégager l'étranglement du système de circulation d'eau afin que celui-ci puisse atteindre sa capacité nominale de 28 000 m³/j. Ce projet devrait être terminé à la fin de 2003.
 - Il faudra augmenter le débit du système de circulation de l'eau extraite excédant 28 000 m³/j si on augmente la capacité d'injection. Dans le cadre de ce projet, le Promoteur étudiera la faisabilité de la réinjection de l'eau extraite, en conformité avec les *Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière* que l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a publiées en août 2002.
- (iv) Miscibilité potentielle du gaz injecté.

- Les études de laboratoire préliminaires ont été terminées en 2002, et le Promoteur décidera, à la lumière des résultats obtenus, s'il est nécessaire de poursuivre les expériences en laboratoire.
- Un modèle à équation d'état – pression, volume, température –, basé sur les résultats de laboratoire permettra de modéliser la composition du gaz d'injection.

2.2.4 Prédictions : descriptions et résultats

Le Promoteur a utilisé le modèle de simulation des réservoirs décrit plus haut pour évaluer l'effet du taux de production sur la récupération du pétrole. Il a étudié trois cas : deux d'entre eux, à 28 600 m³/j (180 000 b/j) et 35 000 m³/j (220 000 b/j), sont basés sur le scénario de l'exploitation du réservoir Hibernia, si l'on ne poursuit pas l'exploitation du réservoir Ben Nevis/Avalon; le troisième, à 35 000 m³/j (220 000 b/j), a révélé l'impact d'une exploitation limitée du réservoir Ben Nevis/Avalon.

Le Promoteur a présenté une évaluation complète des résultats de chaque cas, comprenant l'estimation de la récupération du pétrole pour chaque bloc faillé et pour chaque gisement et chaque zone de tous les blocs faillés. Dans le tableau 5 et la figure 7, on établit une comparaison entre les récupérations cumulatives obtenues dans les différents cas de sensibilité au taux. Le Promoteur considère les résultats valides sur le plan de leur comparaison, mais pas nécessairement sur le plan des niveaux de récupération absolus. Il conclut des résultats que la récupération finale du pétrole est insensible aux taux de soutirage entre 28 600 m³/j (180 000 b/j) et au moins 35 000 m³/j (220 000 b/j).

Le Promoteur a également présenté les résultats – figure 8 – de son évaluation de l'exploitation limitée du réservoir Ben Nevis/Avalon et les prévisions de production annuelle moyenne du champ, établies à des taux de production de 35 000 m³/j et 28 600 m³/j. Ces résultats sont illustrés respectivement par les figures 9 et 10. Les prévisions sont basées sur un rendement d'exploitation et une disponibilité des puits de 100 %.

Tableau 5 : Comparaison des récupérations cumulatives, relativement aux cas de sensibilité aux taux, dans le scénario « exploitation du réservoir Hibernia, si l'on ne poursuit pas l'exploitation du réservoir Ben Nevis/Avalon » (Source: d'après HMDC 2002)

Taux maximum du champ		28 600m ³ /j	35 000m ³ /j	28 600m ³ /j	35 000m ³ /j	28 600m ³ /j	35 000m ³ /j
Réservoir	STOPEP simulé	Cum. pétrole fin 2015		Cum. pétrole fin 2017		Cum. pétrole fin 2025	
	1 000m ³	1 000m ³		1 000m ³		1 000m ³	
Hibernia inj. au gaz	99 532	42 683	42 297	44 051	43 729	47 390	47 261
Hibernia inj. à l'eau	145 523	67 800	68 563	68 705	69 102	69 890	69 988
Réservoir Hibernia	247 592	110 483	110 859	112 756	112 831	117 280	117 249
Réservoir BNA	276 450	6 508	6 508	6 700	6 700	6 841	6 839
Champ Hibernia	521 728	116 991	117 367	119 457	119 531	124 121	124 089
Total - différence 1 000m ³			0,3 % 376		0,1 % 74		0,0 % -32

Figure 7 : Comparaison des productions et récupérations du pétrole du champ dans les cas de sensibilité aux taux : scénario « exploitation d’Hibernia, si l’on ne poursuit pas l’exploitation de BNA » (Source: d’après HMDC 2002)



Figure 8 : Comparaison de l’effet, sur la production et la récupération du pétrole du champ, entre une exploitation limitée du BNA et la non-exploitation du BNA, limite de production du champ de 35 000 m³/j (Source: d’après HMDC 2002)

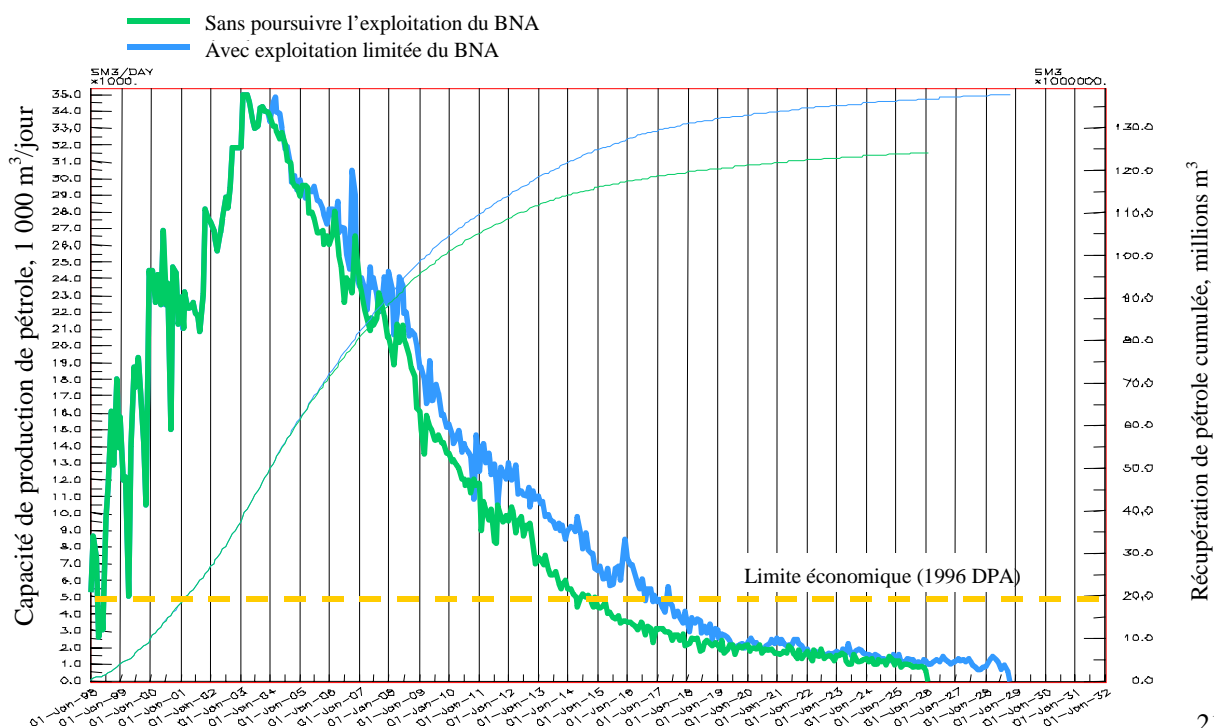


Figure 9 : Cas de la production moyenne annuelle prévue de 220 000b/j (35 000 m³/j), unités métriques (Source: d'après HMDC 2002)

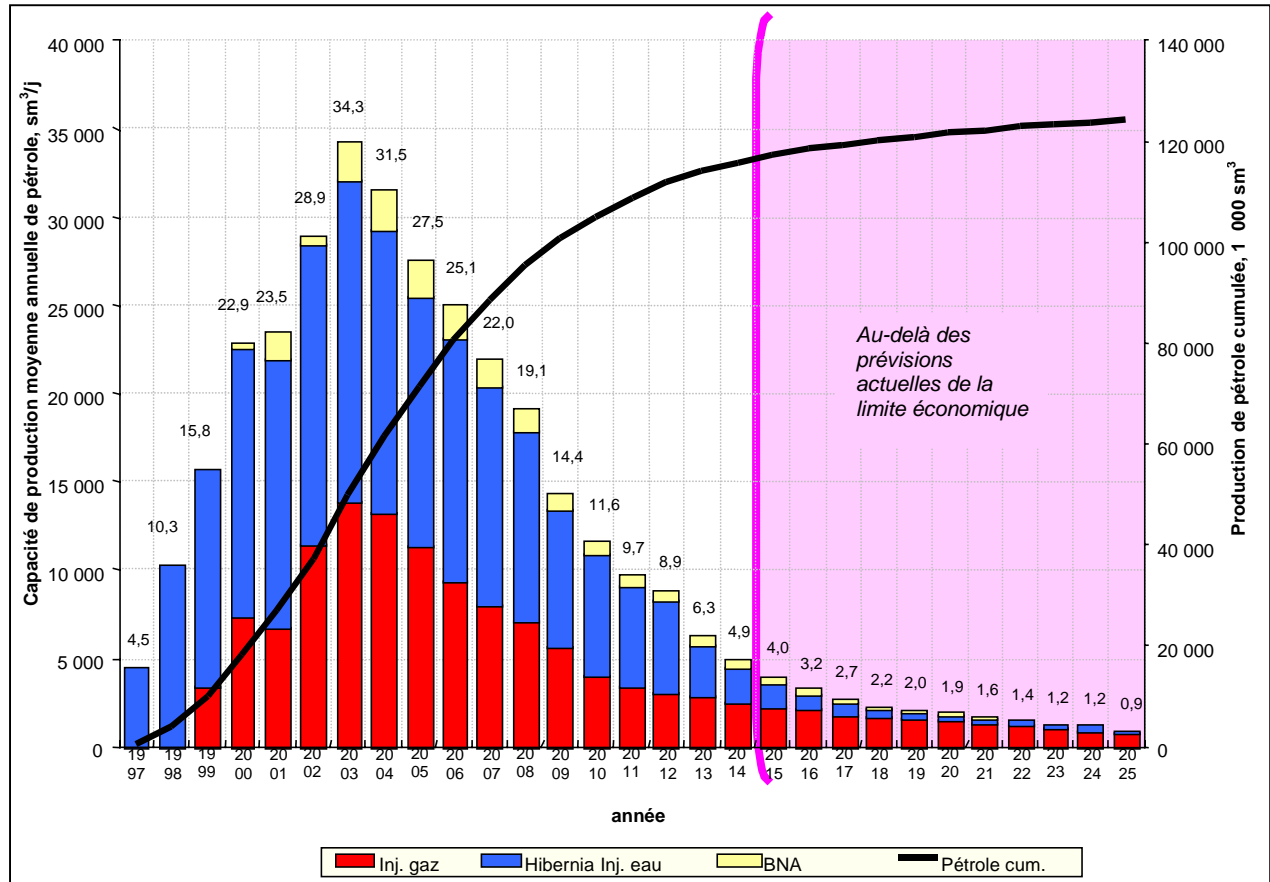
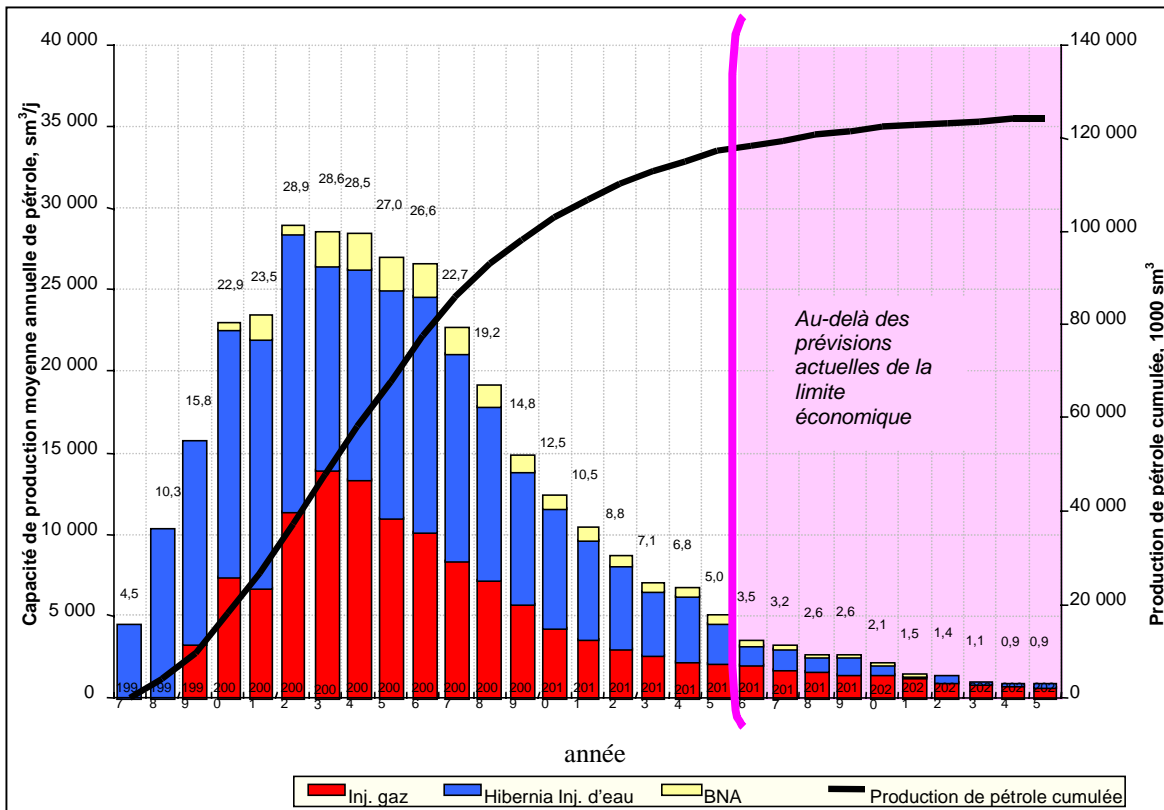


Figure 10 : Cas de la production moyenne annuelle prévue de 180 000 b/j (28 600 m³/j), unités métriques (Source: d'après HMDC 2002)



3.0 Étude de la demande par l'Office

3.1 Contexte

La question consistant à définir qui est habilité à fixer les taux de production est traitée à l'article 34 de la Partie V du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, dans lequel on trouve le paragraphe suivant :

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

Le taux applicable approuvé dans le plan de mise en valeur du champ Hibernia, comprenant les modifications approuvées, est le taux indiqué dans la prévision de production. Ce taux est basé sur le plan d'épuisement approuvé pour un gisement ou un champ. L'augmentation de taux proposée est une modification de la Partie 1 du Plan de mise en valeur du champ Hibernia et constitue donc une décision fondamentale.

3.2 Considérations sur la gestion des ressources

L'Office a examiné le rapport de simulation du réservoir qui étaye la demande d'augmentation du taux de production annuel de pétrole. Il a également examiné le modèle de simulation du réservoir utilisé par le Promoteur et les données obtenues jusqu'ici par ce dernier sur les réservoirs, leur géologie et leur production. Le champ Hibernia produit du pétrole depuis plus de cinq ans. Au 31 décembre 2002, il avait produit environ 37,3 millions m³ (235 millions de barils) de pétrole. On a foré 33 puits d'exploitation et un puits de délimitation. Le Promoteur a recueilli une quantité importante de données qui l'ont aidé à construire les modèles très complets de simulation géologique et de simulation des réservoirs lui permettant d'évaluer le rendement de production qui étaye sa demande d'augmentation du taux de production.

Le Promoteur a utilisé l'information recueillie lors des opérations de forage et de production pour construire le modèle géologique du réservoir Hibernia et estimer le volume de pétrole initial en place. Dans les tableaux 6 et 7, on compare les estimations de pétrole en place et de gaz en place de l'Office et celles du Promoteur. En ce qui concerne les estimations du pétrole initial en place, si on constate des écarts entre les estimations par bloc faillé, les estimations globales, en revanche, concordent raisonnablement. Dans le cas du gaz initial en place, l'estimation de l'Office est supérieure d'environ 20 p. 100 à celle du Promoteur. On constate des écarts significatifs entre les estimations de gaz en place par bloc faillé, en particulier dans la région du chapeau de gaz. Ces écarts sont essentiellement dus aux différentes limites utilisées pour distinguer les blocs faillés. Une fois cette situation corrigée, les estimations du gaz en place dans le chapeau, faites par l'Office et par le Promoteur, concordent raisonnablement. Quant aux estimations de gaz dissous, les valeurs plus élevées trouvées par

l'Office sont attribuables en partie au rapport gaz/pétrole plus élevé utilisé par l'Office : par exemple, pour les gisements B, l'Office a utilisé un rapport pétrole/gaz de $235 \text{ m}^3/\text{m}^3$, et le Promoteur, un rapport de $211 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Ces facteurs n'ont aucun effet notable sur la demande présentée par le Promoteur.

L'Office a analysé les données et les hypothèses utilisées par le Promoteur pour construire le modèle de simulation des réservoirs et il a conclu que les hypothèses étaient raisonnables. Le Promoteur a effectué une évaluation exhaustive de l'utilisation des encoches de forage. Compte tenu du nombre limité d'encoches disponibles sur la plateforme Hibernia et de l'épuisement prioritaire du réservoir Hibernia, il est clair que le rythme de mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon subira les effets de ce facteur. Le modèle de simulation adopté par le Promoteur ne prévoit pas d'ascension artificielle. Le rendement réel du réservoir Hibernia jusqu'à présent indique que les puits de production peuvent conserver un écoulement naturel à des teneurs en eau élevées. Cependant, dans ses discussions avec le Promoteur sur le sujet, l'Office a relevé que le Promoteur se propose de recourir à l'ascension artificielle pour les puits de production Ben Nevis/Avalon. Dans le modèle de simulation du Promoteur, on n'a pas tenu compte de l'existence de la « couche goudronneuse » rencontrée dans la zone injectée au gaz, mais l'analyse de l'Office confirme le point de vue du Promoteur selon lequel cette omission ne change rien aux résultats fondamentaux et aux conclusions de l'analyse de la sensibilité aux taux de production. Le Promoteur a procédé à l'examen approfondi des données de production, de géologie et de géophysique pour construire le modèle de simulation du réservoir et il a établi une bonne concordance historique entre les données de pression et de production fournies par les puits en exploitation. De nombreuses hypothèses ont été posées dans la construction du modèle et dans l'approche adoptée pour exploiter les réserves de pétrole. L'Office surveillera la réalisation du plan d'épuisement et la validité des hypothèses. Si nécessaire, le Promoteur sera tenu d'apporter les changements permettant de maximiser la récupération économique du pétrole.

L'Office a examiné en détail le modèle de simulation du réservoir. Comme la prédiction du modèle date du 1^{er} janvier 2002, on a pu examiner si elle se vérifiait dans le cas de plusieurs puits. Les données recueillies suggèrent qu'en général, le rendement atteint en 2002 est plus élevé que celui prévu dans le plan de la percée de l'eau ou du gaz. En examinant les prédictions de saturation en pétrole, on a constaté que plusieurs zones des blocs faillés C et O du réservoir Hibernia ne seront pas épuisées et offriront des possibilités de forage intercalaire. À la fin de la période de prédiction de la simulation, l'ensemble de ces zones devraient contenir 19.8 millions m^3 (125 millions de barils) de pétrole en place. Il faudra procéder à des analyses techniques et économiques approfondies avant d'entreprendre un quelconque programme de forage intercalaire. Cette situation constitue un exemple type des possibilités que le Promoteur espère avoir pour pouvoir poursuivre la production. Si l'on se base sur le rendement obtenu jusqu'à présent, la récupération du pétrole du réservoir Hibernia est insensible aux taux de production dans le cas des valeurs de taux proposées. Toutefois, il est possible que l'on constate une certaine sensibilité aux taux dans des blocs faillés du réservoir Hibernia soumis à certaines conditions, en particulier dans la zone injectée au gaz. On surveillera le rendement de production pour détecter les éventuels problèmes et on imposera des réductions de taux à certains puits ou blocs faillés en cas de besoin.

Les études de simulation du Promoteur prévoient l'épuisement de la majorité des blocs faillés du gisement B du réservoir Hibernia et d'une partie du réservoir Ben Nevis/Avalon. Ces études ne tiennent pas compte de l'épuisement des liquides du pétrole et du gaz naturel dans les zones suivantes :

- les gisements A du réservoir Hibernia, qui contiennent, selon les estimations, environ 18,9 millions m³ (119 millions barils) de pétrole initial en place et dont la mise en valeur n'a pas encore été approuvée;
- le réservoir Ben Nevis/Avalon, exception faite de l'évaluation en vue de sa mise en valeur;
- le réservoir Catalina et plusieurs autres petits réservoirs;
- les liquides du gaz naturel contenus dans le chapeau de gaz du réservoir Hibernia.

Il est probable qu'on exploitera un jour certaines de ces ressources. Ce genre de mise en valeur pourrait augmenter les taux de production et prolonger la période de production.

D'autres facteurs peuvent constituer des obstacles à l'atteinte du taux de production demandé. Parmi ceux-ci, citons : les problèmes de forage, qui peuvent retarder l'entrée en service des puits d'exploitation, une perte de productivité ou d'injectivité due à des conditions imprévues dans le réservoir ou à des problèmes lors de la complétion ou de l'exploitation de certains puits, ou encore des problèmes imprévus occasionnés par des composants du système de production. Mais ces problèmes peuvent survenir dans toutes les mises en valeur.

Le Promoteur a déjà apporté des modifications mineures aux installations d'injection d'eau en vue de porter la capacité d'injection d'eau de 33 000 m³/j à 45 000 m³/j, et l'Office a appris que le Promoteur avait l'intention d'évaluer les possibilités de stockage de gaz dans le réservoir. Il a d'ailleurs discuté des emplacements de stockage avec le Promoteur.

Le Promoteur compte évaluer plusieurs projets de stockage de gaz, d'augmentation du débit d'injection au-delà de 45 000 m³/j (283 000 b/j), d'amélioration de la circulation de l'eau extraite et de potentiel de miscibilité du gaz injecté. L'Office accepte, dans le contexte de ce rapport de décision, que l'on prévienne dorénavant dans le plan d'épuisement la possibilité d'injecter et de produire de plus grands volumes d'eau, de convertir certains blocs faillés injectés à l'eau en blocs faillés injectés au gaz ou en volumes de stockage du gaz et qu'on permette une certaine miscibilité dans les blocs faillés injectés au gaz. Si le Promoteur décide de réaliser un de ces projets, il doit préalablement obtenir les approbations nécessaires de l'Office. Cependant, si le projet comprend une modification substantielle des installations de production ou leur agrandissement, il constituera une modification au Plan de mise en valeur et, de ce fait, fera l'objet d'une décision fondamentale.

L'Office a noté l'intention du Promoteur d'évaluer le potentiel de miscibilité du gaz d'injection. Ce projet fait partie des conditions non remplies de la décision 86.01. Compte tenu de l'état de développement de la mise en valeur du champ Hibernia et des données recueillies jusqu'à présent, cette question devrait être réglée dans les plus brefs délais. L'Office accordera un suivi auprès du Promoteur.

3.3 Impact sur la durée d'exploitation du champ

Prévoir l'impact qu'aurait une augmentation pouvant atteindre 6 360 m³/j (40 000 b/j) sur la durée d'exploitation d'un champ de l'envergure d'Hibernia est utopique. Si tous les autres facteurs demeuraient inchangés pendant toute la durée d'exploitation du champ – ce qui ne sera évidemment pas le cas – celle-ci pourrait se trouver abrégée d'un an sous l'effet du taux de production plus élevé.

Il importe de reconnaître dès à présent que l'inconnue la plus importante, dans la détermination de la durée d'exploitation du champ Hibernia, est le taux de récupération final de pétrole du réservoir Ben Nevis/Avalon. Aux taux normaux de récupération, l'exploitation du réservoir Ben Nevis/Avalon pourrait prolonger la durée de vie du champ Hibernia de 5 ans. Comme on l'a mentionné plus tôt dans ce rapport, le Promoteur a demandé de différer de trois ans la soumission du Plan de mise en valeur du réservoir Ben Nevis/Avalon, c'est-à-dire jusqu'en décembre 2005. La décision de l'Office à ce sujet constituera une autre décision fondamentale dans les mois à venir.

L'Office remarque également l'existence d'autres facteurs qui peuvent avoir un effet sur la durée de vie du champ : le progrès technologique, le prix du pétrole ou les coûts d'exploitation, le forage intercalaire, la mise en valeur de gisements satellites et la future mise en valeur du gaz.

Les figures 7 à 10 donnent la limite économique établie par le Promoteur. Compte tenu du nombre de variables qui entrent en ligne de compte et de l'incapacité de prévoir avec certitude l'évolution à long terme des prix du pétrole et d'autres facteurs économiques, toute prévision de limite économique doit être considérée avec circonspection.

3.4 Considérations environnementales

La demande soumise par le Promoteur d'augmenter les taux de production vient de la production antérieure de volumes d'eau plus importants que le maximum approuvé par l'Office. Le traitement et le rejet dans l'océan de l'eau extraite est décrit dans le *Plan de protection environnementale* qui fait partie du *Plan de mise en valeur du champ Hibernia*. Tout changement substantiel apporté à ces dispositions doit recevoir l'approbation du délégué à l'exploitation de l'Office, en vertu du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*.

Les *Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière*, publiées en août 2002 (Section 2.3, Eau extraite), précisent ce qui suit :

Dans le cadre de sa demande de mise en valeur, l'exploitant d'une installation de production devrait étudier et rendre compte de la faisabilité économique et technique d'une solution de rechange aux rejets conventionnels dans l'océan de l'eau extraite, par exemple, l'injection souterraine, la séparation sous-marine ou la séparation au fond d'un puits, afin de justifier tout rejet dans l'océan. L'exploitant d'une installation de

production en service devrait étudier de nouveau cette faisabilité tous les cinq ans et en rendre compte au délégué à l'exploitation.

Par conséquent, compte tenu du fait que le champ Hibernia produit depuis plus de 5 ans, le Promoteur devrait immédiatement entreprendre cette étude de faisabilité. Si l'étude indique la faisabilité de la réinjection, en tout ou en partie, de l'eau extraite, il sera possible de diminuer la quantité d'eau extraite rejetée dans l'océan ou de continuer à la rejeter en quantité moindre que le maximum approuvé actuellement. L'Office n'a pas l'intention de considérer une demande de rejet dans l'océan de volumes d'eau extraite plus importants avant d'avoir reçu et examiné un rapport sur cette étude de faisabilité.

Si la réinjection de l'eau extraite n'est pas faisable sur les plans technique et économique, le Promoteur devra procéder à l'analyse approfondie des effets environnementaux potentiels du rejet de l'eau extraite dans l'océan à des débits supérieurs à ceux qui sont actuellement approuvés, avant que l'Office ne considère une demande. L'information liée à ces évaluations et ces rapports doit être mise à la disposition des parties intéressées au sein du gouvernement et dans le public en général.

L'augmentation de production proposée entraînera une augmentation proportionnelle du volume d'eau de ballast rejetée (EBR) de la plateforme. L'EBR est l'eau de mer pompée et déversée dans les cellules de stockage de pétrole brut, aménagées dans le caisson de la structure-poids, lorsqu'on décharge le pétrole dans un pétrolier navette, de manière à ce que les cellules restent remplies de liquide. L'EBR est ensuite évacuée des cellules lorsqu'on y introduit le pétrole brut produit. Le volume d'EBR rejeté est donc approximativement égal à celui du pétrole brut produit.

Les *Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière*, publiées en août 2002 exigent que l'EBR soit traitée de manière que sa concentration en huile ne dépasse pas 15 mg/L. Le Promoteur a toujours respecté cette exigence; ainsi, la concentration moyenne en huile de l'EBR rejetée en 2002 était inférieure à 2 mg/L.

En dépit du rendement du traitement obtenu jusqu'à présent, l'Office, compte tenu de l'important volume d'eau rejetée, encourage le Promoteur à évaluer avec précision les résultats de son Programme approuvé de suivi des effets sur l'environnement, afin de s'assurer que l'EBR n'entraîne aucun effet inattendu sur l'environnement.

3.5 Sécurité

Le délégué à la sécurité de l'Office a vérifié si les taux de production plus élevés risquaient de compromettre la sécurité des opérations et il a conclu que l'équipement et les procédures en place permettaient d'utiliser des taux plus élevés en toute sécurité.

Tableau 6 Comparaison des estimations de pétrole initial en place, en millions de m³ (millions de barils)

Gisement	Bloc faillé	Estimations du pétrole initial en place				Total	
		Gisement A		Gisement B			
		Promoteur	Office	Promoteur	Office	Promoteur	Office
A6/B6	A (+E)	0,354	2,145	26,781	21,440	27,135	22,078
A5/B5	B	0,417	0,894	12,899	9,910	13,316	10,632
	C	3,190	1,295	21,503	27,610	24,693	28,980
	D	0,035	0,000	5,137	1,290	5,172	1,290
	F	0,178	0,045	3,306	1,530	3,484	1,642
	G	0,216	2,172	15,584	12,430	15,800	13,264
	H	0,291	0,193	3,209	3,630	3,500	3,896
	I	0,528	0,700	5,027	4,980	5,555	5,560
	J	0,958	1,346	1,463	3,210	2,421	5,070
	K	0,880	0,902	5,901	6,110	6,781	7,830
	L	0,017	0,282	2,672	3,740	2,689	4,293
	M	0,181	0,000	1,328	1,670	1,509	1,955
	N	0,000	0,000	0,601	0,180	0,601	0,180
A1/B1	O	4,082	4,736	9,981	14,660	14,063	15,980
A4/B4	P	0,001	0,026	2,382	2,570	2,383	2,636
	Q	0,000	0,000	11,356	10,810	11,356	10,810
	R	0,630	3,892	31,583	34,950	32,213	38,660
	S	0,115	0,234	2,989	3,440	3,104	3,504
	EE	0,169	0,542	1,514	0,960	1,683	1,365
	FF	0,750	1,238	4,669	5,550	5,419	6,056
A3/B3	T	0,395	0,564	2,078	1,710	2,473	2,303
	V	1,706	1,412	10,678	9,350	12,384	11,360
A2/B2	W	1,402	1,834	23,577	20,010	24,979	21,830
	X	0,286	0,568	4,486	4,530	4,772	5,067
	Y	0,397	0,693	5,723	4,740	6,120	5,730
	Z	0,213	0,363	0,993	0,830	1,206	1,564
	AA	0,019	0,000	0,000	0,000	0,019	0,116
	BB	0,686	0,494	3,638	2,340	4,324	3,350
	CC	0,711	0,948	11,607	10,020	12,318	12,000
	DD	0,051	0,298	3,136	1,240	3,187	1,744
	GG	0,000	0,000	0,301	0,000	0,301	0,000
Total - réservoir Hibernia		18,858	27,816	236,102	225,440	254,960	253,256
		(118,6)	(175,0)	(1485,0)	(1418,0)	(1603,7)	(1593,7)

Tableau 7 Comparaison des estimations de gaz initial en place, en millions de m³ (milliards de pieds cubes standard)

Gisement	Bloc faillé	Chapeau de gaz, gaz en place				Gaz dissous				Total	
		Gisement A		Gisement B		Gisement A		Gisement B			
		Promoteur	Office	Promoteur	Office	Promoteur	Office	Promoteur	Office	Promoteur	Office
A6/B6	A (+E)	495	676	2894	3590	82	450	6363	5253	9835	9969
0											
A5/B5	B	141	153	462	281	97	188	2951	2427	3651	3049
	C	1276	942	1681	2769	775	272	4920	6764	8652	10747
	D	32	141	1255	480	11	0	1175	315	2473	936
	F	112	347	627	1781	60	13	786	374	1585	2515
	G	109	547	936	2683	50	465	3565	6046	4660	9741
	H	23	23	18	86	76	41	734	889	851	1039
	I	66	52	51	117	141	147	1150	1221	1408	1537
	J	0		0	0	196	283	335	707	531	990
	K	2		0	0	193	190	1350	1345	1545	1535
	L	0	120	111	17	60	80	588	1113	759	1330
	M	0		16	0	47	0	292	498	355	498
	N	2	31	1983	96	0	0	159	55	2144	182
0											
A1/B1	O	0		0	0	1041	1123	1951	3504	2992	4627
0											
A4/B4	P	217	265	1414	1644	0	8	671	766	2302	2683
	Q	780	1266	4105	5351	0	0	3198	3221	8083	9838
	R	35	395	19	2	125	833	6392	7480	6571	8710
	S	14	111	0	0	25	50	605	736	644	897
	EE	0		0	0	34	144	227	159	261	303
	FF	112		0	0	149	329	699	921	960	1250
0											
A3/B3	T	0		0	0	88	134	420	399	508	533
	V	0		0	0	458	376	2161	2236	2619	2612
0											
A2/B2	W	0		0	0	404	488	4335	5084	4739	5572
	X	0		0	0	79	151	1007	1059	1086	1210
	Y	0		0	0	94	184	1284	1110	1378	1294
	Z	0		0	0	40	96	173	193	213	289
	AA	0		0	0	1	0	0	0	1	0
	BB	0		0	0	148	131	448	594	596	725
	CC	0		0	0	142	252	1430	2344	1572	2596
	DD	0		0	0	9	79	386	265	395	344
	GG	0		0	0	0		37		37	0
0											
Total – réservoir Hibernia		3416	5069	15572	18897	4625	6507	49794	57078	73405	87551
		(121,2)	(179,9)	(552,7)	(670,7)	(164,2)	(231)	(1767,3)	(2025,9)	(2605,4)	(3107,5)

4.0 Conclusion

Modification du plan de mise en œuvre du champ Hibernia

Décision 2003.01

L'Office approuve la demande du Promoteur d'augmenter le taux de production quotidien moyen de pétrole jusqu'à 35 000 m³/j (220 000 b/j), conformément aux conditions 2000.01.01, 2003.01.02 et 2003.01.03 ci-dessous et aux conditions contenues dans les rapports de décision 86.01, 90.01, 97.01 et 2000.01. Les conditions non remplies sont résumées à l'Annexe A.

Conformément à cette approbation, la production maximale de pétrole permise pour l'année financière 2003 sera établie en utilisant les taux quotidiens moyens suivants :

- a) 28 600 m³/j (180 000 b/j) du 1^{er} janvier 2003 jusqu'au jour précédant la date d'entrée en vigueur de l'approbation donnée par l'Office d'augmenter le taux de production annuel de pétrole, conformément à l'article 32 des Lois;
- b) 35 000 m³/j (22 000 b/j) à partir de la date d'entrée en vigueur de l'approbation donnée par l'Office d'augmenter le taux conformément à l'article 32 des Lois.

Pour chaque année civile suivante, le taux maximal sera le taux approuvé en b) ci-dessus.

Condition 2003.01.01

Il s'agit d'une condition dont dépend l'approbation de l'Office :

Le délégué à l'exploitation de l'Office peut en tout temps réduire le taux de production si le rendement du réservoir diffère significativement de celui qui est prévu dans le document intitulé *Technical Support for Hibernia Field Rate Increase, Revision 1*, et s'il a de bonnes raisons de croire que la production au taux approuvé risque d'entraîner un gaspillage.

Condition 2003.01.02

Il s'agit d'une condition dont dépend l'approbation de l'Office :

- (i) Le Promoteur doit entreprendre et remettre au délégué à l'exploitation de l'Office, au plus tard le 31 mars 2004, une analyse de la faisabilité de la réinjection de l'eau extraite;
- (ii) Le Promoteur réinjectera l'eau extraite si, selon l'opinion du délégué à l'exploitation de l'Office, cette réinjection est techniquement faisable et économiquement raisonnable.

Condition 2003.01.03

Il s'agit d'une condition dont dépend l'approbation de l'Office :

Au plus tard 6 mois avant de demander l'approbation de déverser dans l'océan l'eau extraite à un débit journalier excédant 24 000 m³, le Promoteur devra :

- (i) Soumettre, sous une forme qui se prête à la diffusion publique et que le délégué à l'exploitation de l'Office juge acceptable, une évaluation des incidences environnementales de la décharge dans l'océan de l'eau extraite au taux journalier maximum dont il compte demander l'approbation, y compris sans s'y limiter :
 - Une description des résultats de la modélisation de l'évolution physique de l'eau extraite déversée à des taux pouvant atteindre le taux journalier maximum proposé;
 - Une évaluation des incidences environnementales potentielles de la décharge de l'eau extraite en question;
 - Une évaluation des changements qui peuvent en résulter, en ce qui concerne les conclusions de *l'Énoncé des incidences environnementales du champ Hibernia*;
- (ii) Soumettre à l'approbation du délégué à l'exploitation de l'Office les révisions apportées aux éléments du plan de protection environnementale du *Plan d'exploitation du champ Hibernia*, qui sont nécessaires en vertu de l'évaluation décrite dans la condition 2003.01.03(i).

Annexe A
Conditions non remplies des décisions
2000.01, 97.01, 90.01 et 86.01

A1**Modification du plan de mise en œuvre du champ Hibernia****Décision 2000.01**

L'Office a examiné la condition exigée pour son approbation, en 2000, de la modification du plan de mise en valeur du champ Hibernia. Cette condition exige une réponse continue.

Condition 2000.01.1

L'approbation de la modification est conditionnelle aux exigences suivantes :

Cette approbation peut être suspendue ou révoquée si le délégué à l'exploitation de l'Office détermine que l'exploitation du Promoteur s'écarte sensiblement de l'exploitation prévue dans la demande ou si le rendement du réservoir diffère notablement de celui prévu dans le document intitulé « *Technical Support for Hibernia Field Rate Increase* ».

État :

Condition 2000.01.1: à remplir.

A2**Modification du plan de mise en œuvre du champ Hibernia****Décision 97.01**

L'Office a examiné les cinq conditions exigées pour son approbation en 1997 de la modification du plan de mise en valeur du champ Hibernia. Une de ces conditions a été remplie. Les quatre conditions restantes, dont certaines exigent une réponse continue et dont certaines autres sont liées à des activités qui n'ont pas encore été exécutées, n'ont pas encore été remplies.

Condition 97.01.1

L'approbation de la modification est conditionnelle aux exigences suivantes :

- (i) Avant d'amorcer la mise en valeur des gisements A du champ Hibernia, le Promoteur doit présenter son plan d'épuisement qui doit être approuvé par l'Office.
- (ii) La mise à jour du plan de mise en valeur qui doit être présenté après la période d'évaluation doit contenir un plan définitif dans lequel sont délimitées les zones nord-ouest et sud-ouest du réservoir Avalon.

État :

Condition 97.01.1(i) : à remplir.

Condition 97.01.1(ii) : à remplir. Le Promoteur a foré un puits de délimitation au sud-ouest du réservoir Avalon, en 2002. En décembre 2002, il a soumis une demande de prolongation de la période d'évaluation du réservoir Avalon jusqu'au 31 décembre 2005. L'Office examinait cette demande au moment de la rédaction du présent rapport de décision.

Condition 97.01.2

L'approbation de la modification est conditionnelle aux exigences suivantes :

- (i) Avant d'injecter de l'eau dans les blocs faillés H et I du gisement 5 du réservoir Hibernia, le Promoteur doit réévaluer les schémas d'épuisement de ces blocs et obtenir l'approbation du délégué à l'exploitation avant de les appliquer
- (ii) Le taux de production de pétrole dans le bloc injecté de gaz G du réservoir Hibernia ne doit pas dépasser 1 190 m³ (std)/j par puits tant qu'il n'est pas démontré au délégué à l'exploitation qu'une augmentation du taux de production ne nuira pas à la récupération du pétrole.
- (iii) La pression dans la roche réservoir des blocs faillés contenant un chapeau de gaz doit être maintenue à au moins 1 000 kPa au-dessus de la pression de rosée. Dans les autres blocs faillés, la pression du réservoir sera maintenue à au moins 500 kPa au-dessus de la pression de point de bulle.

État :

Condition 97.01.2(i) : remplie.

Condition 97.01.2(ii) : remplie.

Condition 97.01.2(iii) : à remplir.

Condition 97.01.3

L'approbation de la modification est conditionnelle aux exigences suivantes :

- (i) Le Promoteur doit présenter à chaque année au délégué à l'exploitation ses prévisions de production de pétrole à partir de chaque gisement pour l'année à venir.
- (ii) Un an après le début de l'injection de gaz, le Promoteur doit présenter une prévision révisée de la production de liquide de gaz naturel.

État :

Condition 97.01.3(i) : remplie.

Condition 97.01.3(ii) : remplie.

Condition 97.01.4

Pour que la modification soit approuvée, le Promoteur doit présenter, avant la fin de l'année 1999, un rapport détaillé sur ses estimations révisées des réserves du champ Hibernia. Le rapport doit indiquer les réserves liquides de pétrole et de gaz naturel (à la baisse, probables et à la hausse), prévues pour chaque gisement et réservoir ainsi qu'une explication des incertitudes et du seuil rentable utilisé pour produire les estimations.

État ::

Condition 97.01.4 : remplie.

Condition 97.01.5

Il est exigé, comme condition d'approbation de la modification du plan de mise en valeur du champ Hibernia, que le Promoteur évalue le potentiel d'exploitation des zones du réservoir Avalon pénétrées par des puits d'exploitation du réservoir Hibernia et dont la mise en valeur par des puits de complétion choisis n'a pas été proposée. Les résultats de l'évaluation seront présentés à l'Office dans le document de mise à jour du plan de mise en valeur, après la période d'évaluation du réservoir Avalon.

État :

Condition 97.01.5(i): à remplir. En décembre 2002, le Promoteur a soumis une demande de prolongement de la période d'évaluation du réservoir Avalon jusqu'au 31 décembre 2005. L'Office examinait cette demande au moment de la rédaction du présent rapport de décision.

A3

Mise à jour du plan de mise en œuvre du champ Hibernia

Décision 90.01

Les quatre conditions exigées par l'Office pour approuver la mise à jour du plan de mise en valeur du champ Hibernia en 1990 ont toutes été remplies.

A4

Plan des retombées économiques du projet Hibernia

État de la décision 86.01

L'Office avait fixé cinq conditions pour l'approbation en 1986 du plan des retombées économiques du champ Hibernia. Les conditions suivantes n'ont pas été remplies :

Condition n° 4

À mesure que progressera l'exploitation, le Promoteur fournira à l'Office les listes complètes de tous les contrats et commandes d'achat importants prévus. L'Office, en consultation avec le Promoteur, déterminera ceux qui, parmi les contrats et commandes d'achat importants, feront l'objet d'un examen par l'Office.

État : condition à remplir

Le Promoteur fournit des informations à l'Office conformément aux *Lignes directrices sur l'approvisionnement* de l'Office du projet de mise en valeur du champ Hibernia.

Condition n° 5

Le Promoteur donne un préavis et des renseignements sur les principaux contrats et commandes pour que l'Office puisse réaliser son examen. La période d'examen nécessaire sera déterminée par l'Office en consultation avec le Promoteur.

État : condition à remplir

Le Promoteur fournit des informations à l'Office, conformément aux *Lignes directrices de l'Office en matière d'approvisionnement* du projet de mise en valeur du champ Hibernia.

A4

Plan de mise en valeur du champ Hibernia

État de la décision 86.01

L'Office exigeait dix-sept conditions pour l'approbation du plan de mise en valeur du champ Hibernia en 1986. Les conditions suivantes n'ont pas été remplies :

Condition n° 1

- (i) Le Promoteur, au tout début du programme d'exploitation, forera un puits dans le chapeau de gaz B-08 pour extraire des échantillons à analyser en laboratoire et pour définir le régime gaz-condensat-pétrole.
- (ii) Le Promoteur entreprendra des études, concurremment au forage d'exploitation initial, pour établir la faisabilité d'une injection de fluides miscibles dans le réservoir Hibernia.

État :

Le Promoteur a entrepris le forage d'un puits dans la zone du chapeau de gaz B-08 au début de l'exploitation et a terminé l'étude de faisabilité de l'injection de fluides miscibles.

Condition 1(i) : remplie.

Condition 1(ii) : non remplie.

Condition n° 2

- (i) Avant toute mise en valeur du réservoir Avalon, le Promoteur devra présenter un plan révisé que devra approuver l'Office.
- (ii) Durant la mise en valeur du réservoir Hibernia, le Promoteur évaluera le réservoir Avalon au moyen de carottages, de diagraphies et d'essais effectués dans toutes les zones prometteuses pénétrées par des puits.
- (iii) Lors de la conception des superstructures, le Promoteur accordera toute l'attention voulue à l'évaluation des équipements et à la répartition de l'espace occupé par les installations de production de façon à permettre une augmentation de la production à partir du réservoir Avalon concurremment à la production du champ Hibernia s'il s'avérait nécessaire d'exploiter le réservoir Avalon avant la date établie dans le plan de mise en valeur. Le Promoteur informera l'Office des mesures qu'il prendra à cet égard avant la conception finale des superstructures.

État :

Condition 2(i) : remplie.

La modification du plan de mise en valeur du champ Hibernia de 1996 constitue un plan révisé pour l'exploitation du réservoir Avalon.

Condition 2(ii) : non remplie.

Condition 2(iii) : remplie.

En août 1991, l'Office a accepté les plans du Promoteur qui remplissaient cette condition.

Condition n° 3

- (i) Le Promoteur fera approuver par l'Office, avant le début des forages d'exploitation, un calendrier de forage visant à réduire le brûlage à la torche des gaz et ce jusqu'à un niveau acceptable pour l'Office.
- (ii) Dans le cas improbable où les conditions du réservoir empêcheraient une réinjection de gaz, le Promoteur soumettra à l'approbation de l'Office un plan pour l'aliénation des gaz.

- (iii) Le Promoteur obtiendra l'approbation de l'Office pour brûler à la torche les petites quantités de gaz nécessaires pour les opérations courantes.

État :

Conditions 3(i) et 3(iii) : remplies.

En août 1996, l'Office a donné son approbation conditionnelle au calendrier de forage du Promoteur et aux volumes de gaz à brûler à la torche durant les opérations de démarrage et de transition vers un régime permanent.

Condition 3(ii) : non remplie.

Le Promoteur a informé l'Office qu'il a évalué la faisabilité d'une réinjection de gaz et que, d'après lui, la faisabilité est élevée. Un plan d'aliénation des gaz ne sera nécessaire que si une réinjection des gaz s'avère nuisible à la récupération de la ressource.

Condition n° 5

- i) Le Promoteur concevra les conduites d'exportation et les plateformes de chargement pour qu'elles puissent être vidées des hydrocarbures qu'elles contiennent si ces installations risquent d'être endommagées.
- ii) Le Promoteur déterminera la profondeur d'affouillement des icebergs et la fera approuver par l'Office avant d'entreprendre la conception des installations sous-marines des puits.

État :

Condition 5(i) : remplie.

Le Promoteur a conçu ses installations pour que les conduites d'exportation puissent être vidées de leur contenu et il a, dans une demande présentée en mai 1997 à l'Office, décrit la méthode qu'il entendait utiliser pour évacuer le contenu des colonnes dans le système de chargement extracôtier. L'Office a approuvé la méthode proposée en mai 1997.

Condition 5(ii) : non remplie.

Aucune installation sous-marine n'a encore été proposée.

Condition n° 9

Le Promoteur devra faire approuver par l'Office ses plans d'installations sous-marines avant d'en faire la conception détaillée.

État : non remplie.

Condition n° 15

Le Promoteur présentera périodiquement à l'Office, durant l'exécution du projet et dans la forme prescrite, les estimations du coût en capital prévu de l'ensemble du projet et des composantes principales, à la demande de l'Office.

Condition : à remplir.

À chaque semestre, le département des avantages Canada-Terre-Neuve du Promoteur présente des prévisions de dépenses en coût de capital et des estimations sur les niveaux canadiens-terre-neuviens visés.

Annexe B

Glossaire

Aquifère

Roche poreuse contenant de l'eau.

Brûlage à la torche

Méthode pour brûler les gaz non utilisés.

Certificat de conformité

Certificat délivré par la société d'accréditation stipulant qu'un concept, un plan ou une installation respectent les exigences ou les règlements pertinents.

Chapeau de gaz

Couche de gaz libre au-dessus de la couche pétrolifère d'un réservoir.

Complétion

Activités nécessaires pour préparer un puits servant à la production de pétrole et de gaz ou à l'injection d'un fluide.

Couche goudronneuse

Couche d'huile visqueuse

Déplacement miscible

Procédé de récupération secondaire ou tertiaire du pétrole par l'injection de deux ou plusieurs fluides, l'un à la suite de l'autre (p. ex., gaz et eau) qui se mélangent au pétrole et améliorent sa récupération.

Diagraphie

Méthode de mesure de certains paramètres physiques des formations traversées par un sondage (données de puits, caractéristiques des boues, résistivité et radioactivité de la roche).

Eau extraite

Eau provenant des réservoirs de pétrole et de gaz et qui est récupérée en même temps que le pétrole et le gaz.

Faille

Au sens géologique, rupture dans la continuité d'un type de roche.

Gisement

Roche réservoir souterraine contenant ou semblant contenir du pétrole sous forme d'accumulation, qui est séparé ou semble être séparé de toute autre accumulation.

Grès

Roche sédimentaire composée de grains détritiques de la taille du sable.

Injection

Procédé par lequel on pompe du gaz ou de l'eau dans un réservoir pour accroître la production de pétrole.

Injection de gaz enrichi

Méthode de récupération secondaire pour l'injection de gaz qui est soit naturellement riche ou enrichi avec des hydrocarbures intermédiaires, comme le propane et le butane.

LGN

Liquide de gaz naturel.

OCTHE

Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Office, l'

Dans le présent rapport, Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.

Pétrophysique

Étude des caractéristiques physiques des roches réservoirs par l'utilisation de diagraphies.

PIP

Pétrole initial en place. Marque de commerce Petrel du logiciel de modélisation géologique du groupe de produits Schlumberger.

Plateforme gravitaire

Plateforme de forage en béton dont la stabilité est due uniquement à son propre poids sur le fond océanique et sur laquelle sont érigées les superstructures.

Plateforme de production

Ouvrage extracôtier équipé pour extraire et traiter le pétrole et le gaz.

Pression de point de bulle

Pression du réservoir au-dessous de laquelle le gaz dissous commence à produire des bulles dans le pétrole hôte aux températures dominantes.

Pression du réservoir

Pression des fluides dans un réservoir.

Pression de rosée

Pression d'un réservoir au-dessous de laquelle les liquides commencent à se condenser aux températures dominantes.

Production mélangée

Production d'hydrocarbures de plus d'un gisement à partir d'un puits de forage commun ou d'une conduite d'écoulement commune sans mesure séparée des hydrocarbures.

Puits de délimitation

Puits foré pour déterminer l'étendue d'un réservoir.

Puits à eau

Dans le contexte du présent rapport, puits qui sert à extraire l'eau d'un réservoir.

Puits d'exploitation

Puits foré aux fins soit de production ou d'observation, soit d'injection ou de refoulement des fluides à l'endroit d'un gisement.

Puits de production

Puits foré et complété pour produire du pétrole brut ou du gaz naturel.

Réinjection de gaz

Procédé par lequel on recycle du gaz en le réinjectant sous pression dans une formation productrice afin de maintenir la pression du réservoir.

Réserve récupérable

Volume d'hydrocarbures d'un réservoir dont l'extraction est rentable.

Réservoir

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

Sismique

Qui se rapporte ou qui caractérise les vibrations de la Terre. Également, procédé permettant de délimiter les structures géologiques souterraines à partir de signaux sonores transmis à travers la roche.

Société d'accréditation

Organisme que l'Office autorise à effectuer des examens des concepts, des plans et des installations, et à émettre des certificats de conformité.