



DÉCISION 2006.01
CONCERNANT LA MODIFICATION DU
PLAN D'EXPLOITATION DU CHAMP HIBERNIA
Janvier 2006

Disponible en anglais

ISBN 1-897101-13-9

Table des matières

	<u>Page</u>
1.0 DEMANDE	1
2.0 CONTEXTE	3
3.0 DÉCISION DE L'OCTJHE	8
4.0 ANALYSE JUSTIFICATIVE	9
4.1 EXAMEN DE LA MODÉLISATION GÉOLOGIQUE.....	9
4.2 EXAMEN DU MODÈLE DE SIMULATION DU RÉSERVOIR	10
4.3 STRATÉGIE DE DÉLIMITATION ET DE MISE EN VALEUR.....	11
4.4 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT, RETOMBÉES INDUSTRIELLES, EXPLOITATION ET SÉCURITÉ.....	12
4.5 DISCUSSION.....	12
ANNEXE A : CONDITIONS EN DÉLIBÉRÉ.....	13
CONDITIONS EN DÉLIBÉRÉ DÉCOULANT DES DÉCISIONS 2003.02, 2003.01, 2000.01, 97.01, 90.01 ET 86.01.....	14
ANNEXE B : DEMANDE DU PROMOTEUR.....	22
B.1 RENDEMENT DU RÉSERVOIR	23
B.3 PÉTROPHYSIQUE.....	26
B.4 VOLUMÉTRIE	29
B.5 ANALYSE TECHNIQUE DU RÉSERVOIR.....	33
<i>B.5.1 Résultats des essais aux tiges (DST).....</i>	<i>34</i>
<i>B.5.2 Pression et température dans le réservoir</i>	<i>34</i>
<i>B.5.2 Propriétés des fluides.....</i>	<i>35</i>
<i>B.5.3. Modélisation du réservoir</i>	<i>36</i>
<i>B.5.4 Stratégie d'exploitation</i>	<i>37</i>
<i>B.5.6 Calendrier de forage.....</i>	<i>43</i>
<i>B.5.7 Prévisions en matière de production.....</i>	<i>45</i>
GLOSSAIRE.....	48

Liste des figures :

Figure 1 : Puits devant être forés pendant la période d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH, 1996).....	4
Figure 2 : Emplacement actuel des puits dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH).....	7
Figure B1 : Historique de la production et de l'injection d'eau totales dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : OCTLHE)	23
Figure B2 : Tableau de conversion des cadres stratigraphiques de 1998 et de 2003 (source : SEDH).....	25
Figure B3 : Zones visées par les modèles du type Petrel de la SEDH (source : SEDH)	29
Figure B4 : Évaluations des ressources et zones modélisées (source : SEDH)	31
Figure B5 : Carte de la structure ApX4 comportant le nom des blocs (source : SEDH).....	33
Figure B6 : Données d'essais de pression au câble dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH).....	34
Figure B7 : Blocs dont la mise en valeur est envisagée en complétant à nouveau la partie supérieure de certains puits (source : SEDH).....	38
Figure B8 : Évolution, par bloc faillé, pendant la première phase (source : SEDH)	39
Figure B9 : Évolution des cibles, par bloc faillé, pendant la deuxième phase (source : SEDH)	41
Figure B10 : Biseau nord-ouest (source : SEDH).....	42
Figure B11 : Progression, par bloc faillé, pendant la troisième phase (source : SEDH).....	43
Figure B12 : Calendrier provisoire des forages dans le réservoir Ben Nevis-Avalon depuis la plate-forme (source : SEDH).....	45
Figure B13 : Prévisions pour les phases 1 et 2 de la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon (évaluation et volet 1) (source : SEDH)	46

Liste des tableaux :

Tableau B1 : Volumes de production et d'injection d'eau dans le réservoir Ben Nevis-Avalon jusqu'au 31 octobre 2005 (source : OCTLHE)	23
Tableau B2 : Évaluations des ressources et zones modélisées (source : SEDH).....	31
Tableau B3 : STOIP, sans filtration, dans le réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia	32
Tableau B4 : STOIP, avec filtration, dans le réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia.....	32
Tableau B5 : Propriétés des fluides dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH)	36
Tableau B6 : Récupération simulée dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH).....	47

1.0 DEMANDE

Le 24 juin 2005, la Société d'exploitation et de développement d'Hibernia ltée (SEDH) (le promoteur) a formulé une demande de modification du plan d'exploitation du champ Hibernia aux fins de la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon. Le document de demande, intitulé *Hibernia Development Plan Update Ben Nevis – Avalon* (Mise à jour du plan d'exploitation du champ Hibernia - Ben Nevis-Avalon), comprend un résumé des plus récentes études menées sur ce réservoir complexe mais important, ainsi que les grandes du projet visant sa mise en valeur. Le 29 septembre 2005, le promoteur a fourni des renseignements supplémentaires à la demande de l'Office dans un document intitulé *Hibernia Development Plan Update Ben Nevis-Avalon Supplementary Information Submission #3* (Mise à jour du plan d'exploitation du champ Hibernia - Ben Nevis-Avalon - Présentation de renseignements supplémentaires n° 3). Le 21 novembre 2005, le promoteur a fourni l'évaluation exigée d'après la condition 97.01.5 de la décision 97.01, dans un document intitulé *Hibernia Development Plan Update Ben Nevis-Avalon Supplementary Information Submission #4* (Mise à jour du plan d'exploitation du champ Hibernia - Ben Nevis-Avalon - Présentation de renseignements supplémentaires n° 4).

Le champ Hibernia renferme deux réservoirs principaux, soit les réservoirs Hibernia et Ben Nevis-Avalon. Le plan d'exploitation du champ Hibernia présenté en 1985 ne prévoyait la mise en valeur que d'une partie restreinte du réservoir Ben Nevis-Avalon. À l'époque, l'Office avait rejeté le plan de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon et demandé aux propriétaires d'Hibernia d'envisager des moyens de le mettre en valeur plus tôt que prévu. En juillet 1996, le promoteur avait présenté une modification du plan d'exploitation du champ Hibernia qui comprenait la réalisation d'un programme d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon. La stratégie du promoteur consistait notamment à effectuer une évaluation pour dissiper des incertitudes rattachées au réservoir et à recueillir de nouvelles données pouvant mener à l'élaboration d'un plan acceptable pour la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon.

Dans sa décision 97.01 sur la modification du plan d'exploitation du champ Hibernia, l'Office a approuvé le plan du promoteur prévoyant la réalisation d'un programme d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon. Selon son plan modifié, le promoteur s'engageait à déposer un rapport détaillé sur les résultats de ce programme et une mise à jour du plan d'exploitation du champ Hibernia, cinq ans après que du pétrole soit produit pour la première fois (avant décembre 2002). Ce rapport devait également comprendre un plan détaillé visant la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon.

Le 13 décembre 2002, le promoteur a présenté le document intitulé *Ben Nevis-Avalon Appraisal Program Update* (Mise à jour du programme d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon) et demandé le prolongement de la période d'évaluation du réservoir du 31 décembre 2002 au 31 décembre 2005. Le promoteur alléguait que malgré

le déploiement d'efforts considérables pour effectuer cette évaluation, les travaux exécutés jusque-là indiquaient que le réservoir était beaucoup plus complexe que prévu. Le promoteur affirmait que de nombreux éléments essentiels à l'élaboration d'un plan de mise en valeur complet demeuraient inconnus. L'Office avait donc approuvé conditionnellement le prolongement de la période d'évaluation jusqu'au 30 juin 2005.

Le document visé par la demande n° 4 du promoteur était l'évaluation des possibilités d'exploiter des parties du réservoir Ben Nevis-Avalon qui avaient été pénétrées par des puits de développement forés dans le réservoir Hibernia, mais qui ne devaient pas être mises en valeur, en complétant à nouveau certains puits. La condition 97.01.5 prévoyait la présentation des résultats d'évaluation à l'Office dans la mise à jour du plan de mise en valeur, après la fin de la période d'évaluation.

2.0 CONTEXTE

Le champ Hibernia renferme deux réservoirs principaux, soit les réservoirs Hibernia et Ben Nevis-Avalon. Le réservoir Hibernia se trouve entre 3300 et 4030 m de profondeur dans le plancher océanique, tandis que le réservoir Ben Nevis-Avalon repose à une moins grande profondeur, entre 2100 et 3000 m.

Le plan d'exploitation du champ Hibernia présenté en 1985 prévoyait la mise en valeur d'une partie restreinte du réservoir Ben Nevis-Avalon, afin de maintenir le taux de production de pétrole de la plate-forme Hibernia selon un plateau. La mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon devait commencer huit ans après celle du réservoir Hibernia. L'Office avait rejeté le plan de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon qui était proposé à l'époque, car il s'attendait à ce que le promoteur poursuive l'évaluation du potentiel du réservoir et envisage des moyens d'en entreprendre la mise en valeur avant la date prévue dans le plan.

Depuis la soumission du plan d'exploitation, en 1985, les partenaires d'Hibernia ont signalé à l'Office que des quantités exploitables de pétrole reposent dans le réservoir Ben Nevis-Avalon, dans le sud-ouest du champ Hibernia. D'après les preuves présentées, l'Office a inclus cette zone à celle visée par la déclaration de découverte exploitable du champ Hibernia.

Le 10 juillet 1996, le promoteur a présenté une modification du plan d'exploitation du champ Hibernia, celle-ci prévoyant, entre autres, l'exécution d'un programme d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon. La stratégie du promoteur consistait notamment à effectuer une évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon pour dissiper des incertitudes rattachées à celui-ci et à recueillir les données nécessaires à l'élaboration d'un plan détaillé pour sa mise en valeur. Cette stratégie prévoyait une date de mise en exploitation moins éloignée et une zone d'exploitation plus grande que celles proposées dans le plan d'exploitation de 1985. L'emplacement provisoire des puits qui devaient être forés dans le réservoir Ben Nevis-Avalon durant la période du programme d'évaluation, conformément à la décision 97.01, est indiqué à la figure 1. Selon la modification du plan de mise en valeur proposée en 1996, le promoteur s'engageait à présenter un plan de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon cinq ans après la production initiale de pétrole dans le champ Hibernia (avant décembre 2002). Dans sa décision 97.01, d'après laquelle il approuvait la modification du plan d'exploitation du champ Hibernia, l'Office soulignait que deux éléments incertains devaient être déterminés préalablement à l'élaboration d'un plan détaillé pour la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon, soit le rendement du réservoir en cas d'injection d'eau et ses limites, dans le sud-ouest et le nord-ouest du champ Hibernia, en vue de calculer précisément les accumulations d'hydrocarbures et de caractériser le réservoir.

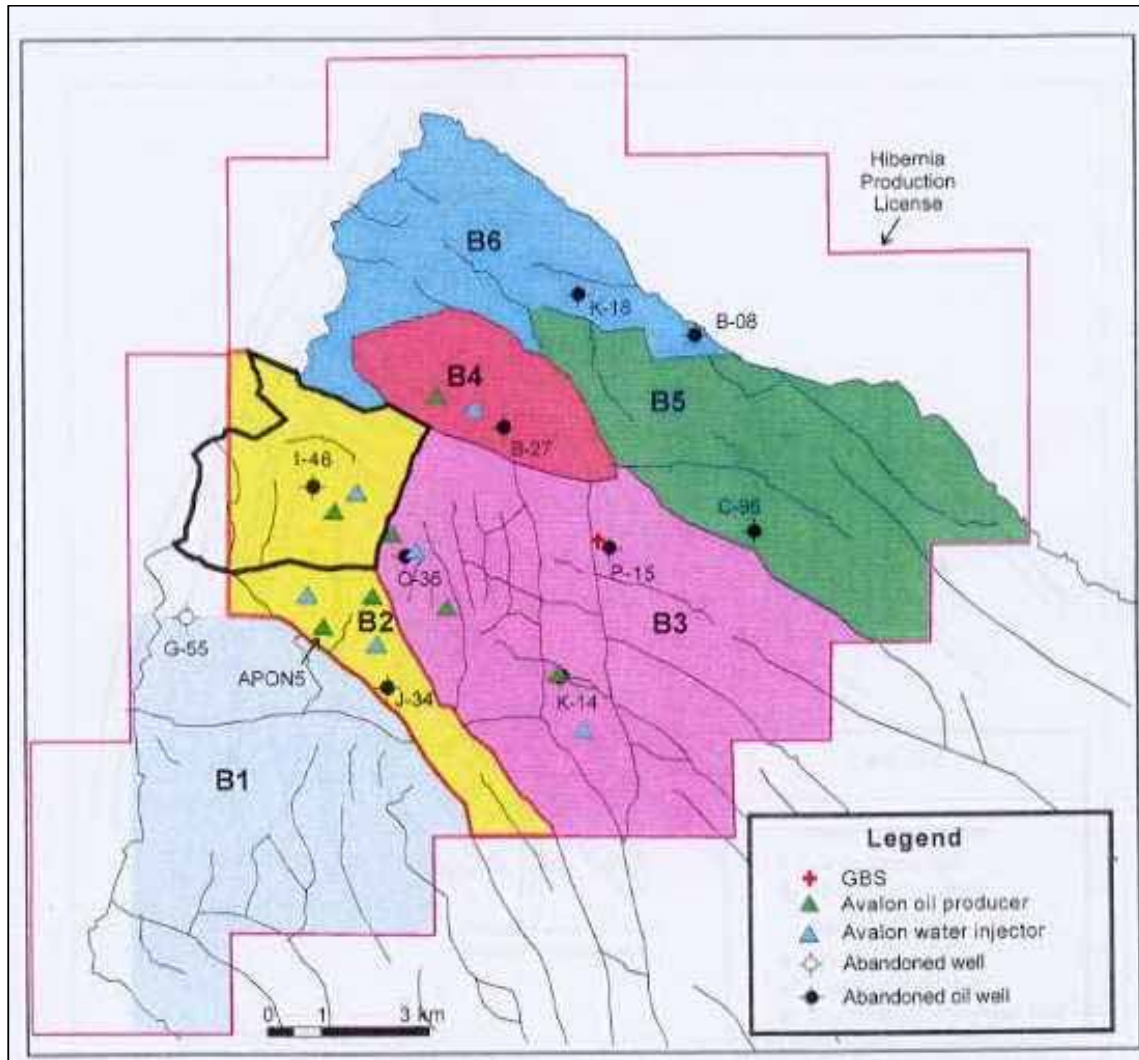


Figure 1: Puits devant être forés pendant la période d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH, 1996).

De plus, l'Office indiquait dans sa décision que bien que le promoteur proposait de forer un puits (AOPN5) pour sonder le sud-ouest du champ, ce puits ne permettrait pas d'évaluer adéquatement le sud-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon et que d'autres forages devraient être exécutés dans cette zone, au-delà des forages à portée étendue exécutés. L'Office était également d'avis que des forages de délimitation devraient être exécutés avant l'élaboration d'un plan détaillé de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon. L'Office approuvait la stratégie de mise en valeur du réservoir qui devait être suivie durant la période d'évaluation, mais il jugeait que la mise à jour du plan de mise en valeur exigée du promoteur après la période d'évaluation devait comprendre un plan étudié visant la délimitation des zones nord-ouest et sud-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon. L'Office avait donc conditionnellement approuvé la stratégie du promoteur qui devait être mise en œuvre pendant la période d'évaluation. En

octobre 2002, le promoteur avait foré un puits de délimitation (HMDC Hibernia B-44), dans le sud-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon, et celui-ci confirmait la présence de pétrole dans le réservoir et la bonne qualité des ressources pétrolières. En outre, le puits avait recoupé un contact pétrole-eau à environ 2862 m de profondeur dans le plancher océanique, soit sous la profondeur de 2602 m sur laquelle reposait le plan initial de mise en valeur.

Le 13 décembre 2002, le promoteur a présenté un document intitulé *Ben Nevis-Avalon Appraisal Program Update* (Mise à jour du programme d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon). Le promoteur faisait remarquer que malgré le déploiement d'efforts considérables pour effectuer l'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon, les travaux exécutés jusque-là indiquaient qu'il était beaucoup plus complexe que prévu et que nombre d'éléments essentiels à l'élaboration d'un plan de mise en valeur détaillé demeuraient inconnus. Il avait donc demandé un prolongement de la période d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon jusqu'au 31 décembre 2005 et la permission de poursuivre ses travaux de production dans le réservoir pendant l'examen de sa demande. L'Office avait approuvé le prolongement de la période d'évaluation jusqu'au 30 septembre 2004, si aucun puits n'avait été foré dans les blocs faillés « O » et « N » du réservoir Ben Nevis-Avalon ou si l'agent principal de conservation était d'avis que les forages n'étaient pas exécutés assidûment ou jusqu'au 30 juin 2005, si un puits avait été foré ou si des forages avaient été réalisés assidûment dans les blocs faillés « O » et « N » avant le 30 septembre 2004.

Des renseignements plus détaillés à ce sujet figurent dans la décision 2003.02, qui était, par ailleurs, conditionnelle à la présentation, en 2004, d'un plan de forage dans la partie nord-ouest acceptable d'après l'Office et de mises à jour trimestrielles sur l'évolution du programme d'évaluation.

Le promoteur a présenté son plan de forage dans la partie nord-ouest le 30 juin 2004. L'Office l'a rejeté et a ordonné au promoteur de lui soumettre un plan révisé acceptable. Pour satisfaire à cette exigence, le promoteur a présenté, le 4 février 2005, un document intitulé *Addendum to the Ben Nevis – Avalon NW Wedge Submission* (Supplément au plan visant le biseau nord-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon), dans lequel il résumait son plan de délimitation de la partie nord-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon.

Dans ce supplément, le promoteur résume les conditions permettant le forage d'un puits de délimitation dans la partie nord-ouest dès le premier ou le deuxième trimestre de 2007 ou, au plus tard, pendant le deuxième ou le troisième trimestre de 2008. Le promoteur s'attend à ce que la mise en valeur de cette partie du réservoir soit probablement effectuée successivement depuis la plate-forme et prévoit accorder une attention particulière à la réduction des risques liés à plusieurs éléments de cette zone. Si les travaux de modélisation et de simulation concernant le réservoir s'avèrent satisfaisants, la zone pourrait être évaluée en forant successivement des puits d'extension depuis la

plate-forme; les deux premiers puits visaient le bloc B. Le forage d'un puits d'extension dans la zone chevauchante située au-delà du puits de délimitation B-27 permettrait de plus facilement localiser du sable et des hydrocarbures plus loin du point de déversement dans le biseau nord-ouest et pourrait mener à d'autres travaux de développement dans cette zone.

Depuis 2000, huit puits de développement ont été forés et complétés dans le réservoir Ben Nevis-Avalon, conformément aux autorisations de l'OCTLHE (figure 2). Un des puits (B-16 20X) a été foré à nouveau dans le but d'améliorer l'injectivité dans les blocs où l'injection d'eau posait problème. De plus, plusieurs puits de développement qui ont été forés dans le réservoir Hibernia et pénétré dans le réservoir Ben Nevis-Avalon ont servi à évaluer ce dernier au moyen de diagraphies et de carottages. Ces forages ont également approfondi les connaissances sur la complexité du réservoir Ben Nevis-Avalon.

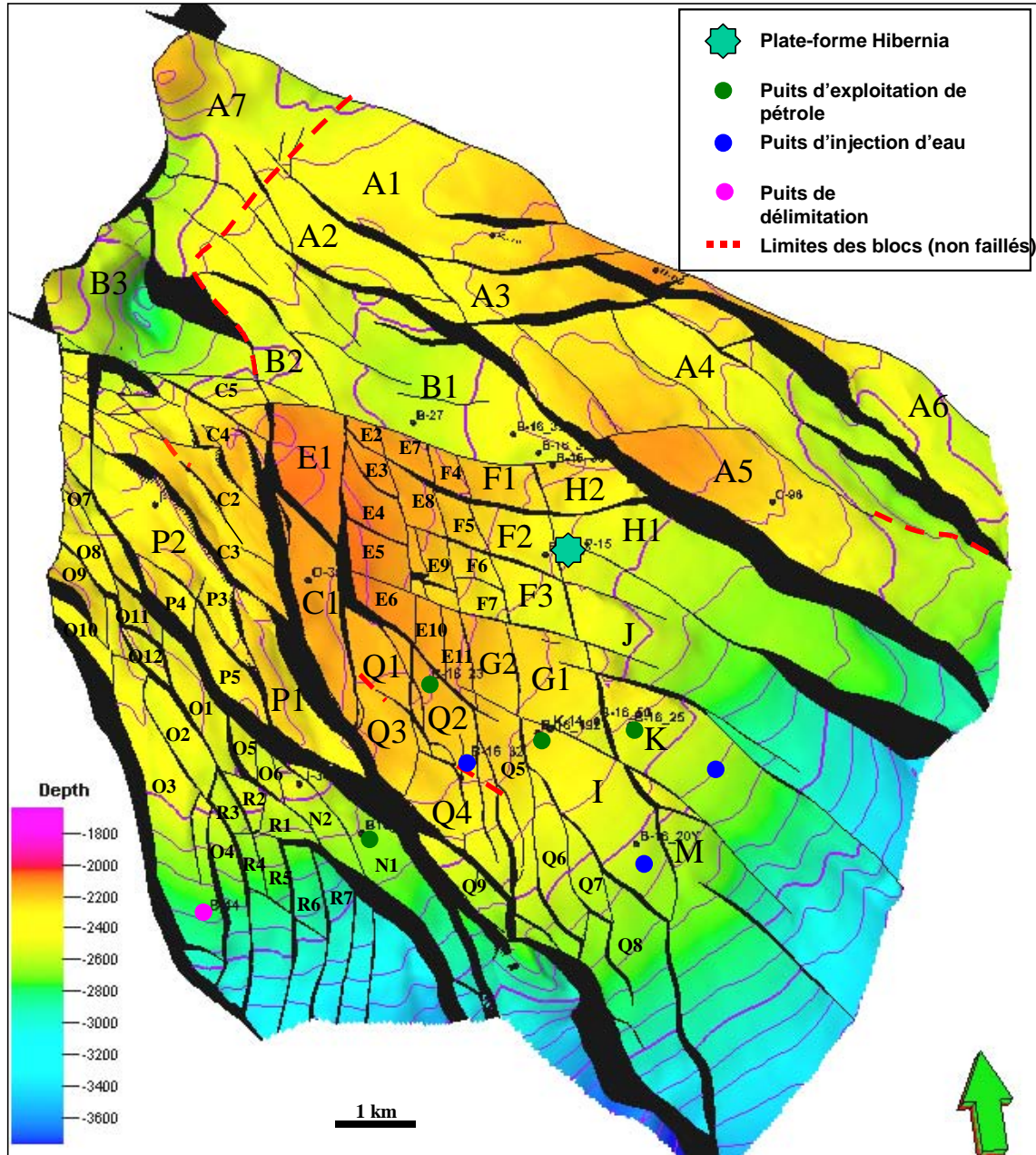


Figure 2 : Emplacement actuel des puits dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH)

Compte tenu de la grande complexité du réservoir, le promoteur soutient une stratégie de mise en valeur successive, qui comprend une évaluation de toutes les possibilités présentées dans chacun des puits. Cette stratégie sera réalisée en grande partie depuis les infrastructures existantes et, dans certains cas, au moyen de forages à portée étendue.

3.0 DÉCISION DE L'OCTLHE

Le personnel de l'Office a analysé toutes les données techniques fournies et l'évolution du projet de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon.

L'Office et le promoteur conviennent que le réservoir Ben Nevis-Avalon est très complexe et qu'il contient l'équivalent de plus de deux milliards de barils de pétrole de stockage initialement en place (STOIP) et productible sans risque. Toutefois, cette complexité rend une grande partie de ce STOIP impossible à récupérer, le taux de récupération prévu s'établissant entre 2,5 et 9 %. L'Office reconnaît, par ailleurs, la nature complexe du réservoir et l'incertitude autour des prévisions en matière de productivité et d'injectivité, de sorte qu'il appuie l'approche de mise en valeur successive proposée par le promoteur.

L'Office souligne que le promoteur devra continuer d'envisager divers moyens d'exploiter les ressources pétrolières du réservoir Ben Nevis-Avalon, ainsi que l'utilisation de nouvelles techniques et approches permettant leur extraction.

L'Office approuve la demande du promoteur quant à la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon, sous réserve des conditions 2006.01.01 et 2006.01.02 ci-après et des conditions en délibéré qui sont présentées dans les rapports des décisions 86.01, 90.01, 97.01, 2000.01, 2003.01 et 2003.02 et qui sont résumées à l'annexe A.

Condition 2006.01.01

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

Le promoteur devra déposer, dans les neuf mois requis pour forer le puits de délimitation dans le biseau nord-ouest, un rapport sur les données recueillies pendant le forage de ce puits, dans le cadre de la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon.

Condition 2006.01.02

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

Le promoteur devra fournir, dans son rapport de production annuel déposé auprès de l'agent principal de conservation, des renseignements sur les activités entreprises pour accroître les quantités de pétrole récupérées dans le réservoir Ben Nevis-Avalon.

4.0 ANALYSE JUSTIFICATIVE

4.1 Examen de la modélisation géologique

Le personnel technique de l'OCTLHE a examiné les modèles géologiques décrits dans le document intitulé *Hibernia Development Plan Update Ben Nevis – Avalon* (Mise à jour du plan d'exploitation du champ Hibernia - Ben Nevis-Avalon), datant de juin 2005, et il les a comparé aux modèles produits avec le logiciel Petrel qui ont été présentés à l'Office par le promoteur. Le personnel de l'Office reconnaît la complexité de la modélisation géologique et la complexité correspondante des modèles cartographiques du type Petrel.

La stratigraphie du réservoir Ben Nevis-Avalon a considérablement évolué depuis la présentation du premier plan de mise en valeur. La plus récente description de sa stratigraphie figure en détail dans la demande du promoteur et dans les documents de référence connexes. Cette nouvelle interprétation stratigraphique tient compte de données récemment recueillies et est jugée raisonnable.

Le promoteur a présenté le réservoir Ben Nevis-Avalon en trois couches cartographiques. La zone la plus mature, composée des blocs IQK et établie d'après des données de production, est celle qui a été le plus souvent pénétrée par les forages. En ce qui la concerne, le promoteur a effectué la cartographie et la modélisation détaillées d'un seul horizon (LBN1). L'échelle de la modélisation a été accrue au moyen du logiciel de simulation du promoteur. Bien qu'un seul horizon ait été modélisé, le personnel de l'Office est d'avis que le modèle fourni est raisonnable et reconnaît qu'il pourrait devoir être modifié au fur et à mesure que les connaissances du réservoir Ben Nevis-Avalon sont approfondies.

Les connaissances du promoteur sur la zone sud-ouest du champ Hibernia constituent une description des horizons LBN2, LBN3 et UBN1 et sont moins approfondies que celles qu'il possède sur les blocs IQK. Le promoteur a décrit trois cadres géologiques substitutifs pour cette zone et a produit un modèle de simulation du réservoir pour les horizons susmentionnés. Le modèle décrit est jugé raisonnable, compte tenu de la complexité de la géologie et du nombre actuel de puits ayant recoupé la zone. L'Office reconnaît que ces connaissances pourraient changer au fur et à mesure que d'autres données de forage et de production seront recueillies.

La cartographie la moins détaillée est celle du biseau nord-ouest. Une importante partie des travaux ont été exécutés dans cette zone, mais nombre d'éléments inconnus demeurent. Les travaux de cartographie laissent supposer que les sédiments s'épaississent considérablement le long de la faille de Murre, dans le biseau nord-ouest, mais aucun puits de délimitation n'a été foré dans la zone, de sorte qu'il est impossible de déterminer si la Formation de Ben Nevis-Avalon présente les caractéristiques d'un réservoir. En février 2005, l'Office a approuvé le plan de délimitation du promoteur visant la

zone nord-ouest et a exigé le forage d'un puits pour évaluer cette dernière d'ici 2007, sauf avis contraire de sa part.

Dans l'ensemble, la plus récente interprétation géologique du promoteur semble raisonnable. Cependant, des interprétations différentes sont possibles, si bien que d'autres forages, travaux de production et études devront absolument être réalisés pour confirmer la nature de ces importantes ressources et les mettre en valeur.

4.2 Examen du modèle de simulation du réservoir

Le personnel technique de l'Office a examiné les données de simulation que le promoteur a recueillies jusqu'ici au sujet du réservoir. Le promoteur a démontré, au moyen d'une analyse des données de pression et des contacts pétrole-eau (CPE), que les données utilisées pour produire un modèle de simulation sont incertaines. Les contacts pétrole-eau sont interprétatifs, et la pression absolue peut varier dans les sections pétrolifères des divers blocs du réservoir Ben Nevis-Avalon, ce qui peut refléter des différences quant aux contacts pétrole-eau et une compartimentation dans le réservoir. Cela montre aussi que le réservoir Ben Nevis-Avalon est complexe et qu'il peut comporter des barrières stratigraphiques et structurales menant à diverses interprétations.

Le promoteur a indiqué que seule une mise en valeur successive et soigneuse de ces zones du réservoir Ben Nevis-Avalon mènera à une meilleure compréhension du réservoir. Le personnel technique de l'Office est d'accord sur ce point et croit qu'il est nécessaire de recueillir plus de données sur le réservoir, y compris des données sur les puits et la production. Il serait ainsi plus facile de régler les problèmes liés à la modélisation et à la compartimentation du réservoir.

Jusqu'ici, le promoteur a élaboré les modèles de simulation de deux zones du champ, soit les zones IQK et sud-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon. La simulation du reste du champ n'est pas prévue. La collecte d'autres données sur le champ permettrait au promoteur de produire un modèle plus complet.

Les modèles des zones IQK et sud-ouest sont autonomes. Celui de la zone IQK a fait l'objet d'une comparaison avec des données de production antérieures, tandis que celui de la zone sud-ouest repose sur des paramètres similaires au modèle de la zone IQK.

Les principaux éléments dont la modélisation tenait compte étaient notamment les suivants :

- 1) présence de failles : le réservoir Ben Nevis-Avalon est considérablement faillé, si bien qu'il fallait prendre en considération l'écoulement par les failles;

- 2) ciment de calcite : la modélisation tenait compte du ciment de calcite, et les nodules que ce dernier forme ont été modélisés au moyen d'un simulateur maison EPSIM;
- 3) injectivité : celle du modèle a été comparée à celle indiquée dans les données de puits disponibles;
- 4) capacité du réservoir : le promoteur s'est basé sur le modèle pour déterminer quelles zones constituent réellement le réservoir.

Le promoteur a démontré une compréhension des questions rattachées à la production d'un modèle de simulation, d'après les données disponibles.

Le personnel technique de l'Office reconnaît les défis que la mise en correspondance des données actuelles et antérieures représente pour le promoteur; plusieurs paramètres ont nécessité d'importants ajustements. Cela reflète le degré de complexité du réservoir Ben Nevis-Avalon et le besoin de produire des modèles de simulation de zone plus faciles à gérer. Ces modèles permettraient de mieux connaître le vaste réservoir Ben Nevis-Avalon et pourraient être intégrés au modèle complet de simulation du réservoir qui est en cours d'élaboration. Pour produire davantage de modèles de zone, il faudra recueillir plus de données sur le terrain. Le personnel technique de l'Office est d'avis que les modèles de simulation du réservoir sont rudimentaires et peu fiables. Toutefois, le promoteur en est conscient et se penche sur la question.

4.3 Stratégie de délimitation et de mise en valeur

Le plan du promoteur visant à effectuer des forages d'extension successifs depuis les zones IQK jusque dans des zones adjacentes est décrit en détail à l'annexe B du présent rapport. Ce plan semble avoir été soigneusement élaboré, car il tient non seulement compte de la disponibilité et de l'utilisation des encoches de forage, mais aussi de l'utilité des données de puits et des diverses autres possibilités d'exploitation dans l'ensemble des réservoirs de la Formation d'Hibernia. Bien que la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon ne soit pas rapide comparativement à certaines normes, le promoteur a consacré jusqu'ici et consacrera encore beaucoup de ressources à son évaluation.

L'Office souligne que le puits de délimitation de la zone nord-ouest devra être foré en 2007, conformément à la condition 2003.02.01b, telle qu'approuvée le 28 février 2005, et que son forage ne devra pas se prolonger au-delà de 2007, sauf autorisation contraire. Le promoteur devra soumettre une modification de son plan d'exploitation à l'Office et le voir approuver par ce dernier avant d'entreprendre la mise en valeur du biseau nord-ouest.

4.4 Protection de l'environnement, retombées industrielles, exploitation et sécurité

L'Office a examiné la demande du promoteur afin de déterminer si le plan d'exploitation proposé soulève de nouvelles questions en matière d'environnement, de retombées, d'exploitation ou de sécurité. La demande ne concerne que la définition exigée de la stratégie d'exploitation et d'épuisement des ressources du réservoir Ben Nevis-Avalon et ne prévoit aucune utilisation ou modification importante des installations de production. L'Office a conclu que le plan d'exploitation du réservoir Ben Nevis-Avalon qui a été proposé ne soulève aucune question en matière de sécurité, d'environnement ou de retombées qui ne soit pas déjà visée par les approbations actuelles de l'Office.

4.5 Discussion

L'Office et le promoteur conviennent que le réservoir Ben Nevis-Avalon est très complexe et qu'il contient l'équivalent de plus de deux milliards de barils de STOIP productible sans risque. Cependant, cette complexité rend une grande partie de ce STOIP impossible à récupérer, le taux de récupération prévu s'établissant entre 2,5 et 9 %. Bien qu'elle ne repose pas sur le modèle du promoteur, l'estimation actuelle de l'OCTLHE établit les réserves récupérables du réservoir Ben Nevis-Avalon, dans le champ Hibernia, à 182 millions de barils, ce qui est probablement réaliste d'un point de vue global. L'Office reconnaît, par ailleurs, la nature complexe du réservoir et l'incertitude autour des prévisions en matière de productivité et d'injectivité, de sorte qu'il appuie l'approche de mise en valeur successive proposée par le promoteur.

L'Office souligne que le promoteur devra continuer d'envisager divers moyens d'exploiter les ressources pétrolières du réservoir Ben Nevis-Avalon, ainsi que l'utilisation de nouvelles techniques et approches permettant leur extraction, ce dont il devra faire part dans son rapport de production annuel. L'Office continuera de surveiller de près les activités de mise en valeur du réservoir et pourrait exiger des rapports ponctuels. Si des connaissances fondamentales importantes sont acquises sur le plan de la géologie, de l'état du réservoir ou des progrès technologiques, l'Office pourrait exiger une modification du plan d'exploitation.

Annexe A : Conditions en délibéré

Conditions en délibéré découlant des décisions 2003.02, 2003.01, 2000.01, 97.01, 90.01 et 86.01

A1

Prolongement de la période d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon Décision 2003.02

Condition 2003.02.01

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

Le promoteur devra fournir les documents ci-après d'ici le 30 juin 2004 :

- a) un rapport sur les résultats des analyses concernant la zone nord-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon, dont les données sismiques ayant servi à l'évaluation des indicateurs d'hydrocarbures directs et de l'étanchéité de la faille de Murre dans le biseau nord-ouest;
- b) un plan acceptable d'après l'Office qui prévoit la délimitation de la zone nord-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon.

État :

Condition 2003.02.01 : satisfaite et permanente

Condition 2003.02.02

Le promoteur devra fournir, à tous les trimestres, un rapport qui est acceptable d'après l'agent principal de conservation et dans lequel il résume les résultats obtenus au cours du trimestre précédent. Le premier rapport devra porter sur la période allant du 1^{er} janvier 2003 à la date d'application du présent rapport de décision et être déposé dans les 30 jours suivant cette date.

État :

Condition 2003.02.02 : satisfaite

A2

Modification du plan d'exploitation du champ Hibernia Décision 2003.01

L'Office a analysé l'état des conditions rattachées à la décision 2003.01 relative à l'approbation de la modification du plan d'exploitation du champ Hibernia.

Condition 2003.01.01

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

L'agent principal de conservation de l'Office peut à tout moment réduire le taux d'exploitation du réservoir s'il diffère considérablement de celui prévu dans le document intitulé *Technical Support For Hibernia Field Rate Increase Revision 1*

(Révision n° 1 des données techniques justificatives sur l'accroissement du taux d'exploitation du champ Hibernia), et s'il a des raisons de croire que le taux autorisé peut entraîner un gaspillage.

État :

Condition 2003.01.01 : permanente

Condition 2003.01.02

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

- i) Le promoteur devra entreprendre une étude de faisabilité sur la réinjection d'eau produite et présenter cette étude à l'agent principal de conservation au plus tard le 31 mars 2004;
- ii) Le promoteur devra entreprendre l'injection d'eau si l'agent principal de conservation juge qu'il est possible de le faire sur le plan technique et raisonnable de l'effectuer du point de vue économique.

État :

Condition 2003.01.02 : permanente

Condition 2003.01.03

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

Dans les six mois précédant la demande d'approbation des décharges prévues dans l'océan, celles-ci atteignant plus de 24 000 m³ d'eau quotidiennement, le promoteur devra effectuer les tâches suivantes :

- i) Présenter, dans un format propice à sa publication et acceptable selon l'agent principal de conservation de l'Office, une évaluation des répercussions environnementales des décharges d'eau produites d'après le taux quotidien maximum que le promoteur souhaite voir autoriser, y compris, sans s'y limiter :
 - une description des résultats de la modélisation de l'état final des décharges d'eau produites d'après le taux quotidien maximum proposé;
 - une évaluation des répercussions environnementales potentielles des décharges d'eau susmentionnées;
 - une évaluation de tous les changements découlant des conclusions présentées dans le document intitulé *Hibernia Environmental Impact Statement* (Énoncé des répercussions environnementales de l'exploitation du champ Hibernia);
- ii) Soumettre à l'approbation de l'agent principal de conservation toute modification apportée au programme de protection environnementale du plan d'exploitation du champ Hibernia nécessaire d'après l'évaluation décrite dans la condition 2003.01.03i).

État :

Condition 2003.01.03i) : permanente

Une étude a été présentée en mars 2005 et fait présentement l'objet d'un examen public.

Condition 2003.01.03ii) : permanente

Le programme de protection environnementale du plan d'exploitation a été modifié afin qu'il tienne compte de taux de décharges d'eau supérieurs. Le plan d'exploitation révisé a été présenté à l'Office en septembre 2005 en vue de son examen et de son approbation.

A3

Modification du plan d'exploitation du champ Hibernia

Décision 2000.01

L'Office a analysé l'état de la condition permanente rattachée à son approbation datant de 2000 concernant la modification du plan d'exploitation du champ Hibernia.

Condition 2000.01.1

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

La présente approbation peut être suspendue ou annulée si l'agent principal de conservation de l'Office juge que les activités d'exploitation du promoteur diffèrent considérablement de celles prévues dans sa demande ou si le taux d'exploitation du réservoir diffère beaucoup de celui prévu dans le document intitulé *Technical Support for Hibernia Field Rate Increase* (Données techniques justificatives sur l'accroissement du taux d'exploitation du champ Hibernia).

État :

Condition 2000.01.1 : remplacée (voir la condition 2003.01.01 de la décision 2003.01).

A4

Modification du plan d'exploitation du champ Hibernia

Décision 97.01

L'Office a analysé l'état des cinq conditions rattachées à son approbation datant de 1997 concernant la modification du plan d'exploitation du champ Hibernia. L'une de ces conditions a été entièrement satisfaite. Les quatre autres, dont certaines sont permanentes et d'autres relatives à des activités à venir, n'ont pas été satisfaites.

Condition 97.01.1

L'approbation de la modification est assujettie à la condition suivante :

- i) Avant la mise en exploitation des gisements de pétrole « A » du champ Hibernia, le promoteur devra présenter un plan d'épuisement à l'Office;
- ii) La mise à jour du plan d'exploitation devant être présentée après la période d'évaluation devra comprendre un plan définitif de délimitation des zones nord-ouest et sud-ouest du réservoir Avalon.

État :

Condition 97.01.1i) : maintenue

Condition 97.01.1ii) : satisfaite et permanente

Le promoteur a foré un puits de délimitation (B-44) dans le sud-ouest du réservoir Avalon en 2002. En décembre de la même année, il a formulé une demande de prolongement de la période d'évaluation du réservoir Avalon jusqu'au 31 décembre 2005, demande qui est l'objet de la décision 2003.02. La mise à jour proposée a été présentée ultérieurement, en juin 2005, avec des éclaircissements et des renseignements exigés par l'Office.

Condition 97.01.2

L'approbation de la modification est assujettie à la condition suivante :

- i) Préalablement à l'injection d'eau dans le gisement « B5 » des blocs faillés « H » et « I » du champ Hibernia, le promoteur devra réévaluer les plans d'épuisement de ces blocs et les faire approuver par l'agent principal de conservation;
- ii) Le taux de production de pétrole dans le bloc d'injection de gaz « G » du réservoir Hibernia devra se limiter à 1190 m³/j de STO par puits jusqu'à ce que le promoteur ait montré à l'agent principal de conservation qu'un taux de production supérieur ne nuira pas à la récupération de pétrole;
- iii) La pression dans les blocs faillés qui comportent une calotte de gaz libre devra toujours être d'au moins 1000 kPa supérieure à la pression du point de rosée, tandis que dans d'autres blocs faillés, elle devra toujours être d'au moins 500 kPa supérieure à la pression au point de bulle.

État :

Condition 97.01.2i) : satisfaite

Condition 97.01.2ii) : satisfaite

Condition 97.01.2iii) : permanente

Condition 97.01.5

L'approbation par l'Office de la modification du plan d'exploitation du champ Hibernia est assujettie à la condition que le promoteur évalue les possibilités d'exploiter des zones du réservoir Avalon qui ont été pénétrées par des puits de mise en valeur du réservoir Hibernia et dont la mise en valeur n'est pas envisagée, en complétant à nouveau certains puits. Les résultats de l'évaluation devront figurer dans la mise à jour du plan d'exploitation qui devra être présentée à l'Office au terme de la période d'évaluation du réservoir Avalon.

État :

Condition 97.01.5i) : permanente

En décembre 2002, le promoteur a formulé une demande de prolongement de la période d'évaluation du réservoir Avalon jusqu'au 31 décembre 2005, demande qui est l'objet de la décision 2003.02. En juin 2005, la SEDH a présenté une mise à jour du plan d'exploitation du réservoir Ben Nevis-Avalon afin de satisfaire à cette condition (présent rapport de décision).

A5

Mise à jour du plan d'exploitation du champ Hibernia

Décision 90.01

L'Office a attaché quatre conditions à son approbation datant de 1990 concernant la mise à jour du plan d'exploitation du champ Hibernia. Toutes ces conditions ont été satisfaites.

A6

Plan concernant les retombées de l'exploitation du champ Hibernia

Décision 86.01

L'Office a imposé cinq conditions préalables à son approbation datant de 1986 relative au plan concernant les retombées de l'exploitation du champ Hibernia. Les conditions ci-après n'ont pas été satisfaites :

Condition n° 4

Le promoteur devra présenter à l'Office des listes de tous les principaux contrats et bons de commande prévus, au fur et à mesure que le projet progresse. L'Office, en consultation avec le promoteur, déterminera quels principaux contrats et bons de commande feront l'objet d'un examen de sa part.

État :

Condition n° 4 : satisfaite et permanente

Le promoteur présente ces listes à l'OCTHE conformément aux lignes directrices de ce dernier en matière d'approvisionnement aux fins du projet d'exploitation du champ Hibernia.

Condition n° 5

Le promoteur devra donner un préavis à l'Office, ainsi que des renseignements pertinents, en ce qui concerne les principaux contrats et bons de commande prévus, afin de permettre leur examen. Les délais requis pour l'examen seront établis par l'Office, en consultation avec le promoteur.

État :

Condition n° 5 : satisfaite et permanente

Le promoteur a fourni les renseignements requis à l'OCTHE, conformément aux lignes directrices de ce dernier en matière d'approvisionnement aux fins du projet d'exploitation du champ Hibernia.

A7

Plan d'exploitation du champ Hibernia

Décision 86.01

L'Office a imposé 17 conditions préalables à son approbation datant de 1986 relative au plan concernant l'exploitation du champ Hibernia. Les conditions suivantes n'ont pas été satisfaites :

Condition n° 1

- i) Très tôt dans le cadre de son programme d'exploitation, le promoteur devra forer un puits aux environs de la calotte de gaz libre B-08 pour prélever des échantillons à des fins d'analyse en laboratoire et établir un rapport entre le gaz, le condensat et le pétrole;
- ii) Le promoteur devra mener des études, conjointement avec les forages d'exploitation initiaux, pour déterminer la faisabilité d'injecter des fluides miscibles dans le réservoir Hibernia.

État :

Condition n° 1i) : satisfaite

Condition n° 1ii) : maintenue

Le promoteur a entrepris le forage d'un puits aux environs de la calotte de gaz libre B-08 au début des travaux d'exploitation et a mené une étude de faisabilité sur l'injection de fluides miscibles.

Condition n° 2

- i) Avant toute exploitation du réservoir Avalon, le promoteur devra présenter un plan à l'Office et le voir approuver par ce dernier;

- ii) Pendant l'exploitation du réservoir Hibernia, le promoteur devra évaluer le réservoir Avalon en exécutant des carottages, des diagraphies et des essais dans toutes les zones d'intérêt pénétrées par des puits forés dans le réservoir Hibernia;
- iii) Pendant la conception des installations de surface, le promoteur devra tenir dûment compte des dimensions du matériel et de l'espace occupé par les installations de production et les services, de manière à prévoir tout accroissement de la production découlant de l'exploitation simultanée des réservoirs Avalon et Hibernia, s'il fallait entreprendre l'exploitation du réservoir Avalon plus tôt que prévu dans le plan d'exploitation, ainsi qu'informer l'Office des mesures qu'il envisage de prendre à ce chapitre avant que la conception des installations de surface ne soit terminée.

État :

Condition n° 2i) : satisfaite

La demande de modification du plan d'exploitation du champ Hibernia datant de 1996 constitue un plan révisé prévoyant l'exploitation du réservoir Avalon.

Condition n° 2ii) : maintenue

Condition n° 2iii) : satisfaite

En août 1991, l'Office a accepté les plans du promoteur visant à satisfaire à cette condition.

Condition n° 3

- i) Avant le début des forages de développement, le promoteur devra soumettre à l'approbation de l'Office un horaire de forage élaboré spécialement afin de réduire le torchage d'après des limites acceptables selon l'Office;
- ii) Dans la situation improbable où les conditions empêchent la réinjection de gaz, le promoteur devra soumettre un plan d'élimination de gaz à l'approbation de l'Office;
- iii) Le promoteur devra obtenir l'autorisation de l'Office avant d'effectuer le torchage des petits volumes de gaz nécessaires aux activités d'exploitation courantes.

État :

Condition 3i) : satisfaite

Condition 3iii) : satisfaite

En août 1996, l'Office a conditionnellement approuvé l'horaire de forage du promoteur et les volumes de gaz devant être brûlés à la torche pendant le démarrage des installations et le passage à leur exploitation courante.

Condition 3ii) : maintenue

Le promoteur a signalé à l'Office qu'il a déterminé la faisabilité de la réinjection de gaz; il la considère hautement réalisable. Un plan d'élimination de gaz devra

être élaboré que si la réinjection de gaz s'avère nuisible à la récupération des ressources.

Condition n° 5

- i) Le promoteur devra concevoir les conduites de transport et les plates-formes de chargement de manière à permettre leur rinçage et l'élimination des hydrocarbures qui les recouvrent si ces installations risquent d'être endommagées;
- ii) Le promoteur devra déterminer la profondeur théorique de l'érosion attribuable aux icebergs et la faire approuver par l'Office avant d'entreprendre la conception des installations de forage sous-marines.

État :

Condition 5i) : satisfaite

Le promoteur a conçu ses installations de manière à ce que les conduites de transport puissent être rincées et, dans une proposition faite en mai 1997 à l'Office, il a présenté des procédures de rinçage des tubes goulottes du système de chargement extracôtier. L'Office a approuvé les procédures proposées en mai 1997.

Condition 5ii) : maintenue

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

Condition n° 9

Le promoteur devra obtenir une autorisation particulière de l'Office en ce qui concerne ses plans d'installations sous-marines avant d'entreprendre la conception détaillée de ces installations.

État :

Condition n° 9 : maintenue

Condition n° 15

Pendant la réalisation du projet, le promoteur devra fournir périodiquement à l'Office, dans un format prévu par ce dernier, des estimations des coûts en capital prévus pour l'ensemble du projet et pour des composants principaux que l'Office désignera.

État :

Condition n° 15 : satisfaite et permanente

À tous les semestres, le département du promoteur chargé des retombées pour le Canada et Terre-Neuve présente des estimations des coûts en capital prévus et des estimations connexes des retombées envisagées pour le Canada et Terre-Neuve.

Annexe B : Demande du promoteur

Demande du promoteur

B.1 Rendement du réservoir

Depuis le début des travaux de production, en 2000, 2,1 millions de mètres cubes (Mm³) de pétrole ont été produits à partir du réservoir Ben Nevis-Avalon et 2,6 Mm³ d'eau ont été injectés dans celui-ci. Ces volumes sont répartis selon les puits, dans le tableau B1, et selon les mois, à la figure B1.

Puits	Production de pétrole (Mm ³ standard)	Injection d'eau (Mm ³ standard)
B-16 19Z	1,001	
B-16 23	0,649	
B-16 25	0,466	
B-16 48	0,010	
B-16 20X	0,000	0,042
B-16 20Y	0,003	1,309
B-16 32	0,004	0,434
B-16 37	0,000	0,858
Total	2,133	2,643

Tableau B1 : Volumes de production et d'injection d'eau dans le réservoir Ben Nevis-Avalon jusqu'au 31 octobre 2005 (source : OCTLHE)

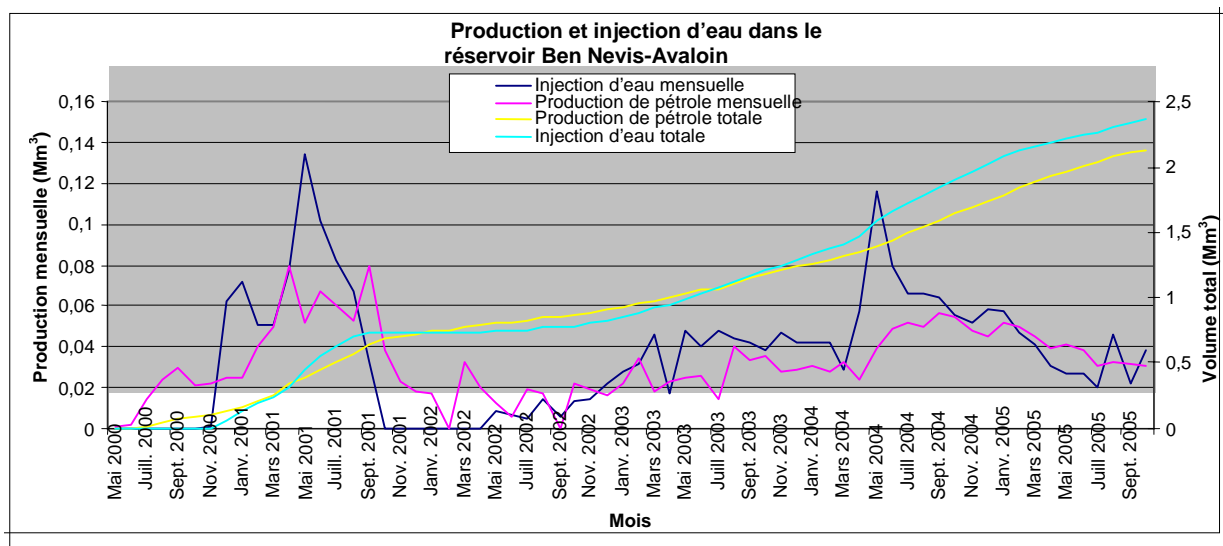


Figure B1 : Historique de la production et de l'injection d'eau totales dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : OCTLHE)

B.2 Modèle géologique du promoteur

Le 3 juillet 2003, le promoteur a renseigné le personnel technique de l'Office sur sa nouvelle interprétation stratigraphique séquentielle. Le promoteur a souligné que les connaissances sur le réservoir Ben Nevis-Avalon sont toujours en développement.

L'interprétation stratigraphique du réservoir Ben Nevis-Avalon a considérablement changé depuis l'élaboration du dernier plan d'exploitation. De récentes données ont montré que le cadre stratigraphique séquentiel précédent ne correspondait pas aux plages d'âges biostratigraphiques recoupées dans les plus récents puits. Ces nouvelles données ont servi à la cartographie des surfaces, qui ont beaucoup changé les perspectives sur les relations chronologiques des sables. À la figure B2, on trouve un tableau de conversion présentant en détail l'ancien et le nouveau cadres stratigraphiques.

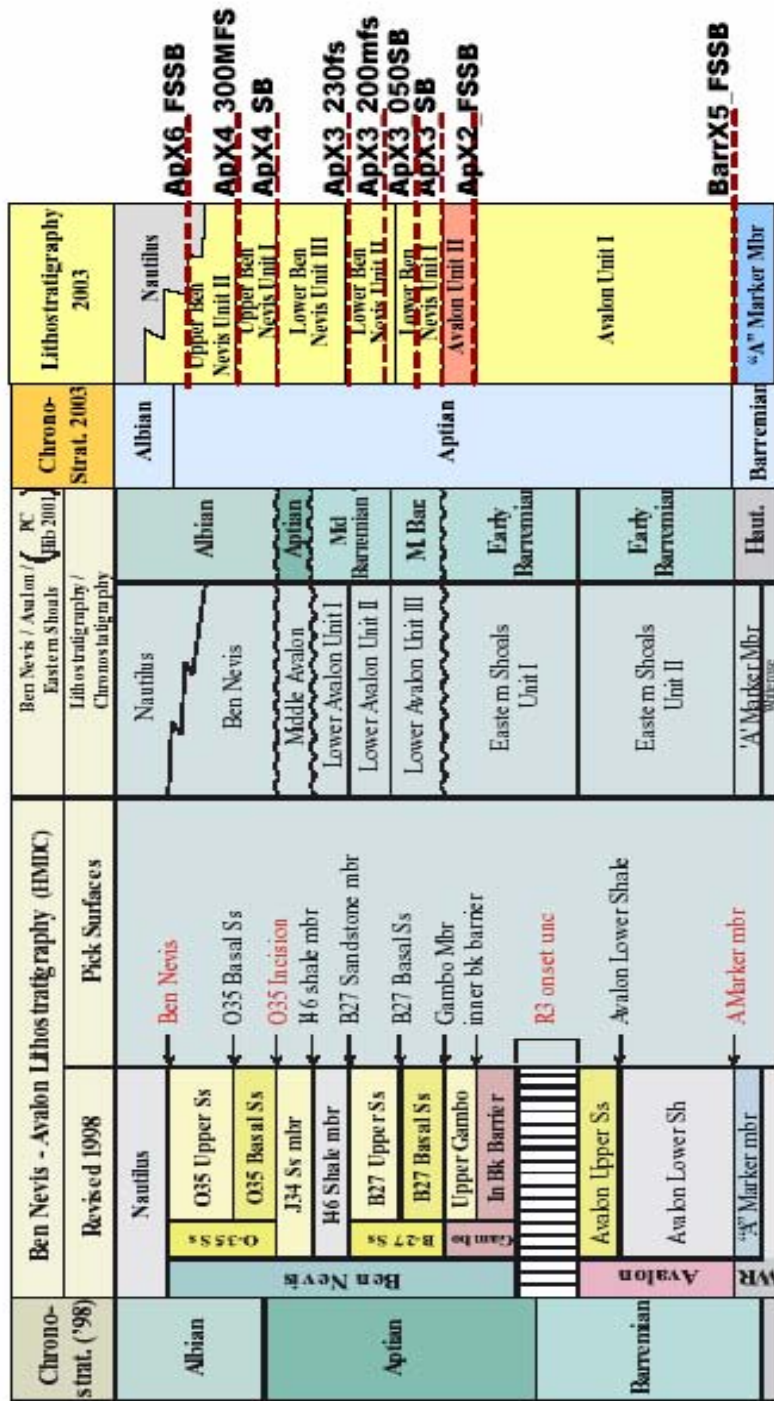


Figure B2 : Tableau de conversion des cadres stratigraphiques de 1998 et de 2003 (source : SEDH)

Il est important de signaler que le nouveau cadre stratigraphique a été établi d'après des données recueillies à partir des trois puits de la zone sud-ouest, là où des parties du réservoir Ben Nevis-Avalon auraient été éliminées par des failles. Diverses interprétations de l'importance et de l'emplacement exact de ces parties manquantes peuvent mener à des perspectives très différentes quant à la répartition des unités du réservoir dans la zone sud-ouest. Un cadre stratigraphique séquentiel substitutif a été établi pour la zone sud-ouest. Dans celui-ci, l'absence des sables de l'unité LBN3, dans le nord de la zone sud-ouest, près du puits de délimitation I-46, est attribuable à un nombre inférieur de failles et à la nature de la marge séquentielle ApX4, considérée comme particulièrement érosionnelle, plutôt qu'à la présence de failles. Le promoteur envisage l'utilisation de l'un ou l'autre de ces cadres, qui présentent tous deux des points forts et des lacunes.

Des renseignements sur la nouvelle interprétation stratigraphique et les unités du réservoir qu'elle vise figurent dans la demande du promoteur et dans la décision 2003.02 de l'OCTHE. Compte tenu de la nature incertaine des données sur le réservoir Ben Nevis-Avalon, il sera crucial d'effectuer d'autres études et travaux de délimitation pour approfondir les connaissances sur les unités du réservoir.

B.3 Pétrophysique

Les données pétrophysiques sur le réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia ont été recueillies en quatre phases :

1. Le réservoir Ben Nevis-Avalon a été pénétré et évalué au moyen des premiers puits d'exploration et de délimitation, qui ont été forés dans les années 80. Des diagraphies classiques et des carottages importants ont été effectués, mais l'intégrité des trous et la qualité des diagraphies ont été réduites en raison d'un lessivage des trous. Une analyse détaillée des puits susmentionnés a été effectuée par Clow (1993). Même si beaucoup de nouvelles connaissances ont été acquises depuis la réalisation de cette analyse, le promoteur affirme dans sa demande que les résultats des travaux de Clow demeurent valides.
2. Les blocs IQK constituent jusqu'ici les principales cibles du programme d'évaluation du promoteur. Ils ont été pénétrés par des paires de puits de production et d'injection; six puits ont été forés à partir de la plate-forme. Le forage des puits dans ces blocs a été effectué avec une boue à base d'huile, ce qui a considérablement amélioré la qualité des diagraphies et des données de carottage.
3. Tous les forages exécutés dans le trou de 311 mm, dans la Formation d'Hibernia, ont pénétré le réservoir Ben Nevis-Avalon. Bien qu'une grande partie des données

aient été recueillies en groupes autour de la plate-forme, le réservoir Ben Nevis-Avalon a été évalué à partir de nombreux puits, dont les puits B-16 33, B-16 39, B-16 46 et B-16 47;

4. Le puits de délimitation B-44, dans la zone sud-ouest, a recoupé dans sa totalité une zone réservoir non faillée, ce qui a permis d'approfondir considérablement l'interprétation géologique de cette zone.

Les travaux exécutés pendant les phases susmentionnées aux fins des diagraphies, des carottages et des analyses de carottes spéciales ont mené à plusieurs conclusions en matière de pétrophysique :

- Les données sur la pression capillaire (centrifugeuse et paroi semi-perméable) semblent valider les mesures d'analyses de carottes spéciales antérieures. Dans l'ensemble, les anciennes et les nouvelles données constituent des connaissances clés sur les liens entre la perméabilité et la saturation en eau irréductible qui dépeignent actuellement la saturation en eau des sables du réservoir Ben Nevis (prolongement de la période d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon, 2^e trimestre de 2004).
- Des études pétrographiques confirment les différences entre les sables de l'unité LBN1 et ceux recoupés dans le puits B-44 de la zone sud-ouest.
- Les mesures de perméabilité relative entrent directement dans la création des modèles de simulation de réservoir et comportent des données sur la mouillabilité mixte.
- Les liens entre la porosité et la perméabilité des morts-terrains établis lors d'études précédentes ont été confirmés.

Il s'est avéré difficile de déterminer la répartition des ciments carbonatés localisés dans l'ensemble des réservoirs de la Formation de Ben Nevis-Avalon, dans le bassin de Jeanne d'Arc. Dans le champ Hibernia, ces ciments se présentent sous forme de corps stratiformes souvent remplis de débris fossiles, généralement dans des sédiments d'avant-côte, et sous forme de corps nodulaires distincts, habituellement dans des sédiments d'estuaire. Bien que ces ciments et ces nodules soient faciles à relever sur les diagraphies, ils rendent beaucoup plus complexes les modèles de caractérisation, de détermination des volumes et de mesure de l'écoulement des réservoirs. Aucune tendance géologique n'a été dégagée en ce qui concerne l'abondance et la répartition géographique des ciments, ce qui suscite beaucoup d'incertitude quant à leur cartographie. Ces corps sont très peu poreux et constituent des cloisons et des barrières qui font obstacle à l'écoulement et qui peuvent avoir, du même coup, des répercussions sur la productibilité de la roche. Compte tenu que leur répartition est incertaine, il est difficile de prévoir des taux de production uniquement à partir d'études de simulation.

Le réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia est l'objet d'une importante base de données de diagraphie et de carottage, et beaucoup de données d'essais de puits ont été recueillies à son sujet. Néanmoins, la caractérisation pétrophysique des sables et des

sables schisteux qu'il contient est très incertaine. Cette incertitude est en partie liée à la détermination des propriétés du réservoir dans les puits de forage, à partir des données disponibles, mais elle est principalement imputable à l'attribution de ces propriétés au-delà des puits de forage, dans le modèle géologique.

En raison de la considérable complexité stratigraphique et structurale du réservoir, et afin de dépasser les limites du logiciel de modélisation, le promoteur a produit trois modèles géologiques du type Petrel pour permettre l'exécution de travaux de simulation, la planification des forages et l'estimation des ressources. Les modèles de la figure B3, qui se chevauchent par endroits, sont les suivants :

1. modèle des zones IQK (unité LBN1 seulement);
2. modèle du biseau sud-ouest (toutes les unités, sauf l'unité LBN1);
3. modèle cartographique d'estimation volumétrique portant sur d'autres intervalles que ceux visés par les modèles susmentionnés (unité LBN1 dans le biseau sud-ouest, unités LBN2, LBN3 et UBN1 dans les zones IQK, et toutes les unités de la zone nord-ouest).

Le promoteur affirme que la mise en valeur continue du champ sera gérée au moyen de ces modèles et de futurs modèles du type Petrel, qui seront continuellement mis à jour au fur et à mesure que des données seront recueillies sur le champ.

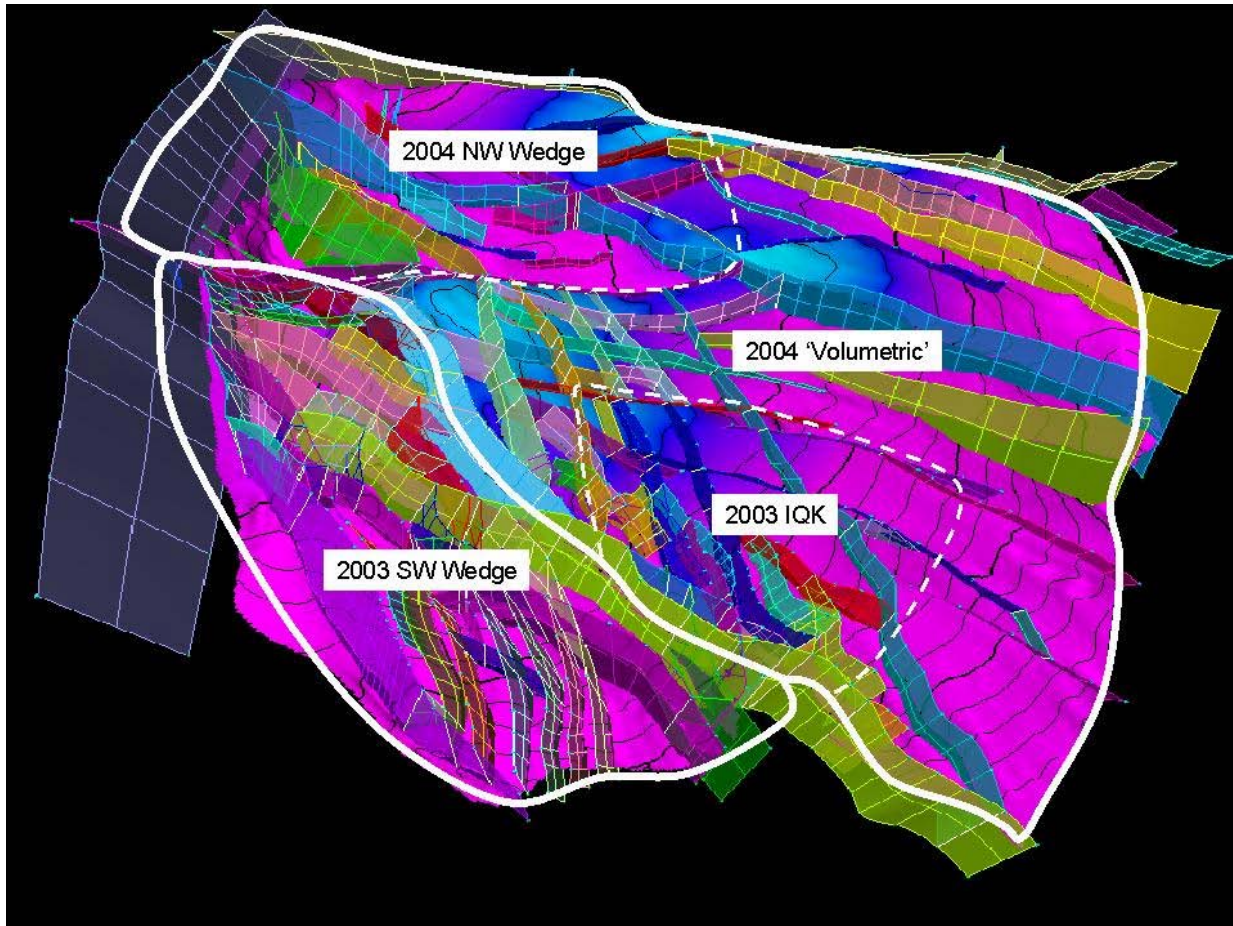


Figure B3 : Zones visées par les modèles du type Petrel de la SEDH (source : SEDH)

B.4 Volumétrie

On connaît depuis longtemps le grand potentiel en pétrole en place du réservoir Ben Nevis-Avalon, mais la récupération d'une grande partie de ce pétrole est complexe en raison de la nature de ce réservoir et de ses caractéristiques d'écoulement.

L'extraction de données volumétriques au moyen du logiciel de modélisation Petrel s'avère simple, une fois que les modèles géologiques ont été intégrés à celui-ci. Le promoteur a effectué une évaluation approfondie de chacun des blocs faillés, et il a filtré de manière sélective les données volumétriques brutes pour représenter le plus fidèlement possible les divers niveaux de confiance rattachés aux estimations du STOIP dans l'ensemble du champ.

Dans le cadre de l'étude du promoteur sur les zones sud-ouest, centrale et nord, un filtre vertical a d'abord été utilisé pour éliminer les sables non ciblés et mettre en valeur les sables exploitables, puis un filtre spatial a été employé pour tenir compte de l'incertitude autour du STOIP dans les biseaux d'accumulation ouest et est. Enfin, une limite de

perméabilité de 20 millidarcy a été attribuée au volume des pores pour éliminer le STOIP dont on ne prévoit pas un important écoulement. Ces étapes font l'objet du tableau B2 et des figures B4 et B5 ci-après.

	STOIIP (Mb)
Zone sud-ouest	
STOIIP déterministe	531
LBN1 sans potentiel	107
3 à 20 mD écoulement improbable (20 % du modèle de la zone sud-ouest)	85
	339
Reste du STOIIP de la zone sud-	
Zones centrale et nord	
STOIIP déterministe	1210
Sables nord minces (< 10 m) sans potentiel	104
Risques élevés section est : CPE et rapport net-brut cibles non ciblées (LBN2, LBN3 et UBN1)	32
3 à 20 mD écoulement improbable (14 % du modèle de la zone sud-ouest)Model)	169
Reste du STOIIP des zones centrale et nord	590
STOIIP TOTAL (APRÈS FILTRATION)	929

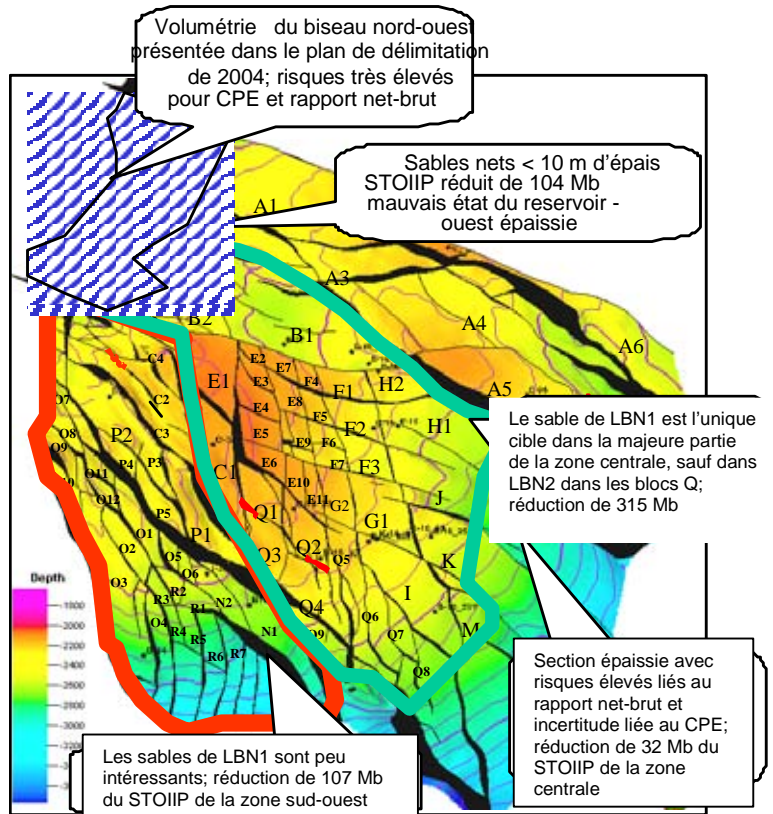


Tableau B2 : Évaluations des ressources et zones modélisées (source : SEDH)

Figure B4 : Évaluations des ressources et zones modélisées (source : SEDH)

Les meilleures estimations volumétriques du STOIP effectuées par le promoteur figurent en détail dans les tableaux B3 et B4. Les valeurs du STOIP dans les zones sud-ouest, centrale et nord sont tirées de l'analyse susmentionnée, qui est décrite en détail dans la proposition du promoteur de juin 2005, tandis que celles du STOIP du biseau nord-ouest sont issues de sa proposition du 30 juin 2004.

Zone	STOIP (Mm ³)	STOIP (Mb)
sud-ouest	84,4	531
centrale et nord	192,3	1210
biseau nord-ouest*	62	390
Total (sans filtration)	338,7	2131

Tableau B3 : STOIP, sans filtration, dans le réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia

Zone	STOIP (Mm ³)	STOIP (Mb)
sud-ouest	53,9	339
centrale et nord	93,8	590
biseau nord-ouest*	62	390
Total (filtration)	209,7	1319

Tableau B4 : STOIP, avec filtration, dans le réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia

***Remarque :** Les valeurs rattachées au STOIP du biseau nord-ouest n'ont pas été séparées en données filtrées et non filtrées par le promoteur, de sorte que chacun des tableaux reposent sur les mêmes valeurs.

Les valeurs de STOIP filtrées et non filtrées sont fournies afin de mieux montrer que d'importantes quantités de STOIP sont réparties parmi quelques blocs faillés très petits ou dans d'autres zones ou horizons dont on ne prévoit probablement pas l'exploitation. La récupération de ces ressources pétrolières posera des problèmes (figure B5).

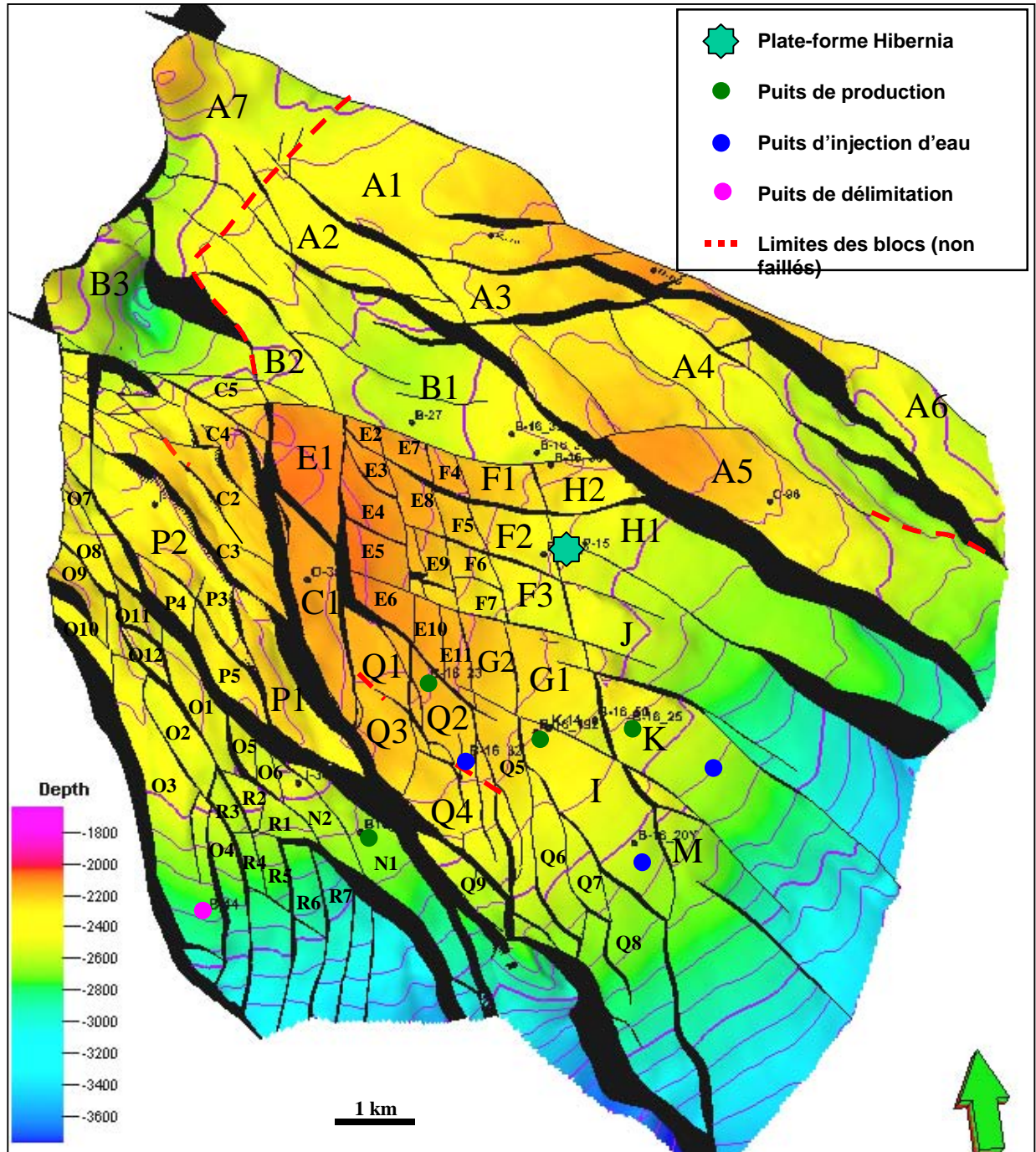


Figure B5 : Carte de la structure ApX4 comportant le nom des blocs (source : SEDH) et montrant la complexité des formations de failles dans le réservoir Ben Nevis-Avalon. La récupération du STOIP réparti dans les blocs faillés plus petits posera des problèmes.

B.5 Analyse technique du réservoir

Le promoteur a réalisé une étude technique approfondie du réservoir, en se basant étroitement sur les plus récentes interprétations concernant ce dernier.

B.5.1 Résultats des essais aux tiges (DST)

Des essais aux tiges ont été exécutés dans les puits de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon, et des données ont été résumées selon le nom des puits et des formations dans la documentation du promoteur. Le promoteur a signalé que 20 essais ont entraîné un écoulement appréciable de pétrole jusqu'à la surface à partir des principales formations du réservoir. Il a également indiqué qu'il est difficile d'effectuer une interprétation détaillée des données d'essais aux tiges en raison de la durée limitée des essais et de l'exactitude variable des données recueillies, ce qui est principalement attribuable à l'utilisation de manomètres mécaniques.

B.5.2 Pression et température dans le réservoir

Des données d'essai au câble ont été recueillies tout au long des forages exécutés dans le réservoir Ben Nevis-Avalon. Les données de pression ont considérablement contribué à l'approfondissement des connaissances sur la compartimentation et les contacts entre les fluides dans le réservoir. Ces données sont résumées ci-après, à la figure B6 sur le rapport entre la pression et la profondeur dans le réservoir Ben Nevis-Avalon.

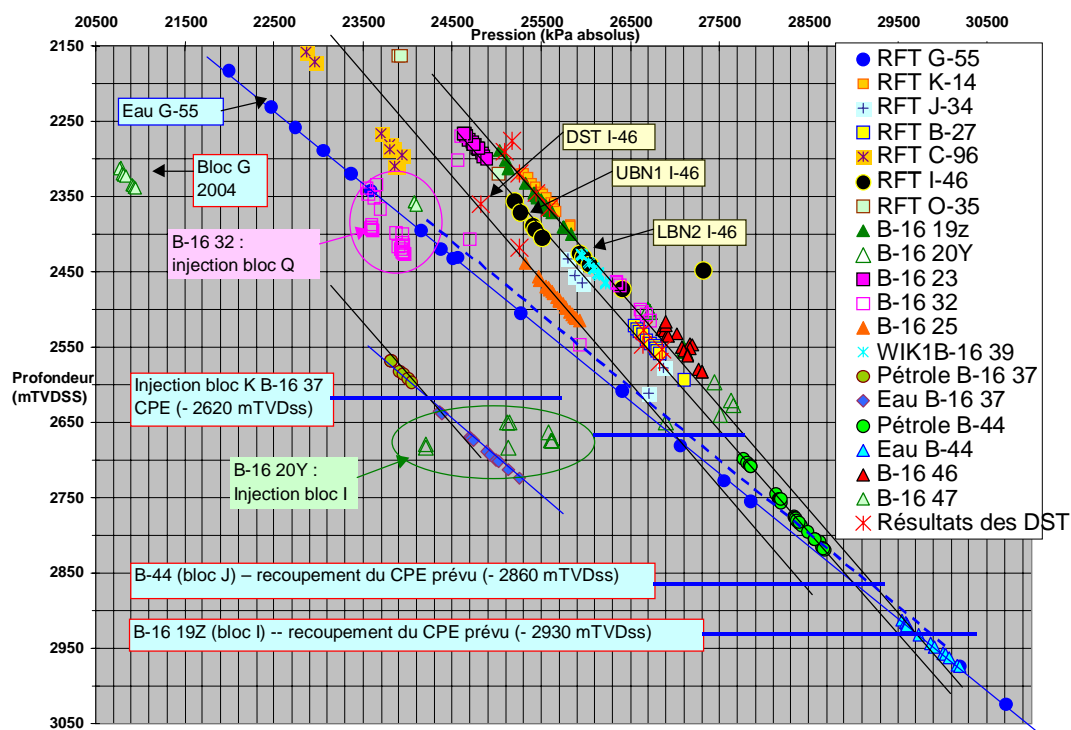


Figure B6 : Données d'essais de pression au câble dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH)

Les puits de délimitation B-44 et G-55 sont essentiels à l'interprétation des systèmes de pression connus dans le réservoir Ben Nevis-Avalon. Selon les données de pression recueillies à partir de ces puits, les données liées au puits G-55 sont interprétées comme

le gradient de pression fondamental pour l'établissement des contacts pétrole-eau dans la Formation de Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia. Bien que l'analyse demeure incertaine à certains égards, le promoteur a déterminé que les estimations ci-après sont les meilleures en ce qui concerne les contacts pétrole-eau du réservoir Ben Nevis-Avalon :

Partie centrale du réservoir (blocs E-F-G-H-I-J-K-M et Q) (incertitude relative)	2930	mTVDss
Zone sud-ouest du réservoir (blocs C-N-O-P-R et S) (incertitude variable)	2860	mTVDss
Bloc K du réservoir (block K) (peu d'incertitude)	2620	mTVDss
Partie nord du réservoir (blocs A et B) (beaucoup d'incertitude)	2930	mTVDss

En résumé, on juge que le système du réservoir est important dans l'ensemble et que l'incertitude découlant des barrières stratigraphiques et structurales du réservoir compliquent la réalisation d'interprétations d'après des données de pression recueillies à des kilomètres d'intervalle.

B.5.2 Propriétés des fluides

Le promoteur a effectué une modélisation des fluides à partir d'échantillons prélevés dans quatre puits de développement et d'un puits de délimitation. Tous les échantillons constituent des prélèvements de pétrole effectués dans des formations de subsurface au cours de travaux au câble.

Le tableau constitue un résumé des données sur la pression, le volume et la température (PVT) les plus représentatives qui ont été recueillies sur le terrain aux fins de la modélisation du réservoir Ben Nevis Avalon.

	Bloc I B-16 19z	Bloc Q B-16 23	Bloc K B-16 25	Zone sud-ouest B-44	Zone nord B-16 39
Date de prélèvement	20-04-00	07-02-01	07-04-01	16-11-02	24-01-03
Nombre d'échantillons	965	1202	1206	1360	1202
Nom du réservoir	LBN1	LBN1	LBN1	LBN3	UBN1
Profondeur mesurée en mètres (RT)	4142,2	4257,8	4373,4	2985,8	3425,7
Point de bulle (kPa mesurés)	18,099	20,326	9,404	13,259	21,015

Rapport gaz-pétrole (m ³ /m ³)	95,4	114,6	44,8	60,0	112,6
FVF (rm ³ /sm ³)	1,309	1,357	1,185	1,206	1,345
Viscosité à Pb (mPa.s)	1,265	0,842	2,050	2,020	0,605
Densité pétrole – ST (API)	30,4	31,6	30,0	27,4	32,7
C1 (% molaire)	40,05	42,72	24,24	33,06	43,74
Pression dans le réservoir (kPa absolus)	25,578	24,781	25,890	28,387	25,959
Température dans le réservoir (°C)	69,0	67,8	72,5	72,1	78,2

Tableau B5 : Propriétés des fluides dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH)

B.5.3. Modélisation du réservoir

Le promoteur affirme que les connaissances sur le réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia progressent, de sorte que la modélisation des diverses zones du réservoir est rendue à des étapes différentes. C'est sur les blocs IQK que l'on dispose de la plus importante quantité de données sur la production, l'injection, la pression et la géologie, si bien que le modèle de simulation qui les concerne est très détaillé et a fait l'objet d'une mise en correspondance complète avec des données de production antérieures. Les connaissances acquises sur ces blocs ont été étendues à leur partie sud-ouest, qui fait l'objet d'une étude de simulation distincte. La zone la moins bien connue se compose de la zone nord et du biseau nord-ouest. Des renseignements sur cette zone figurent dans l'étude du promoteur sur le biseau nord-ouest.

Le promoteur a énuméré et décrit des éléments clés rattachés à la modélisation du réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia. Parmi ceux-ci, mentionnons les suivants :

- Failles : Lesquelles sont importantes et devraient être intégrées au modèle;
- Ciment de calcite : Comment peut-on modéliser les lamelles et les nodules de calcite;
- Injectivité : Celle-ci représente une des principales incertitudes concernant le réservoir Ben Nevis-Avalon. Les répercussions de l'injection de fluides plus froids que le réservoir dans ce dernier n'ont pas été décrites explicitement;

- Qualité des réservoirs : Lesquels sont jugés efficaces? Le promoteur a pour stratégie d'intégrer tous les réservoirs aux modèles et de se baser uniquement sur ces derniers pour déterminer la qualité des réservoirs.

B.5.4 Stratégie d'exploitation

Le promoteur a décrit en détail une stratégie visant l'exploitation en trois phases du réservoir Ben Nevis-Avalon du champ Hibernia, les deux premières phases étant réalisées en parallèle. La première phase consiste à poursuivre la mise en valeur et l'analyse de la zone centrale (IQK). Elle repose sur une approche en deux volets qui reflète l'importance des cibles. Avant que des investissements soient envisagés quant aux cibles du deuxième volet, des questions concernant le réservoir devront être abordées, grâce à la surveillance du rendement des blocs adjacents, à la réduction du coût d'exploitation des puits et à l'exécution d'autres travaux de modélisation.

Dans le document intitulé *Supplementary Information Submission #4* (Présentation de renseignements supplémentaires n°4), le promoteur explique comment des puits forés dans le champ Hibernia peuvent contribuer à la mise en œuvre du plan d'exploitation du réservoir Ben Nevis-Avalon, conformément à la condition 97.01.5. Il y souligne aussi l'emplacement des puits existants dont un second achèvement de la partie supérieure pourrait permettre d'étendre l'exploitation du réservoir Ben Nevis-Avalon aux blocs J et H. De plus, le promoteur y fait état de son approche visant à forer ses puits progressivement jusqu'aux horizons du champ Hibernia et du réservoir Ben Nevis-Avalon, en visant de nombreuses cibles. La figure B7 illustre les blocs que le promoteur envisage de mettre en valeur dans le réservoir Ben Nevis-Avalon en complétant à nouveau la partie supérieure de certains puits dans le champ Hibernia.

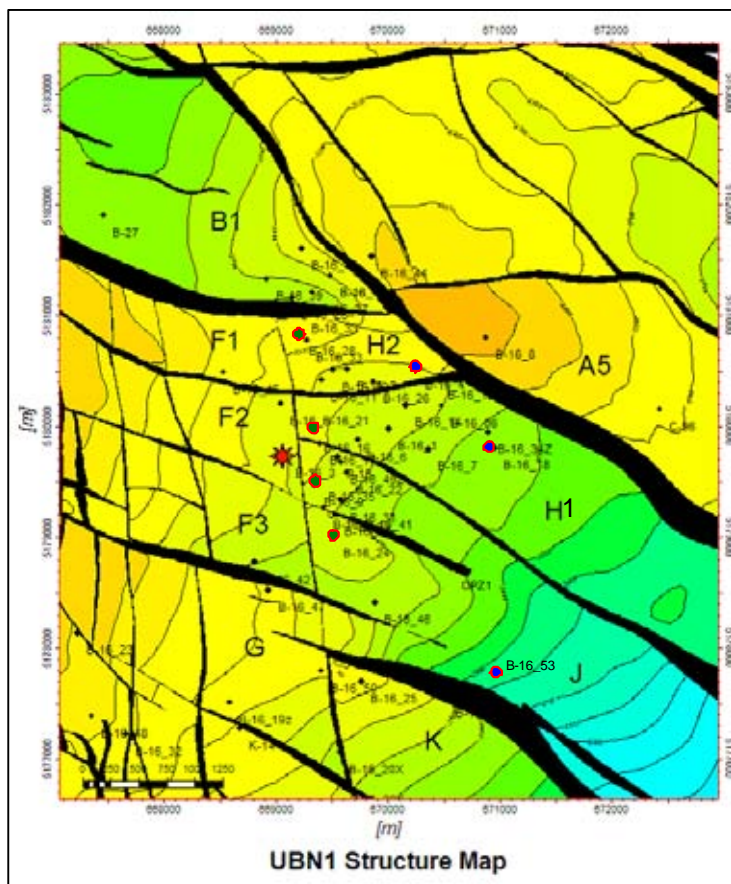


Figure B7 : Blocs dont la mise en valeur est envisagée en complétant à nouveau la partie supérieure de certains puits (source : SEDH)

La figure B8 présente l'évolution des cibles, par bloc faillé, pendant la première phase.

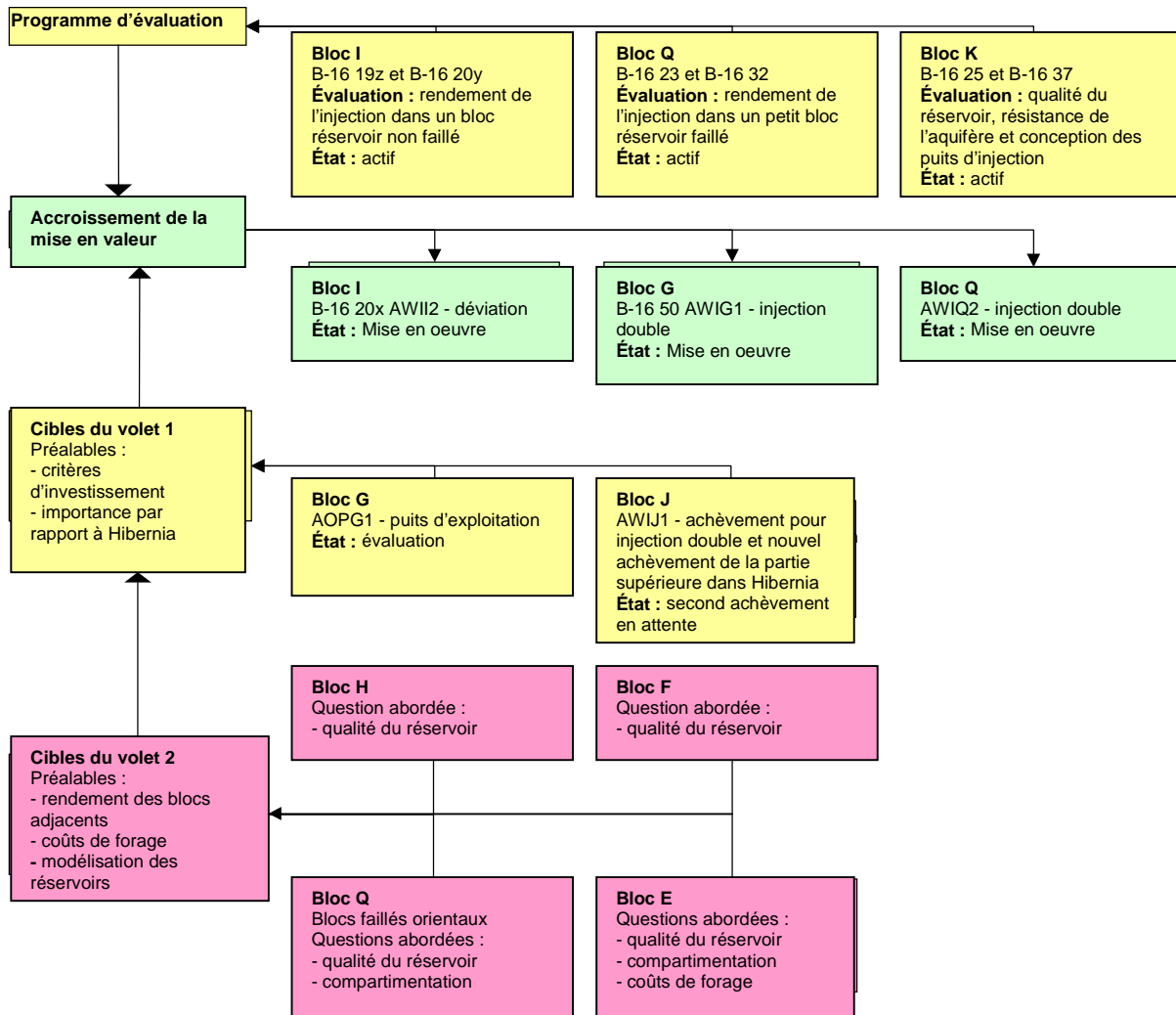


Figure B8 : Évolution, par bloc faillé, pendant la première phase (source : SEDH)

Les cibles de la phase 2 sont basées sur les connaissances acquises pendant l'évaluation de la phase 1 et devraient être évaluées et forées en parallèle avec celles de la phase 1. Ces cibles se trouvent dans la zone sud-ouest et comprennent les blocs N, O et P. Le puits de mise en valeur B-16 48 du bloc N est le premier à avoir été foré dans la zone sud-ouest; il a été complété en janvier 2005.

Le promoteur indique que le bloc N a été choisi pour les raisons suivantes :

- il constituait la cible la plus facile à forer à grande distance à partir de la plate-forme du réservoir Ben Nevis-Avalon, dans la zone sud-ouest;
- il permettait d'établir des repères géologiques à l'est et à l'ouest, de concert avec le puits B-44 du bloc O;

- il présentait les moins grands risques en matière d'investissement dans la zone sud-ouest.

Un puits d'injection d'eau devrait être foré dans le bloc N en 2005, à des fins de suivi. Ce puits sera le premier puits d'injection foré dans les unités réservoirs LBN3 et UBN1. Le rendement de cette paire de puits contribuera à réduire les risques rattachés aux cibles de développement de la zone sud-ouest, compte tenu que les futurs travaux de mise en valeur nécessiteront des puits d'une portée accrue dont le forage s'avérera de plus en plus complexe.

Si les puits du bloc N sont productifs, les premiers travaux de mise en valeur du bloc O pourraient viser le bloc faillé le plus intéressant au nord du puits de délimitation B-44. Les puits de ce bloc devraient pénétrer des sables pétrolifères dans les unités réservoirs UBN1, LBN3, LBN2 et LBN1. En raison de la géométrie des failles dans la zone sud-ouest, les puits forés jusqu'au bloc O pourraient souvent pénétrer dans les blocs faillés du réservoir Ben Nevis-Avalon. Les puits visant de nombreuses cibles pourraient tout particulièrement atteindre les petits compartiments faillés situés au milieu du bloc O. Le promoteur affirme que la conception de tout puits visant de nombreuses cibles pourrait nuire aux forages en les rendant plus complexes, mais qu'elle pourrait aussi permettre de réduire l'utilisation d'encoches et d'accroître le taux de récupération potentiel dans les compartiments assez petits qui abondent dans la zone sud-ouest.

Après le forage des puits du bloc O, le promoteur visera une paire de cibles dans le bloc P. Les forages effectués pour les atteindre auront une portée un peu plus grande, mais ils seront plus faciles à exécuter que ceux du bloc O. La qualité du bloc P comme réservoir est très incertaine, compte tenu du faible rendement des sables pénétrés par le puits I-46.

En raison des nombreuses failles dans la zone sud-ouest, d'importants volumes reposent dans des compartiments assez petits. L'acquisition de données sur les blocs N, O et P permettra de réduire l'incertitude quant à leur qualité comme réservoirs et contribuera à faire progresser les propositions de puits visant de nombreuses cibles.

La figure B9 montre l'évolution des cibles, par bloc faillé, pendant la deuxième phase.

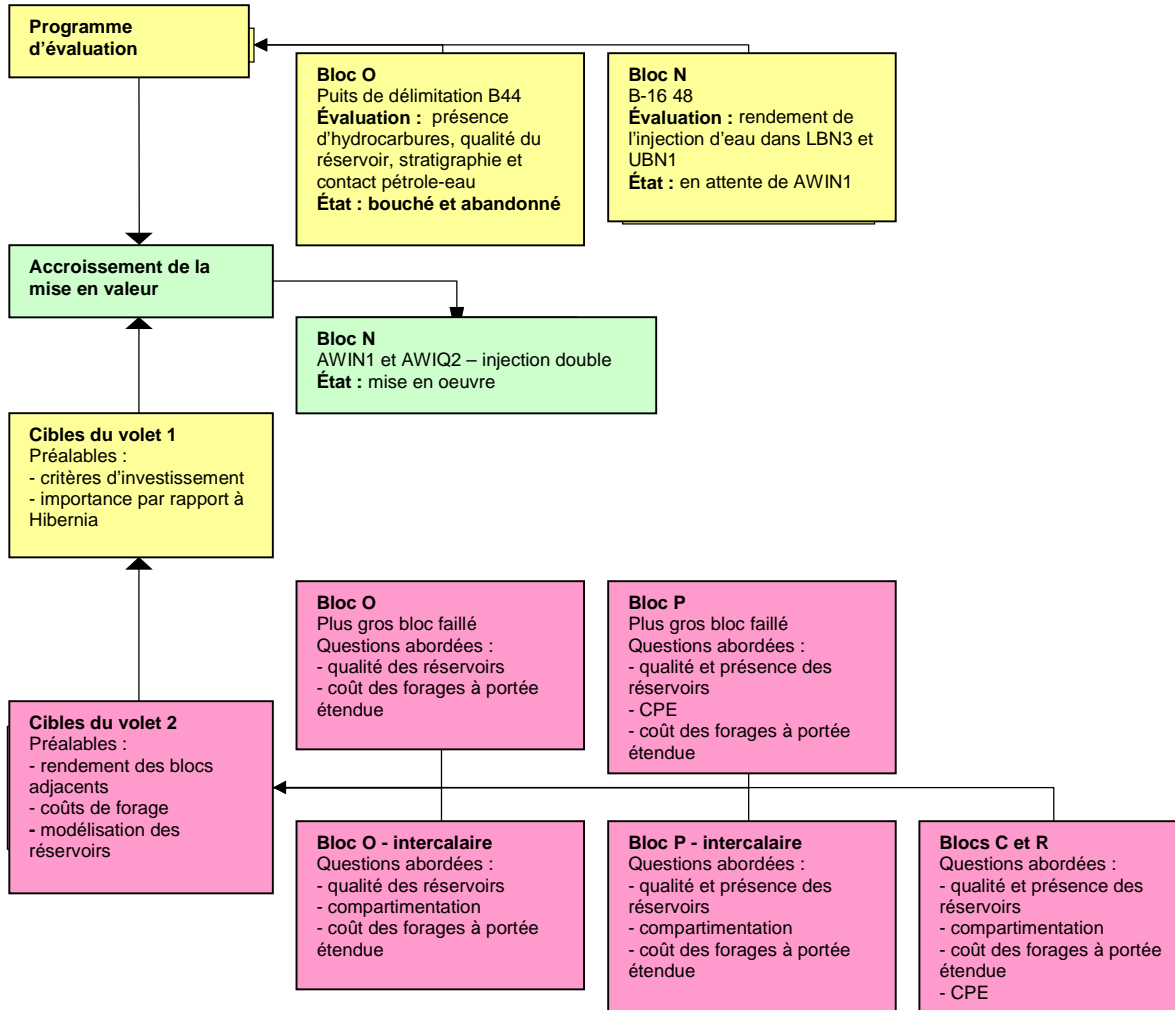


Figure B9 : Évolution des cibles, par bloc faillé, pendant la deuxième phase (source : SEDH)

Les cibles de la troisième phase comprennent une zone généralement connue sous le nom de « biseau nord-ouest », qui est illustrée à la figure B10. Le promoteur a préalablement fourni une analyse détaillée de cette zone, conformément à la condition 2003.02.01 attachée à l'approbation du prolongement de la période d'évaluation.

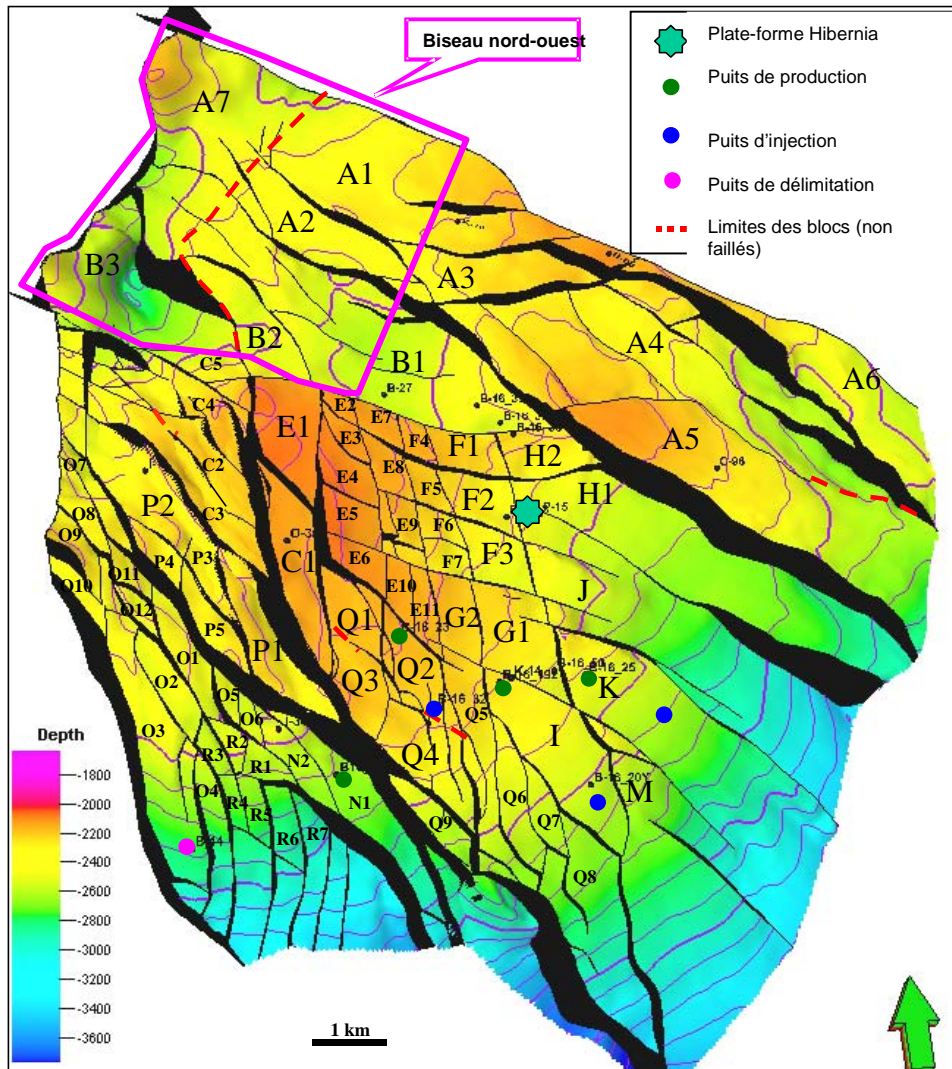


Figure B10 : Biseau nord-ouest (source : SEDH)

Selon le promoteur, la mise en valeur de cette zone potentielle comporte beaucoup de risques, en ce qui concerne la présence et la qualité des réservoirs, ainsi que l'étanchéité des failles. De plus, le forage des puits dans cette zone, depuis la plate-forme, s'avérerait beaucoup plus difficile et coûteux que celui des puits forés jusqu'ici.

Le promoteur s'attend à ce que les données recueillies pendant les deux premières phases de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon permettent d'accroître la valeur des cibles pouvant faire l'objet de forages dans le biseau nord-ouest. Le forage d'un puits ciblant le bloc P pourrait tout particulièrement renseigner sur la qualité et l'épaisseur des sables et sur la charge en hydrocarbures dans la zone.

Des données sur les puits laissent croire que dans les blocs faillés situés au nord de la zone IQK, les sables réservoirs s'amincissent au-dessus de cette zone nord, sauf pour ce qui est du biseau reposant contre la faille de Murre. Des données sismiques laissent supposer que les unités réservoirs s'épaississent à cet endroit, mais aucun puits n'a pénétré dans ces unités, ce qui aurait permis d'évaluer la qualité, l'épaisseur et la charge des réservoirs.

La figure B11 montre la progression de la mise en valeur des blocs pendant la troisième phase.

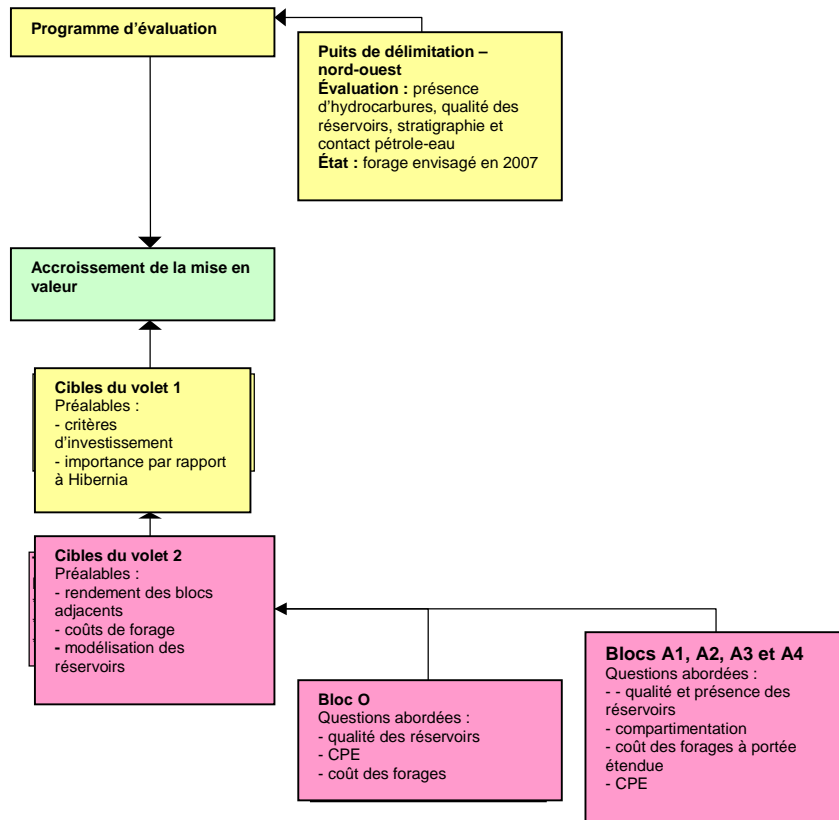


Figure B11 : Progression, par bloc faillé, pendant la troisième phase (source : SEDH)

B.5.6 Calendrier de forage

Le promoteur a ébauché un calendrier à jour des forages dans le réservoir Ben Nevis-Avalon. Compte tenu que la mise en valeur de ce réservoir ne représente qu'une partie de l'ensemble des travaux d'exploitation, sa réalisation doit être entreprise selon la stratégie de gestion de l'ensemble des réservoirs et des résultats de forage. Le plus récent calendrier du promoteur quant aux forages prévus dans le réservoir Ben Nevis-Avalon est présenté à la figure B12. Tel que mentionné précédemment, des questions en matière de mise en valeur et d'exploitation ont été

soulevées, et celles-ci pourraient influencer sur le choix de l'emplacement et la date d'exécution des forages.

Plate-forme Bloc	2005				2006				2007				2008			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ouest N			AWIN1													
Ouest Q _{est}			AWIQ2													
Ouest G																AOPG1
Ouest S.-O. 1							AOPSW1									
Est S.-O. 1													AWISW1			
Scénario 1 N.-O.													NW DW			
Scénario 2 N.-O.																NW DW

Figure B12 : Calendrier provisoire des forages dans le réservoir Ben Nevis-Avalon depuis la plate-forme (source : SEDH)

Le promoteur indique que le prochain puits d'évaluation du réservoir Ben Nevis-Avalon sera foré dans la zone sud-ouest et fait présentement l'objet d'une étude (AOPSW1). Ce puits de production double devrait pénétrer dans les blocs O et P et être foré à partir de la plate-forme ouest, durant le troisième trimestre de 2006. Toutefois, le promoteur affirme que l'intégration des cibles du sud du champ Hibernia pourrait influencer le forage de ce puits et les forages subséquents. Le puits d'injection d'eau connexe (AWISW1) devrait être foré ensuite, depuis la plate-forme est, durant le dernier trimestre de 2007, après quoi l'on envisage de forer un puits productif double visant une cible de la Formation d'Hibernia, dans le bloc G du réservoir Ben Nevis-Avalon, au cours du dernier trimestre de 2008.

La date de forage du puits de délimitation de la zone nord-ouest est un des éléments abordés dans le document intitulé *Addendum to the Ben Nevis-Avalon NW Wedge Submission* (Supplément au plan visant le biseau nord-ouest du réservoir Ben Nevis-Avalon), ainsi qu'à la figure A12. Deux scénarios sont indiqués, ceux-ci reposant sur les résultats des forages de mise en valeur. Le forage du puits de délimitation pourrait être entrepris entre le milieu et la fin de 2007, au plus tôt. Si le forage du puits AOPSW1 (visant plus particulièrement le bloc P) témoigne d'une mauvaise qualité des réservoirs, celui du puits de délimitation pourrait être reporté à l'été de 2008 ou à une date ultérieure. Aucun renseignement sur la plate-forme ou l'encoche n'a été fourni jusqu'ici en ce qui concerne ce puits. Il est cependant important de mentionner que les dates de mise en œuvre des deux scénarios de forage du puits de délimitation présentés par le promoteur sont décalées d'environ trois mois comparativement à celles indiquées dans le supplément susmentionné.

B.5.7 Prévisions en matière de production

Le promoteur affirme que les modèles actualisés de simulation du réservoir Ben Nevis-Avalon n'ont pas encore été intégrés au modèle de simulation de plusieurs champs pour Hibernia. Par conséquent, les prévisions présentées ne tiennent compte d'aucune contrainte de traitement sur les plates-formes. La prévision concernant

la première phase repose sur le modèle de la zone IQK, qui a fait l'objet d'une comparaison avec des données antérieures, et tient compte du bloc G, dont la mise en valeur est en cours. Elle ne tient pas compte des blocs F, H et E, car aucun modèle de simulation n'a encore été produit pour ceux-ci. La prévision rattachée à la deuxième phase repose sur celle rattachée au bloc N, qui découle d'une étude visant à justifier le forage du puits AWIN1 (B-16_52Z). Aucun autre modèle n'a été produit jusqu'à maintenant.

Les prévisions fournies par le promoteur au sujet de la première et de la deuxième phases de mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon sont présentées à la figure B13.

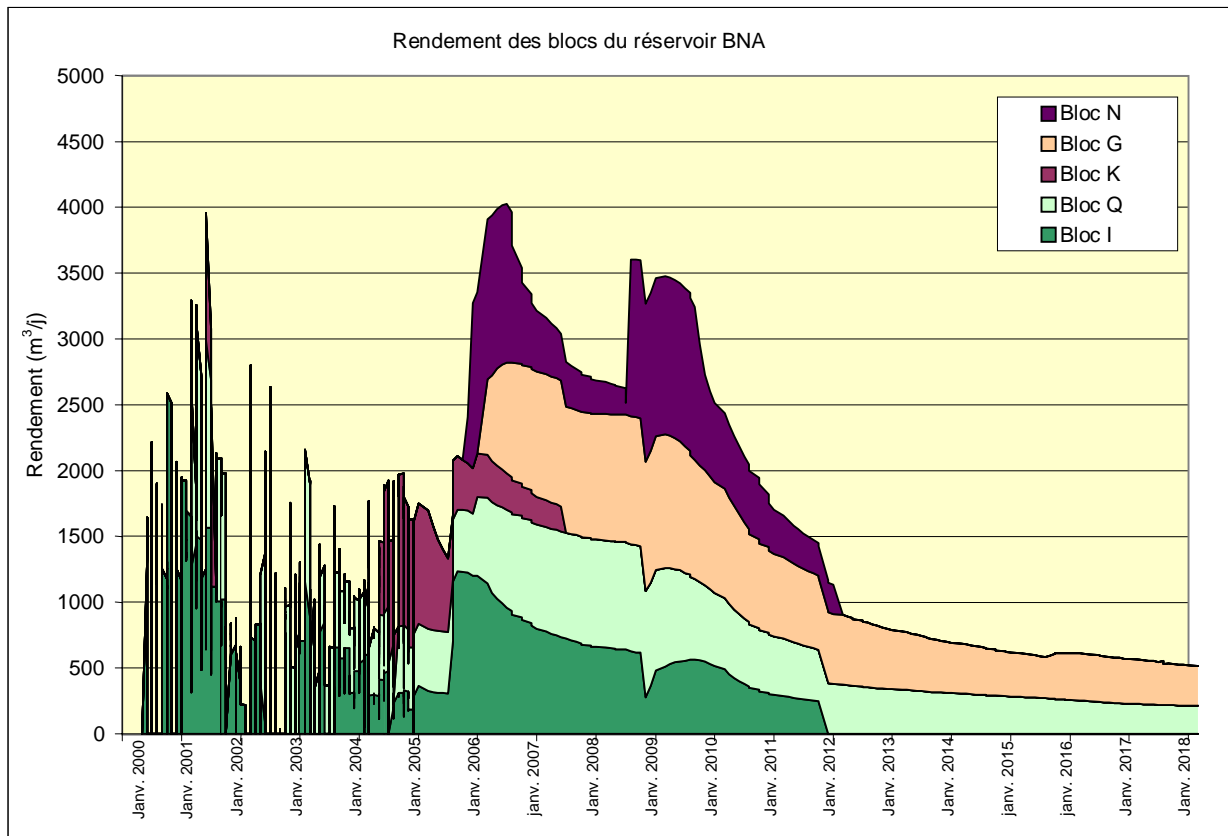


Figure B13 : Prévisions pour les phases 1 et 2 de la mise en valeur du réservoir Ben Nevis-Avalon (évaluation et volet 1) (source : SEDH)

Les prévisions concernant les taux de récupération simulés pour les profils figurent au tableau B6. Il faut noter que les estimations en matière de récupération **ne tiennent pas compte des risques** et sont issues des modèles de simulation produits jusqu'ici. En ce qui concerne des champs analogues du réservoir Ben Nevis-Avalon, le promoteur indique que les taux de récupération prévus des réservoirs secondaires varient entre 26 et 32 %.

Phase	Bloc	Vol. pét. initial (Mb)	Récupération simulée		Min. analogique	
			Np (Mb)	FR (%)	Np (Mb)	FR (%)
1	I	45,0	15,1	34 %	11,7	26 %
1	Q	57,7	17,5	30 %	15,0	26 %
1	K	14,3	3,8	26 %	3,8	26 %
1	G	49,8	17,3	35 %	12,9	26 %
2	N	22,0	9,1	41 %	5,7	26 %
Mise en valeur totale		188,8	62,8	33 %	49,2	26 %

Tableau B6 : Récupération simulée dans le réservoir Ben Nevis-Avalon (source : SEDH)

Glossaire

Achèvement

Activités requises pour préparer un puits en vue d'en extraire du pétrole et du gaz naturel ou y injecter un fluide.

Aquifère

Roche poreuse contenant de l'eau.

Diagraphie

Enregistrement systématique de données provenant de rapports de forage, d'analyses des boues, de diagrammes électriques ou de diagrammes radiométriques.

Eau produite

Eau associée à des réservoirs de pétrole et de gaz naturel qui est produite conjointement avec les hydrocarbures.

Faille

Au sens géologique du terme, fracture menant à une discontinuité des types de roche.

FS

Surface d'inondation.

FSSB

Limite de séquence de surface d'inondation.

FVF

Facteur volumétrique de fond.

Gisement

Réservoir souterrain naturel contenant ou semblant renfermer une accumulation de pétrole qui est séparée de toute autre accumulation du genre ou qui semble l'être.

Grès

Roche sédimentaire compactée composée de grains détritiques d'une granulométrie comparable à celle du sable.

Injection

Injection d'eau ou de gaz au sein ou à côté d'une formation productive ou d'un réservoir productif pour accroître la récupération de pétrole, ou pompage de gaz ou d'eau dans un réservoir productif pour accroître la production de pétrole.

m³

1 m³ : 6,2898 barils

Mb (million de barils)

1 b : 0,15898 m³

MFS

Surface d'inondation maximum.

mTVDss

Profondeur verticale réelle en mètre, sous la mer.

Office

Dans le présent rapport, l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers.

Pression au point de bulle

Pression dans un réservoir sous laquelle les gaz dissous commencent à s'échapper du pétrole, aux températures courantes.

OCTHE

Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

OCTLHE

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

OIIP

Pétrole initialement en place.

Organismes de certification

Organismes mandatés par l'Office pour effectuer l'examen de dessins, de plans et d'installations et pour émettre des certificats de conformité.

Petrel

Marque déposée d'un groupe de logiciels de modélisation géologique produits par Schlumberger.

Pétrophysique

Étude des propriétés des réservoirs au moyen de diverses méthodes de diagrapie.

Plate-forme de production

Structure extracôtière servant à produire et à traiter le pétrole et le gaz naturel.

Pression de réservoir

Pression des fluides dans un réservoir.

Puits de délimitation

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

Puits de développement

Puits foré à des fins d'exploitation ou d'observation, pour injecter des fluides dans un gisement de pétrole ou pour extraire des fluides d'un gisement de pétrole.

Puits de production

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

Réserves récupérables

Volumes d'hydrocarbures qui peuvent être extraits d'un réservoir de manière rentable.

Réservoir

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

RFT

Échantillonneur répétitif.

RT

Table de rotation.

SB

Limite de séquence.

Sismique

Qui concerne ou caractérise les vibrations souterraines, ou méthode permettant d'effectuer des déductions sur des structures géologiques de subsurface d'après des signaux sonores transmis dans le sol.

ST

Tension superficielle.

STOIP

Pétrole de stockage initialement en place.