CANADA-TERRE NEUVE et LABRADOR
C-TNLOHE
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Analyse du personnel de la demande de modification du plan de mise en valeur de North Amethyst

Injection de gaz à l'appui de la production de pétrole

C-NLOPB

ISBN n° 978-1-927098-84-4

C-NLOPB

Table des matières

1. Objectif 1
2. Résumé 2
3. Contexte 5
3.1. Demande 5
3.2. Historique/contexte 5
4. Gestion des ressources 7
4.1. Examen de la gestion des ressources 7
4.2. Géologie, géophysique et pétrophysique 8
4.2.1 Géologie régionale 8
4.2.2 Géologie de North Amethyst 9
4.2.3 Géophysique 10
4.2.4 Pétrophysique 11
4.2.5 Modélisation géologique du réservoir 12
4.3. Hydrocarbures en place 14
4.4. Ingénierie du réservoir 16
4.4.1 Pression du réservoir 16
4.4.2 Température du réservoir 17
4.4.3 Caractérisation des fluides 18
4.4.4 Analyse de carottes spéciale 19
4.5. Stratégie de mise en valeur 19
4.5.1 Plan de gestion du réservoir 21
4.5.2 Fluides d'injection 23
4.5.3 North Amethyst et prévisions du rendement du champ complet 24
4.5.4 Stratégie de manipulation du gaz 30
4.6. Simulation du réservoir 31
4.6.1 Résultats et prévisions de la production pétrolière 32
4.6.2 Prévision de production du scénario de référence 32
4.6.3 Injection de gaz au moyen d'un injecteur de gaz classique 33
4.6.4 Injection de gaz à ascension par poussée de gaz 35
4.6.5 Résumé de la simulation du réservoir 37
4.7. Estimations des réserves 37
4.8. Conclusion et recommandation 39
5. Opérations 40
5.1. Opérations de puits 40

5.2. Certification 41
5.3. Conclusion et recommandation 42
6. Sécurité 42
6.1. Conclusion et recommandation 42
7. Protection de l'environnement 42
7.1. Conclusion et recommandation 43

Liste des figures

Figure 1 : Carte de la zone de l'actif White Rose et vue agrandie des puits du champ North Amethyst. 6
Figure 2 : Historique de production du gisement BNA du champ North Amethyst 7
Figure 3 : Diagramme schématique montrant la répartition aérienne des grès de l'avant-côte de Ben Nevis et les séparations de failles post-sédimentaires connexes. Les puits de délimitation de White Rose sont indiqués en relation avec la paléogéographie (Husky, 2018). 8
Figure 4 : Coupe stratigraphique montrant la corrélation des puits à travers le champ North Amethyst (Husky, 2018) 9
Figure 5 : (A) Carte de la structure de la profondeur du réservoir supérieur (grès Ben Nevis) et (B) carte de la structure de la profondeur du réservoir de base (discordance du mi-Aptien; Husky, 2018) 11
Figure 6 : Épaisseur brute du réservoir de grès Ben Nevis du promoteur (A), calculée à partir des horizons modélisés BNEV_SS et mAPT_UC, et épaisseur nette modélisée (B) du faciès sableux stratifié du réservoir de grès Ben Nevis, utilisant les seuils du réservoir appliqués (porosité > 10 % et argile < 30 %; Husky, 2018). 13
Figure 7 : Données de diagraphie de puits d'exploration et de délimitation par rapport aux cellules surdimensionnées dans le modèle géologique du promoteur. 13
Figure 8 : Valeur de propriété cartographiée du volume poreux d'hydrocarbure par unité de surface pour le pétrole (A) et le gaz (B) (Husky, 2018). 16
Figure 9 : Profil de pression de North Amethyst (Husky, 2018). 17
Figure 10 : Profil de température de North Amethyst (Husky, 2018). 18
Figure 11 : Emplacement possible de l'injecteur de gaz foré à partir du centre de forage de l'AWRS (Husky, 2018). 20
Figure 12 : Profil de production pétrolière du champ complet (Husky, 2018). 25
Figure 13 : Profil de production pétrolière de North Amethyst (Husky, 2018). 26
Figure 14 : Profil de production d'eau du champ complet (Husky, 2018). 26
Figure 15 : Profil de production d'eau de North Amethyst (Husky, 2018). 27
Figure 16 : Profil de production de liquide du champ complet (Husky, 2018). 27
Figure 17 : Profil de manipulation du gaz du champ complet (Husky, 2018). 28
Figure 18 : Profil de production de gaz de North Amethyst (Husky, 2018). 28
Figure 19 : Profil d'injection d'eau du champ complet (Husky, 2018). 29
Figure 20 : Profil d'injection de gaz du champ complet (Husky, 2018). 29
Figure 21 : Profil d'ascension par poussée de gaz du champ complet (Husky, 2018). 30
Figure 22 : Taux de production et production pétrolière cumulée du gisement BNA de North Amethyst — scénario de référence. 33
Figure 23 : Production pétrolière cumulée à partir de cas d'injection de gaz au moyen d'un injecteur de gaz classique. 35
Figure 24 : Production pétrolière cumulée à partir de cas d'injection de gaz à ascension par poussée de gaz. 37

Liste des tableaux

Tableau 1 : Estimations des ressources du promoteur et de C TNLOHE dans le gisement BNA de North Amethyst 15
Tableau 2 : Données de pression, de volume et de température du gaz du puits K-15 de North Amethyst (Husky, 2018). 19
Tableau 3 : Analyse de l'eau de mer injectée (Husky, 2018). 23
Tableau 4 : Composition du gaz injecté (Husky, 2018). 24
Tableau 5 : Récupération supplémentaire de pétrole attendue à partir d'une injection de gaz au moyen d'un injecteur de gaz classique 34
Tableau 6 : Récupération supplémentaire de pétrole attendue à partir d'une injection de gaz à ascension par poussée de gaz 36
Tableau 7 : Estimations des volumes de pétrole récupérables. 38

1. Objectif

Le présent document vise à fournir à l'Office une évaluation de la demande reçue de Husky Oil Operations Limited (le promoteur) en vue de modifier le plan de mise en valeur de North Amethyst. Le promoteur prévoit la mise en œuvre de l'injection de gaz comme option pour améliorer la récupération du pétrole du gisement Ben Nevis Avalon (BNA) dans le champ North Amethyst. Cette analyse a tenu compte des aspects relatifs à la gestion des ressources, aux opérations, à la sécurité et à l'environnement de la demande.

L'analyse du personnel ne tient pas compte des retombées économiques ni des aspects socioéconomiques du projet proposé. Ces questions ont été évaluées dans un plan de retombées économiques de North Amethyst distinct avant la prise d'une décision sur le plan de mise en valeur initial. L'approche est conforme au paragraphe 45(2) de la *Loi provinciale de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador*.

2. Résumé

Le 29 juin 2017, Husky Energy (promoteur) a soumis à le Canada-Terre-Neuve-et-Labrador Office des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE) au nom de ses coentreprises Suncor Energy et Nalcor Energy-Oil and Gas, une demande de modification du plan de mise en valeur liée à l'injection de gaz en appui à la production pétrolière de North Amethyst.

L'injection de gaz proposée est une modification du plan de mise en valeur existant de North Amethyst (rapport de décision 2008.03).

Les documents décrivent l'intention du promoteur d'injecter le gaz produit, au lieu d'injecter de l'eau ou en plus d'une telle injection, comme moyen d'améliorer l'efficacité du balayage dans le gisement BNA de North Amethyst.

Husky a indiqué que les objectifs de la modification du plan de mise en valeur sont les suivants :

- appuyer ou remplacer l'injection d'eau par l'injection de gaz pour assurer le maintien de la pression et le balayage;
- l'injection de gaz offre le potentiel d'une meilleure récupération du pétrole et d'une accélération de la production, sans qu'il soit nécessaire de survider avec de l'eau et de risquer d'augmenter la teneur en eau.

À la réception de la demande de modification du plan de mise en valeur, le personnel technique (personnel) de C-TNLOHE a examiné les documents pour s'assurer qu'ils étaient complets. Après examen, le personnel a demandé des renseignements supplémentaires dans une lettre datée du 4 décembre 2017. En juin 2018, le promoteur a présenté de nouveau un document intitulé *North Amethyst Development Plan Amendment Gas Flood in Support of Oil Production at North Amethyst* (juin 2018) (Modification du plan de mise en valeur de North Amethyst — injection de gaz à l'appui de la production pétrolière de North Amethyst), lequel est considéré comme « la demande » et fait l'objet de la présente analyse.

Les renseignements fournis par le promoteur en réponse à la lettre ont été évalués par le personnel et en octobre 2018, les documents ont été jugés suffisamment complets.

En ce qui concerne les retombées industrielles, le personnel a évalué la demande et déterminé qu'il n'était pas nécessaire de modifier le plan de retombées économiques de North Amethyst (décision 2008.03).

Lors de la réunion de l'Office du 28 septembre 2018, il a été décidé qu'un examen public n'était pas nécessaire pour la demande.

Le personnel a examiné la demande du point de vue de la gestion des ressources, des opérations, de la sécurité et de l'environnement. Ce qui suit est un résumé de cet examen.

Gestion des ressources

Pour évaluer les aspects liés à la gestion des ressources de la demande, le personnel a examiné l'interprétation sismique, le modèle géologique et le modèle de simulation de réservoir du promoteur. Le personnel a également procédé à un examen des données géologiques, pétrophysiques et de production acquises depuis l'approbation du plan de mise en valeur initial de North Amethyst en 2008 (décision 2008.03). Le personnel n'a pas construit un modèle géologique ni un modèle de simulation de réservoir indépendant en raison d'autres priorités de modélisation et de la nature mineure de la modification proposée dans le schéma d'épuisement. De plus, étant donné que le gisement BNA en est au dernier stade de sa vie de production, le personnel n'a pas jugé qu'un modèle géologique et un modèle de simulation complets étaient justifiés pour l'examen de la demande.

Dans le plan de mise en valeur initial de North Amethyst (décision 2008.03), le personnel a déterminé que la stratégie d'épuisement proposée reposant uniquement sur l'injection d'eau pourrait potentiellement mener à un volume important de pétrole sommital piégé entre les puits producteurs et la surface de contact pétrole-gaz (SCPG). Actuellement, le promoteur propose de mettre en œuvre l'injection de gaz comme option pour améliorer la récupération du pétrole. Le personnel convient que l'injection de gaz a le potentiel de balayer le pétrole sommital vers les puits producteurs existants et d'augmenter la récupération globale du gisement BNA.

De plus, le personnel est en accord avec les modèles du promoteur. Les modèles indiquent que l'injection de gaz ne devrait pas nuire à la récupération du pétrole. Dans chaque scénario modélisé, la récupération prévue du pétrole a été augmentée ou accélérée.

D'après l'analyse du personnel et des tendances de rendement des puits producteurs de pétrole existants, le personnel a procédé à une évaluation de la récupération finale estimée (RFE) pour le gisement BNA. En conséquence, le personnel s'attend désormais à une RFE prouvée et probable de 9,14 Mm^3 (57,5 Mb). Cette estimation est une diminution par rapport à l'évaluation précédente du personnel de 10,8 Mm^3 (67,9 MMb) au moment de l'approbation du plan de mise en valeur de North Amethyst.

La capacité de manipulation du gaz à bord de l'unité flottante de production, stockage et déchargement en mer (FPSO) SeaRose a été le principal facteur limitant lié à l'utilisation de l'injection de gaz; cependant, la capacité de manipulation a été augmentée grâce à des mises à niveau des installations. De plus, la possibilité d'injecter du gaz dans le gisement BNA contribuera à atténuer les contraintes de manipulation du gaz.

D'après son évaluation, le personnel est d'accord avec la demande du point de vue de la gestion des ressources et recommande son approbation.

Opérations

Les activités liées à cette demande seront gérées conformément aux processus, procédures et approbations de puits applicables établis. Sur cette base, le personnel des opérations recommande l'approbation de la demande.

Sécurité

Aucune préoccupation en matière de sécurité n'a été déterminée qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Les activités liées à la demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures de sécurité établis.

Protection de l'environnement

Une évaluation environnementale existante couvre l'activité proposée dans la demande. Par conséquent, le personnel a conclu que la demande ne nécessite pas d'évaluation environnementale supplémentaire en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et en recommande l'approbation. De plus, l'activité proposée dans la demande est couverte par le plan de protection de l'environnement existant du promoteur.

Selon l'évaluation globale du personnel, la modification du plan de mise en valeur de North Amethyst liée à l'injection de gaz à l'appui de la production de pétrole de North Amethyst améliorera la récupération du pétrole. Cependant, le personnel de l'Office a formulé quatre conditions :

Condition 1

- **À l'exception du G-25 2, si un autre puits producteur de pétrole devait être utilisé pour des opérations d'injection de gaz, un changement de désignation de puits devra être approuvé par le délégué à l'exploitation avant que toute opération d'injection de gaz ne puisse avoir lieu.**

Condition 2

- **Avant la mise en œuvre d'un système d'injection alternative d'eau et de gaz dans le gisement BNA de North Amethyst, le promoteur doit fournir une modélisation de simulation ou une autre forme d'analyse technique qui démontre qu'un tel système ne portera pas atteinte à la récupération du pétrole.**

Condition 3

- **Le promoteur doit fournir une mise à jour sur les impacts de la suppression de la cible du rapport de remplacement de désaturation (RRD) de 1,0 à 1,2 du plan de gestion du réservoir de North Amethyst dans la mise à jour du plan de gestion des ressources dans le rapport annuel de production de North Amethyst chaque année. Si le délégué à l'exploitation détermine à tout moment que la suppression de la cible du RRD porte atteinte à la récupération du pétrole, le promoteur devra revenir à une cible du RRD de 1,0 à 1,2.**

Condition 4

- **Avant l'arrêt de la production de pétrole du gisement BNA de North Amethyst, le promoteur doit communiquer à C-TNLOHE ses plans pour le gisement et tout puits qui n'est plus utilisé. Si une injection continue de gaz est prévue, le promoteur devra demander un permis de stockage de gaz avant de commencer toute opération de stockage de gaz.**

3. Contexte

3.1. Demande

Le 29 juin 2017, le promoteur a présenté à C-TNLOHE au nom de ses coentrepreneurs, Suncor Energy et Nalcor Energy – Oil and Gas, le document suivant :

- *North Amethyst Development Plan Amendment — Gas Flood in Support of Oil Production at North Amethyst* (Modification du plan de mise en valeur de North Amethyst — injection de gaz à l'appui de la production de pétrole de North Amethyst) (juin 2017).

Le personnel a examiné ce document pour s'assurer qu'il était complet et, d'après cet examen, a demandé des renseignements supplémentaires dans une lettre datée du 4 décembre 2017. Le promoteur a répondu à cette demande en présentant le document suivant le 5 juin 2018 :

- *North Amethyst Development Plan Amendment — Gas Flood in Support of Oil Production at North Amethyst* (Modification du plan de mise en valeur de North Amethyst — injection de gaz à l'appui de la production de pétrole de North Amethyst) (juin 2018).

Le personnel a examiné ce document révisé et a déterminé qu'il était complet. Ce document constitue la demande et est au centre du présent examen.

3.2. Historique/contexte

Les champs White Rose et North Amethyst sont situés à environ 350 km à l'est de St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, sur la bordure orientale du bassin Jeanne d'Arc. La zone de découverte importante de White Rose englobe le champ White Rose, qui a été découvert en 1984 par le forage et les essais du puits d'exploration N-22 du champ White Rose de Husky et coll. et le champ adjacent North Amethyst, qui a été découvert en 2006 par le forage du puits K-15 du champ North Amethyst de Husky Oil et coll. Les deux champs sont connus collectivement sous le nom de la zone de l'actif White Rose. La production est en cours depuis 2005 à partir du champ White Rose et depuis 2010 à partir du champ North Amethyst. Une carte de la zone de l'actif White Rose, y compris les trajectoires des puits, est présentée dans la figure 1.

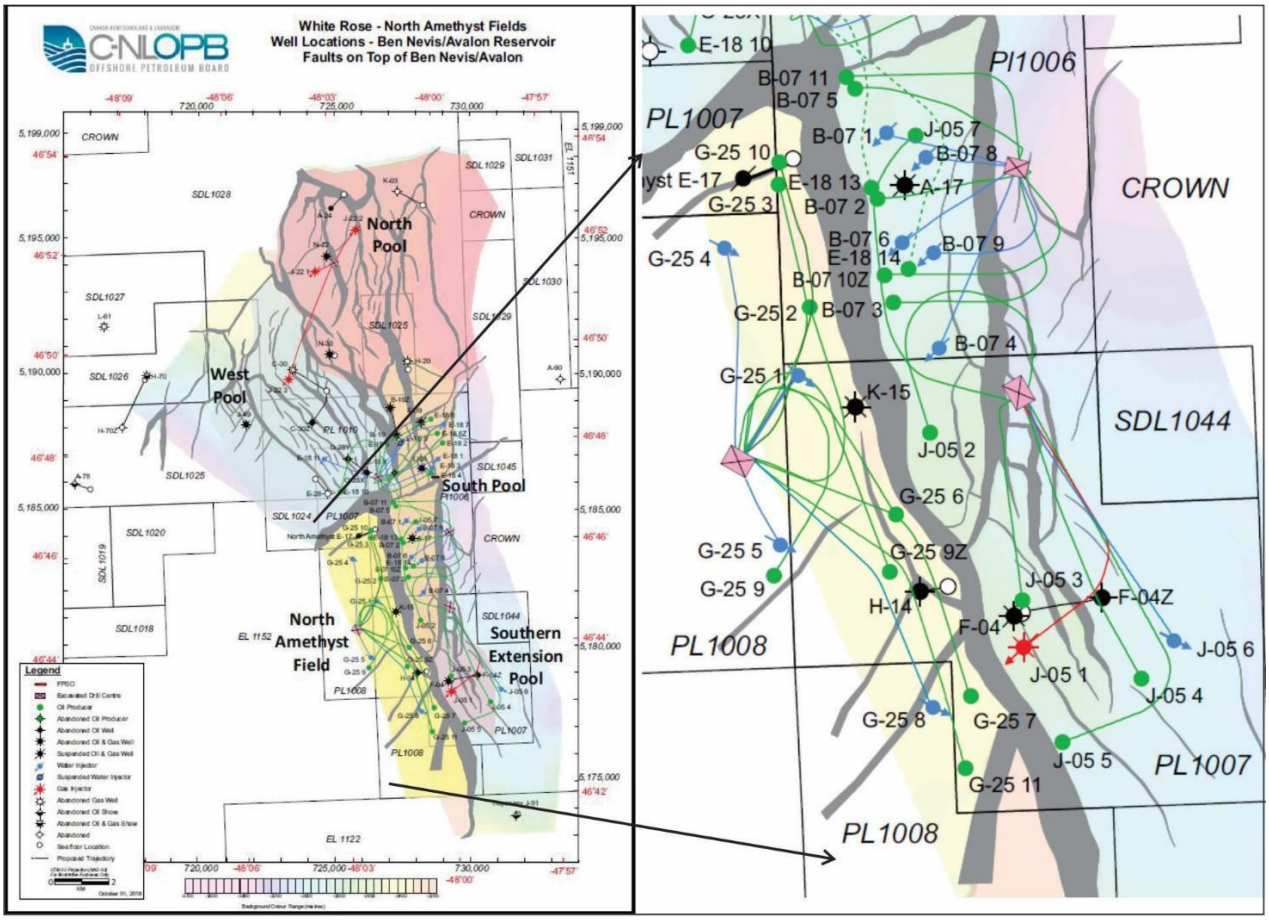


Figure 1 : Carte de la zone de l'actif White Rose et vue agrandie des puits du champ North Amethyst

Deux gisements du champ North Amethyst produisent actuellement, soit le gisement BNA, qui comprend les formations Ben Nevis, Avalon et Eastern Shoals, et le gisement Hibernia plus profond, qui comprend la formation Hibernia dans le bloc faillé E-17. Au total, 12 puits d'exploitation ont été forés dans le champ North Amethyst : huit puits producteurs de pétrole et quatre injecteurs d'eau, avec un injecteur d'eau achevé en tant qu'injecteur double permettant d'injecter à la fois dans les gisements BNA et Hibernia. En date de septembre 2018, 8,35 Mm^3 (52,51 Mb) de pétrole ont été produits à partir du champ North Amethyst, dont 7,87 Mm^3 (49,49 Mb) provenant du gisement BNA et 0,49 Mm^3 (3,03 Mb) provenant du gisement Hibernia. L'historique de production du gisement BNA est illustré à la figure 2.

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
1	White Rose – North Amethyst Fields Well Locations – Ben Nevis/Avalon Reservoir Faults on Top of Ben Nevis/Avalon	White Rose — Emplacements des puits du champ North Amethyst – Failles du réservoir Ben Nevis/Avalon au-dessus du réservoir
	Crown	Couronne
	North Pool	Gisement nord
	West Pool	Gisement ouest
	South Pool	Gisement sud

	North Amethyst Field	Champ North Amethyst
	Southern Extension Pool	Gisement de l'agrandissement sud
	Legend	Légende
	FPSO	FPSO
	Excavated Drill ?	Centre de forage excavé?
	Oil Producer	Puits producteur de pétrole
	Abandoned oil producer	Puits producteur de pétrole abandonné
	Abandoned oil well	Puits de pétrole abandonné
	Abandoned oil & gas well	Puits de pétrole et de gaz abandonné
	Suspended oil & gas well	Puits de pétrole et de gaz dont l'exploitation est suspendue
	Water injector	Injecteur d'eau
	Suspended water injector	Injecteur d'eau dont l'exploitation est suspendue
	Gas injector	Injecteur de gaz
	Abandoned gas well	Puits de gaz abandonné
	Abandoned oil show	Trace de pétrole abandonnée
	Abandoned oil & gas show	Trace de pétrole et de gaz abandonnée
	Abandoned	Abandonné
	Seafloor location	Emplacement du plancher océanique
	Proposed Trajectory	Trajectoire proposée
	Background colour range (?)	Plage de couleurs d'arrière-plan (?)
	Some illegible content	Certains contenus illisibles

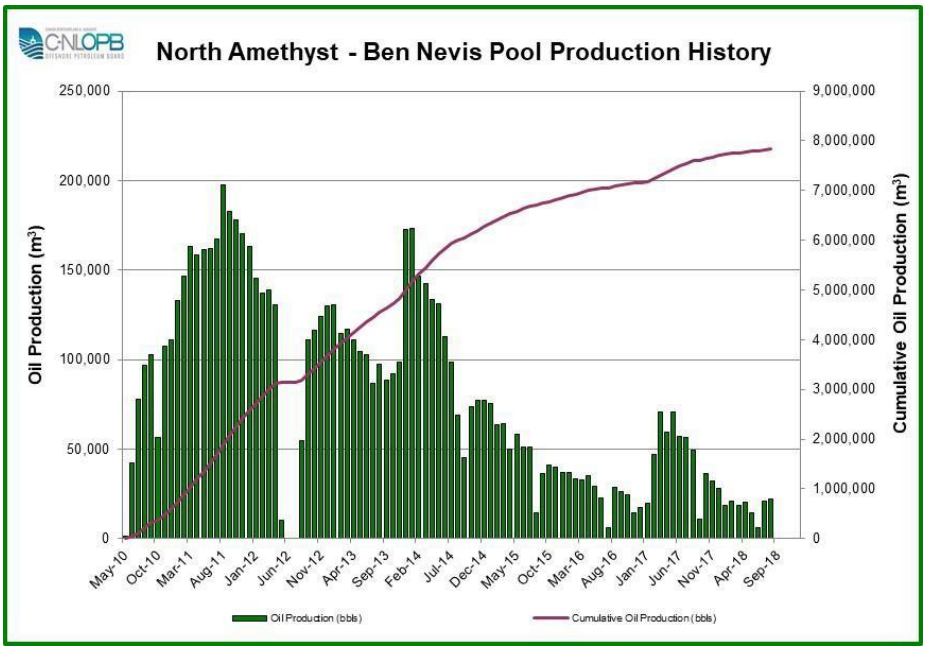


Figure 2 : Historique de production du gisement BNA du champ North Amethyst.

Les deux gisements ont des plans de mise en valeur approuvés pour lesquels l'injection d'eau a été approuvée comme seul mécanisme de récupération secondaire. Le promoteur demande maintenant de modifier le plan de mise en valeur approuvé pour le gisement BNA afin de permettre l'injection de gaz produit. L'injection de gaz sera utilisée en conjonction avec l'injection d'eau ou comme solution de rechange à celle-ci afin d'améliorer l'efficacité du balayage et d'assurer un soutien de pression. La demande concerne uniquement le gisement BNA; elle ne propose pas d'injection de gaz dans le gisement Hibernia.

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
2	North Amethyst – Ben Nevis Pool Production History	North Amethyst — historique de production du gisement Ben Nevis
	Oil Production (m^3)	Production de pétrole (m^3)
	50,000	50 000
	May-10	mai 2010
	Oct-10	oct. 2010
	Mar-11	mars 2011
	Aug-11	août 2011
	Jan-12	janv. 2012
	Jun-12	juin 2012
	Nov-12	nov. 2012
	Apr-13	avr. 2013
	Sep-13	sept. 2013
	Feb-14	févr. 2014
	Jul-14	juill. 2014
	Dec-14	déc. 2014

	May-15	mai 2015
	Oct-15	oct. 2015
	Mar-16	mars 2016
	Aug-16	août 2016
	Jan-17	janv. 2017
	Jun-17	juin 2017
	Nov-17	nov. 2017
	Apr-18	avr. 2018
	Sep-18	sept. 2018
	Cumulative Oil Production (m^3)	Production de pétrole cumulée (m^3)
	Oil Production (bbls)	Production de pétrole (barils)
	Cumulative Oil Production (bbls)	Production de pétrole cumulée (barils)

4. Gestion des ressources

4.1. Examen de la gestion des ressources

Le personnel a examiné la demande, y compris l'interprétation sismique, le modèle géologique et le modèle de simulation de réservoir du promoteur. Le personnel a également procédé à un examen des données géologiques, pétrophysiques et de production acquises depuis l'approbation du plan de mise en valeur initial de North Amethyst en 2008 (décision 2008.03).

Le personnel n'a pas construit un modèle géologique ni un modèle de simulation de réservoir indépendant aux fins de l'évaluation de la demande en raison d'autres priorités de modélisation et de la nature mineure de la modification proposée dans le schéma d'épuisement. De plus, étant donné que le gisement BNA de North Amethyst en est aux derniers stades de sa vie de production, avec environ 86 % du pétrole récupérable estimé prouvé et probable déjà produit, le personnel n'a pas jugé qu'un modèle géologique et un modèle de simulation complets étaient justifiés pour l'examen de la demande.

4.2. Géologie, géophysique et pétrophysique

4.2.1 Géologie régionale

La demande fournit un bref résumé du cadre géologique du champ North Amethyst. Le promoteur a décrit en détail l'histoire géologique régionale du bassin Jeanne d'Arc dans le plan de mise en valeur de White Rose (décision 2001.01). D'autres clarifications concernant la nomenclature utilisée dans le plan de mise en valeur de White Rose ont été notées dans le plan de mise en valeur de North Amethyst (2007), la modification du plan de mise en valeur du raccordement de l'agrandissement de White Rose Sud (2012) et la modification du plan de mise en valeur du projet d'agrandissement de White Rose (2014). Compte tenu de la compréhension générale du bassin par l'industrie, ces discussions décrivent adéquatement l'évolution géologique et tectonique de l'ensemble de la région de White Rose et une discussion similaire n'est pas requise pour cette demande.

L'actif White Rose est situé dans un complexe hautement faillé de blocs faillés tournés. Il repose sur la bordure orientale du bassin Jeanne d'Arc, est délimité à l'est par la faille de Trave et repose sur une couche de sel à l'échelle du bassin en profondeur. L'étendue nord et ouest de la structure White Rose est définie par les flancs inclinés vers le bassin du champ structurellement élevé.

Le réservoir principal est constitué de grès quartzeux marins peu profonds à grains fins de la formation Ben Nevis. Cette succession de l'âge Aptien à albien est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement d'avant-côte orienté sud-ouest-nord-est avec le paléolittoral situé à l'est du champ (figure 3).

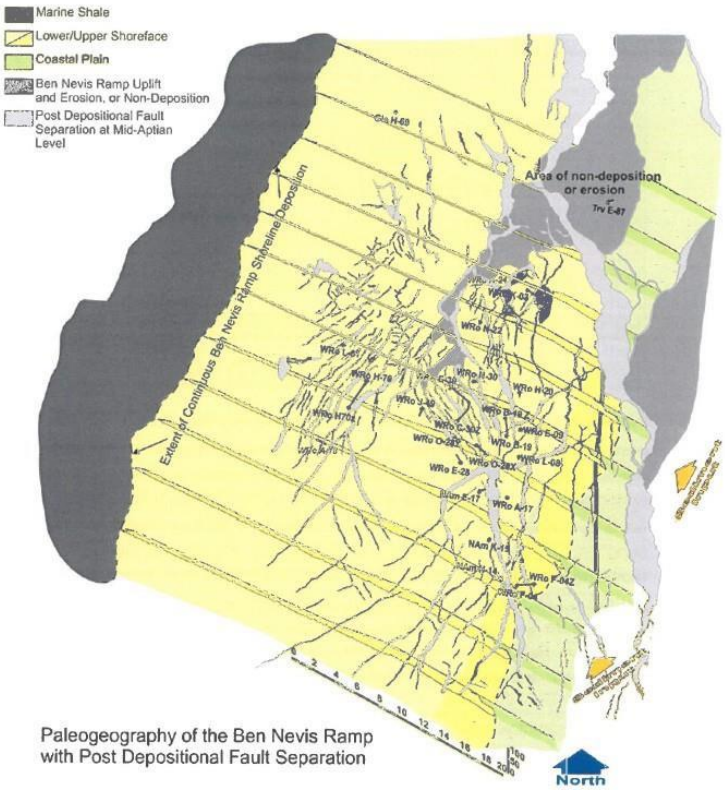


Figure 3 : Diagramme schématique montrant la répartition aérienne des grès de l'avant-côte de Ben Nevis et les séparations de failles post-sédimentaires connexes. Les puits de délimitation de White Rose sont indiqués en relation avec la paléogéographie (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
3	Marine Shale	Schiste marin
	Lower/Upper Shoreface	Avant-côte inférieure/supérieure
	Coastal Plain	Plaine côtière
	Ben Nevis Ramp Uplift and erosion, or Non-Deposition	Soulèvement et érosion de la rampe de Ben Nevis, ou non-dépôt
	Post Deposition Fault Separation at Mid-Aptian Level	Séparation des failles après le dépôt au niveau du mi-Aptien
	Extent of Continuous Ben Nevis Ramp Shoreline Deposition	Étendue du dépôt de rivage continu de la rampe Ben Nevis
	Area of non-deposition or erosion	Zone de non-dépôt ou d'érosion
	North	Nord
	Paleogeography of the Ben Nevis Ramp with Post Depositional Fault Separation	Paléogéographie de la rampe de Ben Nevis avec séparation des failles post-dépôt
	Some illegible content	Certains contenus illisibles

4.2.2. Géologie de North Amethyst

Le champ North Amethyst est situé sur une grande crête formée par le bloc faillé orienté nord-sud, incliné vers l'ouest et tourné, adjacent à la partie terrasse du gisement sud du champ White Rose. Il est séparé de la terrasse par la faille post-sédimentaire de la terrasse ouest qui présente environ 600 m de rejet. Le champ est séparé du gisement ouest structurellement plus complexe du champ White Rose au nord par la faille de la terrasse nord.

Dans la majeure partie de l'actif White Rose, la formation Ben Nevis est généralement subdivisée par des surfaces de submersion marine et leurs surfaces corrélatives qui définissent 13 ensembles de paraséquences. Cependant, le champ North Amethyst est situé dans un cadre proximal où de nombreuses surfaces de submersion marine sont absentes. La corrélation des 13 ensembles de paraséquences est difficile en raison des limites du lit sable sur sable; par conséquent, la formation Ben Nevis est subdivisée en cinq sous-zones. Les cinq sous-zones sont corrélées stratigraphiquement et structurellement sur l'ensemble du champ et forment la base du modèle géologique du promoteur (figure 4). Les six surfaces séparant les cinq sous-zones sont le siltstone de Ben Nevis (BNEV_SLTST), le grès de Ben Nevis (BNEVIS_SS), le marqueur 1, le marqueur 2, BNA_300 et la discordance du mi-Aptien (mApt_UC).

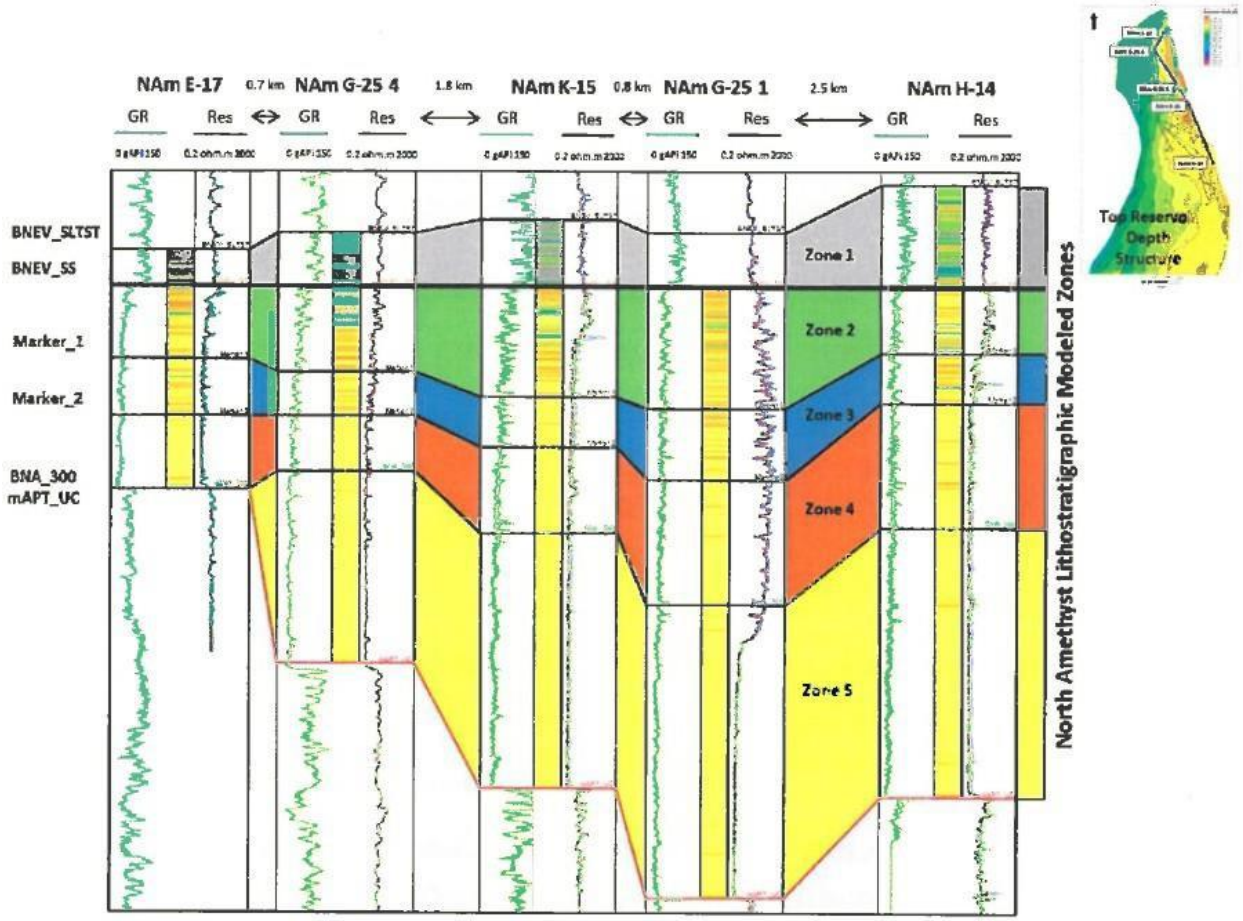


Figure 4 : Coupe stratigraphique montrant la corrélation des puits à travers le champ North Amethyst (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
4	Top Reserve Depth Structure	Structure profonde de la réserve supérieure
	GR	Grade
	Res	Rés.
	Marker_1	Marker_1
	Marker_2	Marker_2
	Zone 1	Zone 1
	Zone 2	Zone 2
	Zone 3	Zone 3
	Zone 4	Zone 4
	Zone 5	Zone 5
	North Amethyst Lithostratigraphic Modeled Zones	Zones modélisées lithostratigraphiques de North Amethyst
	Some illegible content	Certains contenus illisibles

La tendance rétrogradationnelle observée dans l'actif White Rose est évidente dans les corrélations des puits de North Amethyst et la coupe stratigraphique interprétée alors que les sédiments s'affinent vers le haut dans les grès, les siltstones et les schistes interstratifiés au sommet de la formation Ben Nevis. Les concrétions de calcite présentes dans les grès de Ben Nevis augmentent en fréquence dans les roches à grain plus fin près du sommet de la formation.

Le promoteur interprète trois principales associations de faciès et plusieurs composants diagénétiques dans la formation Ben Nevis, qui sont incorporés dans les modèles géologiques et dynamiques utilisés dans la simulation :

1) les dépôts de tempête de l'avant-côte inférieure, constitués de grès bien triés à grain très fin présentant des structures stratifiées, massives et parallèles, bosselées et à stratification oblique en gouttières à faible angle. Les contacts d'affouillement basal sont associés à des débris de coquillage bioclastiques avec des clastes de de schiste fendu sidéritisé. Ces dépôts constituent le principal type de roche réservoir de la région;
2) les dépôts de beau temps bioturbés de l'avant-côte inférieure, constitués de siltstone fortement bioturbé, de grès limoneux et de grès avec des structures sédimentaires primaires rarement préservées;
3) les dépôts marins, constitués de schiste limoneux massif stratifié et de schiste comportant des intervalles bioturbés mineurs, représentant l'élément le plus distal du dépôt.

En raison de l'historique d'enfouissement moins profond, les composants diagénétiques ne sont pas aussi répandus dans le réservoir de North Amethyst. Cependant, ils sont reconnus et séparés en trois groupes :

1) les nodules de calcite à bords arrondis et présentant probablement une continuité latérale médiocre;
2) les nodules de calcite lenticulaires légèrement plus continus avec des bords convolutés concentrés dans les intervalles de débris de coquillage qui ne sont pas susceptibles de former des barrières intra-réservoirs;
3) les nodules de sidérite localement présents dans des traces fossiles tapissées de boue.

4.2.3 Géophysique

Le personnel accepte les détails fournis dans la section de la demande consacrée à la géophysique. La qualité des données sismiques dans la zone de l'actif White Rose est passable à bonne. Le principal levé sismique à interpréter dans la zone de North Amethyst était un volume de migration en profondeur prépile anisotrope acquis en 2008 sous le numéro de programme 8924-H032-007E de C-TNLOHE. Le promoteur a fourni de la documentation relative aux données géophysiques, au traitement et à l'interprétation dans divers produits soumis à C-TNLOHE.

Le levé de 2008 visait à améliorer les interprétations des failles et à résoudre les horizons sismiques internes de Ben Nevis et les intervalles prospectifs plus profonds. Des données sismiques plus anciennes ont été utilisées et traitées en même temps que les données de 2008 pour combler les lacunes dans les données dues à des obstacles comme la FPSO et des zones qui n'ont pas été étudiées en raison de mauvaises conditions météorologiques. Le personnel a examiné ces données sismiques et estime que cette approche est appropriée. Cependant, des enjeux tels que les multiples interlits, la présence d'anomalies tertiaires et les régions faillées complexes demeurent.

L'amélioration de la résolution sismique et l'intégration des puits de délimitation et d'exploitation ont réduit l'incertitude structurelle à North Amethyst. Les aspects les plus difficiles de l'interprétation sismique sont le faible contraste d'impédance entre le grès de Ben Nevis et la géologie environnante, ainsi que la complexité des failles dans la région.

Deux horizons sismiques ont été interprétés dans la zone de North Amethyst, la surface BNEV_SS (grès supérieur de Ben Nevis) et la mApt_UC ou discordance du mi-Aptien (base de Ben Nevis). Le marqueur sismique BNEV_SS est interprété comme le marqueur de « grès supérieur » et choisi comme une dépression relativement continue et de faible amplitude qui peut être cartographiée sur toute la zone de North Amethyst. Le réflecteur BNEV_SS est touché par des multiples et est également difficile à suivre dans les zones fortement faillées. En général, la mApt_UC est un pic de réflectivité moyenne à élevée, mais l'amplitude diminue dans les zones et change de polarité, car elle tronque des roches présentant des propriétés d'impédance différentes. Par exemple, là où la discordance du mi-Aptien érode le marqueur A à haute impédance, il y a un effet de réglage, en particulier lorsque BNA_RAMP s'amincit sous de la résolution sismique. Un fort pic est interprété là où le marqueur du mi-Aptien est une combinaison de sable RAMP, de mi-Aptien et du marqueur A. Les cartes de structure de profondeur interprétées par le promoteur pour le grès supérieur de Ben Nevis et la discordance du mi-Aptien moyen sont présentées dans la figure 5.

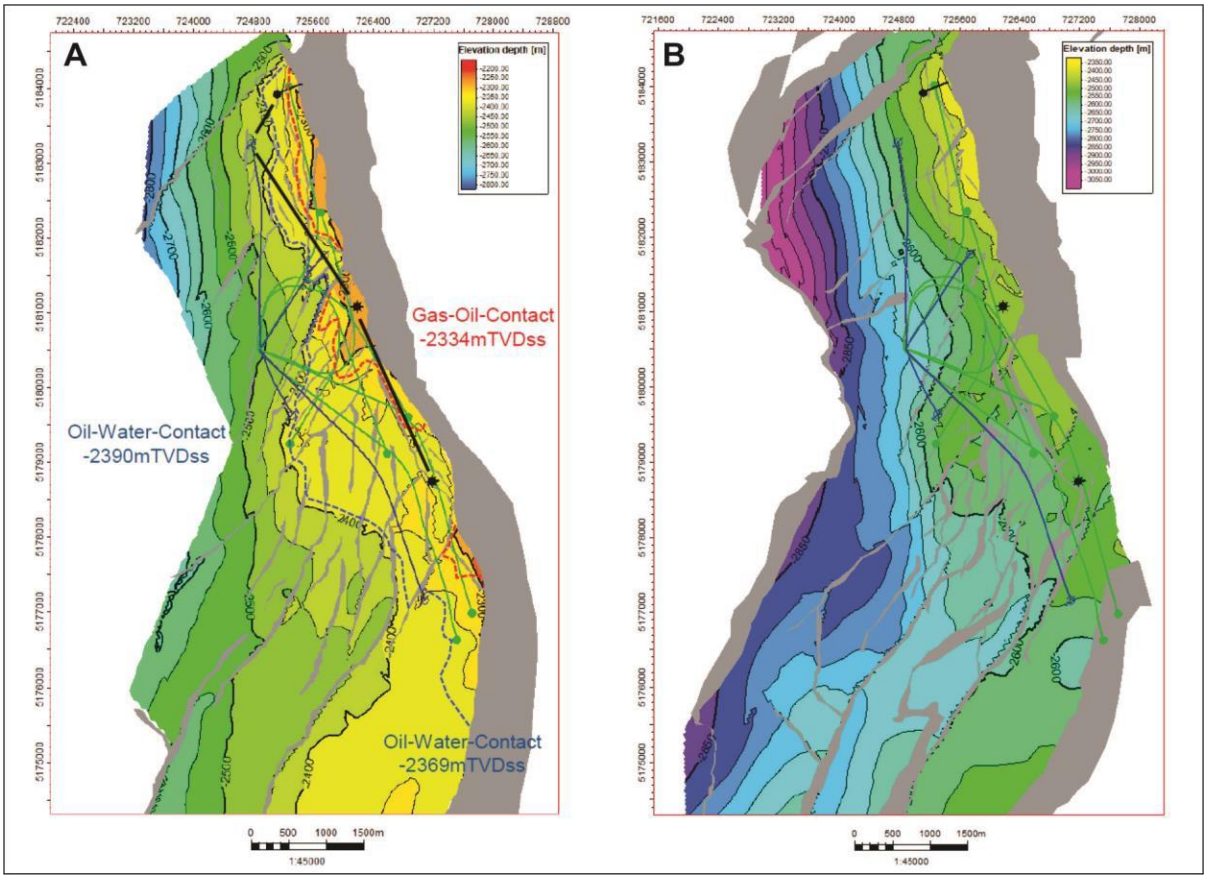


Figure 5 : (A) Carte de la structure de la profondeur du réservoir supérieur (grès de Ben Nevis) et (B) carte de la structure de la profondeur du réservoir de base (discordance du mi-Aptien; Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
5	Elevation depth (m)	Profondeur d'élévation (m)
	Gas-Oil-Contact	Surface de contact pétrole-gaz
	Oil-Water-Contact	Surface de contact pétrole-eau
	Oil-Water-Contact	Surface de contact pétrole-eau
	Elevation depth (m)	Profondeur d'élévation (m)

4.2.4 Pétrophysique

Le promoteur a mené un programme complet de diagraphie et de carottage lors du forage des puits d'exploration, de délimitation et d'exploitation dans le champ North Amethyst. Dans la demande, l'interprétation pétrophysique du promoteur du réservoir Ben Nevis est résumée pour tous les puits dans la zone de mise en valeur approuvée du champ. Le promoteur a fourni des renseignements supplémentaires sur la méthodologie, les hypothèses et les critères utilisés dans l'analyse pétrophysique.

Le personnel a examiné les données pétrophysiques et déterminé que l'interprétation pétrophysique du promoteur correspond à l'évaluation du personnel, avec de légères différences attribuées à la méthodologie, aux hypothèses et aux critères différents utilisés pour interpréter les données. D'après ses analyses, le personnel estime que l'interprétation présentée par le promoteur à l'appui de la demande est raisonnable et appropriée.

4.2.5 Modélisation géologique du réservoir

Le personnel a accepté le modèle géologique du réservoir statique du promoteur. Aucun modèle indépendant n'a été généré par le personnel depuis les travaux menés aux fins de l'analyse du personnel du projet de raccordement satellite de North Amethyst en 2008. Au moment où le plan de mise en valeur du champ North Amethyst a été présenté, il y avait un puits d'exploration, soit le K-15 de North Amethyst. Le forage de délimitation et de mise en valeur ultérieur a confirmé la présence d'hydrocarbures et amélioré la compréhension du réservoir de Ben Nevis.

Le promoteur a détaillé l'évolution du modèle géologique du champ North Amethyst en fonction des résultats de forage depuis 2007 dans les rapports annuels de production présentés par la suite. La version du modèle géologique du champ North Amethyst du T4 2015 constitue la base du modèle présenté à l'appui de la présente demande.

Le promoteur a fourni des cartes d'épaisseur brute et d'épaisseur nette basées sur le modèle de réservoir de grès Ben Nevis (figure 6). La figure 7 présente les données de diagraphie du promoteur pour VSH_GR, la porosité et la saturation en eau, ainsi que les déterminations de faciès en fonction des seuils. Dans l'ensemble, il y a une bonne correspondance entre la réponse diagraphique et la stratification utilisée pour représenter la variation pétrophysique dans les zones du modèle géologique présenté.

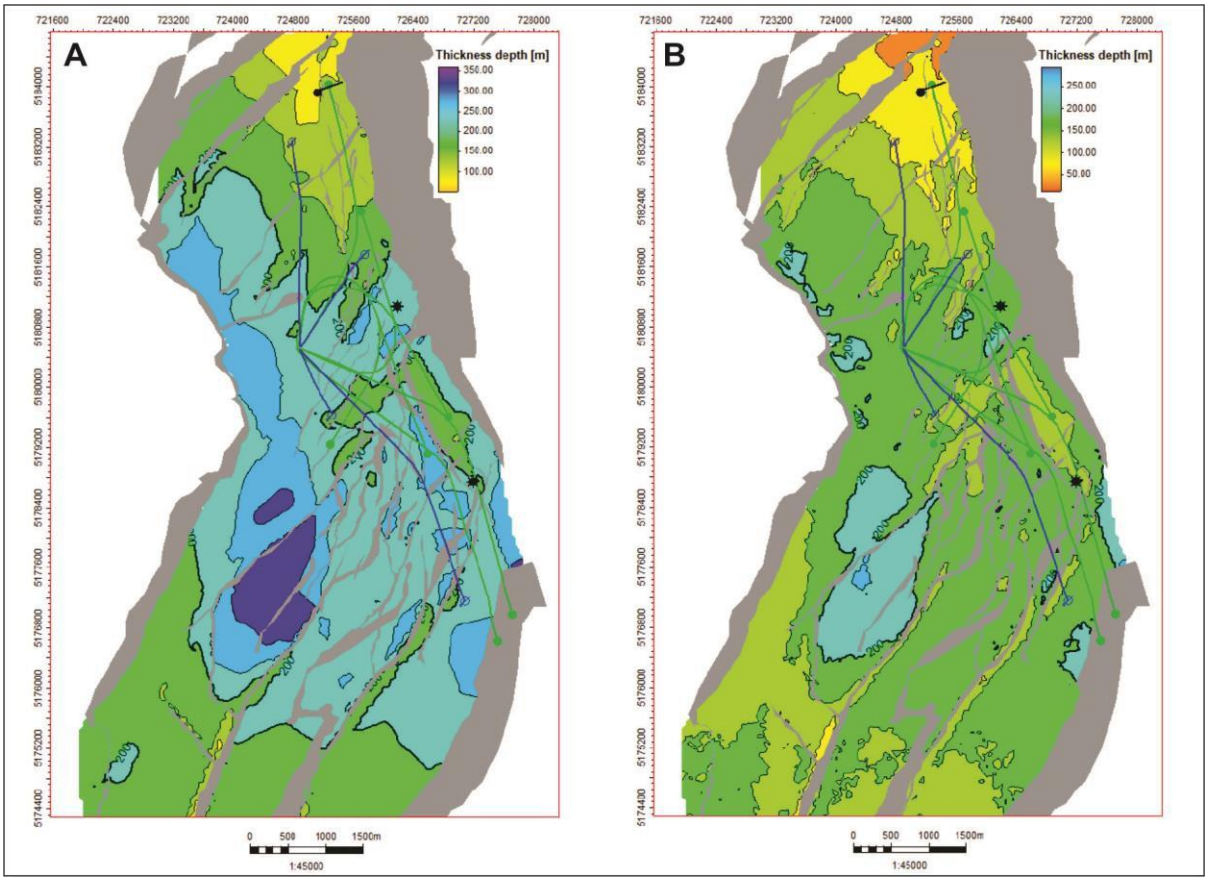


Figure 6 : Épaisseur brute du réservoir de grès Ben Nevis du promoteur (A), calculée à partir des horizons modélisés BNEV_SS et mAPT_UC et de l'épaisseur nette modélisée (B) du faciès sableux stratifié du réservoir de grès Ben Nevis, en utilisant les seuils appliqués au réservoir (porosité > 10 % et argile < 30 %; Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
6	Thickness depth (m)	Profondeur d'épaisseur (m)
	100.00	100,00
	Thickness depth (m)	Profondeur d'épaisseur (m)

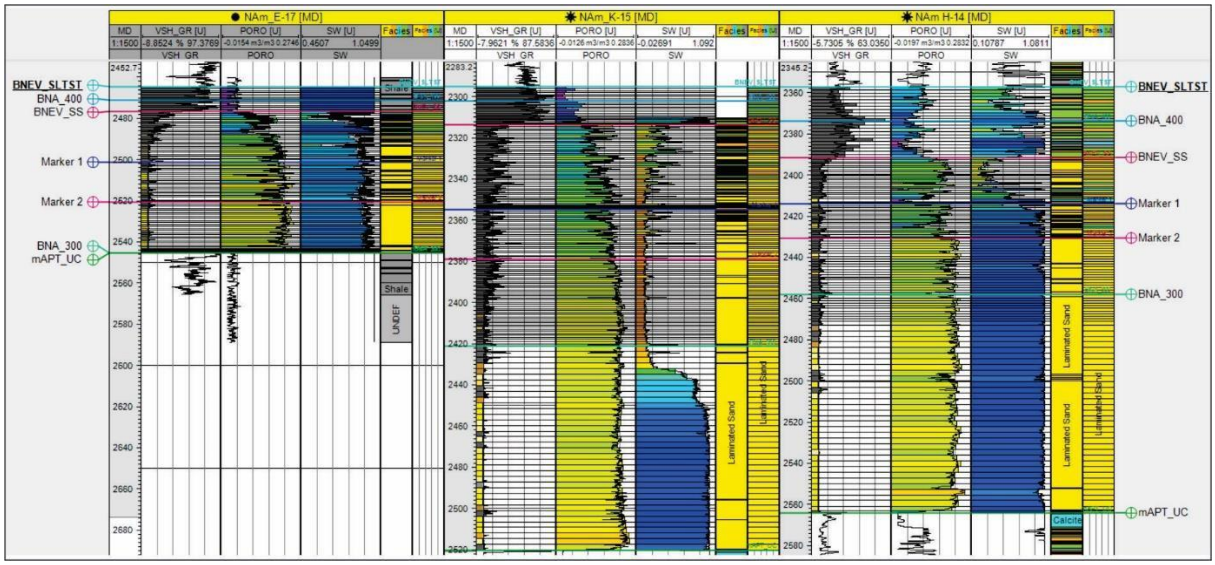


Figure 7 : Données de diagraphie de puits d'exploration et de délimitation par rapport aux cellules surdimensionnées dans le modèle géologique du promoteur.

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
7	Facies	Faciès
	Facies (U)	Faciès (U)
	VSH GR	VSH_GR
	PORO	POROSITÉ
	SW	SO
	Marker 1	Marqueur 1
	Marker 2	Marqueur 2
	Shale	Schiste
	UNDEF	INDÉF.
	Laminated Sand	Sable stratifié
	Calcite	Calcite

4.3. Hydrocarbures en place

Comme indiqué précédemment, le personnel n'a pas construit de modèle géologique pour évaluer la demande. Par conséquent, aucune évaluation indépendante des volumes d'hydrocarbures en place n'est possible pour le moment. Le dernier modèle de C-TNLOHE a été décrit dans l'analyse du personnel du plan de mise en valeur initial de North Amethyst (décision 2008.03).

Depuis 2008, le promoteur a acquis de nouvelles données géophysiques et pétrophysiques provenant de forages de délimitation et de mise en valeur qui ont permis d'améliorer la compréhension du gisement BNA. Le promoteur a utilisé les données nouvellement acquises pour mettre à jour le modèle de réservoir statique et les estimations volumétriques qui en découlent. Ces mises à jour ont été décrites dans les rapports annuels de production présentés à C-TNLOHE.

Le personnel accepte que le modèle statique du promoteur a évolué depuis 2008 et est donc d'accord avec les estimations actuelles présentées par ce dernier des réserves de pétrole initiales en place (RPIEP) dans les réservoirs de stockage et de gaz initialement en place (GIEP; tableau 1). Les estimations sont fondées sur le dernier modèle géologique du T4 2015 qui intègre des forages de délimitation et de mise en valeur dans le champ North Amethyst, à l'exception des puits G-25 10 et G-25 11. Les estimations changeront probablement avec la compréhension future du rendement du champ. Les cartes de volume poreux des hydrocarbures du promoteur pour le pétrole et le gaz sont fournies dans la figure 8.

Tableau 1 : Estimations des ressources du promoteur et de C-TNLOHE dans le gisement BNA de North Amethyst.

		Unités	P90	P50	P10
RPIEP	**C-TNLOHE 2008**	Mm^3	34	40	46
		Mb	213	251	288
	Husky 2008	Mm^3	**34**	**41**	**49**
		Mb	**211**	**259**	**310**
	Husky 2018	Mm^3	**22,1**	**26,6**	**31,0**
		Mb	**138,8**	**167,5**	**195,2**
GIEP – gaz libre	**C-TNLOHE 2008**	Gm^3	4,2	4,9	5,5
		Gpi^3	147	173	216
	Husky 2008	Gm^3	**3,2**	**4,2**	**5,9**
		Gpi^3	**114**	**149**	**210**
	Husky 2018	Gm^3	**1,09**	**1,32**	**1,54**
		Gpi^3	**38,5**	**46,7**	**54,4**
GIEP – gaz dissous	**C-TNLOHE 2008**	Gm^3	6,1	8,7	11,4
		Gpi^3	216,5	308,8	404,6
	Husky 2008	Gm^3	**3,5**	**4,2**	**5,1**
		Gpi^3	**122**	**150**	**181**
	Husky 2018	Gm^3	**2,22**	**2,68**	**3,12**
		Gpi^3	**78,4**	**94,6**	**110,3**

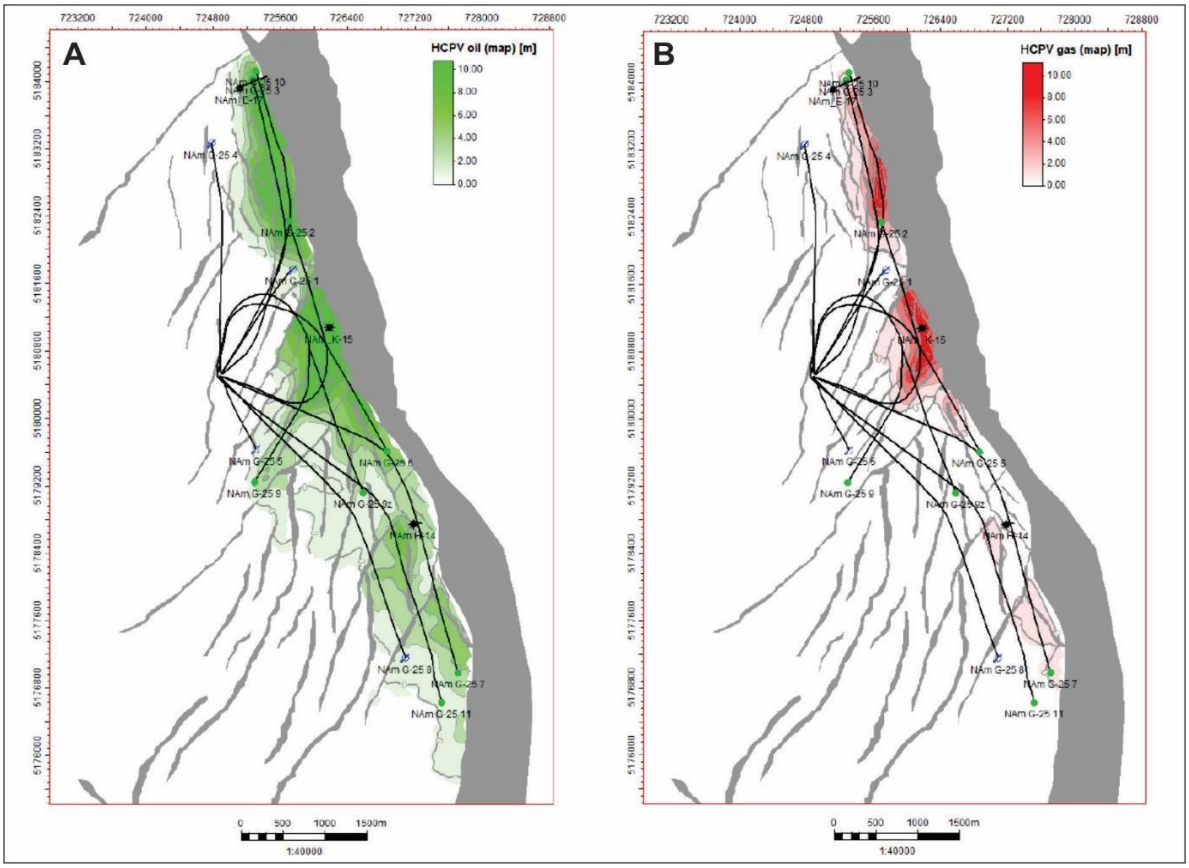


Figure 8 : Valeur de propriété cartographiée du volume poreux d'hydrocarbure par unité de surface pour le pétrole (A) et le gaz (B) (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
8	HCPV oil (map) [m]	Volume poreux d'hydrocarbure (carte) [m]
	HCPV oil (map) [m]	Volume poreux d'hydrocarbure (carte) [m]

4.4. Ingénierie du réservoir

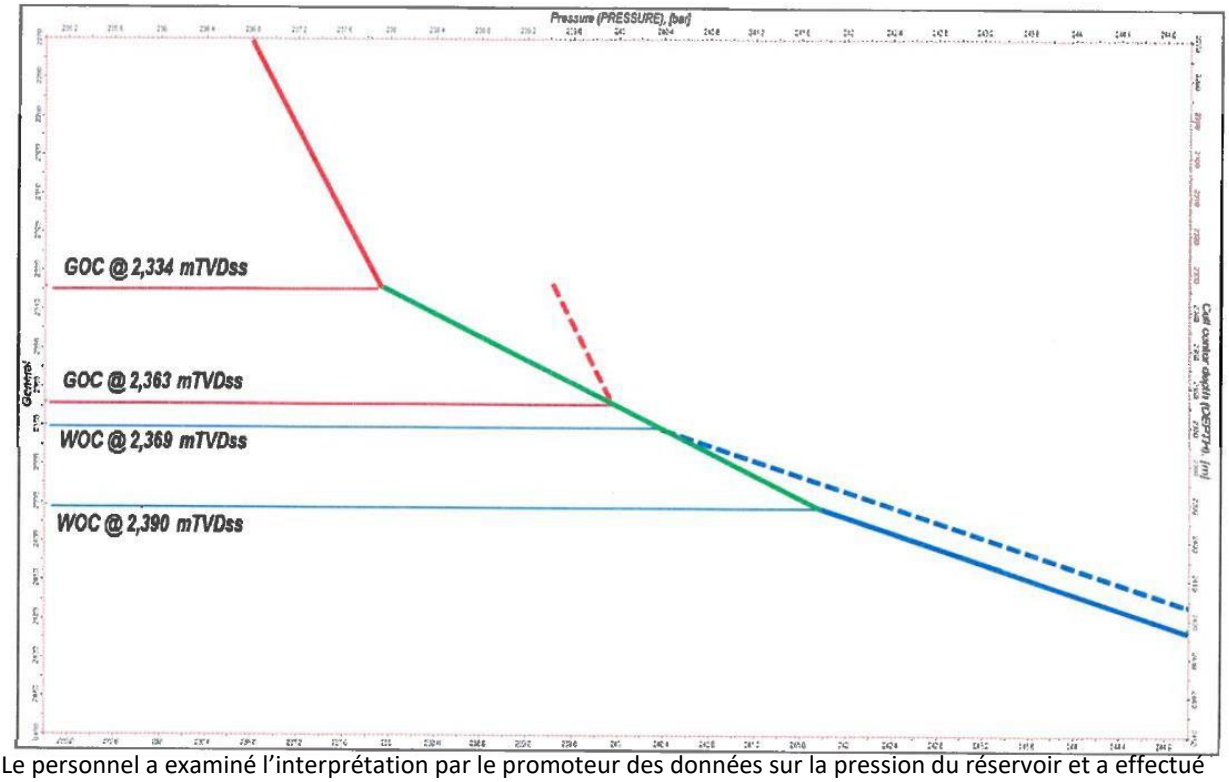
L'analyse du volet ingénierie du réservoir de la demande comprenait un examen des éléments suivants :

- la pression du réservoir;
- la température du réservoir;
- la caractérisation des fluides;
- l'analyse de carottes spéciale.

4.4.1 Pression du réservoir

Le plan de mise en valeur initial de North Amethyst décrivait une SCPG de - 2 334 mètres de profondeur ramenée à la verticale sous-marine et une surface de contact pétrole-eau de - 2 390 mètres de profondeur ramenée à la verticale sous-marine pour le gisement BNA. Ces contacts ont été déterminés au moyen d'une analyse des données de pression par rapport à la profondeur acquises à l'aide du testeur de formation dynamique modulaire (TFDM) de Schlumberger sur le puits de découverte K-15.

Des forages de délimitation et de mise en valeur ultérieurs ont vérifié ces contacts sur la majeure partie du champ North Amethyst; cependant, une deuxième SCPG et une deuxième surface de contact pétrole-eau ont également été déterminées. Le puits G-25 9 a présenté une deuxième SCPG dans le réservoir à — 2363 mètres de profondeur ramenée à la verticale sous-marine et le puits G-25 7 a présenté une deuxième surface de contact pétrole-eau à - 2 369 mètres de profondeur ramenée à la verticale sous-marine dans la région sud du gisement. Un graphique de la pression en fonction de la profondeur pour le gisement BNA est illustré dans la figure 9.



Le personnel a examiné l'interprétation par le promoteur des données sur la pression du réservoir et a effectué une évaluation indépendante. L'interprétation présentée dans la demande est considérée comme raisonnable et appropriée.

Figure 9 : Profil de pression de North Amethyst (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
9	Pressure (PRESSURE), [bar]	Pression (PRESSION) [bar]
	General	Généralités
	? Depth (DEPTH) [m]	? Profondeur (PROFONDEUR) [m]
	Some illegible content	Certains contenus illisibles
	GOC @ 2,334 mTVDss	SCPG de 2 334 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine
	GOC @ 2,363 mTVDss	SCPG de 2 363 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine
	WOC @ 2,369 mTVDss	SCPE de 2 369 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine
	WOC @ 2,390 mTVDss	SCPE de 2 390 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine

4.4.2 Température du réservoir

En raison du nombre de puits, les données sur la température et le gradient de température du réservoir pour le gisement BNA de North Amethyst sont bien comprises. Le personnel a examiné l'interprétation du promoteur et considère que les données de température présentées sont raisonnables. Le profil de température du gisement BNA est illustré à la figure 10.

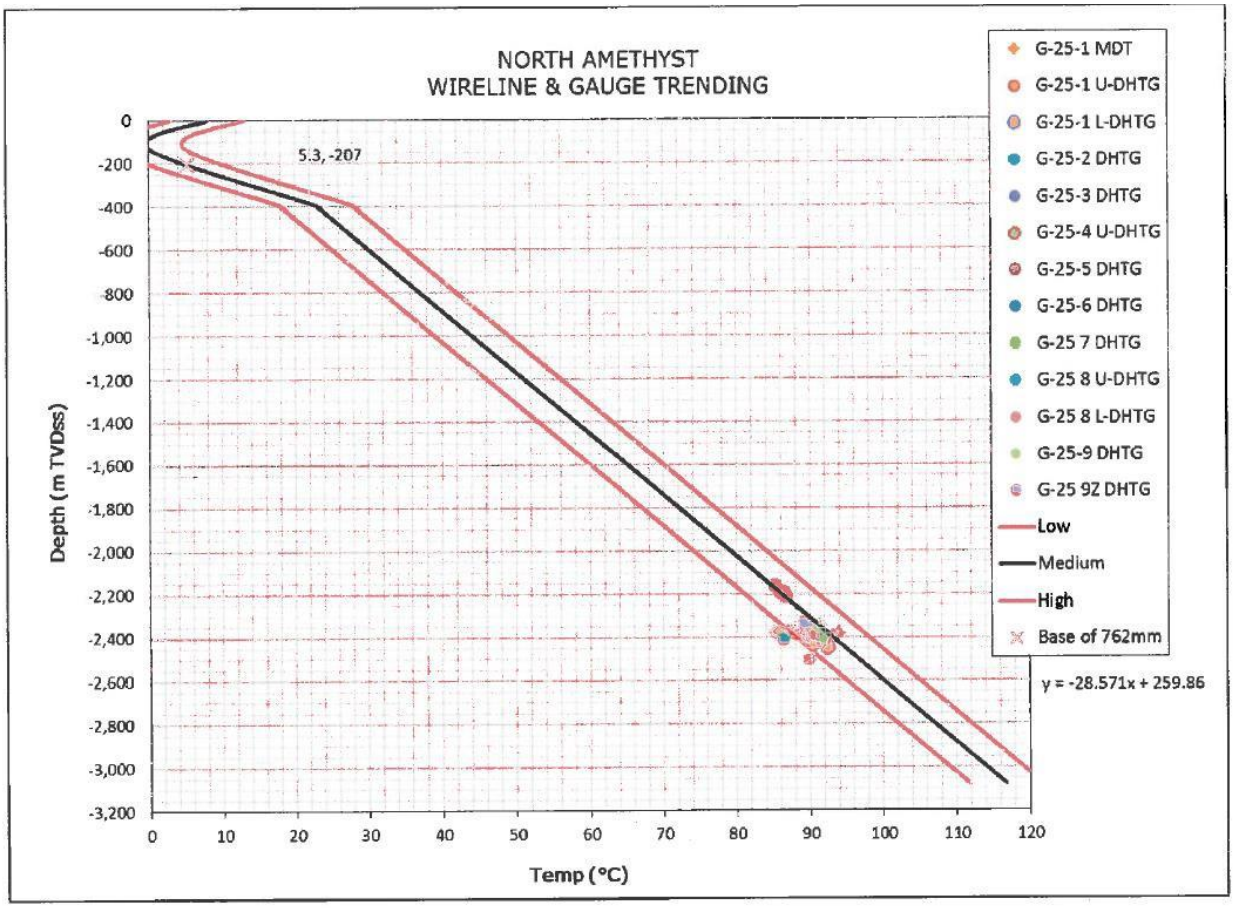


Figure 10 : Profil de température de North Amethyst (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
10	North Amethyst Wireline & Gauge Trending	Tendances captées par câble et jauge à North Amethyst
	Depth (m TVDss)	Profondeur (m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine)
	Temp (°C)	Température (°C)
	Low	Faible
	Medium	Moyen
	High	Élevé
	Base of 762mm	Base de 762 mm

4.4.3 Caractérisation des fluides

Une série complète d'échantillons de réservoir du gisement BNA a été recueillie dans le puits de découverte K-15. Six échantillons de pétrole, trois échantillons de gaz et trois échantillons d'eau ont été récupérés. Les résultats des diverses analyses de fluides effectuées sur ces échantillons ont été décrits dans le plan de mise en valeur initiale.

Depuis ce temps, le promoteur a observé que d'autres échantillons de fluides dans le champ présentaient une contamination occasionnée par l'utilisation de boues à base de pétrole. Le filtrat de boues à base de pétrole est soluble dans les fluides du réservoir, ce qui peut entraîner des résultats inexacts lors des analyses en laboratoire. À la suite d'un examen des échantillons initiaux de K-15, le promoteur a mis à jour la caractérisation des fluides du réservoir pour tenir compte de la contamination par des boues à base de pétrole. Les propriétés des fluides du réservoir qui ont été modifiées comprennent la pression de saturation, le facteur de volume de la formation et le rapport initial gaz-pétrole (RGP). La caractérisation actualisée des fluides du réservoir indique une pression de saturation de 23,79 MPa, un facteur de volume de formation de 1 3227 m^3 de réf./m^3 stand. et un RGP initial moyen de 100,64 m^3/m^3.

Les propriétés de pression, de volume et de température pour le gaz utilisé dans la simulation restent inchangées par rapport à la présentation du plan de mise en valeur et se trouvent dans le tableau 2.

Tableau 2 : Données de pression, de volume et de température du gaz du puits K-15 de North Amethyst (Husky, 2018).

	N-30	J-22 1	J-22 1	F-04	K-15
Sample Type	Bottom Hole - MDT	Bottom Hole - MDT	Recombined Sep	Bottom Hole - MDT	Bottom Hole - MDT
Sample ID	248-06	MPSR 1359	1206 / 14002-QA	MPSR 1363	MPSR 1476
Sample Depth (m MD)		2851.3	Separator	2826.8	2375
Mud System	WBM	SBM	SBM	WBM	SBM
Reservoir Temp (°C)	106	106	106	101	88
Dew Point (kPa)	30,660	30,340	28,463	29,470	21,970
Z Factor*	0.9728	0.9131	0.9740	0.9250	0.9044
Viscosity (cP)*	0.0252	0.0240	n/a	0.0243	0.0201
Density (g/cm3)*	0.2141	0.2256	0.1860	0.2044	0.1641
MW	21.41	21.40	20.48	20.96	20.64
CGR (m^3 / $10^6 m^3$)	182.75	183.52	159.74	150.73	102.6
CGR (stb/mmscf)	32.55	32.69	28.46	26.85	18.27
N_2 mole fraction	0.0013	0.0037	0.0052	0.0052	0.0052
CO_2 mole fraction	0.0153	0.0130	0.0108	0.0134	0.0161
H_2S mole fraction	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C1 mole fraction	0.8924	0.8787	0.8819	0.8743	0.8813
C2 mole fraction	0.0389	0.0412	0.0429	0.0431	0.0398
C3 mole fraction	0.0185	0.0215	0.0230	0.0241	0.0196
i-C4 mole fraction	0.0032	0.0033	0.0035	0.0039	0.0031
n-C4 mole fraction	0.0074	0.0097	0.0087	0.0096	0.0077
i-C5 mole fraction	0.0015	0.0018	0.0024	0.0023	0.0022
n-C5 mole fraction	0.0024	0.0030	0.0034	0.0036	0.0029
$C6^+$ mole fraction	0.0191	0.0241	0.0183	0.0205	0.0218
$C6^+$ MW	183.40	138.46	n/a	127.94	117.88
$C6^+$ density (g/cm^3)	0.8417	0.7920	n/a	0.7700	0.7752

*property at dew point at reservoir temperature.

Le personnel convient que l'actualisation des caractérisations des fluides du réservoir par le promoteur est raisonnable et appropriée.

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
Table 2	Sample Type	Type d'échantillon
	Bottom Hole – MDT	Fond de puits — TFDM
	Bottom Hole – MDT	Fond de puits — TFDM
	Recombined Sep	Sép. recombiné
	Bottom Hole – MDT	Fond de puits — TFDM
	Bottom Hole – MDT	Fond de puits — TFDM
	Sample ID	N° de l'échantillon
	MPSR	REPM
	QA	QA
	Sample Depth (m MD)	Profondeur de l'échantillon (m PM)
	Separator	Séparateur
	Mud System	Système de boue
	WBM	Boue à base d'eau
	SBM	Boue à base synthétique
	Reservoir Temp (°C)	Temp. du réservoir (°C)
	Dew Point (kPa)	Point de rosée (kPa)
	Z Factor*	Facteur Z*
	Viscosity (cP)*	Viscosité (cP)*
	n/a	s. o.
	Density (g/cm3)*	Densité (g/cm^3)*

	MW	MW
	CGR (m^3 / 10^6 m^3)	RGC ($m^3/10^6$ m^3)
	CGR (stb/mmscf)	RGC (baril stand. par million de pi^3 stand.)
	N_2 mole fraction	Fraction molaire de N_2
	CO^2 mole fraction	Fraction molaire de CO_2
	H^2S mole fraction	Fraction molaire de H_2S
	C1 mole fraction	Fraction molaire C1
	C2 mole fraction	Fraction molaire C2
	C3 mole fraction	Fraction molaire C3
	i-C4 mole fraction	Fraction molaire i-C4
	n-C4 mole fraction	Fraction molaire n-C4
	i-C5 mole fraction	Fraction molaire i-C5
	n-C5 mole fraction	Fraction molaire n-C5
	$C6^+$ mole fraction	Fraction molaire C6*
	$C6^+$ MW	MW C6*
	n/a	s. o.
	$C6^+$ density (g/cm^3)	Densité C6* (g/cm^3)
	n/a	s. o.
	*property at dew point at reservoir temperature	*propriété au point de rosée à la température du réservoir

4.4.4 Analyse de carottes spéciale

Les courbes de perméabilité relative pétrole-eau et gaz-pétrole utilisées pour le gisement BNA sont fondées sur des essais de perméabilité relative qui ont été effectués à l'aide de bouchons empilés et d'échantillons de carottes de plein diamètre obtenus du puits K-15. Les extrémités des courbes de perméabilité relative normalisées du grès stratifié sont présentées dans la demande et ont été utilisées par le promoteur dans le modèle de simulation de réservoir.

Le personnel considère que l'approche du promoteur consistant à intégrer les données d'analyse de carottes spéciale est acceptable.

4.5. Stratégie de mise en valeur

La mise en valeur initiale du gisement BNA consistait en quatre puits producteurs de pétrole horizontaux et un puits producteur de pétrole multilatéral, avec un soutien de pression assuré par quatre injecteurs d'eau situés en aval-pendage.

À la suite de l'exécution de la phase initiale, le promoteur a cerné des possibilités de récupération améliorée du pétrole en amont-pendage des puits producteurs de pétrole actuels. La première possibilité mise en œuvre était un puits producteur de pétrole intercalaire, G-25 10, qui a été foré pour cibler le pétrole sommital dans la partie nord du gisement. Ce puits a été mis en service en février 2017. La deuxième possibilité était un autre puits intercalaire, G-25 11, qui a été foré pour cibler le pétrole sommital dans la partie sud du champ. Ce puits a été mis en service en mars 2018. La figure 1 montre tous les puits d'exploitation actuels dans le champ North Amethyst.

Afin d'améliorer davantage la récupération du pétrole, le promoteur propose maintenant de mettre en œuvre une injection de gaz dans le gisement BNA. Deux options du scénario de référence pour la mise en œuvre de l'injection de gaz ont été décrites, lesquelles peuvent être mises en œuvre ou non. Les deux options sont :

1) un injecteur de gaz classique foré dans la calotte de gaz du gisement BNA à partir du centre de forage de l'agrandissement de White Rose Sud (AWRS) ou de la plateforme de tête de puits de White Rose Ouest (figure 11);
2) une injection de gaz mise en œuvre par le biais des puits producteurs de pétrole de North Amethyst existants au moyen de l'infrastructure à ascension par poussée de gaz sous-marine existante.

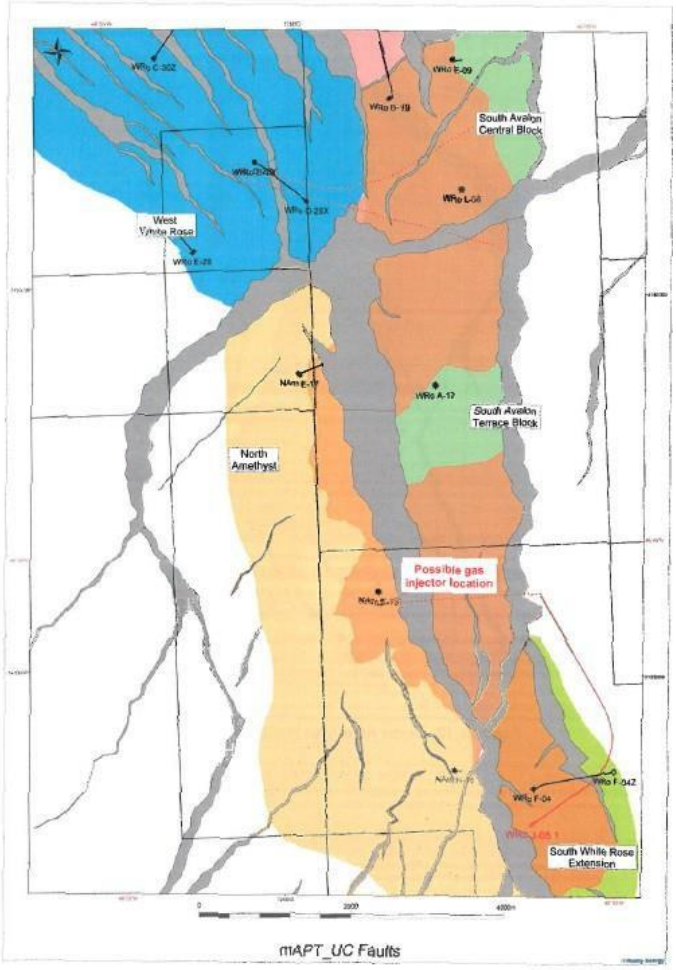


Figure 11 : Emplacement possible de l'injecteur de gaz foré à partir du centre de forage de l'AWRS (Husky, 2018).

12	Oil Production	Production de pétrole
11	South Avalon Central Block	Bloc central d'Avalon Sud
	West White Rose	White Rose Ouest
	South Avalon Terrace Block	Bloc de la terrasse d'Avalon Sud
	North Amethyst	North Amethyst
	Possible gas injector location	Emplacement possible de l'injecteur de gaz

	South White Rose Extension	Agrandissement de White Rose Sud
	mAPT_UC Faults	Failles mAPT_UC

En raison du temps et du coût nécessaires pour forer un injecteur de gaz spécialisé, le promoteur a indiqué à C-TNLOHE que le scénario le plus probable à mettre en œuvre initialement est l'injection de gaz à travers les puits producteurs de pétrole de North Amethyst existants au moyen de l'infrastructure d'ascension par poussée de gaz existante. Il est également prévu que le puits producteur de pétrole G-25 2, qui a atteint sa limite économique en raison de la teneur en eau, sera le premier puits utilisé. Le promoteur a indiqué que tout puits producteur futur qui sera utilisé pour l'injection de gaz aura également atteint la limite économique. Le personnel note qu'un tel changement de désignation de puits devrait être approuvé par le délégué à l'exploitation avant que toute opération d'injection de gaz ne puisse avoir lieu.

Condition 1 : À l'exception du G-25 2, si un autre puits producteur de pétrole devait être utilisé pour des opérations d'injection de gaz, un changement de désignation de puits devra être approuvé par le délégué à l'exploitation avant que toute opération d'injection de gaz ne puisse avoir lieu.

Le personnel est d'accord avec la prochaine étape du plan de récupération améliorée du pétrole proposée par le promoteur. À ce jour, l'injection d'eau s'est avérée un moyen efficace de fournir un soutien de pression tout en assurant simultanément un déplacement ascendant du pétrole. Cependant, en raison de la nature de ce mécanisme d'entraînement et du réservoir Ben Nevis, une grande partie du pétrole d'aval-pendage entre les injecteurs d'eau en aval-pendage et les puits producteurs existants a été balayée, laissant le potentiel de ressources restant le plus important dans la zone sommitale du réservoir entre les puits producteurs et la SCPG. L'injection de gaz a le potentiel d'agrandir la calotte de gaz et de pousser ce pétrole sommital vers les puits producteurs en aval-pendage, améliorant ainsi la récupération globale du gisement BNA.

Outre les deux options du scénario de référence, le promoteur demande également l'approbation de deux autres méthodes d'injection de gaz dans le gisement BNA qui sont en cours d'évaluation, soit :

1) des puits d'injection alternative d'eau et de gaz dans la calotte de gaz par le biais de la plateforme de tête de puits de White Rose Ouest;
2) la conversion des puits de forage existants pour l'injection alternative d'eau et de gaz.

Le personnel est encouragé par l'évaluation continue par le promoteur d'autres méthodes pour améliorer l'efficacité du balayage et la RFE; cependant, aucune modélisation de simulation ou autre analyse technique à l'appui de ces options n'a été fournie avec la demande. Le personnel ne s'oppose pas à ce que le promoteur mette en œuvre ces procédés, car la pratique consistant à évaluer régulièrement les procédés de récupération assistée de pétrole est conforme aux exigences du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. Cependant, avant que le promoteur puisse procéder à l'injection alternative d'eau et de gaz, une modélisation de simulation ou une autre forme d'analyse technique doit être fournie à C-TNLOHE pour démontrer que cela n'altère en rien la récupération du pétrole.

Condition 2 : Avant la mise en œuvre d'un système d'injection alternative d'eau et de gaz dans le gisement BNA de North Amethyst, le promoteur doit fournir une modélisation de simulation ou une autre forme d'analyse technique qui démontre qu'un tel système ne portera pas atteinte à la récupération du pétrole.

4.5.1 Plan de gestion du réservoir

Le plan initial de gestion du réservoir pour le gisement BNA consistait en une récupération secondaire et un soutien de pression par injection d'eau. Dans le cadre de ce plan, le promoteur s'est efforcé d'atteindre un rapport de remplacement de désaturation (RRD) cible de 1,0 à 1,2 pour maintenir la pression du réservoir à ou au-dessus de la pression de saturation.

La demande propose de modifier le plan de gestion du réservoir pour supprimer le RRD cible de 1,0 à 1,2, ce qui, selon le promoteur, permettra à la fois une optimisation de la production des différents puits producteurs et une récupération maximale du gisement BNA mature.

Le personnel est encouragé par les efforts du promoteur visant à maximiser la récupération du gisement, mais la possibilité de longues périodes de production à une pression inférieure à la pression de saturation préoccupe. La pratique exemplaire dans l'industrie pétrolière consiste à produire à une pression supérieure à la pression de saturation lorsque cela est possible. Cependant, en raison des tendances de production récentes et des faibles réserves de pétrole récupérables restantes, le personnel juge utile d'offrir au promoteur la souplesse nécessaire pour essayer d'optimiser la récupération du pétrole tout en injectant simultanément de l'eau et du gaz. Le raisonnement du personnel à cet égard repose sur les facteurs suivants :

- Les puits producteurs de BNA sont considérés comme étant tard dans leur vie de production, tous les puits producteurs actuels présentant une teneur en eau se situant entre 80 et 90 %. Le premier puits producteur à entrer en service à North Amethyst, G-25 2, est fermé depuis décembre 2017 alors qu'il atteignait une teneur en eau de 97 %. De plus, après la mise en service du premier puits producteur intercalaire de récupération améliorée du pétrole, G-25 10, en février 2017, la teneur en eau a augmenté plus rapidement que prévu, atteignant 92 % en septembre 2018. Ces facteurs indiquent que l'accumulation de pétrole d'aval-pendage des puits producteurs a été bien balayée avec un minimum de pétrole restant en place. Par conséquent, le plus grand potentiel de pétrole récupérable restant dans le gisement BNA serait le pétrole sommital situé entre les puits producteurs et la SCPG en amont-pendage. Comme le promoteur l'indique dans la demande, le maintien d'une stratégie de désaturation entraînant une augmentation continue de la teneur en eau, tout en n'exploitant pas efficacement le pétrole sommital restant, n'est peut-être pas la meilleure approche pour prolonger la durée de vie du champ et augmenter la récupération finale.

- L'injection de gaz dans le gisement BNA devrait permettre une récupération accrue de pétrole, car elle entraînera l'agrandissement de la calotte de gaz et aidera à balayer le pétrole sommital restant jusqu'aux puits producteurs. Le fait d'avoir la possibilité de modifier le RRD cible offrira au promoteur plusieurs autres options pour exploiter le pétrole sommital. Grâce à la surveillance et aux essais de production, en conjonction avec des études de simulation, le promoteur déterminera éventuellement la stratégie de récupération optimale en cas d'injection simultanée d'eau et de gaz.

- Le promoteur a cessé ou restreint l'injection d'eau à North Amethyst pendant de longues périodes précédant les révisions d'entretien de l'UFPSDM en 2016, 2017 et 2018, afin de limiter l'atteinte à la production des puits producteurs en raison d'une fermeture prolongée. Au cours de chacune de ces périodes de faible remplacement de désaturation, la teneur en eau mesurée ou la progression de cette dernière a été plus faible que prévu, tandis que la production de gaz et l'évolution du RGP au sein des puits producteurs n'ont changé que de manière minime. En outre, la baisse de pression du réservoir pendant ces périodes de faible remplacement de désaturation s'est avérée moins importante que ce à quoi on pourrait s'attendre d'un réservoir fermé. Le promoteur en est encore à l'évaluation, mais les premiers travaux techniques suggèrent qu'un aquifère actif appuie le réservoir. Cela a été pris en compte dans les calculs actuels de remplacement de désaturation.

- Un certain nombre de cas de simulation évaluant l'impact de la sous-désaturation du réservoir ont été fournis avec la demande. Ces cas n'ont pas montré de différence appréciable dans la récupération finale de pétrole par rapport aux cas où un RRD de 1,0 ou plus était ciblé.

Compte tenu de ces points, le personnel est d'accord avec la proposition de réviser le plan de gestion du réservoir pour supprimer le RRD ciblé de 1,0 à 1,2. Cependant, le promoteur devrait être tenu de présenter chaque année une actualisation du rendement de ce plan révisé de gestion du réservoir dans la mise à jour du plan de gestion des ressources dans le rapport annuel de production. Si le délégué à l'exploitation détermine à tout moment que le plan révisé porte atteinte à la récupération du pétrole, le promoteur devra revenir au RRD cible initialement approuvé de 1,0 à 1,2.

Condition 3 : Le promoteur doit fournir chaque année une mise à jour sur les impacts de la suppression du RRD cible de 1,0 à 1,2 du plan de gestion du réservoir de North Amethyst dans la mise à jour du plan de gestion des ressources dans le rapport annuel de production de North Amethyst. Si le délégué à l'exploitation détermine à tout moment que la suppression du RRD cible porte atteinte à la récupération du pétrole, le promoteur devra revenir à un RRD cible de 1,0 à 1,2.

4.5.2 Fluides d'injection

Actuellement, la production du champ North Amethyst est assurée par de l'eau de mer injectée par la FPSO SeaRose. La densité et la composition de l'eau injectée figurent dans le tableau 3.

Tableau 3 : Analyse de l'eau de mer injectée (selon Husky, 2018).

Densité	kg/m^3	1 024
Composant chimique		
Na	mg/l	9 772
K	mg/l	351
Ca	mg/l	438
Mg	mg/l	1 167
Cl	mg/l	17 498
HCO_3	mg/l	128
SO_4	mg/l	1 922

En vertu de cette modification au plan de mise en valeur, le promoteur prévoit maintenant de mettre en valeur le gisement BNA au moyen d'une injection d'eau et de gaz. La composition du gaz à injecter est incluse dans le tableau 4.

Tableau 4 : Composition du gaz injecté (selon Husky, 2018).

Composant gazeux	Fraction molaire
CO	0,0001
H_2	Infime
He	0,0001
O_2	0,0028
N_2	0,0135
CO_2	0,0208
H_2S	0,0000
C_1	0,8509
C_2	0,0554
C_3	0,0318
iC_4	0,0045
nC_4	0,0106
iC_5	0,0025
nC_5	0,0031
C_6	0,0021
C_7	0,0011
C8	0,0007
C_9	Infime
C_{10}	0,0000
Total	**1,0000**

Composants spécifiques	Fraction molaire
Néohexane (C_6)	0,00000
n-hexane (C_6)	0,00084
Méthylcyclopentane (C_7)	0,00043
Benzène (C_7)	0,00023
Cyclohexane (C_7)	0,00035
2,2,4-Triméthylpentane (C_8)	0,00000
Méthylcyclohexane (C_8)	0,00019
Toluène (C_8)	0,00000
Éthylbenzène (C_9)	Infime
m- et p-xylène (C_9)	0,00000
o-xylène (C_9)	Infime
1,2. 4-Triméthylpentane (C_8)	0,00000
Composants plus	
C_7	0,00180
C_{12}+	0,00000
C_{15}+	0,00000

4.5.3. North Amethyst et prévisions de rendement du champ complet

La production du champ North Amethyst est actuellement traitée à bord de la FPSO SeaRose. Le promoteur a effectué une évaluation pour s'assurer que les installations de traitement sont capables de gérer les volumes de production accrus découlant de la stratégie d'épuisement révisée. Étant donné que cette demande ne propose que l'ajout d'une injection de gaz, les volumes supplémentaires ne devraient pas être importants. Les contraintes de production et d'injection utilisées pour l'évaluation étaient :

- liquides totaux – 33 000 m^3/j (208 000 b/j);
- pétrole – 22 300 m^3/j (140 000 b/j);
- injection d'eau totale – 44 000 m^3/j (277 000 b/j);
- injection d'eau par centre de forage excavé – 30 000 m^3/j (189 000 b/j);
- eau produite – 28 000 m^3/j (176 000 b/j);
- compression de gaz – 5,5 Mm^3/j (194 Mp^3/j);
- gaz d'extraction – 1,6 Mm^3/j (56 Mp^3/j);
- gaz d'extraction par centre de forage excavé – 1,19 Mm^3/j (42 Mp^3/j).

Le promoteur a utilisé un modèle de production intégré afin de générer des profils pour la production de pétrole, la production d'eau, la production de liquide, la manipulation du gaz, l'injection de gaz, l'ascension par poussée de gaz et l'injection d'eau à l'échelle du champ. Ces profils ont été générés en tenant compte de la planification des puits, des délais d'exécution/programmes d'entretien hors station annuels et des résultats de simulation.

Les profils résultants ont été inclus avec la demande et sont présentés dans la figure 12 à la figure 21. Il est à noter que le promoteur a récemment augmenté la capacité du système de compression de gaz de la limite précédente de 4,2 Mm^3/j à la capacité actuelle de 5,5 Mm^3/j. Cette augmentation a été rendue possible par des mises à niveau de divers équipements de l'installation ainsi qu'une modification de la pression de fonctionnement du séparateur haute pression. Le promoteur croit que ces changements positionneront mieux l'installation pour des mies en valeur futures.

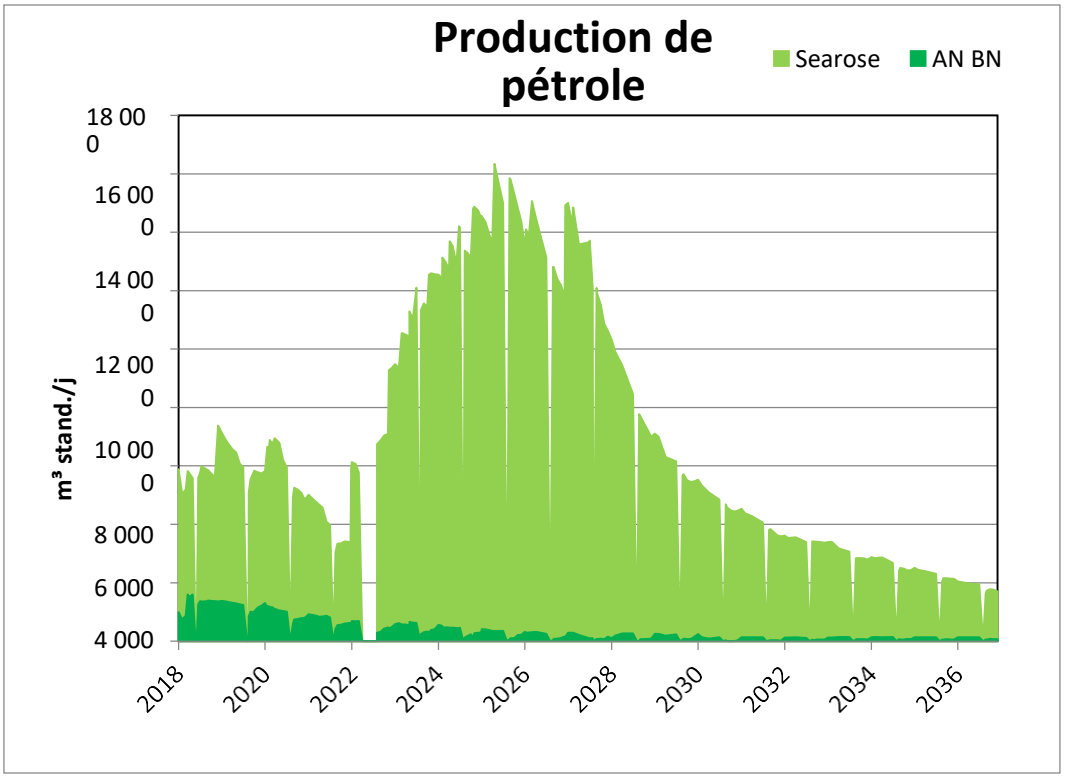


Figure 12 : Profil de production pétrolière du champ complet (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
12	Oil Production	Production de pétrole
	Searose	SeaRose
	NA BN	AN BN
	Sm^3/d	m^3 stand./j

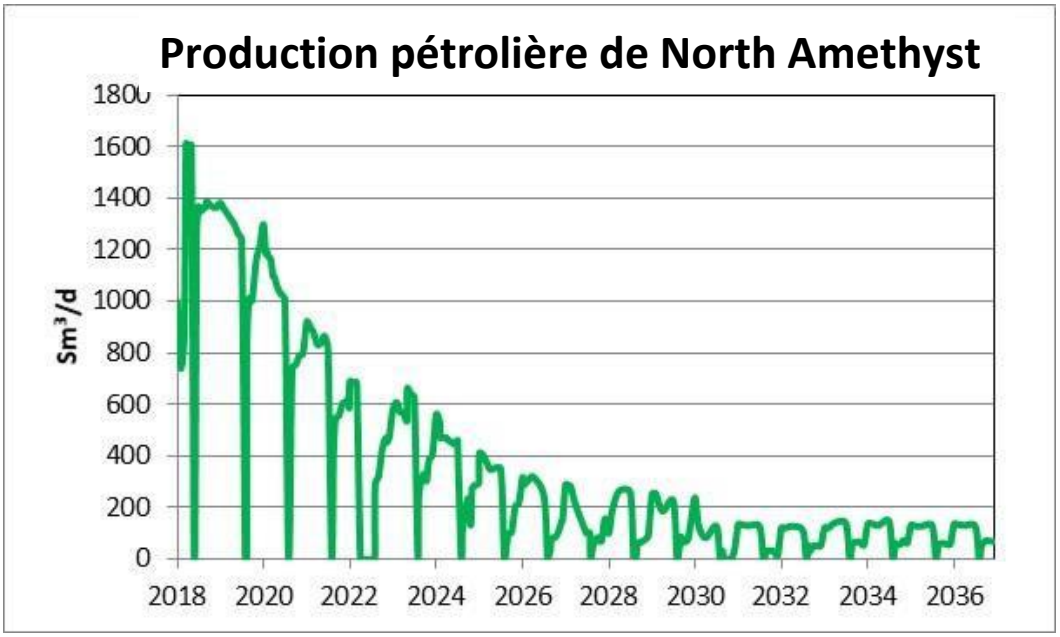


Figure 13 : Profil de production pétrolière de North Amethyst (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
13	North Amethyst Oil Production	Production de pétrole de North Amethyst
	Sm^3/d	m^3 stand./j

m^3

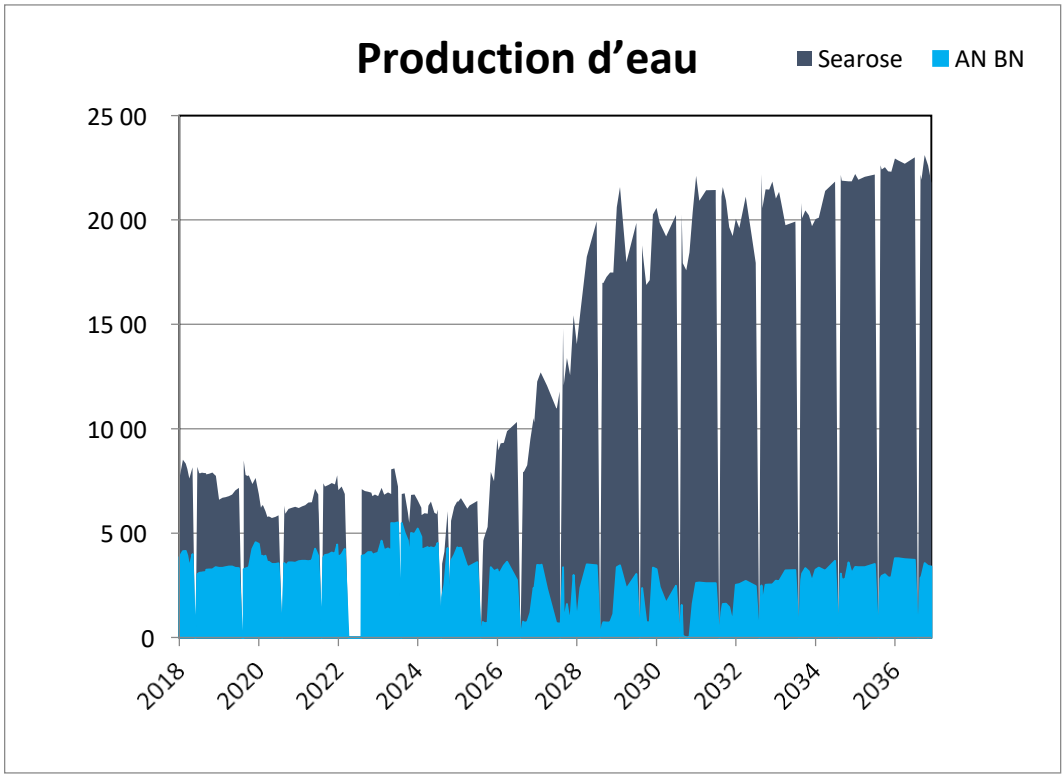


Figure 14 : Profil de production d'eau de champ complet (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
14	Water Production	Production d'eau
	Searose	SeaRose
	NA BN	AN BN
	Sm^3/d	m^3 stand./j

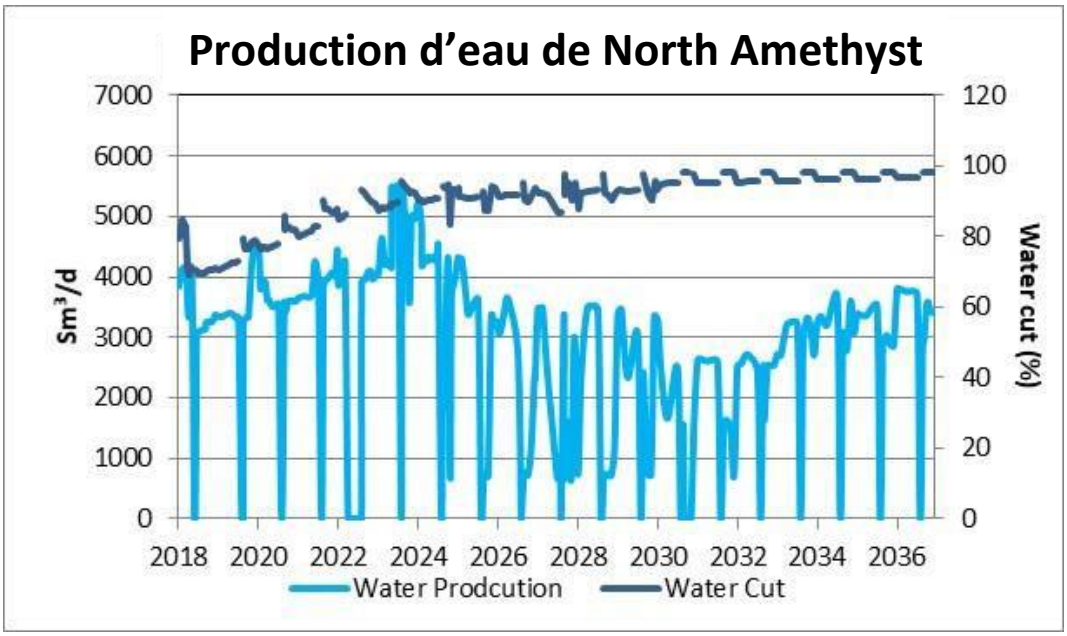


Figure 15 : Profil de production d'eau de North Amethyst (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
15	North Amethyst Water Production	Production d'eau de North Amethyst
	Sm^3/d	m^3 stand./j

m^3

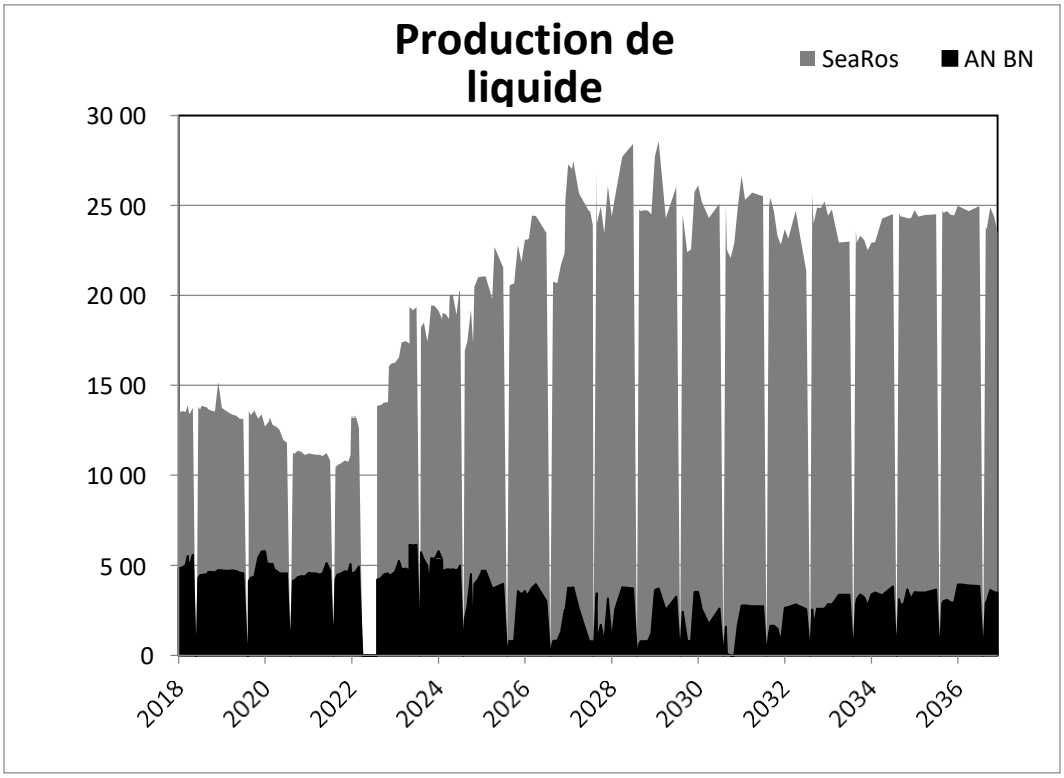


Figure 16 : Profil de production de liquide du champ complet (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
16	Liquid Production	Production de liquide
	Searose	SeaRose
	NA BN	AN BN
	Sm^3/d	m^3 stand./j

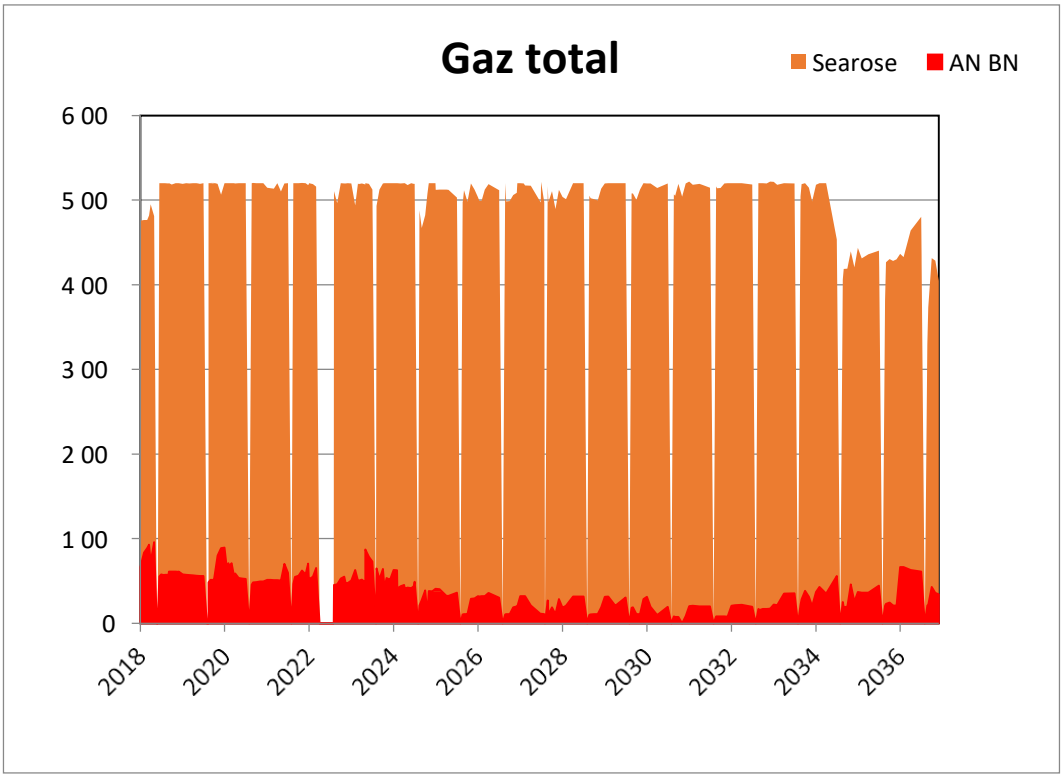


Figure 17 : Profil de manipulation du gaz du champ complet (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
17	Total Gas	Gaz total
	Searose	SeaRose
	NA BN	AN BN
	1000 Sm^3/d	1 000 m^3 stand./j

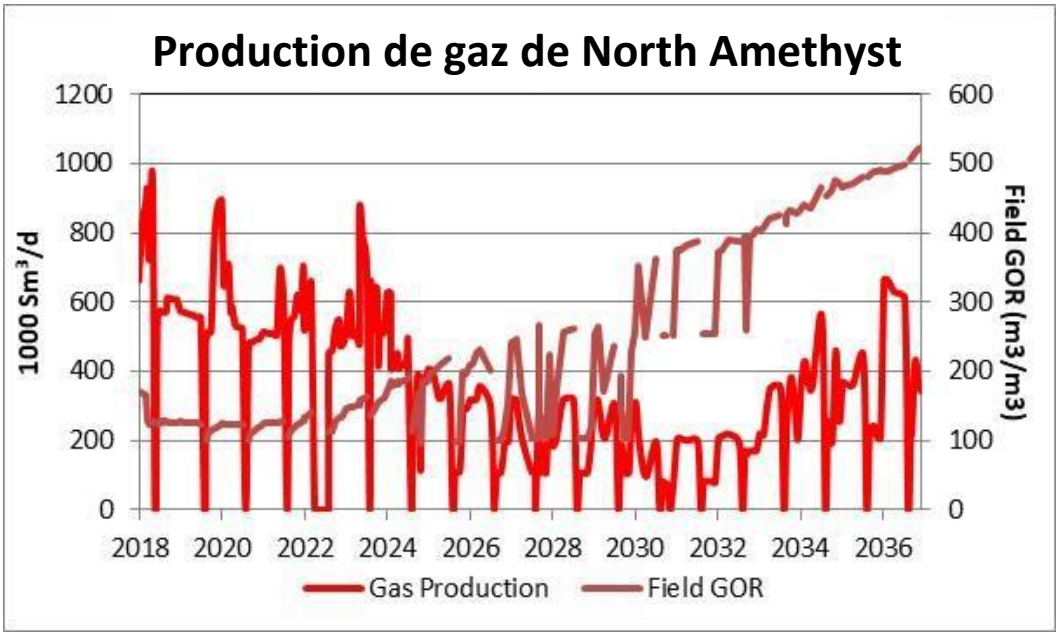


Figure 18 : Profil de production de gaz de North Amethyst (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
18	North Amethyst Gas Production	Production de gaz de North Amethyst
	1000 Sm^3/d	1 000 m^3 stand. d/j
	Field GOR (m3/m3)	RGP du champ (m^3/m^3)
	Gas Production	Production de gaz
	Field GOR	RGP du champ

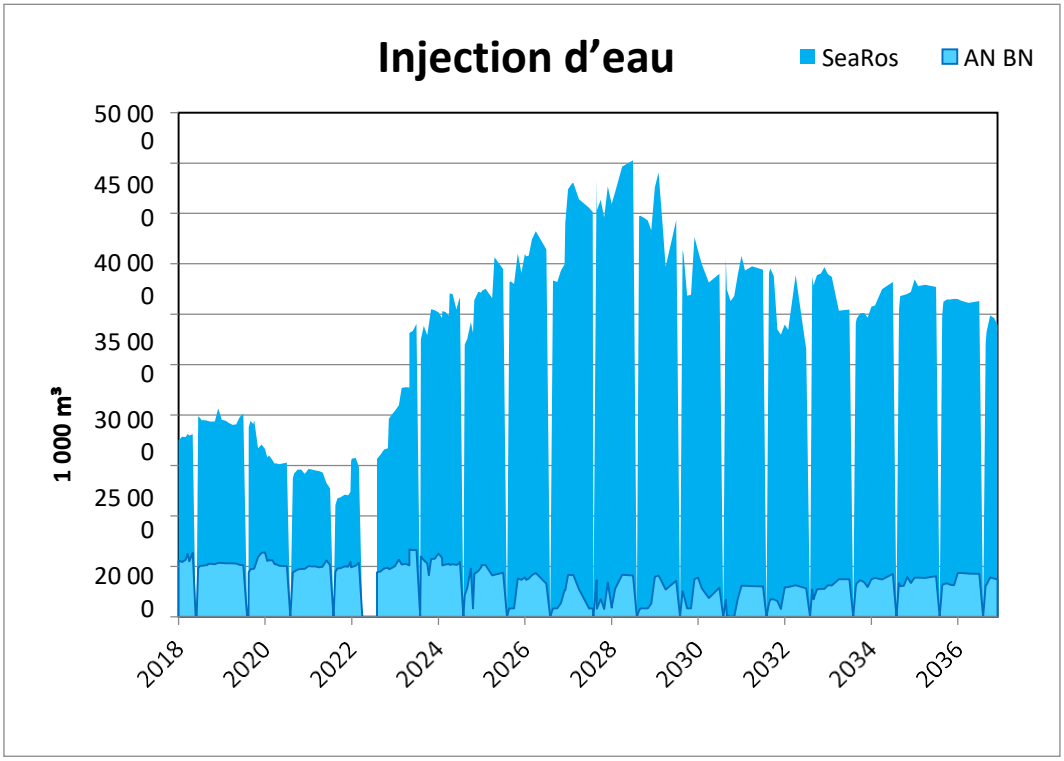


Figure 19 : Profil d'injection d'eau du champ complet (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
19	Water Injection	Injection d'eau
	Searose	SeaRose
	NA BN	AN BN
	Sm^3/d	m^3 stand./j

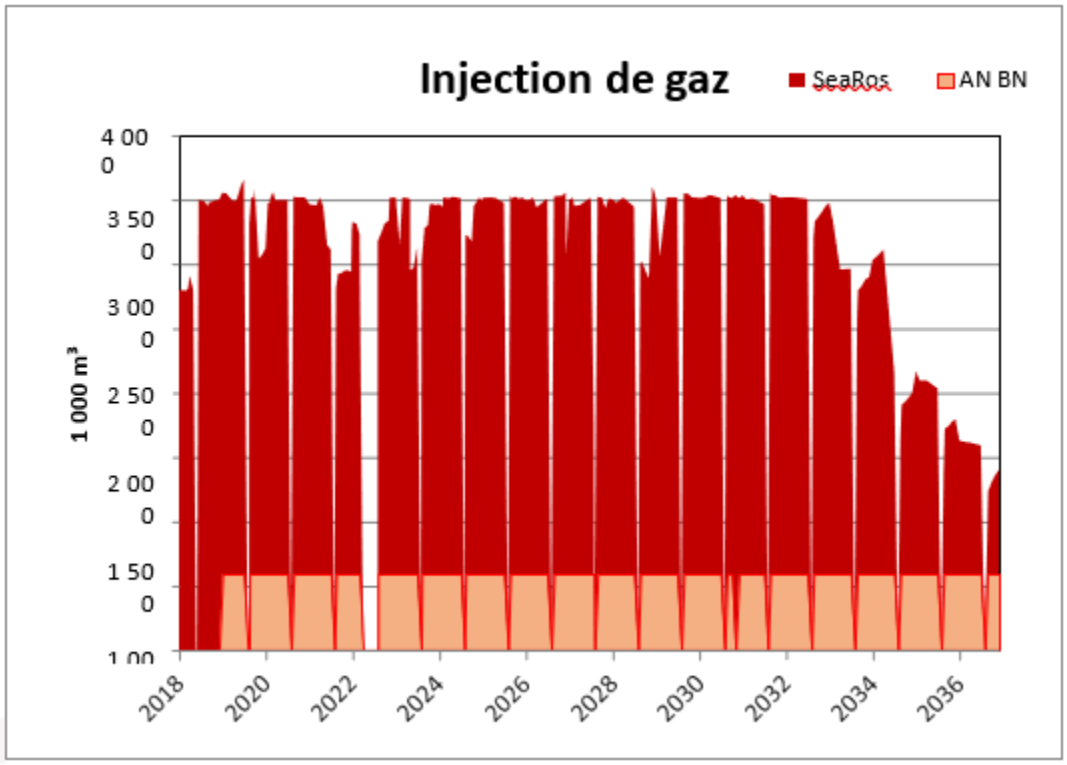


Figure 20 : Profil d'injection de gaz du champ complet (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
20	Gas Injection	Injection de gaz
	Searose	SeaRose
	NA BN	AN BN
	1000 Sm^3/d	1 000 m^3 stand./j

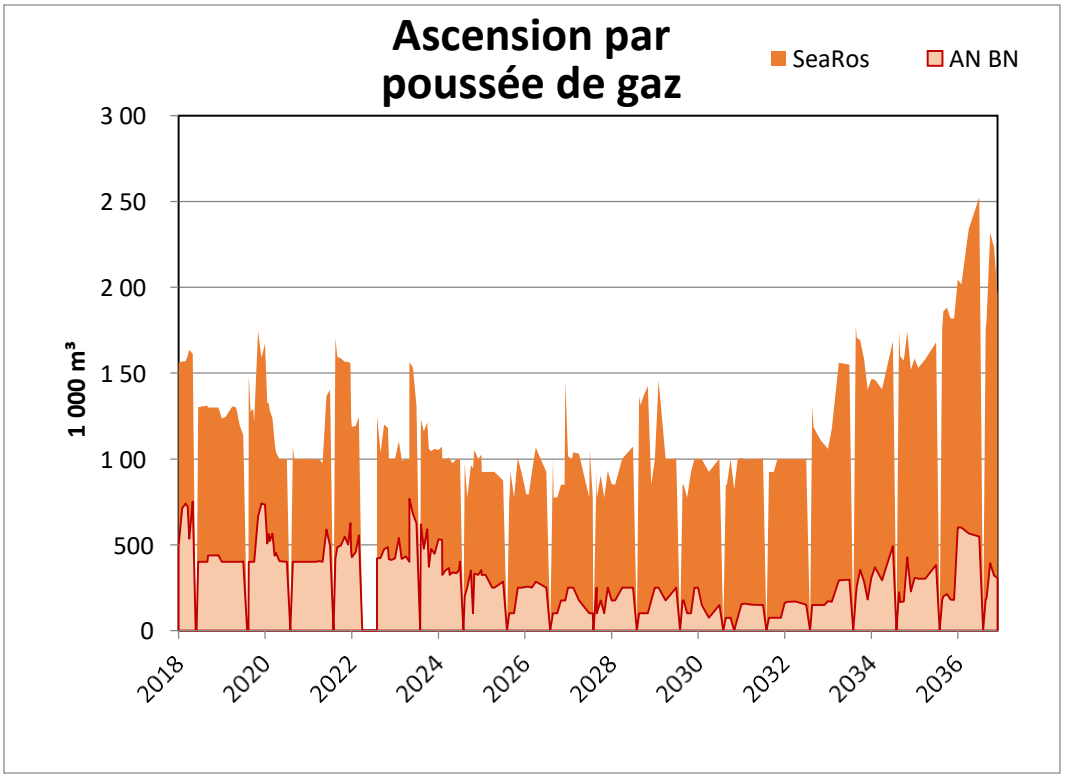


Figure 21 : Profil d'ascension par poussée de gaz du champ complet (Husky, 2018).

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
21	Gas Lift	Ascension par poussée de gaz
	Searose	SeaRose
	NA BN	AN BN
	1000 Sm^3/d	1 000 m^3 stand./j

Le personnel a examiné les profils du champ complet pour déterminer s'il y avait lieu de s'inquiéter concernant les capacités de traitement de l'installation de la FPSO SeaRose. Compte tenu des contraintes d'installation précédemment énumérées, aucun enjeu important n'a été relevé. Il y a une brève période vers la fin de la vie du champ où le volume d'extraction de gaz dépasse les limites de l'installation. Le personnel l'a signalé au promoteur et la contrainte future a été reconnue. Le promoteur a lancé une étude technique pour évaluer les options d'augmentation de la limite d'ascension par poussée de gaz de l'installation. Les premiers résultats de cette étude technique indiquent que des modifications de l'installation lors d'un futur arrêt permettront de lever cette contrainte.

Les profils fournis dans la demande montrent la production de North Amethyst jusqu'à la fin de 2036. Le personnel note toutefois qu'en raison des tendances récentes en matière de rendement des puits producteurs BNA de North Amethyst, la vie productive du gisement prendra probablement fin avant cette date.

4.5.4 Stratégie de manipulation du gaz

Tout le gaz produit par l'actif White Rose à ce jour, à l'exception du gaz de torche, a été utilisé comme gaz combustible pour alimenter la FPSO SeaRose, stocké au moyen des puits de stockage de gaz du centre de forage nord ou injecté dans l'injecteur de gaz J-05 1 situé dans le gisement de l'AWRS pour l'injection de gaz.

Actuellement, la majorité du gaz produit par la FPSO SeaRose est injecté dans le puits d'injection de gaz J-05 1, car les puits de stockage de gaz du centre de forage nord ont un volume de stockage limité restant. L'injecteur de

gaz J-05 1 est capable d'injecter à un débit maximal d'environ 3,5 Mm^3 stand./j, ce qui, comme le montre la figure 20, est suffisant pour gérer les volumes d'injection de gaz prévus au cours de la durée de vie du champ.

Cependant, étant donné la mise en valeur continue dans la zone de White Rose et la progression incertaine du RGP, le promoteur voit l'intérêt d'avoir la capacité d'injecter de gaz plusieurs calottes de gaz afin d'offrir une souplesse en matière de manipulation du gaz et de permettre l'optimisation de la production. Par conséquent, le promoteur propose maintenant d'injecter du gaz dans le gisement BNA de North Amethyst comme prochaine étape de la stratégie de manipulation du gaz de White Rose.

Le promoteur s'attend à ce que cette stratégie soit efficace aux fins de la mise en valeur à court terme (2018 à 2025) du grand actif White Rose avant la mise en service de la plateforme de tête de puits de White Rose Ouest, mais il continuera d'évaluer d'autres options entre-temps. Plusieurs options ont été cernées dans la demande pour le moyen à long terme (2025 et au-delà), y compris le forage d'injecteurs de gaz ou de gaz et d'eau en alternance dans le gisement sud du réservoir Ben Nevis de White Rose à partir de la plateforme de la tête de puits.

Le personnel convient que des options supplémentaires de manipulation du gaz permettront une récupération maximale de l'actif White Rose dans son ensemble. Si le promoteur n'est pas en mesure de gérer les volumes de gaz produits, la production de pétrole devra être réduite afin de gérer le torchage du gaz. La mise en œuvre de l'injection de gaz dans le gisement BNA de North Amethyst offrira au promoteur une certaine souplesse dans le cas où des enjeux opérationnels limiteraient l'injection dans l'injecteur de gaz J-05 1 ou si les volumes de production de gaz à court terme dépassent les prévisions. Le promoteur devrait mettre en œuvre une injection de gaz ou une injection alternative d'eau et de gaz dans les calottes de gaz de la terrasse nord ou du bloc central du gisement sud par le biais de la plateforme de la tête de puits; cependant, cela n'est prévu que plus tard dans la vie du champ. L'ajout de l'injection de gaz du gisement BNA de North Amethyst contribuera à combler l'écart d'ici à ce que ces puits soient mis en service.

Bien que le personnel trouve que l'approche proposée pour l'utilisation du gaz est acceptable, il convient de noter que le plan proposé ne couvre que l'injection de gaz du gisement BNA de North Amethyst pendant que la production de pétrole est en cours. Si la production de pétrole devait cesser à un moment donné dans le futur, une nouvelle injection de gaz dans le réservoir serait alors considérée comme un stockage de gaz, ce qui n'est pas abordé dans la présente demande. Le promoteur serait tenu de demander un permis de stockage de gaz à ce moment-là avant que toute autre injection de gaz dans le gisement BNA ne soit autorisée.

Condition 4 : Avant l'arrêt de la production de pétrole du gisement BNA de North Amethyst, le promoteur doit communiquer à C-TNLOHE ses plans pour le gisement et tout puits qui n'est plus utilisé. Si une injection continue de gaz est prévue, le promoteur devra demander un permis de stockage de gaz avant de commencer toute activité de stockage de gaz.

4.6. Simulation de réservoir

À l'appui de cette demande, le promoteur a présenté un modèle de simulation de réservoir actualisé pour le gisement BNA du champ North Amethyst. Le personnel n'a construit ni modèle géologique ni modèle de simulation de réservoir indépendant pour l'examen de la demande. Il a plutôt effectué une évaluation approfondie du modèle du promoteur et des divers cas de simulation qu'il contenait.

Une description plus détaillée des modèles de simulation de réservoir, y compris la taille du réseau, le nombre de cellules actives et d'autres propriétés du modèle, a été incluse dans la demande. La taille moyenne des cellules (en mètres) est de 50 (i) x 50 (j) x 1,5 et le nombre total de cellules actives est de 1,95 million. Le modèle comprend des RPIEP d'environ 25,5 Mm^3 (160 Mb). Deux SCPG existent dans le modèle de simulation, la première à -2 334 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine et la deuxième à -2 363 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine, et elles sont appliquées pour différentes régions.

Le modèle contient également deux surfaces de contact pétrole-eau différentes, l'une à -2 390 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine et la deuxième à une profondeur de -2 369 m de profondeur ramenée à la verticale sous-marine, appliquées pour différentes régions.

Dans l'ensemble, le modèle de simulation de réservoir du promoteur et les hypothèses utilisées pour le créer sont raisonnables et appropriés, et sont conformes aux contraintes de modélisation utilisées dans le passé par le promoteur.

4.6.1 Résultats et prévisions de la production pétrolière

Le modèle de simulation du gisement BNA est un modèle mis en correspondance avec un historique indiquant la production de pétrole jusqu'à fin décembre 2017 et correspondant à la production réelle du champ North Amethyst. Le promoteur a obtenu une correspondance historique raisonnable dans l'ensemble pour le modèle. Il a fourni une prévision de production du scénario de référence ainsi que des prévisions pour deux options d'injection de gaz : injection de gaz par injecteur classique et injection de gaz par ascension par poussée de gaz.

4.6.2 Prévision de production du scénario de référence

La prévision de production du scénario de référence représente la phase initiale de mise en valeur du gisement BNA. Celle-ci repose sur quatre puits producteurs de pétrole horizontaux et un puits producteur multilatéral qui sont généralement positionnés approximativement au milieu de la colonne de pétrole. L'injection et l'assistance à pression ont été assurées par des injecteurs d'eau en aval-pendage, soit trois déviés et un horizontal. Des initiatives de récupération améliorée du pétrole supplémentaires sont également incluses dans la prévision de production du scénario de référence, qui repose sur deux puits producteurs de pétrole sommital intercalaires, soit G-25 10 et G-25 11. Le puits G-25 10 a été mis en service en février 2017 et le puits G-25 11, dont la mise en service dans le modèle de simulation était prévue pour le 31 mars 2018 et qui devait offrir un débit de pétrole de 1 000 m^3/j, a été mis en service effectivement le 22 mars 2018 avec un débit de 150 m^3/j et une teneur en eau de 80 %. Le puits intercalaire G-25 11 a depuis été fermé en raison d'une teneur en eau accrue et d'un débit de pétrole plus faible que prévu attribuable à un enjeu de complétion de puits.

Dans la prévision de production du scénario de référence, la production au-delà de décembre 2017 montre une légère augmentation du taux de production en raison de la mise en service du puits intercalaire G-25 11, suivie d'une forte baisse de la production jusqu'en 2022, après quoi le taux se stabilise à une baisse plus graduelle pour le reste de la vie du champ, jusqu'en 2036. Le modèle de simulation de réservoir indique que la production totale du gisement BNA est de 10,2 Mm^3 (64,5 Mb). Ce volume récupérable est représenté par le modèle de simulation uniquement et diffère de l'estimation des réserves déterministes du promoteur de 9,9 Mm^3 (62,2 Mb) indiquée dans la demande.

La figure 22 montre le taux de production de pétrole et la production cumulée à partir du scénario de référence du modèle de simulation de réservoir du gisement BNA.

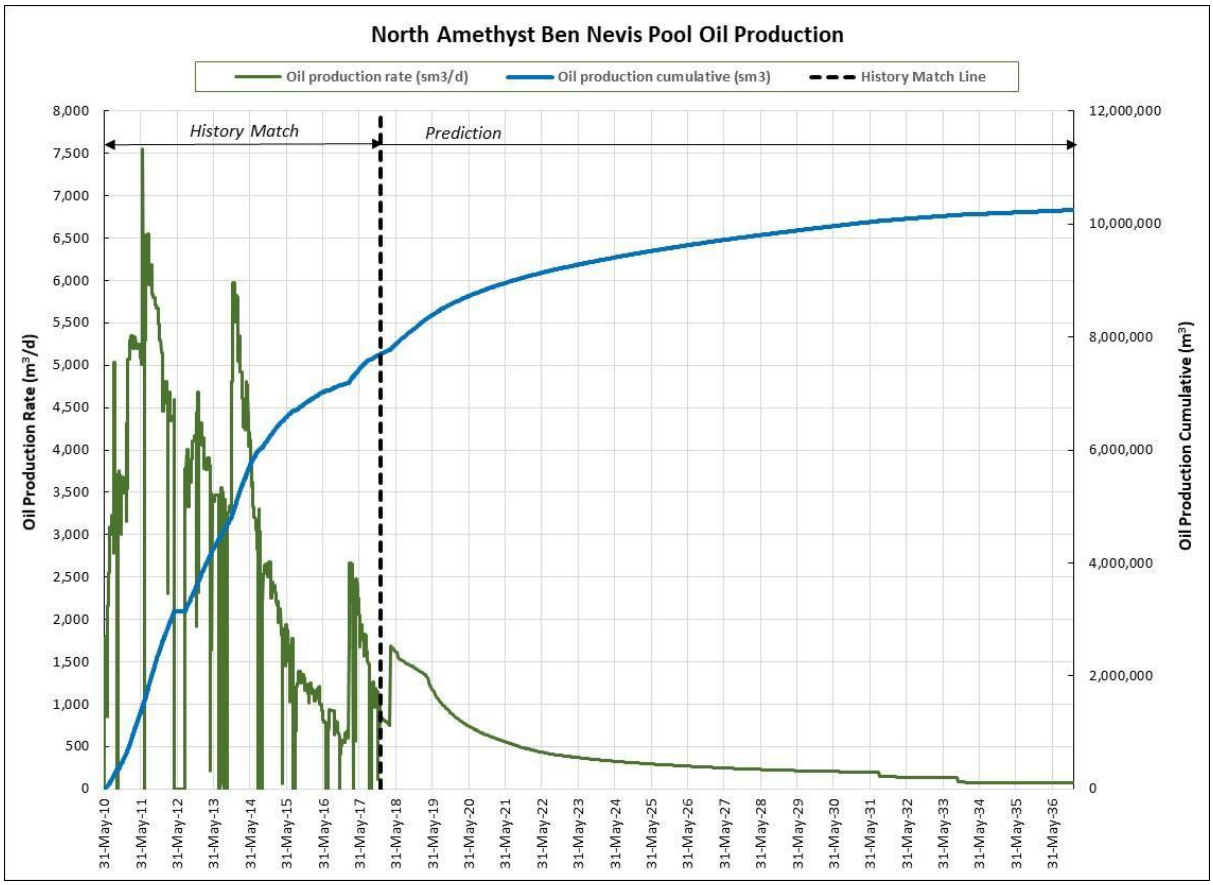


Figure 22 : Taux de production et production de pétrole cumulée du gisement BNA de North Amethyst — scénario de référence.

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
22	North Amethyst Ben Nevis Oil Production	Production de pétrole du gisement Ben Nevis de North Amethyst
	Oil production (sm3/d)	Taux de production de pétrole (m^3 stand./j)
	Oil production cumulative (sm3)	Production de pétrole cumulée (m^3 stand./j)
	History Match Line	Ligne de concordance historique
	Oil Production Rate (m^3/d)	Taux de production de pétrole (m^3/j)
	Oil Production Cumulative (m^3)	Production de pétrole (m^3)
	1,000	1 000
	History Match	Concordance historique
	Prediction	Prévision
	31-May-10	31 mai 2010

4.6.3 Injection de gaz au moyen d'un injecteur de gaz classique

Comme indiqué précédemment, cette demande envisageait deux options pour l'injection de gaz dans le champ North Amethyst. Le premier cas considéré dans la simulation a été celui de l'injecteur de gaz classique. Plusieurs analyses de sensibilité ont été réalisées à l'aide d'un injecteur de gaz classique foré dans la calotte de gaz de North Amethyst dans la région du puits K-15 à partir du centre de forage de l'AWRS. Ces analyses de sensibilité présentaient des rapports de remplacement de désaturation différents avec des pourcentages variables d'injection de gaz et d'injection d'eau. Ces cas comprennent :

- RRD = 1,00 avec 30 % par injection de gaz et 70 % par injection d'eau (nom du cas de simulation : 30VRR100)
- RRD = 1,00 avec 60 % par injection de gaz et 40 % par injection d'eau (nom du cas de simulation : 60VRR100)
- RRD = 0,80 avec 30 % par injection de gaz et 40 % par injection d'eau (nom du cas de simulation : 30VRR80)
- RRD = 1,25 avec 30 % par injection de gaz et 70 % par injection d'eau (nom du cas de simulation : 30VRR125)
- RRD = 1,25 avec 60 % par injection de gaz et 40 % par injection d'eau (nom du cas de simulation : 60VRR125)

Tous les cas prévoient une accélération de la production ou une récupération de pétrole supplémentaire, comme illustré dans le tableau 5 et la figure 23. La récupération supplémentaire attendue de ces cas varie de 0 à 0,67 Mm^3 (0 à 0,42 Mb)

Tableau 5 : Récupération de pétrole supplémentaire attendue à partir d'une injection de gaz au moyen d'un injecteur de gaz classique.

	Scénario de référence		RRD 1,25 – 30 % IG 70 % IE		RRD 1,25 – 60 % IG 40 % IE		RRD 1,00 – 30 % IG 70 % IE		RRD 1,00 – 60 % IG 40 % IE		RRD 0,80 – 30 % IG 70 % IE	
	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb
RFE	10,2	64,5	10,9	68,7	10,8	67,8	10,7	67,4	10,6	66,9	10,2	64,4
Estimation de la RFE			0,67	4,2	0,54	3,4	0,47	3,0	0,38	2,4	0,0	0,0
Prévision du scénario de référence												
Prévision avec RRD = 1,25 avec 30 % par injection de gaz et 70 % par injection d'eau												
Prévision avec RRD = 1,25 avec 60 % par injection de gaz et 40 % par injection d'eau												
Prévision avec RRD = 1,00 avec 30 % par injection de gaz et 70 % par injection d'eau												
Prévision avec RRD = 1,00 avec 60 % par injection de gaz et 40 % par injection d'eau												
Prévision avec RRD = 0,80 avec 30 % par injection de gaz et 70 % par injection d'eau												

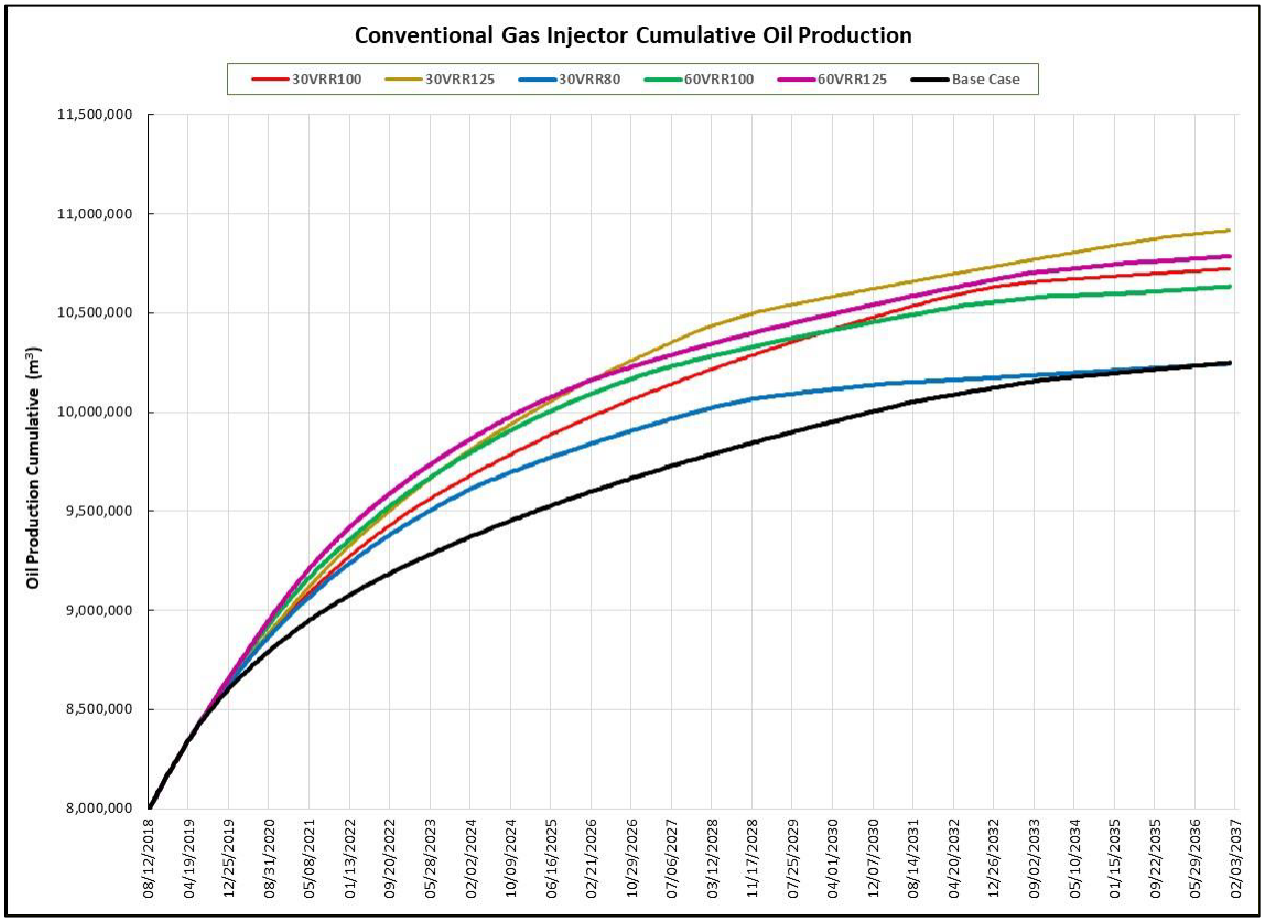


Figure 23 : Production de pétrole cumulée à partir de cas d'injection de gaz au moyen d'un injecteur de gaz classique.

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
23	Conventional Gas Injector Cumulative Oil Production	Production de pétrole cumulée au moyen d'un injecteur de gaz classique
	Base Case	Scénario de référence
	Oil Production Cumulative (m^3)	Production de pétrole (m^3)
	8,000,000	8 000 000

4.6.4 Injection de gaz à ascension par poussée de gaz

Dans le cadre du modèle de simulation, on a également étudié l'injection de gaz par les puits producteurs existants de North Amethyst au moyen d'une infrastructure d'ascension par poussée de gaz comme autre option. Des analyses de sensibilité ont été réalisées en utilisant le système à ascension par poussée de gaz du puits producteur G-25 2 pour injecter du gaz. Bien que ces analyses de sensibilité aient été réalisées pour un seul puits producteur, cela ne limitera pas la capacité d'utiliser d'autres puits producteurs, à condition que la sécurité et la conservation des ressources soient maintenues. Ces cas comprennent :

- RRD = 1,00 avec une injection de gaz de 600 000 m^3 stand./j et le restant par injection d'eau (nom du cas de simulation : G252GI_600K)
- RRD = 1,00 avec une injection de gaz de 300 000 m^3 stand./j et le restant par injection d'eau (nom du cas de simulation : G252GI_300K)

- RRD = 0,75 avec une injection de gaz de 600 000 m^3 stand./j et le restant par injection d'eau (nom du cas de simulation : G252GI_VRR075_600K)
- RRD = 1,25 avec 30 % par injection de gaz et 70 % par injection d'eau – limite de pression de fond de 240 bars réglée sur le puits G-25 2 (nom du cas de simulation : G252GI_30VRR125_BHP240)

À l'instar des analyses de sensibilité d'injection de gaz précédentes, tous les cas prévoient une accélération de la production et une récupération de pétrole supplémentaire au moyen de l'infrastructure existante, comme illustré dans le tableau 6 et la figure 24. La récupération supplémentaire attendue de l'injection de gaz par ascension par poussée de gaz est de l'ordre de 0,30 à 0,46 Mm^3 (1,9 à 2,9 Mb).

Tableau 6 : Récupération supplémentaire de pétrole attendue à partir d'une injection de gaz à ascension par poussée de gaz.

	Scénario de référence		RRD 1,0 – 600 000 IG		RRD 1,0 – 300 000 IG		RRD 0,75 – 600 000 IG		RRD 1,25 – 30 % IG 70 % IE 240 bars de pression de fond	
	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb
RFE	10,2	64,5	10,7	67,4	10,6	66,8	10,6	66,6	10,5	66,3
RFE supplé-mentaire			0,46	2,9	0,37	2,3	0,34	2,2	0,30	1,9
Prévision du scénario de référence										
Prévision avec RRD = 1,00 avec une injection de gaz de 600 000 m^3 stand./j (constante) et le restant par de l'eau										
Prévision avec RRD = 1,00 avec une injection de gaz de 300 000 m^3 stand./j (constante) et le restant par de l'eau										
Prévision avec RRD = 0,75 avec une injection de gaz de 600 000 m^3 stand./j (constante) et le restant par de l'eau										
Prévision avec RRD = 1,25 avec 30 % par injection de gaz et 70 % par injection d'eau — pression de fond										

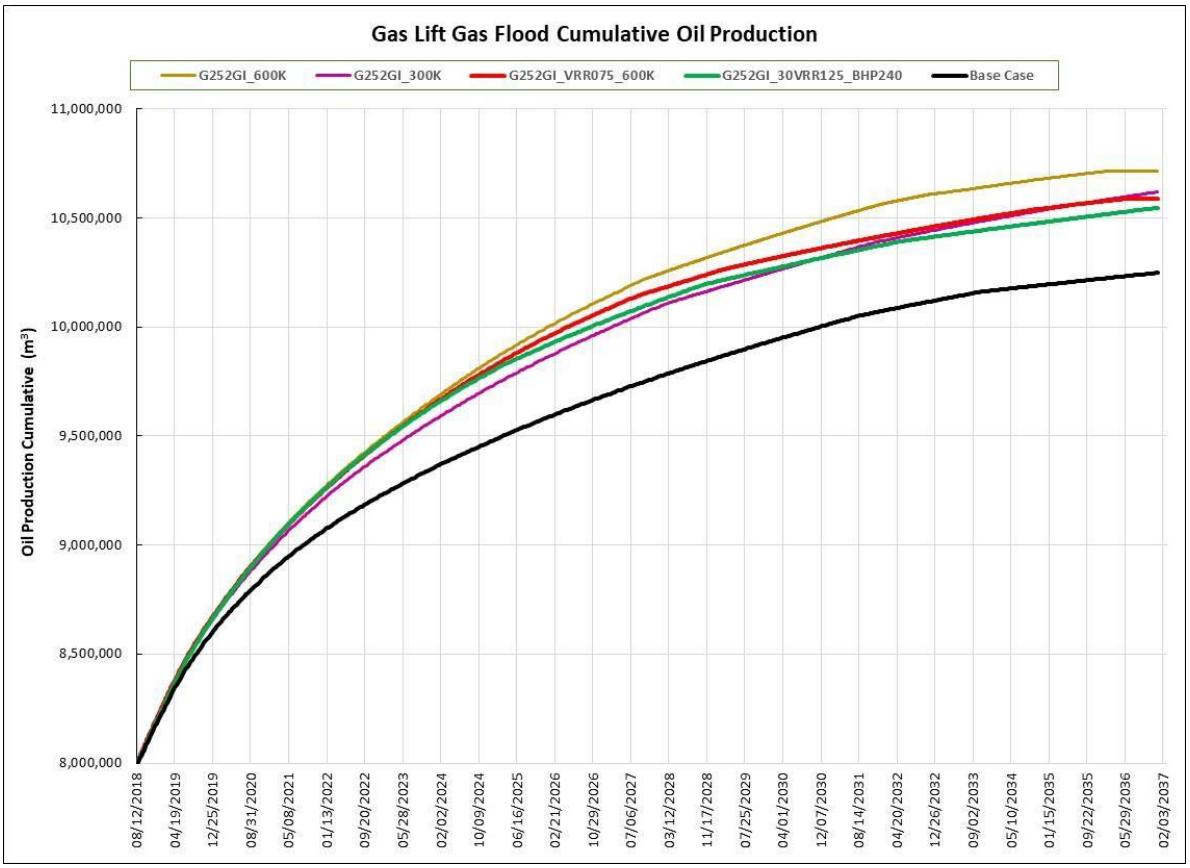


Figure 24 : Production de pétrole cumulée à partir de cas d'injection de gaz à ascension par poussée de gaz.

Figure number	Source (EN)	Target (FR)
24	Gas Lift Gas Flood Cumulative Oil Production	Production de pétrole cumulée par injection de gaz à ascension par poussée de gaz
	Base Case	Scénario de référence
	Oil Production Cumulative (m^3)	Production de pétrole (m^3)
	8,000,000	8 000 000

4.6.5 Résumé de la simulation de réservoir

Le promoteur a utilisé les renseignements géologiques et techniques de réservoir disponibles afin d'élaborer un modèle de simulation de réservoir raisonnable pour le gisement BNA. Le modèle et les cas présentés donnent une vue d'ensemble adéquate de la zone de mise en valeur. L'analyse du personnel indique que le modèle actuel de simulation du réservoir du gisement BNA est suffisant dans le contexte de la présente demande.

En raison du temps et du coût de forage d'un injecteur de gaz spécialisé, le promoteur a indiqué que l'injection de gaz par les puits producteurs de pétrole existants de North Amethyst au moyen de l'infrastructure d'ascension par poussée de gaz existante est le scénario le plus susceptible d'être mis en œuvre initialement. Il est également prévu que le puits producteur de pétrole G-25 2, qui a atteint sa limite économique en raison d'une teneur en eau élevée, sera le premier puits utilisé. Cela est conforme au modèle de simulation.

Le modèle de simulation du promoteur montre que la production se poursuivra jusqu'en 2036. Cependant, en raison des récentes tendances en matière de rendement, le personnel note que la vie productive de bon nombre des puits producteurs de pétrole actuels se terminera probablement avant cette date.

4.7. Estimations des réserves

La demande présentait les estimations probabilistes de récupération du promoteur pour le gisement BNA. Les caractéristiques de qualité du réservoir propres au gisement et les données de rendement du puits ont été utilisées pour générer ces estimations.

Le promoteur a également fourni une estimation déterministe très probable de récupération de 9,9 Mm^3 (62,2 Mb) pour le gisement BNA. Ce volume récupérable a été estimé à l'aide du modèle de simulation de réservoir afin de prévoir les volumes de pétrole supplémentaires pour les deux puits producteurs intercalaires récents, en conjonction avec l'analyse de la courbe de déclin des puits producteurs matures. Aucune estimation de récupération déterministe optimiste ou peu optimiste n'a été fournie dans la demande.

Comme discuté dans la section 4.1, le personnel n'a construit ni modèle géologique ni modèle de simulation de réservoir indépendant pour l'examen de la demande. Au lieu de cela, le personnel a calculé des estimations de récupération déterministes peu optimistes, fort probables et optimistes en utilisant une combinaison de techniques d'analyse de la courbe de déclin, l'évaluation du modèle géologique du promoteur et les résultats des divers cas de modèles de simulation fournis. Le personnel a également pris en compte certains des plans du promoteur pour des interventions potentielles sur les puits et l'utilisation potentielle d'autres puits producteurs de pétrole en fin de vie pour l'injection de gaz à l'avenir, lors du calcul des estimations de récupération peu optimistes, fort probables et optimistes. Une comparaison des estimations de pétrole récupérable du promoteur et du personnel est présentée dans le tableau 7.

Tableau 7 : Estimations des volumes de pétrole récupérables.

Estimations probabilistes	P90		P50		P10	
	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb
Husky	**7,6**	**47,6**	**9,9**	**62,8**	**12,5**	**78,5**
Estimations déterministes	**Faible**		**Moyenne**		**Élevée**	
	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb	Mm^3	Mb
Husky	**-**	**-**	**9,9**	**62,2**	**-**	**-**
C-TNLOHE	**8,6**	**53,9**	**9,1**	**57,5**	**10,2**	**64,4**

L'estimation de récupération la plus probable du personnel de 9,14 Mm^3 (57,5 Mb) est inférieure aux estimations déterministes et probabilistes du promoteur; toutefois, les estimations de ce dernier ont été effectuées avant le forage du puits producteur intercalaire G-25 11. L'intégration des résultats post-forage de ce puits aurait probablement pour effet de rapprocher les estimations de pétrole récupérable du personnel et du promoteur.

Il convient de noter que la RFE la plus probable du personnel de 9,14 Mm^3 (57,5 Mbs) est une diminution de 1,66 Mm^3 (10,4 Mb) par rapport à l'estimation précédente de 10,8 Mm^3 (67,9 Mb) au moment de l'approbation du plan de mise en valeur de North Amethyst (décision 2008.03). Les évaluations préparées par C-TNLOHE-et le promoteur étaient harmonisées à l'époque, mais étaient basées sur les résultats d'un seul puits; le puits de découverte K-15 était le seul puits de North Amethyst foré à ce moment-là. Depuis lors, comme indiqué à la section 4.3, d'autres forages de délimitation et d'exploitation ont entraîné une diminution de la quantité estimée de pétrole en place. Il convient de noter que, bien que les estimations de pétrole en place et récupérable aient diminué, les facteurs de récupération estimés ont augmenté en raison de l'augmentation du nombre de puits par rapport au plan initial.

Le plan d'épuisement initial ne comprenait que quatre puits producteurs de pétrole dans le gisement BNA. Actuellement, on en compte sept dont un puits multilatéral.

À ce jour, 7,86 Mm^3 (49,5 Mb) de pétrole ont été produits à partir du gisement BNA. En tenant compte de l'estimation actualisée du personnel quant au pétrole le plus susceptible d'être récupéré, on prévoit que le pétrole restant à produire représente 1,28 Mm^3 (8,0 Mb).

4.8. Conclusion et recommandation

Dans l'analyse du personnel pour le plan mise en valeur de North Amethyst (décision 2008.03), le personnel a déterminé que la stratégie d'épuisement proposée reposant uniquement sur l'injection d'eau pourrait potentiellement mener à un volume important de pétrole sommital piégé entre les puits producteurs et la SCPG. Bien que le personnel était d'accord avec le plan initial du promoteur, il a été noté que le promoteur serait tenu d'examiner les options d'exploitation de ce pétrole sommital avant la fin de la production de pétrole.

À la suite de l'exécution de la phase initiale, le promoteur a cerné des possibilités de récupération améliorée du pétrole en amont-pendage des puits producteurs de pétrole actuels. Les puits producteurs de pétrole intercalaires G-25 10 et G-25 11 ont été forés dans les régions nord et sud du gisement BNA pour cibler le pétrole sommital. Afin d'améliorer davantage la récupération du pétrole sommital, la présente demande propose la mise en œuvre d'une injection de gaz dans le gisement BNA. Le personnel convient que l'injection de gaz a le potentiel de balayer le pétrole sommital vers les puits producteurs existants et d'augmenter la récupération globale du gisement BNA.

Bien que le personnel n'ait construit ni modèle géologique ni modèle de simulation de réservoir indépendant, les modèles du promoteur ont été évalués et le personnel a trouvé que la méthodologie et l'approche utilisées étaient raisonnables. Ces modèles ont indiqué que l'injection de gaz ne portait pas atteinte à la récupération du pétrole et, dans chaque scénario, la récupération prévue était augmentée ou accélérée. Le modèle de simulation indiquait que le pétrole récupérable supplémentaire découlant de la mise en œuvre de l'injection de gaz se situe dans la plage de 0 à 0,7 Mm^3 (0 à 4,2 Mb) pour un injecteur de gaz spécialisé et de 0,27 à 0,46 Mm^3 (1,7 à 2,9 Mb) dans le cas d'une injection de gaz au moyen du système à ascension par poussée de gaz dans un puits producteur de pétrole existant en fin de vie.

Sur la base de ces volumes supplémentaires et des tendances de rendement des puits producteurs de pétrole existants, le personnel a procédé à une évaluation de la RFE pour le gisement BNA. En conséquence, le personnel s'attend désormais à une RFE fort probable de 9,14 Mm^3 (57,5 Mb). Cette estimation est une diminution par rapport à l'évaluation précédente du personnel de 10,8 Mm^3 (67,9 Mb) au moment de l'approbation du plan de mise en valeur de North Amethyst (décision 2008.03). À cette époque, seul le puits de découverte K-15 avait été foré. Depuis lors, d'autres forages de délimitation et de mise en valeur ont entraîné une diminution de l'estimation du pétrole en place et, par conséquent, une diminution de l'estimation du pétrole récupérable.

Ces volumes de production supplémentaires ont également été évalués par rapport aux capacités des installations et le personnel n'a pas déterminé d'impact négatif lié aux volumes supplémentaires. La capacité de manipulation du gaz a constitué le principal facteur limitant à bord de la FPSO; cependant, le promoteur a récemment effectué certaines améliorations des installations qui ont augmenté la capacité du système de compression de gaz. Le promoteur prévoit que ces changements positionneront mieux l'installation pour des mies en valeur futures.

De plus, la possibilité d'injecter du gaz dans le gisement BNA contribuera à atténuer les contraintes de manipulation du gaz. Le fait de pouvoir injecter du gaz dans le gisement BNA offre la possibilité d'en injecter dans plusieurs calottes de gaz, assurant une souplesse en matière de manipulation du gaz et permettant l'optimisation de la production. Le personnel note que si la production de pétrole du gisement BNA cesse, le promoteur doit demander et obtenir un permis de stockage de gaz afin que les opérations d'injection de gaz puissent se poursuivre.

En conclusion, le personnel est d'accord avec la demande proposée du point de vue de la gestion des ressources et recommande son approbation, sous réserve des conditions suivantes :

Condition 1 : À l'exception du G-25 2, si un autre puits producteur de pétrole devait être utilisé pour des opérations d'injection de gaz, un changement de désignation de puits devra être approuvé par le délégué à l'exploitation avant que toute opération d'injection de gaz ne puisse avoir lieu.

Condition 2 : Avant la mise en œuvre d'un système d'injection alternative d'eau et de gaz dans le gisement BNA de North Amethyst, le promoteur doit fournir une modélisation de simulation ou une autre forme d'analyse technique qui démontre qu'un tel système ne portera pas atteinte à la récupération du pétrole.

Condition 3 : Le promoteur doit fournir une mise à jour sur les impacts de la suppression du rapport de remplacement de désaturation (RRD) cible de 1,0 à 1,2 du plan de gestion du réservoir de North Amethyst dans la mise à jour du plan de gestion des ressources dans le rapport annuel de production de North Amethyst chaque année. Si le délégué à l'exploitation détermine à tout moment que la suppression du RRD cible porte atteinte à la récupération du pétrole, le promoteur devra revenir à un RRD cible de 1,0 à 1,2.

Condition 4 : Avant l'arrêt de la production de pétrole du gisement BNA de North Amethyst, le promoteur doit communiquer à C-TNLOHE ses plans pour le gisement et tout puits qui n'est plus utilisé. Si une injection continue de gaz est prévue, le promoteur devra demander un permis de stockage de gaz avant de commencer toute opération de stockage de gaz.

5. Activités

Ce qui suit est une analyse de la demande par rapport aux travaux relatifs à un puits, ainsi que la certification des installations proposées.

5.1. Opérations de puits

L'ajout de l'injection de gaz comme moyen de récupération secondaire n'est pas un nouveau concept pour la compétence ni pour le promoteur; cependant, il est nouveau dans le champ North Amethyst. Le promoteur propose une stratégie d'injection de gaz de scénario de référence composée de deux options, qui peuvent ou non être mises en œuvre. Ces deux options sont :

1) le forage de puits d'injection de gaz classiques dans la calotte de gaz du gisement BNA à partir du centre de forage de l'AWRS;

2) l'injection de gaz à travers les puits producteurs existants au moyen de l'infrastructure d'ascension par poussée de gaz.

Le plan de forage et de complétion de puits d'injection de gaz est théoriquement conforme à la stratégie du plan de mise en valeur actuellement approuvé pour le champ White Rose, tant quant au stockage du gaz que du maintien de pression. Le promoteur a confirmé que tout nouveau puits d'injection de gaz devant être foré dans le champ North Amethyst à partir du centre de forage de l'AWRS sera harmonisé aux critères de conception des puits d'injection de gaz classiques, tels qu'approuvés dans la décision 2013.04. Les spécificités de chaque conception de puits seront examinées et évaluées dans le cadre du processus d'approbation du forage d'un puits.

Le promoteur a également confirmé qu'aucune modification liée à l'infrastructure ne sera requise pour la FPSO SeaRose à la suite de la mise en œuvre d'une injection de gaz classique ou d'une injection de gaz dans le gisement BNA.

Le concept de conversion des puits de production d'ascension par poussée de gaz existants en puits d'injection de gaz est nouveau pour la zone extracôtière Canada — Terre-Neuve-et-Labrador. Sur cette base, le promoteur devra s'assurer que sa demande d'autorisation d'exploitation aborde les aspects suivants, en plus de toutes les autres exigences réglementaires relatives au processus d'autorisation et d'approbation :

- Un changement du service prévu pour un puits existant exigera que le promoteur élabore un plan rigoureux de surveillance de l'état des arbres de Noël et des divers composants de complétion afin de s'assurer que les éléments ne sont pas endommagés, qu'ils conserveront leur fiabilité en raison des opérations d'injection de gaz et que l'intégrité des enveloppes de barrière de puits sera maintenue pendant toute la durée de vie restante du puits.
- La confirmation que tous les processus de gestion des changements en interne au système de gestion du proposant doivent être exécutés et approuvés par le personnel approprié.
- L'autorité de certification doit reconnaître que, dans le cadre de ses activités de vérification, elle est satisfaite du changement de service du puits.

Notons que les détails propres au puits associés au changement de service devront être décrits de manière satisfaisante dans les documents justificatifs qui démontrent la conformité au règlement et aux bonnes pratiques de l'industrie. Le promoteur doit demander la confirmation de C-TNLOHE avant d'effectuer toute activité liée au changement de service proposé.

En plus des deux options du scénario de référence indiquées ci-dessus, le promoteur a également souligné deux méthodes facultatives d'injection de gaz qui sont en cours d'évaluation pour une utilisation future potentielle et sont donc incluses dans la présente modification du plan de mise en valeur. L'injection alternative d'eau et de gaz par la FPSO SeaRose ou une telle injection par la future plateforme de tête de puits White Rose Ouest sont en cours d'évaluation en tant qu'options pour l'injection de gaz dans le gisement BNA de North Amethyst. Contrairement aux options de la stratégie d'injection de gaz du scénario de référence pour North Amethyst, ces concepts peuvent nécessiter des ajustements de l'infrastructure sous-marine existante, et dans le cas de l'injection alternative d'eau et de gaz de la FPSO SeaRose, cela signifiera également la mise en œuvre de modifications du système de contrôle. Le promoteur a confirmé que de tels changements au système de contrôle nécessiteraient également des mises à jour procédurales et une formation pour le personnel de la FPSO. Comme indiqué dans la demande, une évaluation plus approfondie est nécessaire pour déterminer l'étendue de ces modifications; cependant, si le promoteur décide d'apporter de tels changements, ceux-ci seront alors évalués dans le cadre des processus d'autorisation d'opérations.

Au fur et à mesure que le promoteur définira mieux ses plans en matière d'injection de gaz ou d'injection alternative d'eau et de gaz, il faudra consulter C-TNLOHE pour assurer l'harmonisation avec la modification du plan de mise en valeur.

5.2. Certification

Sur la base de la portée cernée pour la stratégie d'injection de gaz du scénario de référence, le promoteur a confirmé que les services de l'autorité de certification comprendront des activités pendant la conception, la fabrication, l'installation et la mise en service de tous les équipements sous-marins.

L'approbation de l'autorité de certification sera également requise pour convertir les puits producteurs en injecteurs de gaz, car le service de puits prévu aura changé. Si l'injection alternative d'eau et de gaz est mise en œuvre, l'autorité de certification évaluera également toute modification apportée aux systèmes de surface existants.

Tous les travaux décrits dans le cadre de la demande sont cohérents et saisis dans le cadre de la portée des travaux actuellement approuvée pour la FPSO SeaRose et l'actif White Rose (y compris North Amethyst).

5.3. Conclusion et recommandation

Les activités liées à cette demande seront gérées conformément aux processus, procédures et approbations de puits pertinentes établis. En fonction de cette activité, le personnel recommande l'approbation de la demande.

6. Sécurité

Conformément aux *Lois de mise en œuvre de l'Accord atlantique*, C-TNLOHE doit autoriser toutes les activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière Canada — Terre-Neuve-et-Labrador. Avant de délivrer une autorisation, C-TNLOHE doit tenir compte de la sécurité de l'activité dans son ensemble ainsi que de la sécurité de ses composants.

Dans le cas de la demande, les impacts sur la sécurité du personnel resteront conformes aux opérations actuelles et n'auront aucun effet direct sur les modifications proposées au plan de mise en valeur. Le promoteur a confirmé qu'aucune modification liée à l'infrastructure ne sera apportée à la FPSO SeaRose; cependant, si l'injection alternative d'eau et de gaz est mise en œuvre, de tels changements pourraient entraîner des modifications au système de contrôle qui nécessiteraient des mises à jour des procédures et une formation pour le personnel de la FPSO.

Le promoteur veillera à ce que les systèmes et les processus existants de détermination des risques continuent de passer par le processus approprié de gestion du changement et de gestion des risques.

6.1. Conclusion et recommandation

Aucune préoccupation en matière de sécurité n'a été déterminée qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande. Les activités liées à cette demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures de sécurité établis.

7. Protection de l'environnement

Le personnel a examiné la demande pour déterminer si elle soulève de nouveaux enjeux environnementaux. Cet examen a été effectué dans le contexte d'évaluations environnementales et de rapports de décision de C-TNLOHE déjà réalisés.

La mise en valeur du champ satellite de North Amethyst n'était pas envisagée dans l'étude approfondie réalisée pour la mise en valeur de White Rose (publiée par le ministre fédéral de l'Environnement le 11 juin 2001). Le forage de délimitation/d'exploration à North Amethyst a été évalué dans le cadre de l'évaluation préalable de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) réalisée aux fins du document *Husky Delineation/Exploration Drilling Program for Jeanne d'Arc Basin Area* (Programme de forage de délimitation/d'exploration Husky pour la zone du bassin Jeanne d'Arc) (publié le 18 août 2005). Des opérations de production au centre de forage de North Amethyst ont été envisagées dans l'évaluation préalable de la LCEE du document *Husky White Rose Development Project: New Drill Centre Construction and Operations Program Environmental Assessment* (Projet de mise en valeur Husky White Rose *:* évaluation environnementale du programme de construction et d'exploitation du nouveau centre de forage) (publié le 19 avril 2007).

Ces travaux comprenaient l'excavation d'un centre de forage excavé, l'installation d'infrastructures sous-marines et le raccordement à la FPSO SeaRose. Une extension de la portée temporelle à 2020 a été évaluée en 2016.

De même, la mise en valeur du champ satellite de North Amethyst n'était pas envisagée dans la décision 2001.01 de C-THNLOHE qui approuvait la mise en valeur de White Rose et, bien que le champ North Amethyst ait été cerné lorsque Husky a demandé la modification du plan de mise en valeur de l'agrandissement White Rose Sud, elle n'était pas été envisagée dans le cadre de la décision 2007.02 de C-THNLOHE. Le plan de mise en œuvre du champ North Amethyst a été approuvé dans le rapport de décision 2008.03.

Les activités de mise en valeur supplémentaires décrites dans la demande (injection de gaz) ne représentent pas un changement fonctionnel dans les opérations du centre de forage de North Amethyst et, à ce titre, s'inscrivent dans la portée du projet évalué dans les documents *Husky White Rose Development Project: New Drill Centre Construction and Operations Program Environmental Assessment* (Projet de mise en valeur du champ White Rose par Husky *:* évaluation environnementale du programme de construction et d'exploitation du nouveau centre de forage) et *Husky White Rose Development Project:* N*ew Drill Centre Construction and Operations Program Environmental Assessment Addendum* (Projet de mise en valeur du champ White Rose par Husky *:* addenda à l'évaluation environnementale du programme de construction et d'exploitation du nouveau centre de forage). Ces activités ne nécessiteront pas de modification des plans existants de surveillance de la conformité environnementale ou de protection de l'environnement pour les opérations de production et de forage. Ainsi, l'activité proposée ne nécessite pas d'évaluation environnementale supplémentaire en vertu de la LCEE, et aucune condition supplémentaire liée à l'environnement ne doit être jointe.

7,1. Conclusion et recommandation

Aucune préoccupation environnementale n'a été déterminée qui empêcherait le personnel de recommander l'approbation de la demande.