

Analyse par le personnel  
du

Plan de mise en valeur de Hebron  
Demande de modification 2022

Intervalles de sable de la formation Jeanne d'Arc

## Table des matières

1. Résumé.....	1
2. Objectif.....	5
3. Contexte .....	5
3.1. La demande .....	5
3.2. Historique/Contexte.....	6
3.3. Examen public .....	11
4. Sécurité.....	13
4.1. Recommandation .....	14
5. Protection de l’environnement.....	14
5.1. Émissions de gaz à effet de serre .....	14
5.2. Recommandation .....	16
6. Retombées industrielles.....	17
6.1. Recommandation .....	17
7. Gestion des ressources.....	17
7.1. Géologie, géophysique et pétrophysique .....	18
7.1.1. Géologie régionale .....	18
7.1.2. Géologie de la formation Jeanne d’Arc.....	19
7.1.3. Géophysique.....	22
7.1.4. Pétrophysique .....	23
7.1.5. Modélisation géologique des réservoirs .....	23
7.2. Pétrole et gaz en place .....	26
7.3. Étude des gisements .....	30
7.3.1. Pressions dans les réservoirs et niveaux d’eau libre.....	30
7.3.2. Température des réservoirs .....	35
7.3.3. Caractérisation des fluides.....	36
7.3.4. Analyse spéciale des carottes (ASC).....	38
7.3.5. Essais aux tiges .....	39
7.4. Résultats de la production.....	39
7.4.1. Rendement du sable H .....	40
7.4.2. Rendement du sable G .....	41
7.4.3. Rendement des sables E et D.....	41

7.4.4.	Rendement du sable B .....	41
7.5.	Stratégie de mise en valeur .....	42
7.5.1.	Stratégie de mise en valeur du sable H de JDA .....	44
7.5.2.	Stratégie de mise en valeur du sable B de JDA .....	45
7.5.3.	Stratégie de mise en valeur des sables G, F et D de JDA.....	46
7.5.4.	Stratégie de mise en valeur du sable E de JDA .....	46
7.5.5.	Stratégie de mise en valeur du sable C de JDA .....	47
7.5.6.	Stratégie de mise en valeur des blocs « Prime ».....	47
7.5.7.	Plan de gestion des gaz .....	47
7.5.8.	Débits intégrés du projet.....	48
7.6.	Calendrier de forage.....	51
7.7.	Simulation de réservoir .....	53
7.7.1.	Examen du modèle de simulation du sable H.....	53
7.7.2.	Examen du modèle de simulation des sables G, F et D.....	55
7.7.3.	Examen du modèle de simulation du sable E .....	57
7.7.4.	Examen du modèle de simulation du sable C .....	59
7.7.5.	Examen du modèle de simulation du sable B .....	60
7.8.	Réserve récupérable ultime estimée .....	62
7.9.	Mises en valeur différées .....	64
7.10.	Conclusion et recommandation .....	65
8.	Exploitation .....	66
8.1.	Exploitation des puits .....	66
8.2.	Certification .....	68
8.3.	Recommandation .....	68

## Liste des figures

Figure 1 : Emplacement du champ Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022).....	6
Figure 2 : Représentation en coupe de la zone du projet Hebron .....	7
Figure 3 : Production historique du champ Hebron.....	9
Figure 4 : Limites du permis de Hebron et contours des gisements individuels de la formation Jeanne d’Arc (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022).....	10
Figure 5 : Intensité carbonique du pétrole produit au champ Hebron depuis 2018. L’axe vertical représente les tonnes éq. CO <sub>2</sub> émises par m <sup>3</sup> de pétrole produit. (Source : Données du C-TNLOHE) .....	16
Figure 6 : Carte de structure de la formation Ben Nevis supérieure montrant les cinq principaux blocs faillés du champ Hebron : graben sud-ouest, bloc faillé I-13, horst Hebron, bloc faillé West Ben Nevis et bloc faillé Ben Nevis (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	18
Figure 7 : Carte de structure de la formation JDA supérieure, montrant les blocs « Prime » (A <sup>1</sup> à F <sup>1</sup> ) adjacents au horst Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	19
Figure 8 : Coupe transversale de puits montrant la corrélation stratigraphique entre les différents sables des puits de la formation JDA dans le bloc du horst Hébron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022).....	21
Figure 9 : Zone d’intérêt du promoteur pour le géomodèle du cadre de JDA (ExxonMobil, 2022) .....	24
Figure 10 : Graphique de la profondeur et de la pression de la formation Jeanne d’Arc de Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	30
Figure 11 : Graphique de la profondeur et de la pression de la formation Jeanne d’Arc de Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	31
Figure 12 : Graphique de la profondeur et de la pression de la formation Jeanne d’Arc par sable (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	33
Figure 13 : Graphique des températures en profondeur de la formation JDA (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	35
Figure 14 : Production par essai d’écoulement prolongé à L-93 22 par zone (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	40
Figure 15 : Débits de production et d’injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Production de pétrole (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	49
Figure 16 : Débits de production et d’injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Production d’eau (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	50
Figure 17 : Débits de production et d’injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Production de gaz (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	50
Figure 18 : Débits de production et d’injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Injection d’eau (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	51
Figure 19 : Calendrier de forage intégré, avec un potentiel optimiste (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2023, addenda) .....	52
Figure 20 : Production cumulée de pétrole - Sensibilité au nombre de puits de sable H (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil), PP = production de pétrole, IE = injection d’eau .....	54
Figure 21 : Production cumulée de pétrole - Sensibilité des puits de sables G, F, D (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil),.....	56
Figure 22 : Production cumulée de pétrole - Sensibilité des puits de sable E (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil),.....	58

Figure 23 : Production cumulée de pétrole – Sensibilité des puits de sable C (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil),.....	59
Figure 24 : Production cumulée de pétrole – Sensibilité des puits de sable B (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil),.....	61

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Rapport d'étude approfondie du projet Hebron – Estimation des émissions de gaz à effet de serre	15
Tableau 2 : Projet Hebron – Émissions de gaz à effet de serre déclarées .....	15
Tableau 3 : Contacts entre fluides interprétés pour les sables de la formation JDA. CPE signifie « contact pétrole-eau » et PFQCH signifie « plus faible quantité connue d'hydrocarbures ».....	22
Tableau 4 : Comparaison des estimations du pétrole initial en place du réservoir de stockage par le promoteur et par le C-TNLOHE.....	27
Tableau 5 : Comparaison des estimations du gaz dissous en place dans la formation JDA par le promoteur et par le C-TNLOHE. ....	29
Tableau 6 : Niveaux initiaux de pression et d'eau libre de la formation Jeanne d'Arc par sable (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	32
Tableau 7 : Résumé des propriétés des fluides du pétrole de la formation JDA par puits et par sable (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	36
Tableau 8 : Résumé des données de composition de la formation JDA (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022).....	37
Tableau 9 : Résumé des propriétés de l'eau du champ Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)	37
Tableau 10 : Résumé des essais aux tiges dans la formation JDA du champ Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022).....	39
Tableau 11 : Nombre de puits de la formation JDA .....	42
Tableau 12 : Nombre de puits à jour du projet Hebron par gisement – Meilleure estimation (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022) .....	43
Tableau 13 : Capacités des installations de Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022).....	49
Tableau 14 : Estimations par le C-TNLOHE et ExxonMobil du volume de pétrole récupérable par sable conformément au Plan de mise en valeur proposé. ....	63
Tableau 15 : Estimation du gaz récupérable du C-TNLOHE .....	64

## Liste des abréviations

	À trois dimensions
<b>3D</b>	
<b>Loi de mise en œuvre</b>	<i>Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador</i> (fait référence à la version fédérale)
<b>APSDM</b>	migration en profondeur avant sommation anisotrope
<b>b</b>	barils
<b>bj</b>	barils par jour
<b>°C</b>	degrés Celsius
<b>ACEE</b>	Agence canadienne d'évaluation environnementale
<b>C-TNLOHE</b>	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
<b>DE</b>	Délégué à l'exploitation
<b>RDD</b>	réinjection de déblais
<b>REA</b>	Rapport d'étude approfondie
<b>MPMV</b>	Modification du Plan de mise en valeur
<b>DST</b>	essai aux tiges
<b>EE</b>	Évaluation environnementale
<b>MD</b>	milieu de dépôt
<b>RRUE</b>	réserve récupérable ultime estimée
<b>FFAW</b>	Union des pêcheurs de Terre-Neuve – Unifor
<b>NEL</b>	niveau d'eau libre
<b>Gpi<sup>3</sup></b>	milliard de pieds cubes
<b>g/cm<sup>3</sup> (g/cc)</b>	grammes par centimètre cube
<b>GES</b>	gaz à effet de serre
<b>Gm<sup>3</sup></b>	milliard de mètres cubes
<b>g mole-1</b>	grammes par mole
<b>PGP</b>	proportion gaz-pétrole
<b>VRDE</b>	vanne de régulation de débit entrant
<b>CPI</b>	complétion de puits intelligent
<b>JDA</b>	Jeanne d'Arc (formation)
<b>mbj</b>	milliers de barils par jour
<b>km</b>	kilomètre
<b>km<sup>3</sup>/j</b>	kilomètres cubes par jour
<b>kPa</b>	kilopascals
<b>kPa/m</b>	kilopascals par mètre
<b>kt éq. CO<sub>2</sub>/an</b>	kilotonnes d'équivalent de dioxyde de carbone par an
<b>DRF</b>	Détection et réparation des fuites
<b>DCF</b>	diagraphie en cours de forage
<b>m<sup>3</sup></b>	mètres cubes
<b>m<sup>3</sup>/j</b>	mètres cubes par jour

<b>m<sup>3</sup>/j/kPa</b>	mètres cubes par jour par kilopascal
<b>ABM</b>	analyse du bilan matières
<b>AEDFM</b>	Appareil d'essai dynamique de formation modulaire
<b>mg/L</b>	milligrammes par litre
<b>Mm<sup>3</sup>/j</b>	million de mètres cubes par jour
<b>Mb</b>	million de barils
<b>Mm<sup>3</sup></b>	million de mètres cubes
<b>MPa</b>	mégapascal
<b>MPCSJ</b>	million de pieds cubes standard par jour
<b>mPSMVR</b>	mètres, profondeur sous-marine verticale réelle
<b>RNB</b>	rapport net-brut
<b>IP</b>	indice de productivité
<b>PP</b>	Permis de production
<b>ATP</b>	analyse des transitoires de pression
<b>PFQCH</b>	plus faible quantité connue d'hydrocarbures
<b>PIP</b>	pétrole initial en place
<b>CPE</b>	contact pétrole-eau
<b>Promoteur</b>	ExxonMobil Canada Properties
<b>ASC</b>	analyse spéciale des carottes
<b>LDI</b>	Licence de découverte importante
<b>m<sup>3</sup>[s]</b>	mètres cubes standard
<b>m<sup>3</sup>[s]/j/barre</b>	mètres cubes standard par jour par barre
<b>BRS/j/barre</b>	Barils du réservoir de stockage par jour par barre
<b>PIP du réservoir de stockage</b>	pétrole initial en place du réservoir de stockage
<b>ITI</b>	isotropie transverse inclinée
<b>V</b>	volume
<b>CVE</b>	composante valorisée de l'écosystème de la qualité de l'air
<b>VpVs</b>	rapport de vitesse des ondes de compression et de cisaillement
<b>C</b>	câble

## 1. Résumé

Le 18 novembre 2022, ExxonMobil Canada Properties (le promoteur) a présenté à l'Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), au nom de ses partenaires en coentreprise Chevron Canada Limited, Suncor Energy Inc., Equinor Canada Limited et Nalcor Energy – Oil and Gas Inc., une demande de modification du Plan de mise en valeur concernant la mise en valeur des réservoirs de sable restants de la formation Jeanne d'Arc (JDA) du champ Hebron. Un examen d'exhaustivité a été envoyé au promoteur le 17 janvier 2023, et les documents ultérieurs ont été reçus le 24 janvier et le 3 février 2023.

La mise en valeur proposée est une modification du Plan de mise en valeur existant du champ Hebron (Rapport de décision 2012.01).

Les documents décrivent l'intention du promoteur de mettre en valeur les autres réservoirs de sable de la formation JDA en utilisant la même approche générale que pour la mise en valeur du projet Hebron, y compris les installations existantes et les fentes de puits de forage, les méthodes et les systèmes de récupération. L'ajout des sables de la formation JDA ne devrait pas modifier les coûts ni les facteurs environnementaux associés à l'installation existante du champ Hebron. En cas de succès, cette mise en valeur constituerait jusqu'à environ 5 % de la réserve récupérable ultime estimée (RRUE) à Hebron. La mise en valeur de cette ressource permettra de compenser le déclin naturel de la production à Hebron et constituera la prochaine étape de l'optimisation des ressources du champ Hebron, conformément aux pratiques exemplaires en matière de champs pétrolifères.

Dès réception de la demande de modification du Plan de mise en valeur, le personnel a examiné les documents à des fins d'exhaustivité. Le personnel a demandé des renseignements supplémentaires le 17 janvier 2023. En réponse, le promoteur a soumis les éléments suivants le 24 janvier 2023 et le 3 février 2023. Ces documents sont considérés comme étant « la demande » et font l'objet de la présente analyse :

- Hebron Development Plan Amendment 2022 Jeanne d'Arc Formation Sand Intervals - Revision;
- Hebron Development Plan Amendment 2022 - Jeanne d'Arc Formation Sand Intervals - Change Registry;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Modular Formation Dynamics Tester Samples - F Sand;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Pressure Volume Temperature Study - Modular Formation Dynamics Tester Samples - C Sand;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Pressure Volume Temperature Study - Modular Formation Dynamics Tester Samples - B Sand;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Water Analysis;
- Hebron L-93 30Z - Reservoir Fluid Report - Produced Water.

Les informations fournies par le promoteur en réponse à la lettre ont été évaluées par le personnel et, le 23 février 2023, la demande a été jugée complète.

Le 19 juillet 2023, le promoteur a soumis un document d'addenda basé sur les nouvelles connaissances tirées du rendement dynamique du sable H, intitulé :

- Hebron Development Plan Amendment Addendum 2023 - Jeanne d'Arc Formation Sand Intervals.

Cet addenda est également considéré comme faisant partie de la demande.

En ce qui concerne les retombées industrielles, lors de la consultation préalable au dépôt de la demande, le personnel a déterminé qu'un supplément au plan de retombées serait approprié pour les activités modifiées. Par conséquent, le plan de retombées du champ Hebron s'appliquera à la demande et constitue une obligation permanente pour les activités décrites dans la demande.

Le 2 mars 2023, le C-TNLOHE a invité le public à formuler des commentaires sur la demande, les réponses étant attendues pour le 31 mars 2023. Le personnel a pris en compte la seule soumission et la seule réponse reçues lors de l'examen public dans son analyse de la demande, ainsi que dans les recommandations formulées pour l'Office.

Le personnel a examiné la demande sous l'angle de la sécurité, de la protection de l'environnement, des retombées industrielles, de la gestion des ressources et de l'exploitation. Un résumé de cet examen est présenté ci-dessous.

### **Sécurité**

Les activités liées à cette demande seront gérées conformément aux plans de sécurité, aux procédures et aux processus applicables établis. Aucun autre problème de sécurité n'a été relevé.

### **Protection de l'environnement**

Le projet Hebron a fait l'objet d'une évaluation environnementale (EE) conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (1992). L'étude approfondie a été publiée par le ministre fédéral de l'Environnement le 22 décembre 2011. En outre, le promoteur a soumis un addenda au Rapport d'étude approfondie (REA) (2013), et une modification de l'EE (2017). Les activités de mise en valeur supplémentaires décrites dans la demande ne représentent pas de changement important dans l'exploitation, et les problèmes et effets environnementaux et les mesures d'atténuation connexes (comme le précisent le REA et les présentations subséquentes de l'EE) restent pertinents pour la nature et la portée des activités décrites dans la demande.

### **Retombées industrielles**

En avril 2012, le plan de retombées du champ Hebron du promoteur a été approuvé. Ce plan décrivait en détail les engagements du promoteur à l'égard de l'article 45 de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador* en ce qui a trait à l'ensemble du projet Hebron. Le plan de retombées du champ Hébron contient plusieurs engagements liés à l'approvisionnement et à l'emploi et est assujéti à la surveillance du C-TNLOHE. Pour cette demande en particulier, le personnel a mené de nombreuses discussions avec le promoteur et a analysé ses plans d'approvisionnement et d'emploi. Sur la base de son analyse, le personnel a déterminé qu'il n'était pas nécessaire d'apporter des modifications au plan de retombées du champ Hebron et a recommandé son approbation. Toutes les activités seront gérées conformément au plan de retombées du champ Hebron approuvé par le promoteur.

## Gestion des ressources

Lors de l'évaluation des aspects de la demande ayant trait à la gestion des ressources, le personnel a examiné l'interprétation sismique, le modèle géologique et le modèle de simulation du réservoir du promoteur. Le personnel a également procédé à un examen des données géologiques, des données pétrophysiques et des données de production acquises depuis l'approbation du Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01). Le personnel a élaboré un modèle géologique indépendant pour évaluer les ressources en place, mais n'a pas créé de modèles de simulation indépendants.

Au moment de la soumission du Plan de mise en valeur (Rapport de décision 2012.01), les puits de délimitation I-13 et M-04 étaient les seules pénétrations dans la formation JDA, et le sable H n'a été rencontré que dans le puits M-04. Le promoteur et le personnel ont tous deux reconnu qu'il existait un degré élevé d'incertitude concernant la qualité et la connectivité des réservoirs dans la formation JDA. Cette incertitude a incité le promoteur à proposer la mise en valeur des sables H et B seulement. Des accumulations de pétrole ont également été observées dans les sables G et D, mais ces deux sables ont été classés dans la catégorie des mises en valeur éventuelles par le promoteur. Le C-TNLOHE s'attendait à ce que le promoteur acquière davantage de données afin d'optimiser le plan d'épuisement de la formation JDA et a convenu que ces sables devaient être classés dans la catégorie des mises en valeur différées.

En 2020, le promoteur a demandé l'autorisation de réaliser un essai d'écoulement de formation prolongé dans le premier puits de production (L-93 22) de la formation JDA afin d'évaluer le rendement dynamique du réservoir et de réduire les incertitudes liées aux propriétés du réservoir. Les données statiques et dynamiques recueillies dans le puits L-93 22 au cours de l'essai d'écoulement de formation prolongé ont été intégrées aux modèles géologiques et aux modèles de simulation pour les sables de la formation JDA. Ces modèles ont été utilisés pour mettre à jour les stratégies de mise en valeur pour chaque sable et ont permis de mettre en évidence les incertitudes restantes qui nécessiteront une collecte de données supplémentaire à l'avenir.

En 2022, le promoteur a soumis au C-TNLOHE une proposition concernant la mise en commun dans la formation JDA, basée sur l'évaluation des données géologiques et de pression, ainsi que sur l'analyse de la connectivité des réservoirs. Après un examen détaillé par le personnel, le délégué à l'exploitation a accepté la proposition et désigné sept gisements distincts dans la formation JDA.

La demande propose de mettre en valeur les autres sables situés stratigraphiquement entre les sables H et B. Le personnel reconnaît que l'ajout de réserves supplémentaires à la suite de l'inclusion des sables actuellement non mis en valeur permettra de compenser le déclin naturel de la production au champ Hebron. Cela représente également la prochaine étape dans l'optimisation des ressources de ce champ, conformément aux pratiques exemplaires en matière de champs pétrolifères.

Le personnel a examiné les modèles du promoteur et a convenu qu'ils représentent des interprétations raisonnables des ressources en place et du comportement attendu des réservoirs.

Le personnel a évalué la RRUE pour les sables de la formation JDA sur la base de la modélisation géologique et des données relatives aux réservoirs. En conséquence, le personnel s'attend maintenant à une RRUE prouvée et probable de 26,3 Mm<sup>3</sup> (165,3 Mb). Cette estimation représente une augmentation par rapport à l'évaluation

précédente du C-TNLOHE de 21 Mm<sup>3</sup> (132 Mb) au moment de l'approbation du Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01).

Sur la base de son évaluation, le personnel est d'accord avec la demande en ce qui concerne la gestion des ressources et recommande son approbation.

### Exploitation

Le nombre de puits de la formation JDA est porté à 12 puits de production et cinq puits d'injection d'eau, y compris les puits de production combinée et les puits situés dans les blocs « Prime », afin de mettre en valeur les sables B à H. Les puits sont réalisables à l'aide des installations, des fentes de puits et des méthodes et systèmes de récupération existants, et aucune modification liée aux infrastructures n'est nécessaire sur la plateforme *Hebron* pour les construire. Tous les travaux décrits dans la demande sont conformes à la portée des travaux actuellement approuvée pour l'installation *Hebron*.

Les détails propres aux puits concernant la grandeur, le tubage, la conception de la cimentation et les stratégies de complétion seront évalués dans le cadre du processus d'approbation de forage d'un puits. Tout changement proposé dans l'entretien des puits sera évalué dans le cadre du processus d'approbation d'une modification de l'état d'un puits. Si l'on propose d'utiliser de nouvelles technologies ou applications sur la plateforme *Hebron*, ou si l'on demande de modifier l'entretien d'un puits, le promoteur devra s'assurer que sa demande d'autorisation d'exploitation tient compte des modifications, en plus de toutes les autres exigences réglementaires relatives au processus d'autorisation et d'approbation.

### Conclusion

Le personnel recommande d'approuver la demande, sous réserve des conditions suivantes.

**Condition 1** : Compte tenu de la disponibilité limitée des encoches de forage restantes sur la plateforme *Hebron*, le promoteur doit décrire les efforts déployés pour réduire les contraintes liées aux encoches en mettant à jour le plan de gestion des ressources sur une base annuelle continue et en tenant des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources.

**Condition 2** : Le promoteur doit poursuivre ses efforts pour réduire les risques associés aux blocs « Prime » et aux autres ressources potentielles de la formation Jeanne d'Arc et fournir des détails sur ces travaux dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources et lors des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources.

**Condition 3** : Le promoteur doit poursuivre ses efforts pour évaluer les gisements 2 et 3 et d'autres ressources potentielles et fournir des détails dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources et lors des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources. Le promoteur doit soumettre un rapport à l'organisme de réglementation dans un délai de deux ans à compter du présent rapport de décision qui explique les plans visant à réduire les risques liés à la mise en valeur des gisements 2 et 3.

## 2. Objectif

Le présent document a pour objectif de fournir à l'Office une évaluation de la demande reçue d'ExxonMobil Canada Properties (le promoteur) en vue de modifier le Plan de mise en valeur de Hebron. Le promoteur prévoit de mettre en valeur les réservoirs restants de la formation Jeanne d'Arc (JDA) dans le champ Hebron. Cette analyse a pris en compte la protection de l'environnement, les retombées industrielles, la gestion des ressources, l'exploitation et les aspects liés à la sécurité de la demande.

## 3. Contexte

### 3.1. La demande

Les documents qui ont été présentés en vue d'obtenir une autorisation de modification du Plan de mise en valeur (MPMV) du champ Hebron sont décrits ci-dessous.

Le 18 novembre 2022, le promoteur a présenté à l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (C-TNLOHE), au nom de ses partenaires en coentreprise Chevron Canada Limited, Suncor Energy Inc., Equinor Canada Limited et Nalcor Energy – Oil and Gas Inc., le document suivant :

- Hebron Development Plan Amendment 2022 – Jeanne d'Arc Formation Sand Intervals.

Le personnel a examiné ce document par souci d'exhaustivité et a demandé des renseignements supplémentaires dans une lettre datée du 17 janvier 2023. Le promoteur a répondu à cette demande en présentant les documents suivants le 3 février 2023 :

- Hebron Development Plan Amendment 2022 Jeanne d'Arc Formation Sand Intervals – Revision;
- Hebron Development Plan Amendment 2022 - Jeanne d'Arc Formation Sand Intervals – Change Registry;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Modular Formation Dynamics Tester Samples - F Sand;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Pressure Volume Temperature Study - Modular Formation Dynamics Tester Samples - C Sand;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Pressure Volume Temperature Study - Modular Formation Dynamics Tester Samples - B Sand;
- Hebron L-93 29 - Reservoir Fluids Report - Water Analysis;
- Hebron L-93 30Z - Reservoir Fluid Report - Produced Water.

Le personnel a examiné les documents révisés et a déterminé que la demande était complète.

Le 19 juillet 2023, le promoteur a soumis un document d'addenda basé sur les nouvelles connaissances tirées du rendement dynamique du sable H, intitulé :

- Hebron Development Plan Amendment Addendum 2023 – Jeanne d'Arc Formation Sand Intervals.

Cet addenda est également considéré comme faisant partie de « la demande ».

En ce qui concerne les retombées industrielles, lors de la consultation préalable au dépôt de la demande, le personnel a déterminé qu'un supplément au plan de retombées serait approprié pour les activités modifiées. Par conséquent, le plan de retombées du champ Hebron s'appliquera à la demande et constitue une obligation permanente pour les activités décrites dans la demande.

Le 2 mars 2023, le C-TNLOHE a invité le public à formuler des commentaires sur la demande, les réponses étant attendues pour le 31 mars 2023. Les résultats de l'examen public sont abordés dans la section 3.3.

### 3.2. Historique/Contexte

Le champ Hebron est situé sur les Grands Bancs, à environ 340 km au large de St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, et à environ 9 km au nord du champ Terra Nova, 32 km au sud-est du champ Hibernia et 46 km au sud-ouest du champ White Rose (figure 1). La profondeur de l'eau varie entre 88 et 102 m.

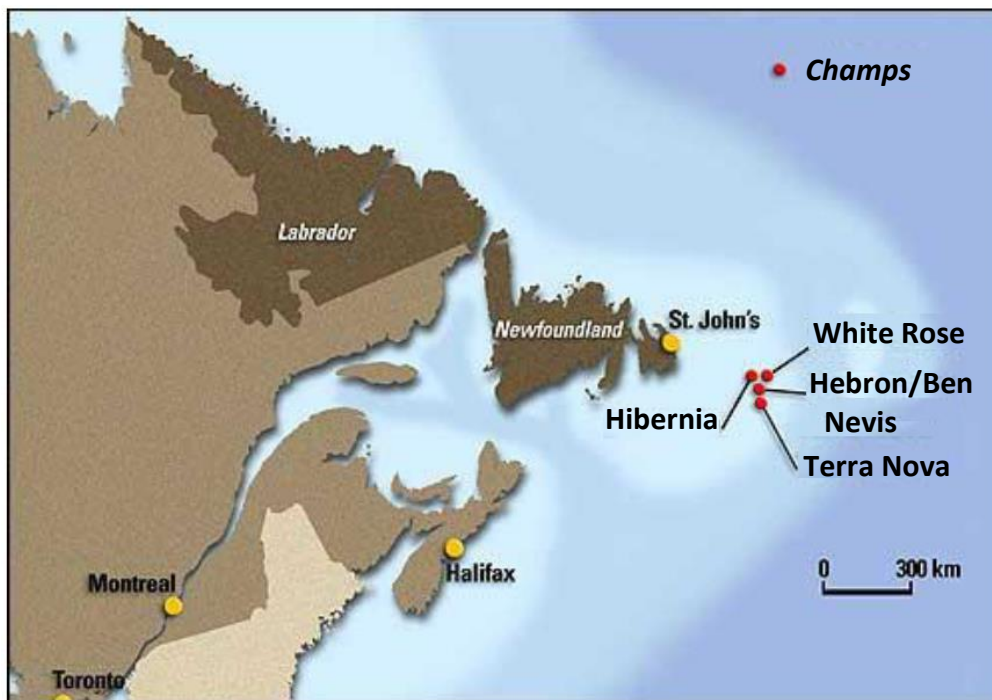


Figure 1 : Emplacement du champ Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Initialement considéré comme trois champs distincts, le terme « actif Hebron » est utilisé par le promoteur pour décrire collectivement les découvertes de Ben Nevis, de West Ben Nevis et d'Hebron. Après l'approbation du Plan de mise en valeur de Hebron en 2012 (Décision 2012.01), les champs précédemment considérés comme faisant partie de l'actif Hebron ont été désignés comme un seul champ par le délégué à l'exploitation (DE) en 2017 avant le début de la production.

La découverte initiale a eu lieu en 1980, lors du forage et des essais du puits I-45 de Ben Nevis (figure 2). La découverte du puits I-45 a été suivie de deux phases de forage de délimitation. Lors de la première phase de forage de délimitation, en 1981, on a foré le puits I-13 d'Hebron pour évaluer les formations Hibernia et JDA au point le plus élevé structurellement du bloc faillé et pour mettre à l'essai le pétrole dans ces réservoirs. Le puits

a également pénétré la formation Ben Nevis dans le bloc faillé abaissé au sud et des essais de pétrole ont été réalisés. On a foré le puits B-75 de West Ben Nevis en 1985 pour évaluer le bloc faillé entre les puits I-45 et I-13. Ce puits a réalisé des essais de pétrole dans la formation Ben Nevis, le membre repère A et la formation JDA.

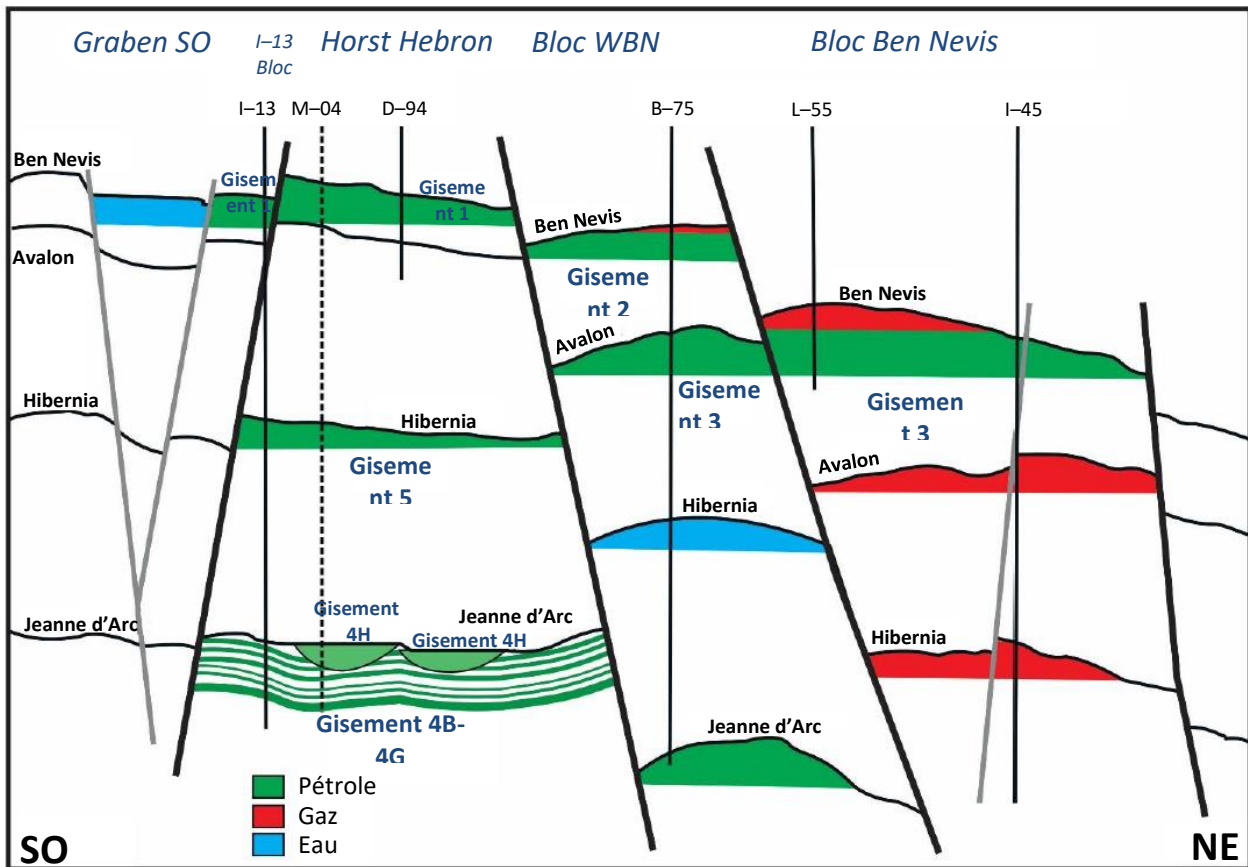


Figure 2 : Représentation en coupe de la zone du projet Hebron

Une deuxième phase de forage de délimitation a débuté en 1996. L'objectif était de vérifier si la zone du projet Hebron présentait un potentiel économique. On a foré le puits D-94 afin de mettre à l'essai la formation Ben Nevis sur le bloc faillé « Horst Hebron » au début de 1999. On a découvert dans le puits plus d'un milliard de barils de pétrole initial en place du réservoir de stockage (PIP du réservoir de stockage) et une meilleure qualité de réservoir et de pétrole que celle observée dans le puits I-13. Le puits D-94 présentait le même contact pétrole-eau (CPE) que celui observé dans le puits I-13, ce qui indique que le bloc faillé I-13 a été en communication avec le bloc faillé D-94 au fil du temps géologique. Le puits L-55 de Ben Nevis a été foré en 1999 pour évaluer le potentiel d'une structure plus élevée et d'une meilleure qualité de réservoir dans la formation Ben Nevis du bloc faillé Ben Nevis. On a localisé dans le puits le sommet du réservoir dans une position structurellement plus élevée que le puits I-45 et l'on a confirmé la présence d'une calotte de gaz dans le gisement. Le puits M-04 d'Hebron a été foré en 2000 pour étudier un remblayage de vallée encaissée qui a été relevé à la suite d'un séisme au sommet de l'horizon JDA (sable H), ainsi que pour accroître la portée de l'évaluation et recueillir des données supplémentaires sur les gisements Ben Nevis, Hibernia et JDA. On a effectué dans ce puits des essais de pétrole dans les formations de Ben Nevis et de sable H JDA.

Au moment de l'approbation du Plan de mise en valeur (Rapport de décision 2012.01), les puits de délimitation I-13 et M-04 étaient les seules pénétrations de puits de la formation JDA, et le sable H n'a été rencontré que dans le puits M-04. Le promoteur et le personnel ont tous deux reconnu qu'il existait un degré élevé d'incertitude concernant la qualité et la connectivité des réservoirs dans la formation JDA. Cette incertitude a incité le promoteur à proposer la mise en valeur des sables H et B seulement. Des accumulations de pétrole ont également été observées dans les sables G et D, mais ces deux sables ont été classés dans la catégorie des mises en valeur éventuelles par le promoteur. Le C-TNLOHE s'attendait à ce que le promoteur acquière davantage de données afin d'optimiser le plan d'épuisement de la formation JDA et a convenu que ces sables devaient être classés dans la catégorie des mises en valeur différées.

La production au champ Hebron a commencé en novembre 2017 en vertu du permis de production (PP) 1012, lequel vise les formations Ben Nevis, Hibernia et JDA. Le Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01) prévoyait la mise en valeur des sables H et B de la formation JDA, tous les autres sables de JDA étant répertoriés comme des mises en valeur différées contenant des ressources éventuelles. Trente et un puits d'exploitation ont été forés à ce jour dans le champ Hebron : vingt pour la production de pétrole, sept pour l'injection d'eau et quatre pour l'injection de gaz. Deux des puits de production de pétrole ont été forés dans la formation JDA. En août 2023, 39,4 Mm<sup>3</sup> (247,6 Mb) de pétrole ont été produits au champ Hebron, dont 0,44 Mm<sup>3</sup> (2,7 Mb) provenant de la formation JDA. L'historique de la production du champ Hebron est présenté à la figure 3.

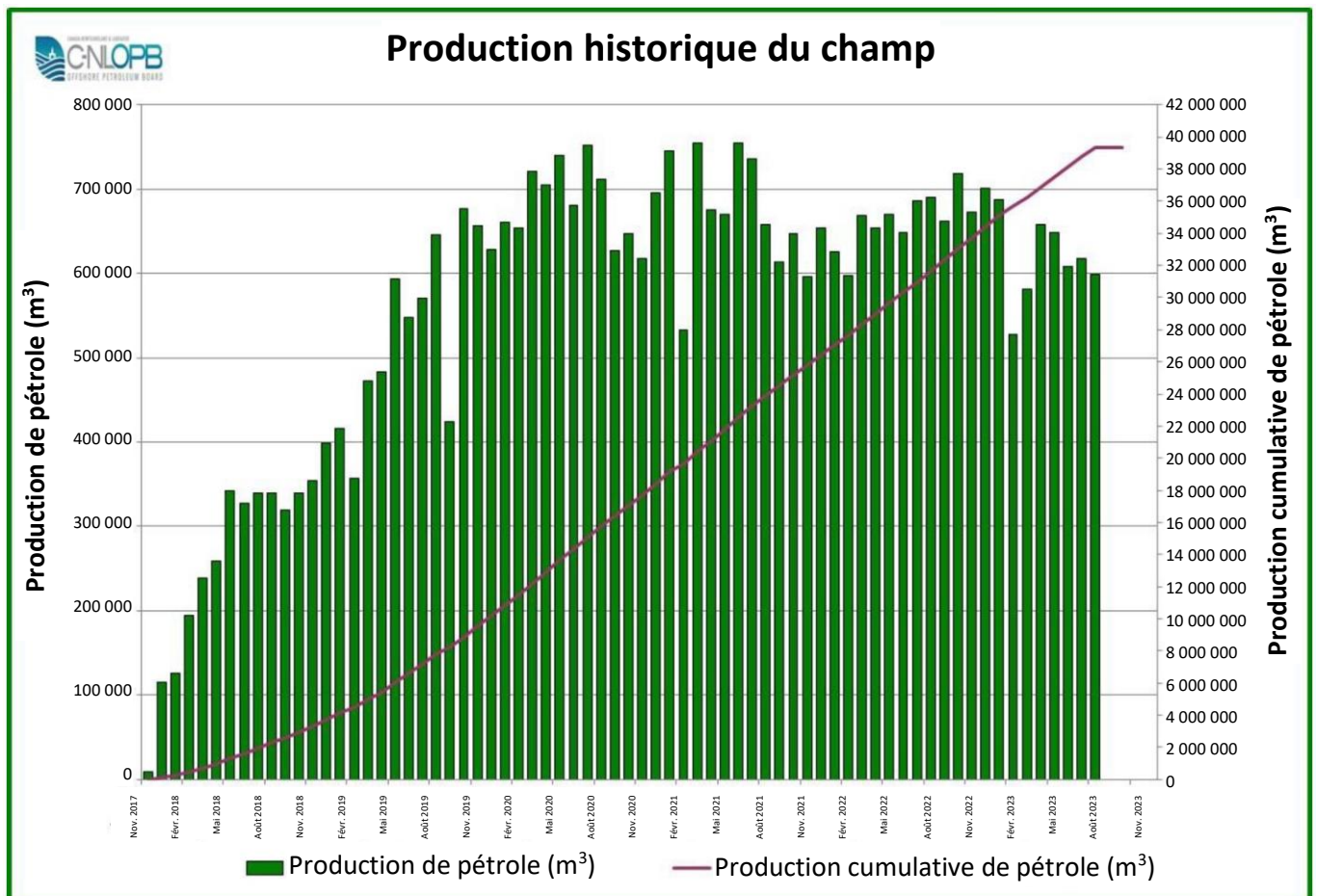


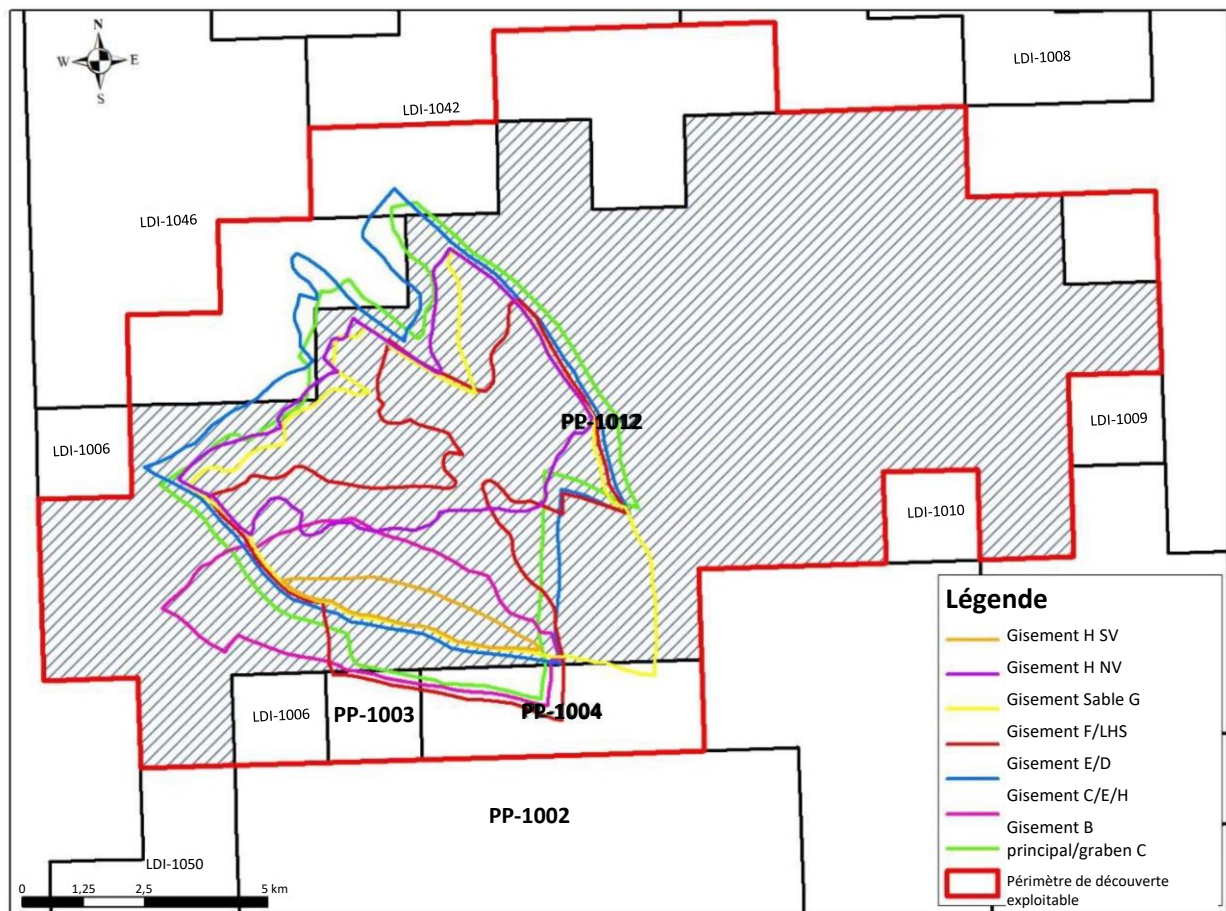
Figure 3 : Production historique du champ Hebron

En 2020, dans le cadre de la planification du premier puits d'exploitation du sable H, L-93 22, le promoteur a choisi d'approfondir le puits afin d'acquérir des données statiques et dynamiques supplémentaires sur le sable B et d'autres sables pétrolifères. Le puits a rencontré des accumulations de pétrole dans les sables G et E. Le promoteur a présenté une demande d'essai d'écoulement prolongé temporaire pour ces sables afin d'acquérir des données dynamiques en vue d'orienter la prise d'une décision à l'égard d'une éventuelle mise en valeur. Un essai d'écoulement prolongé pour une période d'un an a été accordé en 2020. Les résultats statiques et dynamiques obtenus dans le puits L-93 22, y compris l'essai d'écoulement prolongé, ont atténué l'incertitude et ont permis de mieux comprendre la formation JDA, comme cela est précisé dans la demande.

En 2021, le promoteur a approfondi le premier puits de production de la formation Hibernia afin d'acquérir des données statiques dans la zone d'intérêt South Valley de JDA, dans puits de délimitation L-93 29Y. South Valley a été classée par le promoteur comme étant une zone d'intérêt dans le Plan de mise en valeur (Rapport de décision 2012.01) puisqu'elle ne contenait pas de pénétration de puits à l'époque. On a trouvé dans le puits L-93 29Y du sable C de haute qualité et découvert de plus petites accumulations de pétrole dans les sables H et B. Il s'agit du premier puits à rencontrer du sable C pétrolifère dans la formation JDA, ce qui a mené à la proposition de mise en valeur dans la demande.

Le deuxième puits de production de sable H, L-93 30Z, a été mis en service en juin 2022. L'addenda, présenté le 19 juillet 2023, intègre les connaissances acquises des données dynamiques sur le puits L-93 30Z, ainsi que les stratégies actualisées que le promoteur applique pour gérer l'incertitude et optimiser la collecte de données.

En 2022, le promoteur a soumis au C-TNLOHE une proposition concernant la mise en commun dans la formation JDA, basée sur l'évaluation des données géologiques et des données de pression, ainsi que sur l'analyse de la connectivité des réservoirs. Après un examen détaillé par le personnel, le DE a accepté la proposition et désigné sept gisements distincts dans la formation JDA. Il est reconnu que les accumulations d'hydrocarbures dans la formation JDA sont également couvertes par les PP 1003 et 1004. Le périmètre de découverte exploitable comprend les articles pertinents des licences de découverte importante (LDI) 1006, 1046 et 1042 et des PP 1003 et 1004 (figure 4).



**Figure 4 :** Limites du permis de Hebron et contours des gisements individuels de la formation Jeanne d'Arc (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

La mise en valeur optimisée de la formation JDA et l'extraction de ressources potentielles grâce à l'inclusion des sables actuellement non mis en valeur permettront de compenser le déclin naturel de la production à Hebron. Il s'agit de la prochaine étape de l'optimisation des ressources de Hebron, conformément aux pratiques exemplaires relatives aux champs pétrolifères.

### 3.3. Examen public

L'article 44(1) de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador* (Loi de mise en œuvre; version fédérale) stipule ce qui suit :

*44. (1) Sous réserve des instructions visées au paragraphe 42(1), l'Office tient une enquête publique sur la mise en valeur potentielle d'un gisement ou d'un champ, sauf s'il estime qu'il n'est pas dans l'intérêt public de le faire.*

On trouve l'interprétation de l'article 44(1) du C-TNLOHE dans les Lignes directrices du Plan de mise en valeur, lesquelles précisent que l'ampleur et la portée de l'examen public doivent être proportionnelles à l'ampleur de la mise en valeur et à la mesure dans laquelle des techniques et des approches nouvelles et novatrices sont proposées. En d'autres mots, le processus d'examen public doit être déterminé au cas par cas.

En ce qui concerne cette demande, l'Office a décidé d'organiser une consultation publique en ligne de 30 jours. L'examen public de la demande a débuté le 2 mars 2023 et a pris fin le 31 mars 2023.

L'examen public n'incluait pas d'examen de l'EE, car les activités de mise en valeur supplémentaires décrites dans la demande ne nécessitaient pas de modification de l'EE. Le projet Hebron a fait l'objet d'une EE conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (1992) et a été rendu public par le ministre de l'Environnement du gouvernement fédéral en décembre 2011.

Une présentation de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve a été reçue au cours du processus d'examen public. En tant qu'exploitant proposant la modification, le promoteur a répondu aux questions et commentaires qui lui ont été adressés le 12 juin 2023. Par ailleurs, le personnel du C-TNLOHE a répondu aux questions et commentaires qui lui étaient destinés le 27 juin 2023. Les questions et commentaires ainsi que les réponses du promoteur et du C-TNLOHE sont les suivants.

*Commentaire de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve : « Les activités ou les régimes de pêche ont souvent été contraints de changer en raison de la mise en valeur du pétrole et du gaz au large. Il est donc faux de dire que cette mise en valeur supplémentaire n'aura pas de répercussions sur les pêches et les personnes qui en dépendent. »*

Réponse du promoteur : ExxonMobil participe à des forums tels que One Ocean, lequel met en relation depuis plus de 20 ans les utilisateurs des océans afin d'atténuer les impacts intersectoriels. Le mandat de One Ocean consiste notamment à « faciliter une communication, une coopération et une transparence efficaces afin d'améliorer les pratiques sécuritaires et la coexistence réussie dans un milieu marin partagé. » En outre, l'excellent rendement environnemental du projet Hebron a été soutenu par les efforts déployés pour améliorer la cohérence et la qualité des rejets d'eau produite et d'eau de drainage, et la surveillance des effets environnementaux n'a révélé aucune répercussion importante, conformément aux prévisions initiales des travaux d'EE.

*Commentaire de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve : « Une préoccupation des récolteurs concernant cette demande de mise en valeur est le potentiel d'élargissement des zones de sécurité entourant les installations de forage supplémentaires. Lorsque les zones de « sécurité » initiales ont été désignées autour de l'installation de*

*forage, la perte temporaire d'accès à la pêche semblait relativement faible. Cependant, l'activité dans cette zone s'est accrue et continue d'augmenter. Les plans de mise en valeur des sables de Hebron pour les années à venir sont désormais évidents et les zones d'exclusion de la pêche risquent également de s'étendre. Lorsque l'on discute des impacts liés au forage et à la production, il est important de prendre en compte non seulement l'empreinte du forage, mais aussi la façon dont les activités connexes interagissent avec l'activité de pêche et la déplacent. »*

Réponse du promoteur : La zone de sécurité est conforme à la législation en vigueur et reste inchangée. Les activités associées à la modification de 2022 du Plan de mise en valeur de Hebron utiliseront les installations de forage et de production, l'équipement et les procédures en place pour accéder aux ressources dans l'empreinte opérationnelle préexistante à partir de la structure gravitaire d'Hebron. Le trafic de navires de soutien, y compris les pétroliers, les navires de ravitaillement et les autres navires d'entretien, sera semblable au trafic actuel dans le cadre des activités de forage actives.

*Commentaire de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve : « L'acquisition de nouvelles données sismiques est mentionnée dans cette modification à la page 111. »*

Réponse du promoteur : La modification de 2022 du Plan de mise en valeur de Hebron s'appuie sur les données sismiques et les données de puits existantes pour identifier et caractériser les zones d'hydrocarbures qui n'étaient pas incluses au Plan de mise en valeur de Hebron (2011). Les zones d'hydrocarbures sont suffisamment caractérisées par les données sismiques actuelles pour qu'aucune acquisition de données sismiques supplémentaires ne soit proposée. En raison de la nature des données sismiques, toutes les données collectées à Hebron et dans ses environs pourraient comprendre des zones d'hydrocarbures incluses à la modification de 2022 du Plan de mise en valeur de Hebron et être utilisées. Aucune activité sismique supplémentaire n'est prévue dans le cadre de cette modification du Plan de mise en valeur; cependant, si des données sismiques étaient recueillies dans la zone, ExxonMobil suivrait les règlements applicables et les processus de mobilisation en place (p. ex. par l'entremise de One Ocean) pour assurer le respect des pratiques exemplaires.

*Commentaire de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve : « Une communication fréquente et transparente entre les représentants d'ExxonMobil et l'industrie de la pêche à l'égard de ce Plan de mise en valeur est essentielle. »*

Réponse du promoteur : Comme mentionné précédemment, ExxonMobil maintient son engagement à entretenir un dialogue transparent à propos des activités dans le cadre du forum One Ocean, ce qui constitue un moyen essentiel de garantir que tous les utilisateurs des océans sont informés des activités en cours. De plus, une réunion entre ExxonMobil Canada Properties et l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve a eu lieu le 4 mai 2023 afin de discuter de la portée de la modification du Plan de mise en valeur. ExxonMobil demeure disponible pour des réunions supplémentaires si l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve a d'autres questions ou commentaires.

*Commentaire de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve : « Une planification et des dépenses importantes seront nécessaires pour abandonner progressivement le pétrole et préparer la fin de vie du projet à Hebron. » et « Nous recommandons au C-TNLOHE de donner la priorité à la prise de décisions concernant les industries*

*renouvelables, comme l'industrie de la pêche, car celles-ci semblent offrir une voie économiquement plus responsable pour l'avenir. »*

Réponse du C-TNLOHE : Le C-TNLOHE est reconnaissant de la contribution de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve et, comme nous l'avons mentionné précédemment, nous étudions soigneusement votre point de vue dans l'exercice de nos responsabilités réglementaires dans l'intérêt du public. Nous savons, grâce à nos collaborations passées et récentes avec l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve, que ses membres et ses dirigeants reconnaissent que le succès et la responsabilité environnementale des secteurs de la pêche et de l'énergie sont d'une importance cruciale pour la province, tout comme la nécessité pour les deux industries de coexister dans l'océan qu'ils partagent. Le C-TNLOHE continue d'accorder la priorité à une mobilisation fréquente et concrète de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve, directement et par l'intermédiaire du forum One Ocean, pour les questions d'intérêt mutuel. Nous continuons également à rappeler aux entreprises qui exercent ou prévoient d'exercer des activités dans notre zone extracôtière, l'importance d'engager un dialogue précoce et continu au sujet de leurs projets avec les intervenants de l'industrie de la pêche.

*Commentaires de l'Union des pêcheurs : Le budget provincial 2023, récemment publié, allouait 13 millions de dollars à l'acquisition et au traitement de nouvelles données sismiques. Il a été démontré dans la littérature évaluée par les pairs que les activités de levé sismique peuvent entraîner des changements de comportement chez les espèces de poissons. Bien que ces changements soient apparemment temporaires, l'évitement, les réactions de surprise et les changements de vitesse et de direction de nage peuvent tous avoir une incidence sur les activités de pêche commerciale se déroulant à des moments précis (c.-à-d. les saisons) dans des zones limitées (c.-à-d. les zones de pêche). « L'industrie de la pêche a déjà constaté que les taux de prises chutaient immédiatement après l'entrée d'un navire de levés sismiques dans une zone où la pêche est pratiquée, ce qui a une incidence directe sur le rendement économique. » et « L'industrie de la pêche soutient qu'il existe des lacunes importantes dans les données de recherche concernant l'activité sismique et les changements de comportement des poissons, des mollusques et des crustacés. Ces changements peuvent affecter la migration et les activités de reproduction et de frai, ainsi que le déplacement de la biomasse exploitable dans une zone. »*

Réponse du C-TNLOHE : Le personnel du C-TNLOHE travaille en étroite collaboration avec les experts de Pêches et Océans Canada et d'autres organismes gouvernementaux au Canada et à l'étranger afin d'obtenir les données scientifiques et les preuves les plus récentes concernant les risques associés à l'activité sismique, ainsi qu'aux activités de recherche et de production de pétrole dans la zone extracôtière. Ces efforts continus orientent notre surveillance réglementaire des exploitants, qui doivent réduire ces risques à des niveaux aussi bas que raisonnablement possible.

Les questions, les commentaires et les réponses reçus dans le cadre de l'examen public ont été pris en considération par le personnel du C-TNLOHE lors de l'analyse de la demande et de la recommandation à l'Office.

#### 4. Sécurité

Les activités liées à cette demande seront gérées conformément aux plans de sécurité, aux procédures et aux processus applicables établis. Aucun autre problème de sécurité n'a été relevé.

#### 4.1. Recommandation

Le personnel du Service de la sécurité recommande d'approuver cette demande.

### 5. Protection de l'environnement

Le personnel a examiné la demande pour déterminer si les travaux soulèvent de nouvelles questions environnementales qui n'ont pas été prises en compte dans les EE initiales; si ces travaux modifient les incidences associées aux questions prises en compte dans les évaluations initiales de sorte que les répercussions dépassent les effets prédits antérieurement; et si les incidences des travaux se situeraient dans les limites réglementaires, lesquelles pourraient avoir changé depuis la décision 2012.01. Cet examen a tenu compte des EE et des rapports de décision déjà achevés.

Le projet Hebron a fait l'objet d'une EE conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (1992). L'étude approfondie a été publiée par le ministre fédéral de l'Environnement le 22 décembre 2011. En outre, le promoteur a soumis un addenda au REA (2013), et une modification de l'EE (2017). La portée de l'addenda de 2013 comprenait les activités associées aux levés sismiques 3D. La portée de la modification de 2017 comprenait une évaluation de la modification de l'élimination de la boue de forage synthétique associée aux déblais de forage.

Les activités de mise en valeur supplémentaires décrites dans la demande ne nécessitent aucune modification des installations et des équipements déployés sur le terrain, des opérations, des activités d'expédition ou de l'étendue des zones de sécurité. Le nombre total de puits (52) proposés pour le projet Hebron et les taux de rejet d'eau produite devraient rester dans les plages décrites dans le REA. Ces puits seront forés à partir de la structure gravitaire et ne nécessiteront pas la construction de centres de forage excavés ou l'exploitation d'unités mobiles de forage en mer, bien que ces activités aient été évaluées dans le REA initial. Sur cette base, l'impact de la présence physique dans l'environnement lié à la modification est considéré comme relevant de l'impact évalué dans le REA.

L'installation a été conçue en fonction d'un taux de production estimatif de 23 900 m<sup>3</sup>/jour de pétrole (150 mbj), avec un débit potentiel après dégoulotage et optimisation de la production de 28 600 m<sup>3</sup>/jour (180 mbj). Le système d'eau produite a été conçu pour traiter et évacuer jusqu'à 56 000 m<sup>3</sup>/jour (environ 350 mbj) d'eau produite. La capacité de traitement du gaz a été conçue pour traiter jusqu'à 8 500 000 m<sup>3</sup>/jour (300 MPCSJ), et ce, afin de permettre la réinjection du gaz et l'ascension artificielle du gaz.

#### 5.1. Émissions de gaz à effet de serre

Au moment où le REA était en cours d'élaboration, les gaz à effet de serre (GES) faisaient partie de la composante valorisée de l'écosystème (CVE) de la qualité de l'air et les limites spatiales étaient considérées comme mondiales. Les émissions de GES associées à la production d'électricité, à la compression du gaz, au torchage et aux émissions fugitives ont été prises en compte dans le REA. Pour étudier l'impact des émissions de GES, le REA a été réalisé selon les directives de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (AEIC). Les émissions de GES du projet ont été prises en compte dans le cadre d'une évaluation préliminaire de leur portée; on a alors déterminé le profil de l'industrie (dans la mesure du possible) et tenu compte de l'ampleur, de l'intensité et de la durée des émissions associées au projet, conformément aux directives de l'AEIC. Les

émissions de GES liées au projet ont également été comparées à celles de projets semblables, ainsi qu'aux émissions de GES provinciales et nationales.

Dans le REA, les émissions opérationnelles normales de GES ont été estimées à 596 469 t éq. CO<sub>2</sub> par an.

**Tableau 1** : Rapport d'étude approfondie du projet Hebron – Estimation des émissions de gaz à effet de serre

Fonction	Émissions de gaz à effet de serre (t éq. CO <sub>2</sub> par an)			
	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	CH <sub>4</sub>	Total
Production d'électricité	269 024	19,9	5	275 298
Compression de gaz	174 612	6,7	3,3	176 758
Torchage	92 849	0,173	484	103 067
Émissions fugitives	-	-	1 346	28 266
Trafic maritime	12 589	-	-	12 589
Trafic d'hélicoptères	491	-	-	491
<b>Total</b>				<b>596 469</b>

Source : Rapport d'étude approfondie du projet Hebron, pages 6 à 30

**Tableau 2** : Projet Hebron – Émissions de gaz à effet de serre déclarées

Année	Émissions de gaz à effet de serre (t éq. CO <sub>2</sub> )			
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Total
2018	400 088	78 210	3 151	481 449
2019	517 219	85 621	2 805	605 645
2020	481 622	26 099	3 032	510 753
2021	437 227	14 113	3 302	454 643

Source : [NL-Industrial-Facilities-Provincial-GHG-Data-for-Website-2016-2021.pdf \(gov.nl.ca\)](https://www.gov.nl.ca/nl/industrial-facilities-provincial-gHG-data-for-website-2016-2021.pdf)  
En date du 12 janvier 2023

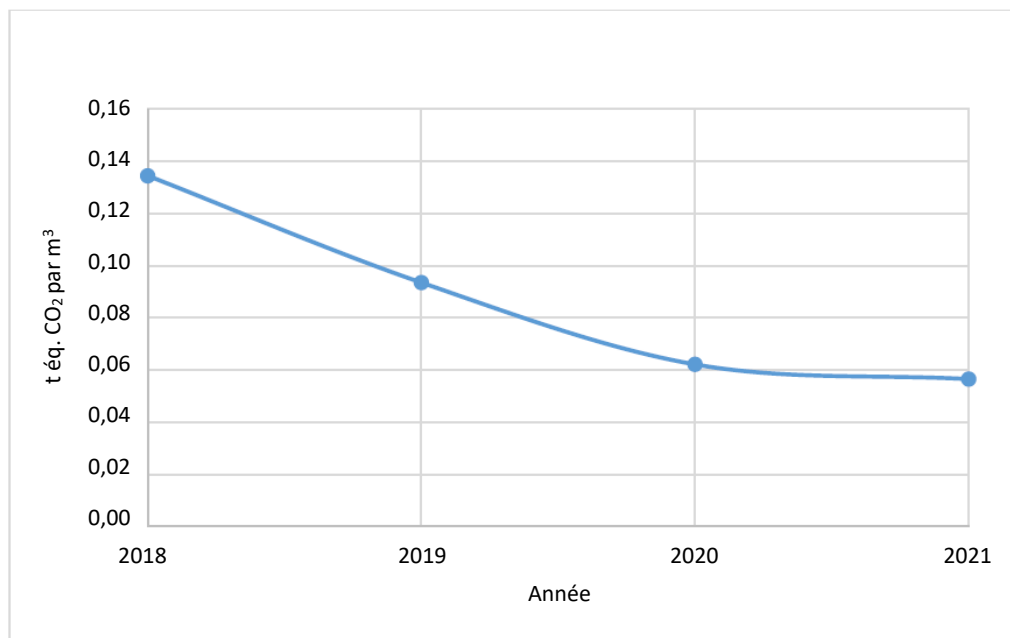
Le REA indiquait que les émissions prévues du projet Hebron étaient d'une ampleur semblable à celle d'activités comparables menées dans des administrations semblables, mais « qu'il n'est pas encore possible de déterminer l'effet de ces émissions sur les changements climatiques. » Il est vrai que l'impact des émissions propres au projet sur les changements climatiques mondiaux n'est pas bien déterminé, mais il est raisonnable de suggérer qu'une augmentation des émissions de GES par rapport à celles précédemment évaluées est un changement indésirable dans le contexte des engagements fédéraux et provinciaux du Canada sur le plan des émissions de GES.

Depuis le début de la production en 2017, le promoteur a mis en œuvre des changements dans ses activités afin de réduire les émissions de GES, notamment en améliorant la fiabilité des compresseurs d'injection de gaz, en mettant à jour les stratégies d'injection de gaz et en perfectionnant les pratiques opérationnelles. Ces efforts se sont traduits par une réduction estimée de 77 % des émissions de GES attribuables au torchage entre 2019 et 2021. Hebron a également mis en œuvre un programme de détection et de réparation des fuites (DRF) par imagerie optique afin d'identifier et d'atténuer les émissions fugitives. (Voir le rapport annuel de 2022 du

C-TNLOHE sur l'initiative de réduction des émissions à : <https://www.cnlopbc.ca/wp-content/uploads/emrep/emrep2022.pdf>.)

D'après les informations présentées dans la demande, les émissions de GES devraient demeurer inférieures aux émissions estimées (596 kt éq. CO<sub>2</sub>/an) décrites dans le REA (dans une plage de 500 à 596 kt éq. CO<sub>2</sub>/an). Sur cette base, les émissions de GES associées à la modification sont considérées comme relevant de l'impact évalué dans le REA.

La figure 5 présente un graphique montrant l'évolution de l'intensité carbonique du pétrole produit au champ Hebron.



**Figure 5 :** Intensité carbonique du pétrole produit au champ Hebron depuis 2018. L'axe vertical représente les tonnes éq. CO<sub>2</sub> émises par m<sup>3</sup> de pétrole produit. (Source : Données du C-TNLOHE)

Les activités proposées dans la demande ne nécessiteront pas de modification du plan de surveillance de la conformité environnementale ni du programme de surveillance des effets environnementaux.

## 5.2. Recommandation

Aucune préoccupation environnementale pouvant empêcher le personnel de recommander l'approbation de la demande n'a été relevée. Les activités liées à la demande peuvent être gérées conformément aux processus et procédures établis.

Le personnel du Service de protection de l'environnement recommande d'approuver cette demande.

## 6. Retombées industrielles

Le personnel a examiné la demande dans le contexte des obligations liées aux retombées de la *Loi de mise en œuvre*, ainsi que du plan de retombées du champ Hebron approuvé du promoteur. Il a notamment analysé la demande afin de déterminer si de nouvelles retombées industrielles pourraient se matérialiser au Canada, en particulier dans la province, grâce aux activités prévues par le promoteur. Dans le cadre de son examen, le personnel a tenu de nombreuses réunions avec le promoteur et a examiné les plans d'emploi et de passation de marchés du promoteur afin d'orienter l'analyse.

En ce qui concerne la passation de marchés et les contrats, il a été déterminé que la portée proposée des activités sera mise en œuvre principalement au moyen de contrats qui ont déjà été attribués dans le cadre des activités normales du projet Hebron, et conformément au plan de retombées du champ Hebron approuvé du promoteur. Toute activité supplémentaire de passation de marchés sera sujette aux engagements et aux principes du plan de retombées du champ Hebron du promoteur et à la surveillance du C-TNLOHE. Le plan de retombées du champ Hebron précise que les entreprises de la province et d'autres régions du Canada auront la juste possibilité de participer au processus concurrentiel en vue d'obtenir des contrats du projet Hebron, et que la priorité sera donnée aux biens fabriqués et aux services fournis dans la province, lorsqu'ils sont compétitifs en ce qui concerne le juste prix, la qualité et les délais de livraison.

En ce qui concerne l'emploi, le personnel a déterminé que la portée des activités sera mise en œuvre par l'entremise du personnel et des entrepreneurs en place qui ont été embauchés dans le cadre des activités normales du projet Hebron, et conformément au plan de retombées du champ Hebron approuvé du promoteur. Comme c'était le cas pour l'approvisionnement et la passation de marchés, le personnel a reçu l'assurance que toute nouvelle possibilité d'emploi sera sujette aux engagements et aux principes du plan de retombées du champ Hebron du promoteur et à la surveillance du C-TNLOHE. Le plan de retombées du champ Hebron précise que les personnes résidant dans la province de Terre-Neuve-et-Labrador seront considérées en priorité pour les possibilités d'emploi dans le cadre du projet Hebron, et que ces possibilités seront annoncées à l'externe afin de sensibiliser le public.

### 6.1. Recommandation

Après avoir examiné la demande et consulté le promoteur, le personnel a déterminé qu'une modification du plan de retombées n'était pas nécessaire et n'a relevé aucun élément pouvant constituer une entrave à notre recommandation d'approuver la demande. La portée des activités décrite dans la demande sera atteinte grâce au personnel et aux contrats existants du projet Hebron. En outre, les principes et les engagements mis en évidence dans le plan de retombées approuvé du promoteur continueront de s'appliquer à toutes les activités.

## 7. Gestion des ressources

Le personnel a examiné la demande, y compris l'interprétation sismique, le modèle géologique et le modèle de simulation de réservoirs du promoteur. Le personnel a également procédé à un examen des données géologiques, des données pétrophysiques et des données de production acquises depuis l'approbation du Plan de mise en valeur original de Hebron en 2012 (Décision 2012.01).

Le personnel a élaboré un modèle géologique indépendant, mais n'a pas élaboré de modèles de simulation indépendants.

## 7.1. Géologie, géophysique et pétrophysique

### 7.1.1. Géologie régionale

La demande présente un résumé de la géologie du champ Hebron et comprend une brève description de la séquence stratigraphique et des blocs faillés. Étant donné que la compréhension générale de la région n'a pas changé depuis la présentation du Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01), une analyse détaillée n'est pas nécessaire pour la demande.

Les divisions structurales du champ Hebron sont basées sur la carte structurale de la formation Ben Nevis, soit le principal réservoir du champ Hebron. Les cinq principaux blocs faillés sont présentés à la figure 6. Au niveau de la formation JDA, l'augmentation des failles a entraîné l'apparition de blocs faillés supplémentaires dénommés par les lettres « A' à F' » (collectivement appelés blocs « Prime »), lesquels bordent les parties est et sud du horst Hebron, comme le montre la figure 7.

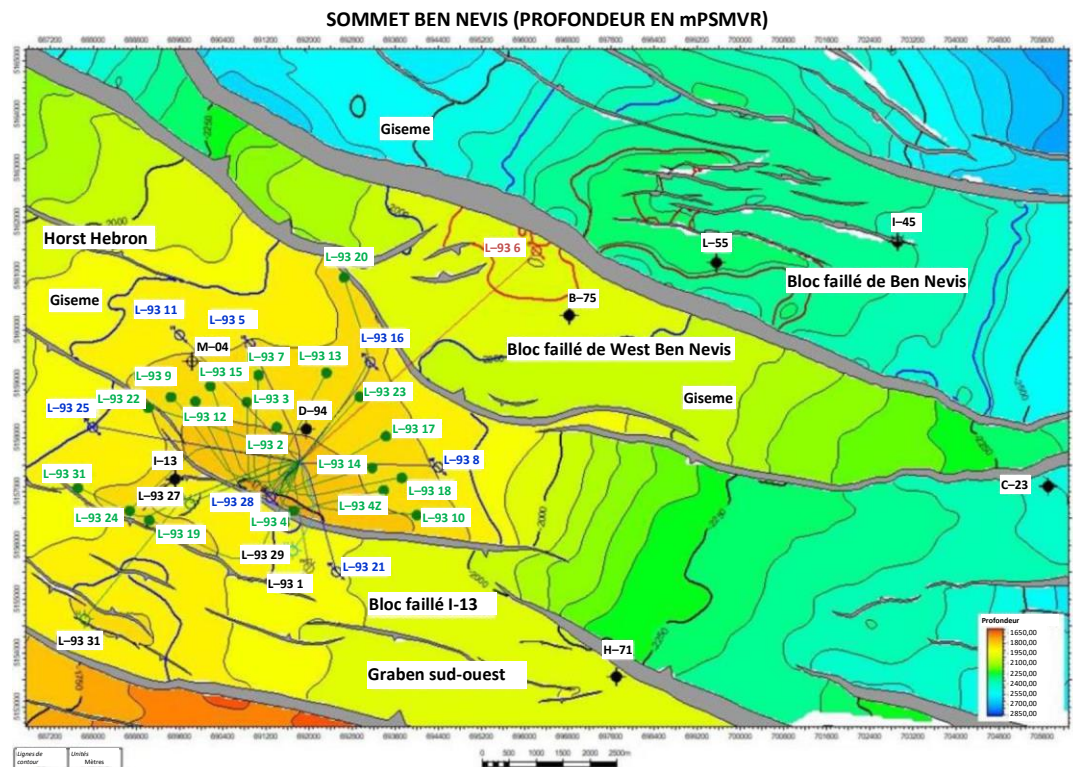
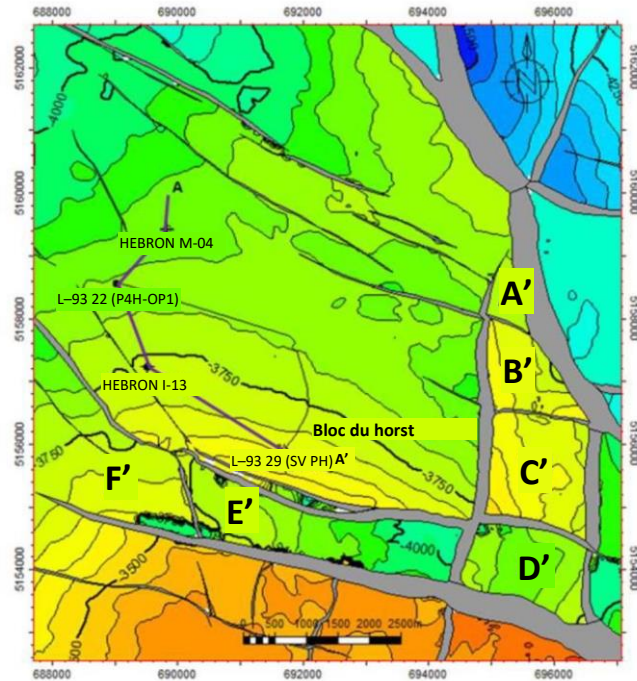


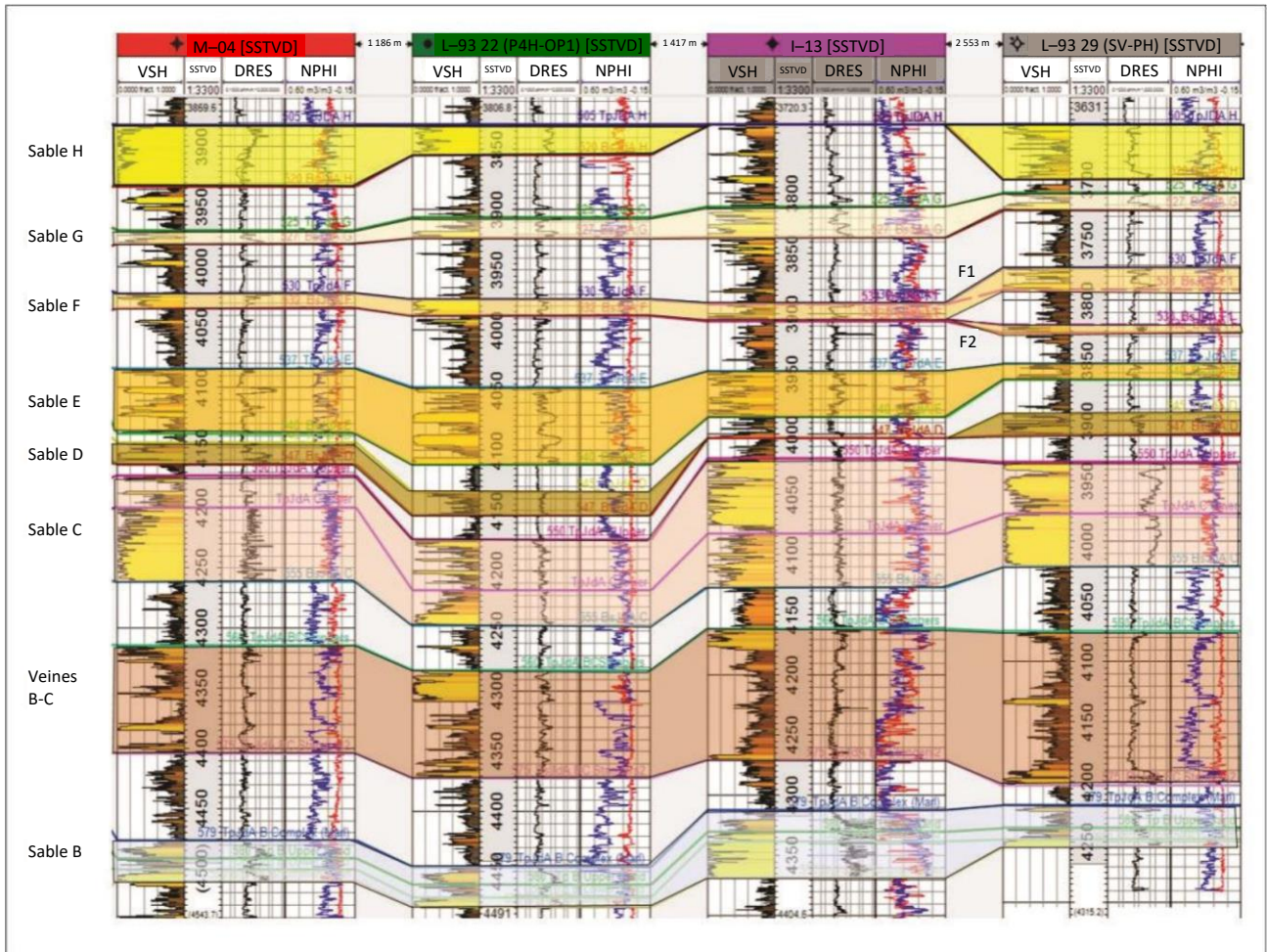
Figure 6 : Carte de structure de la formation Ben Nevis supérieure montrant les cinq principaux blocs faillés du champ Hebron : graben sud-ouest, bloc faillé I-13, horst Hebron, bloc faillé West Ben Nevis et bloc faillé Ben Nevis (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)



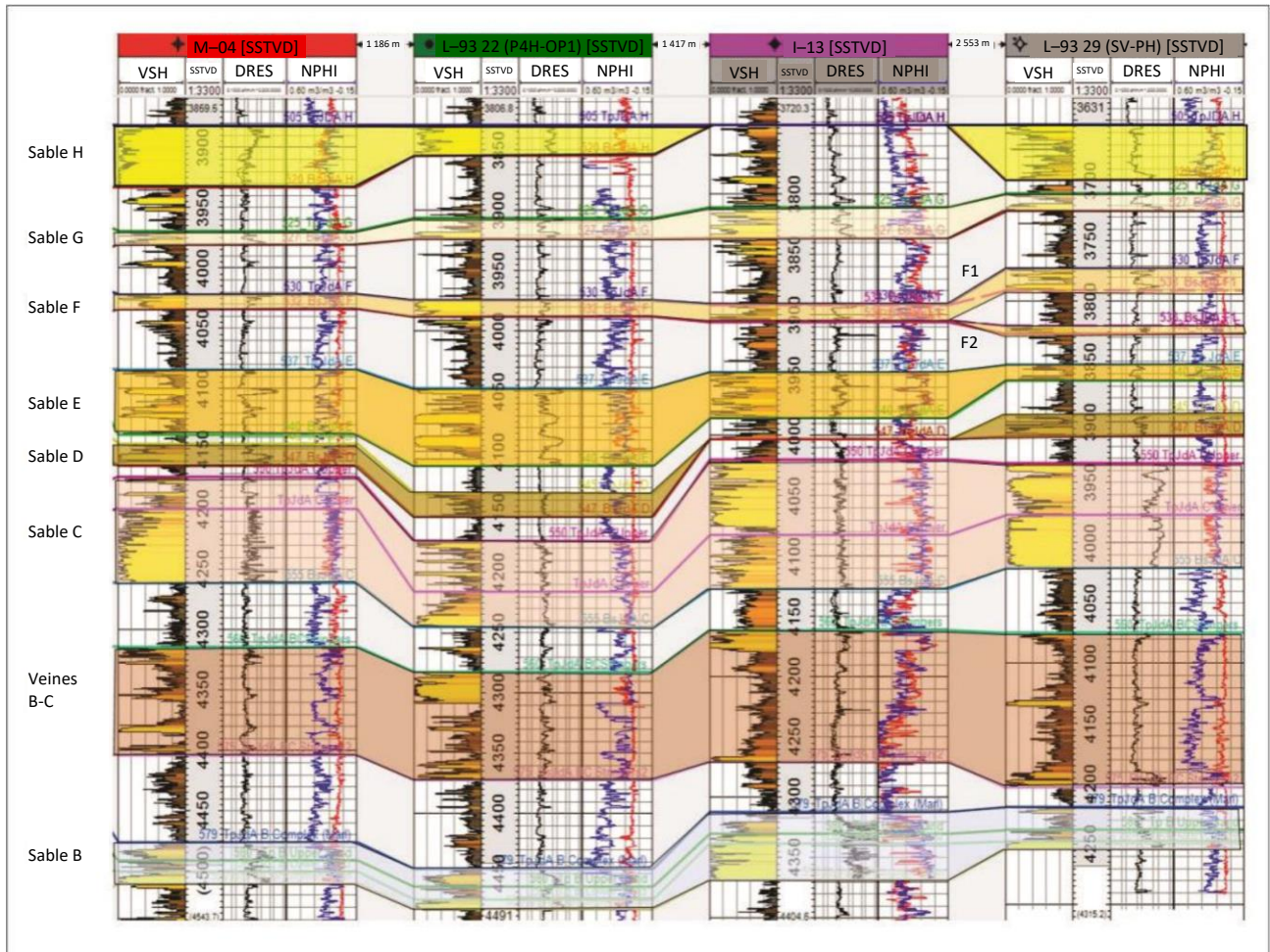
**Figure 7** : Carte de structure de la formation JDA supérieure, montrant les blocs « Prime » (A' à F') adjacents au horst Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

### 7.1.2. Géologie de la formation Jeanne d'Arc

La formation JDA est le réservoir de production le plus profond du champ Hebron. Le même réservoir au champ Terra Nova présente un rapport net-brut plus élevé, une granulométrie plus grossière et un système de dépôt plus proximal. La formation est interprétée comme une succession épaisse (jusqu'à 650 m), contenant plusieurs grès à grains fins et grossiers. Les intervalles de sable les plus importants sont, de haut en bas : les veines H, G, F, E/D, C et BC et les sables B.



La figure 8 montre les positions stratigraphiques et les corrélations des différentes unités de sable. Les unités de sable individuelles ne sont pas toutes directement corrélables dans la région en raison du milieu de dépôt du chenal fluvial qui a entraîné une certaine discontinuité dans le dépôt du réservoir.



**Figure 8** : Coupe transversale de puits montrant la corrélation stratigraphique entre les différents sables des puits de la formation JDA dans le bloc du horst Hébron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Le sable H, le sable le plus élevé de la formation JDA, est subdivisé en systèmes de dépôt de vallées fluviales anastomosées de North Valley et de South Valley sur la base des amplitudes sismiques cartographiées. Les sables G, F, E et D sont interprétés comme ayant été déposés dans un système fluvial anastomosé sablonneux qui comprend des chenaux fluviaux et des sables de réservoir déposés en barres, entourés de dépôts de plaine d’inondation et de plaine côtière à grain fin. Le sable C, qui a été rencontré dans tous les puits forés au horst Hébron à ce jour, est divisé en une unité supérieure et une unité inférieure avec une mise en valeur variable du sable. Le milieu de dépôt global pour le sable C supérieur et inférieur est un complexe de chenaux fluviaux à méandres. Le sable B a fait l’objet d’une analyse dans le Plan de mise en valeur initial du champ Hebron. Il s’agit d’un système fluvial anastomosé sablonneux, composé de barres anastomosées amalgamées et d’îles interfluviales locales.

Le promoteur a élaboré des cartes pour illustrer les relations de juxtaposition et visualiser l’étendue potentielle des accumulations d’hydrocarbures sur la base de la communication entre les failles transversales. Ces relations permettent de comprendre l’étendue des accumulations d’hydrocarbures dans la formation JDA et justifient l’inclusion des blocs faillés entourant le bloc principal du horst dans la MPMV. Les cartes d’accumulation d’hydrocarbures ont été créées par le promoteur, lequel y a intégré les données sur les puits,

les données sismiques et les données sur la pression afin d'analyser la juxtaposition. Les contacts entre fluides des différents sables ont été interprétés, comme le montre le tableau 3.

**Tableau 3** : Contacts entre fluides interprétés pour les sables de la formation JDA. CPE signifie « contact pétrole-eau » et PFQCH signifie « plus faible quantité connue d'hydrocarbures ».

Sable	Type de contact	mPSMVR
Sable B	CPE	4 520
Sable C	CPE	4 028
Sable E/D	CPE	4 200
Sable F	PFQCH	3 980
Sable G	PFQCH	3 978
Sable H de North Valley	CPE	3 912
Sable H de South Valley	CPE	3657,5

Le personnel accepte les interprétations faites par le promoteur des données géologiques, sismiques et de pression pour interpréter la juxtaposition des réservoirs et l'étendue areale des diverses accumulations d'hydrocarbures. Cette analyse a également servi de base à la désignation de sept bassins distincts au niveau du réservoir JDA par le DE en février 2023.

### 7.1.3. Géophysique

L'interprétation géophysique du promoteur s'est appuyée sur le levé IsoMetrix du champ Hebron acquis en 2013 par Schlumberger (WesternGeco) comme nouveau levé de référence 4D pour Hebron. Il s'agit d'un levé à composantes multiples avec un espacement dense des chenaux, ce qui permet d'obtenir un repliement complet de 60.

L'objectif principal du traitement de migration en profondeur avant sommation anisotrope (MPPSA) de l'isotropie transverse inclinée (ITI) était de fournir une image haute résolution des réservoirs de Hebron avec une meilleure définition de la géométrie des failles et moins d'artefacts liés à l'affaissement des failles. Le traitement a été achevé en 2015.

Les événements géologiques interprétés avec des diagraphies par câble ont été reliés aux données sismiques à l'aide de sismogrammes synthétiques provenant des puits suivants :

- Hebron M-04;
- Hebron I-13;
- Hebron L-93 29;
- Hebron L-93 22.

Le promoteur a cartographié les principaux horizons sismiques en accordant une attention particulière aux horizons suivants de Jeanne d'Arc : sable H, sable G, sable F, sable E, sable D, sable C, sables BD et sable B. Les

correspondances entre les horizons sismiques et les sommets des puits présentent une erreur inférieure à 15 % (<~40 à 50 m).

Les failles ont été cartographiées autour du horst Hebron et des caractéristiques structurales environnantes. Cette interprétation a été utilisée pour les travaux de juxtaposition de failles effectués afin de déterminer les contacts entre hydrocarbures au niveau des failles.

Les méthodes décrites dans la demande sont considérées comme raisonnables et le personnel a accepté les surfaces sismiques du promoteur comme base de sa modélisation géologique.

#### 7.1.4. Pétrophysique

Des données complètes sur les diagraphies et les carottes sont disponibles pour les puits d'exploration forés précédemment dans la formation JDA du champ Hebron. Les données ont été complétées par des diagraphies en cours de forage (DCF) et des diagraphies par câble de haute qualité acquises par le promoteur dans les puits L-93 22 et L-93 29 récemment forés. La demande contient un résumé des principaux paramètres pétrophysiques pour tous les sables rencontrés dans la formation JDA dans divers puits d'exploration et de délimitation forés à ce jour. En outre, le promoteur a décrit la méthodologie employée pour la sélection et l'utilisation des différents intrants pétrophysiques employés dans l'élaboration des modèles pétrophysiques.

Le personnel a examiné la partie de la demande relative à la pétrophysique et a déterminé que les données, la méthodologie et les hypothèses utilisées par le promoteur dans l'élaboration de la demande sont solides et conformes aux pratiques et procédures établies de l'industrie. Une analyse indépendante réalisée par le personnel a abouti à des résultats très semblables. Par conséquent, l'interprétation pétrophysique présentée par le promoteur à l'appui de la demande est jugée raisonnable et appropriée.

#### 7.1.5. Modélisation géologique des réservoirs

##### 4.1.5.1 *Modèle géologique du promoteur*

Lorsque le Plan de mise en valeur de Hebron a été présenté en 2011, deux puits de délimitation, Hebron I-13 et Hebron M-04, avaient pénétré la formation JDA, confirmant la présence d'hydrocarbures au sein des réservoirs de sable H et de sable B. D'autres sables contenant des accumulations d'hydrocarbures ont été reconnus, mais n'ont pas été inclus.

Le promoteur a présenté plusieurs versions d'un modèle géologique pour les sables H et B de la formation JDA à l'appui du Plan de mise en valeur original du champ Hebron et de la déclaration de découverte exploitable. Sur la base des résultats du forage de développement des puits L-93 22, L-93 29 et L-93 30Z, un nouveau modèle géologique à plusieurs sables (JDA Framework for CoVs, août 2022) pour la formation JDA a été créé à l'appui de la mise en valeur des intervalles de sable supplémentaires. Il s'agit du modèle le plus récent à l'appui de la demande et celui-ci a servi de base pour la création du modèle de réservoir statique en 3D de la JDA par le personnel de l'Office.

Le modèle de cadre du promoteur pour la formation JDA a été créé dans le but d'intégrer toutes les observations et les connaissances acquises de l'interprétation sismique, du forage de développement et de l'analyse des fluides et de la pression pour tous les sables rencontrés dans la formation JDA dans un modèle géologique unique, de sorte que le modèle puisse être utilisé pour la simulation de la production combinée,

l'ajustement aux conditions historiques et l'établissement de prévisions. La zone d'intérêt pour le modèle englobe le bloc faillé principal (Horst), le segment nord-est, le graben, ainsi que des blocs supplémentaires à l'est et au sud (figure 9) afin d'illustrer l'interprétation par le promoteur des contacts entre fluides et des juxtapositions de sables.

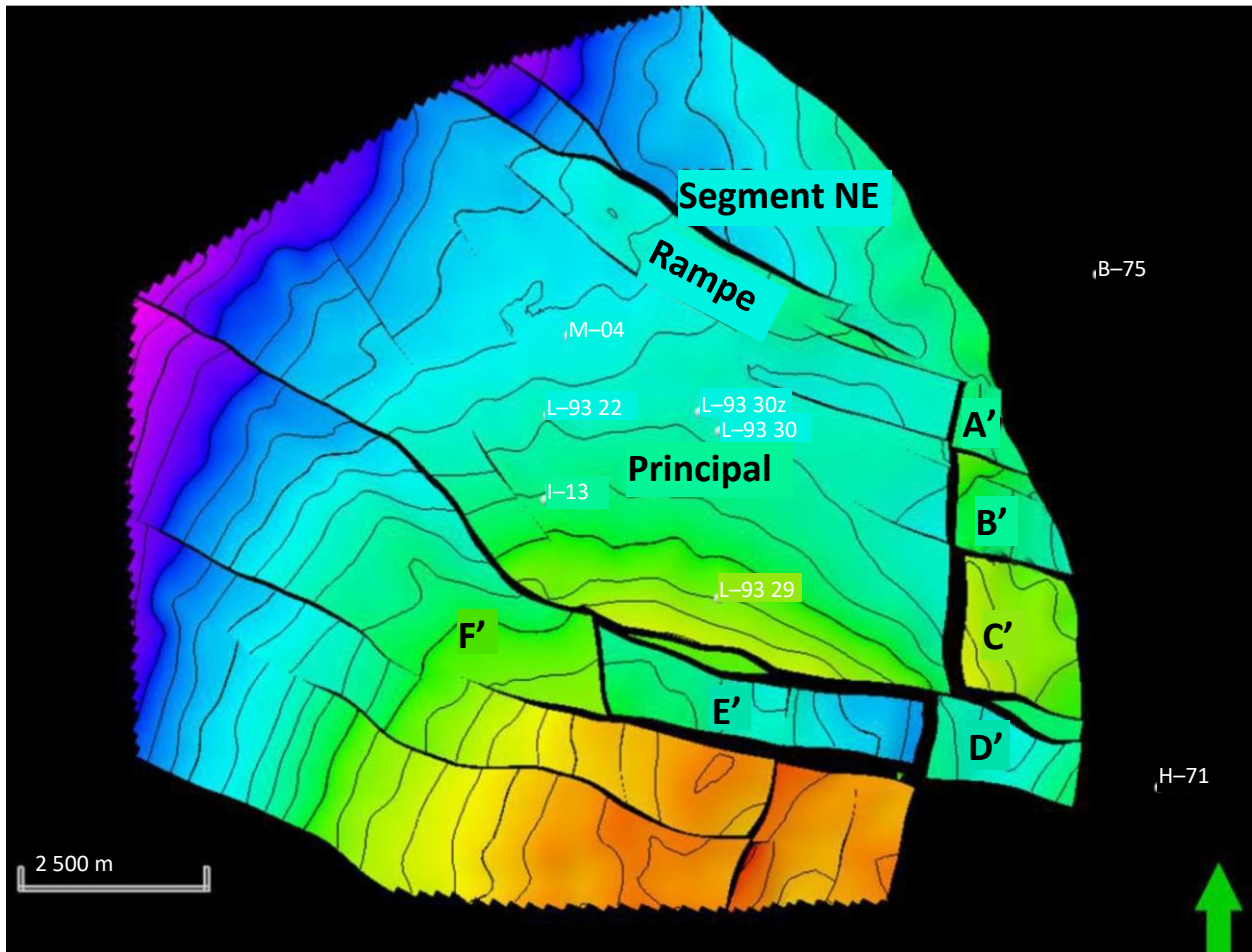


Figure 9 : Zone d'intérêt du promoteur pour le géomodèle du cadre de JDA (ExxonMobil, 2022)

Le modèle comporte deux quadrillages : un quadrillage de piliers de failles lisses et un quadrillage de failles en « zig-zag ». Le quadrillage de piliers de failles lisses est idéal pour les visualisations; cependant, des problèmes peuvent survenir pendant la simulation en raison de la distorsion des cellules du quadrillage autour des failles. Le quadrillage « zig-zag », comme le quadrillage de failles lisses, respecte la juxtaposition des sables et préserve la géométrie des cellules pour la simulation autour des failles. Le promoteur a utilisé des flux de travail identiques pour les deux quadrillages dans le modèle afin d'assurer la cohérence. Le cadre des failles comprend toutes les failles susceptibles d'affecter les régions de fluides. Certaines failles mineures ont été exclues, car elles n'auraient pas d'incidence sur la mise en commun. Des horizons ont été générés directement à partir de l'interprétation sismique. Les zones présentant un degré de confiance élevé ont été interprétées, tandis que pour les zones présentant un degré de confiance plus faible, l'interprétation s'est orientée vers les surfaces à confiance plus élevée. Les veines H, F, C et BC et les sables B ont été cartographiés au sommet et à la base de chaque sable pour tenir compte des variations d'épaisseur. Les sables G et E ont été cartographiés au sommet et représentés en isopaches à la base pour établir des bordures à épaisseur nulle. Un sable de Lower Hibernia

(faisant partie du gisement 4F) a été ajouté dans la zone du graben pour tenir compte de la juxtaposition, mais n'a pas été inclus dans d'autres blocs faillés. Des zones supplémentaires dans les intervalles de sable de la formation JDA ont été créées en carte d'isopaches lorsque les horizons sismiques étaient interprétés avec un faible niveau de confiance, ou pour intégrer la zonation subsismique interprétée en fonction des données sur les puits. Des cartes de milieu de dépôt ont été générées pour chaque sable à l'aide des données d'amplitude et d'épaisseur, à l'exception du sable D, car ce dernier n'est pas toujours entièrement résolu sur les données sismiques. Les contacts entre fluides dans le modèle ont été exprimés comme une propriété régionale pour honorer la juxtaposition de sables dans les blocs faillés. Les contacts du modèle de cadre de JDA sont conformes à ceux décrits dans la demande.

Le personnel a déterminé que le modèle structural du quadrillage de piliers de failles lisses, les composantes du modèle « zig-zag » et les horizons sismiques interprétés du modèle de réservoir statique étaient raisonnables et appropriés. Le modèle élaboré par le personnel a utilisé l'approche du quadrillage de piliers de failles lisses.

#### *4.1.5.2 Modèle géologique du C-TNLOHE*

Les données de forage, l'interprétation pétrophysique et le matériel de puits obtenus lors des forages d'exploration, de délimitation et de développement, ainsi que les interprétations du promoteur basées sur les récentes données sismiques en 3D, constituent la base du modèle du personnel. Le modèle inclut les données des puits récemment forés L-93 22, L-93 29 et L-93 30Z, ainsi que les données des puits de délimitation M-04 et I-13, ces derniers étant les seuls puits de délimitation à pénétrer la formation JDA dans le bloc du horst Hebron. Les données de forage acquises par diagraphie en cours de forage et par diagraphie par câble pour ces puits ont été interprétées par le personnel responsable de la pétrophysique et intégrées en vue d'une utilisation dans la création du modèle.

L'interprétation structurale du modèle du promoteur a été utilisée par le personnel comme base pour créer et peupler un modèle de réservoir indépendant pour les sables du gisement 4 de JDA à l'aide de Petrel. Pour des raisons de simplicité et de comparaison, les unités de sable individuelles et les unités de schiste qui les séparent ont été modélisées en utilisant comme données d'entrée les horizons sismiques interprétés par le promoteur et les sommets de puits interprétés par le personnel. La zonation et la superposition du réservoir JDA ont été interprétées pour chaque réservoir de sable, les unités de schiste séparatrices étant attribuées à une seule couche.

Lors de l'élaboration d'un modèle pour le milieu de dépôt, le personnel s'est référé aux cartes de milieux de dépôt figurant dans le modèle du promoteur. Les cartes de milieux de dépôt pour chaque sable ont été numérisées et combinées par modélisation géométrique et utilisation d'une calculatrice de propriétés pour créer un modèle de milieu de dépôt complet. Des diagraphies de faciès ont été créées pour chaque puits en utilisant des seuils pétrophysiques pour le  $V_{\text{schiste}}$  et la porosité. Les diagraphies de puits ont ensuite été mises à l'échelle et utilisées pour remplir le quadrillage 3D.

Le modèle géologique statique du personnel a été créé en ajoutant au quadrillage des propriétés pétrophysiques comme la porosité, la perméabilité et la saturation en eau. Les données disponibles sur la porosité à partir des diagraphies de puits ont été importées dans Petrel, mises à l'échelle et réparties dans le quadrillage 3D à l'aide d'un algorithme séquentiel de simulation gaussienne et conditionnées au modèle de milieu de dépôt. Des diagraphies de perméabilité ont été générées pour les puits à l'aide d'une transformation

porosité-perméabilité, puis mises à l'échelle dans le quadrillage 3D. De même, les données de la saturation en eau ont été calculées pour tous les puits, puis mises à l'échelle dans le quadrillage 3D. Le modèle a été rempli à l'aide d'un algorithme séquentiel de simulation gaussienne, et cokrigé (méthode d'interpolation spatiale) aux données de porosité. Dans la modélisation des blocs faillés B', C' et F' pour le sable C, ainsi que du bloc faillé E' pour le sable H, la saturation en eau a été recalculée à l'aide de fonctions de hauteur de saturation pour chaque puits et répartie dans l'ensemble du quadrillage 3D.

Le personnel a utilisé des méthodes semblables à celles du promoteur dans la création du modèle de réservoir statique pour les réservoirs de JDA et la population de données dans le quadrillage 3D pour les propriétés pétrophysiques. Pour la modélisation du sable de Lower Hibernia, le promoteur a utilisé des données de puits de limite et a ajouté des propriétés de valeur moyenne au modèle afin de générer une estimation optimiste du PIP du réservoir de stockage. Le modèle présenté par le promoteur est une représentation raisonnable des données géologiques et géophysiques disponibles et a produit des résultats semblables à ceux du modèle du personnel.

## 7.2. Pétrole et gaz en place

Le personnel a évalué les ressources d'hydrocarbures en place dans les sables H, G, F, E, D, C et B. Les valeurs des hydrocarbures en place pour chaque sable de la formation JDA ont été calculées à l'aide du modèle de réservoir statique Petrel. Les propriétés de fluide utilisées, notamment la porosité, la saturation en eau, le facteur de formation et la proportion gaz-pétrole dissoute, ont été alignées avec les valeurs utilisées par le promoteur, comme décrites dans le modèle de simulation présenté et dans la demande. Ces valeurs ont été utilisées pour générer des volumes d'hydrocarbures en place pour chaque sable de la formation JDA. Afin de déterminer les valeurs de ralentissement, les meilleures estimations et les valeurs de hausse des hydrocarbures en place, un flux de travail a été créé pour faire varier les paramètres du calcul afin de tenir compte de l'incertitude. L'incertitude a également été intégrée dans les contacts entre fluides pour les différents sables. Dans le cadre d'un flux de travail distinct, l'incertitude a été appliquée aux contacts entre fluides et combinée à l'incertitude d'autres propriétés dans le calcul du volume, et plusieurs cas ont été exécutés pour élaborer des estimations en place. Les estimations pour chaque sable par bloc faillé ont été obtenues par filtrage.

Le tableau 4 présente une comparaison des estimations volumétriques par le promoteur et le C-TNLOHE du pétrole qu'il est proposé d'exploiter dans la formation JDA.

**Tableau 4** : Comparaison des estimations du pétrole initial en place du réservoir de stockage par le promoteur et par le C-TNLOHE.

Sable	Bloc faillé	Unités	Ralentissement de la production		Meilleure estimation		Accélération de la production	
			ExxonMobil	C-TNLOHE	ExxonMobil	C- TNLOHE	ExxonMobil	C-TNLOHE
H North Valley	Horst	Mb	140,0	133,5	170,0	177,2	245,0	207,4
		Mm <sup>3</sup>	22,3	21,2	27,0	28,2	39,0	33,0
H South Valley	Horst A'	Mb	3,2	18,7	5,9	29,9	8,9	35,4
		Mm <sup>3</sup>	0,5	3,0	0,9	4,8	1,4	5,6
G	Horst A'	Mb	38,5	47,5	76,9	62,1	115,4	72,0
		Mm <sup>3</sup>	6,1	7,6	12,2	9,9	18,3	11,4
F	Horst A'	Mb	29,0	22,5	58,3	29,4	87,5	35,6
		Mm <sup>3</sup>	4,6	3,6	9,3	4,7	13,9	5,7
E	Horst A'	Mb	28,1	45,7	37,4	51,1	56,1	58,0
		Mm <sup>3</sup>	4,5	7,3	5,9	8,1	8,9	9,2
D	Horst A'	Mb	5,6	0,8	11,4	1,0	17,1	1,3
		Mm <sup>3</sup>	0,9	0,1	1,8	0,2	2,7	0,2
C	Horst A'	Mb	46,3	82,5	91,9	94,9	137,9	106,2
		Mm <sup>3</sup>	7,4	13,1	14,6	15,1	21,9	16,9
B	Horst A'	Mb	83,5	99,8	111,4	113,5	167,0	127,6
		Mm <sup>3</sup>	13,3	15,9	17,7	18,1	26,6	20,3
C	B'	Mb	-	8,9	-	9,6	7,8	10,9
		Mm <sup>3</sup>	-	1,4	-	1,5	1,2	1,7
C	C'	Mb	-	64,8	-	71,0	61,7	81,9
		Mm <sup>3</sup>	-	10,3	-	11,3	9,8	13,0
C	E'	Mb	-	3,6	-	4,7	12,8	5,7
		Mm <sup>3</sup>	-	0,6	-	0,8	2,0	0,9
C	F'	Mb	-	23,8	-	25,5	18,9	29,4
		Mm <sup>3</sup>	-	3,8	-	4,1	3,0	4,7
H	E'	Mb	-	38,4	-	41,1	11,2	46,4
		Mm <sup>3</sup>	-	6,1	-	6,5	1,8	7,4
Lower Hibernia	E'	Mb	-	169,0	-	169,0	169,0	169,0
		Mm <sup>3</sup>	-	26,9	-	26,9	26,9	26,9
Total		Mb	374,2	759,4	563,2	880,2	1116,3	986,7
		Mm <sup>3</sup>	59,6	120,8	89,4	140,0	177,4	156,9

La section suivante contient des commentaires sur les sables individuels et décrit les divergences notables entre les volumes en place interprétés par le promoteur et par le C-TNLOHE.

### **Sable H**

Dans l'ensemble, il existe une bonne concordance entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle du C-TNLOHE pour le PIP du réservoir de stockage pour le sable H. Les différences entre les estimations du PIP du réservoir de stockage réalisées par le promoteur et par C-TNLOHE peuvent être attribuées aux variations dans les approches de modélisation des réservoirs, les analyses pétrophysiques et les paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. Le personnel estime que l'approche de modélisation du promoteur et les volumes de PIP

du réservoir de stockage qui en résultent sont raisonnables. Le promoteur a récemment ajusté l'estimation prudente dans le document d'addenda sur la base d'une analyse des données de production. Les futures données de forage et de production permettront de mieux comprendre la qualité des réservoirs et la connectivité des volumes d'hydrocarbures, ce qui permettra d'améliorer les modèles au fur et à mesure de l'avancement de la mise en valeur.

### **Sable B**

Il existe également une bonne concordance entre l'évaluation volumétrique du promoteur et celle du C-TNLOHE pour le PIP du réservoir de stockage pour le sable B. Les différences entre les estimations du PIP du réservoir de stockage réalisées par le promoteur et par C-TNLOHE sont attribuées à des variations dans les approches de modélisation des réservoirs, les analyses pétrophysiques et les paramètres variés dans l'analyse d'incertitude. L'estimation du PIP du réservoir de stockage réalisée par C-TNLOHE est en accord avec celle du promoteur.

### **Sable G**

L'estimation du PIP du réservoir de stockage pour le sable G réalisée par le promoteur concorde relativement bien avec celle réalisée par C-TNLOHE. Les estimations du personnel sont légèrement inférieures à celles du promoteur en raison de différences dans l'approche de modélisation, les analyses pétrophysiques et l'incertitude appliquée aux paramètres pour les calculs volumétriques.

### **Sable F**

Les estimations par le personnel des valeurs de PIP du réservoir de stockage pour le sable F sont inférieures à celles du promoteur. Les différences peuvent être attribuées à des différences dans l'approche de modélisation, les analyses pétrophysiques et l'interprétation de l'incertitude appliquée aux paramètres pour les calculs volumétriques.

### **Sable D**

Il existe un manque de concordance entre l'estimation du PIP du réservoir de stockage du sable D réalisée par le promoteur et celle réalisée par le personnel. Les différences peuvent être attribuées à des différences dans l'approche de modélisation, les analyses pétrophysiques et l'incertitude appliquée aux paramètres pour les calculs volumétriques.

### **Sable E**

La concordance entre l'estimation du PIP du réservoir de stockage pour le sable E réalisée par le promoteur et celle réalisée par le personnel est relativement bonne. Les différences peuvent être attribuées à des différences dans l'approche de modélisation, les analyses pétrophysiques et l'incertitude appliquée aux paramètres pour les calculs volumétriques.

### Sable C

La concordance entre l'estimation du PIP du réservoir de stockage pour le sable C réalisée par le promoteur et celle réalisée par le personnel est relativement bonne. Les différences peuvent être attribuées à des approches différentes de modélisation géologique, combinées à des différences dans les analyses pétrophysiques.

Les estimations concernant le gaz dissous initialement en place ont été fournies dans la demande (tableau 5). Les estimations du C-TNLOHE ont été calculées en utilisant les estimations du PIP du réservoir de stockage réalisées par C-TNLOHE et les propriétés des fluides pour chaque sable.

**Tableau 5** : Comparaison des estimations du gaz dissous en place dans la formation JDA par le promoteur et par le C-TNLOHE.

Sable	Bloc faillé	Unités	Ralentissement de la production		Meilleure estimation		Accélération de la production	
			ExxonMobil	C-TNLOHE	ExxonMobil	C-TNLOHE	ExxonMobil	C-TNLOHE
H North Valley	Horst	Gpi <sup>3</sup>	81,6	77,6	99,4	103,0	142,0	120,5
		Gm <sup>3</sup>	2,3	2,2	2,8	2,9	4,0*	3,4
H South Valley	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	3,5	10,9	3,5	17,4	7,1	20,6
		Gm <sup>3</sup>	0,1	0,3	0,1	0,5	0,2	0,6
G	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	28,4	31,9	53,2	41,7	81,6	48,3
		Gm <sup>3</sup>	0,8	0,9	1,5	1,2	2,3	1,4
F	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	21,3	16,0	39,0	21,0	60,3	25,4
		Gm <sup>3</sup>	0,6	0,5	1,1	0,6	1,7	0,7
E	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	63,9	106,5	85,2	119,3	127,8	135,3
		Gm <sup>3</sup>	1,8	3,0	2,4	3,4	3,6	3,8
D	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	14,2	1,3	24,8	1,6	39,0	2,1
		Gm <sup>3</sup>	0,4	0,0	0,7	0,0	1,1	0,1
C	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	78,1	136,9	152,6	157,6	227,2	176,3
		Gm <sup>3</sup>	2,2	3,9	4,3	4,4	6,4	5,0
B	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	149,1	177,9	198,8	202,7	298,1	227,3
		Gm <sup>3</sup>	4,2	5,0	5,6	5,7	8,4	6,4
C	B'	Gpi <sup>3</sup>	-	8,3	-	9,1	7,1	10,2
		Gm <sup>3</sup>	-	0,2	-	0,3	0,2	0,3
C	C'	Gpi <sup>3</sup>	-	44,8	-	49,1	42,6	56,6
		Gm <sup>3</sup>	-	1,3	-	1,4	1,2	1,6
C	E'	Gpi <sup>3</sup>	-	6,1	-	8,0	21,3	9,7
		Gm <sup>3</sup>	-	0,2	-	0,2	0,6	0,3
C	F'	Gpi <sup>3</sup>	-	40,2	-	43,2	31,9	49,8
		Gm <sup>3</sup>	-	1,1	-	1,2	0,9	1,4
H	E'	Gpi <sup>3</sup>	-	60,2	-	64,5	17,7	72,7
		Gm <sup>3</sup>	-	1,7	-	1,8	0,5	2,0
Lower Hibernia	E'	Gpi <sup>3</sup>	-	117,1	-	117,1	117,1	117,1
		Gm <sup>3</sup>	-	3,3	-	3,3	3,3	3,3
Total		Gpi <sup>3</sup>	440,1	835,8	656,6	955,1	1221,0	1071,9
		Gm <sup>3</sup>	12,4	23,5	18,5	26,9	34,4	30,2

\*Dans l'addenda, cette quantité était plutôt de 3,3 Gm<sup>3</sup>. Le promoteur a confirmé par la suite qu'il s'agissait d'une erreur et que la valeur devait être de 4,0 Gm<sup>3</sup>, ce qui est conforme à la présentation initiale.

### 7.3. Étude des gisements

L'analyse de la partie de la demande relative à l'étude des gisements a porté sur les points suivants :

- Pressions dans les réservoirs et niveaux d'eau libre (NEL);
- Température des réservoirs;
- Caractérisation des fluides;
- Analyse spéciale des carottes (ASC);
- Essais aux tiges.

#### 7.3.1. Pressions dans les réservoirs et niveaux d'eau libre

Les données de pression recueillies lors des opérations de diagraphie par câble et d'essai aux tiges (DST) sont représentées dans la figure 10. Les observations de haut niveau du graphique montrent que les réservoirs de Hebron (données des puits M-04, D-94 et I-13) sont généralement soumis à une pression normale, bien qu'il existe une légère surpression dans une partie de la formation JDA, dans les puits M-04 et I-13.

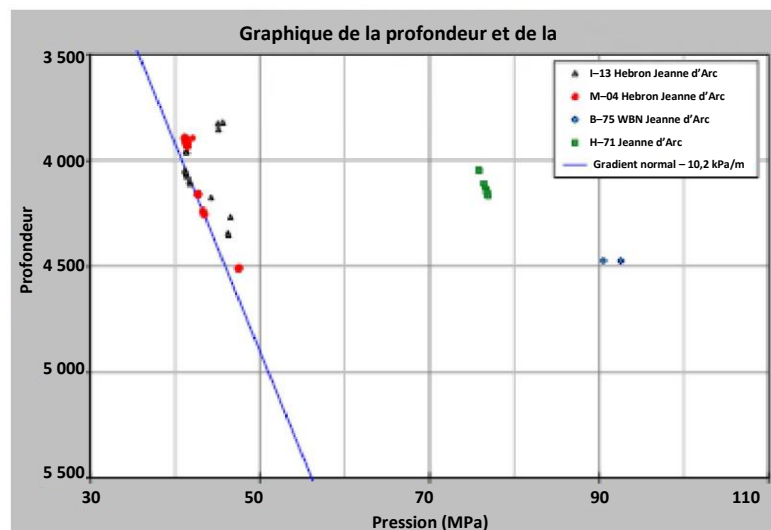
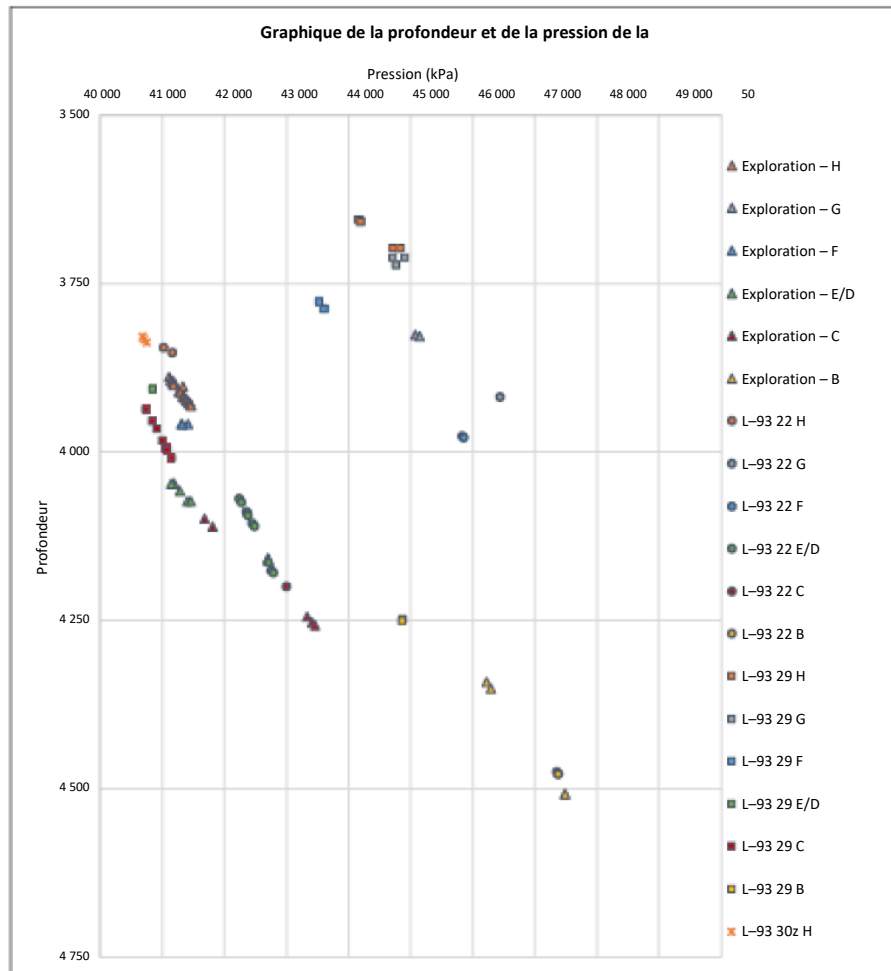


Figure 10 : Graphique de la profondeur et de la pression de la formation Jeanne d'Arc de Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Les mesures de pression enregistrées pour la formation JDA du champ de Hebron sont représentées en fonction de la profondeur dans la figure 11. Le graphique comprend les données des puits d'exploration (I-13 et M-04) ainsi que des puits d'exploitation forés à ce jour (L-93 22, L-93 29 et L-93 30Z). Les données indiquent que la formation JDA fait normalement face à une légère surpression dans le champ Hebron. Conformément aux observations faites à partir d'autres gisements, il existe quelques différences mineures de pression en fonction du moment de la collecte des données. Ces différences sont interprétées comme étant le résultat de l'incertitude de la jauge en raison des différences de type et d'âge de la jauge, du diamètre du trou et du temps passé après le début de forage.

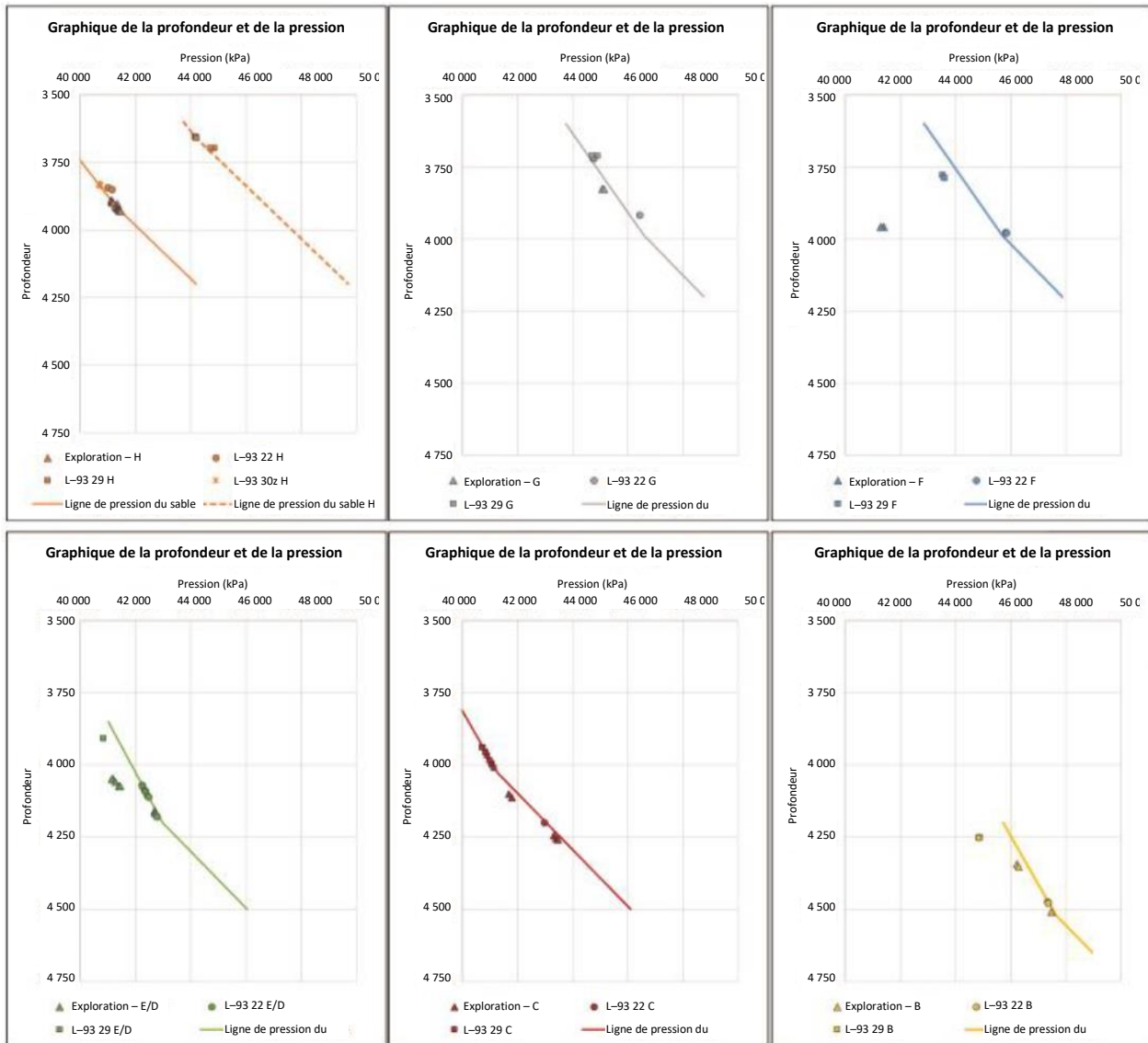


**Figure 11** : Graphique de la profondeur et de la pression de la formation Jeanne d'Arc de Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Les données de diagrapie, de carottes, de fluides et de pression acquises pour chaque sable ont été utilisées pour déterminer le NEL le plus probable pour chaque sable. Il existe des preuves de la présence de nappes d'eau suspendue et l'étendue de ces contacts dans l'ensemble du réservoir reste incertaine. Les hypothèses du cas de base pour la pression initiale, les gradients de pression et le NEL sont énumérées dans le tableau 6. Une comparaison entre la ligne de pression initiale et les données recueillies à ce jour est illustrée par le sable dans la figure 12 et des détails supplémentaires sont inclus dans les sous-sections suivantes.

**Tableau 6** : Niveaux initiaux de pression et d'eau libre de la formation Jeanne d'Arc par sable (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

	<b>Pression initiale kPa</b>	<b>Profondeur de référence mPSMVR</b>	<b>Gradient du pétrole kPa/m</b>	<b>Gradient de l'eau kPa/m</b>	<b>Niveau d'eau libre mPSMVR</b>
Sable H de NV	41 175	3 900	7,5	10,2	3 912
Sable H de SV	44 168	3 658	7,5	10,2	3 660
Sable G	44 168	3 658	7,32	10,2	3 986
Sable F	44 485	3 822	7,32	10,2	3 986
Sable E/D	42 349	4 089	5,64	10,2	4 200
Sable C	40 837	3 955	5,93	10,2	4 028
Sable B	47 356	4 476	5,96	10,2	4 520



**Figure 12** : Graphique de la profondeur et de la pression de la formation Jeanne d’Arc par sable (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

#### 4.4.1.1 Pression et NEL du sable H

Les données sur le sable H acquises à partir des puits L-93 22 et M-04 proviennent de North Valley. La pression de l’eau est supérieure à la pression hydrostatique et le CPE de 3 912 mPSMVR est interprété comme étant suspendu. Le sable H rencontré dans le puits L-93 29 était mince et un CPE a été rencontré dans le puits à 3657,5 mPSMVR. Les données de pression acquises dans la jambe de pétrole sont élevées par rapport aux prévisions pour North Valley et indiquent que les vallées nord et sud du sable H ne sont pas reliées entre elles et constituent des accumulations de pétrole distinctes. Un NEL de 3660 mPSMVR est basé sur la saturation en eau observée et la fonction de hauteur de saturation.

#### 4.4.1.2 Pression et NEL du sable G

Les données de la pression du sable G ont été acquises à partir des puits L-93 29 et L-93 22, en plus des données répétées de pression du testeur de formation du puits I-13. Le sable G présente une pression excessive

et des mesures incohérentes ont été enregistrées dans les lobes du sable G au puits L-93 22. Aucun défaut évident n'a été identifié dans les données et il est possible que le sable G comprenne plusieurs masses de sable mal connectées présentant des contacts avec de l'eau suspendue. Aucun contact n'a été identifié pour le sable G, car le sable a été rempli de pétrole dans tous les puits. La plus faible quantité connue d'hydrocarbures (PFQCH) dans le sable G est de 3 978 mPSMVR. Un NEL de 3 986 mPSMVR, conforme à celui du sable F, a été présumé sur la base de la similarité de la profondeur de la PFQCH.

#### *4.4.1.3 Pression et NEL du sable F*

Le sable F est généralement mince et sa mise en valeur est variable. Les points de pression ne sont disponibles que pour les puits L-93 22 et L-93 29 avec des données de dispersion pour le puits L-93 29. Sur les trois points de pression obtenus à partir du puits L-93 29, seul un point semble proche d'un gradient de pétrole établi avec le puits L-93 22. Les deux autres points sont à l'extérieur du gradient, à une pression inférieure, ce qui peut signifier que l'étendue latérale des masses de sable individuelles dans le sable F est limitée et que des masses de sable plus petites sont isolées. La PFQCH du sable F est de 3 980 mPSMVR sur la base du puits L-93 22, car le sable F n'a pas été mis en valeur dans le puits M-04. Un NEL interprété de 3 986 mPSMVR est basé sur la saturation en eau observée et la fonction de hauteur de saturation.

#### *4.4.1.4 Pression et NEL des sables E et D*

Les sables E et D sont interprétés comme étant sur le même gradient de pétrole et partagent le même CPE. Les données de pression du pétrole du sable E recueillies dans le puits L-93 22 sont conformes à la pression du pétrole du sable D dans le puits M-04 une fois que les différences de temps après bit sont prises en compte dans la collecte des données. Le NEL interprété pour les sables E et D est de 4 200 mPSMVR d'après l'intersection de la ligne de pression du pétrole avec la ligne d'eau hydrostatique. Les sables E et D sont verticalement proches l'un de l'autre et le sable E est interprété comme réduisant le sable D par l'érosion de la base du chenal.

Le point de pression du sable D du puits L-93 29 semble épuisé par rapport à la pression initiale des sables E et D. Compte tenu de la production dans le sable E au puits L-93 22, le sable D est interprété comme étant relié au complexe principal de sable E et D et est épuisé en raison de la production.

#### *4.4.1.4 Pression et NEL du sable C*

Avant le puits L-93 29, tous les puits pénétrant dans le sable C étaient humides. Les données de pression de l'aquifère du puits L-93 22 sont compatibles avec une ligne d'eau hydrostatique. Le puits L-93 29 a permis de confirmer la présence de pétrole sur des roches avec un NEL interprété de 4 028 mPSMVR.

#### *4.4.1.5 Pression et NEL du sable B*

L'aquifère du sable B n'a été pénétré par aucun des puits forés à ce jour; cependant, la cartographie de l'intervalle et une analyse de l'amplitude sismique sont interprétées comme délimitant la limite stratigraphique du sable B en dessous du puits M-04. Le NEL interprété est de 4 520 mPSMVR d'après la saturation en eau observée et la fonction de hauteur de saturation.

Un seul point de pression de pétrole a été recueilli dans le puits L-93 29 et est interprété comme étant épuisé d'après la production dans le puits L-93 22. L'ampleur de l'épuisement est compatible avec une connexion limitée au puits de production et a été utilisée comme paramètre d'ajustement aux conditions historiques pour

le modèle de simulation. Il convient de noter que l'essai a été considéré comme étant de qualité moyenne, mais qu'il semble être valide.

Le personnel a examiné l'interprétation du promoteur des données de la pression des réservoirs présentées dans la demande, et cette interprétation est jugée raisonnable et appropriée.

### 7.3.2. Température des réservoirs

Les informations relatives à la température des réservoirs ont été recueillies au cours des activités de forage et des essais de production. Un nombre limité de points de données disponibles provient du programme d'essais aux tiges d'exploration des puits I-13, M-04 et B-75. En outre, le puits L-93 22, premier puits d'exploitation de la formation JDA, a été équipé de jauges de température dans quatre des sables grâce à l'utilisation de la technologie de complétion de puits intelligent (CPI). Les deux ensembles de données sont bien alignés. Le personnel a examiné l'interprétation du promoteur selon laquelle la régression la mieux adaptée indique un gradient de température de 2,6 °C/100 m, et il considère que les données de température présentées sont raisonnables. Le profil de température de la formation JDA est illustré à la figure 13.

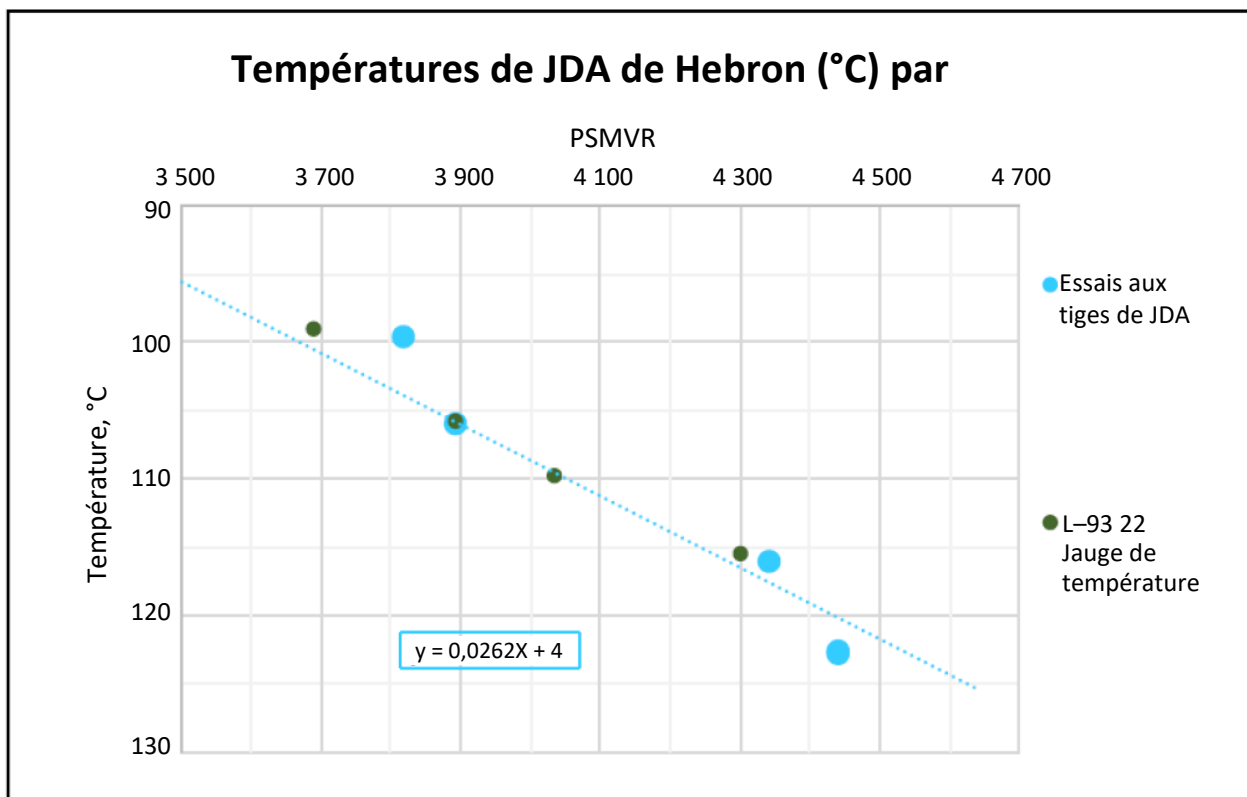


Figure 13 : Graphique des températures en profondeur de la formation JDA (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Le personnel a examiné l'interprétation faite par le promoteur des données de la température des réservoirs présentées dans la demande. L'interprétation est jugée raisonnable et appropriée.

### 7.3.3. Caractérisation des fluides

Plusieurs échantillons de fond de puits et de fluides séparateurs ont été prélevés dans plusieurs intervalles productifs des puits forés dans la formation JDA. Les résultats des puits d'exploration, en particulier ceux basés sur des échantillons de surface, présentent un degré d'incertitude plus élevé en raison de l'incertitude liée au comptage. Tous les échantillons ont été inclus à titre de référence, mais les puits d'exploitation sont présumés avoir un niveau de confiance plus élevé. Les échantillons ont été utilisés pour définir les propriétés des fluides des différents intervalles du réservoir. Le tableau 7 présente un résumé de haut niveau de l'échantillonnage des fluides effectué. En général, les propriétés des fluides des sables peu profonds (H, G et F) sont légèrement plus élevées que celles des fluides des sables plus profonds (E/D, C et B).

**Tableau 7 :** Résumé des propriétés des fluides du pétrole de la formation JDA par puits et par sable (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Puits	N° d'essai aux tiges ou d'échantillon	Champ	Formation	Intervalle/pr ofondeur (mPSMVR)	Pression du réservoir (MPa)	Température du réservoir (°C)	Pression de saturation (MPa)	Viscosité du pétrole @ P <sub>sat</sub> (cp)	Densité du pétrole °API	Facteur de volume liquide (FVL) du pétrole @ Pres (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> [s])	Essai de séparation de la PGP (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Compressibilité du pétrole (1/kPa)
I-13	5	Hebron	JDA	3 815 à 3 830	45,8	99	22,2	1	31,7	1,37	119	--
			Sable G									
I-13	1	Hebron	JDA	4 340 à 4 354	47,5	117	30	0,2	39,8	1,55	198	--
			Sable B									
M-04	0907- EA	Hebron	JDA	3 842	41,1	106	24,9	1,51	25,6	1,3	98	1,20E -06
			Sable H									
M-04	3421- MA	Hebron	JDA	4 183	42,7	116	37	0,21	37,8	1,818	276	2,90E -06
			Sable D									
M-04	3385- MA	Hebron	JDA	4 533	47,5	125	35	0,21	38	1,731	261	2,60E -06
			Sable B									
B-75	5	W. Ben Nevis	JDA	4 473 à 4 482	91,4	121	29	0,5	37	1,414	178	--
			Sable F									
L-93 22	03519	Hebron	JDA	4 065 à 4 114	42,1	113	40,8	0,214	35,7	2,203	413,3	4,00E -06
			Sable E									
L-93 22	03520	Hebron	JDA	4 455 à 4 483	47,5	125	34,6	0,219	35,8	2,046	327,9	3,20E -06
			Sable B									
L-93 29	00207-1	Hebron	JDA	3 870	43,7	113	24,5	0,786	29,6	1,387	126,6	1,50E -06
			Sable F									
L-93 29	00207-2	Hebron	JDA	4 020	40,8	109,6	34,3	0,235	38	1,905	294,2	3,10E -06
			Sable C									
L-93 29	00207-3	Hebron	JDA	4 333	45,0	118,3	35,3	0,236	37,1	1,905	291,1	3,20E -06
			Sable B									

Les données de composition par sable acquises dans les puits L-93 22 et L-93 29 sont incluses dans le tableau 8. Ces échantillons de fluides sont considérés comme les plus fiables et fournissent une bonne représentation des changements de propriétés des fluides dans les sables de la formation JDA.

**Tableau 8** : Résumé des données de composition de la formation JDA (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Sable	F	E	C	B	B
Puits	L-93 29 Fond du puits (FP)	L-93 22 Surf. recombiné	L-93 29 Fond du puits (FP)	L-93 29 Fond du puits (FP)	L-93 22 Surf. recombiné
Type d'échantillon	(non contaminé)		(non contaminé)	(non contaminé)	
Hydrogène	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sulfure d'hydrogène	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dioxyde de carbone	0,68	1,29	1,22	1,80	1,77
Azote	0,19	0,15	0,23	0,23	0,17
Méthane	47,02	62,43	59,68	57,49	56,21
Éthane	4,65	6,61	6,70	7,29	7,42
Propane	4,23	4,89	5,31	4,65	5,48
Isobutane	0,89	0,82	0,80	0,78	0,92
N-butane	2,37	2,13	2,21	2,20	2,53
Néopentane	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
l-pentane	1,08	0,74	0,86	0,87	0,98
N-pentane	1,52	1,09	1,28	1,30	1,40
Hexanes	2,20	1,42	1,73	1,77	1,88
C7+	35,17	18,43	19,99	21,61	21,23
Poids moléculaire C7+ (g mol-1)	276,7	220,8	224,7	227,6	219,0
Densité à 15,0 °C de C7+ (g/cm³)	0,8915	0,8495	0,8473	0,8527	0,8498

Aucun échantillon d'eau de formation n'a été prélevé à partir de la formation JDA dans les puits d'exploration. Un échantillon d'eau de fond de trou a été prélevé dans le puits L-93 29, situé dans le sable H de South Valley. En outre, un échantillon d'eau produite a été prélevé dans le puits L-93 30Z, situé dans le sable H de North Valley. Les deux échantillons d'eau peuvent être suspendus et ne pas être représentatifs de l'eau de l'ensemble de la formation JDA. Les propriétés des échantillons sont présentées dans le tableau 9 et comparées aux données régionales sur l'eau obtenues à partir des formations Ben Nevis et Hibernia.

**Tableau 9** : Résumé des propriétés de l'eau du champ Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

	Unités	Puits M-04, Ben Nevis Échantillon n° 2.09	Puits M-04, Hibernia Échantillon n° 1.07	L-93 29 (SV PH) JdA (Sable H) 202200207-3	L-93 30z JdA (Sable H) TW081752
Sodium, Na	mg/L	21 789	32 297	43 410	24 900
Potassium, K	mg/L	255	317	160	1900
Calcium, Ca	mg/L	1 541	1990	2 780	1 000
Magnésium, Mg	mg/L	413	283	320	1 112
Strontium, Sr	mg/L	234	303	195	71,6
Baryum, Ba	mg/L	22,3	3,62	0,63	3,26
Fer, Fe	mg/L	11,2	4,13	20	2,38
Manganèse, Mn	mg/L	0,127	0,496	300	6,17
Lithium, Li	mg/L	3,39	5,65	7,2	3,43
Aluminium, Al	mg/L	0,062	0,42	0	0,63
Silicium, Si	mg/L	59,8	102	30	28,5
Bore, B	mg/L	92,7	186,3	61	66,6
Iode, I	mg/L	122,4	276,8	130	0
Phosphore, P	mg/L	8	17,5	0,17	<0,20
Zinc, Zn	mg/L	0,053	1,231	1,6	0,16
Chlorure, Cl	mg/L	34925	48528	69690	41900
Sulfate, SO <sub>4</sub>	mg/L	0	99	950	1 100
Bromure, Br	mg/L	101	134	260	170
Alcalinité	mg/L	570	560	8 115	270

pH à 25 °C	-	7,71	7,66	7,32	7,7
Matières dissoutes totales (MDT)	mg/L	60 273	85 632	119 562	71 500
Densité à 25 °C	g/cc	1,037	1,0525	1,0802	1,0515

Le personnel convient que les mises à jour des caractérisations des fluides de réservoir effectuées par le promoteur sont raisonnables et appropriées.

#### 7.3.4. Analyse spéciale des carottes (ASC)

Les premières données d'ASC pour la formation JDA dans le puits d'exploration I-13 présentent des problèmes de fiabilité et n'ont pas été utilisées dans cette évaluation. Une étude d'ASC est en cours pour le sable H de la formation JDA, à partir de carottes prélevées dans le puits L-93 22. Les résultats préliminaires du programme d'ASC ont été utilisés pour calibrer la correction de la perméabilité au pétrole à utiliser dans le modèle de simulation.

Les fonctions originales de hauteur de saturation utilisées pour la formation JDA étaient propres aux sables (sables H et B) et basées sur la correspondance avec la saturation en eau consignée (Archie). En 2021, la fonction du sable H a été mise à jour pour intégrer les résultats du puits L-93 22. En 2022, la fonction de hauteur de saturation pour le sable B a été revue pour intégrer les résultats des puits L-93 22 et L-93 29. L'accent a été mis sur l'adaptation aux nouvelles diagraphies. La fonction de hauteur de saturation est convertie en tableaux de pression capillaire pour être utilisée dans le modèle de simulation. La conversion est basée sur la différence de densité entre les deux fluides, le pétrole et l'eau. Les résultats préliminaires des essais de pression capillaire Air-Brine du sable H du puits L-93 22 ont été reçus par la suite et ont permis de tester à l'aveugle la fonction unifiée de hauteur de saturation. Huit bouchons de carottes ont été mis à l'essai et la pression capillaire résultante a été comparée aux valeurs prédites sur la base de la fonction de hauteur de saturation. Le modèle de hauteur de saturation continuera d'être peaufiné au besoin.

Le modèle de simulation 2022 de la formation JDA est configuré avec des tableaux de pression capillaire générés à partir de la fonction unifiée de hauteur de saturation. L'utilisation d'un ensemble commun de tableaux de pression capillaire pour le modèle de simulation simplifie grandement la configuration des cas et minimise le nombre de tableaux de déplacement nécessaires. Un écart mineur est introduit en raison des différences de densité du pétrole entre les sables peu profonds (H/G/F) et les sables profonds (E/D, C, B). Les tableaux sont établis sur la base de la densité du pétrole profond, ce qui entraîne une légère surestimation de la saturation en eau dans la zone de transition des sables peu profonds. Les courbes de pression capillaire du drainage primaire eau-pétrole de la formation JDA sont présentées dans la demande et ont été utilisées par le promoteur dans son modèle de simulation de réservoir.

Des équations de type Corey ont été utilisées afin de définir les intrants de perméabilité relative pour les études sur les réservoirs de JDA. Aucune donnée disponible sur la perméabilité relative des puits d'exploration n'est fiable. Des résultats préliminaires ont été obtenus pour l'un des composites stationnaires du puits L-93 22. Il y a un alignement raisonnable entre les exposants de Corey actuellement utilisés et les résultats relatifs au composite 1 du puits L-93 22, et les résultats concordent avec les données analogiques pour le comportement de déplacement à mouillabilité intermédiaire. Au fur et à mesure de la réception du reste des résultats d'ASC pour le puits L-93 22, les équations de Corey seront optimisées afin d'obtenir l'ajustement optimal. Les

données relatives à la pression capillaire d'imbibition eau-pétrole ne sont pas encore disponibles pour valider la saturation en pétrole résiduel. La valeur Sorw de 0,15 est basée sur des données analogiques et correspond bien aux données préliminaires de perméabilité stabilisée relative. Le modèle est catégorisé par plages de perméabilité pour tenir compte de la variation des courbes de pression capillaire. Les mêmes exposants de Corey et Sorw sont utilisés pour chacune des catégories, la valeur de Swirr variant en fonction de la perméabilité.

Le personnel considère que l'approche du promoteur consistant à incorporer les données d'ASC est acceptable.

### 7.3.5. Essais aux tiges

Les puits M-04 et I-13 ont été forés dans la formation JDA et des essais aux tiges ont été réalisés dans les sables B et G dans le puits I-13 et dans le sable H dans le puits M-04. Les données obtenues à partir des puits antérieurs, y compris I-13, n'étaient pas aussi fiables que les données provenant des essais de puits plus récents. Parmi les problèmes observés avec les premiers essais aux tiges de puits, on retrouve :

- La mauvaise résolution ou précision des manomètres mécaniques utilisés à l'époque;
- Une surveillance inefficace des données relatives aux taux, en particulier pendant la période de nettoyage;
- Une mauvaise précision des données de débit, en particulier dans les situations de faible débit.

Le tableau 10 présente un résumé des résultats de l'analyse par essais aux tiges.

**Tableau 10** : Résumé des essais aux tiges dans la formation JDA du champ Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Puits	N° d'essai aux tiges	Champ	Formation	Intervalle (mRT)	Type de fluide	Débit de pétrole maximal (m3/j)	Densité du pétrole (oAPI)	Zone productrice (m)	Conduct. hydraul. est. (m* md)	Perm. est. (md)	Coefficient de paroi	Rayon de l'enquête (m)	Limites
I-13	1	Hebron	JdA B	368 à 4 381	Pétrole	592	36,1	13	776	60	20	310	Oui
I-13	5	Hebron	JdA G	842 à 3 857	Pétrole	857	31,4	15	2040	136	12,4	420	Peu probable
M-04	1	Hebron	JdA H	906 à 3 924	Pétrole	340	25,4	18	1 223	68	2,35	310	Oui

### 7.4. Résultats de la production

Le premier puits d'exploitation de la formation JDA a été mis en service en 2021. Le puits L-93 22 a été foré dans le but premier de mettre en valeur le sable H. Le puits a été approfondi afin de délimiter d'autres sables pétrolifères potentiels et de déterminer le potentiel d'une future production combinée. Le puits a été foré jusqu'à la base de la formation JDA et a été complété avec une CPI pour un essai d'écoulement prolongé sur les sables additionnels. Quatre zones distinctes ont été complétées dans les sables H, G, E et B – chacune avec des vannes de régulation du débit entrant (VRDE) contrôlées en surface et des jauges de pression et de température dédiées. Les sables G et E n'ayant pas été inclus dans le Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01), leur production a été approuvée pour une période d'un an par le biais de l'essai d'écoulement de formation prolongé du gisement 4 du projet Hebron. Un résumé de la production par zone est présenté dans la figure 14.

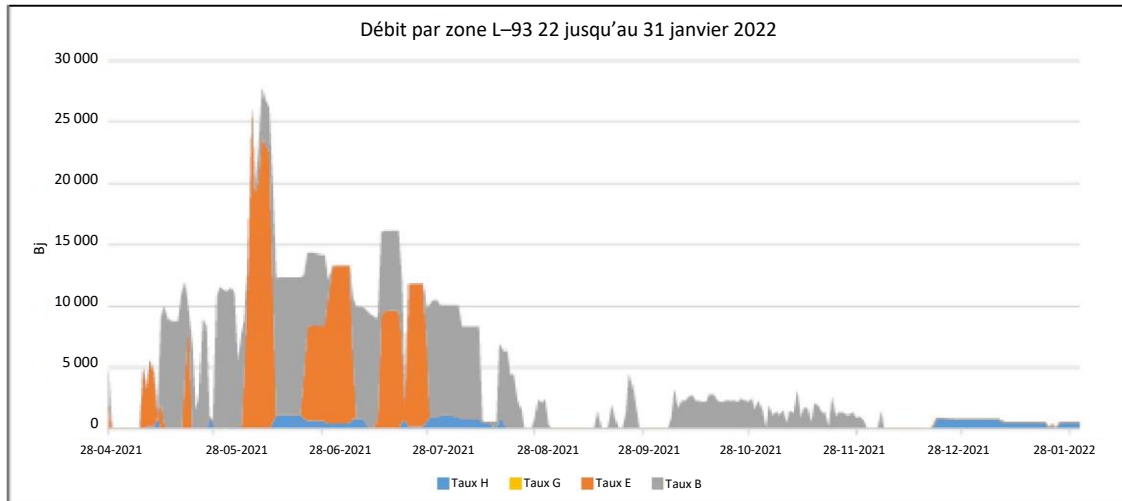


Figure 14 : Production par essai d'écoulement prolongé à L-93 22 par zone (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

#### 7.4.1. Rendement du sable H

Le rendement dynamique du sable H dans le puits L-93 22 a indiqué une productivité inférieure aux attentes avant le forage, avec un indice de productivité (IP) de  $0,007 \text{ m}^3/\text{j}/\text{kPa}$  et un taux initial d'environ 1 mbj. La baisse de productivité est en partie due à une perméabilité plus faible, qui a été mesurée dans la carotte prélevée du puits L-93 22. En outre, l'analyse des transitoires de pression (ATP) a révélé l'existence de deux limites à proximité du puits. L'analyse du bilan matières (ABM) indiquait un volume connecté très faible, en accord avec les observations de l'ATP.

Le puits L-93 22 a été foré près du bord de l'axe de la vallée. L'emplacement du puits est considéré comme l'un des principaux facteurs expliquant les mauvais résultats. En outre, il a souligné l'importance que les futurs puits de production soient horizontaux afin d'augmenter les chances de connectivité. Les connaissances acquises grâce au puits L-93 22 ont été intégrées à la conception du premier puits de production horizontal.

Le puits L-93 30Z a été foré au cours du second semestre de 2022. Les premières connaissances acquises grâce aux puits dynamiques n'ont pas été intégrées dans la présentation initiale de la MPMV de la formation JDA du champ Hebron, car la collecte des données et l'évaluation étaient en cours au moment de la présentation. L'addenda documente les leçons tirées du rendement de production du puits L-93 30Z. Le puits L-93 30Z a été foré dans l'axe du système de vallées du sable H et du sable de bonne qualité qui a dépassé les attentes avant le forage a été rencontré. Le rendement dynamique initial du puits L-93 30Z était conforme aux attentes avant le forage, avec un indice de productivité de  $0,4 \text{ m}^3/\text{j}/\text{kPa}$  et un taux initial de 15 mbj ( $2\,385 \text{ m}^3/\text{j}$ ).

Cependant, l'analyse des transitoires de pression des données dynamiques du puits L-93 30Z indiquait la possibilité de limites ou de déflecteurs entourant le puits, ce qui crée de l'incertitude quant à la connectivité du sable H.

Sur la base des résultats dynamiques du puits L-93 30Z, la collecte des données sur le sable H est une priorité et le promoteur a reporté le forage de puits dédiés au sable H qui devaient initialement être forés au début du calendrier de forage.

#### 7.4.2. Rendement du sable G

L'essai aux tiges du puits d'exploration I-13 a montré une productivité prometteuse pour l'intervalle de sable G; cependant, lors de l'essai d'écoulement prolongé du puits L-93 22, le promoteur n'a pas été en mesure d'obtenir un écoulement du sable G. Un fort rabattement a été appliqué pour tenter de faire couler le puits, mais aucune production n'a pu être obtenue. On ne sait pas encore si l'arrêt de l'écoulement est dû à un problème de réservoir ou à un problème mécanique au niveau du puits. On a tenté d'injecter de l'acide dans l'intervalle pour déterminer si cela aiderait à nettoyer les perforations, mais il n'y a pas eu d'injectivité dans la zone. Les options potentielles de réhabilitation des puits continueront d'être étudiées.

#### 7.4.3. Rendement des sables E et D

Un intervalle de sable E de haute qualité a été observé dans le puits L-93 22 avec trois intervalles de sable distincts. Les données de pression indiquent que les sables E et D sont en communication par pression et forment une accumulation unique de sable E et D avec un CPE d'environ 4 200 mPSMVR. La productivité du sable E était très élevée avec un IP d'environ 0,7 m<sup>3</sup>/j/kPa et un sommet de 28 mbj. La concordance avec les observations issues de la modélisation de simulation et des modèles analytiques (ATP et ABM) est bonne. Tous les modèles ont invariablement montré un volume de pétrole bien connecté d'environ 26 Mb avec un PIP total d'environ 40 Mb pour les sables E et D. La zone du pétrole bien connecté a pu être distinguée grâce à l'interprétation sismique, ce qui facilitera le placement des futurs puits. Les propriétés des fluides étaient plus faibles que les prévisions d'après l'échantillon du puits d'exploration du sable D. La pression au point de bulle a été mesurée à 40,7 MPa, soit seulement 1,3 MPa en dessous de la pression d'origine. Lorsque la nouvelle analyse a été disponible, la pression était tombée à 39,5 MPa. Il n'y avait aucune indication de gaz émis dans le réservoir. La zone est restée essentiellement hors service depuis que l'on a découvert que la pression était inférieure au point de bulle, afin de permettre à la pression de remonter.

#### 7.4.4. Rendement du sable B

Le rendement du réservoir de sable B du puits L-93 22 était conforme aux attentes. La productivité du puits était raisonnable avec un IP de 0,07 m<sup>3</sup>/j/kPa et un sommet de 12 mbj. Les propriétés de fluide mesurées correspondent bien à l'ensemble de données d'exploration. L'une des principales observations de l'ATP est que l'épaisseur de perméabilité qui convenait le mieux, soit 600 mD-m (profondeur mesurée en mètres), ne correspondait qu'à environ 10 % de la valeur dérivée de la diagraphie. Cette observation concorde avec l'attente d'une hétérogénéité au sein du sable B, principalement due aux ciments.

Des problèmes ont été rencontrés avec la VRDE du sable B plusieurs mois après la mise en service du puits. Une augmentation de la pression différentielle dans la VRDE du sable B a été observée. Suite à cet événement, la VRDE du sable B n'a pas pu être déplacée par le système de commande en surface. Le puits a été mis hors service et le dépannage de l'augmentation de la pression différentielle du sable B et de la VRDE a suivi. Une production intermittente du puits était possible, mais l'augmentation de la pression différentielle dans la VRDE de sable B continuait à limiter une production régulière. Une intervention par câble filaire a été effectuée fin 2021 pour placer la VRDE de sable B en position fermée. La fonctionnalité de la VRDE a été maintenue pour les sables H, G et E. La VRDE de sable B a été laissée en position fermée pour favoriser la production de sable H. En octobre 2022, la VRDE de sable B a été ouverte manuellement et le sable a été remis en service. La VRDE de sable B étant complètement ouverte, le problème de chute de pression n'était plus observé, et la capacité de la

zone ainsi que la capacité à s'écouler de façon permanente étaient rétablies. La fonctionnalité du VRDE et la chute de pression de la VRDE de sable B continueront d'être surveillées.

### 7.5. Stratégie de mise en valeur

La stratégie d'épuisement de base du Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01) pour le sable H de la formation JDA consistait en trois puits de production de pétrole fortement déviés ou horizontaux et un seul puits d'injection d'eau. Le plan d'épuisement de base du sable B figurant dans ce document comprenait une seule paire de puits de production et de puits d'injection d'eau.

Les données provenant des premiers puits d'exploitation de la formation JDA ont permis d'en apprendre suffisamment pour inclure les sables restants de la formation JDA. Le plan d'épuisement de base proposé de la MPMV dans la demande, y compris les changements apportés à l'addenda, comprend un total de 17 puits d'exploitation (12 puits de production et cinq puits d'injection d'eau), dont neuf puits (sept puits de production et deux puits d'injection d'eau) sont nouvellement proposés dans cette MPMV pour les sables restants (tableau 11).

Tableau 11 : Nombre de puits de la formation JDA

Sable	Plan de mise en valeur (Rapport de décision 2012.01)		Modification du Plan de mise en valeur (Addenda) (2022)		
	Production	Injection	Production	Injection	Production combinée
Sable H	3	1	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1 IE avec sable B</b>
Sable B	1	1	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1 IE avec sable E 1 IE et 1 PP avec sable C</b>
Sable E			<b>1</b>	<b>1</b>	
Sable C			<b>2</b>	<b>1</b>	
Combinée*			<b>2</b>		
Blocs « Prime »			<b>2</b>		

\*La production combinée comprend le puits L-93 22 et un futur puits de production combinée (potentiellement G, F et D)

Le nombre total de puits pour le champ Hebron utilise désormais l'ensemble des 52 fentes de puits disponibles (tableau 12). En cas de succès, une mise en valeur supplémentaire pourrait être possible; l'utilisation stratégique des fentes de puits doit donc être envisagée à chaque possibilité de forage de puits. Les technologies existantes, comme les complétions multilatérales et les récupérations de fentes, peuvent être utilisées pour optimiser le service public futur des fentes tout en maximisant les cibles. Compte tenu de la disponibilité limitée des fentes, le promoteur devrait fournir des détails sur les efforts déployés pour réduire les contraintes liées aux fentes.

**Condition 1 : Compte tenu de la disponibilité limitée des encoches de forage restantes sur la plateforme Hebron, le promoteur doit décrire les efforts déployés pour réduire les contraintes liées aux encoches en mettant à jour le plan de gestion des ressources sur une base annuelle continue et en tenant des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources.**

**Tableau 12** : Nombre de puits à jour du projet Hebron par gisement – Meilleure estimation (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Gisement	Réservoir/compartiment	Puits de production	Puits d'injection	Total
Gisement 1	Ben Nevis, bloc D-94	14	5	19
	Ben Nevis, bloc I-13	3	2	5
	<b>Total Gisement 1</b>	<b>17</b>	<b>7</b>	<b>24</b>
Gisement 5	Form. Hibernia	7	2	9
Gisements JDA	Form. JDA	12	5	17
Gisement 2	Form. Ben Nevis	0	1*	1*
Réinjection de déblais			1	1
<b>Total</b>		<b>36</b>	<b>16</b>	<b>52</b>

\*Le puits d'injection de gaz du gisement 2 a été achevé pour permettre une future production rétroactive.

Étant donné que la disponibilité des fentes de puits affecte l'ensemble du projet Hebron, cette mise à jour annuelle devrait inclure un calendrier des prévisions de récupération ou d'abandon de fentes de puits et des plans de réutilisation. Des discussions devraient également être entamées afin de déterminer les critères appropriés pour l'abandon de fentes (p. ex. limitation de la teneur en eau ou de la proportion gaz-pétrole, contraintes de manutention de la production). Il est admis que cette mise à jour est prospective et qu'elle sera donc modifiée en fonction de l'évolution des conditions sur le terrain et des données de production.

Le Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01) ne prévoyait pas d'injection de gaz ni aucun autre mécanisme d'épuisement lié au gaz, comme l'injection d'eau en remplacement du gaz pour la formation JDA, en raison de la pression de subsurface plus élevée du réservoir, qui nécessiterait l'ajout d'équipements de compression. Le promoteur continuera à mettre à l'essai le potentiel d'autres stratégies de mise en valeur pour optimiser le rendement du réservoir à mesure que de nouveaux renseignements seront disponibles. Si des stratégies futures ne sont pas dans la portée du Plan de mise en valeur approuvé pour la formation JDA, l'autorisation d'une autre MPMV sera nécessaire.

La philosophie de placement des puits donne la priorité à la qualité du réservoir dans la mesure où elle permet d'obtenir à la fois une productivité élevée des puits et une grande efficacité de balayage. Les puits de production et d'injection seront forés de manière à cibler les ressources les mieux évaluées et les plus fiables. Au fur et à mesure que chaque nouveau puits est foré, les renseignements recueillis seront utilisés pour optimiser le positionnement des puits restants.

Le plan d'épuisement repose principalement sur des puits autonomes dédiés à certains sables, avec la possibilité d'approfondir les puits afin d'obtenir des données sur d'autres sables et de permettre éventuellement une production combinée. Le plan d'épuisement de base suppose un futur puits de production combinée ciblant les sables G, F et D. La possibilité de forer des puits de production combinée supplémentaires et d'étendre les options de production et d'injection combinées à d'autres sables sera évaluée et mise en œuvre en fonction de la faisabilité déterminée par des facteurs liés à la subsurface, au forage et à l'économie.

La stratégie de mise en valeur continuera d'être révisée afin d'optimiser la récupération de pétrole en fonction des connaissances tirées du programme de forage de développement et des premiers résultats de la

production. Le promoteur devra inclure des mises à jour concernant ces possibilités ou tout changement par rapport au plan d'épuisement de référence dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources.

### 7.5.1. Stratégie de mise en valeur du sable H de JDA

Le scénario de mise en valeur de base du Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01) pour le sable H de la formation JDA consistait en trois puits de production et un seul puits d'injection d'eau. Le scénario de mise en valeur de base de la MPMV pour le sable H de JDA comprend trois puits de production spécialisés et deux puits d'injection d'eau. Il s'agit d'un ajout au puits intelligent existant L-93 22, qui produit également à partir de l'intervalle du réservoir de sable H. Le nombre total de puits peut changer en raison de plusieurs facteurs, y compris, mais sans s'y limiter :

- Les connaissances acquises grâce au programme de forage de développement initial;
- Les premiers résultats de production de ce réservoir;
- Les résultats des activités en cours visant à améliorer à la fois la description du réservoir et l'efficacité de la récupération prévue.

Il y a actuellement deux puits d'exploitation de sable H à JDA : l'intervalle de sable H dans le puits L-93-22 et le puits de production de pétrole horizontal L-93 30Z, récemment foré. L'évaluation des données dynamiques du puits L-93 22 a révélé une productivité et une connectivité médiocres pour l'intervalle de sable H perforé. On s'attend à ce que les volumes futurs de sable H soient minimes dans le puits L-93 22.

Les connaissances acquises sur le rendement dynamique du puits L-93 30Z ont été incluses dans l'addenda. Pour faire correspondre le rendement du puits L-93 30Z, plusieurs scénarios géologiques ont été envisagés et plusieurs interprétations ont été mises à l'essai à l'aide de la modélisation de simulation. Trois scénarios simulés ont permis d'obtenir une correspondance historique raisonnable.

Le premier scénario de simulation a été créé en ajoutant des déflecteurs et des limites près du trou de sonde pour créer un volume connecté limité. Des vérifications de concordance historique ont été effectuées près du puits de forage L-93 30Z afin d'honorer le rendement de production, y compris la production d'eau au niveau du gîte. Le scénario de simulation suivant qui correspondait à l'historique a été créé en diminuant la connectivité du sable H en répartissant le sable sous forme d'objets de corps géologique dans le modèle géologique (environ 1 000 m de largeur x 15 m d'épaisseur) et en diminuant la transmissibilité entre les objets. Le dernier scénario de simulation qui correspondait à l'historique a nécessité un étalonnage qualitatif des amplitudes de VpVs (rapport de vitesse des ondes de compression et de cisaillement), ce qui a donné lieu à une tendance sismique plus étroite et à un volume plus faible connecté à des limites plus faibles de zones de volume poreux, ainsi qu'à une nouvelle estimation du ralentissement de la production (140 millions de barils de PIP du réservoir de stockage).

En raison de la possibilité d'établir des correspondances historiques entre plusieurs scénarios et de leur impact sur le positionnement des futurs puits et les résultats attendus en matière de production, des données supplémentaires sur le sable H sont nécessaires pour affiner l'éventail de résultats géologiques possibles. En conséquence, les puits dédiés aux sables H sont reportés dans le calendrier de forage et l'accent est mis sur la collecte stratégique de données afin d'optimiser la stratégie de mise en valeur du sable H. Le sable H est situé stratigraphiquement au sommet de la formation JDA, de sorte que les puits planifiés ciblant des sables plus

profonds rencontreront l'intervalle de sable H. Cela permettra de collecter des données statiques supplémentaires afin de mieux délimiter la présence et l'étendue des réservoirs. Afin de collecter des données dynamiques, des pressions peuvent être prises dans les futurs puits pénétrant dans le sable H. Le promoteur propose également d'injecter dans le sable H par l'intermédiaire du premier puits d'injection de sable B. Si les données sismiques existantes sont retraitées ou si des données sismiques supplémentaires sont collectées, elles seront utilisées pour évaluer et optimiser les futurs puits de sable H et leur emplacement.

Il est actuellement prévu que tous les futurs puits de production soient forés en puits fortement déviés ou horizontaux afin d'accroître le contact du puits de forage avec le réservoir et de maximiser les taux initiaux de pétrole et la récupération du pétrole. Les puits d'injection sont prévus être des puits déviés. Plusieurs possibilités de production combinée identifiées permettraient la collecte efficace des données d'un intervalle de sable secondaire à partir de puits dont la cible principale est différente. Un exemple potentiel pour le sable H comprend, sans s'y limiter, l'injection dans le sable H de North Valley par l'intermédiaire d'un puits d'injection d'eau planifié pour le sable B. L'injection dans le sable H par le biais d'un puits d'injection d'eau avec une autre cible primaire pourrait fournir un point de données pour évaluer la connectivité avec les puits de production de sable H existants, avec la possibilité d'informer les futurs puits de sable H et leur emplacement. L'optimisation de ce plan est en cours et influencera le nombre final de puits, leur type et leur emplacement.

#### 7.5.2. Stratégie de mise en valeur du sable B de JDA

Le scénario d'épuisement de base du Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01) pour le sable B de la formation JDA consistait en une seule paire de puits de production et de puits d'injection. Le scénario d'épuisement de base de la MPMV pour le sable B prévoit le forage de trois puits d'exploitation (deux de production et un d'injection) pour cibler l'ensemble des sables inférieurs dans le segment principal du horst Hebron.

Plusieurs possibilités de production combinée identifiées permettraient la collecte efficace des données d'un intervalle de sable secondaire à partir de puits dont la cible principale est différente. Les exemples potentiels pour le sable B comprennent, sans s'y limiter :

- L'injection dans le sable B par l'intermédiaire d'un puits d'injection de sable E/D prévu;
  - Le puits d'injection de sable E/D est prévu comme un puits précoce dans le calendrier de forage et il est possible de recueillir des données opportunes sur le sable B en prolongeant et en complétant le puits dans cet intervalle. Ces données pourraient permettre d'optimiser les futurs puits de sable B.
- Production/injection dans les sables B par le biais de puits prévus de sable C;
  - L'accumulation de sable C est située sur la crête du horst Hebron, avec des pénétrations de puits limitées. Le puits L-93 29 a rencontré des hydrocarbures et un réservoir de bonne qualité dans le sable B à cet endroit. L'approfondissement potentiel des puits de sable C et la collecte de données dynamiques dans le sable B dans cette zone par le biais d'un puits de production et d'injection combiné pourraient réduire l'incertitude de la connectivité dans le sable B, améliorer la compréhension de la répartition du sable B et permettre l'optimisation des futurs puits de sable B.

Les principales incertitudes de subsurface liées à l'exploitation de cette ressource concernent la qualité du réservoir et l'étendue latérale des sables cimentés. Les informations relatives à la production et à la géologie seront essentielles pour lever les incertitudes concernant la subsurface. Le nombre final de puits, leur type et leur emplacement peuvent être modifiés en fonction des données de rendement.

### 7.5.3. Stratégie de mise en valeur des sables G, F et D de JDA

Le plan d'épuisement de base proposé pour les sables G, F et D est une mise en valeur combinée à puits unique ciblant les trois sables. Le scénario de base présume une stratégie proactive de combinaison, tous les sables étant achevés et mis en service en même temps. D'autres stratégies de combinaison, comme des solutions ascendantes et des solutions de complétion supplémentaire, sont également envisagées. Le nombre final de puits, leur type et la stratégie peuvent changer en raison de plusieurs facteurs, y compris, mais sans s'y limiter :

- Les résultats des activités en cours visant à améliorer la description des réservoirs, le positionnement des puits et l'efficacité prévue de la récupération;
- Les données recueillies lors du forage dans ces sables;
- Les connaissances tirées des premiers résultats de production de ces sables;
- Les synergies entre la stratégie de combinaison et la gestion globale des réservoirs;
- Les considérations stratégiques : le drainage du réservoir, les types de fluides, le régime de pression, l'épuisement différentiel, la gestion du rabattement, etc.
- Les décisions sur la mise en œuvre de technologies de complétion avancées/intelligentes, les VRDE pour le contrôle de la production zonale;
- La possibilité de forer et de compléter des types de puits avancés tels que les puits multilatéraux;
- La gestion des fentes;
- La possibilité de gérer la pression grâce à l'injection d'eau combinée;
- La possibilité de poursuivre la délimitation, l'évaluation et l'exploitation d'autres sables.

### 7.5.4. Stratégie de mise en valeur du sable E de JDA

Le plan d'épuisement de base du sable E de JDA comprend un puits de production soutenu par un puits d'injection d'eau ciblant le segment principal du bloc du horst. Ceci s'ajoute au puits intelligent existant L-93 22 qui a déjà produit à partir de l'intervalle de sable E lors d'un essai d'écoulement prolongé. La production de sable E de JDA se fera dans un premier temps par la complétion du puits intelligent existant L-93 22. Le puits d'injection d'eau devrait être mis en service avant la remise en service de l'intervalle de sable E du puits L-93 22, afin de fournir un support de pression. Le puits L-93 22 n'a pas été foré avec le sable E comme cible principale et son emplacement n'est pas optimisé pour le balayage du sable E. Le plan d'épuisement de base repose sur l'hypothèse d'un futur puits de production de sable E en amont-pendage afin de maximiser le balayage dans la zone de bonne qualité du réservoir.

Une autre considération dans la stratégie de mise en valeur du sable E est la connexion interprétée entre les sables E et D. Les données de pression indiquent que les sables E et D forment une accumulation unique de sable E et D avec un CPE commun. Alors que le plan actuel prévoit des puits dédiés à l'épuisement du sable E, les possibilités d'inclure une production et injection combinées de sable E et de sable D et éventuellement

d'autres sables seront évaluées et pourraient avoir une incidence sur le nombre final de puits nécessaires à la mise en valeur de cette ressource.

#### 7.5.5. Stratégie de mise en valeur du sable C de JDA

Le Plan de mise en valeur de la MPMV pour le sable C de JDA est une mise en valeur à trois puits. Il est prévu que deux puits de production verticaux soient soutenus par un puits d'injection d'eau placé au bord de la jambe d'eau pour assurer un bon déplacement du balayage. L'amélioration de la compréhension des réservoirs et de la géologie du sable au cours de la phase de mise en valeur jouera un rôle clé dans le choix final du type de puits, des emplacements des trous de fond et du nombre de puits.

#### 7.5.6. Stratégie de mise en valeur des blocs « Prime »

Au moment de la présentation de la MPMV, aucun puits en particulier n'a été attribué aux blocs « Prime ». Il a été reconnu qu'une analyse plus poussée et la collecte des données pourraient amener la mise en valeur future à capter les ressources latérales élevées. Pour les décisions de mise en valeur futures et l'optimisation continue du calendrier de forage, le promoteur a reconnu le potentiel d'une collecte de données précoce et a poursuivi l'évaluation des blocs « Prime ». En conséquence, les révisions apportées au document d'addenda décrivent deux puits (puits de production dans un scénario de réussite) prévus pour cibler les blocs C' et E'. La priorité de la collecte des données dans les blocs C' et E' a été établie en fonction de la RRUE potentielle lors de l'accélération de la production. Le calendrier de forage prévoit deux puits d'injection supplémentaires pour les puits initiaux. Il s'agit d'un résultat positif de deux puits de production de pétrole et de deux puits d'injection d'eau lors de l'accélération de la production. Le promoteur reconnaît la valeur d'une planification précoce de ces possibilités dans le cadre d'efforts continus visant à gérer et à optimiser l'utilisation des fentes, à préserver l'optionnalité et à progresser dans l'état de préparation des forages si l'accélération de la production se concrétise. L'incertitude quant à la présence et au volume d'hydrocarbures, en plus de la présence et de la qualité des réservoirs, reste une préoccupation majeure et le promoteur considère que la réussite dans cette zone est un résultat de l'accélération de la production.

Si les puits des blocs C et E s'avèrent fructueux, les blocs « Prime » restants pourraient également être évalués en vue d'un développement économique.

Reconnaissant le degré élevé d'incertitude des blocs « Prime », le personnel est encouragé par leur inclusion précoce dans le calendrier de forage proposé. Afin d'optimiser l'utilisation des fentes et de préserver l'optionnalité et l'état de préparation des forages, le promoteur doit décrire la définition du succès pour chacun de ces puits des blocs « Prime » au moment de la présentation de l'AFP. Ces informations doivent inclure les ressources minimales requises pour l'épuisement primaire par un puits de production, les ressources minimales nécessaires pour le soutien à l'injection d'eau, ainsi que l'évaluation économique à l'appui de ces critères. Cela permettra de clarifier la prise de décisions au fur et à mesure de l'avancement de la mise en valeur du champ.

#### 7.5.7. Plan de gestion des gaz

Le gaz de formation produit en association avec la production de pétrole sera utilisé principalement pour répondre aux besoins en combustible des installations de production et de forage. Pendant les périodes où le volume de gaz de formation produit dépasse les besoins opérationnels, le gaz excédentaire sera injecté dans

l'un des réservoirs de la région de Hebron à des fins d'entreposage et/ou de maintien de la pression. L'extraction au gaz est la méthode d'ascension artificielle privilégiée, de sorte qu'une partie du gaz produit circule en permanence dans le système de production pour extraire du gaz des puits de production.

Plusieurs options de recharge sont disponibles pour l'injection de gaz et, en fonction des besoins globaux d'injection de gaz, toutes les options peuvent être utilisées à des fins de gestion des actifs gazeux :

- Conformément à la licence de stockage souterrain 1007, le gisement 2 du réservoir Ben Nevis du champ Hebron a été approuvé pour le stockage du gaz produit à partir de l'actif Hebron. La licence de stockage actuelle a été délivrée et entre en vigueur pour une durée de trois ans à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020;
- L'injection de gaz dans le bloc I-13 (Gisement 1) à l'aide des puits d'injection alternée d'eau et de gaz en aval-pendage. Le plan de base pour l'injection du bloc I-13 consiste à alterner les cycles d'injection alternée d'eau et de gaz entre le flanc est et le flanc ouest sur une base annuelle;
- L'injection de gaz dans la crête du bloc D-94 (Gisement 1). Le puits d'injection en crête, L-93 28, a été foré en 2021 et injecte actuellement de l'eau. Le puits a été conçu pour l'injection d'eau ou de gaz et l'on s'attend à ce qu'un passage unique de l'eau au gaz se produise après plusieurs années d'injection d'eau. Les débits intégrés supposent que le puits passera à l'injection de gaz en 2026.

Dans un mode d'exploitation stable, il y aura une consommation de gaz de fond continue et à faible taux, attribuée à la combustion des veilleuses des torches et aux fuites potentielles des joints d'étanchéité des vannes et des compresseurs. Il est possible que, vers la fin de la durée de vie du champ, les volumes de gaz produits soient insuffisants pour répondre aux besoins opérationnels en gaz. Dans ce cas, le gaz réinjecté stocké dans le gisement 2 peut être produit rétroactivement pour être utilisé comme gaz opérationnel. Le puits d'injection de gaz du gisement 2 a été conçu de manière à pouvoir être converti en puits de production de gaz si nécessaire. Le débit intégré suppose une production de gaz à partir du gisement 2 à partir de 2038. Le gaz du gisement 2 n'est pas essentiel, car il y a suffisamment de gaz dans le gisement 1 pour répondre aux besoins opérationnels jusqu'à la fin de la durée de vie du champ. Cependant, l'utilisation du gaz du gisement 2 s'est avérée optimale, car elle a permis de poursuivre le recyclage du gaz au rythme souhaité dans le gisement 1, ce qui maximise la récupération du pétrole.

Le gaz supplémentaire qui sera produit dans le cadre de cette MPMV n'aura pas d'incidence sur l'approche actuelle du promoteur en matière de manipulation du gaz pour le champ Hebron. Le personnel considère donc que l'approche du promoteur en matière de manipulation du gaz est acceptable.

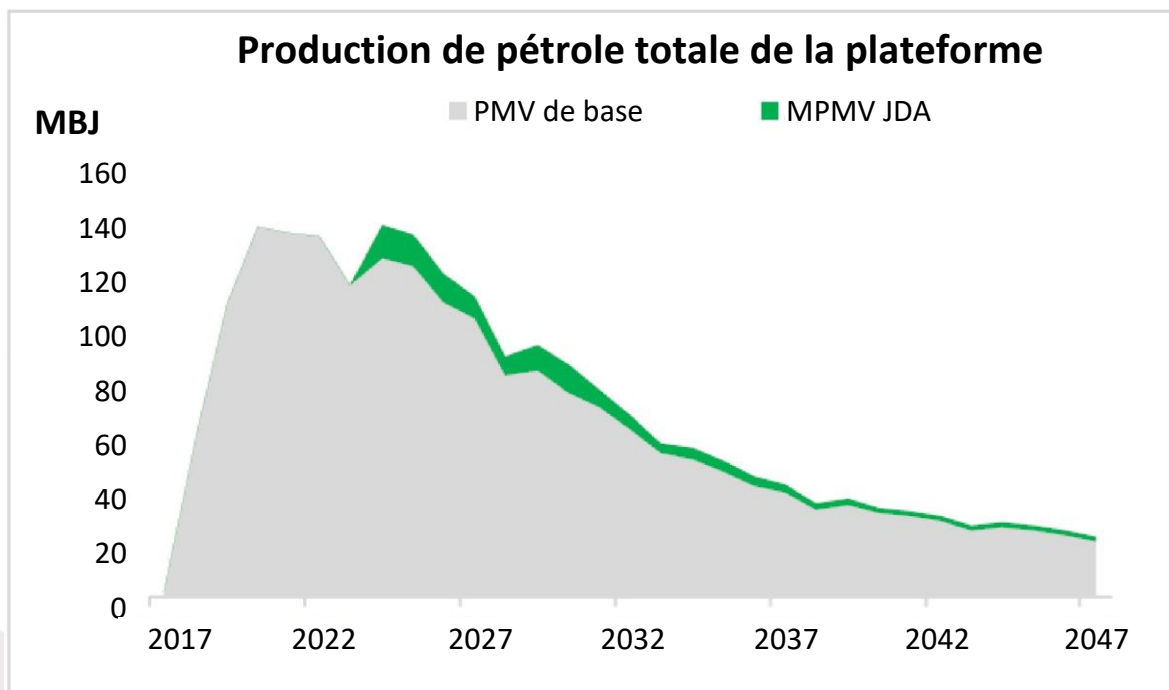
#### 7.5.8. Débits intégrés du projet

Les débits intégrés comprennent les volumes provenant des gisements du Plan de mise en valeur. Les débits intégrés du projet Hebron ont été générés à l'aide de résultats de simulation combinés à une approche de générateur de profil pour tenir compte des temps d'arrêt et des capacités des installations. Le tableau 13 présente les capacités des installations utilisées pour les débits intégrés.

**Tableau 13** : Capacités des installations de Hebron (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Élément de conception	Unités métriques		Unités pétrolières	
	Unités	Capacité	Unités	Capacité
Production totale de pétrole	km <sup>3</sup> /j	28,6	mbj	180
Production totale d'eau	km <sup>3</sup> /j	45,0	mbj	283
Production totale de liquides	km <sup>3</sup> /j	55,6	mbj	350
Manipulation de gaz totale	Mm <sup>3</sup> /j	8,0	Millions de pieds cubes standard par jour (MPCSJ)	284
Injection d'eau totale	km <sup>3</sup> /j	59,1	mbj	372
Injection d'eau à haute pression	km <sup>3</sup> /j	12,2	mbj	77
Injection d'eau à moyenne pression	km <sup>3</sup> /j	50,9	mbj	320

Les prévisions sont présentées dans la demande (figures 15 à 18) sur une base annuelle, y compris l'impact des temps d'arrêt, et ne représentent pas les capacités journalières maximales ou minimales des flux qui peuvent se produire. Les données utilisées pour les prévisions sur le terrain sont basées sur un processus annuel de planification qui comprend une évaluation pluridisciplinaire du rendement actuel.



**Figure 15** : Débits de production et d'injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Production de pétrole (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

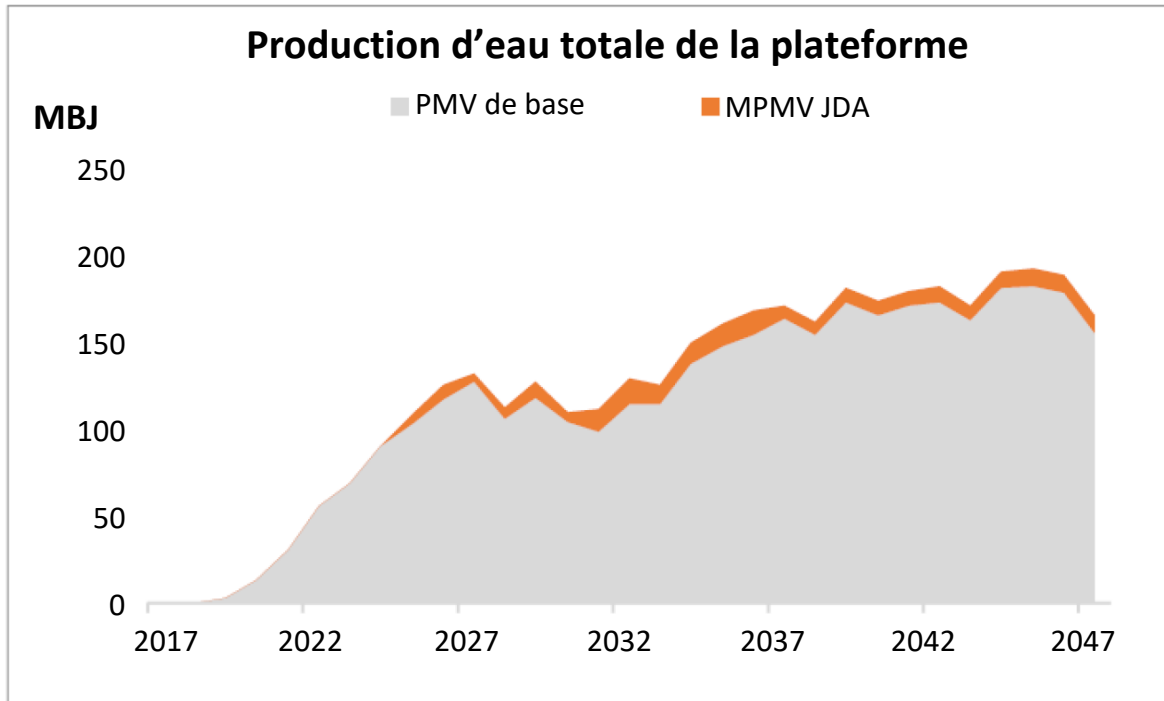


Figure 16 : Débits de production et d'injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Production d'eau (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

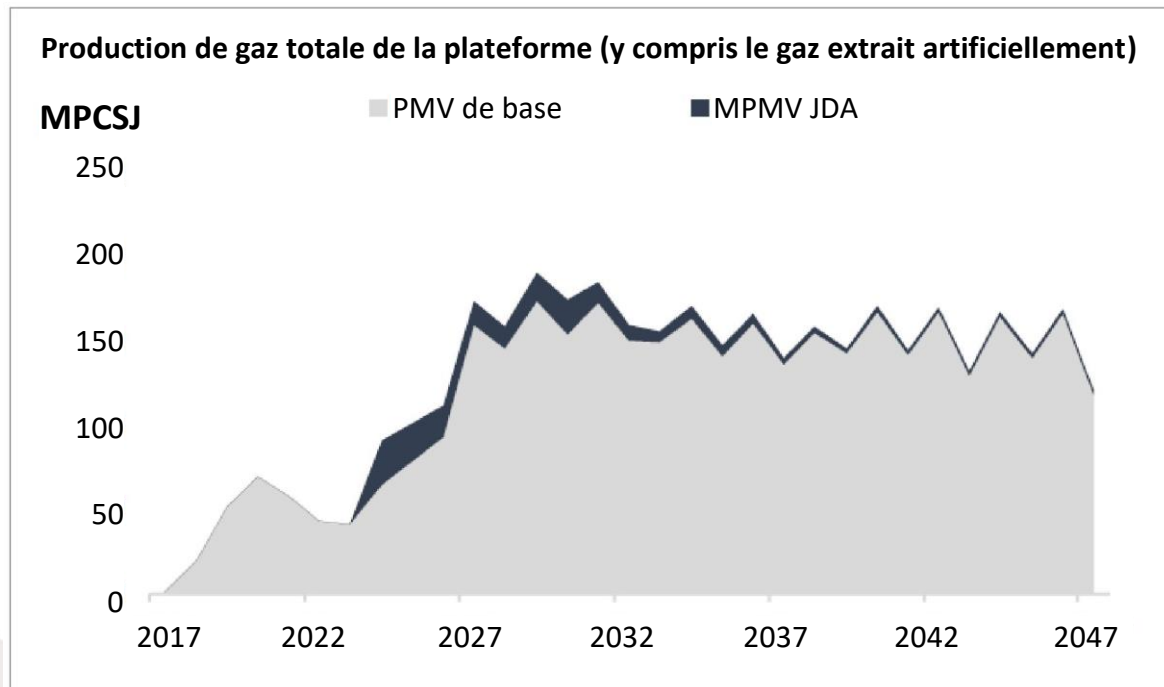
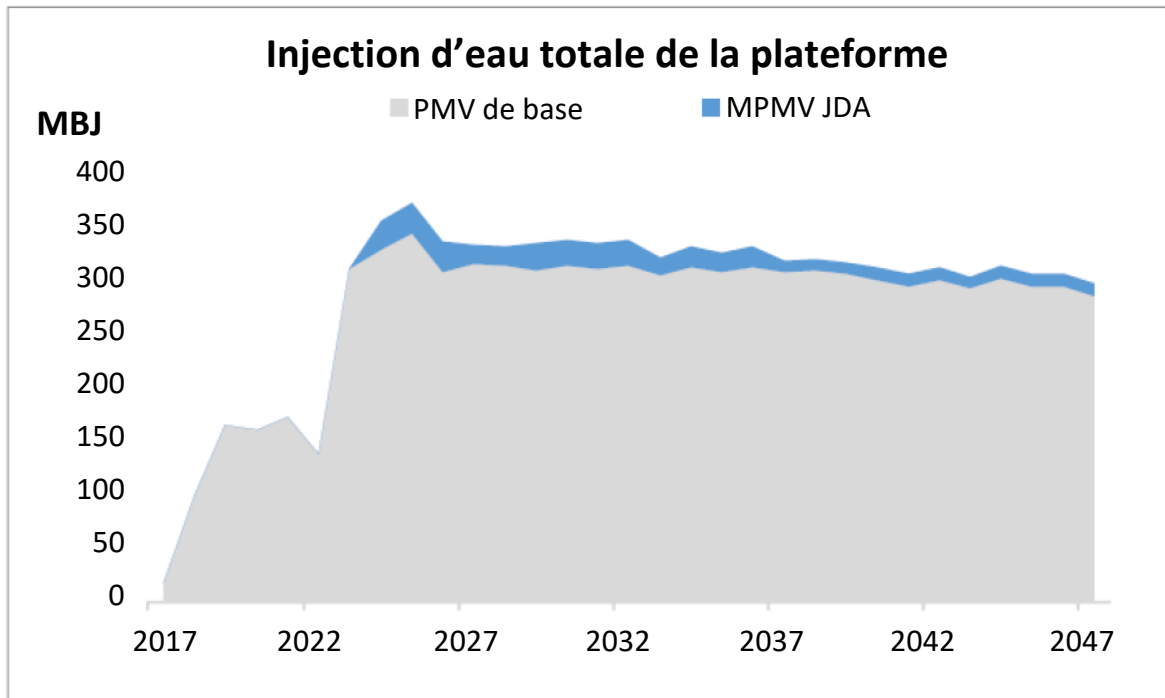


Figure 17 : Débits de production et d'injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Production de gaz (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)



**Figure 18** : Débits de production et d'injection – Incrément associé à la MPMV de JDA – Injection d'eau (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2022)

Le personnel a examiné les profils du champ entier pour déterminer s'il y avait des raisons de s'inquiéter des capacités de manipulation de l'installation de Hebron. Compte tenu des contraintes liées aux installations énumérées précédemment, aucun problème important n'a été relevé.

### 7.6. Calendrier de forage

Le calendrier de forage à long terme est un plan évolutif qui change au fur et à mesure que des renseignements supplémentaires sont recueillis ou que des travaux techniques sont achevés. Les connaissances sur le sable H acquises récemment ont mis en évidence une perte de confiance dans les emplacements des futurs puits de sable H en raison de l'incertitude des scénarios de connectivité géologique et de leur impact sur le rendement des puits. Par conséquent, les puits de sable H sont reportés à une date ultérieure dans le calendrier de forage afin de permettre une collecte de données supplémentaire.

Les travaux techniques en cours sur certains blocs « Prime » et la volonté d'acquérir rapidement des données ont été jugés bénéfiques pour évaluer le potentiel de hausse. Le calendrier de forage prévoit un résultat optimiste où les puits des blocs « Prime » sont des puits de production réussis qui nécessitent un soutien par injection. Il prévoit également un puits de production combinée supplémentaire pour JDA dans l'éventualité d'un résultat optimiste grâce à une collecte de données supplémentaire pour les sables B et H. Ceci est effectué afin de permettre la prise en compte du résultat optimiste dans la planification des puits, l'optimisation des fentes et la préservation de l'optionnalité.

		2017				2018				
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Hebron						Autres forages				
		2019				2020				
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Hebron									P4 Combi née	P4 Com biné e
		2021				2022				
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Hebron							P4H			
		2023				2024				
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Hebron							P4 E/D*		P4C*	E'
		2025				2026				
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Hebron		P4C*		P4B	E'	P4C	P4B**	C'		P4B
		2027				2028				
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Hebron		C'	P4H	P4 E/D	P4 Combinée	P4H		P4 Combinée	P4H	
		2029				2030				
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	
Hebron			P4H							

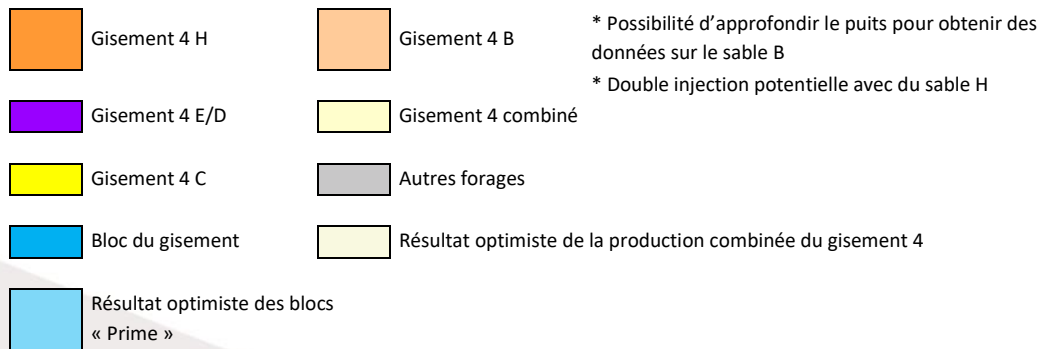


Figure 19 : Calendrier de forage intégré, avec un potentiel optimiste (Source : ExxonMobil Canada Properties, 2023, addenda)

## 7.7. Simulation de réservoir

Les modèles de simulation soumis avec la demande n'ont pas été mis à jour avec les connaissances acquises de l'addenda. Le personnel a examiné les modèles de simulation et a convenu qu'ils représentent des interprétations raisonnables du comportement attendu des réservoirs compte tenu des renseignements disponibles. Toutefois, le promoteur devra fournir des modèles de simulation à jour lorsqu'ils seront disponibles et traiter tout écart par rapport aux attentes de la simulation présentée dans les mises à jour annuelles du plan de gestion des ressources.

### 7.7.1. Examen du modèle de simulation du sable H

Le projet Petrel présenté avec la demande comprend des scénarios de simulation prédictifs pour évaluer la stratégie optimale de mise en valeur du sable H. Les données dynamiques acquises dans le puits L-93 22 montrent une productivité nettement inférieure aux attentes avant le forage, alors que les essais aux tiges dans le puits d'exploration M-04 ont indiqué un rendement dynamique solide du sable H. L'éventail observé dans le rendement dynamique a été un élément déterminant pour la réalisation d'une série de scénarios par le promoteur. Trois scénarios géologiques représentant un éventail d'incertitude sur la connectivité et la qualité des réservoirs ont été retenus pour la modélisation. L'approche à base de scénario tient compte de l'incertitude de la connectivité latérale et verticale et de la qualité du sable, l'objectif principal étant de mettre à l'essai la connectivité afin d'optimiser la conception et les trajectoires des puits futurs. Aux fins de la demande, le modèle de la meilleure estimation 2021 (moyennes mobiles) a été utilisé comme base pour les débits de mise en valeur du sable H.

Le modèle de la meilleure estimation représente un scénario avec une connectivité modérée et un rapport net/brut. Le concept suppose un système fluvial anastomosé sablonneux à faible sinuosité composé de barres sableuses d'accrétion amalgamées avec des barres fixées aux berges le long de la marge de la vallée. Les barres de sable de faible qualité jointes aux berges sont modélisées pour être déposées parallèlement au bord de l'axe de la vallée. Des îlots schisteux (interfluves) peuvent se former et être partiellement préservés dans l'axe de la vallée principale (basse/non nette). Les propriétés ont été réparties avec une répartition de porosité à moyenne mobile étalonnée en fonction des faciès sismiques.

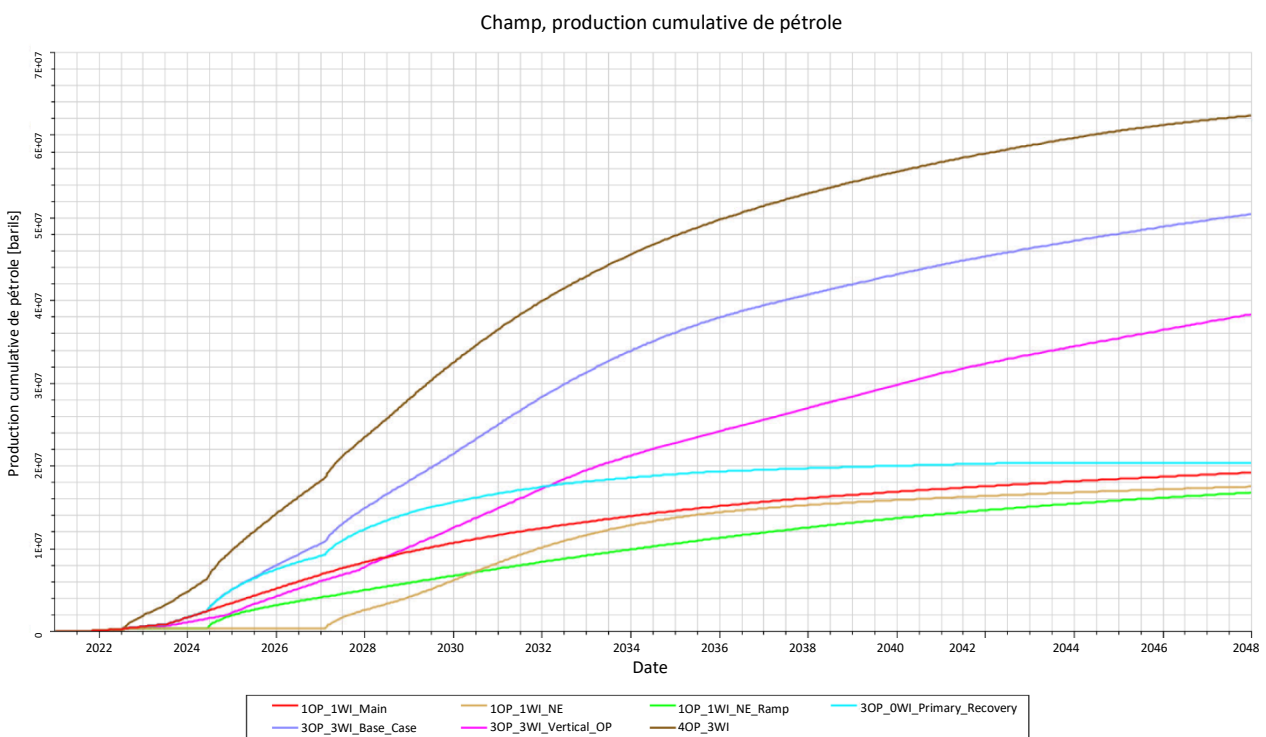
Un nouveau puits d'exploitation, L-93 30Z, a été foré en 2022, mais au moment de la présentation du modèle de simulation, les premières données de production de ce puits étaient encore en cours d'intégration. Le travail de modélisation se poursuit sur le sable H afin d'intégrer le rendement de ce premier puits de production horizontal et d'optimiser le plan d'épuisement du sable H.

Le modèle du promoteur utilisé pour la simulation présente des estimations de PIP du réservoir de stockage de 27,99 Mm<sup>3</sup> (176 Mb) pour le sable H, ce qui correspond au volume de la « meilleure estimation » indiqué par le promoteur dans le tableau 6-1 de la demande.

Les propriétés des fluides du sable H continuent d'être basées sur les données du puits M-04, car les échantillons acquis à partir du puits L-93 22 n'ont pas pu être recombinaés parce que les taux étaient trop faibles pour mesurer la PGP avec précision. Le CPE de 3 912 m mPSMVR est interprété comme étant suspendu d'après les données des puits L-93 22 et M-04. Ces données d'entrée sont examinées dans la demande et sont

cohérentes entre tous les scénarios prédictifs. Le personnel a examiné ces variables et approuvé la façon dont le promoteur les a appliquées dans le modèle.

Sept scénarios de simulation prédictifs (figure 20) ont été inclus dans le modèle afin de mettre à l'essai la sensibilité au nombre de puits pour le sable H. Sur la base d'une simulation de modélisation et compte tenu des contraintes liées à l'attribution des fentes, le promoteur a choisi une mise en valeur à six puits (trois puits de production déviés à l'horizontale et trois puits d'injection d'eau) comme plan d'épuisement de base pour le sable H. Des plans d'épuisement de paires de puits de production et d'injection pour les segments Main, North East Ramp et North East ont également été mis à l'essai. Il est possible d'accroître la récupération du sable H en creusant un puits horizontal supplémentaire dans le segment principal, si des fentes sont disponibles. Un autre type de puits, avec des puits de production verticaux, a été envisagé et s'est avéré sous-optimal en ce qui concerne les taux et la récupération. Comme pour le puits L-93 22, la mise en valeur de puits verticaux pourrait être envisagée s'il est possible de mettre en valeur le sable H avec d'autres sables de JDA par le biais d'une production et d'une injection combinées. Un autre plan d'épuisement avec un schéma de récupération primaire (trois puits de production seulement) a été mis à l'essai et s'est avéré sous-optimal pour la récupération des ressources par rapport au plan d'épuisement actuel, qui comprend un support de pression par injection d'eau.



**Figure 20** : Production cumulée de pétrole - Sensibilité au nombre de puits de sable H (Source : Projet Petrel d'ExxonMobil), PP = production de pétrole, IE = injection d'eau

Le premier puits de production, L-93 30Z, est entré en service en juin 2022 et le calendrier des puits utilisé dans le modèle de simulation du plan de base du promoteur suppose que le premier puits d'injection d'eau entre en service en juillet 2023, suivi du deuxième puits de production de pétrole en juin 2024. Le deuxième

puits d'injection d'eau est prévu pour novembre 2024, le troisième puits de production de pétrole en février 2027 et le troisième puits d'injection d'eau en novembre 2027, la production se poursuivant jusqu'en 2047. Depuis la présentation du modèle de simulation pour le sable H, des connaissances ont été dégagées des résultats dynamiques pour le puits de production L-93 30Z inclus dans l'addenda. Bien que la stratégie de mise en valeur et le calendrier des puits pour le sable H aient été modifiés pour reporter les puits dédiés au sable H, le promoteur s'attend à une récupération comparable au scénario de la meilleure estimation du modèle de simulation. Le pétrole récupérable résultant de ce scénario d'épuisement de base dans le modèle de simulation du promoteur est de 8,0 Mm<sup>3</sup> (50,6 Mb), ce qui correspond aux volumes déclarés par le promoteur dans la section 4.4.1 de la demande et dans l'addenda. Compte tenu des volumes de PIP du réservoir de stockage dans le modèle, cela équivaut à un facteur de récupération de 30 % pour le sable H.

Le personnel a procédé à un examen approfondi du modèle de simulation du promoteur et a validé les résultats de simulation de cette étude en exécutant le modèle. Dans l'ensemble, le personnel a estimé que le modèle du promoteur pour le sable H et les hypothèses utilisées étaient raisonnables et appropriés.

### 7.7.2. Examen du modèle de simulation des sables G, F et D

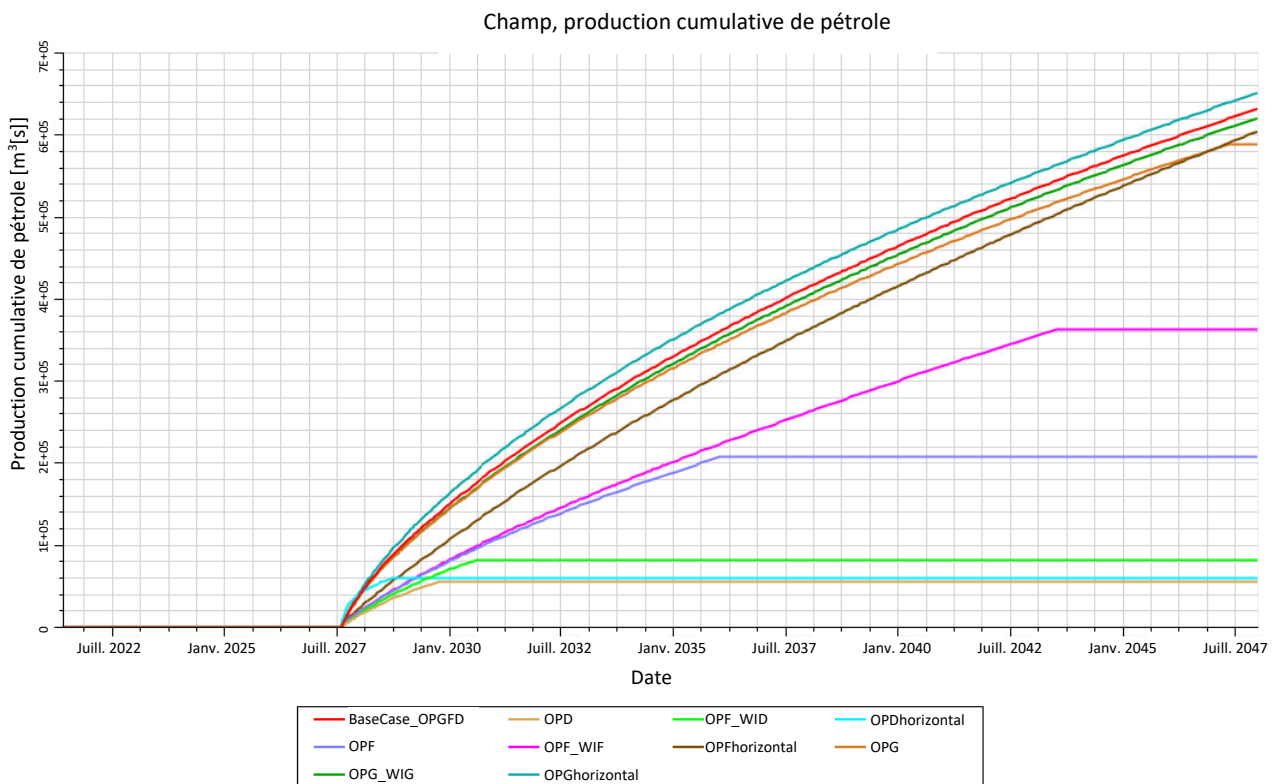
Le projet Petrel présenté avec la demande comprend des simulations historiques pour le sable G ainsi que des scénarios de simulation prédictifs pour évaluer la stratégie optimale de mise en valeur des sables G, F et D.

Les données d'entrée de l'étude des gisements dans le modèle sont discutées dans la demande et comprennent les données de perméabilité relative, la caractérisation des fluides et les contacts entre les fluides. Ces données sont cohérentes entre tous les scénarios historiques et prédictifs. Le personnel a examiné ces variables et approuvé la façon dont le promoteur les a appliquées dans le modèle.

Une fois les données d'entrée de l'étude des gisements définies, le promoteur a utilisé des données dynamiques pour évaluer ou améliorer la concordance du rendement de la modélisation des sables avant de réaliser des simulations prédictives. Des données de production existent pour le sable G dans le puits de délimitation I-13 et, bien que le sable G n'ait pas coulé dans le puits d'exploitation L-93 22, des données de pression ont été saisies pour ce sable. Le modèle de simulation du sable G a eu une productivité insuffisante lorsqu'il a été comparé aux données de l'essai aux tiges pour le puits I-13. Les résultats statiques et le modèle de simulation du puits L-93 22 indiquaient une productivité suffisante pour que le sable G s'écoule, mais aucun écoulement n'a été réalisé. Compte tenu de ce large éventail d'observations, le promoteur n'a pu apporter aucune modification au modèle de simulation du sable G pour qu'il corresponde aux données dynamiques. Aucune production n'a eu lieu aux sables D et F à ce jour, et aucun historique n'a donc été établi pour ces sables. Par conséquent, le modèle du promoteur utilisé pour la simulation présente des estimations de PIP du réservoir de stockage de 12,2 Mm<sup>3</sup> (76,9 Mb) pour le sable G, 9,3 Mm<sup>3</sup> (58,3 Mb) pour le sable F et 1,8 Mm<sup>3</sup> (11,4 Mb) pour le sable D, ce qui correspond aux volumes de la « meilleure estimation » indiqué par le promoteur dans le tableau 6-1 de la demande.

Dix scénarios de simulation prédictifs ont été exécutés pour tester différents scénarios de mise en valeur pour chacun des sables (G, F et D), comme le montre la figure 21. La stratégie de mise en valeur utilisée pour chacun de ces scénarios prédictifs a été évaluée et comprend des détails sur les schémas d'épuisement proposés, les emplacements de puits prévus, la planification des puits et les contraintes de production et d'injection des

puits. Chacun des sables (G, F et D) a été évalué individuellement avec un seul puits de production de pétrole horizontal par rapport à un puits de production de pétrole vertical, ainsi qu’avec et sans soutien par injection d’eau. Un scénario de simulation synergique dans lequel un seul puits de production de pétrole vertical a été mis en place pour produire à partir des trois sables du réservoir sans aucun soutien par injection a également été complété. En fin de compte, sur la base de la simulation de modélisation et des contraintes d’attribution des fentes, le promoteur a choisi le scénario impliquant un seul puits de production de pétrole combinant la production des trois sables comme plan d’épuisement de base pour ces sables.



**Figure 21** : Production cumulée de pétrole - Sensibilité des puits de sables G, F, D (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil), PP = production de pétrole, IE = injection d’eau

Le calendrier des puits utilisé dans le modèle pour le plan du scénario de base du promoteur suppose que le puits de production correspondant entre en service le 1<sup>er</sup> mai 2027 et continue à produire jusqu’en 2047. Le pétrole récupérable résultant de ce scénario d’épuisement de base dans le modèle de simulation du promoteur est de 0,63 Mm<sup>3</sup> (4,0 Mb), ce qui correspond aux volumes déclarés dans la section 4.4.2 de la demande. En prenant en considération les volumes de PIP du réservoir de stockage dans le modèle, cela équivaut à un facteur de récupération de 3 % pour les sables G, F et D, ce qui se trouve dans la plage des récupérations prévues pour la production primaire.

Le personnel a procédé à un examen approfondi du modèle de simulation du promoteur et a validé les résultats de simulation en exécutant le modèle afin de confirmer l’adéquation du concept sélectionné de puits de production combinée. L’étude a montré des résultats favorables pour les puits déviés dédiés dans les sables G et F en particulier si les contraintes des fentes sont allégées à l’avenir. Le promoteur a identifié ce potentiel dans la demande et des données supplémentaires seront collectées dans ces sables lors du forage de

développement ciblant les sables plus profonds (E et B). Ces données seront utilisées pour affiner le travail de modélisation et poursuivre l'évaluation de ce potentiel. Dans l'ensemble, le personnel a estimé que le modèle du promoteur et les hypothèses utilisées étaient raisonnables et appropriés.

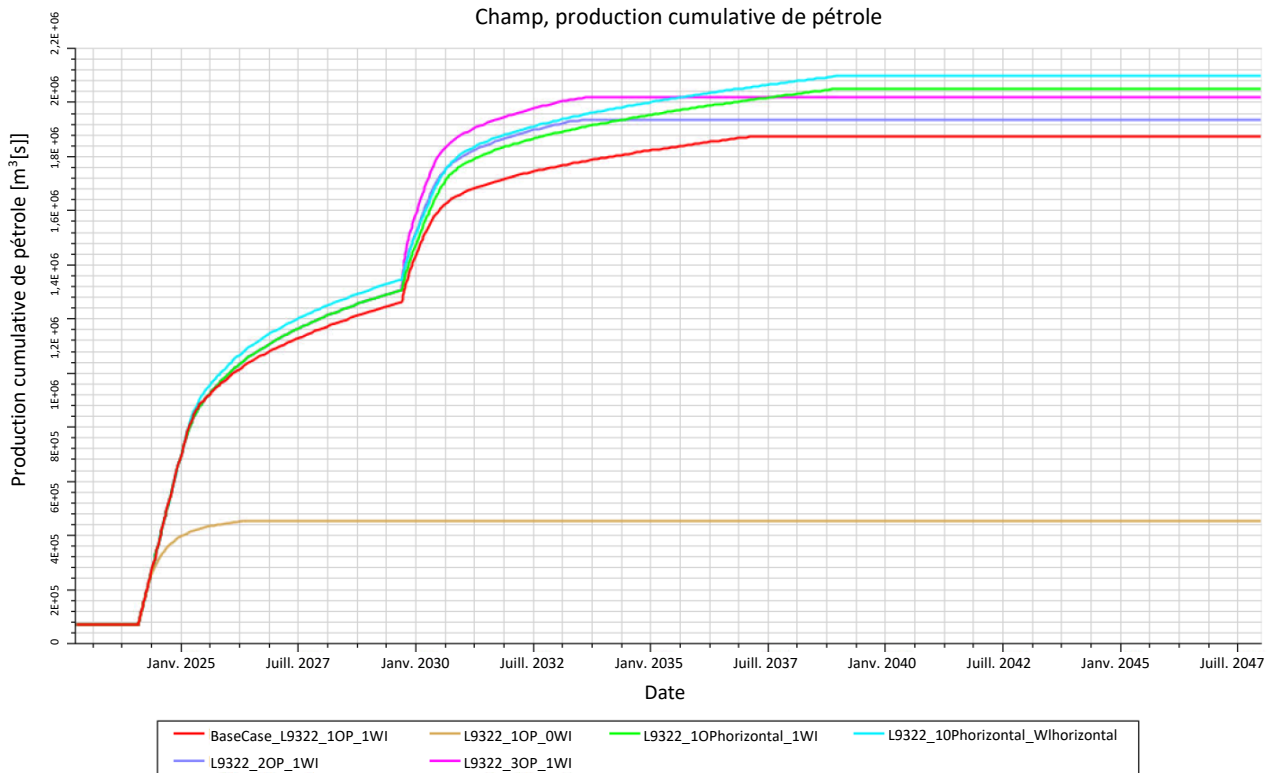
### 7.7.3. Examen du modèle de simulation du sable E

Le projet Petrel présenté avec la demande comprend des simulations historiques ainsi que des scénarios de simulation prédictifs pour évaluer la stratégie optimale de mise en valeur du sable E.

Les données d'étude de gisements utilisées afin de créer le modèle de simulation pour le sable E comprennent la perméabilité relative, les données de caractérisation des fluides et les contacts entre fluides d'après les données acquises à partir du puits L-93 22. Ces données d'entrée sont examinées dans la demande et sont cohérentes entre tous les scénarios prédictifs. Le personnel a examiné ces variables et approuvé la façon dont le promoteur les a appliquées dans le modèle.

Suivant la définition des données d'entrée de l'étude des gisements, le promoteur a utilisé des données de production dynamiques provenant du puits L-93 22 pour évaluer ou améliorer la concordance du rendement de la modélisation géologique des sables avant de réaliser des simulations prédictives. La section 3.7.2.3 de la demande traite des modifications apportées au modèle géologique pour obtenir une bonne correspondance avec les données dynamiques. Par conséquent, le modèle du promoteur utilisé pour la simulation présente des estimations de PIP du réservoir de stockage de 5,95 Mm<sup>3</sup> (37,4 Mb) pour le sable E, ce qui correspond au volume de la « meilleure estimation » indiqué par le promoteur dans le tableau 6-1 de la demande.

Six cas de simulation prédictive ont été inclus dans le modèle afin de tester différents scénarios de mise en valeur pour le sable E, comme le montre la figure 22. La stratégie de mise en valeur utilisée pour chacun de ces scénarios prédictifs a été évaluée et comprend des détails sur les schémas d'épuisement proposés, les emplacements de puits prévus, la planification des puits et les contraintes de production et d'injection des puits. Les résultats de plusieurs sensibilités obtenues par simulation sont inclus dans la demande. La figure 4-10 de la demande comprend les résultats d'une étude visant à évaluer le nombre optimal de puits pour la mise en valeur du sable E en utilisant des puits de production verticaux seulement. La figure 4-11 de la demande comprend les résultats d'une étude visant à évaluer différentes orientations de puits (puits horizontaux et puits déviés). La figure 4-27 de la demande comprend les résultats d'une étude visant à évaluer le soutien à l'injection d'eau par rapport à l'absence d'un tel soutien (production primaire). En fin de compte, sur la base d'une simulation de modélisation et compte tenu de l'attribution des fentes, le promoteur a choisi comme plan d'épuisement de base pour ce sable la mise en valeur de trois puits utilisant la complétion existante du sable E dans le puits L-93 22, ainsi qu'un nouveau puits de production de pétrole soutenu par un nouveau puits d'injection d'eau.

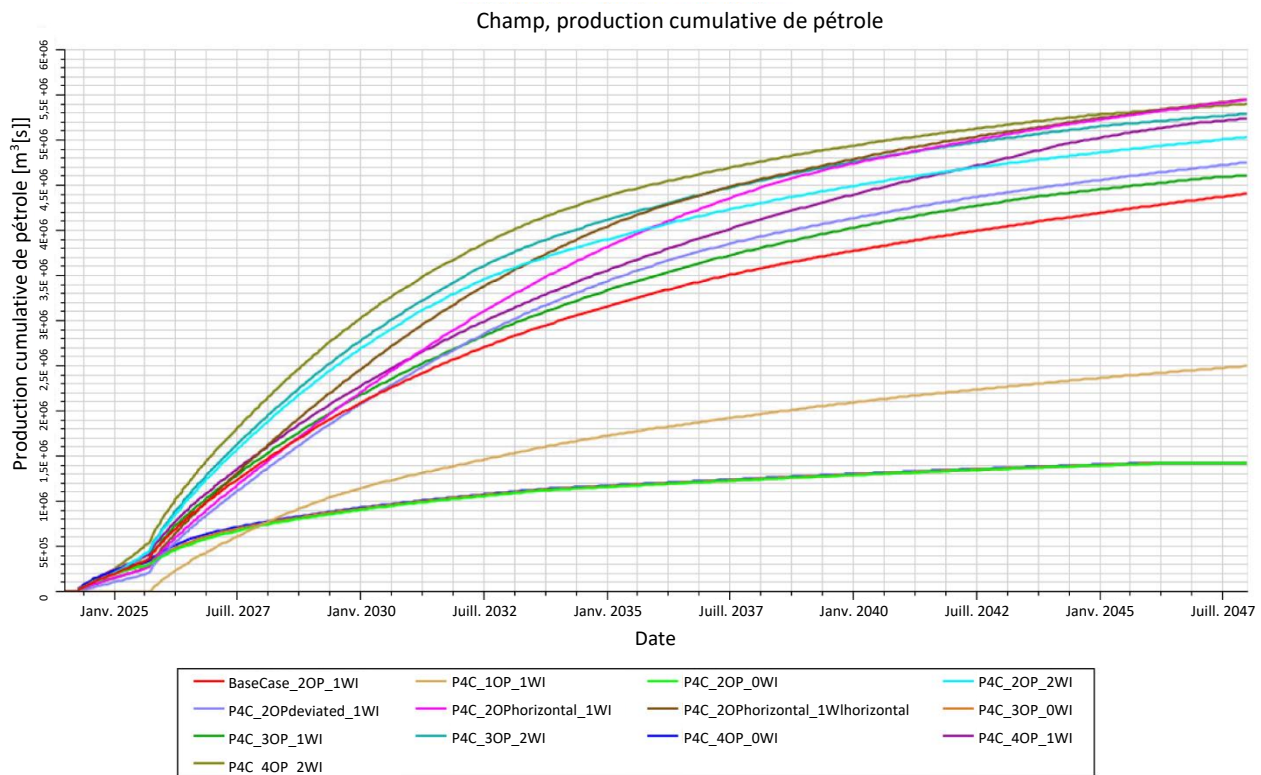


**Figure 22 :** Production cumulée de pétrole - Sensibilité des puits de sable E (Source : Projet Petrel d'ExxonMobil),  
PP = production de pétrole, IE = injection d'eau

Le calendrier des puits utilisé pour le modèle de simulation du scénario de base du promoteur suppose que le puits de production de pétrole L-93 22 recommence à produire à partir du sable E en janvier 2024 et que le puits d'injection d'eau est mis en service à ce moment-là. Le deuxième puits de production de pétrole devrait entrer en service en septembre 2029, la production du sable E s'achevant en 2037. Le pétrole récupérable résultant de ce scénario d'épuisement de base dans le modèle de simulation du promoteur est de 1,88 Mm<sup>3</sup> (11,8 Mb) pour le sable E, ce qui inclut la production antérieure du sable E à partir du puits L-93 22. Compte tenu des volumes de PIP du réservoir de stockage dans le modèle, cela équivaut à un facteur de récupération de 32 % pour la mise en valeur du sable E.

Le personnel a procédé à un examen approfondi du modèle de simulation du promoteur et a validé les résultats de simulation de cette étude en exécutant le modèle à l'interne. Le personnel est d'accord avec le concept choisi. Les études de sensibilité de la simulation indiquent qu'il est possible d'accroître la récupération du sable E par des puits supplémentaires et l'utilisation de puits horizontaux ou déviés. Le promoteur en a pris note dans la demande et continuera à évaluer cette option au fur et à mesure de l'acquisition de nouvelles données. En outre, il a été souligné qu'il existe un potentiel de mise en valeur de ce sable en même temps que d'autres sables par le biais d'un puits de production et/ou d'injection combinées, ce qui pourrait mener à une plus grande mise en valeur du sable ou à l'optimisation des fentes de puits. Dans l'ensemble, le personnel a estimé que le modèle du promoteur pour le sable E et les hypothèses utilisées étaient raisonnables et appropriés.

## 7.7.4. Examen du modèle de simulation du sable C



**Figure 23** : Production cumulée de pétrole – Sensibilité des puits de sable C (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil),  
PP = production de pétrole, IE = injection d’eau

Le calendrier des puits utilisé dans le modèle pour le plan du scénario de base suppose que le premier puits de production de pétrole entre en service en mars 2024, suivi du puits d’injection d’eau en service en août 2024, et du deuxième puits de production de pétrole en service en août 2025. La production devrait se poursuivre jusqu’en 2047. Le pétrole récupérable résultant de ce scénario d’épuisement de base est de 4,42 Mm<sup>3</sup> (27,8 Mb), ce qui correspond aux volumes déclarés par le promoteur dans la section 4.4.4 de la demande. Compte tenu des volumes de PIP du réservoir de stockage dans le modèle, cela équivaut à un facteur de récupération de 30 % pour la mise en valeur du sable C.

Le personnel a procédé à un examen approfondi du modèle de simulation du promoteur et a validé les résultats de simulation de cette étude en exécutant le modèle à l’interne, et il est en accord avec le concept sélectionné. L’étude de sensibilité sur le nombre de puits indique qu’il est possible d’accroître la mise en valeur du sable C grâce à des puits supplémentaires si les contraintes liées aux fentes sont atténuées. En outre, la simulation a montré des résultats favorables pour les puits horizontaux afin d’augmenter la récupération globale. Ceci est noté dans la demande et le promoteur continuera à évaluer ces options au fur et à mesure de l’acquisition de nouvelles données. Dans l’ensemble, le personnel a estimé que le modèle du promoteur pour le sable C et les hypothèses utilisées étaient raisonnables et appropriés.

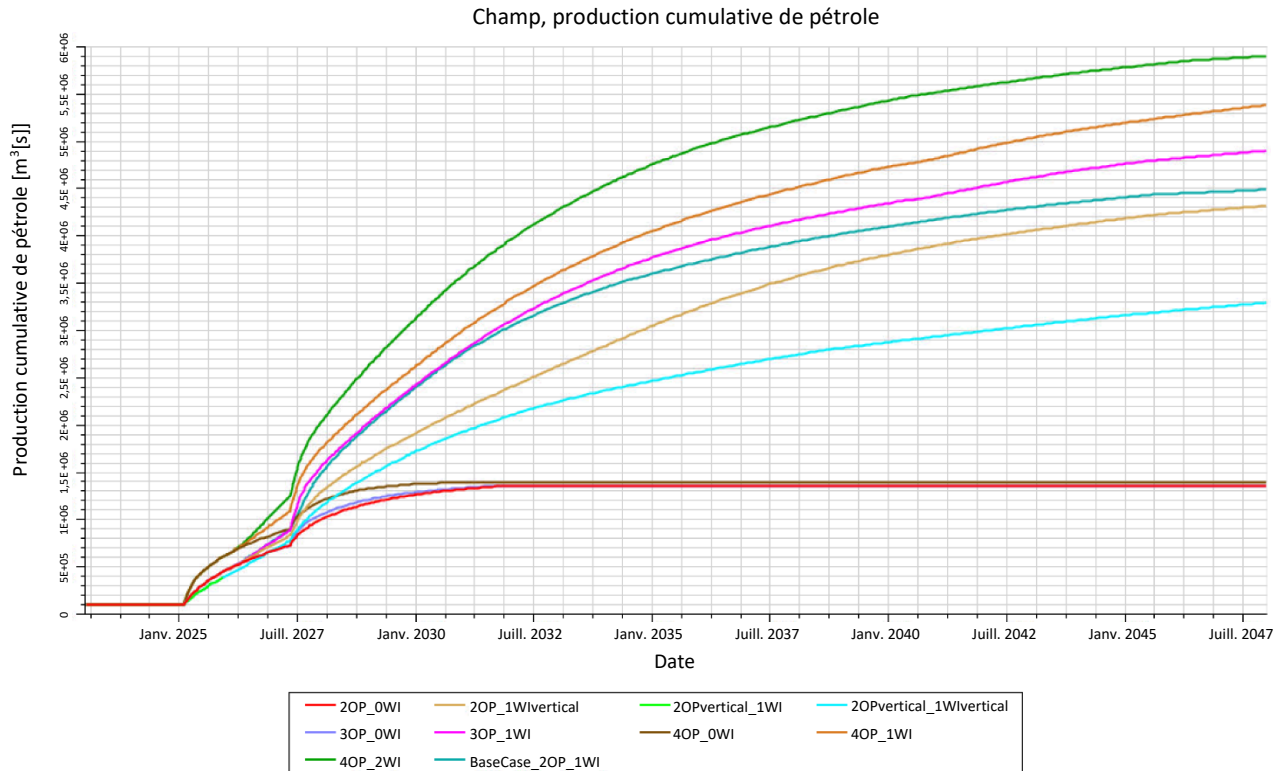
### 7.7.5. Examen du modèle de simulation du sable B

Le projet Petrel présenté avec la demande comprend des simulations historiques ainsi que des scénarios de simulation prédictifs pour évaluer la stratégie optimale de mise en valeur du sable B.

Les données d'entrée de l'étude des gisements sont discutées dans la demande et comprennent les données de perméabilité relative, la caractérisation des fluides et les contacts entre les fluides. Ceux-ci ont été utilisés pour créer le modèle de simulation du sable B et sont cohérents entre tous les cas historiques et prédictifs. Le personnel a examiné ces variables et approuvé la façon dont le promoteur les a appliquées dans le modèle.

Suivant la définition des données d'entrée de l'étude des gisements, le promoteur a utilisé des données de production dynamiques provenant du puits L-93 22 ainsi que les données de pression du puits L-93 29 pour évaluer ou améliorer la concordance du rendement de la modélisation géologique avant de réaliser des simulations prédictives. La section 3.7.2.4 de la demande traite des modifications apportées au modèle géologique pour obtenir une bonne correspondance avec les données dynamiques. Par conséquent, le modèle du promoteur utilisé pour la simulation présente des estimations de PIP du réservoir de stockage de 17,7 Mm<sup>3</sup> (111,4 Mb) pour le sable B, ce qui correspond au volume de la « meilleure estimation » indiqué par le promoteur dans le tableau 6-1 de la demande.

Dix cas de simulation prédictive ont été inclus dans le modèle afin de tester différents scénarios de mise en valeur pour le sable B, comme le montre la figure 24. La stratégie de mise en valeur utilisée pour chacun de ces scénarios prédictifs a été évaluée et comprend des détails sur les schémas d'épuisement proposés, les emplacements de puits prévus, la planification des puits et les contraintes de production et d'injection des puits. Les résultats de plusieurs sensibilités obtenues par simulation sont inclus dans la demande. La figure 4-14 de la demande comprend les résultats d'une étude visant à évaluer le nombre optimal de puits pour la mise en valeur du sable B. La figure 4-15 comprend les résultats d'une étude visant à évaluer différentes orientations de puits. La figure 4-33 de la demande comprend les résultats d'une étude visant à évaluer le soutien à l'injection d'eau par rapport à l'absence d'un tel soutien (production primaire). En fin de compte, sur la base d'une simulation de modélisation et compte tenu de l'attribution des fentes, le promoteur a choisi comme plan d'épuisement de base pour ce sable la mise en valeur de trois puits (deux puits verticaux de production de pétrole et un puits horizontal d'injection d'eau).



**Figure 24** : Production cumulée de pétrole – Sensibilité des puits de sable B (Source : Projet Petrel d’ExxonMobil),  
PP = production de pétrole, IE = injection d’eau

Le calendrier des puits utilisé dans le modèle pour le plan du scénario de base du promoteur suppose que le premier puits de production de pétrole entre en service en mars 2025, suivi du puits d’injection d’eau en service en janvier 2026, et du deuxième puits de production de pétrole en service en mai 2027, la production se poursuivant jusqu’en 2047. Le pétrole récupérable résultant de ce scénario d’épuisement de base dans le modèle de simulation du promoteur est de 4,51 Mm<sup>3</sup> (28,33 Mb) pour le sable B, ce qui inclut la production antérieure du sable B à partir du puits L-93 22. Compte tenu des volumes de PIP du réservoir de stockage dans le modèle, cela équivaut à un facteur de récupération de 25 % pour la mise en valeur du sable B.

Le personnel a examiné le modèle de simulation du promoteur et a validé les résultats de simulation de cette étude en exécutant le modèle à l’interne. Le personnel est d’accord avec le concept choisi. Les études de sensibilité de la simulation indiquent qu’il est possible d’accroître la récupération du sable B en forant des puits supplémentaires et en utilisant des puits horizontaux. Ceci est noté dans la demande et le promoteur continuera à évaluer cette option au fur et à mesure de l’acquisition de nouvelles données. En outre, il existe un potentiel de mise en valeur de ce sable en même temps que d’autres sables par le biais d’un puits de production et/ou d’injection combinées, ce qui pourrait mener à la récupération du sable ou à l’optimisation des fentes de puits. Dans l’ensemble, le personnel a estimé que le modèle du promoteur pour le sable B et les hypothèses utilisées étaient raisonnables et appropriés.

## 7.8. Réserve récupérable ultime estimée

La demande présentait les estimations de récupération du promoteur pour les sables H, G, F, E, D, C et B de la formation JDA dans le bloc du horst, ainsi que pour le sable C dans le bloc C' et le sable de Lower Hibernia dans le bloc E'.

Le personnel a élaboré un modèle géologique indépendant, mais n'a pas élaboré de modèles de simulation de réservoir indépendants. Le personnel a calculé les estimations récupérables les plus faibles, les plus probables et les plus élevées en utilisant une combinaison de plages de facteurs de récupération, de valeurs de PIP du réservoir de stockage provenant du modèle géologique du C-TNLOHE, et en évaluant les modèles géologiques et de simulation du promoteur.

Pour les blocs « Prime », il existe une incertitude liée aux contacts entre fluides et à la possibilité de contacts suspendus moins profonds. L'eau suspendue potentielle pourrait réduire de manière considérable le PIP du réservoir de stockage, et donc la RRUE, dans les blocs faillés non pénétrés. Le bloc C' dans le sable C et le bloc E' dans le sable de Lower Hibernia sont inclus dans le calendrier de forage; toutefois, le promoteur considère que la réussite dans cette zone est un résultat de l'accélération de la production en raison de l'incertitude quant à la présence d'hydrocarbures et à leur volume. En outre, la présence de réservoirs et leur qualité restent une préoccupation majeure. L'approche du promoteur pour la RRUE lors de l'accélération de la production était basée sur l'application d'un facteur de récupération commun de 30 % aux blocs faillés environnants. Il s'agit d'une méthodologie analogique simple, qui reflète les observations faites dans des champs et des réservoirs présentant des caractéristiques semblables.

Le personnel ne pense pas que le sable C dans le bloc C' et le sable de Lower Hibernia dans le bloc E' doivent être considérés comme des estimations de l'accélération de la production, car ces blocs figurent dans le calendrier de forage, sont des blocs faillés adjacents qui présentent une juxtaposition importante avec les sables pétrolifères du bloc de horst principal. On suppose qu'ils sont pétrolifères et qu'ils communiquent par pression à l'échelle de temps géologique. Pour ces raisons, le personnel a inclus ces blocs dans les estimations du volume de pétrole récupérable pour la formation JDA.

Le tableau 14 présente une comparaison des estimations du volume de pétrole récupérable par le promoteur et par le C-TNLOHE dans la formation JDA.

**Tableau 14** : Estimations par le C-TNLOHE et ExxonMobil du volume de pétrole récupérable par sable conformément au Plan de mise en valeur proposé.

Sable	Bloc faillé	Unités	Ralentissement de la production		Meilleure estimation		Accélération de la production	
			ExxonMobil	C-TNLOHE	ExxonMobil	C-TNLOHE	ExxonMobil	C-TNLOHE
H North Valley	Horst	Mb	29,4	26,7	50,7	42,5	72,0	72,6
		Mm <sup>3</sup>	4,7	4,2	8,1	6,8	11,4	11,5
G	Horst A'	Mb	1,1	1,4	2,1	3,1	40,4	3,6
		Mm <sup>3</sup>	0,2	0,2	0,3	0,5	6,4	0,6
F	Horst A'	Mb	0,8	0,7	1,6	1,5	30,6	1,8
		Mm <sup>3</sup>	0,1	0,1	0,3	0,2	4,9	0,3
E	Horst A'	Mb	5,6	9,1	11,4	13,8	19,6	20,3
		Mm <sup>3</sup>	0,9	1,5	1,8	2,2	3,1	3,2
D	Horst A'	Mb	0,2	0,0	0,3	0,1	6,0	0,1
		Mm <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0
C	Horst A'	Mb	9,3	16,5	27,8	25,6	48,3	37,2
		Mm <sup>3</sup>	1,5	2,6	4,4	4,1	7,7	5,9
B	Horst A'	Mb	16,7	20,0	28,2	30,7	58,5	44,6
		Mm <sup>3</sup>	2,7	3,2	4,5	4,9	9,3	7,1
C	C'	Mb	-	9,7	-	14,2	18,5	24,6
		Mm <sup>3</sup>	-	1,5	-	2,3	2,9	3,9
Lower Hibernia	E'	Mb	-	25,4	-	33,8	50,7	59,2
		Mm <sup>3</sup>	-	4,0	-	5,4	8,1	9,4
Total		Mb	63,0	109,5	122,1	165,3	344,6	263,8
		Mm <sup>3</sup>	10,0	17,4	19,5	26,3	54,8	42,0

L'estimation de la quantité la plus susceptible d'être récupérée de 26,3 millions de Mm<sup>3</sup> (165,3 Mb), établie par le personnel, est plus élevée que l'estimation du promoteur en raison de l'inclusion des blocs « Prime ».

Il convient de souligner que la RRUE la plus probable de 26,3 Mm<sup>3</sup> (165,3 Mb) calculée par le personnel est une augmentation de 5,3 Mm<sup>3</sup> (33,3 Mb) par rapport à l'estimation précédente de 21 (132 Mb) au moment de la rédaction du Plan de mise en valeur de Hebron (Rapport de décision 2012.01).

Si le promoteur acquiert des données sur les autres blocs « Prime » et poursuit la mise en valeur, les volumes de pétrole récupérable devront être révisés pour inclure ces blocs.

**Condition 2 : Le promoteur doit poursuivre ses efforts pour réduire les risques associés aux blocs « Prime » et aux autres ressources potentielles de la formation Jeanne d'Arc et fournir des détails sur ces travaux dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources et lors des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources.**

Le personnel a réalisé une évaluation du gaz récupérable en utilisant les volumes de RRUE du C-TNLOHE et les propriétés des fluides pour chaque sable (tableau 15).

**Tableau 15** : Estimation du gaz récupérable du C-TNLOHE

Sable	Bloc faillé	Unités	Ralentissement de la production	Meilleure estimation	Accélération de la production
			C-TNLOHE	C-TNLOHE	C-TNLOHE
<b>H North Valley</b>	Horst	Gpi <sup>3</sup>	15,5	24,9	42,0
		Gm <sup>3</sup>	0,4	0,7	1,2
<b>G</b>	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	1,1	2,2	2,6
		Gm <sup>3</sup>	0,0	0,1	0,1
<b>F</b>	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	0,5	1,0	1,3
		Gm <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0
<b>E</b>	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	21,3	32,2	47,3
		Gm <sup>3</sup>	0,6	0,9	1,3
<b>D</b>	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	0,0	0,1	0,1
		Gm <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0
<b>C</b>	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	27,4	42,5	61,7
		Gm <sup>3</sup>	0,8	1,2	1,7
<b>B</b>	Horst A'	Gpi <sup>3</sup>	35,6	54,7	79,6
		Gm <sup>3</sup>	1,0	1,5	2,2
<b>C</b>	C'	Gpi <sup>3</sup>	0,0	0,0	17,0
		Gm <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,5
<b>Lower Hibernia</b>	E'	Gpi <sup>3</sup>	0,0	0,0	41,0
		Gm <sup>3</sup>	0,0	0,0	1,2
<b>Total</b>		Gpi <sup>3</sup>	101,4	157,6	292,5
		Gm <sup>3</sup>	2,9	4,4	8,2

### 7.9. Mises en valeur différées

Le Plan de mise en valeur de Hebron (Décision 2012.01) a identifié des aires supplémentaires dans le champ de Hebron et la zone environnante où des accumulations de pétrole et de gaz ont été testées ou où il existe un potentiel d'hydrocarbures qui n'ont pas été inclus pour approbation. Ces mises en valeur différées et ces perspectives offrent la mise en valeur potentielle de ressources potentielles. La demande propose de faire passer le reste des hydrocarbures connus de la formation JDA du statut de mise en valeur différée à celui de mise en valeur approuvée.

Les volumes les plus importants de ressources découvertes qui seront encore considérées comme une mise en valeur différée se trouvent dans les gisements 2 et 3. La condition 2012.01.16 de l'approbation du Plan de mise en valeur stipule qu'une modification au Plan de mise en valeur visant le gisement 3 est obligatoire une fois que des données supplémentaires ont été obtenues au moyen soit d'un forage d'appréciation, soit d'un projet

pilote jugé acceptable par l'Office. Les changements apportés au plan d'épuisement proposé dans la demande créeront une situation de contrainte en matière de fentes de puits, ce qui empêchera probablement l'utilisation de la structure gravitaire pour la mise en valeur complète du gisement 3. Par conséquent, le promoteur devra réévaluer les plans de mise en valeur future de ces gisements et présenter une mise à jour au C-TNLOHE. Dans l'intérêt de la conservation des ressources et de l'optimisation de la récupération complète du champ, le personnel recommande la condition suivante :

**Condition 3 : Le promoteur doit poursuivre ses efforts pour évaluer les gisements 2 et 3 et d'autres ressources potentielles et fournir des détails dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources et lors des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources. Le promoteur doit soumettre un rapport à l'Office dans un délai de deux ans à compter du présent rapport de décision qui explique les plans visant à réduire les risques liés à la mise en valeur des gisements 2 et 3.**

Ce rapport doit décrire les hypothèses, les incertitudes et les contraintes (y compris l'incertitude liée aux ressources, les contraintes de forage, les limites des installations, etc.), et inclure une analyse économique et un échancier provisoire pour la mise en valeur potentielle. Étant donné que ces aspects évolueront au fil du temps, il est prévu que des mises à jour soient fournies en permanence.

#### 7.10. Conclusion et recommandation

La demande propose de mettre en valeur les sables restants de la formation JDA en utilisant la même approche générale que pour la mise en valeur du projet Hebron, y compris les installations existantes et les fentes de puits de forage, les méthodes et les systèmes de récupération.

Le promoteur indique qu'une quantité de 19,4 Mm<sup>3</sup> (122,1 Mb) peut être produite à partir de la formation JDA. L'estimation par le personnel de la quantité totale de pétrole récupérable est de 26,3 Mm<sup>3</sup> (165,3 Mb).

La stratégie d'épuisement proposée pour la formation JDA est la récupération secondaire par inondation. La demande propose le forage de 12 puits de production et de cinq puits d'injection d'eau, dont sept puits de production et deux puits d'injection d'eau sont nouvellement proposés dans cette MPMV. Le nombre total de puits pour le champ Hebron est maintenant de 52 puits sur les 52 fentes de puits disponibles. En cas de succès, une mise en valeur supplémentaire pourrait être possible; l'utilisation stratégique des fentes de puits doit donc être envisagée à chaque possibilité de forage de puits. Les technologies existantes, comme les récupérations de fentes et les complétions multilatérales, peuvent être utilisées pour optimiser le service public futur des fentes tout en maximisant les cibles. Compte tenu de la disponibilité limitée des fentes, le promoteur devrait fournir des détails sur les efforts déployés pour réduire les contraintes liées aux fentes.

L'examen de la demande par le personnel, y compris les interprétations sismiques, l'historique de production, les modèles géologiques et les modèles de simulation de réservoir du promoteur, indique que la proposition est raisonnable et que la stratégie de mise en valeur est appropriée pour les ressources pétrolières dans les sables restants de la formation JDA.

À l'aide de données géologiques existantes, le personnel a créé un modèle géologique de la formation JDA afin de fournir des estimations indépendantes du PIP du réservoir de stockage et de confirmer les estimations

fournies dans la demande. Bien qu'il y ait quelques divergences entre les estimations volumétriques du promoteur et celles du personnel en raison d'interprétations et de procédures de modélisation légèrement différentes, dans l'ensemble, les méthodes utilisées par le promoteur sont considérées comme appropriées et raisonnables.

Le gaz supplémentaire qui sera produit dans le cadre de cette MPMV n'aura pas d'incidence sur l'approche actuelle du promoteur en matière de manipulation du gaz pour le champ Hebron. Le personnel considère donc que l'approche du promoteur en matière de manipulation du gaz est acceptable.

Les volumes de production supplémentaires associés à cette MPMV ont été évalués par rapport aux capacités des installations. Le personnel n'a pas identifié d'impact négatif lié aux volumes supplémentaires.

Le promoteur devra fournir des comparaisons à jour du rendement des réservoirs et des prévisions du modèle de simulation du réservoir dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources pour la formation JDA.

Le personnel est d'accord avec la demande en ce qui concerne la gestion des ressources et recommande son approbation, sous réserve des conditions suivantes :

**Condition 1 : Compte tenu de la disponibilité limitée des encoches de forage restantes sur la plateforme *Hebron*, le promoteur doit décrire les efforts déployés pour réduire les contraintes liées aux encoches en mettant à jour le plan de gestion des ressources sur une base annuelle continue et en tenant des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources.**

**Condition 2 : Le promoteur doit poursuivre ses efforts pour réduire les risques associés aux blocs « Prime » et aux autres ressources potentielles de la formation Jeanne d'Arc et fournir des détails sur ces travaux dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources et lors des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources.**

**Condition 3 : Le promoteur doit poursuivre ses efforts pour évaluer les gisements 2 et 3 et d'autres ressources potentielles et fournir des détails dans la mise à jour annuelle du plan de gestion des ressources et lors des réunions semestrielles régulières sur la subsurface avec le personnel chargé de la gestion des ressources. Le promoteur doit soumettre un rapport à l'Office dans un délai de deux ans à compter du présent rapport de décision qui explique les plans visant à réduire les risques liés à la mise en valeur des gisements 2 et 3.**

## 8. Exploitation

Une analyse de la demande concernant l'exploitation des puits, et de la certification des installations proposées est présentée ci-après.

### 8.1. Exploitation des puits

L'ajustement du nombre de puits à 12 puits de production et cinq puits d'injection d'eau au total dans la formation JDA, y compris les puits combinés et les puits des blocs « Prime », pour mettre en valeur les sables B

à H, utilise les installations, les fentes de puits, les méthodes et les systèmes de récupération existants. Le forage et l'achèvement de ces puits ne nécessitent aucune modification de l'infrastructure de la plateforme Hebron. Ainsi, la section 4.2.5 de la modification du Plan de mise en valeur de Hebron ne comprend que les informations modifiées de la section 7.0 du Plan de mise en valeur approuvé de Hebron.

La conception des puits est jugée réalisable avec l'équipement et les pratiques de forage existants. La possibilité de forer des puits à JDA à l'aide des installations existantes a déjà été démontrée lors du forage des puits L-93 22 et L-93 29, où les sables supplémentaires de JDA ont été délimités. Le promoteur a également confirmé que les systèmes de contrôle des puits, y compris le bloc obturateur de puits (BOP), le collecteur pour l'étranglement et l'extinction, le séparateur gaz-boue, le bac de manœuvre et les systèmes de surveillance de l'écoulement de la pression-volume-température (PVT) et du débit, satisfont ou dépassent les exigences pour la mise en valeur des ressources de JDA.

Les profils tridimensionnels de trajectoires des puits sont réalisables avec des trous et des tubages de taille standard. Toutefois, compte tenu de la profondeur de la formation JDA, les colonnes de tubage intermédiaires et de production seront généralement placées plus profondément et/ou des colonnes supplémentaires pourraient être nécessaires dans certains cas. Un ciment de classe G standard est prévu pour les opérations de cimentation, et des sommets de ciment seront prévus pour isoler les intervalles contenant des hydrocarbures. La stratégie de complétion peut privilégier des trous ouverts ou tubés, en fonction de la conception de chaque puits et des besoins d'élimination du sable. Des barrières de fond de puits adéquates seront utilisées, conformément à la conception actuelle des puits de Hebron. Aucun puits multifonctionnel n'est prévu, mais si un besoin de réinjection supplémentaire de déblais de forage se manifeste, une exploitation future dans l'annulaire ouvert des puits d'injection d'eau puisse être envisagée. Il est actuellement prévu de continuer à utiliser des puits dédiés à la réinjection de déblais. La conception de puits multilatéraux pourrait également être envisagée à l'avenir à des fins d'optimisation des fentes.

Toutes les considérations relatives à la conception des puits mentionnées ci-dessus sont peaufinées et achevées au stade de la conception détaillée des puits et évaluées dans le cadre du processus d'approbation de forage d'un puits. Si l'on propose d'utiliser de nouvelles technologies ou applications sur la plateforme Hebron, ou si l'on demande de modifier l'entretien d'un puits, le promoteur devra s'assurer que sa demande d'autorisation d'exploitation tient compte des modifications, en plus de toutes les autres exigences réglementaires relatives au processus d'autorisation et d'approbation. Tous les processus de gestion du changement internes au système de gestion du promoteur doivent être complétés et approuvés par le personnel approprié. Le cas échéant, dans le cadre de ses activités de vérification, l'autorité de certification doit reconnaître qu'elle est satisfaite des changements proposés. En outre, il convient de souligner que les détails propres à un puits associés à un changement d'entretien de puits devront être décrits de manière satisfaisante dans des documents justificatifs qui démontrent la conformité avec les règlements et les bonnes pratiques de l'industrie. Ceci sera évalué dans le cadre du processus d'approbation de modifier l'état d'un puits. L'exploitant doit demander l'approbation du C-TNLOHE avant d'effectuer toute activité liée au changement d'entretien proposé.

## 8.2. Certification

Sur la base de la portée identifiée, le promoteur estime que les ressources seront mises en valeur au moyen des installations et des fentes de puits existantes, ainsi que des méthodes et des systèmes de récupération.

Tous les travaux décrits dans la demande sont conformes à la portée des travaux actuellement approuvée pour l'installation *Hebron*.

## 8.3. Recommandation

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