



equinor

Plan de mise en valeur du projet Bay du Nord

Avril 2026

1 Résumé du plan de mise en valeur

1.1 Introduction

Equinor Canada Ltd. (Equinor), en tant qu'exploitant au nom des coentrepreneurs du projet Equinor et BP Canada Energy Group ULC (BP), dirige la mise en valeur du projet Bay du Nord (le projet). Le projet comprend une combinaison de ressources découvertes, où la présence d'hydrocarbures a été prouvée, et de zones d'intérêt adjacentes présentant un potentiel de mise en valeur future. Cette demande concerne la mise en valeur prévue des champs Bay du Nord et Cambriol, et tient compte des mises en valeur différées des champs Cappahayden, Harpoon et Baccalieu.

Le concept de mise en valeur se fonde sur un navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) raccordé à un système de production sous-marin (SPSM). Le NPSD prendra la forme d'un navire doté d'une tourelle détachable. Il sera conçu pour traiter, stocker et décharger le pétrole brut vers des pétroliers navettes. Les ressources récupérables estimées pour la phase initiale sont d'environ 429 millions de barils de pétrole (MBP). Le pic de production sera d'environ 160 000 barils par jour, en utilisant des stratégies de drainage par injection alternée d'eau et de gaz et par injection d'eau sur une durée de vie de production de 20 ans. Pendant l'exploitation, un processus d'optimisation visera à réduire les goulots d'étranglement et à accroître la capacité, lorsque possible.

Le projet comprend des activités telles que des levés extracôtiers, le forage et l'exploitation des puits, la construction, l'installation, le raccordement et la mise en service, l'exploitation et l'entretien, ainsi que la désaffectation éventuelle des établissements, appuyées par les levés, les travaux sur le terrain, et les activités d'approvisionnement et d'entretien applicables.

Le NPSD sera fourni et exploité selon un modèle de location-exploitation, l'entrepreneur du NPSD étant responsable de la conception, de la construction, de l'installation, de l'exploitation et de l'entretien, ainsi que de la désaffectation éventuelle, en respectant les caractéristiques techniques et les normes internationales au sein d'un cadre réglementaire canadien.

La Régie Canada–Terre-Neuve-et-Labrador de l'énergie extracôtière (RC-TNLEE) exige la présentation d'un plan de mise en valeur pour les projets de mise en valeur pétrolière et gazière extracôtière, conformément à la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador et sur la gestion des énergies renouvelables extracôtières* et à la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation and Offshore Renewable Energy Management Newfoundland and Labrador Act (lois de mise en œuvre)*, et vise à appuyer une demande de mise en valeur.

Ce plan de mise en valeur a été préparé conformément aux exigences applicables de la loi et des processus mentionnés ci-dessus, et s'appuie sur les *Lignes directrices du plan de mise en valeur* [1].

Objectif et organisation du plan de mise en valeur

La préparation et le dépôt du plan de mise en valeur constituent une étape clé du processus d'approbation du projet. Il présente l'approche proposée pour la mise en valeur des champs, décrit le concept sélectionné et expose des aspects tels que, sans s'y limiter, la construction et l'installation, l'exploitation et l'entretien, la gestion de la sécurité et de l'environnement, ainsi que la désaffectation.

En fonction des résultats de la demande de mise en valeur, ainsi que des examens et intrants associés, les gouvernements de Terre-Neuve-et-Labrador (T.-N.-L.) et du Canada détermineront si le projet peut aller de l'avant, y compris les modalités connexes.

Les renseignements de ce chapitre sont susceptibles d'être modifiés au cours de l'étude initiale d'ingénierie et de conception (EIIIC) et des phases de conception détaillée.

Le tableau 1.1 présente la structure du plan de mise en valeur et en résume le contenu.

Tableau 1.1 Structure et contenu du plan de mise en valeur

Chapitre	Vue d'ensemble
Chapitre 1 : Résumé du plan de mise en valeur	Un résumé global du plan de mise en valeur
Chapitre 2 : Géologie	Une description du cadre et des caractéristiques géologiques des champs Bay du Nord et Cambriol
Chapitre 3 : Données pétrophysiques	Un résumé des données pétrophysiques et des procédures analytiques pour les champs Bay du Nord et Cambriol
Chapitre 4 : Géophysique	Une description de l'acquisition de données sismiques, du traitement et de l'interprétation pour les champs Bay du Nord et Cambriol
Chapitre 5 : Modèles de réservoir	Une description du flux de travail de modélisation statique et d'incertitude des réservoirs pour les champs Bay du Nord et Cambriol
Chapitre 6 : Ingénierie des réservoirs et de la production	Une description de la capacité de production de pétrole pour la durée de vie du champ et une description des données de réservoir pour les champs Bay du Nord et Cambriol
Chapitre 7 : Exploitation des réservoirs	Une description du plan d'exploitation des réservoirs proposé pour les champs Bay du Nord et Cambriol
Chapitre 8 : Mise en valeur différée	Une description des mises en valeur différées associées aux champs Bay du Nord, Cambriol, Cappahayden, Baccalieu et Harpoon, ainsi que d'autres occasions
Chapitre 9 : Estimations des réserves et des ressources	Des estimations des réserves pour chaque réservoir contenant des hydrocarbures, et pour chaque bloc faillé et subdivision de réservoir individuels
Chapitre 10 : Forage et complétion d'un puits d'exploitation	Un aperçu des activités de forage passées, du programme de forage proposé et de la conception de complétion typiques pour les puits d'exploitation
Chapitre 11 : Critères de conception	Un aperçu de la philosophie de conception de l'ouvrage de production, y compris la base en matière de réglementation, de certification et de classe, et les critères relatifs aux conditions physiques et environnementales, fonctionnels et géotechniques
Chapitre 12 : Ouvrage de production	Une description de l'ouvrage de production, y compris le navire, le système d'exportation, la tourelle, les installations en surface, les systèmes de sécurité et le système de production sous-marin, ainsi que des dispositions pour une expansion future
Chapitre 13 : Construction, installation et mise en service	Une description de l'approche de construction, d'installation et de mise en service pour l'ouvrage de production
Chapitre 14 : Système de gestion	Une description du système de gestion
Chapitre 15 : Modèle d'exploitation du bien	Une description du modèle d'exploitation des biens du champ, des procédures, de l'organisation, de la formation et des compétences, des plans d'urgence, de la logistique et de la surveillance des conditions physiques et environnementales
Chapitre 16 : Gestion de la sécurité	Un résumé de la gestion de la sécurité associée aux phases de conception et d'exécution
Chapitre 17 : Gestion environnementale	Un résumé de la gestion de l'environnement et de l'approche proposée en matière de protection, de conformité et de surveillance des effets
Chapitre 18 : Désaffectation et abandon	Une description des dispositions comprises dans la conception visant à faciliter la désaffectation et l'abandon de l'ouvrage de production à la fin de sa durée de production
Chapitre 19 : Partie II	
Chapitre 20 : Acronymes et abréviations	Une liste des acronymes et des abréviations utilisés tout au long du plan de mise en valeur
Chapitre 21 : Terminologie choisie	Une liste de terminologie choisie utilisée tout au long du plan de mise en valeur

1.1.1 Contexte réglementaire

Les *lois de mise en œuvre*, administrées par la RC-TNLEE, régissent les activités énergétiques extracôtières dans la région. Selon le site Web de la RC-TNLEE, son mandat est d'interpréter, d'évaluer et de surveiller la conformité aux *lois de mise en œuvre* et à la réglementation applicable pour les activités dans la zone extracôtière Canada–T.-N.-L. Ces processus sont administrés en vertu de diverses lois, réglementations et lignes directrices, et divers protocoles d'entente et autres cadres applicables.

En matière pétrolière et gazière, les responsabilités de la RC-TNLEE en vertu des *lois de mise en œuvre* comprennent :

- la délivrance et l'administration des droits relatifs aux hydrocarbures, à l'exploration et à la mise en valeur;
- l'administration des exigences réglementaires régissant l'exploration, la mise en valeur et la production extracôtières;
- l'approbation des plans de retombées et des plans de mise en valeur pour le Canada et T.-N.-L.

La zone extracôtière Canada–T.-N.-L. comprend les terres situées dans la zone économique exclusive (ZEE) du Canada ou jusqu'à la limite de la marge continentale, selon celle de ces deux limites qui est la plus éloignée. Le projet se situe dans cette zone et relève de la compétence de la RC-TNLEE.

Les *lois de mise en œuvre* définissent les exigences que les promoteurs de projets de mise en valeur d'hydrocarbures extracôtiers doivent respecter afin d'obtenir l'approbation d'un plan de mise en valeur. Les plans et rapports suivants sont requis dans le cadre de la demande de mise en valeur :

- Plan de mise en valeur et Résumé du plan de mise en valeur;
- Plan de retombées et Plan de diversité et d'inclusion (D et I);
- Énoncé des répercussions socio-économiques (ERSE);
- Énoncé des incidences environnementales (EIE) (géré par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, anciennement l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, en vertu du protocole d'entente [2]).

L'évaluation environnementale (EE) de Bay du Nord a été approuvée en avril 2022, à la suite de la publication de la déclaration de décision par le ministre d'Environnement et Changement climatique en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* [3].

1.1.2 Identification et aperçu de l'exploitant

Equinor ASA est une entreprise énergétique internationale, dont le siège social est situé à Stavanger, en Norvège, et qui possède des bureaux dans plus de 20 pays à travers le monde. Depuis 1972, Equinor ASA a exploré, mis en valeur et produit du pétrole et du gaz sur le plateau continental norvégien, où elle est une exploitante de premier plan. Equinor ASA produit environ 2 millions de barils d'équivalent pétrole par jour et est responsable d'environ 70 % de la production globale de pétrole et de gaz de la Norvège. L'État norvégien est un actionnaire majeur d'Equinor ASA, qui est cotée aux bourses d'Oslo et de New York. Equinor ASA vise à maintenir un leadership en matière de sécurité et adapte activement son portefeuille afin de créer de la valeur. Equinor emploie environ 25 000 personnes dans le monde et fonde ses activités sur des valeurs organisationnelles axées sur la collaboration, la responsabilité et l'évolution du secteur énergétique.

En 1996, Equinor a établi un bureau canadien à St. John's, à T.-N.-L. L'entreprise détient actuellement des droits d'intérêt dans la zone extracôtière Canada–T.-N.-L. Equinor est l'exploitant de trois permis d'exploration (PE) et de neuf licences de découverte importante (LDI). Elle détient également des participations indivises dans 28 autres LDI et quatre permis de production (PP), y compris Hibernia, l'extension sud d'Hibernia et Hebron.

Les principales personnes-ressources d'Equinor concernant le projet et sa demande de mise en valeur travaillent au bureau de St. John's¹, et sont les suivantes :

- Personne-ressource principale pour la demande de mise en valeur : Colin Moores – Gestionnaire de la sécurité, de la durabilité et de l'autorité pour Bay du Nord;
- Personne-ressource principale pour le projet : Asbjørn Haugsgjerd – Directeur de projet de Bay du Nord;

- Personne-ressource principale pour Equinor Canada Ltée : Jim Beresford – Vice-président, Canada.

Les emplacements proposés pour le NPSD et les gabarits sous-marins, ainsi que leurs profondeurs d'eau approximatives, sont détaillés dans le tableau 1.2 [5] et également illustrés à la figure 1.1. Ces emplacements pourront être ajustés au cours de l'EIIC et des phases de conception détaillée.

Tableau 1.2 Emplacements proposés pour le NPSD et les gabarits, et profondeurs d'eau approximatives

Infrastructure	Profondeur de l'eau (approximative)	Longitude	Latitude
Emplacement proposé – NPSD	1 161 m	46° 31' 29,99" O	47° 55' 48,76" N
Emplacement proposé – Gabarit nord de Bay du Nord	1 168 m	46° 26' 12,52" O	47° 57' 03,66" N
Emplacement proposé – Gabarit sud de Bay du Nord	1 170 m	46° 26' 12,07" O	47° 56' 12,65" N
Emplacement proposé – Gabarit de Cambriol	621 m	46° 58' 49,73" O	47° 51' 04,81" N
Système de référence : NAD83 (SCRS)			

1.1.4 Promoteurs du projet

Les promoteurs du projet ont des intérêts de participation variables dans les six LDI, comme indiqué dans le tableau 1.3. L'unification des permis pour les champs Bay du Nord et Cambriol sera réalisée avant la décision finale d'investissement.

Tableau 1.3 Aperçu des permis

Champ	Licence	Propriété
Bay du Nord	LDI 1055	Equinor Canada Ltd. (65 %; exploitant) BP Canada Energy Group ULC (35 %)
Cambriol	LDI 1060	Equinor Canada Ltd. (60 %; exploitant) BP Canada Energy Group ULC (40 %)
Mise en valeur différée – Cappahayden	LDI 1059	Equinor Canada Ltd. (60 %; exploitant) BP Canada Energy Group ULC (40 %)
Mise en valeur différée – Harpoon	LDI 1058	Equinor Canada Ltd. (65 %; exploitant) BP Canada Energy Group ULC (35 %)
Mise en valeur différée – Baccalieu	LDI 1056 et LDI 1057	Equinor Canada Ltd. (65 %; exploitant) BP Canada Energy Group ULC (35 %)

1.1.5 Nécessité et justification du projet

En tant que cinquième grand projet de mise en valeur pétrolière extracôtière de la province, le projet devrait contribuer de façon importante au développement économique de T.-N.-L. Le projet devrait apporter une valeur durable à l'industrie extracôtière de T.-N.-L., en générant des occasions soutenues dans la fabrication sous-marine, le développement de la chaîne d'approvisionnement, la main-d'œuvre qualifiée ainsi que l'exploitation et l'entretien à long terme. Avec des dépenses prévues de plusieurs milliards de dollars, le projet injectera des capitaux considérables dans la province, stimulera la croissance du produit intérieur brut (PIB) et générera des emplois à long terme dans l'ensemble des secteurs. Le projet mobilisera les chaînes d'approvisionnement locales, notamment dans la fabrication, les services maritimes, la technologie et la logistique, et soutiendra l'activité économique régionale. Pour le milieu des affaires, le projet représente une occasion économique structurante à l'échelle provinciale. L'ERSE [6] et le plan de retombées [7] soulignent la contribution du projet à un développement économique durable à T.-N.-L.

Compte tenu des ressources connues et du vaste potentiel restant tel que décrit dans les présentes (section 1.2 Sous-sol), Equinor prévoit, au cours de la durée de vie du projet, la mise en valeur de l'un des plus grands projets d'infrastructures sous-marines de son histoire. Cette activité représente des occasions de développer un centre d'excellence local en matière de construction et d'installation sous-marines, ainsi qu'une activité économique à long terme pour les industries terrestres et maritimes. La phase d'exploitation entraînera des possibilités d'emploi dans des domaines tels que la logistique, l'ingénierie et le soutien technique, le forage et la production, ainsi que le transport maritime et les services de soutien (p. ex., hélicoptères, navires de ravitaillement, pétroliers navettes,

etc.). Les occasions qu'offrent les phases de construction et d'exploitation continueront de développer les capacités des entreprises et des personnes de T.-N.-L. travaillant sur le projet, et contribueront ainsi à l'ambition provinciale d'une industrie extracôtière concurrentielle à l'échelle mondiale.

Tout au long de ses activités, le projet contribuera à la sécurité et à l'approvisionnement énergétiques, tout en générant des revenus substantiels pour les gouvernements du Canada et de T.-N.-L. par le biais de l'impôt sur les sociétés et du paiement de redevances. Sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation et de l'atteinte du jalon de la décision finale d'investissement par Equinor, le projet contribuera à renforcer le rôle de la zone extracôtière Canada–T.-N.-L. comme bassin de mise en valeur en eaux profondes, marquant une étape importante vers une industrie plus durable.



1.1.5.1 Retombées locales

Le plan de retombées [7] décrit l'approche d'Equinor pour générer des retombées industrielles, économiques et sociales à T.-N.-L. Le plan de retombées s'applique à toutes les phases du projet, y compris la mise en valeur, l'exploitation et la désaffectation, et couvre les activités terrestres et extracôtières. Il a été préparé conformément à l'article 45 des *lois de mise en œuvre* et aux *Lignes directrices du plan de retombées économiques de Canada–Terre-Neuve-et-Labrador*. Il reflète les engagements applicables énoncés dans l'entente sur les retombées avec le gouvernement de T.-N.-L. concernant le centre d'opérations intégré, l'approvisionnement et les contrats, le développement des fournisseurs, la D et I, la recherche et le développement (R et D), l'éducation et la formation, ainsi que la production de rapports.

Un élément clé de l'élaboration du plan de retombées a été l'engagement précoce et continu auprès des parties prenantes et des groupes autochtones de T.-N.-L. afin de comprendre leurs intérêts dans le projet et d'obtenir des commentaires sur les initiatives liées aux retombées. Cette mobilisation s'est appuyée sur une approche proactive, intégrant une combinaison de réunions en personne, de présentations de groupe et thématiques, de participation à des événements de l'industrie, de discussions de groupe, ainsi que de visites communautaires et de sites. Les commentaires recueillis lors des séances de mobilisation ont éclairé l'élaboration et le perfectionnement du plan de retombées et continueront de guider sa mise en œuvre.

Le projet représente une importante mise en valeur extracôtière à long terme, avec une durée de production prévue d'environ 20 ans et le potentiel de mises en valeur futures par raccordement. Il devrait générer une activité économique substantielle, y compris des milliards en contribution au PIB provincial, des dizaines de millions d'heures-personnes d'emploi, et une demande soutenue pour les fournisseurs locaux de biens et de services [8]. Le plan de retombées est conçu pour favoriser la réalisation de retombées structurées, mesurables et conformes aux exigences applicables.

Le projet devrait générer des emplois substantiels dans toutes ses phases. Les estimations actuelles indiquent

environ 8 millions d'heures-personnes directes pendant la phase de mise en valeur, y compris l'ingénierie, la fabrication, le forage et les activités de construction, et environ 23 millions d'heures-personnes directes pendant l'exploitation au cours de la durée de vie du projet [8]. Ces activités soutiendront un large éventail de rôles, y compris des métiers spécialisés, des professionnels de l'ingénierie et de la technique, du personnel d'exploitation extracôtière, et des fonctions de soutien à terre, avec des emplois à long terme maintenus sur 20 ans. Une mise en valeur future potentielle procurerait des retombées supplémentaires et pourrait inclure une expansion dans les champs découverts et/ou dans les zones d'intérêt de la région.

Un objectif central du plan de retombées est de maximiser les possibilités d'emploi et d'affaires pour la population et les entreprises de T.-N.-L. et du Canada. Le projet accordera la première considération aux résidents qualifiés de T.-N.-L. pour l'emploi et la formation, et aux fournisseurs basés à T.-N.-L. pour l'approvisionnement, lorsqu'ils sont concurrentiels sur le plan des prix, de la qualité et de la livraison. Ces exigences s'étendent aux entrepreneurs et sous-traitants de niveau 1 par le biais d'obligations contractuelles, d'une surveillance et de la production de rapports.

L'approvisionnement et la participation locale sont des moteurs clés de la prestation des retombées. Le projet appliquera des processus d'approvisionnement transparents et concurrentiels qui offrent une juste possibilité aux fournisseurs de T.-N.-L. et du Canada. L'engagement précoce auprès de l'industrie, la publication des prévisions d'approvisionnement et les initiatives structurées de développement des fournisseurs soutiendront une participation accrue des entreprises locales. Les entrepreneurs de niveau 1 devront démontrer comment ils intégreront le contenu local, l'engagement des fournisseurs et le transfert de technologie dans leurs stratégies d'exécution.

Le plan met également l'accent sur le perfectionnement de la main-d'œuvre par des initiatives ciblées d'éducation et de formation. Equinor continuera de travailler avec les établissements d'enseignement, les fournisseurs de formation et le gouvernement pour aligner la capacité de la main-d'œuvre sur les besoins du projet. Les engagements incluent le soutien à l'apprentissage, à l'enseignement coopératif, aux programmes d'études supérieures et à la formation personnalisée. Un objectif minimal de participation des apprentis sera établi dans la main-d'œuvre des métiers spécialisés, parallèlement à des mesures visant à combler les pénuries potentielles de main-d'œuvre grâce à une planification et une collaboration précoces.

Un plan de D et I dédié établit des mesures pour accroître la participation des groupes sous-représentés, notamment les femmes, les peuples autochtones, les personnes racisées et les personnes handicapées. Cela comprend des objectifs d'emploi ambitieux, des pratiques de recrutement inclusives, des initiatives sur la diversité des fournisseurs et un engagement continu auprès des organismes communautaires.

Le projet continuera également d'investir dans la R et D et l'innovation, en s'appuyant sur les forces provinciales existantes dans les technologies extracôtières et océaniques. Les investissements prévus soutiendront la collaboration avec les établissements d'enseignement et l'industrie dans des domaines tels que la fabrication de pointe, l'intelligence artificielle, les technologies maritimes, les systèmes autonomes et la robotique.

La mise en œuvre du plan de retombées sera soutenue par un cadre de gouvernance structuré, avec une responsabilisation claire, une surveillance des entrepreneurs et des processus formels de surveillance et de production de rapports. Des rapports trimestriels et annuels seront soumis à la RC-TNLEE, garantissant ainsi la transparence et la conformité.

Le plan de retombées établit le cadre exhaustif qu'Equinor entend mettre en œuvre afin de générer, pour T.-N.-L., des retombées durables à long terme, dans le respect des exigences réglementaires et en phase avec l'évolution des possibilités liées à la mise en valeur extracôtière complexe en eaux profondes.

1.1.5.2 Investissement communautaire

Outre les retombées locales du projet, Equinor continuera d'investir dans les communautés de T.-N.-L., en mettant l'accent sur l'éducation, la biodiversité et l'innovation. Ces initiatives comprennent notamment STEMforGirls, le Marine Advanced Technology Education Centre, ainsi que le parrainage du NL Folk Festival depuis plus d'une décennie, parmi de nombreuses autres initiatives proposées dans le plan de retombées.

À mesure que le projet progressera, Equinor s'engagera auprès des parties prenantes pour explorer d'autres occasions de partenariats communautaires.

1.1.5.3 Évaluation des incidences socio-économiques

L'ERSE [6] constitue une composante de la demande de mise en valeur et satisfait aux exigences prévues à l'alinéa 44(2)c) des *lois de mise en œuvre*. L'ERSE évalue les incidences socio-économiques du projet, en mettant l'accent sur l'économie, l'emploi, les affaires, ainsi que les infrastructures et services communautaires. L'ERSE présente les données de référence utilisées pour l'évaluation socio-économique du projet. Cela comprend des renseignements sur la capacité des services et des infrastructures communautaires dans les zones susceptibles d'être touchées par le projet, afin de déterminer leur capacité à absorber toute demande liée au projet.

Comme pour les ERSE précédents pour les projets pétroliers et gaziers extracôtiers à T.-N.-L., cette évaluation tient compte des « zones d'incidence possible » distinctes, qui sont des régions situées à une distance de navettage des activités potentielles liées au projet. Toutefois, les contrats de fabrication n'ayant pas encore été attribués, l'ERSE tient compte de plusieurs « zones d'incidence possible ». On prévoit que certaines de ces zones pourraient finalement n'accueillir aucune activité de fabrication.

Les effets socio-économiques du projet peuvent être défavorables, favorables ou mixtes. La gestion de ces effets implique la mise en œuvre de mesures visant à atténuer ou à prévenir les incidences négatives tout en améliorant les résultats positifs. Les incidences possibles sur l'économie, l'emploi et les affaires découlent des dépenses liées au projet en matière de main-d'œuvre, de biens et de services, ainsi que des changements dans la demande de main-d'œuvre. On s'attend à ce que ces dépenses génèrent des résultats économiques positifs grâce aux emplois directs, indirects et induits, ainsi qu'à l'activité économique. Cependant, une demande accrue de main-d'œuvre peut également contribuer à des pénuries de main-d'œuvre et à l'inflation des salaires. De plus, les activités du projet et toute croissance démographique associée pourraient exercer une pression supplémentaire sur les infrastructures et les services communautaires et régionaux, y compris l'eau, les égouts, la gestion des déchets, les soins de santé, les transports et les services d'urgence.

Le projet devrait générer des occasions économiques, et les infrastructures et services existants dans les « zones d'incidence possible » devraient répondre aux augmentations de la demande à court terme. Grâce à la mise en œuvre des mesures d'atténuation décrites dans l'ERSE, les effets socio-économiques résiduels du projet devraient être largement positifs.

1.1.6 Historique d'Equinor au large de Terre-Neuve

L'entreprise est présente dans la zone extracôtère Canada–T.-N.-L. depuis 1996, date à laquelle Norsk Hydro a acquis pour la première fois des biens dans le bassin Jeanne d'Arc. La division pétrolière et gazière de Norsk Hydro a fusionné avec Statoil en 2007, et Statoil est devenue Equinor en 2018.

Le tableau 1.4 résume les puits forés par Equinor. Les principales activités réalisées dans la zone extracôtère Canada–T.-N.-L. sont les suivantes :

- 2009 : première découverte de pétrole extracôtier à Mizzen (LDI 1047/1048) dans le bassin de la passe Flamande;
- 2011 : poursuite des programmes géophysiques et de forage d'exploration dans les bassins de la passe Flamande et Jeanne d'Arc en 2011, avec une délimitation supplémentaire de Mizzen et le puits d'exploration Fiddlehead;
- 2012 et 2014 : levés géophysiques supplémentaires;
- 2013 : d'autres forages d'exploration ont abouti aux découvertes de Harpoon (LDI 1058) et Bay du Nord (LDI 1055);
- 2015 : poursuite du programme de forage d'exploration et d'évaluation dans le bassin de la passe Flamande grâce à un programme de forage de 19 mois, au cours duquel un total de neuf puits d'exploration et/ou d'évaluation ont été forés et ont abouti à deux découvertes de pétrole dans les zones d'intérêt de Bay de Verde (LDI 1055) et de Baccalieu (LDI 1056/1057);
- 2017 : programme de forage d'exploration de deux puits (Bonaventure O-96 et Portugal Cove E-38);
- 2020 : forage d'exploration aboutissant aux découvertes de Cambriol (LDI 1060) et Cappahayden (LDI 1059);
- 2022 : programme de forage d'exploration à Cambriol J-31A et poursuite diligente des travaux sur la zone d'intérêt de Sitka;

- 2024 : programme de forage d'exploration de deux puits à Sitka C-02 et Cappahayden C-85.

De plus, Equinor a exécuté des levés sismiques, des retraits de têtes de puits, des levés du fond marin et des programmes géotechniques, entre autres, tout en participant à diverses initiatives de mise en valeur et de forage d'exploration exploitées par des partenaires.

Tableau 1.4 Puits forés par Equinor dans la zone extracôtière Canada–T.-N.-L.

Année de livraison	Nom du puits	Bassin	Permis
2009	Mizzen O-16	Passe Flamande	PE 1049 (LDI 1047/1048)
2011	Mizzen F-09	Passe Flamande	LDI 1047
2011	Fiddlehead D-83	Jeanne d'Arc	PE 1101
2013	Harpoon O-85	Passe Flamande	PE 1112/PE 1124 (LDI 1058)
2013	Federation K-87	Jeanne d'Arc	PE 1100
2013	Bay du Nord C-78	Passe Flamande	PE 1112 (LDI 1055)
2013	Bay du Nord C-78Z	Passe Flamande	PE 1112 (LDI 1055)
2014	Bay de Verde F-67	Passe Flamande	PE 1112 (LDI 1055)
2015	Bay de Verde F-67Z	Passe Flamande	PE 1112 (LDI 1055)
2015	Bay du Nord P-78	Passe Flamande	PE 1112 (LDI 1055)
2015	Bay du Nord L-76	Passe Flamande	PE 1112 (LDI 1055)
2015	Bay du Nord L-76Z	Passe Flamande	PE 1112 (LDI 1055)
2015	Cupids A-33	Orphan	PE 1123
2016	Bay d'Espoir B-09	Passe Flamande	PE 1112
2016	Fitzroya A-12	Passe Flamande	PE 1126
2016	Fitzroya A-12Z	Passe Flamande	PE 1126
2016	Bay de Loup M-62	Passe Flamande	PE 1112
2016	Baccalieu F-89	Passe Flamande	PE 1143 (LDI 1056/1057)
2017	Bonaventure O-96	Passe Flamande	LDI 1047
2017	Portugal Cove E-38	Passe Flamande	PE 1143
2020	Cambriol G-92	Passe Flamande	PE 1156 (LDI 1060)
2020	Cappahayden K-76	Passe Flamande	PE 1156 (LDI 1059)
2020	Cappahayden K-76Z	Passe Flamande	PE 1156 (LDI 1059)
2020	Sitka O-02	Passe Flamande	PE 1156
2022	Cambriol J-31A	Passe Flamande	PE 1156 (LDI 1060)
2022	Sitka O-02A	Passe Flamande	PE 1156
2024	Sitka C-02	Passe Flamande	PE 1156
2024	Cappahayden C-85	Passe Flamande	LDI 1059

1.1.7 Portée du projet

La portée du projet comprend les éléments suivants :

- La construction de l'ouvrage de production, y compris, mais sans s'y limiter, le NPSD, la tourelle et le SPSM;
- Les levés de prédégagement du fond marin;
- La construction maritime, l'installation, le raccordement et la mise en service du SPSM;
- Les activités liées aux puits, notamment le forage, la complétion, la recomplétion, la rentrée, l'intervention, le reconditionnement, la suspension et l'abandon;
- L'exploitation d'une ou de plusieurs installations de forage;
- Le transport du NPSD vers l'emplacement de production;
- L'installation, le raccordement et la mise en service de l'ouvrage de production à l'emplacement de production, y compris, mais sans s'y limiter, le NPSD, la tourelle et le SPSM;

- Les activités de production et d'entretien, et les modifications des biens, y compris le NPSD, la tourelle, le SPSM et les puits;
- L'approvisionnement et l'entretien :
 - Les véhicules de service, y compris les navires de ravitaillement extracôtiers, les navires de réserve et les hélicoptères;
 - Les navires de gestion des glaces;
 - Le transport du pétrole brut, y compris le déplacement, le raccordement, la déconnexion et le déchargement vers les pétroliers navettes;
- Les levés de soutien (selon les besoins) :
 - Les levés sur les géorisques/d'emplacement des puits et de fonds marins;
 - Les levés géophysiques (p. ex., levés sismiques 2D/3D/4D, profilage sismique vertical [PSV]);
 - Les levés géotechniques/géologiques;
 - Les levés environnementaux (p. ex., océanographie, météorologie et levés sur les glaces/icebergs; collecte de biotes, d'eau et de sédiments, etc.);

- Les levés par véhicule téléguidé (VTG)/véhicule sous-marin autonome (VSA)/vidéo;
- La désaffectation et l'abandon.

1.1.8 Approche de la gestion de projet

La gestion de projet est une compétence fondamentale d'Equinor ASA, et le projet permet de mettre à profit l'expérience acquise dans le secteur norvégien à la zone extracôtière Canada–T.-N.-L.

Au sein d'Equinor ASA, le service Projets, forage et approvisionnement réalise tous les grands projets. Ce service se compose de spécialistes techniques et assure la réalisation sécuritaire des projets à l'entité d'exploitation. L'équipe de gestion de projet comprend plusieurs professionnels techniques du bureau d'Equinor à St. John's, T.-N.-L. L'équipe de gestion de projet est responsable de la livraison de l'ensemble de la portée de mise en valeur du projet, y compris l'approvisionnement, l'octroi de contrats, l'ingénierie, la conformité en matière de réglementation, la gestion de la sécurité et de l'environnement, et la préparation opérationnelle. Une fois mis en service, le projet sera transféré au secteur d'activité Exploration et production internationale basé au bureau d'Equinor à St. John's, T.-N.-L. Equinor sera l'exploitant du champ du projet, et appliquera une approche intégrée « Une seule équipe » avec les entrepreneurs (p. ex., forage, sous-marin, NPSD).

L'équipe de gestion de projet, en collaboration avec l'équipe de haute direction d'Equinor, a établi un bureau à St. John's, T.-N.-L. Agissant à titre de bureau de direction principal du projet, il englobe une gamme de fonctions de gestion de projet, y compris la sécurité, l'environnement, la réglementation, l'approvisionnement, le volet commercial, la gestion technique, le forage et les puits, le sous-sol, les opérations et la préparation aux situations d'urgence.

Le processus d'exécution d'Equinor ASA (Capital Value Process en anglais; voir la figure 1.2) est le processus décisionnel par points de décision (PD) pour les projets d'investissement. Il vise à garantir des projets d'investissement prévisibles et concurrentiels, depuis la première évaluation d'une nouvelle possibilité commerciale jusqu'au démarrage d'opérations rentables.

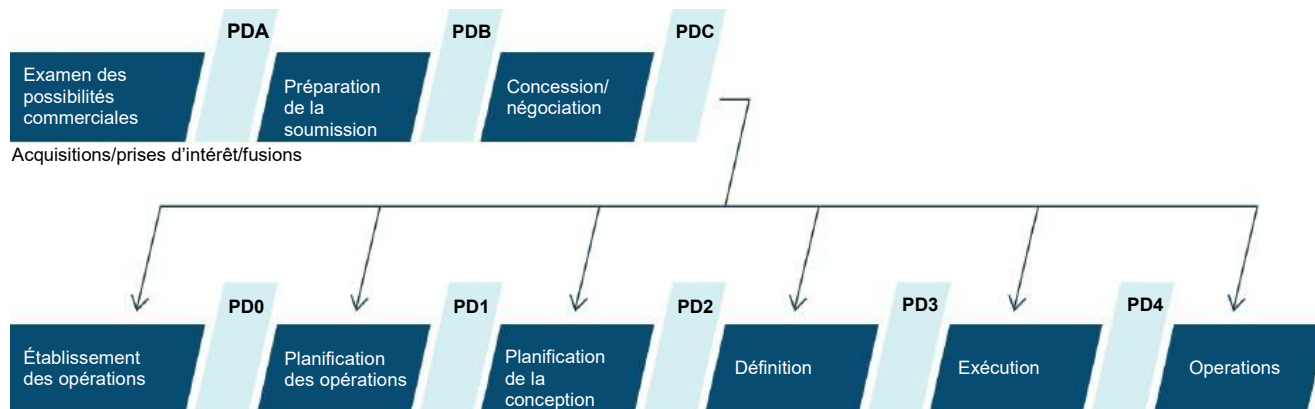


Figure 1.2 Processus d'exécution

Établissement des opérations

L'objectif de la phase d'établissement des opérations est de valider et de documenter les idées commerciales et de fournir une base suffisante pour décider si l'idée commerciale représente une analyse de rentabilisation techniquement et commercialement viable. **PD0** constitue une approbation pour établir un projet d'investissement et pour passer à la phase de planification des opérations.

Planification des opérations

L'objectif de la phase de planification des opérations est d'établir une liste restreinte de concepts de mise en valeur viables et de préparer la base de la phase de conception, y compris les critères de sélection des concepts. **PD1** est une approbation pour faire progresser le projet d'investissement vers un niveau de maturité supérieur dans la phase de développement du concept.

Développement du concept

L'objectif de la phase de développement du concept est de faire mûrir la liste restreinte des concepts de mise en

valeur viables, de sélectionner le concept préféré en fonction des critères de sélection prédéfinis et de faire mûrir le concept sélectionné vers une EIIIC. **PD2** constitue une approbation pour commencer l'EIIIC et préparer le projet d'investissement pour la décision finale d'investissement.

Définition

La phase de définition vise à développer le projet d'investissement jusqu'au niveau de maturité requis pour une décision finale d'investissement. **PD3** représente l'approbation du projet d'investissement et constitue une autorisation de commencer la phase d'exécution.

Exécution

L'objectif de la phase d'exécution est de réaliser le projet d'investissement en effectuant la conception détaillée, la construction, la mise en service et la préparation aux opérations. **PD4** représente le début des opérations et est franchi lorsque le transfert est accepté par le secteur d'activité de réception.

Processus de révision

Le processus de révision associé à chaque PD vise à assurer que les décideurs comprennent les attentes concernant le résultat final, que l'exposition aux risques est adéquatement identifiée et atténuée, et que la maturité en matière de sécurité, technique et commerciale répond à nos exigences.

1.1.9 Sélection du concept

1.1.9.1 Critères de sélection

Divers moyens techniquement et économiquement réalisables de concrétiser le projet, ainsi que leurs effets environnementaux potentiels ont été évalués. Un éventail de concepts de mise en valeur reconnus mondialement ont été pris en compte comme options potentielles pour le projet, notamment :

1. NPSD;
2. Structure gravitaire (SG);
3. Plateforme à lignes tendues (PLT);
4. Plateforme semi-submersible;
5. Plateforme spar avec stockage;
6. Plateforme spar sans stockage.

Lors de la sélection d'un concept de mise en valeur adapté aux activités pétrolières et gazières dans le bassin de la passe Flamande, chaque option a été évaluée en fonction d'un ensemble de critères clés, notamment :

- Sécurité;
- Effets environnementaux;
- Pertinence pour des profondeurs d'eau allant jusqu'à environ 1 200 m;
- Distance de la côte (environ 475 km);
- Distance minimale par rapport aux installations extracôtières existantes (environ 230 km);
- Capacité de stockage de brut et de déchargement en mer vers des pétroliers navettes;
- Capacité de déconnexion;
- Capacités de protection contre les glaces.

Ces concepts ont été évalués au cours de la phase PD0-PD1 du processus d'exécution. De plus amples détails sur les options envisagées sont fournis à la section 1.1.9.2 Évaluation des solutions de rechange. Des renseignements supplémentaires, y compris sur les effets environnementaux, se trouvent dans l'EIE [4].

1.1.9.2 Évaluation des solutions de rechange

NPSD

Les NPSD peuvent traiter, stocker et décharger le pétrole brut à partir d'une seule installation. Une ou des installations de forage autonomes seraient nécessaires pour forer les puits d'exploitation. Les NPSD sont des installations extracôtières couramment utilisées dans des emplacements en eaux peu profondes ou profondes, et conviennent donc aux profondeurs d'eau de la zone du projet. Bien que le NPSD soit amarré en place, il aurait la capacité de se déconnecter et de transiter comme un navire en cas d'empiètement potentiel d'icebergs ou de glace de mer, d'un événement météorologique extrême, ou si nécessaire à d'autres fins telles que l'entretien à terre. La

coque du NPSD serait renforcée contre les glaces pour la protéger. Le pétrole brut stocké peut être déchargé vers des pétroliers navettes. Des NPSD sont exploités dans la zone extracôtière Canada-T.-N.-L. depuis 2002. Les coûts de désaffectation associés à un NPSD ont tendance à être inférieurs à ceux des autres options, car le NPSD peut être facilement déplacé hors du site. Les NPSD désaffectés pourraient également être utilisés à d'autres emplacements ou reconvertis à d'autres fins maritimes. Dans l'ensemble, le NPSD constitue l'option la plus favorable sur les plans technique et économique.

Structure gravitaire

Une structure gravitaire est généralement une structure en béton qui est en contact direct avec le fond marin et qui est fixe. Les installations à structure gravitaire conviennent à des emplacements moins profonds (p. ex., l'installation à structure gravitaire d'Hebron dans le bassin Jeanne d'Arc, avec une profondeur de l'eau d'environ 93 m). Les activités de forage et de production peuvent avoir lieu à partir d'une installation à structure gravitaire. Une structure gravitaire est généralement inadaptée aux eaux plus profondes, comme celles présentes dans la zone du projet. Par exemple, la plateforme Troll A, située au large de la côte ouest de la Norvège, possède une sous-structure gravitaire de 376 m. Cette structure gravitaire est la plus haute plateforme à structure gravitaire en béton au monde et est également considérée comme l'une des plus hautes structures déplacées par des humains. Avec une profondeur de l'eau d'environ 600 m à 1 200 m, il n'est pas techniquement réalisable d'utiliser une structure gravitaire en béton pour le projet.

PLT

Les PLT conviennent aux emplacements en eaux profondes allant de 300 m à 1 500 m, et pourraient donc convenir aux eaux plus profondes de la zone du projet. Les PLT comportent quatre piliers flottants en forme de ponton qui soutiennent les installations en surface et sont amarrés verticalement à une fondation installée sur le fond marin. Cependant, elles n'ont pas la capacité de se déconnecter et de se relocaliser en cas d'empiètement potentiel d'icebergs ou de glace de mer ou d'un événement météorologique extrême. Ce type d'installation est particulièrement adapté aux zones sujettes aux ouragans, comme le golfe du Mexique, en raison de son mouvement vertical limité. Les PLT ne permettent pas le stockage à bord, et le brut est généralement transporté par des pipelines vers d'autres installations extracôtières ou des établissements à terre. Le transfert du brut nécessiterait vraisemblablement d'importantes infrastructures sous-marines et des mesures de protection connexes de la zone du projet vers la côte (environ 475 km) ou vers un ouvrage de production existant (environ 230 km). Les PLT ne constituent pas une option techniquement ou économiquement viable pour le projet.

Plateforme semi-submersible

Les plateformes semi-submersibles conviennent aux emplacements en eaux profondes allant de 300 m à 3 000 m, et pourraient donc convenir aux eaux plus profondes de la zone du projet. Les plateformes semi-submersibles comportent des pontons flottants et sont amarrées au fond marin. Cependant, elles n'ont pas la capacité de se déconnecter et de se relocaliser en cas d'empiètement potentiel d'icebergs ou de glace de mer ou d'un événement météorologique extrême. Les plateformes semi-submersibles ne permettent pas le stockage à bord, et le brut est généralement transporté par des pipelines vers d'autres installations extracôtières ou des établissements à terre. Le transfert du brut nécessiterait vraisemblablement d'importantes infrastructures sous-marines et des mesures de protection connexes de la zone du projet vers la côte (environ 475 km) ou vers un ouvrage de production existant (environ 230 km). Les plateformes semi-submersibles ne sont pas techniquement ou économiquement réalisables comme option pour le projet.

Plateforme spar avec stockage

Les plateformes spar conviennent aux emplacements en eaux profondes allant de 300 m à 3 000 m, et pourraient donc convenir aux eaux plus profondes de la zone du projet. Les plateformes spar sont dotées d'une coque cylindrique creuse qui est généralement submergée dans environ 200 m d'eau. Les plateformes spar sont similaires aux PLT, mais elles comportent des systèmes d'amarrage plus conventionnels. Les plateformes spar peuvent se déplacer horizontalement en ajustant la tension des lignes d'amarrage. Cependant, le mouvement horizontal est limité, et par conséquent, elles ne peuvent pas se relocaliser adéquatement en cas d'empiètement potentiel d'icebergs ou de glace de mer ou d'un événement météorologique extrême. Ce type d'installation est idéal pour les zones sujettes aux ouragans, comme le golfe du Mexique, en raison de sa stabilité accrue. Contrairement aux semi-submersibles et aux PLT, les plateformes spar peuvent être conçues pour stocker le brut. La coque est un réservoir rigide qui fournit une flottabilité et un contrôle des ballasts variable, le réservoir central peut être utilisé pour le stockage du brut, et un réservoir supplémentaire peut être utilisé pour le contrôle des ballasts. Les plateformes spar avec stockage utilisent généralement une méthode de déplacement pétrole-eau pour le stockage du brut, qui est un système ouvert et a le potentiel de rejeter des résidus d'eau huileuse dans le milieu marin.

Puisqu'une plateforme spar avec stockage n'est pas facilement mobile, elle devrait être conçue pour résister aux impacts d'icebergs. Une plateforme spar conçue et construite pour résister aux impacts d'icebergs n'est pas une option économiquement réalisable pour le projet.

Plateforme spar sans stockage

Une plateforme spar sans stockage de brut est similaire à une plateforme spar avec stockage. Puisqu'il n'y a pas de capacité de stockage de brut, et comme discuté pour les options de PLT et de plateforme semi-submersible, le pétrole brut devrait être acheminé par des pipelines vers d'autres installations extracôtières ou des établissements à terre. Les plateformes spar sans stockage ne sont pas techniquement ou économiquement réalisables comme option pour le projet.

1.1.9.3 Concept préféré

L'analyse des autres moyens a été basée sur les critères énoncés à la section 1.1.9.1 Critères de sélection. Le tableau 1.5 présente un résumé de la faisabilité technique et économique de chaque option.

Tableau 1.5 Résumé de l'analyse des autres moyens pour la sélection du concept de l'ouvrage de production

Autre moyen envisagé	Faisabilité technique	Faisabilité économique
NPSD	√	√
SG	X	X
PLT	X	X
Semi-submersible	X	X
Plateforme spar avec stockage	X	X
Plateforme spar sans stockage	X	X

Selon les critères établis, ainsi que les évaluations et les études complétées au cours de la phase PD1, il a été déterminé que le concept du projet serait basé sur un NPSD en forme de navire doté d'une tourelle détachable, une production à partir d'un système de production sous-marin, et un déchargement vers des pétroliers navettes (figure 1.3). La section 1.4 Critères de conception et ouvrage de production donne un aperçu du concept sélectionné.

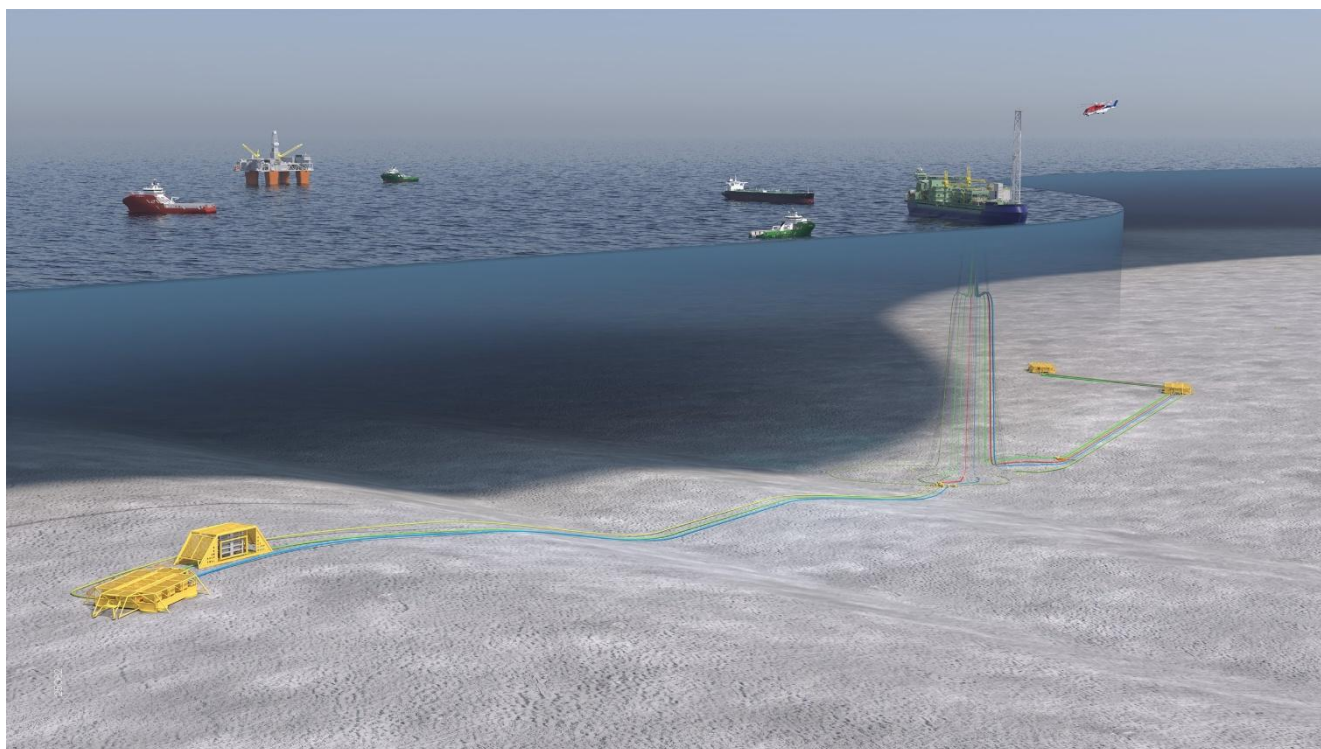


Figure 1.3 Concept du projet de Bay du Nord

1.1.10 Calendrier préliminaire du projet

La figure 1.4 illustre le calendrier actuel du projet, susceptible d'évoluer en fonction des approbations réglementaires, ainsi que les phases d'EIIC, de conception détaillée et de planification de l'exécution.

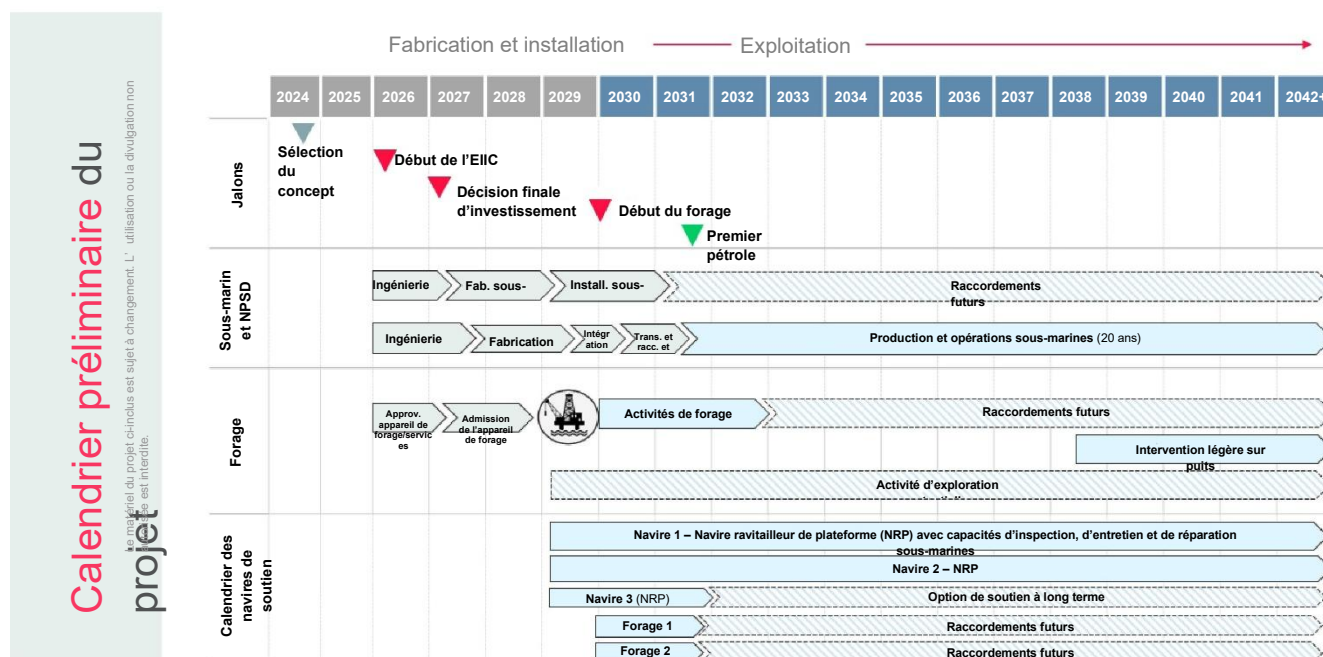


Figure 1.4 Calendrier préliminaire du projet

1.2 Sous-sol

Le projet comprend une combinaison de ressources découvertes, où la présence d'hydrocarbures a été prouvée, et de zones d'intérêt, présentant un potentiel d'hydrocarbures. Cette demande concerne la mise en valeur prévue des champs de Bay du Nord et de Cambriol, et tient compte des mises en valeur différées des champs Cappahayden, Harpoon et Baccalieu, comme décrit à la section 1.1.3 Zone du projet.

Les champs sont pénétrés par de multiples puits d'exploration et de délimitation, et contiennent des hydrocarbures commerciaux dans une combinaison de réservoirs du Tithonien et du Crétacé. La compréhension de la stratigraphie de la passe Flamande et de la présence de réservoirs a évolué au fil des programmes de forage d'exploration entrepris dans le bassin, et est décrite en détail à la section 2.2.1 Stratigraphie. Les principaux réservoirs du projet sont les membres de Mizzen et de Bay du Nord du Tithonien supérieur. L'architecture de ces réservoirs, par rapport à la stratigraphie plus large, à la nomenclature précédente et aux marqueurs sismiques régionaux, est illustrée à la figure 2.3. Des représentations en coupe illustrant les principaux éléments structuraux et membres lithostratigraphiques pour chaque champ sont présentées à la figure 1.5. Étant donné que le projet s'étend sur plusieurs champs et contient des réservoirs empilés à la fois verticalement et latéralement, il existe de multiples colonnes d'hydrocarbures dans la zone du projet. À ce jour, un seul contact huile-eau a été rencontré, qui se trouve dans le membre de Bonaventure dans le champ de Cappahayden. Les autres accumulations correspondent à des estimations fondées sur la plus faible quantité connue d'hydrocarbures.

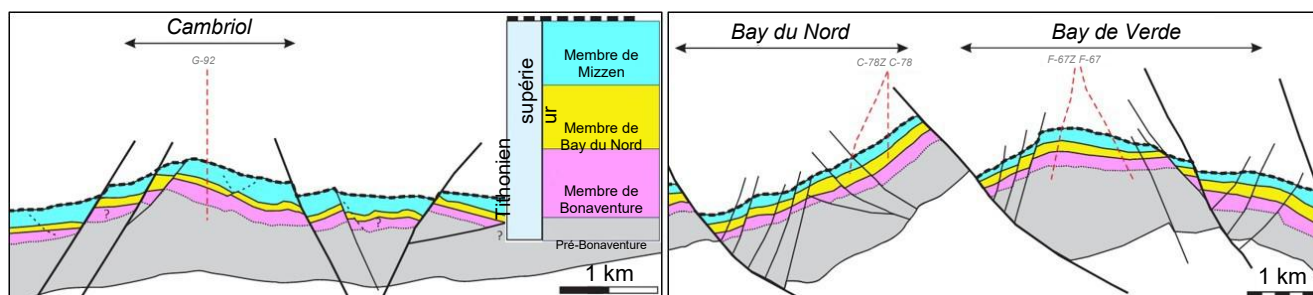


Figure 1.5 Représentations en coupe selon les descriptions des champs illustrant les principaux éléments structuraux et membres lithostratigraphiques comprenant les champs de Bay du Nord et de Cambriol

Le champ de Bay du Nord compte des ressources récupérables attendues de 237 MBP, ce qui correspond à 55 % des volumes totaux du projet. Le champ est délimité par six puits d'exploration, Bay du Nord C-78, Bay du Nord C-78Z, Bay du Nord L-76, Bay du Nord L-76Z, Bay de Verde F-67 et Bay de Verde F-67Z. Le membre de Bay du Nord est la principale cible de réservoir dans la stratégie de drainage, car il contient la majeure partie du pétrole en place et fournit des cibles de réservoir de haute confiance et un potentiel de production pour appuyer une décision de mise en valeur. Le membre de Mizzen est une cible de réservoir secondaire. Il présente des sables plus minces et inégalement répartis qui sont plus difficiles à définir sur le plan sismique par rapport au membre de Bay du Nord. Ces facteurs font du membre de Mizzen une cible de mise en valeur plus difficile à intégrer dans la stratégie de drainage. L'unique cible de réservoir dans le membre de Mizzen du bloc NC a été incluse de manière combinée dans la mise en valeur initiale du champ, avec une stratégie d'acquisition de données pour assurer une mise en valeur plus poussée pendant la durée de vie du projet. Le membre de Bonaventure est un réservoir contenant des hydrocarbures, mais n'est pas inclus dans la stratégie de drainage en raison du faible potentiel de ressources. Le champ est divisé en deux zones, la zone de Bay du Nord et la zone de Bay de Verde, comme illustré à la figure 7.1.

Les ressources récupérables attendues du champ de Cambriol sont estimées à 192 MBP, ce qui correspond à 45 % des volumes totaux du projet. Le champ comporte un seul puits d'exploration, Cambriol G-92, et un seul réservoir contenant des hydrocarbures, le membre de Mizzen. Le champ est séparé en six régions (A à F). Le plan de mise en valeur prend en considération la région de la découverte, D, ainsi que les régions non forées de B, C et F (figure 7.7).

Le projet propose une ressource récupérable attendue de 429 MBP après 20 ans de production. La section 7.6 Calendrier de forage et prévisions de production présente les profils de production et d'injection pour les cas de base, élevé et bas.

La section 9.3 Estimations des ressources récupérables fournit la production moyenne de pétrole pour le projet, et

par champ, ainsi que le total de la production de pétrole P90 et P10 pour le projet. Les volumes de récupération propres au projet et aux champs peuvent varier à mesure que les évaluations de sous-sol et les activités de mise en valeur du champ progressent. Les volumes et les profils présentés peuvent différer légèrement de ceux d'autres documents en raison des variations dans le moment des évaluations.

Des descriptions détaillées du sous-sol pour chaque champ se trouvent à la section 2 Géologie, à la section 3 Péetrophysique, à la section 4 Géophysique et à la section 6 Ingénierie des réservoirs et de la production. L'intégration des données de sous-sol dans des modèles détaillés pour chaque champ est décrite à la section 5 Modèles de réservoir.

La stratégie d'exploitation des réservoirs se trouve à la section 7 Exploitation des réservoirs, la mise en valeur différée à la section 8 Mises en valeur différées, et les estimations des ressources se trouvent à la section 9 Estimations des réserves et des ressources.

Un résumé de haut niveau des champs du projet est présenté au tableau 1.6.

Tableau 1.6 Aperçu des champs du projet

Champ	Puits d'exploration et d'évaluation	Réservoirs de mise en valeur	Récupération estimée (e ⁶ m ³)	Récupération estimée (MBP)
Bay du Nord	6	Mizzen Bay du Nord	37,7	237
Cambriol	1	Mizzen	30,5	192
Projet	-	-	68,2	429

1.3 Forage de développement et complétion

Le projet vise à forer des puits à l'aide d'une ou plusieurs installations de forage, et certains puits pourraient être forés avant que le NPSD n'arrive à l'emplacement des opérations. L'objectif des puits sera de produire du pétrole ou de soutenir la production de pétrole par injection d'eau ou par injection alternée d'eau et de gaz.

Les opérations de forage et de complétion doivent être menées à partir de gabarits sous-marins installés sur le fond marin. Le processus de forage comprend des mesures visant à réduire les risques associés aux dangers de forage, notamment un fond marin dur, des poches de gaz peu profondes et des formations instables. Des fluides de forage et du matériel seront utilisés pour maintenir la stabilité des puits et prévenir tout rejet involontaire. Chaque puits comportera de multiples barrières de sécurité pour empêcher un écoulement non maîtrisé, comme, sans s'y limiter, l'utilisation d'un bloc obturateur de puits (BOP).

Une fois forés, les puits seront complétés au moyen de matériel qui rend possible l'écoulement du pétrole produit vers le NPSD, ou de matériel qui permet d'injecter de l'eau ou de l'eau en alternance avec du gaz dans le réservoir pour aider à maintenir et à améliorer la récupération.

Les puits seront conçus pour réduire au minimum le besoin d'entretien ou de réparations. Si nécessaire, des installations de forage ou des navires capables d'intervenir seront utilisés pour effectuer les travaux.



1.4 Critères de conception et ouvrage de production

Critères de conception

L'ouvrage de production, y compris le NPSD, la tourelle et le système d'amarrage, et le SPSM, sera conçu conformément aux exigences réglementaires applicables, aux normes et aux codes internationaux et, au besoin, aux exigences d'Equinor ou de l'entrepreneur. De plus, le NPSD sera conçu selon les notations de classe applicables.

La conception du projet tiendra compte des conditions physiques et environnementales de la région de la passe Flamande, et des données recueillies lors d'études géotechniques.

Le tableau 11.15 présente un aperçu de la base de conception actuelle [5] pour le projet, qui est sujette à changement pendant les phases d'EIIC et de conception détaillée.

Coque

La coque du NPSD sera conçue pour fonctionner dans des conditions extracôtières difficiles, permettre une exploitation continue à l'emplacement de production sans passage par un chantier naval, sous réserve des autorisations réglementaires requises, et être déconnectée au besoin. Des systèmes marins seront intégrés dans la coque, et soutiendront des fonctions essentielles telles que la propulsion, la distribution électrique, le refroidissement et le traitement des eaux usées.

L'aire d'habitation sera située à l'arrière du navire, loin des zones de traitement du pétrole, et conçue pour soutenir à la fois l'exploitation quotidienne et les portées des travaux typiques de raccordement et de mise en service, d'entretien et de révision. Cependant, si les activités nécessitent des niveaux de pointe soutenus et plus élevés de personnes à bord (PAB), une ou des installations d'habitation temporaires pourraient être envisagées. L'héliport sera positionné pour assurer des atterrissages et des décollages en toute sécurité, avec un mouvement minimal dû au vent et aux vagues, et comprendra un centre de commande à proximité et une zone désignée pour les hélicoptères hors service.

L'eau de mer jouera un rôle essentiel dans les opérations du NPSD, servant à de multiples fins, notamment la lutte contre les incendies, le refroidissement, l'injection d'eau dans le réservoir et la production d'eau douce. Les pompes d'eau d'incendie seront situées de manière stratégique dans la coque, loin des zones de traitement.

Pour soutenir la manipulation sécuritaire et efficace du matériel lourd, le NPSD comprendra une grue, des ascenseurs et des itinéraires de transport conçus pour réduire le levage manuel. Le matériel peut être déplacé horizontalement et verticalement à l'aide de chariots élévateurs, de chariots et de monorails, avec des zones de dépôt désignées accessibles par grue.

Le NPSD comportera également environ 18 citernes à cargaison d'hydrocarbures, un réservoir hors spécifications et deux réservoirs poubelles, avec une capacité de stockage totale d'environ 1,2 MBP. Le pétrole sera pompé à travers un système de comptage et transféré vers des pétroliers navettes au moyen d'un système de déchargement spécialisé.

Tourelle et système d'amarrage

Le système de production à tourelle submergée permettra :

- le maintien de la position et l'orientation selon les conditions météorologiques;
- le transfert de fluides, d'électricité et de signaux;
- le détachement et le rattachement.

Le système d'amarrage fournira un maintien de la position pour garder le NPSD stable et sûr dans des conditions de haute mer. Il consistera en 15 lignes disposées en grappes, chacune connectée au fond marin et au NPSD par une combinaison de chaînes, de câbles et d'éléments de flottabilité. Le système sera équipé d'un système de surveillance des lignes d'amarrage.

Systèmes de production des installations en surface et des services publics

Les installations en surface et les services publics assureront le traitement principal du pétrole et du gaz. Le

pétrole, le gaz et l'eau des puits sous-marins remonteront par la tourelle et seront séparés sur les installations en surface. Le pétrole sera traité, stabilisé et stocké, tandis que le gaz sera soit réutilisé dans le processus, soit réinjecté dans le réservoir. L'eau produite sera traitée et rejetée conformément aux directives de la Régie Canada–Terre-Neuve-et-Labrador de l'énergie extracôtière (RC-TNLEE). De l'eau de mer traitée peut être injectée pour aider à maintenir la pression dans le réservoir.

Les installations en surface seront construites en modules et montées au-dessus de la coque. Les systèmes comprendront la séparation du pétrole, la compression du gaz, le traitement de l'eau, la production d'électricité et des systèmes de sécurité. Ils seront conçus pour fonctionner de manière efficace et fiable, avec une flexibilité intégrée pour s'adapter aux besoins futurs.

Une tour de torchage sera fournie pour assurer le rejet sécuritaire des hydrocarbures, au besoin. Il n'y aura aucun torchage de routine provenant du processus de production. Certaines sources à basse pression seront acheminées en amont du compresseur de composés organiques volatils (COV) avec le gaz provenant des réservoirs de cargaison. Le gaz provenant du compresseur de COV sera acheminé vers le système de torche fermé pour la récupération avec le gaz torché pendant les opérations normales.

Les produits chimiques qui peuvent être rejetés par-dessus bord seront examinés conformément aux processus d'examen et de gestion des produits chimiques d'Equinor et en tenant compte des directives de la RC-TNLEE.

Un système de commande central surveillera toutes les opérations des installations en surface, y compris les systèmes de sécurité pour les incendies, les gaz et les arrêts d'urgence.

L'électricité sera produite à l'aide de générateurs à turbine à gaz avec des génératrices diesel de secours.

Tous les fluides (c.-à-d. pétrole, gaz, eau) seront mesurés en tenant compte des directives de la RC-TNLEE.

Des systèmes supplémentaires seront nécessaires pour le refroidissement, le stockage du combustible, l'alimentation en air et en azote, le chauffage, le drainage et la gestion des déchets.

Systèmes de production sous-marins

Le SPSM est un réseau de matériel sur le fond marin qui relie les réservoirs au NPSD. Il comprendra des têtes de puits, des ombilicaux, des conduites d'écoulement, des tubes prolongateurs et des systèmes de commande qui permettent l'extraction et le traitement du pétrole et du gaz. Le système soutiendra également l'injection d'eau, de gaz et de produits chimiques pour aider à maintenir la pression et le flux du réservoir.

Le SPSM utilisera plusieurs structures sous-marines appelées gabarits et collecteurs, qui contrôlent le flux de plusieurs puits. Ceux-ci seront reliés au NPSD par des conduites d'écoulement et des tubes prolongateurs flexibles et rigides. Le système sera conçu pour des conditions en eaux profondes et comprend des caractéristiques qui permettent l'exploitation, l'inspection et l'entretien à distance à l'aide de véhicules sous-marins. Le système comprendra des technologies de surveillance et de contrôle avancées, y compris des capteurs, des vannes et des lignes de communication. Certains composants, comme les refroidisseurs sous-marins et les modules de contrôle du flux, seront conçus pour être récupérés et entretenus au besoin. Un refroidisseur sous-marin sera utilisé pour réduire la température des fluides provenant du champ de Cambriol avant qu'ils n'atteignent le NPSD.

L'électricité et la communication seront fournies par des câbles spécialisés et des ombilicaux, et des solutions techniques seront mises en œuvre pour la détection des fuites sous-marines.

1.5 Construction, installation et mise en service

Opérations du NPSD, sous-marines et marines

Le projet commencera par la construction, l'installation et la mise en service d'un NPSD, qui comprend une coque renforcée contre les glaces, des modules de traitement des installations en surface et une tourelle détachable. Ces composants seront construits, installés et mis en service dans un chantier international avant de transiter vers l'emplacement des opérations dans la zone extracôtière Canada–T.-N.-L.

Avant le début de l'installation extracôtière, des levés de prévérification seront menés. L'installation de l'infrastructure sous-marine suivra, y compris des gabarits, des collecteurs, des bases de tubes prolongateurs, des conduites d'écoulement, des ombilicaux et des systèmes d'amarrage. Ces composants seront posés sur le fond marin. Les mesures de protection peuvent inclure l'installation de roches, des matelas de béton ou l'excavation de tranchée, le cas échéant.

Le NPSD transitera ensuite vers l'emplacement des opérations. À l'arrivée, l'installation extracôtière, le raccordement et la mise en service auront lieu. Cela comprend la connexion de la bouée de tube prolongateur, la connexion de la tourelle et du système d'amarrage, et la mise en service des systèmes sous-marins et des puits. Si les activités nécessitent des niveaux de pointe soutenus et plus élevés de PAB, une ou des installations d'habitation temporaires pourraient être envisagées.

Services de forage

Les puits seront forés et complétés à l'aide d'une ou plusieurs installations de forage adaptées aux opérations à l'année en eaux profondes. Ces installations utiliseront principalement le positionnement dynamique pour rester en place, avec l'option d'utiliser des ancres si nécessaire. Pour soutenir les opérations de forage, un large éventail de biens et de services sera requis, notamment l'installation de forage, les services techniques et le soutien logistique.

Considérations environnementales

L'EIE [4] a abordé les effets environnementaux de toutes les activités du projet dans les eaux marines, y compris la construction extracôtière, l'installation, le raccordement et la mise en service, le forage et les opérations, entre autres. Les mesures d'atténuation indiquées dans l'EIE et les conditions de l'EE [3] seront mises en œuvre pendant la construction, l'installation et la mise en service, le cas échéant. Un plan de protection de l'environnement (PPE) sera soumis avec la demande d'autorisation d'exploitation (AE).

1.6 Système de gestion

Equinor ASA possède un système de gestion structuré (EMS) visant à assurer la sécurité, la fiabilité et la conformité réglementaire de ses opérations, tout en étant efficaces et alignées sur les valeurs de l'entreprise. Ce système est conçu pour fonctionner dans différents pays, industries et modèles commerciaux.

Le système EMS est bâti sur trois niveaux principaux :

1. Le livre d'Equinor : Décrit qui est Equinor ASA et comment elle fonctionne, y compris les valeurs, le leadership et les attentes en matière de rendement;
2. Directives : Exigences obligatoires et politiques qui guident la gestion des risques et la gouvernance d'entreprise;
3. Documents directeurs et processus de travail : Fournissent des procédures et des normes détaillées pour les opérations mondiales et locales.

Comme l'illustre la figure 1.6, l'approche proposée pour le système de gestion du projet repose sur les éléments suivants : le livre d'Equinor et les directives établiront les bases; les documents directeurs et les processus de travail globaux applicables seront intégrés; travailler en étroite collaboration avec les entrepreneurs pour intégrer et faire le lien entre les systèmes de gestion; les documents directeurs locaux et les processus de travail seront élaborés pour refléter les risques, les conditions, le modèle d'exploitation et les exigences réglementaires spécifiques; et se conformer aux exigences réglementaires applicables.

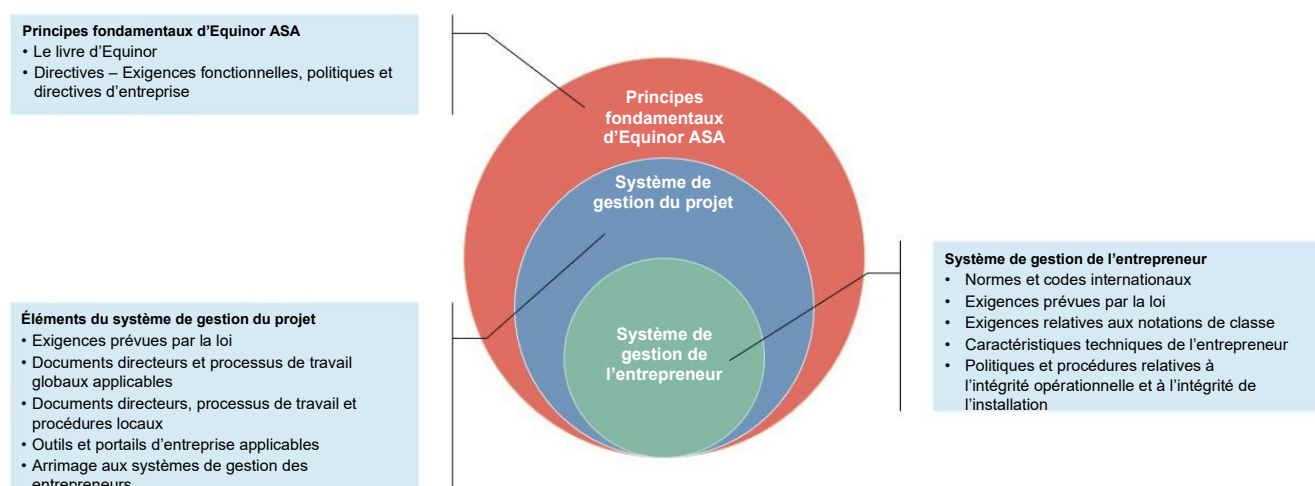


Figure 1.6 Structure proposée du système de gestion du projet

Le projet utilisera les outils et systèmes applicables d'Equinor ASA pour élaborer un système de gestion adapté au projet. Le projet mènera des activités d'assurance pour garantir la conformité avec le système de gestion et favoriser l'amélioration continue.

1.7 Modèle d'exploitation du bien

Philosophie d'exploitation

Le bien, qui comprend le NPSD, le système de production sous-marin et les puits, sera exploité conformément à une approche structurée de gestion de la sécurité et de l'environnement (section 1.8 Gestion de la sécurité, de la sûreté et de l'environnement). Les activités d'exploitation utiliseront la stratégie du système de gestion proposée, décrite à la section 1.6 Système de gestion, et s'appuieront sur la vaste expérience d'Equinor, de ses partenaires et de ses entrepreneurs. Toutes les phases, de la conception à la désaffectation, seront conformes aux exigences réglementaires applicables.

Les principaux objectifs du modèle d'exploitation du bien sont les suivants :

- Sécurité en tout temps – la vision est de ne causer aucun dommage aux personnes, à l'environnement et à nos biens;
- La fiabilité, la disponibilité et la maintenabilité du matériel et des systèmes;
- L'optimisation collaborative et l'amélioration continue des activités d'exploitation.

Le NPSD sera livré selon un modèle de location et d'exploitation, l'entrepreneur étant responsable de l'ensemble de son cycle de vie, y compris la conception, la construction, l'exploitation et le retrait éventuel. Equinor sera responsable des systèmes sous-marins et des puits et agira à titre d'exploitant du champ tout au long du processus.

Dotation en personnel

Equinor et les entrepreneurs mettront sur pied des équipes à terre et en mer pour soutenir des activités d'exploitation sûres et efficaces. L'organisation extracôtère suivra un modèle de dotation traditionnel, avec environ 80 membres du personnel pendant les activités d'exploitation régulières et une capacité allant jusqu'à 120 membres du personnel pour soutenir des activités telles que l'installation, la mise en service, l'entretien et les révisions. La dotation en personnel extracôtier sera optimisée grâce à la formation polyvalente, à l'entretien axé sur la fiabilité et à la surveillance à distance depuis la côte.



Entre 50 et 100 personnes de soutien devraient être nécessaires aux activités d'exploitation à terre. L'équipe à terre sera adaptée au modèle d'exploitation et maintiendra une capacité locale suffisante pour répondre aux exigences en matière d'intervention d'urgence et aux obligations réglementaires.

L'équipe de forage et d'exploitation des puits d'Equinor peut comprendre jusqu'à 15 personnes, les structures organisationnelles étant ajustées à mesure que le projet évoluera. La dotation en personnel extracôtier dépendra de l'installation de forage, mais devrait se situer entre 120 et 160 personnes à bord, la sélection de l'entrepreneur devant avoir lieu lors des phases ultérieures.

Les rotations des équipes pour le NPSD et les installations de forage suivront probablement l'horaire standard dans la zone extracôtière Canada-T.-N.-L., généralement trois semaines de travail et trois semaines de repos. Des campagnes saisonnières plus courtes peuvent adopter des horaires de rotation différents, sous réserve de l'approbation des autorités compétentes.

Formation et compétences

Equinor veillera à ce que l'ensemble de son personnel soit adéquatement formé et compétent par l'entremise d'un plan structuré de gestion de la formation et des compétences. Ce plan sera conforme aux normes réglementaires, de l'industrie et internes applicables, et comprendra des exigences particulières à chaque rôle, un suivi de la formation et des évaluations régulières. La formation des entrepreneurs sera examinée lors de la sélection et vérifiée tout au long des activités d'exploitation. Toutes les formations exigées en mer et à terre seront documentées et vérifiées afin de maintenir une main-d'œuvre sûre et compétente.

Opérations intégrées

Equinor exploitera le bien à l'aide d'un modèle d'opérations intégrées (OI), visant une coordination harmonieuse entre les équipes en mer et à terre. Le Centre des opérations intégrées (COI) de la région de St. John's (T.-N.-L.) comptera des représentants des équipes d'Equinor et de l'entrepreneur du NPSD, ce qui permettra une planification et un soutien collaboratifs dans des fonctions telles que, sans s'y limiter, la production, l'entretien, la sécurité et l'environnement, la logistique et l'ingénierie. Le COI fournira un soutien opérationnel, une surveillance du champ et une assistance évolutive dans l'ensemble des fonctions. Il servira également de poste de commandement en cas d'incident et de portail pour l'engagement réglementaire, les systèmes numériques et la

surveillance de l'intégrité technique. Les réseaux de soutien mondiaux seront mis à contribution au besoin pour améliorer le rendement et favoriser l'amélioration continue.

Manuel d'exploitation

Equinor élaborera un manuel d'exploitation conformément aux exigences réglementaires applicables et aux bonnes pratiques de l'industrie. Le manuel sera examiné et accepté par l'autorité de certification.

Automatisation et commande

Les activités d'exploitation du bien seront gérées par l'intermédiaire du système intégré de commande et de sécurité du NPSD, exploité depuis la salle de commande centrale extracôtière. La commande directe depuis la côte n'est pas envisagée; toutefois, la surveillance et la mise à l'essai à distance des systèmes seront possibles à partir du COI. Des outils de pointe et des simulations amélioreront l'efficacité et la fiabilité tout au long du cycle de vie du bien.

Fiabilité et entretien

L'entrepreneur du NPSD gèrera l'entretien et l'intégrité du NPSD tout au long de toutes les phases d'exploitation, en utilisant des stratégies adaptées et des systèmes numériques pour garantir la fiabilité et l'efficacité. L'entretien sera planifié et exécuté en fonction de l'état et du rendement du matériel, soutenu par un système évolutif de gestion de l'entretien assisté par ordinateur. La planification à long terme s'alignera sur le cycle de vie du NPSD, y compris les révisions périodiques planifiées. Les pièces de rechange et l'outillage seront gérés de manière à soutenir le temps de disponibilité et la continuité des activités d'exploitation.

Equinor dirigera l'ingénierie, la planification et l'exécution de l'entretien sous-marin par l'intermédiaire d'un programme d'inspection, d'entretien et de réparation. Les systèmes sous-marins seront conçus pour être fiables et faciles à récupérer à l'aide de VTG. L'entretien sera planifié en fonction de campagnes saisonnières, avec des options d'urgence disponibles tout au long de l'année. Un navire d'inspection, d'entretien et de réparation dédié pourra être utilisé pour soutenir de multiples fonctions extracôtières. Des pièces de rechange et de l'outillage seront disponibles, et l'intégrité technique sera surveillée pour orienter les décisions en matière d'entretien.

Equinor mettra en œuvre un programme de gestion de l'intégrité des biens (GIB) pour garantir la sécurité et la fiabilité de tous les systèmes tout au long du cycle de vie du bien. Le programme respectera les exigences réglementaires applicables et utilisera des évaluations fondées sur les risques, des processus normalisés et des outils numériques pour surveiller et maintenir l'intégrité. Equinor et l'entrepreneur du NPSD gèreront des plans de GIB intégrés pour leurs domaines respectifs. Une surveillance continue et des évaluations périodiques favoriseront le rendement et appuieront la conformité du programme de GIB.

Logistique

Equinor mettra en œuvre une stratégie logistique pour soutenir les activités d'exploitation extracôtières, en tirant parti des infrastructures existantes et en collaborant avec d'autres exploitants de la région, lorsque cela est possible. La logistique comprendra des navires maritimes et des hélicoptères, et les activités d'exploitation seront entièrement conformes aux exigences réglementaires. Des outils numériques seront utilisés pour le suivi et la coordination, et la logistique intégrera la gestion des glaces, les prévisions météorologiques et l'intervention d'urgence. L'équipe logistique gèrera les déplacements du personnel, le transport des marchandises et les activités de la base côtière, permettant ainsi un soutien efficace de l'ensemble des activités de forage, de production et sous-marines. Une coordination étroite avec les entrepreneurs de forage et du NPSD optimisera les horaires et l'utilisation des ressources.

Equinor utilisera une flotte de navires maritimes pour soutenir les activités d'exploitation extracôtières. Ces navires pourront assurer le transport de marchandises et de combustible, les transferts du personnel et l'intervention d'urgence, avec des capacités adaptées aux conditions extracôtières difficiles. La logistique sera coordonnée de manière à assurer un soutien maritime efficace et fiable tout au long du cycle de vie du bien.

Equinor utilisera probablement des hélicoptères bimoteurs pour le transport extracôtier et la recherche et le sauvetage (SAR). Tous les vols répondront à des normes réglementaires et de sécurité strictes. En plus du dispositif de transfert traditionnel FROG utilisé dans la zone extracôtière Canada-T.-N.-L., le projet évalue une solution de passerelle d'accès (Walk-to-Work, W2W) qui serait installée sur l'un des navires ravitailleurs pour la mobilisation et la démobilisation du personnel lors d'une forte activité extracôtière, les transferts réguliers de passagers et la démobilisation, selon les besoins, et une décision sera prise au cours de la prochaine phase du

projet.

Caractéristiques de la conception du procédé

Les caractéristiques du procédé lors de la phase d'exploitation s'aligneront sur les paramètres et les caractéristiques techniques décrits à la section 1.4 Critères de conception et ouvrage de production.

Gestion des glaces

Le NPSD sera renforcé contre les glaces et conçu pour se déconnecter. Equinor et ses entrepreneurs mettront en œuvre un système de gestion des glaces pour surveiller, évaluer et réagir à la glace de mer et aux icebergs. Ce système pourra comprendre la surveillance, la déviation physique des icebergs et des procédures d'intervention coordonnées. Le plan de gestion des glaces s'appuiera sur une vaste expérience extracôtière et utilisera des techniques et des technologies éprouvées. Le plan évoluera au fil des nouvelles innovations et sera adapté aux besoins particuliers de chaque activité extracôtière.

Surveillance des conditions physiques et environnementales

Equinor et ses entrepreneurs établiront un programme de surveillance pour suivre les conditions météorologiques, océaniques et l'état des glaces. Les données d'observation seront partagées avec les organismes fédéraux pour améliorer les prévisions nationales et la connaissance de la situation. Un programme de prévisions sera également élaboré.

Déconnexion

Le système de déconnexion du NPSD est conçu pour déconnecter le navire en toute sécurité de la bouée de production à tourelle submergée et des amarrages. Le NPSD est conçu pour deux modes de déconnexion : planifiée et d'urgence. Le tableau 15.4 décrit les mesures préliminaires à mettre en œuvre en vue d'une déconnexion.

Planification des mesures d'urgence

L'approche d'Equinor en matière de gestion des urgences sera axée sur la prévention, avec des plans clairs mis en place pour protéger les personnes, l'environnement et les biens en cas d'incident. Une série de plans d'urgence couvrant des scénarios tels que les déversements d'hydrocarbures, la maîtrise des puits, la gestion des glaces et les collisions de navires sera élaborée.

Equinor élaborera également un plan d'intervention d'urgence qui décrira clairement les rôles, les procédures et les protocoles de communication aux niveaux tactique, opérationnel et stratégique de l'intervention. La préparation aux urgences sera soutenue par la formation, des normes en matière de rendement et la coordination entre Equinor, les entrepreneurs et les autorités.

1.8 Gestion de la sécurité, de la sûreté et de l'environnement

Equinor adopte une approche fondée sur l'objectif « zéro dommage » pour le projet. La sécurité, la sûreté, la gestion des risques et l'environnement sont entièrement intégrés à EMS, orientant toutes les phases du projet. Les risques seront évalués et gérés afin de protéger les personnes, l'environnement et les biens.

Une analyse de sécurité conceptuelle [9] a été réalisée pour le projet afin d'évaluer les risques possibles au cours de toutes les phases de mise en valeur. L'analyse porte sur les principaux risques en matière de sécurité et risques environnementaux liés aux systèmes extracôtiers clés, tels que le NPSD, le système de production sous-marin, les installations de déchargement et le transport de personnel vers le NPSD, et aide à orienter la conception et les activités d'exploitation sûres du projet.

Le projet a fait l'objet d'une évaluation environnementale fédérale qui a été dirigée par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada en collaboration avec la Régie Canada–Terre-Neuve-et-Labrador de l'énergie extracôtière. Il comprenait une mobilisation auprès des groupes autochtones, des parties prenantes et du public. En avril 2022, le ministre de l'Environnement et du Changement climatique a conclu que le projet n'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants, pourvu que plus de 150 conditions soient remplies. Ces mesures d'atténuation et conditions seront intégrées à la conception et aux activités d'exploitation du projet.

Le projet élaborera et mettra en œuvre des programmes de suivi et de surveillance des effets sur l'environnement propres à l'activité, ainsi que des programmes d'observation de la faune. Ces programmes seront conçus dans un esprit de flexibilité – ils intégreront les principes de la gestion adaptative, ce qui permettra d'ajuster ou d'éliminer progressivement les paramètres de surveillance au fil du temps en fonction des résultats et de l'évolution des conditions. Equinor respectera les exigences réglementaires applicables en matière de garantie financière et élaborera un plan d'indemnisation.

Un plan de sécurité du projet et un plan de protection de l'environnement seront élaborés conformément aux exigences réglementaires applicables et en tenant compte des orientations de la RC-TNLEE. Un plan de sûreté, comprenant la cybersécurité, sera également élaboré pour le NPSD.

1.9 Désaffectation et abandon

À la fin de la durée de vie du champ, le projet sera désaffecté conformément aux exigences réglementaires applicables au moment de la désaffectation. Un plan de désaffectation et d'abandon sera élaboré et mis à jour, au besoin, tout au long de la durée de vie du projet. La désaffectation devrait être réalisée sur plusieurs saisons et pourrait nécessiter des ressources telles que des installations de forage, des navires d'intervention légère sur puits sans tube prolongateur (RLWI), des navires de construction, des navires de levage lourd, entre autres.