
2.0 PLANIFICATION DU PROJET

Ce chapitre décrit la planification qui orientera l'élaboration, la conception, la construction, l'exploitation et la réalisation générale du Projet.

Tout d'abord, un bref historique et un aperçu de l'industrie du raffinage de pétrole présentent le contexte historique et celui du marché du Projet. Suivent ensuite une description des principes à suivre et l'approche de conception, de construction et d'exploitation du Projet, choisie par le Promoteur. Ensuite, sont abordés l'élaboration des objectifs, la justification et les besoins du Projet, ainsi que les alternatives au Projet et les moyens alternatifs d'accomplir le Projet qui sont réalisables du point de vue technique et économique. Le calendrier du Projet, y compris une discussion des plans du Promoteur en ce qui a trait au rythme et à la progression des activités de construction, est présenté. Pour terminer, les initiatives, les pratiques et les procédures en matière de gestion de l'environnement qui seront utilisées pour réduire les effets du Projet sur l'environnement sont présentées.

2.1 Histoire et aperçu de l'industrie du raffinage de pétrole en Amérique du Nord

Le premier puits de pétrole commercial a été creusé à la main à Oil Springs, dans le comté de Lambton en Ontario, en 1858 (OSHA 2003), suivi de près du premier forage d'un puits de pétrole aux États-Unis en 1859 à Titusville, en Pennsylvanie. La première raffinerie a été mise en service deux ans plus tard en 1861 à McClintockville, en Pennsylvanie, pour transformer du pétrole brut en kérosène.

Le raffinage de pétrole a évolué de façon considérable depuis lors face à la demande de consommation changeante de produits meilleurs et différents. Le produit original des raffineries, le kérosène, était produit comme source plus abordable et améliorée de carburant pour lampe en comparaison à la norme précédente, qui était l'huile de baleine. L'élaboration du moteur à combustion interne à la fin des années 1800 a mené à l'exigence de produire de l'essence, et plus tard, du diesel. L'évolution de l'avion a créé un besoin d'abord pour l'essence d'aviation à haut indice d'octane, puis pour le carburéacteur. Les raffineries modernes de nos jours ont évolué à travers l'ingénierie et l'optimisation pour produire une grande variété de produits afin de satisfaire à la demande des consommateurs, y compris entre autres l'essence, le diesel, le carburéacteur, le propane, le butane, le mazout, le coke et l'asphalte.

Depuis la première raffinerie commerciale, l'industrie du raffinage de pétrole a sans cesse évolué pour satisfaire à la demande du marché pour différents produits et pour s'adapter aux règlements et aux politiques en matière d'environnement en cours de développement. Au cours de son histoire de plus d'un siècle, l'industrie du raffinage de pétrole s'est développée et elle a amélioré son rendement en matière de sécurité et l'efficacité de ses processus. Les progrès en matière de technologies de raffinage et de surveillance de l'environnement ont fait des raffineries modernes les plus propres depuis leur existence.

Les États-Unis sont le plus grand producteur de produits pétroliers raffinés au monde (Energy Information Administration 2008a). À la fin des années 2000, les États-Unis comptaient 150 raffineries actives, dont la capacité combinée totalisait 2,6 millions de m³/j (16,6 millions b/j) (Energy Information Administration, non daté).

Il existe 18 raffineries actives au Canada, ayant une capacité combinée totale d'environ 334 000 m³/j (2,1 millions b/j) (ONÉ 2008). Le Canada a un historique en tant qu'exportateur net d'essence et de distillats moyens (carburacteur, mazout et diesel), exportant les surplus exemptés des exigences canadiennes.

2.1.1 Préviation de l'offre et de la demande en Amérique du Nord

L'Amérique du Nord subit actuellement une pénurie de capacité de raffinage de pétrole (Bureau de la concurrence 2005). C'est en 1976 que la dernière raffinerie a été construite aux États-Unis (US House Committee on Energy and Commerce 2006); au Canada, c'était en 1984. Bien que les nombreux programmes d'expansion des dernières décennies aient augmenté la capacité des raffineries existantes en Amérique du Nord, l'offre supplémentaire n'a pas suivi l'évolution de la demande. La plupart de l'offre de produits pétroliers raffinés de l'Amérique du Nord provient du golfe du Mexique, aux États-Unis, avec de nombreuses raffineries d'importance au Texas, en Louisiane, en Alabama et au Mississippi. Dans les récentes années, certaines de ces raffineries ont été affectées par des événements météorologiques graves (p. ex., les ouragans Katrina et Rita) qui ont exposé la vulnérabilité de l'offre de produits pétroliers raffinés de l'Est de l'Amérique du Nord à de tels événements.

Les Canadiens consomment plus de 40 milliards de litres d'essence chaque année, et la consommation augmente de façon constante à un taux annuel d'environ 1,5 %. Depuis fin 2007, le Canada compte 18 raffineries actives à travers le pays, approvisionnant environ 7 000 détaillants de grande marque en carburant de transport, et exportant une importante proportion de leur production vers d'autres marchés (ICPP, non daté).

Le Canada étant un exportateur net de produits pétroliers raffinés et de pétrole brut, les produits pétroliers exportés du Canada sont pour la plupart acheminés aux États-Unis (Energy Information Administration 2008a). La consommation d'énergie mondiale devrait augmenter de 50 % entre 2005 et 2030. La consommation mondiale de produits pétroliers devrait augmenter d'environ 34 % au cours de la même période (figure 2.1) (Energy Information Administration 2008b).

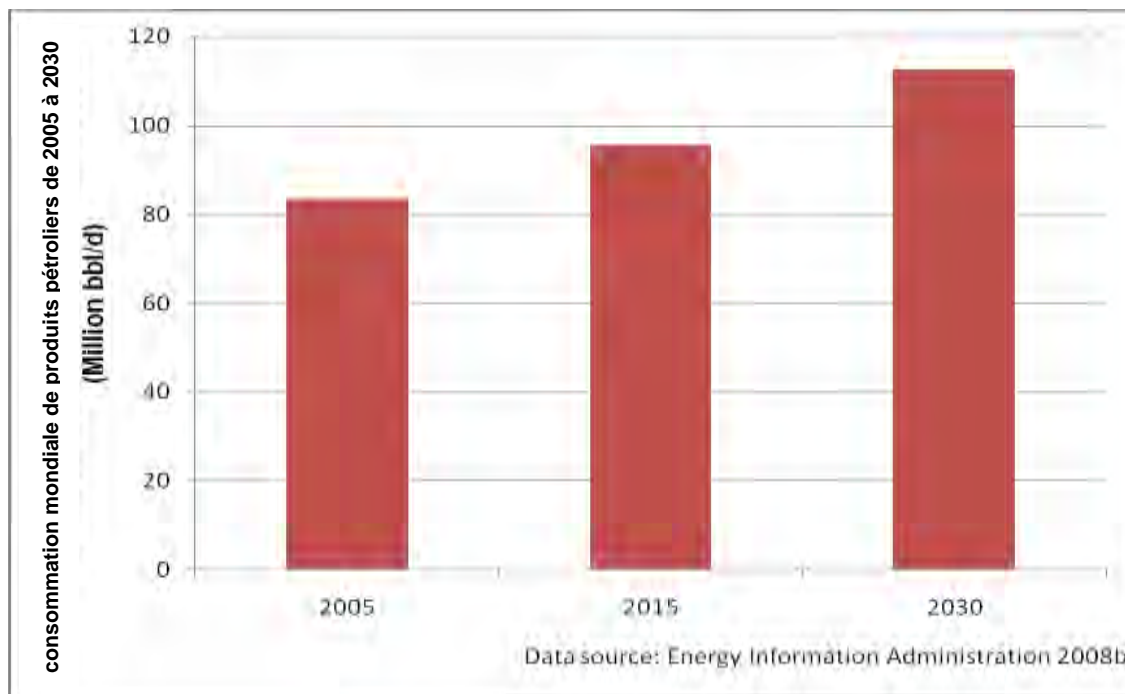


Figure 2.1 Prévision de la consommation mondiale de produits pétroliers de 2005 à 2030

Le Projet ferait augmenter l'offre fiable de produits pétroliers aux marchés nord-américains et mondiaux. Dans l'Est des États-Unis, le marché primaire pour la majeure partie de la production du Projet, la consommation de pétrole était de 6,5 millions de barils par jour en 2005 (Energy Information Administration 2005). Bien que la capacité nominale prévue est 40 000 m³/j (250 000 b/j), le Projet produirait jusqu'à 48 000 m³/j (300 000 b/j) de produits pétroliers, soit environ 4,6 % de la consommation de 2005 de l'Est des États-Unis. En produisant de tels produits à Saint John, hors des zones principales affectées par des ouragans du golfe du Mexique, le Projet augmenterait la fiabilité de l'offre de produits pétroliers raffinés pour l'Amérique du Nord.

2.2 Irving Oil - une tradition de qualité et d'expertise en raffinage

Irving Oil a été fondée en 1924 par K.C. Irving à Bouctouche, au Nouveau-Brunswick. Irving Oil a connu une croissance constante au cours des décennies qui ont suivi, ce qui l'a éventuellement menée à la construction de sa première raffinerie à Saint John pour lui permettre d'offrir des produits au réseau de stations service que l'entreprise avait construit dans le Canada atlantique et au Québec. L'exploitation de la raffinerie Irving Oil à Saint John a débuté le 20 juillet 1960, avec une capacité de 40 000 b/j. En 1970, Irving Oil a ouvert le premier terminal maritime en eau profonde dans l'Hémisphère occidental, le terminal Canaport à l'entrée du port de Saint John. La capacité de la raffinerie existante de Saint John a augmenté avec le temps, dans les années 1970 et de nouveau vers la fin des années 1990. C'est actuellement la plus importante raffinerie au Canada, ayant une capacité de traitement nominale de 250 000 b/j de pétrole brut, mais réalisant une production d'environ 300 000 b/j de produit fini.

Irving Oil a un dossier exemplaire d'amélioration constante de ses activités et de ses processus de raffinage afin de produire des produits pétroliers respectueux de l'environnement, souvent à l'avant-garde des exigences réglementaires. Irving Oil est un pionnier de l'industrie canadienne du raffinage de

pétrole en matière de gestion de l'environnement. En 1977, elle a été la première entreprise canadienne à retirer le plomb de son essence à haut indice d'octane. En 1999, Irving Oil est devenue la première entreprise à mettre sur le marché de l'essence à faible teneur en soufre, cinq ans avant la mise en place des règlements. En 2002, l'essence à faible teneur en soufre de l'entreprise avait, en moyenne, une teneur en soufre de 45 parties par million (ppm), ce qui était de 84 % inférieur à la moyenne de l'industrie canadienne. C'était la première raffinerie canadienne à offrir du diesel à faible teneur en soufre, une fois de plus à l'avant-garde des règlements. Irving Oil a également été la première entreprise pétrolière canadienne à posséder et à exploiter des navires-citernes à double coque, qui transportent le pétrole brut à Saint John et livrent le produit fini dans la région d'affaires de l'entreprise.

L'investissement continu a toujours été important pour Irving Oil. En 1998, l'entreprise a investi plus de 1 milliard \$ canadiens dans son projet de modernisation de la raffinerie « King of Cats », au cours duquel une unité de craquage catalytique fluide résiduel large a été installée. La modernisation avait pour objectif l'orientation de la production de la raffinerie vers des carburants de transport de plus grande valeur, tout en améliorant le rendement et l'efficacité en matière d'environnement.

L'engagement d'Irving Oil à améliorer son rendement environnemental et ses produits lui a valu plusieurs distinctions nationales et internationales, présentées ci-dessous.

- En 1999, Irving Oil était récipiendaire du prix *Return on Environment* attribué par Betz Dearborn, une distinction internationale reconnaissant l'engagement de l'entreprise en matière de rendement environnemental et d'excellence économique.
- En 2001, Irving Oil s'est vue décerner le prix de la catégorie Innovation du Conseil canadien des Ministres de l'environnement (CCME), en reconnaissance de l'essence à faible teneur en soufre Auto Maker's Choice d'Irving Oil, une essence qui lui a également valu le *Clean Energy Award* du *Maine Coalition for Sustainable Development* (Coalition pour le développement durable du Maine) en 2000.
- Le prix d'or du leadership du programme Défi-climat canadien (Mesures volontaires et registre) a reconnu les efforts volontaires d'Irving Oil à réduire les émissions de gaz à effet de serre depuis 1999.
- En 2003, Irving Oil est devenue la première entreprise pétrolière à obtenir le prix *Clean Air Excellence* de la *United States Environmental Protection Agency* (US EPA), en reconnaissance de ses efforts exceptionnels et novateurs de réaliser des progrès en matière d'air propre, grâce à la production d'essence à faible teneur en soufre à l'avant-garde des règlements.
- Le magazine *World Refining* a attribué à Irving Oil le titre *2004 Refiner of the Year* (Raffineur de l'année 2004), en reconnaissance de ses activités illustrant les attributs de la réussite dans l'industrie du raffinage, y compris le développement technologique et la gérance de l'environnement.

Depuis l'ouverture en 1960 de la raffinerie existante de Saint John, la sécurité est au premier plan de ses activités. Les politiques, les procédures et la formation des employés en matière de sécurité ont évolué de façon constante au fur et à mesure que de nouvelles technologies et innovations étaient mises au point. Avec plus de 48 ans d'expérience grâce à l'exploitation d'une raffinerie de pétrole à Saint John, et plus de 38 ans d'exploitation d'un terminal maritime en eau profonde à Saint John, Irving Oil est devenue un chef de file en matière de pratiques exemplaires en ce qui concerne l'environnement et la sécurité. Irving Oil continue d'être un chef de file de l'industrie en matière de

rendement environnemental, d'innovation et d'amélioration constante, et elle continue à démontrer son expérience, son excellence et son expertise sur le marché de raffinage et de distribution de pétrole nord-américain très concurrentiel.

Irving Oil continue à travailler pour rester à l'affût des technologies de raffinage et de rendement environnemental. La raffinerie existante de Saint John a une capacité semblable à celle proposée pour ce Projet, et à travers son historique en matière de raffinage, Irving Oil a fait ses preuves en tant que chef de file de l'industrie en matière de rendement environnemental et d'activités sécuritaires et efficaces. Malgré sa présence relativement limitée sur le marché nord-américain et mondial du pétrole en comparaison à d'autres géants de l'industrie (p. ex., Exxon-Mobil, Valero, BP), Irving Oil continue à démontrer, grâce à son expérience et son expertise, son approche de long terme et son engagement envers la région, qu'elle peut jouer un rôle clé dans l'industrie nord-américain du raffinage en tant que fournisseur de qualité fiable, stable et progressif de produits pétroliers raffinés.

2.3 Engagements du Projet

Depuis la conception du Projet, Irving Oil s'est engagée à aménager une raffinerie et un terminal maritime nouveaux de calibre international, qui prendront appui sur son rendement passé en matière d'exploitation de la raffinerie existante de Saint John, et dirigeront l'industrie en matière de sécurité, d'efficacité de l'exploitation et de gérance de l'environnement.

Les comparaisons entre les raffineries représentent un défi de taille, puisque chaque raffinerie est relativement unique. Les configurations, les capacités et les efficacités varient d'une raffinerie à l'autre. Elles emploient différentes matières premières, raffinent une large gamme de paniers bruts, produisent des produits différents et d'autres facteurs qui peuvent influencer leur rendements, leurs intégrités et leurs empreintes environnementales respectifs. Ces facteurs ainsi que d'autres rendent très difficile la comparaison directe du rendement environnemental (y compris les émissions).

Le Projet sera une raffinerie de conversion à rendement élevé produisant des combustibles de transport haut de gamme à partir de stocks d'alimentation plus lourds que ceux normalement raffinés par la plupart des raffineries canadiennes. À cette fin, le Projet incorporera plusieurs caractéristiques clé qui comprennent :

- Le raffinage de pétrole brut lourd corrosif, par opposition aux pétroles bruts plus légers acides ou corrosifs typiquement traités actuellement;
- L'utilisation de technologie de cokéfaction pour raffiner du pétrole brut afin de maximiser la conversion, par opposition aux processus de craquage catalytiques plus conventionnels qui ont pour résultat la conversion moyenne;
- L'utilisation d'un hydrocraqueur large pour maximiser la production de carburant diesel;
- L'utilisation d'une large usine d'hydrogène pour produire de l'hydrogène pour l'hydrocraqueur; et
- L'utilisation d'une usine de production combinée sur le site pour produire la vapeur et l'électricité utilisée par le Projet, plutôt que des chaudières conventionnelles de production de vapeur et l'achat d'électricité du réseau d'électricité.

Ces caractéristiques du Projet, y compris ses stocks d'alimentation, produits, technologies et configuration ainsi que d'autres facteurs, posent un défi en ce qui a trait à la comparaison directe de son rendement (y compris le rendement environnemental) à celui de la raffinerie existante de Saint

John ou à ceux d'autres raffineries en Amérique du Nord. Néanmoins, la planification, la conception, la sélection de technologies, la construction et l'exploitation prudents du Projet contribueront aux objectifs du Promoteur d'aménager le Projet de manière durable tout en accomplissant ses objectifs d'affaires.

À cette fin, le Promoteur a élaboré et planifié le Projet avec plusieurs engagements à l'idée. Plus précisément, une raffinerie du calibre du Projet Eider Rock dont la conception et la construction sont réussies :

- Est facilement adaptable au marché mondial en évolution;
- A une empreinte écologique réduite en ce qui concerne les contaminants atmosphériques, les émissions de gaz à effet de serre, la consommation d'eau, le rejet des eaux usées et la consommation d'énergie, par baril de pétrole raffiné livré au client;
- Utilise la meilleure technologie éprouvée disponible économiquement réalisable pour le rendement environnemental et la fiabilité;
- Intègre des facteurs humains comme l'éclairage, l'ergonomie, la santé et le mieux-être général des travailleurs dans la conception, pour améliorer les vies des travailleurs du Projet et, suite à la mise en service, celles du personnel d'exploitation; et
- Soutient les objectifs économiques, environnementaux et énergétiques du Nouveau-Brunswick et de ses citoyens.

Plusieurs principes constituent les engagements du Projet; ces principes guideront toutes les étapes du Projet. Certains des éléments des engagements d'Irving Oil relatifs au Projet sont décrits dans les sections secondaires suivantes.

Sécurité

Un système de culture et de valeurs de sécurité, comme celui créé à la raffinerie existante de Saint John, sera adopté durant le Projet. Une consignation totale de la fréquence des blessures de 0 a été visée. Le Projet sera conçu comme installation adaptée aux buts et sécuritaire qui peut être exploitée de manière fiable. La sécurité sera au premier plan de chaque prise de décision de conception, et l'incorporation de l'exploitation sécuritaire dès la conception de l'installation est un objectif d'ingénierie central. Les concepteurs du Projet se serviront de la sécurité dans le cadre des méthodologies et des normes de conception afin de s'assurer que l'installation est exploitée et entretenue de façon sécuritaire. La mise en place de la gestion de la sécurité des processus ainsi que d'autres processus et pratiques d'exploitation, de sécurité, de fiabilité et d'entretien préventif garantiront que son exploitation soit aussi sécuritaire que possible.

Des caractéristiques de sécurité seront incorporées pour chaque aspect de la conception du Projet. Le Projet sera conçu à l'aide de la meilleure technologie éprouvée disponible qui soit économiquement réalisable, et la fiabilité et la sécurité des processus seront intégrées dès la conception pour tous les aspects de la conception, de la construction et de l'exploitation. La redondance sera intégrée dans la conception des systèmes de commande, des capteurs et des dispositifs de surveillance, et les systèmes de surveillance seront munis de dispositifs de copie de sauvegarde. Le matériel sera sélectionné de façon à satisfaire à des codes et des normes de conception stricts, et un système d'assurance qualité sera mis en place afin de garantir que la conception finale satisfait à ces normes. Une analyse des risques et de l'exploitabilité (HAZOP - outil de gestion de la sécurité des processus) de la conception fournira un niveau d'assurance supplémentaire contre le potentiel de perturbation de processus et d'émission accidentelle.

La sécurité de la conception est primordiale et elle s'appuie sur les concepts suivants :

- Compatibilité de l'ingénierie afin de réaliser des conceptions à faible risque;
- Élaboration de concepts respectant les normes industrielles reconnues;
- Adhésion à tous les règlements et codes;
- Résolution satisfaisante de tous les problèmes d'atténuation de risque; et
- Sécurité de la conception et exécution en suivant un plan.

Les ingénieurs de conception du Projet effectueront une analyse des couches de protection (ACP). L'ACP est un autre processus de gestion de la sécurité des processus qui évalue les risques d'un ou de plusieurs scénarios de risque, et elle est effectuée suite à l'analyse HAZOP. L'ACP détermine si les dispositifs de protection adéquats sont en place, ou s'il en faut davantage. Ces principes et pratiques clés de la gestion de la sécurité des processus aideront à la conception du Projet de façon à prévenir les problèmes de sécurité et de fiabilité, plutôt que des les corriger après les faits.

Le processus de sélection des entrepreneurs et des certificateurs comprendra une évaluation des pratiques et des innovations actuelles en matière de sécurité pour aider à garantir que tout le personnel du Projet accorde la plus grande importance aux activités sécuritaires.

À toutes les phases du Projet, et en ce qui a trait aux composantes du Projet, les soucis de planification ou de budget ne compromettent pas la sécurité.

Environnement

Le Promoteur est dévoué à démontrer son leadership constant en matière de rendement environnemental. Comme c'est le cas pour la raffinerie existante de Saint John, le Promoteur continuera à donner l'exemple en ce qui concerne l'application de la meilleure technologie éprouvée disponible qui soit économiquement réalisable pour les unités de contrôle de l'environnement et en gérant son exploitation de façon durable. Plus particulièrement, les technologies individuelles sélectionnées seront :

- La meilleure, pour la protection de l'environnement et de la société en général;
- Disponible, pour permettre son implantation dans des conditions économiquement et techniquement réalisables, en prenant en compte les coûts et les avantages de la technologie;
- Éprouvée, en jugeant par les unités existantes en utilisation dans un service semblable et de taille semblable à l'unité proposée pour le Projet; et
- Économiquement réalisable parmi les technologies qui servent des buts semblables.

La sélection de technologies individuelles qui sont les meilleures, disponibles, éprouvées et économiquement réalisables contribuera au Projet pour en faire le meilleur de sa catégorie, fournissant un rendement de raffinage supérieur par rapport aux raffineries semblables qui traitent du pétrole brut semblable et qui produisent des produits semblables dans un environnement semblable. La sélection des technologies sera basée sur une évaluation unité par unité de la sécurité, de l'intégrité, du rendement de raffinage, du rendement environnemental et de l'économie des différentes technologies. Les unités dont il est individuellement déterminé qu'elles sont la meilleure technologie éprouvée disponible économiquement réalisable seront sélectionnées pour faire la partie du Projet, et l'ensemble de ces unités les meilleures de leurs catégories formera une raffinerie qui sera la meilleure de sa

catégorie. Par conséquent, dans ce contexte, il est important de noter que meilleur dans sa catégorie ne signifie pas nécessairement les émissions les plus faibles en comparaison à celles d'autres raffineries, mais incorpore plutôt ces autres facteurs.

De plus, les critères utilisés pour sélectionner les technologies comprendront :

- Fonctionnement éprouvé;
- Fiabilité éprouvée;
- Réalisabilité à long terme, prenant en compte les installations existantes et l'aménagement prévu;
- Impacts intermilleux, y compris l'utilisation de matières, l'utilisation d'énergie, les émissions et le bruit; et
- Réalisabilité économique.

Les émissions du Projet seront réduites à l'aide d'une conception, de la sélection de l'équipement et de la gestion environnementale responsables. De plus, le Projet sera conçu de façon à harmoniser l'utilisation de technologies éconergétiques pour réduire le potentiel de production d'émissions de gaz à effet de serre, et il sera construit de façon à offrir des options de capture et de séquestration de dioxyde de carbone à l'avenir ou une capacité de conversion des émissions de gaz à effet de serre grâce à des progrès technologiques ou l'innovation en matière d'environnement. Des moyens alternatifs pour mener à bien les portions cruciales du Projet sont analysés afin de réduire la demande anticipée de ressources naturelles (p. ex., alternatives visant la réduction de la consommation d'eau).

Participation du public, des intervenants et des organismes de réglementation

Le Promoteur continuera à s'impliquer activement à travers son engagement envers le public, les voisins, les intervenants et les agences gouvernementales. La communication sera fréquente, ouverte, inclusive et transparente, et elle se fera directement avec les intervenants par le biais de présentations, de la participation des intervenants et d'entretiens individuels, ainsi que par le biais des médias d'information. Les relations avec le public et les gouvernements viseront principalement à assurer la participation des intervenants et à fournir des mises à jour régulières sur le Projet aux intervenants et aux agences gouvernementales à l'échelle locale, provinciale et nationale. Le Promoteur croit fermement que toutes les relations avec le public, les intervenants et les gouvernements mûriront à long terme, et il est dévoué à communiquer efficacement avec les intervenants, y compris les voisins du Projet. Le programme de participation et de consultation du Projet est décrit avec plus de détail dans le Chapitre 4.

Innovation et créativité

L'innovation est l'habileté d'avoir des idées et des solutions pour les problèmes importants, ou de créer de nouvelles opportunités de valeur. La créativité est l'habileté de se servir de cette nouvelle idée et la mettre à profit. L'innovation et la créativité sont des atouts précieux pour la phase de conception du Projet. Des sources de valeur uniques au Projet seront recherchées, identifiées et étudiées pour parvenir au meilleur rendement possible du Projet.

Le Promoteur a embauché de l'expertise externe du Rocky Mountain Institute pour l'aider à incorporer l'innovation dans le Projet. Ce tiers travaille essentiellement sur l'analyse du procédé de raffinage pour aider à identifier des moyens plus efficaces ou efficients de raffiner du pétrole. Ce processus mettra au défi les pratiques et les hypothèses antérieures. En faisant appel à ces experts externes, un des buts

du Promoteur est de réaliser une meilleure efficacité énergétique et un meilleur rendement environnemental.

2.4 Objectif du Projet

L'objectif du Projet à évaluer dans le cadre du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* du Nouveau-Brunswick est la construction et l'exploitation d'une raffinerie de pétrole ayant une capacité nominale de 40 000 m³/j (250 000 b/j, nominal) pour le raffinage de pétrole brut, ainsi que des infrastructures terrestres et marines associées, à Saint John, au Nouveau-Brunswick, en vue de fournir des produits pétroliers raffinés sur le marché nord-américain et ailleurs.

2.5 Justification et nécessité du Projet

Le Projet a pour objectif les conséquences suivantes :

- Accroître l'échelle et la complexité de l'infrastructure de raffinage et de distribution de pétrole existante d'Irving Oil à Saint John, et protéger ainsi la raffinerie existante de Saint John de risques économiques futurs;
- Fournir de l'essence, du carburant diesel et d'autres produits à teneur ultra faible en soufre additionnels au marché nord-américain et ailleurs;
- Augmenter la fiabilité de l'offre de produits pétroliers raffinés pour le marché nord-américain;
- Soutenir le développement d'un centre énergétique au Nouveau-Brunswick;
- Contribuer à la prospérité économique existante par la création et le maintien d'emplois et par des activités associées générant des retombées économiques dans les installations existantes et proposées;
- Soutenir la province du Nouveau-Brunswick pour qu'elle réalise l'autosuffisance d'ici 2026, en assurant les éléments clés d'un avenir durable et fiscalement stable pour le Nouveau-Brunswick; et
- Maintenir la viabilité à long terme de la raffinerie existante.

Le Projet ferait augmenter l'offre fiable de produits pétroliers aux marchés nord-américains et mondiaux. En produisant de tels produits à Saint John, hors des zones où des ouragans et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes sont susceptibles de se produire, le Projet augmenterait la fiabilité de l'offre de produits pétroliers raffinés en Amérique du Nord pour répondre à la demande d'énergie croissante. En combinaison avec l'exploitation de la raffinerie existante de Saint John, le Projet créera de la valeur pour la production de produits pétroliers propres pour les marchés à partir de pétrole brut lourd. Un tel investissement fournira une infrastructure de raffinage de pétrole plus robuste et plus efficace à Saint John, profitant ainsi des économies importantes et protégeant les atouts de raffinage existants du Promoteur d'un déclin possible de l'économie, qui pourrait autrement entraîner des risques économiques pendant les périodes de ralentissement de la croissance.

La communauté d'affaires de Saint John a fait des efforts considérables au cours des dernières années afin que la région soit reconnue comme centre énergétique du Canada atlantique. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a exprimé son soutien pour le développement du centre énergétique. L'objectif, pour le Nouveau-Brunswick en général et pour la région de Saint John en particulier, est de devenir un centre majeur d'offre d'énergie pour la portion nord-est de l'Amérique du Nord, que ce soit sous forme d'électricité, de gaz naturel ou de produits pétroliers raffinés, pour satisfaire à la demande croissante

du marché de l'Est de l'Amérique du Nord. Le centre énergétique offre des opportunités et donne un élan aux entreprises existantes et nouvelles de s'agrandir et de travailler ensemble, ce qui a pour effet de soutenir un marché pour les entreprises techniques (p. ex., ingénierie, conception, fabrication et autres) et de services auxiliaires (p. ex., hôtellerie, logistique, transport et immobilier). Le Nouveau-Brunswick est à la hauteur de la tâche, étant donné qu'il dispose des technologies existantes, des atouts, des infrastructures et du savoir-faire considérables pour alimenter ce marché en pleine expansion. L'énergie est particulièrement visée comme une des priorités de la Stratégie de croissance de Saint John élaborée par Entreprise Saint John (Chambre de commerce de Saint John 2005). L'aménagement d'une nouvelle raffinerie et des infrastructures associées à Saint John soutiendra cette élaboration.

Surtout, comme mentionné dans la Section 1.2, le Projet contribuera aux objectifs d'autosuffisance et de durabilité du gouvernement du Nouveau-Brunswick par la création d'emplois, de revenus et de revenus d'impôt, et il augmentera le produit intérieur brut de la province pendant la construction et l'exploitation.

En résumé, le Projet assurera les infrastructures de raffinage actuelles et à venir dans la région, contribuera à la prospérité économique de la province et la maintiendra, soutiendra le développement et la stabilité supplémentaire du centre énergétique et augmentera l'offre d'essence et de diesel à teneur ultra faible en soufre sur le marché nord-américain. Le Projet, jouant un rôle majeur dans la mise en place d'un centre énergétique au Nouveau-Brunswick, est un élément clé d'un avenir renouvelable et fiscalement stable pour le Nouveau-Brunswick.

2.6 Alternatives au Projet

Le Promoteur a examiné la solution de maintien du statu quo ou le scénario de non réalisation, des sources alternatives d'approvisionnement en énergie et d'autres alternatives au Projet pour satisfaire aux exigences des Instructions finales et du Rapport de suivi d'ÉIE. Ces points sont décrits ci-dessous.

2.6.1 Scénario de non réalisation ou de maintien du statu quo

Les Instructions finales et le Rapport de suivi d'ÉIE exigent que le scénario de non réalisation ou de maintien du statu quo soit analysé. Le scénario de non réalisation consisterait à ne pas construire ou mener à bien le Projet comme conçu à l'origine et décrit dans l'Enregistrement d'ÉIE et la Description du Projet. Il est clair que le scénario de non réalisation n'entraînerait pas d'effet sur l'environnement, qu'il soit positif ou négatif. Étant donné que les effets environnementaux négatifs potentiels du Projet ne sont pas susceptibles d'être importants (Chapitres 7 à 23), et bien que les effets environnementaux positifs soient importants, ces conséquences positives ne seraient pas réalisées. Le Projet est essentiel à la gestion à long terme des risques d'affaires d'Irving Oil. Le défaut de diversifier, de croître et de s'adapter aux stocks de pétrole brut et à la demande de produits changeants pourrait possiblement compromettre la viabilité future de l'entreprise. Ne pas aller de l'avant minerait les efforts de la province en vue de réaliser l'autosuffisance et de créer et développer le centre énergétique.

En tant que tel, le scénario de non réalisation n'est pas une alternative raisonnable ou réalisable pour le Projet et ne sert pas les objectifs du Projet comme décrit dans la Section 2.4, et il n'est pas analysé davantage dans ce Rapport d'ÉIE.

2.6.2 Choix d'emplacement alternatif

Il est concevable que le Projet puisse se situer ailleurs à Saint John Est, à Saint John, au Nouveau-Brunswick ou même ailleurs. Au départ, le Promoteur a concentré ses efforts de choix d'emplacement à Saint John Est pour la réalisation du Projet. Les choix d'emplacement en dehors de Saint John Est n'étaient pas réalisables parce que la raffinerie et les infrastructures associées existantes du Promoteur y sont situées. De nombreuses synergies commerciales entre le Projet et les infrastructures existantes à Saint John ne seraient pas possibles si un autre emplacement était choisi pour le Projet. Si les composantes terrestres du Projet étaient situées à une certaine distance de l'amarrage sur point unique (APU) existant, qui sera utilisé en combinaison avec le terminal maritime du Projet pour décharger du pétrole brut, cela n'améliorerait pas, et affecterait même de manière négative, la faisabilité économique du Projet.

D'autres emplacements à Saint John Est pour y situer le Projet ont été examinés et évalués par Irving Oil à l'aide de travaux de génie de pré-faisabilité. Au départ, trois zones ont été retenues pour l'emplacement du Projet : l'avenue Grandview, près de la raffinerie existante de Saint John, Black Point et Red Head Mountain. Lors de l'analyse de ces sites possibles, les attributs environnementaux, socio-économiques et techniques ont été identifiés, et une analyse a été effectuée sur des photographies aériennes, des cartes topographiques à diverses échelles, des cartes hydrologiques, des cartes de cadastres et de zonage et d'autres données anthropologiques et écologiques afin d'aider à ces sujets. Il a été déterminé que ni le site de l'avenue Grandview, ni celui de Black Point ou de Red Head Mountain, prises individuellement, ne seraient de taille adéquate pour la construction d'une raffinerie ayant une production de 40 000 m³/j. Il n'existe aucun autre site à Saint John répondant aux critères économiques et techniques pour le choix de l'emplacement du Projet.

Étant donné ces arguments, la construction du Projet à d'autres emplacements ne répondrait pas à l'objectif du Projet comme décrit dans la Section 2.4. Par conséquent, d'autres emplacements en dehors de Saint John n'ont pas été analysés davantage dans ce Rapport d'ÉIE.

2.6.3 Sources d'énergie alternative

Certains intervenants ont suggéré de ne pas construire une nouvelle raffinerie de pétrole, et qu'au lieu de cela, le Promoteur devrait plutôt explorer des sources alternatives de production d'énergie. Le public est en général sensible et préoccupé en ce qui concerne le changement climatique et le développement durable. À cela s'attache une demande émergente sur le marché de sources d'énergie alternatives qui n'emploient pas de carburant à base de carbone et qui n'entraînent pas l'émission de gaz à effet de serre. Afin de répondre à cet objectif, le Promoteur explore actuellement les possibilités de production d'énergie marémotrice dans la baie de Fundy et de production d'électricité éolienne dans diverses régions du Nouveau-Brunswick. Ces initiatives ne font toutefois pas partie du Projet Eider Rock.

Comme présenté dans la Section 2.1, il existe toutefois en Amérique du Nord une demande continue et croissante de produits pétroliers sur le marché nord-américain et ailleurs, alors que l'offre de ces produits est limitée ou insuffisante pour satisfaire à cette demande. Bien que les sources d'énergie alternatives, comme l'hydroélectricité et l'électricité éolienne, solaire et marémotrice, jouent un rôle important et croissant dans la satisfaction à une portion de la demande d'énergie du marché, il est très improbable que la demande de produits pétroliers des consommateurs diminue au cours des prochaines décennies. La population nord-américaine continuera à utiliser ces produits durant plusieurs

décennies, comme l'indiquent les prévisions actuelles, et de nouvelles raffineries s'avèreront nécessaires en Amérique du Nord pour satisfaire à cette demande croissante, malgré une orientation croissante vers les sources d'énergie alternatives et l'éconergie. De plus, la tendance croissante de raffinage de pétrole brut plus lourd nécessite des installations conçues de façon à pouvoir raffiner ces pétroles plus lourds. Le Projet est donc positionné de façon idéale pour satisfaire à cette demande et fournir de l'énergie d'une façon qui soit respectueuse de l'environnement.

En tant que tel, alors que des formes alternatives d'énergie peuvent aider à l'approvisionnement d'une portion des besoins en énergie actuels et futurs de la région, elles ne constituent pas une alternative réalisable au Projet, mais complémentent plutôt le Projet par un approvisionnement fiable, diversifié et durable en différentes formes d'énergie du marché nord-américain oriental. À la lumière de ce renseignement, l'approvisionnement en énergie alternative ne sera pas analysé davantage dans ce Rapport d'ÉIE.

2.6.4 Autres alternatives au Projet

Aucune autre alternative au Projet n'est étudiée, étant donné que celles-ci ne serviraient pas l'objectif du Projet, tel que décrit dans la Section 2.4.

2.7 Moyens alternatifs d'accomplir le Projet

Pendant la phase de conception technique détaillée, un éventail de technologies, de systèmes et de composantes sera évalué en vue de leur utilisation dans le cadre du Projet. En conclusion de ce processus d'évaluation, la meilleure technologie éprouvée disponible qui soit économiquement la plus réalisable pour chaque type d'unité ou activité de traitement sera sélectionnée. Une variété de technologies est disponible pour les diverses composantes du Projet. Toutefois, il est souhaitable de sélectionner les technologies qui optimiseront de façon efficace et efficiente le rendement environnemental et la sécurité à la fois. Les moyens alternatifs d'accomplir le Projet sont décrits avec plus de détail dans les sections 3.2.3 et 3.3.4.

Des conduites souterraines (eau et gaz naturel), des collecteurs pour les oléoducs de surface (reliant le nouveau complexe de raffinerie aux réservoirs de stockage, au terminal maritime et à la raffinerie existante de Saint John), des convoyeurs et un tronçon de voie ferrée seront nécessaires pour soutenir l'exploitation du Projet. De plus, une ligne de transport d'électricité sera vraisemblablement nécessaire pour fournir aux besoins d'électricité du Projet.

Les exigences particulières pour les emprises de cette infrastructure ont été établies et évaluées sur une base préliminaire dans le cadre de l'étude de sélection des couloirs des installations linéaires. Un couloir général (Zone d'évaluation des couloirs des installations linéaires) a été initialement établi pour ces éléments entre le Projet et la raffinerie existante de Saint John. Diverses options de tracé ont été évaluées en fonction des contraintes environnementales, techniques et sociales, et en tenant compte des commentaires du public. Un couloir préféré et des couloirs alternatifs qui sont techniquement et économiquement réalisables ont été identifiés au cours de l'étude. Des renseignements supplémentaires sur le processus de sélection du tracé, les contraintes et l'analyse des alternatives seront fournis dans la Section 3.5.6.

2.8 Calendrier du Projet

Lorsque le Projet a été initialement proposé par le Promoteur, il était prévu que la construction du Projet soit réalisée sur une période de 4 à 5 ans, débutant en 2010 et l'exploitation commerciale commençant en 2015. Le calendrier préliminaire général du Projet, tel qu'il était planifié à l'origine, se résume comme suit.

- Évaluation environnementale : du premier trimestre de 2007 au deuxième trimestre de 2009.
- Conception technique : du premier trimestre de 2007 au quatrième trimestre de 2011.
- Préparation de site et préconstruction : du troisième trimestre de 2010 au quatrième trimestre de 2011.
- Construction : du deuxième trimestre de 2011 au deuxième trimestre de 2015.
- Mise en service : du troisième trimestre de 2013 au deuxième trimestre de 2015.
- Exploitation : début au deuxième trimestre de 2015.

À la suite du ralentissement économique récent et des défis en matière de disponibilité de la main-d'œuvre, le Promoteur a réévalué la progression et la séquence de la construction et de l'exploitation du Projet. Le Chapitre 15 de ce Rapport d'ÉIE discute des défis de garantir la population active requise pour la construction du Projet. Le Chapitre 16 présente la demande accrue possible de travaux publics et d'infrastructures (p. ex., logements, services sociaux) et les défis qui s'y rattachent. Le Promoteur a ainsi proposé un rythme et une séquence de construction et d'exploitation comportant deux phases pour le Projet, discutés ci-dessous. Le calendrier révisé du Projet réduira l'ampleur des préoccupations sociales possibles que le calendrier original du Projet aurait pu entraîner et étendra les avantages économiques du Projet à la région de Saint John.

L'évaluation de l'impact sur l'environnement du Projet a commencé en janvier 2007 par la soumission de l'enregistrement d'ÉIE et de la description du Projet aux autorités réglementaires. Il est prévu que l'ÉIE/ÉE soit achevée milieu ou fin 2009 conformément aux hypothèses actuelles et conditionnellement à l'approbation réglementaire au plus tard à cette période. Par prudence, il a été supposé que les travaux d'ÉIE/ÉE soient accomplis au troisième trimestre de 2009.

Il est proposé que le Projet soit construit en deux phases sur une période d'environ 6 à 8 ans. Le calendrier général mis à jour du Projet, y compris un rythme et une séquence de construction à deux phases pour le Projet, est illustré dans la figure 2.2.

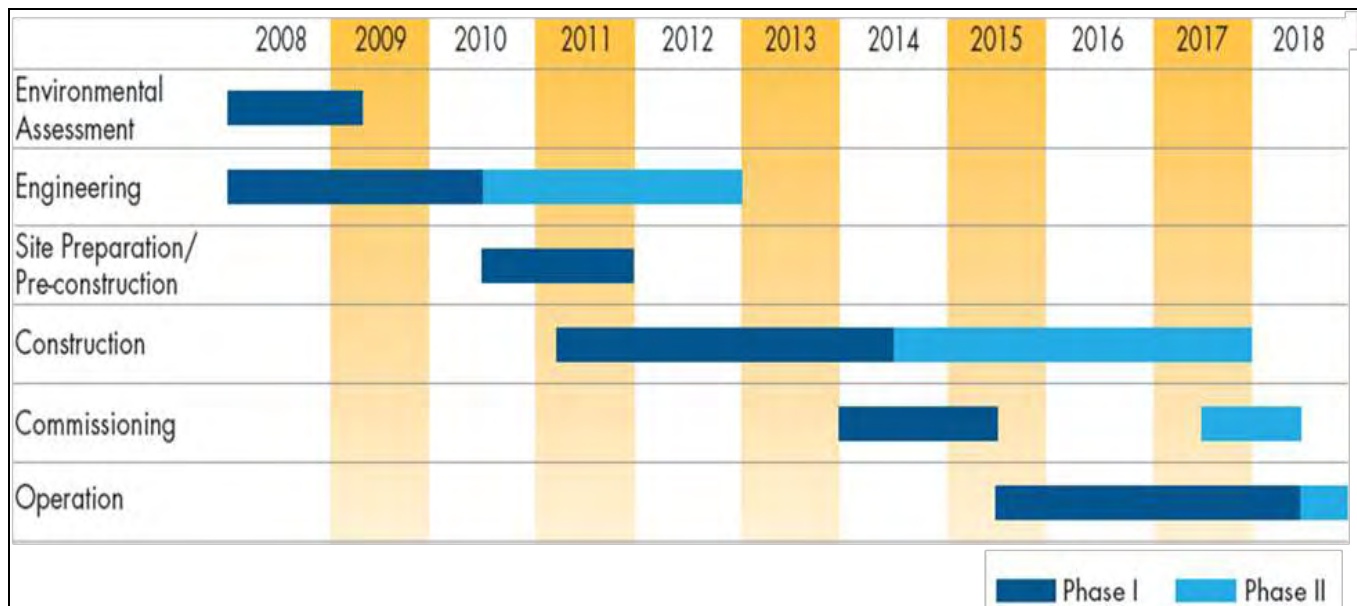


Figure 2.2 Calendrier général du Projet

Comme prévu par le calendrier d'origine, la préparation du site et les travaux préalables à la construction commenceraient en 2010. La construction et l'exploitation des deux phases du Projet se chevaucheraient éventuellement, et la première phase serait construite et fonctionnelle en 2015 alors que la construction de la deuxième phase débuterait en 2014. La mise en service de la phase 2 serait effectuée entre milieu 2017 et milieu 2018, alors que l'exploitation commerciale de la phase 2 commencerait.

Les détails spécifiques des activités du Projet qui seraient entreprises pendant la phase 1 ou la phase 2, ainsi que les composantes qui seraient construites pendant chaque phase, sont actuellement évalués par le Promoteur et son équipe de conception technique pour arriver à la configuration la plus raisonnable, efficace et réalisable de chaque phase du Projet. Même si les détails spécifiques des composantes qui seraient construites et exploitées dans chaque phase ne sont actuellement pas connus, le résultat final général lors de l'achèvement de la phase 2 sera le Projet entier comme il est décrit dans son ensemble dans le Chapitre 3 de ce Rapport d'ÉIE. Le Promoteur garantira que chaque phase est menée avec une adhérence stricte aux engagements du Projet discutés dans la Section 2.3 ci-dessus, y compris l'assurance que le Projet sera construit et exploité de manière sécuritaire, fiable, environnementalement saine et novatrice.

Comme mentionné ci-dessus, échelonner le rythme et la séquence des activités de construction sur une plus longue période permet d'accomplir plusieurs objectifs et résultats importants qui agissent par soi et efficacement comme une atténuation des effets environnementaux négatifs possibles du Projet. Le fait d'échelonner le rythme et la séquence de construction permet que des avantages économiques, des dépenses liées à la construction et des retombées économiques du Projet soient réalisés dans la région sur une période plus longue, créant ainsi une économie locale plus durable et réduisant le potentiel d'expansion-contraction qui pourrait autrement se produire. Le potentiel de pénurie de main-d'œuvre et de professionnels qualifiés dans la région est réduit par la réalisation des activités de construction sur une plus longue période, réduisant ainsi la demande maximale de travailleurs de construction. De même, les effets environnementaux négatifs possibles sur les travaux publics et l'infrastructure publique qui pourraient se produire, comme les pénuries de logements possibles et l'augmentation de la demande de services sociaux et d'urgence, seraient également atténués par

l'échelonnement. Les exigences maximales de la circulation vers et en provenance du chantier du Projet seraient également réduites, atténuant ainsi les effets environnementaux potentiels sur le niveau de service de l'infrastructure routière et de la circulation. Avant tout, l'échelonnement tient compte d'un contrôle efficace et durable des coûts associés au Projet, rendant le contrôle des dépenses rattachées au Projet plus facile et tenant compte de l'exploitation de la phase 1 pour produire des revenus qui pourraient être utilisés pour compenser pour les coûts de réalisation de la phase 2. Ainsi, exécuter le rythme et la séquence des activités de construction en deux phases séparées sert de mesure d'atténuation importante pour réduire les effets environnementaux du Projet dans son ensemble.

Dans ce Rapport d'ÉIE, les effets environnementaux du Projet dans son ensemble (c.-à-d., sans prendre en compte l'échelonnement du rythme et de la séquence de la construction et de l'exploitation) seront évalués, comme moyen d'assurer que l'évaluation des effets sur l'environnement soit aussi prudente que possible. La réalisation du rythme et de la séquence de construction et d'exploitation en deux phases séparées n'est par conséquent pas traitée en détail dans ce Rapport d'ÉIE, sauf en ce qui concerne sa pertinence en tant que mesure d'atténuation générale des effets environnementaux qui pourraient autrement résulter du Projet réalisé dans son ensemble.

2.9 Gestion de l'environnement

Une variété de politiques, de procédures et de systèmes de gestion de l'environnement sera élaborée pour le Projet. Ces éléments sont décrits de manière générale dans les sections suivantes.

2.9.1 Système de santé, de sécurité et de gestion de l'environnement

Un système de santé, de sécurité et de gestion de l'environnement (SSE) sera élaboré et mis en œuvre dans le cadre de l'exploitation du Projet. Des éléments du système seront en place pendant la construction (p. ex., plan d'urgence et de protection de l'environnement). Irving Oil procédera périodiquement à une vérification de ces pratiques de SSE et, au besoin, le groupe de vérification interne fera appel aux services d'experts tiers pour l'aider avec ses engagements en matière de vérification. Les rapports de vérification seront distribués aux gestionnaires et aux cadres de la direction pour analyse et prise de décision. Pour terminer, tous les rapports de vérification seront soumis à un suivi de routine pour s'assurer que les recommandations, y compris toutes les recommandations visant l'amélioration de processus qui sont requises, sont abordées de façon adéquate en temps opportun.

La santé et la sécurité des employés du Projet, des entrepreneurs et du public sont de la plus grande importance pour le Promoteur, tout comme l'engagement à réduire les effets sur l'environnement. Ainsi, le groupe de conception-achat-construction (CAC) du Promoteur adoptera une approche dynamique pour maintenir un environnement de travail sécuritaire, et il maintiendra un système pour gérer les effets de la construction et de l'exploitation sur l'environnement. Toutes les décisions d'approvisionnement (p. ex., embaucher des entrepreneurs) du Projet seront prises conformément au système de gestion SSE.

La raffinerie sera équipée d'un système de surveillance vidéo, ce qui permettra aux services de sécurité de surveiller les installations de façon continue. Une clôture périphérique et un poste de garde seront construits pour contrôler l'accès au site.

2.9.2 Codes de conception de bâtiment

Les codes et les normes particuliers dans le Code national du bâtiment du Canada, l'Association canadienne de normalisation (CSA) et les lois et règlements de la province du Nouveau-Brunswick, entre autres, abordent les enjeux particuliers liés aux activités environnementales décrites ci-dessous. Ces codes ou normes peuvent comprendre, sans s'y limiter, ceux résumés dans le tableau 2.1. Il est à noter qu'il ne s'agit pas d'une liste complète et elle est fournie à titre indicatif seulement. L'équipe de conception identifiera et suivra tous les codes applicables.

Tableau 2.1 Codes et normes sélectionnés pouvant être applicables au Projet

Code ou norme	Titre
Conseil national de recherches du Canada	
CNBC 2005	Code national du bâtiment du Canada 2005
CNPI 2005	Code national de prévention des incendies 2005
Association canadienne de normalisation	
CSA-A23.3	Conception des structures de béton
CAN/CSA-A23.1/A23.2	Béton : constituants et exécution des travaux / Méthodes d'essai et pratiques normalisées pour le béton
CAN/CSA-S16-01	Règles de calcul aux états limites des charpentes en acier
CAN/CSA-S136	Spécifications nord-américaines pour le calcul des membres de charpente en acier pliés à froid
CAN/CSA-G40.20/G40.21	Exigences générales relatives à l'acier de construction laminé ou soudé / Acier de construction
CSA-W59	Construction soudée en aluminium (soudage à l'arc)
Société américaine de l'essai et des matériaux	
ASTM A36/A36M	Spécification standard pour l'acier de construction au carbone
ASTM A193/A193M	Spécification standard pour les matériaux de boulonnage en acier allié et en acier inoxydable pour application de haute température ou de haute pression, et autres applications particulières
ASTM A307	Spécification standard pour les boulons et goujons en acier de carbone, résistance à la traction de 60 000 lb/po ²
ASTM A325	Spécification standard pour boulons, acier de carbone, traités à chaud, résistance à la traction de 120/105 ksi
ASTM A500	Spécification standard pour la construction de tubes structuraux pliés à froid, soudés et sans soudure en acier de carbone, de différentes formes
ASTM A563	Spécification standard pour les écrous en acier de carbone et en acier allié
ASTM A572	Spécification standard pour l'acier de charpente de vanadium de Colombie de haute résistance faiblement allié
ASTM A992	Spécification standard pour le profilé d'acier de charpente
ASTM F436	Spécification standard pour les rondelles en acier trempé
Institut américain du pétrole	
Norme API 650	Réservoirs en acier soudé pour le stockage de pétrole
Pratique recommandée 540 de l'API (API RP 540)	Installations électriques dans les usines de traitement de pétrole
Institut américain du béton	
ACI 306.1	Spécification standard pour le bétonnage par temps froid
Autres	
Code des règlements fédéraux	Normes de sécurité des voies
POC	Lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche canadiennes

Tableau 2.1 Codes et normes sélectionnés pouvant être applicables au Projet

Code ou norme	Titre
Environnement Canada PN1326	Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicable aux systèmes de stockage hors sol et souterrains de produits pétroliers et de produits apparentés
Commission Internationale de l'Éclairage	Guide sur la limitation des effets de la lumière obstructive d'installations d'éclairage de plein air
Transport Canada TP 743 E	Processus d'évaluation TERMPOL 2001, Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement
National Fire Prevention Association (NFPA) 30	Code des liquides inflammables et combustibles
National Fire Prevention Association (NFPA) 58	Code du gaz de pétrole liquéfié
National Fire Prevention Association (NFPA) 59	Code des usines de gaz de pétrole liquéfié canalisé

Le Projet sera construit de façon à satisfaire à tous les codes et normes applicables de construction, de sécurité et d'industrie. La conception technique du Projet prendra en considération et incorporera les changements futurs possibles au niveau des forces de la nature qui pourraient affecter son exploitation ou son intégrité (p. ex., changement climatique), et toutes les composantes et infrastructures du Projet seront conçues et construites de façon à ce qu'elles s'adaptent ou résistent à ces effets. Les composantes des installations seront conçues de façon à respecter le Code national du bâtiment en ce qui concerne le vent, la neige, les précipitations extrêmes et les autres variables météorologiques. Le Projet sera également conçu en tenant compte des événements sismiques conformément aux exigences de la norme NFPA 59. En cas d'événement sismique, l'installation cessera vraisemblablement toute activité et les dommages seront vérifiés.

2.9.3 Procédures opérationnelles normalisées (mise en service, exploitation et entretien)

Les procédures opérationnelles normalisées pour la mise en service, l'exploitation et l'entretien seront détaillées dans des manuels qui seront élaborés au préalable pour chaque phase respective du Projet. Les manuels seront basés sur les systèmes particuliers fournis par les fabricants sélectionnés des composantes de système. Le manuel sera utilisé de manière extensive comme source de renseignements sur les procédés dans le cadre de l'exploitation et de la formation.

Les manuels présenteront les rôles et les responsabilités des opérateurs et du reste du personnel, ainsi que les diverses procédures requises pendant l'exploitation normale et les situations d'urgence. Tous les employés et opérateurs recevront une formation complète sur les procédures opérationnelles normalisées et les procédures d'intervention d'urgence afin de garantir l'exploitation sécuritaire et fiable du Projet.

2.9.3.1 Manuel de formation

Le manuel de formation de la raffinerie contiendra une description du programme de formation et les exigences, à remettre à chaque opérateur de l'installation, et il sera utilisé conjointement avec d'autres manuels, dont :

- Manuel de mise en service;
- Manuel d'exploitation; et

- Manuel d'entretien.

Le manuel d'exploitation, en particulier, sera utilisé de manière extensive comme source de renseignements sur les procédés devant être présentés lors de la formation.

2.9.4 Sensibilisation du public et communication

Le Promoteur s'engage à communiquer de façon ouverte et directe avec le public. À cette fin, un éventail de méthodes de communication sera continuellement implanté pendant toutes les phases du Projet afin de garantir la sensibilisation du public, et pour que tous les membres de la communauté et tous les intervenants puissent aisément communiquer avec l'équipe du Projet.

Un Comité de liaison avec la communauté sera mis sur pied pendant la construction; il se réunira régulièrement dans le secteur. Ce comité offrira un forum pour les membres intéressés de la communauté et les voisins du Projet pour recueillir des renseignements sur les activités du Projet, ainsi que pour discuter avec les membres de l'équipe du Projet et partager tous commentaires et inquiétudes avec eux.

Les jalons, événements et activités importants du Projet seront communiqués aux médias d'information pour diffusion générale. Le Promoteur s'efforcera également à répondre aux demandes de renseignements des médias et aux demandes d'entretien.

Un bulletin d'information communautaire sera régulièrement distribué aux voisins du Projet et aux membres intéressés de la communauté. Ce bulletin d'information offrira des renseignements sur les événements à venir dans le cadre du Projet, les activités du Projet et d'autres renseignements d'intérêt.

Chaque année, le Promoteur organisera une session d'information, lors de laquelle les intervenants, les voisins et les autres membres du public pourront obtenir des renseignements sur le Projet et rencontrer les membres de l'équipe du Projet pour leur poser des questions. Cette session d'information annuelle sera annoncée aux médias locaux ainsi que dans le bulletin d'information communautaire.

Le Promoteur dispose actuellement d'une ligne téléphonique sans frais d'information pour la raffinerie existante de Saint John et pour le Projet Eider Rock (1-888-525-1777). Une adresse de courriel (eiderrock@irvingoil.com) a également été mise en service pour le Projet. Durant la construction, ces coordonnées seront maintenues et utilisées comme forum pour le public afin qu'il puisse communiquer à l'équipe du Projet les questions, commentaires et préoccupations qu'il pourrait avoir.

2.9.5 Plan de protection de l'environnement pendant la construction

Un Plan de protection de l'environnement (PPE) sera élaboré pour orienter la construction du Projet, conformément aux lois et aux règlements fédéraux et provinciaux de protection de l'environnement. Le PPE sera soumis à l'examen des organismes de réglementation pertinents. En plus de référencer les aspects cruciaux des mesures d'atténuation, le PPE définirait toutes les mesures de protection de l'environnement, d'atténuation et d'intervention à utiliser pendant la construction.

Le PPE sera conçu de sorte à être un document spécifique au site et utilisable sur le terrain qui contiendra les renseignements suivants :

- Les responsabilités d'Irving Oil, des entrepreneurs et de tout le personnel sur le site;

- L'objectif, l'organisation et la mise à jour du PPE, y compris les entrepreneurs et les sous-traitants;
- Les mesures d'atténuation particulières à mettre en place pendant les activités de construction régulières et uniques (p. ex., incendies);
- Les plans d'urgence à suivre en cas d'événement accidentel pendant la construction (p. ex., intervention en cas de déversement, défaillance de la réduction de l'érosion et de la sédimentation, découverte d'une ressource archéologique); et
- Une liste des permis, approbations et autorisations et du personnel essentiel à contacter en cas d'urgence.

Un PPE sera élaboré avant le début de la construction, et il sera soumis à l'examen des organismes de réglementation pertinents.

La formation de sensibilisation à l'environnement à l'intention des employés sera exigée et documentée dans le PPE. La formation de sensibilisation à l'environnement des employés sera élaborée par le Promoteur. La totalité des employés, du personnel du site, des entrepreneurs et des sous-traitants recevra une formation adéquate en fonction de leurs tâches et de leurs responsabilités. La formation de sensibilisation sera dispensée avant le début des travaux et sera évaluée et mise à jour au besoin suite aux diverses évaluations du rendement et procédures d'activité.

2.9.6 Plan d'intervention d'urgence pour l'exploitation

Un plan d'intervention d'urgence (PIU) détaillé sera élaboré pour le Projet, suite à la consultation du Service d'incendie de Saint John, de l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick (OMU NB), de l'Organisation des mesures d'urgence de Saint John (OMU SJ), du Ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick (ME NB), d'Environnement Canada et du bureau provincial du prévôt des incendies.

Le PIU est partie intégrante de l'exploitation de l'installation. L'objectif du PIU est de documenter les procédures à suivre en cas d'urgence. Les urgences impliquant des matières dangereuses sur le site peuvent se produire en lien avec le matériel de fabrication, les matières entreposées ou lors de la manutention ou du transport. Les objectifs du PIU sont d'établir, de documenter et de communiquer les procédures d'intervention d'urgence qui visent à protéger la santé humaine, l'environnement et l'installation. Le PIU comprendrait une liste de personnes-ressource et leurs coordonnées, un résumé des exigences de déclaration et un inventaire des trousseaux de nettoyage de déversement et du matériel de sécurité. Le PIU sera élaboré conformément aux exigences du *Règlement sur les urgences environnementales* du gouvernement fédéral, en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, ainsi qu'aux autres exigences qui peuvent s'appliquer.

Au minimum, le PIU incorporera des procédures d'intervention d'urgence, des plans d'urgence, la surveillance, le nettoyage et des exigences en matière de signalement des perturbations du traitement, des déversements et d'autres accidents, défaillances et les événements imprévus sur le site.

2.9.7 Plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures

Le terminal maritime à construire dans le cadre du Projet sera désigné comme étant une « installation de manutention d'hydrocarbures » en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada, 2001*. Étant donné l'expérience extensive du Promoteur en matière d'exploitation de terminal maritime à Canaport et la présence de personnel d'intervention en cas de déversement pleinement équipé, formé et

disponible sur terre (par le biais de ressources internes et externes) et dans le milieu marin (par le biais de l'équipe ALERT), l'élaboration d'un plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures détaillé n'est pas requise ou faisable à cette étape de planification préliminaire du Projet. Toutefois, avant l'exploitation du Projet, au besoin, un « plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures dans une installation de manutention d'hydrocarbures » sera préparé.

Le plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures dans une installation de manutention d'hydrocarbures du Projet sera élaboré afin de satisfaire aux exigences de la section 168 de la *Loi sur la marine marchande du Canada, 2001*, et conformément aux exigences des règlements. Le plan abordera des enjeux comme les ressources, les déplacements, la santé et la sécurité, la formation et les exercices, ainsi que les stratégies d'intervention. Le plan sera conforme à la *Loi sur la marine marchande du Canada, 2001*, et il est analysé par Transport Canada à chaque demande de renouvellement d'accréditation.

ALERT Inc., établi à Saint John, au Nouveau-Brunswick, est un organisme d'intervention agréé par Transport Canada dans la baie de Fundy. ALERT offre des services d'intervention contre les déversements d'hydrocarbures dans l'eau, par le biais d'un personnel dévoué, d'intervenants internes formés et d'entrepreneurs formés. ALERT offre du perfectionnement à tout le personnel régulier et à contrat. ALERT effectue des exercices comme cela est exigé par la *Loi sur la marine marchande du Canada, 2001* avec le personnel d'ALERT et celui d'Irving Oil / Canaport à la fois. Le terminal maritime du Projet sera tenu de conclure un accord avec ALERT Inc. et un service semblable sera fourni.

2.9.7.1 Stratégies d'intervention générales

Pour les déversements dans le port, une capacité d'intervention immédiate et dynamique dans l'eau sera en place. Le type d'intervention sera régi par la nature de l'incident ainsi que par les conditions météorologiques et marines au moment du déversement. Le matériel de confinement et de récupération servant à l'intervention en cas de déversements mineurs et moyens sera entreposé dans la zone du terminal maritime ainsi que chez ALERT Inc., de façon à pouvoir le déployer rapidement en cas de déversement. Le moyen le plus efficace d'intervenir en cas de déversement d'hydrocarbures dans l'eau est de confiner le déversement d'abord et récupérer le produit déversé ensuite. La stratégie d'intervention comprendra vraisemblablement les éléments suivants :

- Les activités liées aux mouvements des navires et au transfert de la cargaison seront surveillées de façon à ce qu'une intervention immédiate puisse être initiée en cas de déversement.
- Le matériel de confinement sera installé au préalable dans le terminal maritime pour faciliter une intervention rapide.
- Suite à la découverte ou le signalement d'un déversement, une stratégie d'intervention sera élaborée et exécutée selon les conditions éoliennes et marines réelles au moment du déversement.
- En cas de déversement, des barrages flottants seront rapidement déployés pour encercler le déversement et un plan de récupération sera mis en œuvre.
- Pour les hydrocarbures échappant au barrage, les mouvements de la nappe seraient surveillés et modélisés pour élaborer une stratégie d'intervention, une procédure de confinement et une procédure de récupération ultérieure adéquates. Une telle récupération se ferait soit sur l'eau, soit sur la côte, voire les deux.

Pour les déversements plus importants dans le terminal maritime, ou pour ceux pouvant résulter d'un incident impliquant un navire-citerne hors du terminal maritime, l'intervention nécessitera le déploiement de ressources supplémentaires, comme prescrit par les normes de planification décrites dans les sections 168 et 169 de la *Loi sur la marine marchande du Canada, 2001*. Ces normes exigent une capacité d'intervention hiérarchisée de la part d'un organisme d'intervention agréé par Transport Canada. Le volume de pétrole manutentionné à la raffinerie entraînera la classification de l'endroit comme secteur primaire d'intervention. Les normes de délai d'intervention seront donc :

- Capacité d'intervention de 150 tonnes (t) : en 6 heures (h), matériel à déployer sur le site;
- Capacité d'intervention de 1 000 t : en 12 heures;
- Capacité d'intervention de 2 500 t : en 18 heures; et
- Capacité d'intervention de 10 000 t : en 72 heures.

2.9.7.2 Exigences relatives au matériel d'intervention en cas de déversement

La désignation d'installation de manutention de pétrole en vertu de la *Loi sur la marine marchande du Canada, 2001* soumet l'exploitant d'un terminal maritime visé par cette désignation à plusieurs exigences de planification. Tout d'abord, l'exploitant devra avoir un plan d'urgence. Les lignes directrices pour les installations de manutention d'hydrocarbures précisent également la tenue d'un inventaire de matériel adéquat pour la taille de l'installation. D'après une cadence maximale de transfert prévue de 9 200 m³/h (58 000 b/h) pour le Projet, le Projet sera vraisemblablement classifié comme installation de niveau 4, et il sera par conséquent tenu de prévoir un déversement de 50 m³ pour les fins de la planification.

La modélisation du comportement des déversements pour cette taille de déversement indique une largeur de nappe initiale (d'huile lourde) de 31 m. En fonction de cette donnée, et selon les normes de planification pour cette taille de déversement, la quantité raisonnable de barrage flottant pour le confinement initial du déversement serait 500 m de barrage de 61 cm. L'inventaire de base du matériel de l'installation devrait comprendre :

- 500 m de barrage flottant protégé pour le confinement de l'eau;
- De petits bâtiments de travail pour déployer et mettre en place le barrage;
- Un écrémeur qui convient pour la récupération de pétrole frais et désagrégé;
- Un réservoir de stockage temporaire ainsi qu'une pompe et un flexible pour transférer le produit récupéré dans un réservoir de stockage terrestre; et
- Un barrage et des tampons absorbants pour la récupération de traces et de faibles concentrations de pétrole.

2.9.7.2.1 Simulations de gestion des déversements

Les simulations de gestion des déversements sont utilisées pour pratiquer les aspects de gestion importants d'une intervention en cas de déversement. Les participants de ces exercices devraient comprendre la direction et le personnel du terminal, le responsable des déversements de l'organisme d'intervention et le personnel du centre de commande (planification, opérations, logistique et finance), les surveillants sur le terrain et les intervenants. Les points d'intérêt à couvrir lors de la simulation comprennent l'évaluation du déversement, la mobilisation des ressources et les opérations.

Les simulations de gestion des déversements sont conçues avec l'aide de l'organisme d'intervention. Les objectifs des exercices et de la formation sont de s'assurer qu'un niveau élevé de préparation soit maintenu par le personnel régulier et à contrat, et que l'équipement soit déployé pour en démontrer l'utilisation.

2.9.7.2.2 Exercices d'intervention opérationnelle

Les exercices d'intervention opérationnelle sont utilisés pour pratiquer les contre-mesures, les stratégies et les techniques. Ils auront lieu régulièrement et impliqueront tout le personnel d'opérations. Les sujets couverts comprennent :

- Actions initiales à la source;
- Communications;
- Exercices de repérage des déversements;
- Confinement et récupération en milieu littoral; et
- Protection et confinement de la côte.

Pour le Projet, l'effort d'intervention active principal sera une intervention de confinement et de récupération de pétrole ayant pu être déversé à l'installation de chargement ou à sa proximité. Cela peut impliquer le déploiement d'un barrage flottant pour confiner le pétrole déversé, le déploiement et l'utilisation d'un écrémeur pour récupérer le pétrole, le déploiement d'un réservoir de stockage temporaire et l'utilisation de pompes et de flexibles pour transférer le pétrole dans les réservoirs de stockage en vue de le récupérer ou de l'éliminer. Des exercices seront vraisemblablement pratiqués au moins une fois par an, afin de pratiquer le déploiement de barrage flottant, pour s'assurer que le personnel est familiarisé avec les procédures et que le matériel est prêt pour l'utilisation.

2.9.8 Exploitation du terminal maritime

Le terminal maritime élaborera des procédures de sécurité et des plans d'urgence pour réduire les risques d'accident ou d'événement imprévu durant la durée de vie de l'installation. Le processus d'évaluation TERMPOL et le manuel de terminal maritime décrits ci-dessous contribueront à l'exploitation sécuritaire du terminal maritime.

2.9.8.1 Processus d'évaluation TERMPOL

Le Promoteur s'est engagé à compléter un processus d'évaluation TERMPOL suite à l'achèvement de l'ÉIE du Projet. TERMPOL est un processus régi par Transport Canada pour évaluer la sécurité opérationnelle des navires, la sécurité des itinéraires et les préoccupations relatives à la gestion et à l'environnement en ce qui a trait à l'emplacement, à la construction et à l'exploitation d'un terminal maritime qui traite des produits pétroliers en vrac, ainsi que d'autres préoccupations.

De manière générale, la justification du processus d'évaluation TERMPOL est d'analyser les effets environnementaux potentiels de l'activité de navigation liée au Projet, des risques associés à l'itinéraire proposé, de la sécurité des navires lors de la navigation, du niveau de service nécessaire pour faciliter la navigation sécuritaire, des conceptions de navire, de la prévention de la pollution et de la planification d'urgence.

L'accostage et le désarrimage des navires au terminal maritime nécessiteront des remorqueurs et l'élaboration de procédures de navigation adaptées. Ces activités seront incluses dans le processus d'évaluation TERMPOLE.

2.9.8.2 Manuel de terminal maritime

Le manuel du terminal maritime serait élaboré pour aborder les exigences et les activités particulières du terminal maritime conformément à la législation fédérale et provinciale ainsi qu'aux politiques du Promoteur. Il sera élaboré conjointement avec le processus d'évaluation TERMPOLE.

L'ébauche du manuel de terminal maritime serait fournie à Transport Canada pour analyse et approbation. Le manuel sera élaboré avec l'aide des intervenants clés comme la Garde côtière canadienne, l'Administration de pilotage de l'Atlantique, Transport Canada et l'Administration portuaire de Saint John.

2.9.9 Plan de gestion des gaz à effet de serre (GES)

Le Projet entraînera des émissions de GES provenant des installations de la raffinerie; ces émissions seront conformes aux politiques et aux règlements fédéraux et provinciaux. L'objectif du Projet est d'être parmi les meilleurs de sa catégorie dans ce secteur d'industrie. Toutefois, si le Projet est construit d'une manière semblable à la conception de la dernière raffinerie construite en Amérique du Nord, son volume d'émissions de GES serait effectivement « d'une intensité ou d'un volume moyen ou élevé » (ACÉE 2003) qui devrait être analysé à travers une analyse détaillée des émissions possibles du Projet et à l'aide de moyens entrepris pour réduire ces émissions et gérer celles qui restent.

Comme l'exige l'ACÉE (2003), le Promoteur élaborera un plan de gestion des GES pour la raffinerie. Il devrait être reconnu, toutefois, que la conception technique est à un stade préliminaire, et bien qu'elle évolue, elle continuera à évoluer pour quelque temps. La conception finale, y compris les unités spécifiques qui seront construites et leurs émissions de GES résultantes, sera disponible seulement une fois que les organismes de délivrance d'autorisation auront été sélectionnés et que les unités spécifiques auront été conçues, à un moment ultérieur avant ou pendant la construction du Projet. Dès que les technologies sélectionnées et les émissions associées sont connues, le plan de gestion des GES sera développé. Étant donné que le Projet est toujours au début de la phase de conception technique et que, bien plus tard, il reste encore des études techniques et de la planification à compléter, il n'est pas possible d'élaborer le plan de gestion des GES à l'heure actuelle. Le plan, une fois élaboré, sera un document dynamique qui sera continuellement révisé et mis à jour au fur et à mesure que le Projet avance vers la construction et ensuite vers l'exploitation.

Le Promoteur reconnaît que le changement climatique est une préoccupation environnementale sérieuse et mondiale, et qu'il exige une intervention urgente et mondiale. Il existe un consensus scientifique émergent suggérant que les récents changements climatiques sont principalement causés par l'activité humaine, dont les concentrations accrues de dioxyde de carbone et d'autres GES dans l'atmosphère, résultant de l'utilisation de combustible fossile. Le Promoteur reconnaît également que les combustibles fossiles continueront à subvenir à la majeure partie des besoins croissants d'énergie de la planète pour les décennies à venir, et par conséquent, que les entreprises fournissant cette énergie doivent gérer leurs activités de façon à faire avancer l'accomplissement d'un avenir durable. À cette fin, le Projet sera conçu et exploité de façon à :

- Devenir un chef de file en matière de réduction et gestion des émissions de GES parmi les raffineries de sa catégorie; et
- Offrir les carburants les plus propres possibles à partir des pétroles bruts traités.

En particulier, le Projet sera conçu et exploité de façon à :

- Encourager la réduction des émissions de GES au-delà des exigences minimales de toutes les lignes directrices réglementaires, y compris la prise en compte des coûts relatifs au cycle de vie, les options avant la mise en œuvre et l'innovation;
- Respecter ou dépasser tous les règlements, normes et exigences fédéraux et provinciaux, aussi bien ceux en vigueur que ceux à venir;
- Encourager l'amélioration constante de tous les aspects de la raffinerie dans le but de réduire l'intensité des émissions de GES aux niveaux les plus bas possibles en comparaison des raffineries semblables qui traitent du pétrole brut semblable et qui produisent des produits semblables dans un environnement semblable;
- Utiliser des techniques de gestion adaptative afin de permettre de réagir aux initiatives réglementaires à venir de façon souple;
- Incorporer des éléments de façon à ce que le Projet dispose d'options de capture de carbone à l'avenir si une telle technologie devenait techniquement et économiquement réalisable, ce qui permettrait d'anticiper et d'offrir des mesures incitatives pour des améliorations futures au niveau des concepts et des technologies pour la capture de GES;
- Encourager activement et analyser les opportunités novatrices qui n'ont pas trait aux processus pour réduire les émissions de GES du Projet et même au-delà, impliquant les retraits de carbone créés à l'interne et à l'externe résultant de l'utilisation étendue d'énergie alternative et renouvelable, de la séquestration et de projets éconergétiques;
- Favoriser la déclaration transparente au public au-delà du minimum exigé par la réglementation, dont la divulgation des émissions annuelles de GES et des initiatives en matière de GES par rapport au rendement; et
- Utiliser les meilleures technologies éprouvées disponibles sélectionnées parmi les options économiquement réalisables pour gérer les émissions de polluants atmosphériques.

Le Promoteur est dévoué à continuer à élaborer le Plan de gestion de GES pour le Projet. Au fur et à mesure que le Projet est élaboré, le plan le sera également; toutefois, il est anticipé qu'il contienne et qu'il élabore sur tous les éléments décrits ci-dessus.

2.9.10 Programme de surveillance des eaux souterraines

Comme décrit dans le Chapitre 8, un programme de surveillance des eaux souterraines sera élaboré pour les puits d'eau souterraine résidentiels autour des installations terrestres liées au Projet ainsi qu'autour du couloir sélectionné pour les installations linéaires liés au Projet. Le programme de surveillance des eaux souterraines prendra appui sur le prélèvement d'échantillons effectués dans les puits résidentiels en soutien de cette ÉIE pour caractériser les eaux souterraines dans la Zone d'aménagement du projet (ZAP) et la Zone d'évaluation de couloir des installations linéaires, ainsi qu'à proximité de celles-ci. Cela impliquera vraisemblablement le prélèvement d'échantillons et des essais supplémentaires des eaux souterraines de puits résidentiels à des intervalles établis par le plan,

complémentés au besoin par le forage de puits de surveillance des eaux souterraines particuliers et le prélèvement d'échantillons dans ces puits pour le Projet.

Les échantillons d'eau souterraine seront analysés par un laboratoire accrédité pour détecter leur teneur en matières inorganiques et organiques, dont les bactéries. Les résultats analytiques des échantillons prélevés dans les puits résidentiels seront communiqués aux propriétaires de terres respectifs. Le prélèvement d'échantillons initial sera effectué avant le début de la construction, et se poursuivra périodiquement tout au long du Projet.

2.9.11 Plan de gestion de la végétation

Un plan de gestion de la végétation sera élaboré pour le Projet; il contiendra des procédures de maintien de l'accès aux installations au moyen du défrichage et du désherbage. Cela sera particulièrement important pour offrir un accès sécuritaire aux installations linéaires. Le plan détaillera le défrichage nécessaire pour dégager l'accès ainsi que les méthodes à utiliser pour le défrichage et le désherbage. Le Promoteur n'utilisera pas d'herbicide toxique pour la lutte contre la végétation là où des alternatives offrant le même rendement existent. L'enlèvement de la végétation par des méthodes mécaniques (p. ex., tondeuses) sera vraisemblablement la solution privilégiée.

2.9.12 Plan de désaffectation et de cessation d'exploitation

Un plan de désaffectation et de cessation d'exploitation sera élaboré vers la fin de la durée de vie du Projet, pour orienter les activités de désaffectation, de cessation d'exploitation et de fermeture qui peuvent être associées à la fin du cycle de vie du Projet. Des renseignements supplémentaires sur la désaffectation et la cessation d'exploitation sont offerts à la Section 3.2.6.

2.9.13 Initiatives de suivi et de surveillance

Un programme de suivi et de surveillance sera élaboré et mis en œuvre au besoin pendant la construction, l'exploitation, la désaffectation et la cessation d'exploitation. Les recommandations concernant le suivi et la surveillance sont offertes pour chaque composante valorisée de l'environnement à la fin des Chapitres 7 à 21, au besoin.

Le programme de suivi déterminera l'efficacité de l'atténuation et vérifiera l'exactitude de l'évaluation environnementale.

La surveillance impliquera la collecte d'une série de mesures répétées dans le temps, et pourra être catégorisée comme surveillance de la conformité ou suivi des effets sur l'environnement. La surveillance de la conformité sera entreprise par le Promoteur pour s'assurer que les niveaux des paramètres réglementés dans les émissions du Projet sont respectés. Le suivi des effets sur l'environnement, dont celui des accidents environnementaux, sera également mis en œuvre pour confirmer si les mesures d'atténuation visant à diminuer ou à réduire les effets potentiels sur l'environnement sont concluantes.

