

## PROFIL D'INSTALLATION

Irving Oil Refining G.P.  
Raffinerie de Saint John



Préparé par la  
Direction des autorisations  
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick  
Décembre 2019

---

### TABLE DES MATIÈRES

#### CONTEXTE

#### DESCRIPTION DES PROCÉDÉS

#### LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHERIQUE

#### POLLUANTS ATMOSPHERIQUES POSSIBLES

#### EFFETS POSSIBLES DES ÉMISSIONS ATMOSPHERIQUES

#### OBSERVATION ET APPLICATION DES EXIGENCES RELATIVES À LA QUALITÉ DE L'AIR

#### RELATIONS AVEC LE PUBLIC

#### PERSONNES-RESSOURCES

---

## **CONTEXTE**

La raffinerie Irving Oil, construite sur une terre agricole en 1959 dans l'est de Saint John, a officiellement ouvert ses portes le 20 juillet 1960. La raffinerie était conçue au départ pour traiter 38 500 barils de pétrole brut par jour (bpj). Deux nouvelles aires de procédé, construites en 1976, ont fait de cette installation la plus grande raffinerie au Canada avec une capacité nominale de traitement du brut de 266 000 bpj. La raffinerie a continué d'améliorer l'efficacité des unités et des procédés, et elle atteint actuellement un taux de référence de 313 000 barils par jour, offrant un approvisionnement énergétique sûr et fiable aux clients de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis.

En mars 1998, afin de se préparer en vue des exigences pour des combustibles plus propres, de la disponibilité du gaz naturel ainsi que des changements pouvant survenir dans l'approvisionnement en pétrole brut, Irving Oil Refining G.P. (auparavant Irving Oil Limited) a enregistré le projet d'amélioration de la raffinerie (1) en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement* (EIE). Ce projet, que le ministre a autorisé le 13 août 1998 sous réserve de conditions particulières (2), consistait à construire huit nouvelles unités, dont trois destinées à la production de pétrole et cinq au contrôle de l'environnement. Ces unités sont présentées dans les sections consacrées à la description des procédés et à la lutte contre la pollution atmosphérique. À la fin de 2001, toutes les nouvelles unités avaient été mises en service.

La raffinerie d'Irving Oil Refining G.P. produit divers carburants utilisés pour le transport (essence à très faible teneur en soufre, diesel à très faible teneur en soufre, carburant aviation) et combustibles (mazout domestique, kérosène, mazout C). Les autres combustibles et carburants pour les applications de transport et de combustion plus spécialisées comprennent le butane et le propane. Les composants les plus lourds du pétrole brut servent à produire de l'asphalte, qui est vendu pour l'asphaltage.

## **DESCRIPTION DES PROCÉDÉS**

La raffinerie comprend des unités pour la distillation, le craquage, le reformage (réaménagement moléculaire), le traitement de produits, la production de vapeur et d'hydrogène et la récupération du soufre ainsi que des réservoirs pour le mélange et le stockage des produits. Voici de courtes descriptions des opérations de traitement effectuées à la raffinerie.

### **Distillation**

Le raffinage du pétrole brut a pour but de convertir le mélange de divers hydrocarbures pétroliers, présents dans le pétrole brut, en flux de composés les mieux adaptés à l'utilisation et à la commercialisation. Le pétrole brut contient un mélange d'hydrocarbures ayant des compositions chimiques différentes et divers points d'ébullition ainsi que des impuretés comme de la saumure et des composés de soufre et d'azote. Ce

mélange contient une gamme d'hydrocarbures pétroliers allant du plus léger, le méthane, qui est la composante principale du gaz naturel, aux résidus les plus lourds ayant des poids moléculaires élevés, qui sont utilisés dans l'asphalte routier. Entre ces deux extrêmes, il y a une série d'hydrocarbures qui sont séparés pour être utilisés dans l'essence, le carburant aviation, le carburant diesel, le mazout domestique et les mazouts lourds.

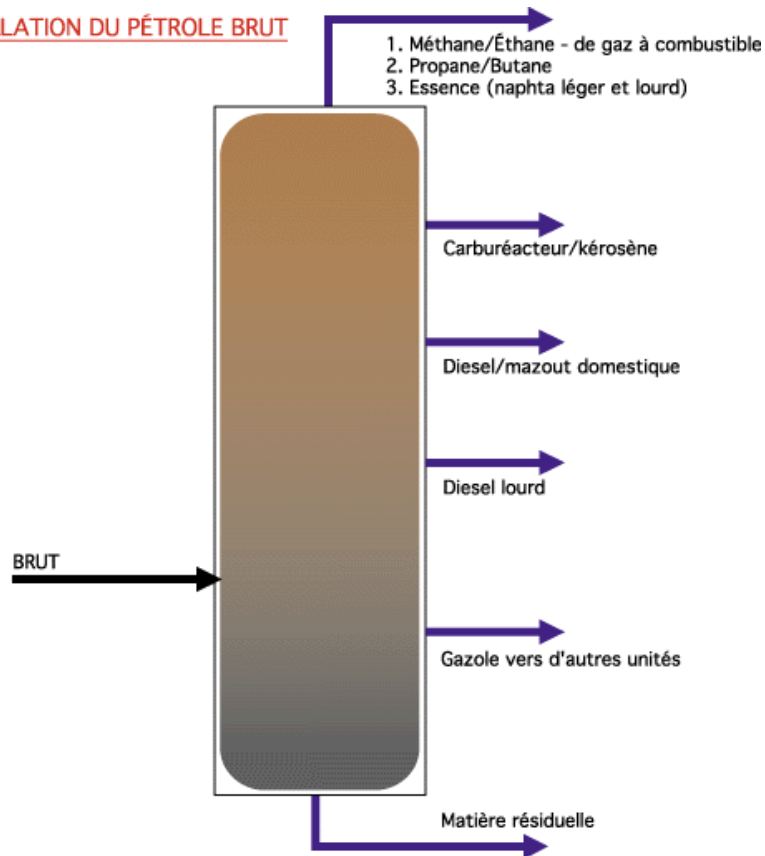
La première étape du raffinage, après l'enlèvement de la saumure, consiste à séparer les hydrocarbures présents dans le pétrole brut en intervalles d'ébullition distincts. Certains produits séparés peuvent être utilisés directement dans les produits vendables, tandis que d'autres doivent être traités davantage afin d'atteindre leur valeur inhérente optimale et pour répondre aux spécifications du produit.

Ce procédé de séparation, connu sous le nom de distillation, a lieu dans une colonne de distillation, comme celle présentée à la figure 1. Le pétrole brut est d'abord chauffé à des températures supérieures à 700 °F, puis acheminé vers la colonne de distillation, qui contient une série de plateaux perforés. En raison des points d'ébullition différents des hydrocarbures, les vapeurs du pétrole brut se condensent sur les plateaux à différents niveaux à l'intérieur de la colonne de distillation. Les hydrocarbures ayant un bas point d'ébullition (produits lourds) se condensent d'abord et sont retirés près du bas de la colonne. À mesure que les vapeurs de pétrole brut montent dans la colonne, des fractions progressivement plus légères se condensent et sont retirées. Les fractions qui ne se condensent pas sont retirées sous forme de gaz au haut de la colonne.

Les fractions lourdes, c'est-à-dire les hydrocarbures trop lourds pour s'évaporer dans la première colonne de distillation, s'accumulent au fond de celle-ci, puis on les retire pour les envoyer vers une deuxième colonne de distillation, qui fonctionne sous vide. Sous vide, les hydrocarbures bouillent à des températures plus basses et les gazoles, qui n'ont pas pu se vaporiser dans la première colonne, montent dans la colonne, puis sont séparés et retirés. Les produits les plus lourds (au fond) sont utilisés pour la production d'asphalte. Le traitement des gazoles séparés se poursuit dans les unités de craquage, comme l'explique la rubrique Craquage.

Figure 1 : Schéma d'une colonne de distillation de pétrole brut

## DISTILLATION DU PÉTROLE BRUT



La raffinerie exploite deux unités de distillation de pétrole brut :

- **Unité de brut n° 3** (146 000 bpj) construite en 1976.
- **Unité de brut n° 4** (155 000 bpj) construite en 1999 et mise en service en 2000.

## Craquage

Après la distillation, les gazoles, qui représentent environ la moitié du brut, sont répartis en masses moléculaires plus petites au cours de procédés qu'on appelle opérations de craquage. Pour le craquage, on a recours à un catalyseur, soit une matière utilisée pour favoriser une réaction, mais qui n'y est pas consommée. Le catalyseur sert à accélérer la réaction ou à permettre à celle-ci de se produire à une température plus basse, ce qui rend le procédé plus efficace du point de vue énergétique. Voici les trois unités de craquage dont dispose la raffinerie :

- **Unité de craquage catalytique fluide résiduaire (UCCFR)** (85 000 bpj) où l'huile résiduelle (huile « résiduelle » d'un poids moléculaire élevé) est craquée et peut être séparée pour former du combustible, du propane, du propylène, du butane, du butylène, de l'essence, du carburant diesel et de l'huile de décantation.
- **Unité de craquage catalytique fluide (UCCF)** (25 000 bpj) où les gazoles sous vide sont craqués et séparés en fractions pour former de l'essence, du diesel et du gaz de pétrole liquéfié (GPL);

- **Viscoréducteur** (20 000 bpj) où les résidus de la colonne sous vide des unités de brut sont craqués à de hautes températures pour produire de l'essence et des carburants diesel.

### Réaménagement moléculaire

Les molécules légères dans les flux de composés d'essence peuvent être réaménagées pour améliorer leurs propriétés en tant que composantes de mélange d'essence. Le reformage est normalement effectué en présence d'hydrogène et d'un catalyseur à des températures pouvant atteindre 1 000 °F.

La raffinerie dispose de cinq de ces unités qui sont utilisées pour des opérations bien spécifiques :

- **Unité Butamer** (13 000 bpj) où le butane normal est converti en isobutène;
- **Deux unités d'alkylation** (8 000 bpj et 10 000 bpj) où l'isobutane d'autres unités est combiné avec un mélange de butane normal et de butylène pour produire de l'alkylat, un constituant de mélange d'essence d'un indice d'octane élevé et d'une teneur en soufre zéro à faible pression de vapeur de haute qualité;
- **Unité de Rheniforming n° 1** (9 000 bpj) et **unité de Rheniforming n° 2** (28 000 bpj) où des bases pour carburant sont reformées pour donner un carburant d'un plus haut indice d'octane.

### Traitement des produits

La majorité des flux de raffinerie sont traités pour enlever les polluants comme le soufre, les acides organiques, les métaux et les surfactants susceptibles de nuire aux moteurs ou à l'environnement. La raffinerie a cinq unités qui sont utilisées pour traiter les flux de produits afin de les débarrasser des polluants :

- **Unité d'hydrorafinage du naphta** (UHN) (44 000 bpj) où le soufre est enlevé complètement du naphta par la réaction avec l'hydrogène en présence d'un catalyseur;
- **Unité d'hydrocraquage** (45 000 bpj), où le diesel lourd et le gasoil léger de craquage catalytique sont désulfurés en présence d'hydrogène et d'un catalyseur, ce qui génère des produits diesel à très faible teneur en soufre;
- **Unité d'hydrodésulfuration** (HDS) (56 000 bpj) où le soufre dans les constituants de mélange de diesel est converti en acide sulfhydrique par la réaction avec de l'hydrogène en présence d'un catalyseur;
- **Systèmes Merox** (44 500 bpj) où les mercaptans, qui sont des composés odorants, sont enlevés de l'essence et des carburants aviation;
- **Unité CD Tech** (58 000 bpj) où des composés de soufre sont enlevés de l'essence du craquage catalytique au cours d'un procédé à deux étapes.

### Production de vapeur

Bon nombre d'unités de transformation contiennent des échangeurs de chaleur pour récupérer la chaleur perdue des flux de procédé. La vapeur, produite dans les chaudières

de la raffinerie et les génératrices de vapeur à récupération de chaleur, est utilisée pour fournir de l'énergie aux turbines et aux éjecteurs, pour chauffer les procédés et les matériaux, et fait partie du processus de raffinage.

La raffinerie compte actuellement quatre chaudières (1, 3, 5 et 6) et deux génératrices de vapeur à récupération de chaleur, qui brûlent du gaz de combustion de raffinerie. Les génératrices de vapeur à récupération de chaleur ont été exploitées comme des unités autonomes jusqu'à la fin de 2004 au moment où les turbines à combustion ont été mises en service dans le cadre du projet de cogénération de Grandview. Les turbines à combustion produisent jusqu'à 90 mégawatts (MW) d'électricité qui sont vendus à Énergie NB, dont une partie (environ 65 MW) est revendue à Irving Oil Refining G.P. pour les besoins de la raffinerie. Les génératrices de vapeur à récupération de chaleur obtiennent une bonne partie de leur apport calorifique de la chaleur résiduelle produite par les turbines à combustion, ce qui augmente considérablement l'efficacité de la production de vapeur.

### **Production d'hydrogène**

L'hydrogène, qui est nécessaire comme produit d'alimentation pour l'unité d'hydrocraquage, les unités d'hydrotraiteurs de naphta et du diesel, est produit dans une usine d'hydrogène où le gaz naturel est principalement utilisé, ainsi que le naphta et le butane, à de hautes températures et pressions et en présence d'un catalyseur, sont convertis en hydrogène et en dioxyde de carbone. L'hydrogène est également produit comme sous-produit du processus de réorganisation moléculaire. Le réaménagement moléculaire produit également de l'hydrogène sous forme de sous-produit lors de ce procédé.

### **Stockage, mélange et expédition**

De 15 à 20 flux de composés différents sont produits par la raffinerie. Ces produits sont stockés dans un parc à réservoirs avant d'être mélangés en proportions adéquates pour produire diverses qualités d'essence, de diesel à faible teneur en soufre, de carburant aviation, de mazout domestique et d'asphalte. Les produits finis sont aussi entreposés dans le parc à réservoirs avant d'être expédiés aux clients par transport routier, ferroviaire et maritime. La zone de stockage dans des réservoirs compte 135 réservoirs où sont entreposés du pétrole brut, des constituants de mélange et des produits finis. Huit réservoirs sphériques et 10 réservoirs cylindriques servent également à entreposer le butane et le propane.

## **LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE**

Étant donné la complexité de la raffinerie, la lutte contre la pollution atmosphérique s'effectue au moyen de diverses techniques, qu'il s'agisse de la conception technique, des technologies de lutte propres à chaque tâche et unité, des stratégies et procédures

d'exploitation et des programmes ayant des objectifs particuliers de réduction des émissions. Ces techniques sont résumées dans les sous-sections suivantes.

### **Combustion des combustibles et lutte contre la pollution**

En général, les cheminées des procédés de combustion ne sont pas munies d'équipement antipollution atmosphérique (bien qu'il y ait des exceptions). Habituellement, la protection de l'environnement est assurée en maximisant la récupération thermique à l'étape de la conception du procédé, par le choix du combustible et du niveau de soufre dans les combustibles, et par l'optimisation des conditions d'exploitation des chaudières. Par exemple, les dispositifs de chauffage pour l'unité de brut n° 4 ont été conçus de façon à être efficaces à plus de 90 % pour ce qui est de l'utilisation de l'énergie, ce qui est censé être 20 % plus éconergétique que les chaudières associées à l'unité de brut n° 1 qu'ils ont remplacées.

### **Récupération du soufre**

Les opérations de traitement de la raffinerie sont conçues, dans la mesure du possible, comme des opérations à cycle fermé. Il y a donc peu d'émissions rejetées dans l'atmosphère. Cette situation s'explique par plusieurs facteurs : sécurité, protection de l'environnement, récupération du produit et aspect économique. Les fractions les plus légères produites par chaque unité de traitement sont débarrassées de leurs composantes commercialisables et des gaz résiduels, appelés gaz sulfureux (en raison de l'acide sulfhydrique qu'ils contiennent) et sont envoyées à l'unité de récupération du soufre utilisant de l'amine où l'acide sulfhydrique est enlevé. Le gaz propre, appelé gaz de raffinerie ou gaz non corrosif, est utilisé dans toute la raffinerie pour chauffer les produits, les émissions étant limitées au minimum.

Le gaz d'acide sulfhydrique récupéré est fourni aux unités de récupération du soufre où le soufre est récupéré pour être vendu aux industries d'engrais et de pâtes et papiers. Une certaine quantité de gaz d'acide sulfhydrique est acheminée vers l'unité de récupération de l'acide sulfurique où elle est convertie en acide sulfurique et utilisée dans le procédé d'alkylation. Environ 99 % du soufre est récupéré au cours de ce procédé, le reste étant émis par les cheminées de l'unité de récupération du soufre sous forme d'anhydride sulfureux.

L'eau est utilisée dans divers procédés à l'intérieur de la raffinerie pour nettoyer et refroidir les flux de produits. L'eau qui entre directement en contact avec les produits pétroliers devient contaminée et est alors traitée en tant que telle dans un système fermé. L'eau sulfurée qui résulte de ces opérations est débarrassée de ses impuretés dans la colonne de désulfuration à la vapeur où l'acide sulfhydrique et l'ammoniac sont enlevés. Les impuretés récupérées, ainsi que l'acide sulfhydrique de l'unité de récupération utilisant de l'amine, sont transférées aux unités de récupération du soufre et le HATGU.

La raffinerie dispose actuellement de :

- deux **unités de récupération du soufre utilisant de l'amine** (taux de recyclage de 2450 mscfh) et deux **colonnes de désulfuration à la vapeur** (7 600 bjp chacune). Chacune de ces deuxièmes unités a été ajoutée lors de la modernisation pour fournir une capacité additionnelle d'extraction du soufre et comme unité d'appoint durant les périodes d'entretien ou autres périodes d'arrêt;
- une **unité de gaz résiduaire** pour enlever le soufre additionnel du gaz résiduaire des unités de récupération du soufre. L'unité d'origine (unité de gaz résiduaire d'acide sulfurique) installée au cours de la mise à niveau n'a pas fonctionné comme prévu si bien que la raffinerie a dû proposer une solution. En 2008, une nouvelle unité a été installée (unité d'hydrogénation amine de gaz résiduaire ou UHAGR). Cette unité effectue la récupération de soufre désirée;
- une **unité de régénération de l'acide sulfurique** pour régénérer le catalyseur d'acide sulfurique usé des usines d'alkylation;
- deux **unités de récupération du soufre** (100 tonnes anglaises par jour chacune).

### **Torches.**

Les unités de traitement sont reliées dans un système qui permet de libérer la pression des chaudières fermées pour l'entretien ou en raison de conditions de perturbation, par exemple après une panne de courant. La pression est libérée en acheminant le produit excédentaire par une canalisation vers l'une des trois torches où les hydrocarbures sont brûlés à une distance sécuritaire des personnes et de l'équipement. Les torches sont dotées d'une technologie sans fumée et d'un matériel de dispersion atmosphérique à l'aide de vapeur. Les becs de torche ont été modernisés en 2004 pour réduire le bruit lorsqu'une quantité supplémentaire de vapeur est dirigée vers les torches. De plus, la torche n° 1 a été améliorée au cours de la période d'entretien en automne 2007. L'utilisation de cette technologie plus récente a permis de réduire les niveaux de bruit.

### **Réduction des émissions de particules de l'unité de craquage catalytique fluide**

Les émissions de particules de l'unité de craquage catalytique fluide sont limitées au minimum par une série de séparateurs cycloniques. Les gaz de combustion du régénérateur du catalyseur passent à travers six séries de cyclones primaires et secondaires où les forces centrifuges déplacent vers la surface extérieure des cyclones les particules qui se déposent au fond et sont retirées. Les gaz de combustion des cyclones secondaires sont envoyés à une troisième série contenant 80 cyclones à rendement élevé, puis à un cyclone à rendement élevé de quatrième série où la majeure partie des particules résiduelles sont enlevées avant que les gaz soient évacués par la cheminée. Le cyclone de troisième série a été remplacé en décembre 2007 et le séparateur de quatrième série a été remplacé en 2009 pour assurer un fonctionnement et une capture de particules plus fiables. À mesure que les gaz de combustion franchissent chaque étape, la grosseur et la quantité des particules qui restent dans le flux diminuent. Le catalyseur récupéré est retourné dans l'unité pour être réutilisé ou recyclé. ***Afin de réduire davantage les émissions de particules, les fines du catalyseur ne sont plus ajoutées à l'unité.***



### **Réduction des émissions de monoxyde de carbone de l'unité de craquage catalytique fluide**

Lors de l'agrandissement de la raffinerie en 1976, un promoteur de combustion en platine a été ajouté au régénérateur. Le promoteur garde la chaleur au fond du régénérateur où la combustion du monoxyde de carbone qui se transforme en dioxyde de carbone est effectuée sans risque et réduit la concentration des émissions de monoxyde de carbone d'environ 10 à 0,01 %.

### **Réduction des émissions d'anhydride sulfureux et de particules de l'unité de craquage catalytique fluide résiduaire**

Un **laveur de gaz de cheminée** (LGC) a été installé dans le cadre du projet de modernisation de la raffinerie pour réduire les émissions de particules et d'anhydride sulfureux du procédé de régénération du catalyseur de craquage catalytique fluide résiduaire.

### **Mesures de lutte contre le bruit**

Les niveaux de bruit provenant de la raffinerie sont limités par le choix du matériel. Un silencieux pour réduire le bruit a été installé sur l'UCCF en 1995 à la suite des préoccupations exprimées par les voisins de la raffinerie. L'atténuation du bruit est reconnue comme faisant partie intégrante de la conception du procédé et des spécifications des niveaux de bruit ont été incluses dans les modalités d'approvisionnement pour le projet d'amélioration de la raffinerie. Au cours de l'automne 2007, la raffinerie a mené une étude sur le bruit à titre d'exigence liée à son agrément d'exploitation. Bien que les résultats de l'étude aient indiqué que le bruit se situait dans les niveaux repères en limite de la propriété, l'étude a permis de déterminer certaines activités et unités qui contribuent à une légère augmentation des niveaux de bruit. Par conséquent, plusieurs modifications ont été apportées aux procédés et aux mécanismes (p. ex. l'installation de silencieux) afin de réduire les niveaux de bruit intermittents.

### **Réduction des émissions de dioxyde de carbone de l'usine d'hydrogène**

Les principales sources de dioxyde de carbone produites à la raffinerie proviennent de la combustion de combustibles et de la production d'hydrogène synthétique par le reformage de la vapeur ou du naphtha. En 1997, afin de réduire les émissions de dioxyde de carbone de la raffinerie, de recycler les émissions d'un polluant et de fabriquer un produit commercialisable, Irving Oil Refining G.P. a créé une coentreprise avec Praxair Canada Inc. et a construit une usine de liquéfaction du dioxyde de carbone dans le parc industriel de Grandview. Plus de la moitié du dioxyde de carbone qui était émis par l'usine d'hydrogène est maintenant récupéré et recyclé comme produit de qualité alimentaire.

### **Instrumentation et surveillance des cheminées**

La réinstrumentation de la raffinerie, effectuée entre 1991 et 1993, a permis un contrôle plus précis et plus fréquent de tous les procédés de la raffinerie. Ce contrôle amélioré assure l'optimalisation des procédés de la raffinerie, ce qui contribue considérablement à l'efficacité énergétique et à la réduction des émissions. Pendant la réinstrumentation, on a installé un deuxième réseau de communication à fibres optiques. Celui-ci constitue un système d'appoint pour le système de contrôle et permet de maintenir l'exploitation sécuritaire de la raffinerie, au cas où une partie du système de contrôle deviendrait inutilisable.

Les émissions de la cheminée sont surveillées en fonction de certains paramètres. Dans certains cas, les dispositifs de surveillance fournissent des mesures directes des concentrations de polluants comme les dispositifs de surveillance en continu des émissions d'anhydride sulfureux sur les cheminées de l'usine de soufre. Dans d'autres cas, comme les fours, les chaudières et l'UCCF, les paramètres du procédé, y compris le débit du combustible, l'oxygène et la température, sont mesurés sur une base continue. Ces mesures permettent également d'assurer un contrôle optimal du procédé et, conjuguées avec l'analyse fréquente de la teneur en soufre des combustibles, de calculer les émissions d'anhydride sulfureux.

Les dispositifs de surveillance en continu des émissions d'anhydride sulfureux et d'oxydes d'azote sont en service sur le laveur de gaz de la cheminée, l'unité de gaz résiduaire et l'unité de régénération d'acide sulfurique. Pendant la réalisation du projet de cogénération de Grandview, on a installé des dispositifs de surveillance en continu des émissions d'anhydride sulfureux et d'oxydes d'azote sur les deux génératrices de vapeur à récupération de chaleur.

### **Méthodes d'exploitation**

La raffinerie brûle des gaz de combustion de raffinerie (gaz non corrosif) afin de produire de la chaleur pour le raffinage. Sur les 26 cheminées existantes, toutes, sauf l'UCCF, émettent des gaz de combustion provenant de la combustion des gaz des raffineries.

Le respect du Plan d'intervention pour l'anhydride sulfureux aide également à réduire les émissions et à limiter au minimum leur impact. L'agrément d'exploitation exige la mise en œuvre du plan lorsque les concentrations d'anhydride sulfureux dans l'air ambiant sont supérieures à 8 parties par cent millions (ppcm), ce qui représente environ la moitié des concentrations au sol d'anhydride sulfureux maximales permises pour une heure, à n'importe lequel des cinq dispositifs de surveillance de l'air ambiant.

Afin de conserver l'énergie, les fours et les chaudières du procédé sont exploités à des conditions presque stœchiométriques (idéales), c'est-à-dire que la quantité minimale d'air requise est utilisée pour permettre la combustion complète des combustibles. Cet objectif d'exploitation présente l'avantage de limiter au minimum les émissions de tous les polluants.

La marche à suivre pour l'arrêt, le démarrage et l'entretien est conçue de sorte à limiter les émissions au minimum. Pendant les arrêts prévus, les unités sont assujetties à une chasse à la vapeur et le mélange d'hydrocarbures qui en est expulsé est brûlé dans l'une ou l'autre des torches avec des combustibles propres, comme le propane ou le gaz de pétrole liquéfié, pour limiter au minimum les émissions d'hydrocarbures. Lorsque cela est possible, on applique maintenant des méthodes mécaniques pour enlever l'accumulation de coke sur les tubes des chaudières alors que, dans le passé, la pratique courante était de brûler le coke lentement. De plus, pendant l'entretien des usines de soufre ou des unités connexes, la raffinerie utilise du pétrole brut à faible teneur en soufre pour réduire la charge sur l'usine de récupération de soufre en exploitation.

### **Qualité des produits**

La qualité des produits (carburants et combustibles) a des effets sur les émissions de la raffinerie, pendant la distribution des produits et dans l'utilisation des produits. Des changements de la qualité des carburants et des combustibles sont souvent effectués à la suite de préoccupations exprimées pour l'environnement et la santé. Souvent, ces changements deviennent des exigences prévues par les règlements sur les carburants et les combustibles du Canada et des États-Unis.

*L'unité d'alkylation* [pour réduire les émissions de composés organiques volatils (COV)], et le *déhexaniseur* (pour l'essence reformulée des États-Unis) sont des unités du procédé qui ont été installées entre 1987 et 1994, à la suite de l'adoption au Canada et aux États-Unis de nouveaux règlements sur l'essence visant à réduire les émissions provenant du stockage et de l'utilisation de l'essence.

Les plus récentes mesures fédérales touchant l'environnement ont nécessité l'amélioration de *l'unité d'hydrodésulfuration* du diesel et de *l'hydrocraqueur* en 1995, ce qui a permis de produire du carburant diesel à faible teneur en soufre. La production de tels carburants est devenue une exigence en 1998 à la suite de l'adoption du *Règlement sur le carburant diesel* (3). *L'unité de saturation des substances aromatiques* a été construite en 1997-1998 pour réduire la teneur en benzène de l'essence comme l'exige le *Règlement sur le benzène dans l'essence* (4). *L'unité CD-Tech*, installée en 2003 en tant que partie intégrante du craqueur catalytique fluide résiduaire, permet de mieux respecter le *Règlement sur le soufre dans l'essence* (5). Irving Oil a aussi apporté des améliorations à l'infrastructure, par exemple de nouvelles canalisations, en vue de se conformer aux exigences relatives au diesel à très faible teneur en soufre prévues dans le *Règlement sur le soufre dans le carburant diesel* (6). En 2006, on a converti l'unité d'hydrocraquage en unité de traitement de diesel pour mieux répondre à ces exigences.

Le règlement sur l'essence à faible teneur en soufre exigeait une concentration moyenne de soufre de 30 parties par million (ppm) ou moins dans l'essence. En janvier 2017, le règlement fédéral sur l'essence de « niveau 3 » a été mis en œuvre et exigeait une concentration moyenne annuelle de soufre de 10 ppm dans l'essence. Les opérations de raffinage ont établi qu'un taux de soufre produit combiné découlant de la désulfuration des gaz de 15 ppm serait requis pour respecter le règlement sur l'essence de niveau 3 selon divers scénarios d'exploitation. Une étape d'hydrotraitement supplémentaire à l'unité de désulfuration d'essence (UDE) existante, une unité d'hydrotraitement en deux étapes, a été mise en place afin d'atteindre la teneur en soufre souhaitée de 15 ppm. La combinaison des composants restants du mélange d'essence et du flux hydrotraité permet d'obtenir une concentration de soufre combiné moyenne annuelle dans l'essence conforme à l'exigence de 10 ppm.

### **Programmes relatifs aux émissions fugitives**

En 1993, la raffinerie Irving Oil a entrepris un programme annuel visant à réduire sa contribution à l'ozone troposphérique conformément au *Code d'usage environnemental pour la mesure et la réduction des émissions fugitives de COV résultant de fuites provenant du matériel, octobre 1993* (7), établi par le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME). Ce programme comprend la détection et la réparation des fuites (émissions fugitives) de composantes de procédé particulières comme les joints d'étanchéité des pompes, les soupapes, les brides, les conduits, les raccords et les joints d'étanchéité des compresseurs. Le volet détection du programme a commencé en 1993. Le programme a été élargi pour inclure la réparation des composantes non étanches en 1995. Lorsqu'une réparation ne peut être effectuée immédiatement, elle est prévue pour la prochaine période d'entretien disponible.

De plus, tous les réservoirs de stockage de Irving Oil Refining G.P. doivent être entretenus conformément aux *Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol du CCME*, juin 1995 (8), et les exigences de ces lignes directrices ont été intégrées au programme annuel de fiabilité des réservoirs mené à bien par la raffinerie.

Une étude sur les odeurs a été réalisée tout au long de la durée de vie de l'Agrément précédent, qui a permis d'identifier les problèmes d'odeurs qui ont été réglés par diverses mesures et améliorations des processus.

### **POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES POSSIBLES**

La raffinerie est située à Saint John Est et, même si elle se trouve dans un secteur industriel, plusieurs quartiers résidentiels se trouvent à proximité. Les émissions de la raffinerie viennent de quatre zones principales :

- Bloc de soufre (comprend deux unités de récupération du soufre, l'unité de gaz résiduaire et l'unité de régénération de l'acide sulfurique) où, même si 99 % du soufre fourni aux unités est récupéré, moins de 1 % est rejeté dans l'atmosphère

sous forme d'anhydride sulfureux ainsi que sous forme de petites quantités d'oxydes d'azote, de particules et d'anhydride sulfureux.

- Les chaudières de la raffinerie et les fours de l'unité de brut n° 3 où la combustion des gaz de combustion de raffinerie des émissions d'anhydride sulfureux, de particules, d'oxydes d'azote, de dioxyde de carbone et de petites quantités de monoxyde de carbone et d'hydrocarbures.
- Le régénérateur du catalyseur de l'unité de craquage catalytique fluide qui émet de l'anhydride sulfureux, des particules, des oxydes d'azote, du dioxyde de carbone et de petites quantités de monoxyde de carbone et d'hydrocarbures.
- Le laveur des gaz de combustion où des oxydes d'azote, des particules, du dioxyde de carbone et de petites quantités d'anhydride sulfureux et de monoxyde de carbone sont émises.

Les émissions fugitives peuvent également avoir des effets sur la qualité de l'air local.

## **EFFETS POSSIBLES DES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES**

### **Dépôts acides**

Les émissions de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote peuvent être transformées dans l'atmosphère en particules acidifiantes qui ultimement sont rejetées sous forme de dépôts acides (les pluies acides sont une forme que prennent ces dépôts). Ces dépôts peuvent se produire loin du site où se trouve la source des émissions. La majeure partie des dépôts acides mesurés au Nouveau-Brunswick sont causés par des sources d'émissions qui se trouvent dans les États du Midwest américain et le Canada central. En général, des améliorations progressives ont été enregistrées au Nouveau-Brunswick depuis 1990 pour ce qui est des dépôts acides, grâce aux efforts entrepris à l'échelon national et international pour réduire les émissions acidifiantes, notamment des mesures de réduction des émissions de dioxyde de soufre. Même si certains écosystèmes ont commencé à manifester une certaine récupération par rapport aux effets des dépôts acides, les progrès sont relativement lents et d'autres réductions seront nécessaires afin de protéger les milieux récepteurs plus fragiles au Nouveau-Brunswick, par exemple les cours d'eau dans la région sud-ouest de la province.

### **Changements climatiques**

La combustion des combustibles fossiles entraîne la formation de gaz à effet de serre (GES) comme du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et du méthane (CH<sub>4</sub>), qui constituent les principaux facteurs contribuant au problème du changement climatique.

Le Ministère travaille à l'élaboration d'un Plan d'Action sur les Changements Climatiques depuis plusieurs années et l'Agrément est assortie d'un certain nombre de conditions relatives à la déclaration et à l'amélioration des émissions de gaz à effet de serre.

### **Ozone troposphérique**

L'ozone (O<sub>3</sub>) est une forme d'oxygène instable et réactive. Il n'est pas émis directement par les cheminées ou les tuyaux d'échappement, mais il se forme à la suite de réactions photochimiques entre d'autres polluants, principalement les oxydes d'azote et les composés organiques volatils (COV) tels que les solvants ou les vapeurs d'essence. Les sources d'émissions fixes et mobiles sont toutes deux des polluants précurseurs qui peuvent potentiellement former de l'ozone troposphérique.

On a estimé que 85 % de l'ozone troposphérique pénètre dans cette région à partir du nord-est des États-Unis, du centre du Canada et du Midwest américain (9). Les niveaux sont généralement élevés durant l'été pendant des temps très chauds lorsque de grandes masses d'air stables se déplacent le long du littoral de l'est vers la région de Fundy. Bien que la contribution des sources locales puisse causer un stress supplémentaire pour les conditions de la qualité de l'air qui se détériore déjà pendant ces épisodes, en général, les sources locales contribuent relativement peu au niveau d'ozone troposphérique connu dans notre région. Les programmes de lutte au Nouveau-Brunswick, en particulier pour l'ozone troposphérique, ne peuvent donc pas réduire sensiblement les concentrations dans l'air ambiant. Cependant, toutes les mesures qui peuvent réduire les émissions des précurseurs de l'ozone sont favorisées, tel que le Programme relatif aux émissions fugitives de la raffinerie. Les programmes susceptibles de donner lieu à de multiples avantages pour l'environnement présentent un intérêt particulier. Par exemple, l'amélioration de l'efficacité énergétique réduira les émissions de gaz à effet de serre ainsi que les oxydes d'azote et l'anhydride sulfureux. Les mesures d'efficacité sont donc privilégiées par rapport aux mesures qui visent exclusivement l'ozone troposphérique.

## **OBSERVATION ET APPLICATION DES EXIGENCES RELATIVES À LA QUALITÉ DE L'AIR**

Les mesures d'observation et d'exécution utilisées par le ministère de l'Environnement sont décrites dans la Politique d'observation et d'exécution du Ministère (10). Ces mesures peuvent comprendre notamment des calendriers de conformité, des avertissements, des ordonnances et des poursuites. Même si la Politique ne le précise pas, il est aussi possible de modifier les agréments afin d'imposer des conditions plus rigoureuses, pendant leur période de validité ou au moment de leur renouvellement, afin de corriger des problèmes particuliers de conformité ou d'améliorer l'impact environnemental de l'installation. Un nouveau règlement établi récemment en vertu de la *Loi sur l'assainissement de l'air* permet d'imposer des « pénalités administratives » à la suite d'infractions mineures comme solution de rechange aux mesures d'exécution habituellement appliquées.

Toutes les sources d'émissions atmosphériques dans la province doivent respecter la *Loi sur l'assainissement de l'air* et le *Règlement sur la qualité de l'air*. En plus de fixer des normes de qualité de l'air ambiant pour les polluants atmosphériques, l'article 3 du *Règlement sur la qualité de l'air* précise que « nul ne peut construire, modifier ou exploiter... une source sans en avoir fait la demande et obtenu l'agrément... » La raffinerie est actuellement exploitée en vertu de l'agrément d'exploitation I-8902 délivré le 1<sup>er</sup> juillet 2015. L'agrément en vigueur expire le 30 juin 2020.

## **MODIFICATION DE L'AGRÉMENT et PROJETS**

L'agrément a été modifié à deux reprises pendant sa période de validité.

Le 15 novembre 2015, l'agrément a été modifié pour actualiser le fonctionnement et le maintien du programme de surveillance de l'air ambiant, qui avait été amélioré, et des conditions générales relatives aux gaz à effet de serre (GES) y ont été ajoutées, notamment pour la présentation de rapports et d'un plan de gestion des gaz à effet de serre.

Le 21 décembre 2016, l'agrément a été modifié pour mettre à jour la définition d'installation en y ajoutant l'unité de récupération d'hydrogène (usine 426). Il ne s'agissait pas d'une nouvelle unité à l'installation, mais elle était détenue et exploitée auparavant par Air Liquide Canada et elle a été achetée par Irving Oil le 31 décembre 2016.

Le 4 avril 2017, un agrément de construction a été délivré pour le projet relatif à l'essence de niveau 3. Cette modification n'a pas accru ou modifié les émissions à la raffinerie ni accru la capacité.

### **Observation relative à l'agrément d'exploitation**

Voici les principales questions traitées dans l'agrément d'exploitation d'Irving Oil Refining G.P., ainsi que des commentaires sur la conformité aux conditions connexes et les mesures prises pour assurer le respect de ces conditions. Le résumé des principales conditions est en italique.

### **Intervention en cas d'urgence et rapports**

#### ***Conditions 27 et 28***

***Aviser immédiatement le Ministère (ou la Garde côtière en dehors des heures ouvrables) dès qu'une urgence environnementale est constatée et fournir un rapport écrit dans les cinq jours ouvrables suivant l'incident.***

La raffinerie continue d'aviser le Ministère de toute urgence environnementale en respectant les conditions d'intervention en cas d'urgence décrites dans l'agrément. Les incidents environnementaux non urgents sont signalés au Ministère par courriel au bureau régional ainsi qu'à l'ingénieur des agréments.

Les urgences environnementales notables survenues pendant la durée de l'Agrément qui ont eu des répercussions sur la collectivité avoisinante comprennent :

- Le 21 février 2015, de fortes odeurs ont été signalées à partir d'un sceau brisé dans le toit flottant interne du réservoir 100. Le réservoir a été mis hors service pour réparation. Une unité temporaire de contrôle des odeurs a été installée, qui

comprenait un épurateur de caustique et un filtre à charbon pendant qu'elle était vidée et mise hors service.

- Le 12 novembre 2017, une perturbation s'est produite dans l'UCCF où 21 tonnes métriques de catalyseur ont été relâchées. Des détails supplémentaires sont fournis dans la discussion sur la condition 36 de l'UCCF.
- Le 17 juin 2018, un déversement de mazout de 92 à 100 barils s'est produit du UCCF. Des détails supplémentaires sont fournis dans la discussion sur la condition 36 de l'UCCF.
- Le 8 octobre 2018, un incendie de l'unité d'hydrodésulfuration (HDS) s'est déclaré pendant la période de révision et a eu des répercussions sur le HDS et le Rhéniformeur no 2. La surveillance de la qualité de l'air ambiant dans les environs n'a révélé aucun problème de qualité de l'air tout au long de l'incident, car le panache provenant de l'incendie s'est dispersé dans la direction de la baie. L'eau utilisée pour l'extinction des incendies était dirigée vers l'unité de traitement des eaux usées industrielles, qui était en fonctionnement normal et respectait toutes les limites de qualité de l'eau.

D'autres analyses de COV ont été effectuées par un consultant externe autour de la raffinerie pour confirmer qu'il n'y avait pas de répercussions durables sur la qualité de l'air dans l'environnement.

Une enquête approfondie à laquelle ont participé des experts-conseils indépendants, comme des enquêteurs judiciaires en matière d'incendie et des métallurgistes, a conclu que la conduite d'effluent du réacteur HDS s'était rompue en raison de l'amincissement localisé d'une partie de la conduite en raison de la corrosion interne. Les unités ont été reconstruites dans le but principal d'augmenter la résistance à la corrosion afin d'éviter que le problème ne se reproduise.

La remise en service des unités ont été approuvée le 28 juin 2019.

- Le 5 juillet 2019, un voyage dans l'Unité de Craquage Catalytique des Fluides Résiduaire (UCCFR) alors que la raffinerie était en pénurie de vapeur a provoqué un brûlage à la torche particulièrement remarquable avec de la fumée noire. La pénurie de vapeur s'est produite parce que d'autres unités étaient en panne pour des travaux d'entretien planifiés et non planifiés. Un examen a été effectué afin d'évaluer les mesures préventives visant à réduire le risque d'une pénurie de vapeur ou d'une récurrence d'une pénurie de vapeur lors d'un brûlage à la torche.

### ***Condition 29***

***Offrir au Ministère une formation sur le Plan d'intervention en cas d'urgence environnementale d'Irving Oil Limited.***



Cette formation aura lieu au début de 2020 à la raffinerie.

## **Limites**

### ***Condition 31***

***Limiter les émissions annuelles de dioxyde de soufre à 5 200 tonnes par année civile et les émissions à 14,5 tonnes par jour, selon une moyenne mobile de 30 jours.***

La raffinerie a toujours été en dessous de ces limites pendant la durée de l'agrément (voir le tableau 1 pour un sommaire des émissions annuelles). Au cours des cinq dernières années, les émissions moyennes annuelles de dioxyde de soufre sont demeurées nettement inférieures à la limite.

**Tableau 1. Émissions annuelles de SO<sub>2</sub> (en tonnes/an)**

SO <sub>2</sub>	2015	2016	2017	2018	Moyenne
Laveur des gaz de combustion (LGC)	114	123	116	96	<b>112</b>
UCCF	1 051	1 077	914	1 006	<b>1 012</b>
Bloc de soufre	637	474	539	562	<b>553</b>
Chaudières, générateurs de vapeur à récupération de chaleur et dispositifs de chauffage	18	10	54	47	<b>32</b>
Torches	2	1	83	51	<b>34</b>
<b>Émissions totales de SO<sub>2</sub> (en tonnes/an)</b>	<b>1 822</b>	<b>1 685</b>	<b>1 706</b>	<b>1 762</b>	<b>1 744</b>

Avant 2000, la raffinerie Irving Oil Limited avait un plafond des émissions annuelles de dioxyde de soufre de 9 500 tonnes. Dans l'EIE pour le projet d'amélioration de la raffinerie, Irving Oil Refining G.P. a proposé une réduction du plafond annuel des émissions de dioxyde de soufre à 8 000 tonnes. Ce plafond a été inclus dans l'agrément d'exploitation délivré en octobre 2000, et le plafond a été réduit à nouveau à 7 200 tonnes au moment du renouvellement de l'agrément en 2005 et à 5 500 tonnes en 2010. Comme le montre le tableau 1, les émissions de dioxyde de soufre de la raffinerie ont été généralement stables et constantes.

### ***Condition 32***

***Limiter les émissions annuelles de composés sulfurés (SO<sub>2</sub>) provenant du bloc de soufre à moins de 4 000 kg/jour selon une moyenne annuelle.***

La raffinerie a toujours été en dessous de ces limites pendant la durée de l'agrément (voir le tableau 2 pour un sommaire des émissions annuelles).

**Tableau 2. Émissions moyennes de SO<sub>2</sub> provenant du bloc de soufre**

Année	Émissions moyennes de SO <sub>2</sub> (kg/jour)
2015	1 745
2016	1 299

2017	1 477
2018	1 540

**Condition 33**

**Limiter les émissions annuelles d'oxydes d'azote (NO<sub>2</sub>) à moins de 5 500 tonnes métriques par an.**

La raffinerie a toujours été en dessous de ces limites pendant la durée de l'agrément (voir le tableau 3 pour un sommaire des émissions annuelles).

Les émissions d'oxydes d'azote déclarées par la raffinerie sont fondées sur diverses sources, y compris sur les essais de cheminée, les bilans massiques et d'énergie, les données conceptuelles et les facteurs d'émissions de l'USEPA. La raffinerie a des appareils de mesure en continu des émissions d'oxyde d'azote sur le laveur de gaz de combustion, l'unité de gaz résiduaire, l'unité de régénération de l'acide sulfurique et les générateurs de vapeur à récupération de chaleur.

**Tableau 3. Émissions annuelles de NOx**

NOx	2015	2016	2017	2018	Moyenne
Épurateur des gaz de combustion	811	987	1 227	787	<b>953</b>
UCCF	15	15	16	179	<b>56</b>
Bloc de soufre	24	23	28	28	<b>26</b>
Chaudières, générateurs de vapeur à récupération de chaleur et dispositifs de chauffage	1 800	1 813	1 622	1 540	<b>1 694</b>
Torches	65	26	29	45	<b>41</b>
<b>Émissions totales de NOx (en tonnes/an)</b>	<b>2 715</b>	<b>2 865</b>	<b>2 923</b>	<b>2 579</b>	<b>2 771</b>

**Condition 34**

**Limiter les émissions de sources ponctuelles de matières particulaires (MP) à moins de 500 tonnes métriques par an.**

La raffinerie a toujours été en dessous de ces limites pendant la durée de l'agrément (voir le tableau 4 pour un sommaire des émissions annuelles).

Les émissions de matières particulaires provenant de la raffinerie sont mesurées de deux façons : le bilan de matière sur le catalyseur utilisé dans l'UCCF et les essais périodiques de cheminée. La combustion du combustible, la cheminée du régénérateur du catalyseur de l'UCCF et le laveur de gaz de combustion sont les sources principales d'émissions de matières particulaires provenant de la raffinerie.

**Tableau 4. Émissions annuelles de MP**

MP	2015	2016	2017	2018	Moyenne
Épurateur des gaz de combustion	238	265	235	219	<b>239</b>
UCCF	105	93	104	80	<b>96</b>
Bloc de soufre	2	2	2	3	<b>2</b>
Chaudières, générateurs de vapeur à récupération de chaleur et dispositifs	109	110	98	98	<b>104</b>

de chauffage					
Torches	0	0	0	0	<b>0</b>
<b>Émissions totales de MP (en tonnes/an)</b>	<b>454</b>	<b>471</b>	<b>439</b>	<b>400</b>	<b>441</b>

**Condition 35**

*Exploiter l'épurateur des gaz de combustion afin qu'un taux d'émission de matières particulaires de 50 mg/nm<sup>3</sup> à sec soit atteint.*

Les essais de rendement annuels effectués sur l'épurateur des gaz de combustion indiquent que les émissions de matières particulaires étaient inférieures au taux d'émissions cible, sauf dans le cas de l'essai de juillet 2019. En septembre 2019, on a réalisé un autre relevé d'essai à la source sur l'épurateur des gaz de combustion pour vérifier les résultats antérieurs. L'essai de septembre 2019 a révélé que le taux d'émission de matières particulaires était inférieur à la cible et qu'aucune mesure supplémentaire n'était nécessaire.

Les résultats d'essais de cheminée sont résumés dans le tableau 5.

Pendant le renouvellement de l'automne 2018, on a remplacé des composants internes du laveur de gaz de combustion afin d'obtenir un rendement optimal.

**Tableau 5. Résultats des essais à la source relatifs aux MP dans le LGC**

Année	Émissions moyennes de MP (mg/nm <sup>3</sup> )
2015	48,9
2016	41,0
2017	36,5
2018	41,8
2019 (juillet)	59,4
2019 (septembre)	34,1

**Condition 36**

*Maintenir les émissions de matières particulaires provenant de l'unité de craquage catalytique fluidisé en deçà d'un plafond moyen annuel de 300 kilogrammes par jour pendant l'exploitation normale.*

La concentration de matières particulaires dans l'unité de craquage catalytique fluidisé (UCCF) est déclarée chaque mois selon un taux calculé très conservateur. À plusieurs occasions; l'estimation était supérieure à 300 kg/jour pour le mois, mais les résultats des

essais à la source ont démontré de façon constante que l'unité fonctionnait conformément aux limites.

**Tableau 6. Résultats des essais à la source relatifs aux MP dans l'UCCF**

Année	MP (kg/h)	MP (kg/j)
Sept. 2015	8,45	203
Févr. 2016	9,7	233
Oct. 2017	8,28	199
Mai 2018	6,14	147
Juill. 2018		280
Nov. 2018		124
Févr. 2019		121

#### Conditions de perturbation de l'UCCF

Pendant le renouvellement de 2017, des améliorations ont été apportées à l'UCCF afin d'améliorer la situation relative aux pertes de matières particulaires du catalyseur provenant de la cheminée. Le 12 novembre 2017, pendant le démarrage à la suite d'un projet d'optimisation, une perturbation est survenue et 21 tonnes métriques de particules provenant du catalyseur ont été libérées. La perturbation a été causée par les modifications apportées aux paramètres d'exploitation.

Les mesures d'atténuation mises en œuvre comprenaient l'élaboration d'un modèle de dispersion des rejets du catalyseur de l'UCCF pour obtenir une indication de l'étendue du dépôt de matières particulaires découlant de la perturbation et évaluer les effets environnementaux sur le secteur avoisinant. Le modèle permet également d'évaluer les émissions provenant de l'UCCF pendant l'exploitation normale, ainsi que les rejets antérieurs ou futurs dans la collectivité. Le modèle a été utilisé pour préparer un plan d'intervention en cas d'incidents futurs afin de déterminer les secteurs touchés pour aviser la collectivité et prendre des mesures d'atténuation. Irving Oil a également procédé à trois essais à la source supplémentaires en 2018-2019 afin de démontrer les améliorations des émissions découlant du projet d'optimisation de l'UCCF.

Le titulaire de l'agrément doit indiquer les mesures prises pour empêcher que le problème se produise à nouveau à la suite d'une urgence environnementale. En ce qui concerne le rejet provenant du catalyseur, le risque de rejet pendant le démarrage et l'arrêt a été réduit au moyen de mesures d'atténuation touchant les paramètres d'exploitation et les commandes et de la mise en œuvre complète du projet d'optimisation.

Le 17 juin 2018, un rejet de mazout a été causé par l'UCCF. L'unité a fait l'objet d'un arrêt imprévu. Durant le processus d'arrêt d'urgence, une soupape d'alimentation a été laissée partiellement ouverte. Pendant le redémarrage de l'unité, de 92 à 100 barils de mazout ont été rejetés en raison d'une décompression dans l'unité causée par la soupape d'alimentation partiellement ouverte.

Un modèle de dispersion a été réalisé afin d'obtenir une indication de l'étendue du dépôt de gouttelettes liquides. On a estimé que de quatre à six barils (de 600 à 1 000 litres) de mazout avaient été rejetés hors des limites de la raffinerie. Des échantillons de sol ont également été prélevés à un endroit dans la zone de dépôt. Ces échantillons ont révélé la présence de quantités traces d'hydrocarbures pétroliers totaux (HPT), mais celles-ci étaient bien en deçà des critères d'évaluation fondée sur les risques du premier palier de RBCA (RBCA) pour le mazout n° 6/l'huile de lubrification et des critères d'évaluation propres à la voie de contamination du deuxième palier relatifs à l'ingestion de sol pour le mazout n° 6/l'huile de lubrification.

Par mesure de prévention, les canalisations ont été détournées afin que les soupapes d'alimentation demeurent fermées en cas de défaillance de l'unité.

Dans les deux cas de perturbation de l'UCCF, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (MEGL) et le ministère de la Santé ont participé à l'évaluation des effets des rejets et à l'approbation des mesures d'atténuation.

### **Limites relatives à la qualité de l'environnement**

#### ***Condition 37***

***Limiter les concentrations de soufre réduit total dans l'air ambiant à 13 µg/m<sup>3</sup> (9 parties par milliard) selon une moyenne de 10 minutes et 7 µg/m<sup>3</sup> (5 parties par milliard) selon une moyenne de 24 heures.***

Les composés de soufre réduit sont très malodorants.

Trois stations de surveillance permanentes recueillent des données sur le SRT dans l'air ambiant : Champlain Heights, l'avenue Midwood et Forest Hills.

Il y a très peu de problèmes liés au SRT aux stations de surveillance de Champlain Heights et de Forest Hills. La station de l'avenue Midwood a connu un certain nombre de dépassements au cours des dernières années mais, selon la direction du vent et l'exploitation de la raffinerie, ceux-ci ne sont pas attribués aux activités de la raffinerie.

#### ***Condition 38***

***Toutes les activités de la raffinerie liées à l'entretien, la désaffectation, la construction et la mise en service de toutes les unités sont réalisées de manière à demeurer, au récepteur le plus proche, en bas des niveaux de bruit suivants :***

<b><i>Heure</i></b>	<b><i>90<sup>e</sup> percentile du niveau de bruit applicable</i></b>
<b><i>7 h – 23 h</i></b>	<b><i>55</i></b>

Pendant le renouvellement, une surveillance périodique du bruit est effectuée autour de la raffinerie afin de s'assurer du respect de la présente condition et de la condition 55 (surveillance du bruit).

**Condition 39**

***La raffinerie doit s'assurer que la soupape de dérivation du gaz sulfureux au gaz peu sulfureux reste fermée et verrouillée.***

La soupape ne peut s'ouvrir. Elle est verrouillée et munie d'une étiquette numérotée.

**Condition 40**

***Entretenir les réservoirs dans lesquels sont entreposés des composés organiques volatils conformément aux lignes directrices du CCME « Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol », juin 1995.***

La raffinerie continue d'effectuer l'inspection, l'entretien et la réparation des réservoirs en vertu de son programme de mise à niveau des réservoirs. Irving Oil gère un programme d'inspection et d'entretien des réservoirs de stockage qui intègre les exigences du Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME), intitulées « Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol ». Les émissions de composés organiques volatils (COV) déclarées au Ministère à partir de cette source se sont chiffrées en moyenne à environ 113 tonnes de 2015 à 2018.

## CONTRÔLE DE L'ÉPISODE

**Conditions 41 et 42**

***Maintenir un plan d'intervention pour le dioxyde de soufre de façon à prévenir les dépassements des concentrations maximales permises au niveau du sol de dioxyde de soufre, selon l'annexe C du Règlement sur la qualité de l'air de la Loi sur l'assainissement de l'air, et fournir des mises à jour au directeur à mesure qu'elles sont préparées.***

***Mettre en œuvre des procédures au besoin de façon à prévenir les dépassements des concentrations maximales permises au niveau du sol de dioxyde de soufre, selon l'annexe C du Règlement sur la qualité de l'air de la Loi sur l'assainissement de l'air. Cela comprend, sans toutefois s'y limiter, la mise en œuvre des procédures indiquées dans le Plan d'intervention pour le dioxyde de soufre d'Irving Oil Refining G.P.***

La raffinerie continue de mettre en œuvre le Plan d'intervention pour le dioxyde de soufre lorsque c'est nécessaire. Les concentrations de dioxyde de soufre sont surveillées 24 heures sur 24 par les exploitants au Centre de commande de la raffinerie. Si les niveaux de dioxyde de soufre augmentent au-delà des limites préétablies à n'importe

lequel des six appareils de mesure, la raffinerie prend des mesures pour réduire les émissions de dioxyde de soufre afin de prévenir les dépassements des normes réglementées. Les données reçues à la raffinerie comprennent les concentrations de dioxyde de soufre instantanées, les moyennes mobiles de cinq minutes ainsi que les moyennes horaires et de 24 heures de dioxyde de soufre.

#### ***Conditions 43 et 44***

***À l'intérieur des limites durables établies, s'assurer que l'alimentation de l'unité d'hydrogénation amine des gaz résiduaire (UHAGR) est optimisée de façon à réduire au minimum les émissions de dioxyde de soufre provenant du bloc de soufre.***

***S'assurer que les effluents gazeux provenant des unités de récupération du soufre aux amines et des unités de désulfuration à la vapeur sont dirigés, pendant l'exploitation normale, vers les usines de récupération du soufre et l'UHAGR ou vers l'unité de régénération de l'acide sulfurique et, en cas de conditions de perturbation, vers les cheminées-torches n° 2 ou n° 3, perturbation désignant l'incapacité d'exploiter de façon efficace n'importe laquelle des composantes liées à la récupération du soufre.***

L'UHAGR fait partie intégrante du dispositif de lutte contre la pollution et des activités de la raffinerie. Les émissions de SO<sub>2</sub> provenant du bloc de soufre demeurent stables et nettement en deçà des limites établies à la condition 32.

Ces conditions sont en place pour veiller à ce que les émissions de soufre soient réduites le plus possible.

#### ***Conditions 45 et 46***

***Exécuter l'ensemble des opérations d'entretien et de renouvellement afin de limiter les émissions rejetées dans l'environnement. Toutes les mesures nécessaires et raisonnables doivent être prises pour empêcher les effets sur l'environnement ambiant, y compris l'émission d'odeurs ou de bruit. Lorsque les renouvellements sont effectués, le titulaire de l'agrément doit continuer d'exécuter toutes les opérations conformément à l'agrément.***

***Le titulaire de l'agrément doit s'assurer que les activités d'entretien, de désaffectation, de construction et de mise en service connues ou soupçonnées comme étant bruyantes sont limitées aux heures comprises entre 7 h et 23 h, du lundi au samedi. Lorsque des activités bruyantes doivent être entreprises entre 23 h et 7 h, un dimanche ou pendant des jours fériés, le titulaire de l'agrément doit en aviser le bureau régional de Saint John deux jours à l'avance.***

Ces conditions sont en place pour veiller à ce que les périodes d'augmentation potentielle du niveau de bruit soient réduites le plus possible.

#### ***Condition 47***

*Au moins une fois par année, le titulaire de l'agrément assurera la formation de son personnel en ce qui concerne les incidences de son exploitation (normales ou anormales), afin que les membres du personnel opérationnel connaissent les effets environnementaux possibles sur les collectivités avoisinantes et soient par conséquent mieux préparés pour exploiter les installations de façon proactive en vue de déterminer et d'atténuer les effets.*

En 2019 seulement, 350 employés ont reçu une formation lors d'une présentation d'une heure. Dorénavant, tous les nouveaux employés suivront cette formation. Il est ainsi possible de s'assurer que le personnel opérationnel est au courant des protocoles de notification et des effets environnementaux potentiels en cas de perturbation ou de problème.

## ESSAIS ET SURVEILLANCE

### *Condition 49*

*Le titulaire de l'agrément doit mesurer, de façon continue, le débit, la température et les concentrations de dioxyde de soufre provenant des unités de soufre, lorsque les gaz de combustion sont acheminés par les cheminées de l'usine de soufre. Le titulaire de l'agrément doit surveiller de façon continue le débit, la température, les concentrations de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote provenant des cheminées raccordées à l'unité de gaz résiduelles, à l'unité de régénération de l'acide sulfurique, à l'épurateur des gaz de combustion et aux générateurs de vapeur à récupération thermique. Les appareils de mesure en continu des émissions doivent être maintenus en bon état et doivent être soumis à des essais de rendement, selon le « CODE DU SYSTÈME DE SURVEILLANCE CONTINUE DES ÉMISSIONS » daté de 1998, publié par l'Alberta Environmental Protection Environmental Service. Des registres des données soumises au contrôle de la qualité doivent être conservés pendant au moins trois ans et être disponibles en format électronique ou en format papier, à la demande du Ministère.*

Les essais liés au Code du système de surveillance continue des émissions permettent aux exploitants d'exploiter efficacement les unités et de réduire au minimum les émissions de soufre.

### *Condition 51*

*Poursuivre la mise en œuvre du Programme de mesure et de réduction des émissions fugitives de composés organiques volatils conformément au « Code d'usage environnemental pour la mesure et la réduction des émissions fugitives de composés organiques volatils résultant de fuites provenant du matériel » publié par le Conseil canadien des ministres de l'Environnement (CCME) en octobre 1993.*

Le programme de détection et de réparation des fuites (PDRF) est exécuté chaque année à la raffinerie, selon le code de pratique fédéral actuel du CCME. Le programme comporte la détermination, l'inspection et l'analyse de toutes les composantes évaluables susceptibles d'être touchées par des fuites de composés organiques volatils (COV), dont les pompes, les soupapes et leurs joints ainsi que les brides et leurs joints d'étanchéité.



Le programme de DRF permet d'améliorer l'exploitation de l'usine et réduit le rejet de COV. Lorsque des fuites sont détectées et que les conditions le permettent, des réparations sont effectuées pour corriger les fuites.

Le **tableau 7** indique la réduction des émissions fugitives de COV découlant du programme de détection et d'entretien.

<b>Année</b>	<b>Réduction des émissions fugitives (%)</b>
2015	33
2016	18
2017	17
2018	24

#### ***Condition 52***

*Avant le 30 septembre de chaque année, enquêter sur les mesures d'atténuation des odeurs qui peuvent être appliquées au parc de stockage, plus précisément aux réservoirs dans le parc de stockage qui sont déclarés ou ont été déclarés comme étant ceux qui contribuent le plus aux effets odorants. Dans le cadre de cet examen continu, le titulaire de l'agrément doit préparer des rapports annuels qui font état des efforts déployés pour contrôler les odeurs provenant de ce type de source, des résultats de ces examens ainsi que de toute mesure d'atténuation à prendre de façon permanente et de tout autre examen prévu au cours de l'année suivante. Si le titulaire de l'agrément détermine qu'aucune autre mesure ne peut être prise pour atténuer les odeurs, le rapport soumis doit refléter cette conclusion.*

La raffinerie a mis en place plusieurs programmes et procédures pour continuer d'atténuer les odeurs provenant des réservoirs de stockage de pétrole. Il s'agit notamment du programme de prolongation de la durée des réservoirs, de systèmes de réduction des odeurs, de systèmes de dégazage de réservoirs tiers et de l'exploitation des réservoirs conformément aux Lignes directrices environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol du CCME.

Irving Oil entretient les réservoirs selon le programme de prolongation de la durée des réservoirs. L'objectif du programme est d'atteindre la conformité à la norme 653 de l'American Petroleum Institute (API) pour les réservoirs de stockage hors sol. Les travaux d'entretien réduisent les émissions de COV et les odeurs qui peuvent y être associées.

Le système de réduction des odeurs est utilisé pour atténuer les odeurs provenant du parc de stockage dans la collectivité. Il s'agit d'un système auxiliaire qui est toujours disponible en cas de détection d'odeurs.

Pendant le renouvellement de 2016, le système de dégazage tiers a été utilisé à la raffinerie par mesure de prévention. Aucun appel relatif à des odeurs n'a été reçu pendant

la période de renouvellement. Le système s'est révélé efficace pour réduire au minimum les odeurs provenant des réservoirs et les COV, et son utilisation sera désormais envisagée au cas par cas pendant les renouvellements et l'entretien des réservoirs.

Des essais de pression de vapeur Reid sont effectués et la température des réservoirs est contrôlée régulièrement afin de maintenir la conformité des produits aux lignes directrices du CCME et de protéger l'intégrité des toits flottants internes et des joints d'étanchéité.

Dans l'ensemble, le nombre d'appels relatifs à des odeurs a diminué pendant la période de validité de l'agrément par rapport à celle de l'agrément précédent. En 2015, il y a eu un pic en raison de l'endommagement de joints internes du réservoir de stockage de l'huile récupérée. Ce réservoir a été mis hors service et des réparations ont été effectuées pour régler le problème.

**Conditions 53 et 54**

***Exploiter et entretenir six appareils de mesure du dioxyde de soufre dans l'air ambiant dans la région est de Saint John et fournir à la raffinerie et au Ministère un accès en temps réel aux données recueillies par ces appareils. Exploiter et entretenir le matériel et les logiciels nécessaires pour assurer à l'installation un accès indépendant en temps réel aux données.***

Une des conditions de l'agrément d'exploitation modifié relatif à la qualité de l'air oblige Irving Oil Refining G.P. à exploiter et à entretenir six stations de surveillance du dioxyde de soufre dans l'air ambiant dans la région est de Saint John. Ces stations sont situées au nord de la raffinerie à Silver Falls Irving, au sud-sud-est à l'emplacement d'Irving Forest Products dans le parc industriel de Grandview, au sud au bâtiment du ventilateur pour la lagune d'Irving Paper (connu sous le nom de Grandview West 1), sur l'avenue Midwood, dans le lotissement de Champlain Heights et à Forest Hills. Le Ministère et la raffinerie ont tous deux un accès rapide aux données recueillies aux six stations de surveillance.

La raffinerie est l'une des sources importantes de dioxyde de soufre dans la région de Saint John et des concentrations élevées de dioxyde de soufre dans l'air ambiant peuvent provenir de l'une ou de l'ensemble de ces sources. Les dépassements des objectifs relatifs à l'air ambiant pour le dioxyde de soufre à différentes stations de surveillance dans la région est de Saint John sont indiqués au tableau 8. Les dépassements ont considérablement diminué depuis l'installation de l'UHAGR et il n'y a eu que quelques dépassements au cours de la durée de l'agrément.

**Tableau 8 : Dépassements des concentrations maximales tolérées au niveau du sol (objectifs provinciaux) pour le SO<sub>2</sub>, région est de Saint John**

	Avenue Midwood	Champlain Heights	Grandview West 1	Forest Hills	Produits forestiers	Silver Falls
<b>OBJECTIF SUR UNE HEURE</b>						
<b>2015</b>	0	0	4	0	0	0
<b>2016</b>	0	0	1	1	0	0

2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	3	0	0
2019	0	0	2	0	0	0
<b>OBJECTIF SUR 24 HEURES</b>						
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	1	0	0	0

#### 2015

L'objectif sur une heure a été dépassé à quatre occasions à la station de surveillance de Grandview West (Irving Oil Limited - IOL) en janvier et en février. Certains problèmes opérationnels ont été éprouvés avec l'unité d'hydrogénation amine des gaz résiduels d'Irving Oil : une évaluation a été faite et des mesures d'atténuation ont été prises.

#### 2016

L'objectif sur une heure a été dépassé une fois (pendant une heure) à la station de Grandview West (Irving Oil Ltd.) le 24 novembre. Ce dépassement est associé à une brève interruption du fonctionnement de l'usine de soufre à la raffinerie.

#### 2019

L'objectif sur une heure a été dépassé à deux reprises (pendant une heure) les 7 et 8 novembre, et l'objectif sur 24 heures a également été dépassé le 8 novembre. On a établi que le dépassement relatif au SO<sub>2</sub> découlait d'un accroissement des émissions de SO<sub>2</sub> provenant de la cheminée de l'unité de régénération de l'acide sulfurique (URAS). Le 7, un arrêt d'entretien imprévu a eu lieu et, le 8, l'URAS était en mode de chauffage en raison d'un arrêt d'entretien prévu.

#### **Condition 56**

***Le titulaire de l'agrément doit poursuivre l'exécution du plan stratégique de mise en œuvre de la raffinerie sur les améliorations continues à la gestion des odeurs et préparera une mise à jour annuelle pour résumer le travail d'évaluation des odeurs effectué au cours de l'année ou toute autre mesure liée aux odeurs.***

En 2010, on a effectué une étude de suivi de l'évaluation de l'impact des odeurs qui comportait une stratégie d'amélioration continue des initiatives d'atténuation des odeurs et de la surveillance. Les recommandations comprenaient ce qui suit :

- Poursuite des efforts en vue de réduire au minimum les appels en raison d'odeurs liées aux activités de torchage
- Maintien du programme communautaire d'appels relatifs à des préoccupations
- Programme d'entretien et de surveillance des réservoirs
- Utilisation du modèle de dispersion des odeurs provenant de la raffinerie

En ce qui concerne les activités de torchage, les efforts ont porté sur l'optimisation du rapport de la vapeur de torchage et du carburant afin de réduire les appels relatifs à des préoccupations et les dépassements liés au soufre réduit total (SRT) aux stations de surveillance de l'air ambiant. En 2014, le nombre d'appels relatifs à des préoccupations liées au torchage s'est établi à 29, comparativement à deux en 2018. Au total, trois dépassements relatifs au SRT seulement ont été déclarés de 2015 à 2018.

Le programme communautaire d'appels relatifs à des préoccupations et le programme d'entretien et de surveillance des réservoirs sont décrits dans d'autres sections du profil de l'installation.

En 2013, un système de dispersion atmosphérique des émissions d'odeurs générées à la raffinerie a été acquis. La modélisation de la raffinerie a été effectuée selon divers scénarios de raffinage à l'aide des données de stations météorologiques afin d'évaluer les impacts des odeurs sur les secteurs avoisinants.

Le modèle a d'abord été utilisé pour déterminer les aspects à améliorer selon l'empreinte odorante de la raffinerie et réduire les appels relatifs à des préoccupations. Depuis cette période initiale, les principales sources d'odeurs ont été reconnues et le modèle a été utilisé moins souvent. Le modèle est disponible s'il se révèle nécessaire pour déterminer les sources d'odeurs.

#### ***Condition 57***

***Avant le 1<sup>er</sup> février 2016, élaborer un plan de surveillance des COV dans l'air ambiant qui sera mis en œuvre aux environs de la raffinerie afin de mieux mesurer la qualité de l'air ambiant en ce qui a trait aux COV.***

Irving Oil a élaboré une étude de surveillance des COV à la limite de la propriété, qui a été réalisée de juin 2016 à août 2017. Irving a attribué un contrat à une société d'ingénierie locale qui a préparé le plan et effectué les essais. Douze sites d'échantillonnage ont été choisis dans le périmètre de la raffinerie, et un total de 312 échantillons ont été prélevés. Les contaminants atmosphériques contrôlés comprenaient le benzène, le 1-3, butadiène, l'éthylbenzène, le toluène et les xylènes.

L'installation d'Irving Oil a été la première raffinerie du Canada à effectuer ce type d'étude, et elle a choisi la méthode 325A/B de l'USEPA. Cette méthode constitue une exigence réglementaire aux États-Unis pour les raffineries de pétrole en matière de surveillance à la limite de la propriété. Selon cette méthode, les COV sont prélevés dans l'air à l'aide d'un échantillonneur passif par diffusion à des endroits déterminés à la limite de l'installation.

Selon l'USEPA, le niveau d'intervention (seuil) à la limite de la propriété pour le benzène est de 9 ug/m<sup>3</sup>, et tous les résultats mesurés aux sites d'échantillonnage choisis à la limite de la propriété de la raffinerie étaient largement inférieurs au niveau d'intervention (seuil). Le tableau 9 résume les résultats obtenus dans le cadre de l'étude.

**Tableau 9 Sommaire des résultats de la surveillance des COV à la limite de la propriété**

Lieu	Benzène (ug/m <sup>3</sup> )	1-3,butadiène (ug/m <sup>3</sup> )	Éthylbenzène (ug/m <sup>3</sup> )	Toluène (ug/m <sup>3</sup> )	Xylènes (ug/m <sup>3</sup> )
1	0,82	<0,30	0,6	3,48	2,34
2	2,48	0,37	1,93	12,7	8,27
3	1,15	0,37	0,72	3,5	2,85
4	1,55	0,33	1,07	4,81	4,44
5	1,8	0,32	1,08	5,89	4,43
6	0,8	<0,30	<0,55	2,63	2,09
7	0,58	<0,30	<0,41	1,11	1,02
8	0,42	<0,30	<0,40	0,66	<0,80
9	0,42	<0,30	<0,50	1,9	1,53
10	0,35	<0,30	<0,41	0,75	<0,89
11	0,48	<0,30	<0,45	1,54	1,1
12	0,52	<0,30	<0,41	1,24	0,93
Lignes directrices relatives à la teneur moyenne annuelle dans l'air ambiant (ug/m <sup>3</sup> )	3, 0,45* et 9	0,3 et 2**	200	-	-

\*Le niveau est de 3 ug/m<sup>3</sup> selon les lignes directrices de l'Alberta et de 0,45 ug/m<sup>3</sup> selon les lignes directrices de l'Ontario.

\*\*Le niveau est de 0,3 ug/m<sup>3</sup> selon les lignes directrices du Québec et de 2 ug/m<sup>3</sup> selon les lignes directrices de l'Ontario.

\*\*\*La règle d'action de l'USEPA est de 9 ug/m<sup>3</sup>.

## PRÉSENTATION DE RAPPORTS

### ***Condition 63***

#### ***Soumettre les mises à jour du plan quinquennal d'essais à la source.***

Des essais de rendement ont été effectués selon les exigences du plan quinquennal approuvé d'essais à la source.

### ***Généralités***

Des rapports mensuels et annuels sont présentés, conformément aux exigences. Irving Oil Refining respecte toutes les exigences relatives à la présentation de rapports. D'autres renseignements contenus dans les rapports qui ne sont pas abordés dans le profil de l'installation sont présentés ci-dessous.

### ***Condition 64 d)***

*Résumé des émissions de COV et de benzène.*

Le tableau 10 indique les émissions annuelles de COV et le tableau 11, les émissions annuelles de benzène.

**Tableau 10. Émissions annuelles de COV (tonnes)**

<b>Source</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Émissions fugitives	86	149	147	151
Parc de stockage	101	112	126	114
Distribution du combustible	77	78	75	73
Cheminées	87	87	68	65
Déversements	2	2	0	1
Torches	77	36	41	54
UTEU	35	32	34	36
<b>TOTAL</b>	<b>467</b>	<b>497</b>	<b>491</b>	<b>493</b>

**Tableau 11. Émissions annuelles de benzène (tonnes)**

<b>Source</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Émissions fugitives	1 081	1 346	1 590	1 644
Parc de stockage	0,445	0,399	0,334	0,301
Distribution du combustible	0,025	0,026	0,025	0,025
Cheminées	0,000	0,000	0,000	0
Déversements	0,001	0,001	0,000	0
Torches	0,000	0,000	0,000	0
UTEU	0,611	0,545	0,580	0,621
<b>TOTAL</b>	<b>2 162</b>	<b>2 317</b>	<b>2 528</b>	<b>2 591</b>

Les émissions de COV et de benzène sont demeurées relativement stables pendant la durée de l'agrément.

***Condition 64 e)***

***l'écart type, moyen et maximal annuel des concentrations quotidiennes moyennes de soufre (exprimé en sulfure d'hydrogène) dans le gaz combustible de la raffinerie.***

Tableau 12. Concentration de H<sub>2</sub>S dans le gaz combustible

<b>H<sub>2</sub>S</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Volume moyen (%)	0,001 3	0,000 7	0,000 7	0,000 6
Moyenne maximale – volume (%)	0,105 0	0,014 3	0,071 1	0,003 3
Écart type – volume (%)	0,006 8	0,001 1	0,003 7	0,000 7

La composition du gaz combustible de la raffinerie est demeurée relativement stable pendant la durée de l'agrément.

**Mesures d'exécution**

Les mesures d'exécution utilisées par le ministère de l'Environnement sont expliquées dans la Politique d'observation et d'exécution du Ministère. Ces mesures peuvent comprendre notamment des calendriers de conformité, des avertissements verbaux et écrits, des ordonnances et des poursuites. Même si la Politique ne le précise pas, il est aussi possible de modifier les agréments afin d'imposer des conditions plus rigoureuses, pendant leur période de validité ou au moment de leur renouvellement, afin de corriger des problèmes particuliers de conformité ou d'améliorer l'impact environnemental de l'installation. Un nouveau règlement établi récemment en vertu de la *Loi sur l'assainissement de l'air* permet d'imposer des « pénalités administratives » à la suite d'infractions mineures comme solution de rechange aux mesures d'exécution habituellement appliquées.

Pendant la période de validité de l'agrément en vigueur, la raffinerie d'Irving Oil Refining G.P. de Saint John n'a fait l'objet d'aucun avertissement, d'aucune ordonnance, ni d'aucune poursuite relativement à la qualité de l'air.

**RELATIONS AVEC LE PUBLIC**

**Surveillance des appels**

La raffinerie Irving Oil reçoit des appels concernant la qualité de l'air, le bruit et diverses autres questions relatives à la région est de Saint John. La raffinerie a une procédure de traitement des appels qui doit être suivie par la personne qui reçoit l'information. Tous les appels sont étudiés et une réponse est fournie aux appelants qui s'identifient. Le

tableau indique le nombre d'appels reçus par la raffinerie au cours des quatre dernières années.

**Tableau 6. Appels relatifs à des préoccupations reçus directement par la raffinerie**

<b>Année</b>	<b>Odeur</b>	<b>Bruit</b>	<b>Divers</b>	<b>MP</b>	<b>Total</b>
2015	48	4	5	10	67
2016	21	14	4	0	39
2017	17	15	2	8	42
2018	11	19	98	0	128

Dans l'ensemble, le nombre d'appels relatifs à des préoccupations a diminué pendant la période validité de l'agrément par rapport à celle de l'agrément précédent. Les pics ont contribué à des perturbations particulières à l'installation, notamment :

- des plaintes relatives à des odeurs en 2015 à la suite d'une perturbation au toit flottant du réservoir 100 en février et d'une fuite de mercaptan en septembre;
- divers appels relatifs à des préoccupations à la suite d'un rejet de gazole combustible provenant de l'UCCF en juin 2018.

### **Relations communautaires**

#### **Comité de liaison communautaire**

Le Comité de liaison communautaire d'Irving Oil a été créé en 1998 en réponse à une exigence de la décision concernant une étude d'impact sur l'environnement pour le projet d'amélioration de la raffinerie. L'objectif du comité était d'assurer la liaison avec les intervenants quant aux enjeux liés au projet d'amélioration de la raffinerie. Le comité, qui est formé de résidents du voisinage, de représentants du gouvernement et d'employés membres d'une équipe, continue de se réunir même si le projet d'amélioration est terminé. Les membres du comité se réunissent tous les trois mois pour discuter des nouveaux projets et évaluer les progrès de la raffinerie sur les plans de la sécurité et de la performance environnementale.

#### **Visites du quartier**

Des visites sont effectuées dans le quartier au moyen d'un véhicule hybride. Le véhicule a été choisi pour sa performance environnementale par les membres du groupe de l'environnement pour repérer le bruit ou les odeurs qui peuvent provenir de la raffinerie. Si une odeur ou un bruit est décelé, on procède à une inspection de la raffinerie pour découvrir les sources potentielles. Des mesures sont prises rapidement pour atténuer ou dissiper les préoccupations.



Les visites comprennent 18 points d'essai, dont le chemin Loch Lomond, l'église de Forest Hills, l'avenue Creighton et quatre points le long de l'avenue Grandview. Elles comprennent également l'intérieur de la raffinerie. Des zones comme les parcs de stockage sont inspectées pour détecter les odeurs fortes et déterminer la direction du vent.

### Lettres aux voisins

Irving Oil tient son voisinage au courant des événements qui ont lieu à la raffinerie en envoyant par la poste ou en distribuant en main propre des lettres aux foyers des environs. Les lettres traitent notamment des périodes de renouvellement d'entretien et des avis pour la construction ou un projet.

Dans le cas du rejet provenant du catalyseur de l'UCCF et du rejet de gaz combustible, des lettres ont été distribuées en main propre aux voisins concernés pour les informer au sujet de l'incident.

### Bulletin d'information *Neighbourly News*

La raffinerie Irving Oil distribue un bulletin d'information 2 fois par année à environ 6 000 résidents qui habitent près de la raffinerie. Ce bulletin sert d'outil de liaison avec les résidents du voisinage afin de les tenir informés des activités de la raffinerie ainsi que de ses projets environnementaux.

## **PERSONNES-RESSOURCES**

Pour de plus amples renseignements sur le fonctionnement d'Irving Oil Refining G.P., veuillez communiquer avec :

### **Robyn McMullen**

Responsable de l'environnement  
Irving Oil Refining G.P.  
C.P. 1260  
Saint John (Nouveau-Brunswick) E2L 4H6  
Téléphone : 506-202-2361  
Télécopieur : 506-202-4050  
Courriel : [Robyn.McMullen@irvingoil.com](mailto:Robyn.McMullen@irvingoil.com)

Principale personne-ressource, région de Saint John :

### **Patrick Stull**

Directeur régional  
Bureau de la région 4  
Direction de l'exécution des programmes et des services d'exécution  
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick  
8, rue Castle, C.P. 5001  
Saint John (Nouveau-Brunswick) E2L 4Y9

Téléphone : 506-658-2558  
Télécopieur : 506-658-3046  
Courriel : [Patrick.Stull@gnb.ca](mailto:Patrick.Stull@gnb.ca)

Pour obtenir de plus amples renseignements sur le présent document ou sur les règlements environnementaux relatifs à la qualité de l'air, veuillez communiquer avec :

**Sheryl Johnstone**

Ingénieure principale des agréments  
Direction des autorisations  
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick  
C.P. 6000, 20, rue McGloin  
Fredericton (Nouveau-Brunswick) E3B 5H1

Téléphone : 506-444-4599  
Télécopieur : 506-457-7805  
Courriel : [Sheryl.Johnstone@gnb.ca](mailto:Sheryl.Johnstone@gnb.ca)

Pour faire des commentaires ou poser des questions sur le processus de participation du public, communiquez avec :

**Chandra Clowater**

Gestionnaire par intérim  
Direction de la sensibilisation du public et de la participation des intervenants et des Premières Nations  
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick  
C.P. 6000, 20, rue McGloin  
Fredericton (Nouveau-Brunswick) E3B 5H1

Téléphone : 506-457-7511  
Télécopieur : 506-453-3843  
Courriel : [Chandra.Clowater@gnb.ca](mailto:Chandra.Clowater@gnb.ca)