

# ÉTUDE COMPARATIVE DE LA PERFORMANCE DES RAFFINERIES EN MATIÈRE D'ÉMISSIONS

Préparé pour le :

Conseil canadien des ministres de l'environnement

Sous-groupe sur l'analyse comparative  
Comité directeur  
du Cadre national pour la réduction des émissions des raffineries de  
pétrole

Par :



Levelton Engineering Ltd.  
12791, place Clarke, bureau 150  
Richmond (Colombie-Britannique) V6V 2H9

Et



Purvin & Gertz Inc.  
1720, Sunlife Plaza  
144, 4<sup>e</sup> Avenue S.W.  
Calgary (Alberta) T2P 3N4

En association avec M. Don O'Connor, (S&T)<sup>2</sup> Inc., Delta (Colombie-Britannique)

## **Démenti**

Ce rapport contient de l'information préparée à l'intention du Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME), mais n'a pas reçu son approbation. Le CCME exige l'application des normes de recherche les plus élevées qui soient dans ses publications. Comme le CCME ne poursuit aucuns travaux de recherche ni ne signe de rapports, il n'est pas responsable de l'exactitude des données contenues dans ses publications. Il ne se porte pas garant des opinions qui y sont exprimées, pas plus qu'il ne les partage ou ne les soutient nécessairement.

## PRÉFACE

Le présent rapport est destiné exclusivement au client identifié en couverture dans le cadre des objectifs décrits et ne constitue aucun engagement direct ou implicite à l'égard de tiers. Levelton Engineering Ltd. et ses sous-traitants, Purvin & Gertz Inc. et (S&T)<sup>2</sup> Inc., ont dû se fier à des données obtenues auprès d'un certain nombre de sources du domaine public. Levelton Engineering Ltd. et ses sous-traitants déclinent toute responsabilité quant à la justesse de l'information fournie par ces sources et reproduites dans les présentes. Levelton Engineering Ltd. et ses sous-traitants ont apporté à l'analyse et à la préparation du rapport un soin et des compétences raisonnables et ont appliqué les méthodes d'analyse conformes aux pratiques normales de l'industrie. Tout changement aux facteurs qui fondent l'étude pourrait influencer sur les résultats. Nulle garantie de commerciabilité ni d'adaptation à une fin particulière ne s'applique.

## REMERCIEMENTS

L'équipe de l'étude tient à remercier les organisations et groupes suivants pour la contribution et les perspectives offertes ainsi que pour les renseignements fournis tout au long du projet :

- Les membres du Sous-groupe sur l'analyse comparative du Cadre national pour la réduction des émissions des raffineries de pétrole,
- l'Institut canadien des produits pétroliers,
- le personnel d'Environnement Canada et du Conseil canadien des ministres de l'environnement,
- les représentants des ministères provinciaux de l'Environnement et de l'Énergie,
- les firmes Marbek Resource Consultants Ltd. et AMEC E&C Services Ltd.

## SOMMAIRE

En 2001, l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) propose aux ministères provinciaux et fédéraux de l'Environnement et de l'Énergie une nouvelle façon de réglementer les émissions atmosphériques des raffineries de pétrole au Canada. La proposition comprend la création d'un processus coopératif entre les gouvernements fédéral et provinciaux, l'industrie et différentes parties intéressées, afin de bâtir un cadre réglementaire national qui établit des valeurs maximales à l'échelle des installations, sur la base de la performance. Il est prévu que ces plafonds réduisent considérablement les émissions des raffineries, dont la performance environnementale sera alors équivalente à celle des raffineries des États-Unis, tout en maintenant, voire en renforçant, la position concurrentielle du secteur canadien du raffinage. L'ICPP estime que cette approche complétera le Programme fédéral pour des véhicules, des moteurs et des carburants moins polluants, qui pave la voie à un régime réglementaire en matière de carburants à base de pétrole.

En février 2002, le Comité de planification et de protection de l'environnement du Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) demande au Comité national de coordination des questions atmosphériques (CNCQA) d'envisager la conception et le financement d'une stratégie de réduction des émissions de plusieurs polluants des raffineries de pétrole. Le Comité directeur du Cadre national pour la réduction des émissions des raffineries de pétrole (CNRÉRP) est donc formé sous l'égide du CNCQA – Autres questions atmosphériques (CNCQA–A). Il a pour tâche de déterminer les principes et les méthodes qui présideront à l'établissement, par les gouvernements, des plafonds d'émissions de principaux contaminants atmosphériques et de toxiques atmosphériques des raffineries. L'idée de base des plafonds est d'abaisser les quantités d'émissions pour les rendre au moins équivalentes à la performance actuelle et prévue des raffineries comparables aux États-Unis.

Un certain nombre de sous-groupes ont été formés pour faciliter l'élaboration du CNRÉRP. Il s'agit de sous-groupes sur les questions suivantes : la priorisation de la santé, les communications et les consultations, l'élaboration de la méthode et du cadre, la surveillance et la production de rapports ainsi que l'analyse comparative.

Ce rapport a pour but de faciliter le travail du Sous-groupe sur l'analyse comparative. Les objectifs de l'étude étaient en effet les suivants :

- recueillir des données sur les performances en matière d'émissions de raffineries au Canada et aux États-Unis;
- déterminer les paramètres qui influent sur la performance des raffineries à cet égard et élaborer des méthodes ou établir des corrélations afin de normaliser cette performance;
- appliquer les corrélations et comparer la performance des raffineries du Canada à celle de raffineries comparables aux États-Unis.

Une étude comparative des régimes réglementaires régissant les raffineries s'est déroulée parallèlement à cette étude comparative des performances en matière d'émissions.

### **DONNÉES SUR LES PERFORMANCES EN MATIÈRE D'ÉMISSIONS**

L'EPA compile un inventaire national exhaustif des émissions des principaux contaminants atmosphériques (CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, VOC, PM<sub>10</sub> et PM<sub>2,5</sub> directes et ammonium) et polluants atmosphériques dangereux. Ce sont les données sur 138 raffineries, tirées de cet inventaire, qui ont servi ici. L'EPA est en voie d'intégrer à son inventaire les données sur les polluants atmosphériques dangereux, mais le tout n'était encore qu'en version provisoire pendant la

présente étude. C'est donc l'inventaire américain des rejets de toxiques qui a servi de source de données sur les émissions d'autres contaminants, dont le benzène. L'ensemble le plus récent est celui de l'année 1999. Les données de l'inventaire national exhaustif sur les raffineries des États-Unis sont résumées au tableau S-1. Il faut noter que les corrélations établies dans le cadre de l'étude reposent généralement sur un sous-ensemble des données indiquées; toutes ne font pas appel aux données des 138 raffineries.

**Tableau S-1 : Sommaire des émissions des raffineries des États-Unis par Petroleum Administration Defense District (PADD)**

Région	Nombre de raffineries	Émissions* (tonnes par année)							
		CO	COV	NOx	SO <sub>2</sub> *	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	NH <sub>3</sub>	Benzène
PADD I	14	37 891	10 220	20 049	48 765	4 514	3 897	1 286	50
PADD II	28	28 220	29 550	63 992	142 489	8 903	7 450	3 917	169
PADD III	54	83 838	63 980	97 746	115 008	18 537	16 864	723	355
PADD IV	15	3 880	8 011	6 721	18 786	2 099	1 735	1 328	32
PADD V	27	10 362	15 396	26 523	30 245	4 655	3 749	5 850	48
TOTAL	138	164 192	127 157	215 031	355 293	38 708	33 696	13 104	654

Région	Nombre de raffineries	Émissions* (tonnes américaines par année)							
		CO	COV	NOx	SO <sub>2</sub> *	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	NH <sub>3</sub>	Benzène
PADD I	14	41 775	11 268	22 105	53 764	4 976	4 297	1 418	56
PADD II	28	31 112	32 579	70 551	157 094	9 815	8 213	4 318	187
PADD III	54	92 432	70 538	107 765	126 797	20 437	18 593	797	391
PADD IV	15	4 278	8 832	7 410	20 712	2 314	1 913	1 464	35
PADD V	27	11 424	16 974	29 241	33 345	5 133	4 133	6 450	52
TOTAL	138	181 021	140 190	237 072	391 711	42 676	37 149	14 447	721

\* Les données sont de 1999, sauf celles des émissions de SO<sub>2</sub> des quatre raffineries de l'Ohio, qui datent de 1996. En effet, l'inventaire de 1999 faisait état d'émissions de SO<sub>2</sub> nulles dans ces cas.

Au Canada, vingt raffineries ont été retenues pour l'analyse comparative, parmi lesquelles figurent des entreprises nationales et des entreprises régionales. Les raffineries exploitées par des entreprises membres de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) ont, à l'exception d'une seule, fourni directement les données sur leurs émissions des principaux contaminants atmosphériques de l'année 2001. Les trois raffineries qui ne sont pas membres de l'ICPP n'ont pas fourni de données. Les meilleures données disponibles dans ce cas sont celles des inventaires des gouvernements fédéral et provinciaux ou d'autres sources. Les données sur les autres contaminants viennent de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP); ce sont celles de 2001. Toutes ces données figurent au tableau S-2.

**Tableau S-2 : Sommaire des émissions des raffineries du Canada, par région**

Région	Nombre de raffineries	Émissions* (tonnes par année)								
		CO	COV	NOx	SOx	PM	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	NH <sub>3</sub>	Benzène
Ouest canadien	7	3 606	4 000	5 089	16 843	1 230	916	649	9	39
Ontario	7	6 295	6 782	10 455	59 090	3 128	2 493	1 660	4	121
Québec	3	1 456	3 326	4 598	14 220	805	633	424	3	30
Canada atlantique	3	2 172	7 629	9 393	28 440	1 686	1 172	598	10	23
Total	20	13 529	21 736	29 535	118 593	6 849	5 215	3 331	26	213

Région	Nombre de raffineries	Émissions (tonnes américaines par année)								
		CO	VOC	NOx	SOx	PM	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	NH <sub>3</sub>	Benzène
Ouest canadien	7	3 975	4 409	5 610	18 567	1 356	1 010	715	10	43
Ontario	7	6 940	7 476	11 524	65 136	3 448	2 748	1 830	5	133
Québec	3	1 605	3 666	5 069	15 675	887	698	467	3	33
Canada atlantique	3	2 394	8 410	10 354	31 350	1 859	1 292	659	11	26
Total	20	14 913	23 960	32 557	130 727	7 550	5 749	3 671	28	235

Notes : Ces données ne comprennent pas les émissions de CO ni de particules de Parkland Bowden.

Les données sont celles de 2001 ou, à défaut, de l'année antérieure la plus rapprochée.

### PARAMÈTRES DE NORMALISATION ET D'EXPLOITATION EN VUE DES COMPARAISONS

Il y a plusieurs types d'études comparatives, selon l'usage prévu de l'analyse. En l'occurrence, la « comparaison sur le plan environnemental » ou « comparaison des performances environnementales » comprend l'évaluation de la performance de grandes catégories de raffineries. Comme il est prévu d'utiliser la comparaison sur le plan environnemental comme outil d'amélioration, l'objectif de l'analyse est de rehausser les performances environnementales.

Pour les besoins de l'étude, la performance des raffineries des États-Unis en matière d'émissions sert à déterminer des points de référence auxquels on peut comparer la performance des raffineries du Canada. Ce faisant, il faut parfois normaliser les données sur les émissions pour atténuer l'erreur systématique attribuable aux différences existantes sur le plan des échelles d'exploitation, des charge fraîche, des caractéristiques techniques des produits, des mesures de contrôle des émissions ou des dispositions réglementaires et d'autres conditions de traitement inhérentes pouvant influencer sur la performance environnementale.

Une fois connues les données sur la performance des raffineries des É.-U. en matière d'émissions, l'étape suivante consistait à assembler une base de données sur les procédés appropriés et sur l'exploitation pour trouver une méthode de normalisation. Nous avons estimé les quantités de brut léger non corrosif, de brut léger corrosif et de brut lourd corrosif traitées par chaque raffinerie à l'aide de l'information publiée par la division de l'information sur l'énergie (EIA) du ministère de l'Énergie des É.-U. et dans le *Oil and Gas Journal*. Il y a eu en outre compilation des données sur la configuration, la capacité et la production de chaque raffinerie.

Dans la mesure du possible, nous avons recueilli de l'information sur des paramètres propres aux sites et de nature à modifier les émissions, comme la technologie de contrôle, le type de combustible et la présence de certaines unités de traitement.

Au départ, chacune des raffineries exploitées aux États-Unis en 1999 a été classée en fonction de l'une ou l'autre des six configurations suivantes :

- brut léger non corrosif et craquage catalytique fluide (FCC),
- brut léger corrosif et craquage catalytique fluide,
- brut léger non corrosif et cokéfaction,
- brut léger corrosif et cokéfaction,
- brut lourd corrosif et craquage,
- brut lourd corrosif et cokéfaction.

La capacité de production des raffineries canadiennes a été déterminée à partir des données publiées par le *Oil & Gas Journal* pour 2001. Le brut disponible par raffinerie a été estimé à partir des statistiques publiées sur les pipelines dans les rapports de Statistique Canada et les rapports annuels des entreprises. Les raffineries du Canada ont ensuite été classées dans l'une des six catégories énumérées ci-dessus. Il faut noter toutefois que plusieurs ont une configuration unique qu'il est difficile d'assimiler à l'une des six catégories. Il s'agit de Shell Scotford, de Parkland Refining, de Nova Chemicals et de l'usine de lubrifiants de Petro-Canada à Mississauga.

Les données assemblées sur les paramètres potentiels de normalisation comprennent des données d'exploitation et de configuration. Elles ont été combinées aux données sur les performances en matière d'émission afin d'établir des corrélations relatives aux raffineries des États-Unis (voir la description ci-dessous).

## **CORRÉLATIONS RELATIVES AUX ÉMISSIONS DES RAFFINERIES DES ÉTATS-UNIS**

Pour chacun des contaminants de l'air visés par l'étude, un certain nombre de méthodes de normalisation, puis d'itérations pour chacune, ont été employées afin d'établir des corrélations comparatives recommandées. La justesse des corrélations est indiquée par la valeur statistique R au carré ( $R^2$ )<sup>1</sup>.

Au total, 74 corrélations entre les émissions des raffineries des États-Unis ont été élaborées au cours de l'étude. Le nombre de raffineries pour chaque corrélation varie selon le type de brut, la configuration de l'usine et d'autres paramètres. Certaines ont été l'objet d'itérations multiples ou d'essais, le tout pour examiner différentes plages de capacité de production des raffineries ou l'incidence de certaines unités de traitement ou de certains équipements (ex. : hydrotraitement du gas oil sous vide ou GOSV, chaudière au monoxyde de carbone, usines de lubrifiants, extraction de composés aromatiques). Comme nous l'avons vu plus haut, nous avons compilé les données de 1999 sur les émissions de 138 raffineries des États-Unis. Pour une corrélation donnée, seul un sous-ensemble de ces données a été utilisé, selon le type de brut, la configuration de l'usine, etc. Pour la plupart des corrélations, toutes les données sur les émissions des raffineries des É.-U. ont été incluses. Les cas de non-respect continu des conditions du permis d'exploitation et les différences de réglementation ou de mesures de

---

<sup>1</sup>  $R^2$  est le carré du coefficient des corrélations des moments mixtes. Il peut s'interpréter comme étant la proportion de la variance de y expliquée par la variance de x.  $R^2$  peut aller de 0 à 1, cette dernière valeur indiquant le plus haut degré de relation linéaire entre les valeurs de x et de y.

contrôle des émissions n'ont pas été considérés comme des motifs valides d'exclusion. Ces situations sont plutôt vues comme des facteurs contribuant à la dispersion générale des valeurs de performance en matière d'émissions.

Le Sous-groupe sur l'analyse comparative du CNRÉRP a examiné les 74 corrélations entre émissions des raffineries des É.-U. élaborées pour les besoins de la présente étude et commentées dans une série de rapports provisoires, de téléconférences mensuelles, de réunions et de lettres.

Les sections qui suivent présentent les corrélations comparatives recommandées par l'équipe de conseillers et la façon de les appliquer pour comparer la performance des raffineries du Canada à celles des raffineries des États-Unis.

### **SOx**

Les émissions de SOx des raffineries dépendent principalement de la teneur en soufre des bruts disponibles et du débit de traitement par craquage catalytique fluide. Les usines de craquage catalytique fluide sont les principales sources de SOx, étant donné la régénération de catalyseurs. La cokéfaction en lit fluidisé est aussi une source substantielle de SOx, puisque l'énergie nécessaire est fournie par la combustion du coke à haute teneur en soufre. La combustion de carburants peut également produire une quantité considérable de SOx, surtout dans le cas des raffineries qui utilisent le mazout lourd plutôt qu'un gaz de distillation ou le gaz naturel, et de celles qui brûlent du coke combustible. La teneur en soufre des produits du craquage catalytique fluide augmente en proportion de la teneur en soufre des bruts disponibles. Toutefois, beaucoup de raffineries alimentées en brut lourd corrosif font aussi l'hydrotraitement des produits alimentant le FCC, ce qui réduit leur teneur en soufre et, ainsi, les émissions de SOx. L'efficacité des usines d'acide sulfurique a aussi des répercussions sur les émissions de SOx des raffineries. Ainsi, une usine qui récupère beaucoup de soufre en éliminant les gaz résiduels produira moins de SOx qu'une usine qui n'élimine pas ces gaz.

Les émissions de SOx ont été d'abord normalisées par rapport au débit des usines de craquage catalytique fluide et des usines de cokéfaction en lit fluidisé pour toutes les raffineries de ce type aux États-Unis. Elles ont ensuite été normalisées par rapport à la quantité totale de brut traité pour toutes les raffineries des É.-U., ce qui a produit une corrélation plus étroite que dans le premier cas. Par conséquent, afin de réduire encore l'incertitude, des corrélations ont été calculées (sur la base du débit de traitement du brut) pour des catégories de plus en plus étroites de raffineries, de la façon suivante :

- toutes les raffineries,
- toutes les raffineries dotées de dispositifs d'hydrotraitement du GOSV,
- toutes les raffineries sans dispositif d'hydrotraitement du GOSV,
- les raffineries avec usines de craquage, sans égard au type de brut,
- les raffineries avec usines de craquage dotées de dispositifs d'hydrotraitement du GOSV,
- les raffineries avec usines de craquage sans dispositif d'hydrotraitement du GOSV,
- les raffineries avec usines de cokéfaction, sans égard au type de brut,
- les raffineries avec usines de cokéfaction dotées de dispositifs d'hydrotraitement du GOSV,
- les raffineries avec usines de cokéfaction sans dispositif d'hydrotraitement du GOSV,
- les six configurations types des raffineries.



De plus, un certain nombre des corrélations relatives aux SOx ont été vérifiées au regard de toutes les raffineries (peu importe la capacité) et de toutes les raffineries d'une capacité de 50 à 250 000 barils par jour.

### **NOx**

Les émissions de NOx des raffineries proviennent surtout de la combustion de combustibles dans les fournaies et les chaudières. Le type de combustible utilisé a une grande incidence sur les émissions de NOx. La régénération des catalyseurs de craquage catalytique fluide et la combustion du coke combustible produisent aussi de grandes quantités de NOx. On pouvait s'attendre à ce que les émissions de NOx soient en corrélation avec le débit des raffineries et dépendent de l'intensité énergétique de la raffinerie : plus la capacité de transformation est grande plus grande est l'intensité énergétique par unité de brut traité. Les émissions de NOx ont été mises en corrélation avec le débit de traitement de brut de toutes les raffineries, puis avec le débit des installations de craquage, peu importe le type de brut, avec les installations de cokéfaction, là encore sans égard au type de brut et, enfin, avec les six configurations types.

### **Monoxyde de carbone**

Les principales sources de monoxyde de carbone dans les raffineries sont les dispositifs de régénération des catalyseurs de craquage catalytique fluide, la combustion de coke en lit fluidisé, de même que la combustion incomplète de combustible dans les chaudières et les fours. Certaines raffineries sont dotées de chaudières au monoxyde de carbone qui récupèrent la chaleur du CO générée par le dispositif de craquage catalytique fluide ou de cokéfaction en lit fluidisé. Les émissions de CO ont été normalisées par rapport à la fois au débit de brut traité et à la capacité combinée des dispositifs de craquage catalytique fluide et de cokéfaction en lit fluidisé. Deux autres corrélations ont été établies sur la base des dispositifs de craquage catalytique fluide et de cokéfaction en lit fluidisé des raffineries, dotées ou non de chaudières au CO.

### **Particules**

Le craquage catalytique fluide est la principale source de particules dans les raffineries. Les émissions proviennent des dispositifs de régénération des catalyseurs du craquage catalytique fluide et des gaz effluents des dispositifs de régénération. Les réchauffeurs à combustion et la combustion de coke en lit fluidisé sont également d'importantes sources. Les émissions de fractions de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub> ont été corrélées séparément, toutes deux sur la base du débit de traitement du brut. D'autres corrélations ont été établies sur la base de la capacité des dispositifs de craquage catalytique fluide et de cokéfaction en lit fluidisé de toutes les raffineries avec usines de craquage ou de cokéfaction en lit fluidisé.

### **Composés organiques volatils**

Les émissions de COV ont différentes sources, notamment les rejets de procédés, les émissions fugitives, les rejets survenant pendant le stockage et le transfert ainsi que les rejets d'eaux usées. Trois corrélations ont été établies par normalisation des émissions de COV par rapport au débit de brut traité pour toutes les raffineries des États-Unis et au débit de brut traité par les raffineries dotées ou non d'usines de fabrication de lubrifiants.

### **Ammonium**

L'ammonium est un produit dérivé de réactions qui se produisent pendant l'hydrotraitement. Il vient principalement des installations de traitement de l'eau acide générée par l'hydrotraitement. L'ammonium est aussi utilisé comme réactif pour le lavage des gaz effluents des systèmes de contrôle des SOx ou des systèmes de réduction sélective catalytique ou non catalytique des NOx. On peut donc déduire que les émissions d'ammonium sont fonction de la capacité d'hydrotraitement, et une corrélation avec le NH<sub>3</sub> a été établie à partir de cette hypothèse. Une

autre corrélation avec le  $\text{NH}_3$  a été établie par normalisation des émissions par rapport au débit de brut traité.

### **Benzène**

À l'état naturel, le pétrole brut contient une petite quantité de benzène. Les unités de reformage du naphta des raffineries fabriquent aussi du benzène. De nombreuses raffineries possèdent des installations de fractionnement qui leur permettent d'extraire le benzène du réformat et de se conformer ainsi aux exigences en la matière, tandis que d'autres possèdent des unités d'extraction de composés aromatiques qui séparent le benzène, le toluène et le xylène. Les composants extraits servent à la fabrication de produits pétrochimiques. Quatre corrélations ont été établies pour le benzène, deux fondées sur la quantité totale de brut traité (avec ou sans extraction de composés aromatiques), une fondée sur la capacité de reformage et la quatrième sur la capacité combinée de reformage et d'extraction de composés aromatiques.

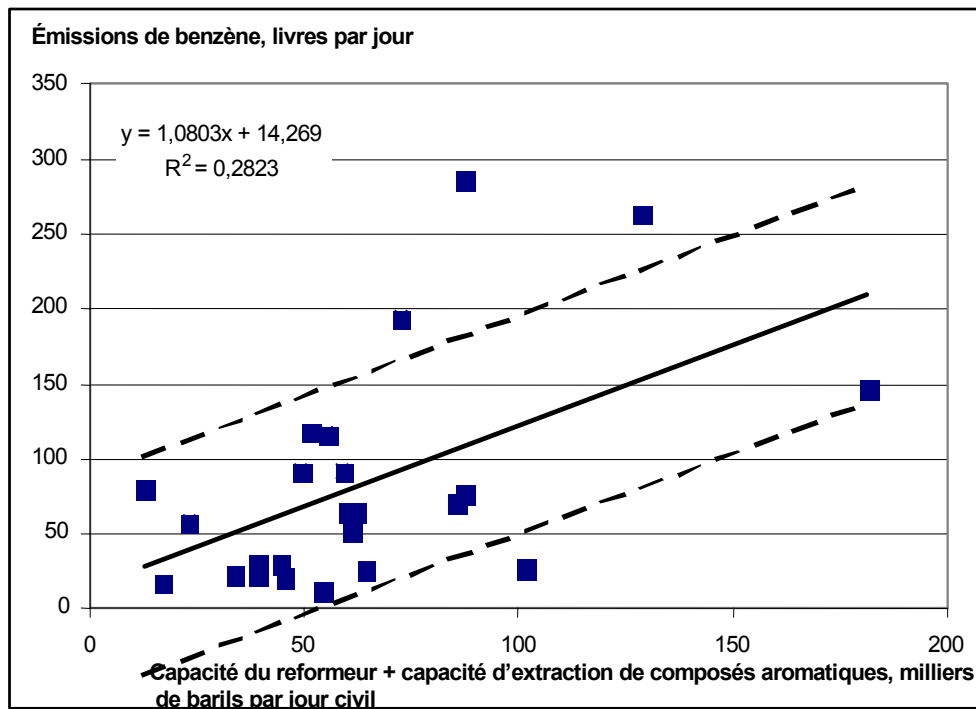
### **Corrélations recommandées**

Étant donné les conseils fournis par le Sous-groupe, l'ensemble des corrélations résumées au tableau S-3 est apparu comme le plus prometteur pour l'analyse comparative. Les corrélations recommandées par l'équipe de conseillers sont exposées et appliquées à cette fin dans les sections qui suivent. Il faut noter que les membres du Sous-groupe sur l'analyse comparative ont longuement débattu des corrélations à utiliser. Celles que recommande l'équipe de conseillers sont présentées dans le présent rapport et les autres corrélations établies sont documentées, à l'usage du Sous-groupe sur l'analyse comparative, du Comité directeur du CNRÉRP et de tout autre organisme qui en envisagerait l'usage ou souhaiterait les explorer davantage. Le rapport comprend aussi les données sur les émissions et les données d'exploitation utilisées pour la normalisation, le tout pour faciliter l'élaboration de nouvelles ou d'autres corrélations.

Le tableau S-3 montre les corrélations élaborées à partir des données de toutes les raffineries des États-Unis et les raffineries dont la capacité se situe dans une plage de 50 à 250 000 barils de brut par jour. En règle générale, les corrélations fondées sur une capacité limitée sont moins bonnes. Pour cette raison, et pour tenir compte des grandes raffineries américaines qui fonctionnent comme un enchaînement d'installations multiples (comme des petites raffineries parallèles réunies sur un même site), les corrélations recommandées ici sont fondées sur l'inclusion de « toutes les données ».

Toutes les corrélations recommandées sont présentées comme des équations plus ou moins une certaine limite de confiance; ce concept est illustré par la figure S-1 ci-dessous. Les quantités réelles d'émissions (en l'occurrence, le benzène), sont indiquées comme une fonction de la variable de normalisation choisie, soit la capacité d'une unité dans le cas présent. Une corrélation linéaire est ensuite élaborée pour déterminer la relation entre l'émission et la variable de normalisation. Les données sont généralement assez dispersées autour de la corrélation. Cette dispersion représente l'écart type entre l'erreur réelle et l'erreur prévue (différence entre les émissions réelles signalées pour une installation donnée et la valeur des émissions prédite à l'aide de l'équation de corrélation). On détermine ensuite une limite de confiance à 75 % associée à la prévision des corrélations selon l'écart type entre l'erreur réelle et l'erreur prévue. Enfin, les émissions de référence de chaque raffinerie du Canada sont calculées à partir de la prévision par corrélation, à laquelle on ajoute ou dont, on soustrait la limite de confiance à 75 % associée à la prévision permise par la corrélation. Les émissions de référence des raffineries du Canada ne sont donc pas des valeurs uniques, mais plutôt une plage de valeurs. Si une raffinerie canadienne produit une quantité réelle d'émissions qui correspond à cette plage, elle est jugée comparable aux raffineries des É.-U. qui se classent en deçà de la limite de confiance à 75 % associée à la corrélation.

**Figure S-1 : Exemple de corrélation relative à une émission – Raffineries américaines pratiquant l'extraction de composés aromatiques – Émissions de benzène**



## ANALYSE COMPARATIVE

Des valeurs de référence ont été calculées pour les émissions de chaque raffinerie du Canada à l'aide des corrélations établies à partir des données sur les raffineries des É.-U. Un intervalle de confiance à 75 % a été calculé pour les émissions de référence de chaque raffinerie.

Toutes les raffineries du Canada ont été l'objet de l'analyse comparative. Quatre d'entre elles, toutefois – Shell Scotford, Parkland Refining, Nova Chemicals et Petro-Canada à Mississauga – ont été incluses en fonction des corrélations les plus appropriées, compte tenu du fait qu'elles présentent une configuration particulière, quelque peu différente des corrélations utilisées.

## SO<sub>x</sub>

Les émissions de SO<sub>x</sub> de référence ont été évaluées pour chacune des raffineries du Canada sur la base de la production de brut et de la configuration de l'établissement en 2001. Trois raffineries – Petro-Canada à Edmonton, Co-op/Newgrade à Regina et Imperial Oil à Sarnia – sont des installations de cokéfaction. Les émissions de SO<sub>x</sub> de référence et les limites de confiance de 75 % qui leur sont associées ont été évaluées à l'aide de la corrélation [SO<sub>x</sub>-7a] établie pour les raffineries exclusivement consacrées à la cokéfaction, et les valeurs de référence des raffineries restantes ont été déterminées à partir de la corrélation [SO<sub>x</sub>-4a] établie pour les raffineries dotées d'unité de craquage.

En règle générale, aucune des corrélations établies pour les SO<sub>x</sub> ne présente une forte linéarité. Toutes les corrélations relatives au craquage et à la cokéfaction sont assorties de valeurs respectives de R<sup>2</sup> de 0,22 et de seulement 0,04. Les corrélations relatives aux émissions de SO<sub>x</sub> des installations de craquage du brut léger non corrosif, de cokéfaction du brut léger non corrosif et de craquage du brut lourd sont assorties de meilleures valeurs de R<sup>2</sup> et de limites de confiance plus étroites que la corrélation établie pour les raffineries dotées d'unité de craquage

ou de cokéfaction. Toutefois, les corrélations établies pour les installations de cokéfaction de brut léger corrosif et de brut lourd sont très faibles, la valeur de  $R^2$  approchant zéro et les intervalles de confiance à 75 % étant assez larges. Certes, ces corrélations sont meilleures que celles qui ont été établies pour les raffineries dotées d'unité de craquage ou de cokéfaction pour quatre des six configurations types, mais cette méthode de comparaison n'est pas recommandée. Il faut partir d'une information détaillée sur les bruts disponibles, traités à chaque raffinerie des É.-U. et du Canada pour classer chaque installation avec justesse et établir les corrélations et les intervalles de référence relatifs aux raffineries canadiennes. Malheureusement, cette information n'est généralement pas du domaine public et l'exercice qui consiste à estimer le brut traité à chaque raffinerie américaine à partir des données publiques n'est pas une mince tâche. Or, l'un des principaux objectifs de l'exercice de comparaison était d'élaborer une méthode transparente, facile à expliquer et facile à modifier au besoin. Comme la méthode fondée sur les six configurations types de raffineries ne repose pas sur une information qui se trouve dans le domaine public, elle ne satisfait pas aux critères de transparence et de simplicité de modification. Pour cette raison, la méthode comparative des six catégories de raffineries n'est pas recommandée pour les émissions de SOx.

La figure S-2 ci-dessous compare les émissions réelles de chaque raffinerie et l'intervalle de confiance à 75 % associé aux émissions de référence établies à partir des données sur les raffineries des États-Unis. Dix-sept raffineries sont dans l'intervalle de confiance à 75 % associé aux corrélations de référence. De ce nombre, onze produisent plus d'émissions que le point milieu de référence. Trois raffineries produisent plus d'émissions que la limite supérieure de l'intervalle de confiance à 75 %.

Deux cas particuliers sont présentés pour ce qui est des émissions de SOx. D'une part, il y a celui de Sulconam Inc., qui fait la récupération d'anhydride sulfureux pour les raffineries Shell et Petro-Canada, à Montréal. Les émissions réelles de ces deux raffineries sont indiquées avec et sans les SOx de l'usine Sulconam. L'autre est l'installation Shell de Sarnia, qui produit plus de vapeur qu'elle en utilise et vend le surplus aux installations adjacentes. Les émissions réelles de Shell à Sarnia sont indiquées avec et sans les émissions de SOx qui résultent de la production de vapeur destinée à la vente.



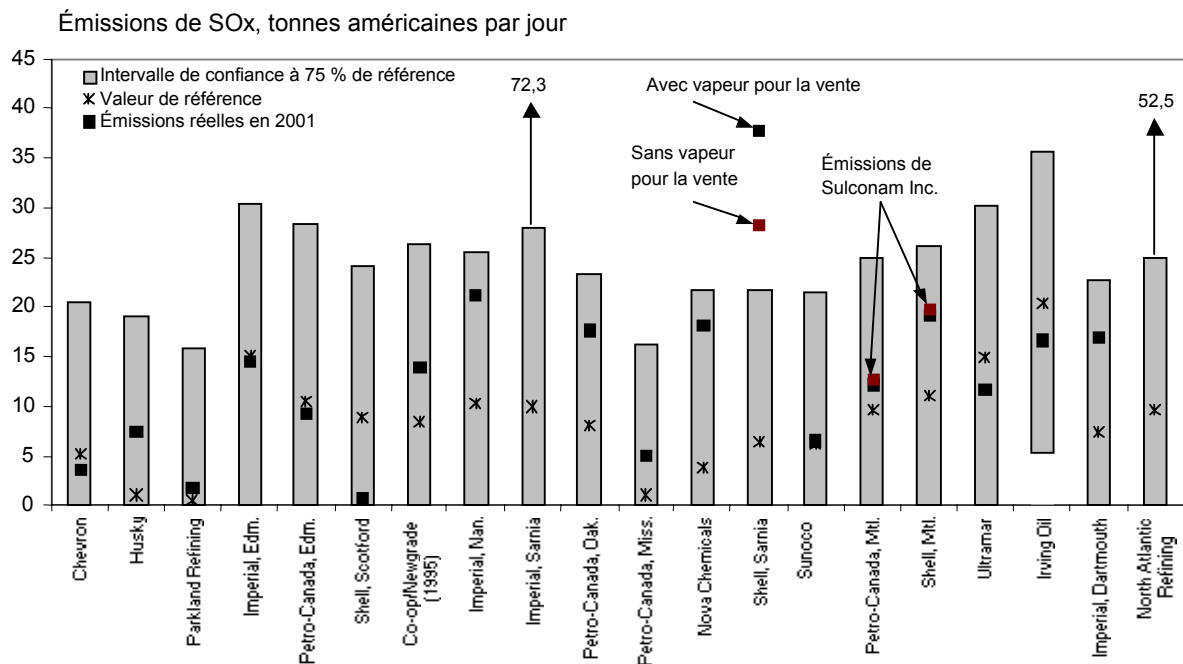
**Tableau S-3 : Sommaire des corrélations relatives aux émissions des raffineries des États-Unis**

Paramètre de normalisation	Toutes les données				Capacité de 50 à 250 mille barils par jour			
	N° de corrélation	Régression	R <sup>2</sup>	Taille de l'échant.	N° de corrélation	Régression	R <sup>2</sup>	Taille de l'échant.
<b>SOx</b>								
Toutes les raffineries	Quant. de brut traité	SOx-1a	y = 0,0552x + 2,3546	0,15	130			
Toutes les raffineries avec hydrotraitement GOSV	Quant. de brut traité	SOx-2a	y = 0,0288x + 3,0671	0,17	41	SOx-2b	y = 0,0283x + 2,9761	0,08 49
Toutes les raffineries sans hydrotraitement GOSV	Quant. de brut traité	SOx-3a	y = 0,0843x + 1,3956	0,22	89	SOx-3b	y = 0,077x + 2,6826	0,08 26
Usines de craquage	Quant. de brut traité	SOx-4a	y = 0,0946x + 0,0883	0,22	52	SOx-4b	y = 0,0295x + 5,0832	0,04 36
Usines de craquage avec hydrotraitement GOSV	Quant. de brut traité	SOx-5a	y = 0,0461x + 1,2855	0,29	19	SOx-5b	y = 0,0598x - 0,2528	0,33 15
Usines de craquage sans hydrotraitement GOSV	Quant. de brut traité	SOx-6a	y = 0,1268x - 0,2345	0,29	33	SOx-6b	y = 0,0145x + 7,291	0,01 21
Usines de cokéfaction raffineries	Quant. de brut traité	SOx-7a	y = 0,0286x + 6,9124	0,04	53	SOx-7b	y = 0,0598x + 3,8066	0,04 35
Usines de cokéfaction avec hydrotraitement GOSV	Quant. de brut traité	SOx-8a	y = 0,0242x + 3,9019	0,10	22	SOx-8b	y = -0,0263x + 9,6087	0,09 11
Usines de cokéfaction sans hydrotraitement GOSV	Quant. de brut traité	SOx-9a	y = 0,0469x + 6,9473	0,06	31	SOx-9b	y = 0,0947x + 2,0578	0,07 24
<i>Classement simplifié</i>								
Craquage de brut léger corrosif	Quant. de brut traité	SOx-10a	y = 0,0338x + 2,5928	0,37	25	SOx-10b	y = 0,0364x + 2,6403	0,14 15
Cokéfaction de brut léger non corrosif	Quant. de brut traité	SOx-11a	y = 0,0339x + 0,8659	0,25	10	SOx-11b	y = 0,0099x + 3,2739	0,03 9
Craquage de brut léger corrosif	Quant. de brut traité	SOx-12a	y = 0,1452x - 3,4547	0,25	21	SOx-12b	y = 0,023x + 7,1269	0,02 19
Cokéfaction de brut léger corrosif	Quant. de brut traité	SOx-13a	y = 0,021x + 6,288	0,09	22	SOx-13b	y = -0,0316x + 12,441	0,16 13
Craquage de brut lourd	Quant. de brut traité	SOx-14a	y = 0,1023x + 2,6842	0,53	4	SOx-14b	y = -0,122x + 13,75	1,00 2
Cokéfaction de brut lourd	Quant. de brut traité	SOx-15a	y = 0,07x + 6,4084	0,06	20	SOx-15b	y = 0,1798x - 2,7234	0,16 13
<b>NOx</b>								
Usines de craquage et de cokéfaction	Quant. de brut traité	NOx-1a	y = 0,0439x + 0,2357	0,54	107	NOx-1b	y = 0,0307x + 1,3713	0,25 78
Usines de cokéfaction	Quant. de brut traité	NOx-2a	y = 0,0433x + 0,7941	0,51	53	NOx-2b	y = 0,0349x + 1,7513	0,22 35
Usines de craquage	Quant. de brut traité	NOx-3a	y = 0,0389x + 0,2644	0,41	54	NOx-3b	y = 0,0241x + 1,5454	0,32 39
<b>CO</b>								
Raffineries avec chaudière au CO	FCC + cap. cokéfaction fluide	CO-1a	y = 0,0439x - 0,1069	0,55	24	CO-1b	y = 0,0153x + 1,0143	0,05 15
Raffineries sans chaudière au CO	FCC + cap. de cokéfaction	CO-2a	y = 0,119x - 1,0412	0,15	79	CO-2b	y = -1E-05x + 4,4156	<0,01 54
Toutes les raffineries	Quant. de brut traité	CO-3a	y = 0,0387x - 0,5486	0,14	135			
<b>PM<sub>10</sub></b>								
Usines de craquage et de cokéfaction fluide	FCC + cap. cokéfaction fluide	PM <sub>10</sub> -1a	y = 0,0161x + 0,2542	0,35	99	PM <sub>10</sub> -1b	y = 0,007x + 0,6686	0,06 67
Toutes les raffineries	Quant. de brut traité	PM <sub>10</sub> -2a	y = 0,0079x + 0,0511	0,46	131	PM <sub>10</sub> -2b	y = 0,0041x + 0,4673	0,10 75
<b>PM<sub>2,5</sub></b>								
Usines de craquage et de cokéfaction fluide	FCC + cap. cokéfaction fluide	PM <sub>2,5</sub> -1a	y = 0,0148x + 0,1751	0,36	99	PM <sub>2,5</sub> -1b	y = 0,0073x + 0,5123	0,08 67
Toutes les raffineries	Quant. de brut traité	PM <sub>2,5</sub> -2a	y = 0,0072x + 0,0012	0,46	131	PM <sub>2,5</sub> -2b	y = 0,004x + 0,3535	0,11 75
<b>VOC</b>								
Raffineries sans usine de lubrifiants	Quant. de brut traité	VOC-1a	y = 0,0144x + 1,2611	0,18	113	VOC-1b	y = 0,0039x + 2,611	0,01 69
Raffineries avec usine de lubrifiants	Quant. de brut traité	VOC-2a	y = 0,018x + 0,9076	0,72	21	VOC-2b	y = 0,0252x - 0,1707	0,60 8
<b>NH<sub>3</sub></b>								
Toutes les raffineries	Quant. de brut traité	NH <sub>3</sub> -1a	y = 3,5296x + 202,42	0,06	135	NH <sub>3</sub> -1b	y = 0,6146x + 367,71	<0,01 80
<b>Benzène</b>								
Raff. sans extraction de composés aromatiques	Quant. de brut traité	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -1a	y = 0,0961x + 12,859	0,21	90	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -1b	y = -0,0037x + 26,008	0,00 53
Raff. avec extraction de composés aromatiques	Quant. de brut traité	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -2a	y = 0,2749x + 33,606	0,12	24	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -2b	y = 0,0625x + 46,483	0,01 17
Raff. sans extraction de composés aromatiques	Cap. de reformage	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a	y = 0,3867x + 14,065	0,22	79			
Raff. avec extraction de composés aromatiques	Cap. de ref. + comp. arom.	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -4a	y = 1,0803x + 14,269	0,28	24			

**Tableau S-4 : Corrélations utilisées pour les raffineries du Canada**

Installation	Lieu	Province	SOx	NOx	Corrélation de référence				
					CO	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	COV	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>
Chevron	Burnaby	C.-B.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Newgrade / Consumer's Co-op	Regina	Sask.	SOx-7a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Husky	Prince George	C.-B.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Imperial Oil	Strathcona	Alb.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-2a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Imperial Oil	Dartmouth	N.-É.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Imperial Oil	Nanticoke	Ont.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Imperial Oil	Sarnia	Ont.	SOx-7a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-2a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -4a
Irving Oil	Saint John	N.-B.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
North Atlantic Refining	Come By Chance	T.-N.	SOx-4a	NOx-1a	CO-3a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Novacor Chemicals	Corunna	Ont.	SOx-4a	NOx-1a	CO-3a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -4a
Parkland Refining	Bowden	Alb.	SOx-4a	NOx-1a	CO-3a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Petro-Canada	Edmonton	Alb.	SOx-7a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Petro-Canada	Oakville / Mississauga	Ont.	SOx-4a	NOx-1a	CO-3a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-2a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Petro-Canada	Oakville	Ont.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Petro-Canada	Montréal	Qc	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -4a
Shell	Montréal	Qc	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-2a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a
Shell	Sarnia	Ont.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -4a
Shell	Scotford	Alb.	SOx-4a	NOx-1a	CO-3a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -4a
Sunoco	Sarnia	Ont.	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -4a
Ultramar	Lévis	Qc	SOx-4a	NOx-1a	CO-1a,2a	PM <sub>10</sub> -2a	PM <sub>2,5</sub> -2a	COV-1a	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> -3a

**FIGURE S-2 : COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE SO<sub>x</sub> DES RAFFINERIES DU CANADA**



Note : « Avec vapeur pour la vente » et « Sans vapeur pour la vente » signifient avec et sans émissions de SO<sub>x</sub> résultant de la production de vapeur destinée à la vente.

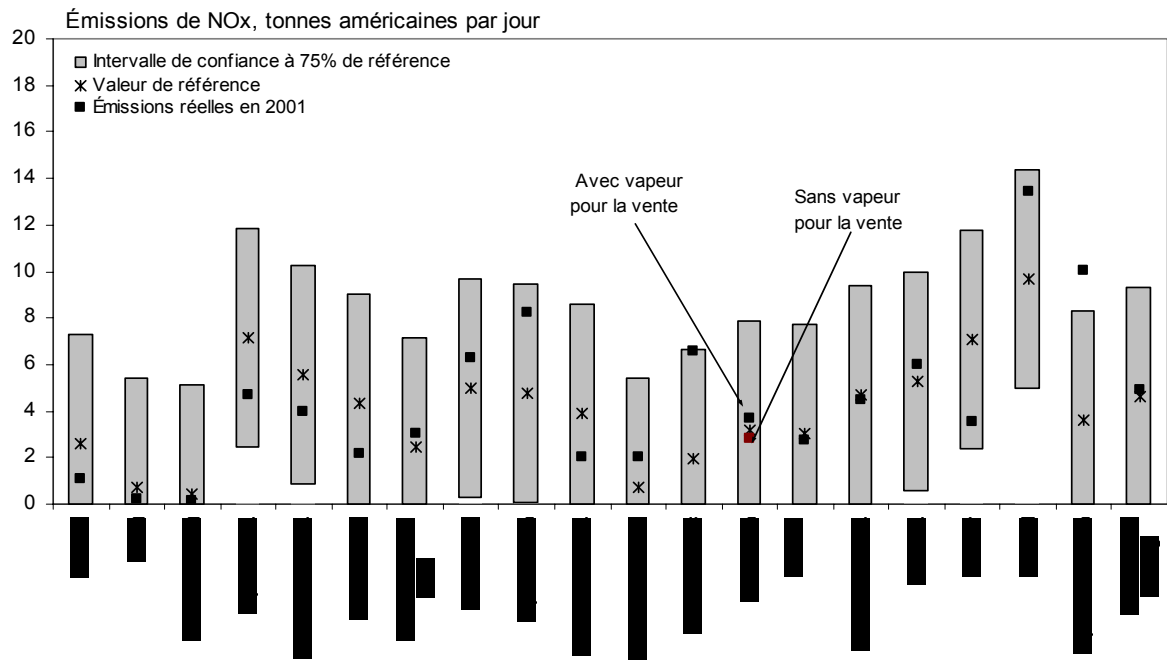
### NO<sub>x</sub>

Des valeurs de référence ont été établies pour les émissions de NO<sub>x</sub> de chaque raffinerie du Canada à partir d'une corrélation et d'une limite de confiance à 75 % qui incorporent toutes les raffineries des États-Unis utilisant les procédés de craquage et de cokéfaction, en fonction du débit de brut traité. Cette corrélation (NO<sub>x</sub>-1a) est celle qui génère la valeur de R<sup>2</sup> la plus élevée de toutes les corrélations évaluées pour les NO<sub>x</sub>, soit 0,54. La corrélation prédit une quantité de NO<sub>x</sub> de référence plus ou moins 4,7 tonnes américaines par jour, dans l'intervalle de confiance à 75 %.

La figure S-3 ci-dessous compare les émissions réelles de chaque raffinerie et l'intervalle de confiance à 75 % des valeurs de référence établies à partir des données sur les raffineries des États-Unis. Une seule raffinerie se trouve au-dessus de l'intervalle de confiance. Parmi les 19 qui sont dans l'intervalle, 10 produisent moins d'émissions que le point milieu de la plage de référence et 8 se trouvent au-dessus. Comme il est expliqué plus haut pour les émissions de SO<sub>x</sub>, les émissions de la raffinerie Shell à Sarnia sont indiquées avec et sans les émissions générées par la production de vapeur destinée à la vente. Si on exclut les émissions de NO<sub>x</sub> générées par la production de vapeur, la raffinerie se retrouve légèrement en dessous du point milieu de la plage de référence; si on en tient compte, elle passe légèrement au-dessus. L'inclusion des émissions de l'usine d'acide sulfurique Sulconam ne fait pas augmenter de manière sensible la quantité de NO<sub>x</sub> produite par les raffineries Petro-Canada et Shell de Montréal; c'est pourquoi ces différences ne sont pas illustrées.



**FIGURE S-3: COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE NO<sub>x</sub> DES RAFFINERIES DU CANADA**



Note : « Avec vapeur pour la vente » et « Sans vapeur pour la vente » signifient avec et sans émissions de NO<sub>x</sub> résultant de la production de vapeur destinée à la vente.

## CO

Les valeurs de référence des émissions de CO ont été déterminées pour les raffineries Shell Scotford, North Atlantic, Parkland et Nova Chemicals ainsi que pour l'usine de fabrication de lubrifiants de Petro-Canada à Mississauga à partir de la corrélation établie pour toutes les raffineries des É.-U. qui normalise les émissions de CO par rapport au débit de brut traité ([CO-3a], avec  $R^2 = 0,14$ ). Ce choix s'explique du fait qu'aucune n'a d'installation de craquage catalytique fluide. Les autres comparaisons sont faites sur la base de la capacité des installations de FCC et de cokéfaction en lit fluidisé comme variable de normalisation, peu importe si les raffineries ont ou n'ont pas de chaudière de récupération ([CO-1a] et [CO-2a],  $R^2 = 0,55$  et  $0,15$  respectivement).

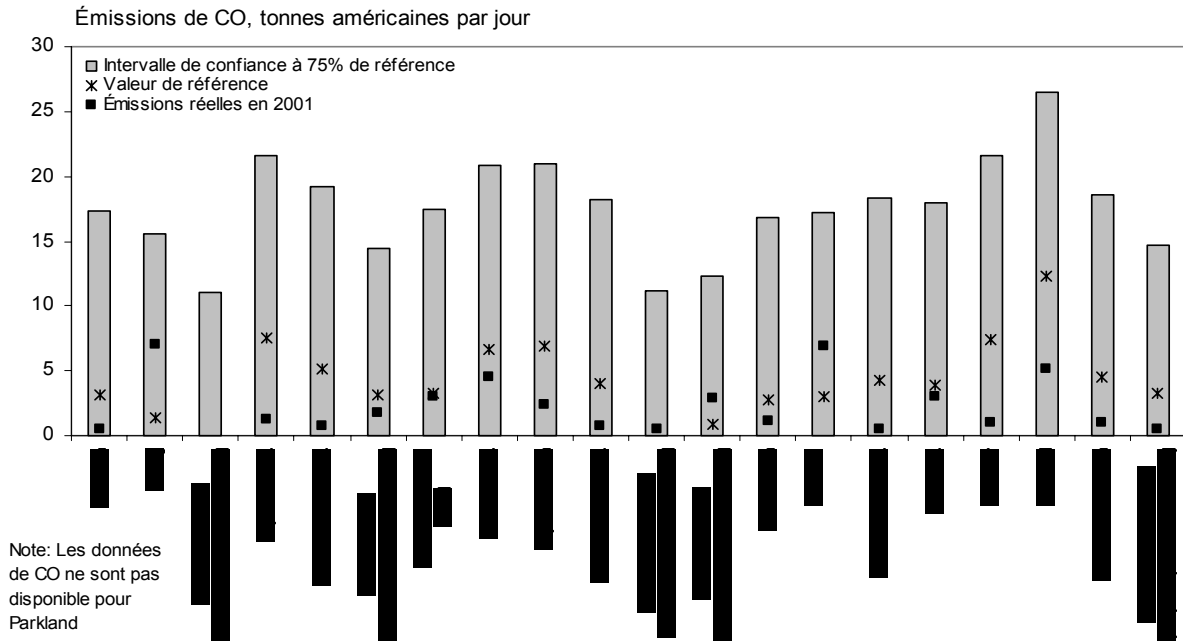
Les figures S-4(a) et S-4(b) ci-dessous comparent les émissions de CO des raffineries du Canada aux valeurs de référence pertinentes. La performance des raffineries canadiennes a été comparée à celle des raffineries des É.-U. équipées de chaudières au CO, ce qui fait que toutes se trouvent dans l'intervalle de confiance à 75 %. Les comparaisons avec les raffineries sans chaudière au CO font que trois raffineries se trouvent sous la plage de référence.

## Particules

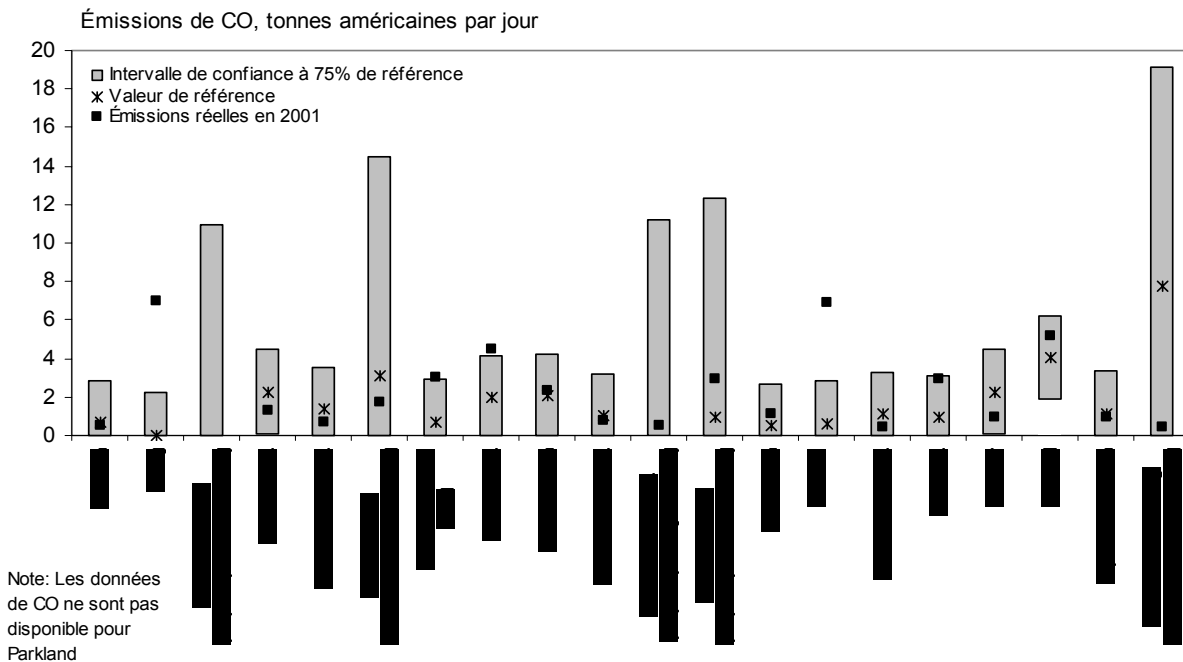
Les émissions de PM<sub>10</sub> et de PM<sub>2,5</sub> de référence ont été déterminées sur la base du débit total de brut traité par chaque raffinerie canadienne, à l'aide des corrélations [PM<sub>10</sub>-2a] et [PM<sub>2,5</sub>-2a], pour lesquelles  $R^2$  égale 0,46. Les figures S-5a et S-5b ci-dessous comparent les émissions de particules réelles des raffineries du Canada à la plage de référence. Pour ce qui est de la fraction des PM<sub>10</sub>, toutes les raffineries se trouvent dans la plage de référence (si l'on exclut les émissions générées par la production de vapeur destinée à la vente de la raffinerie Shell de

Sarnia). Dans le cas de la fraction des PM<sub>2,5</sub>, deux raffineries se trouvent légèrement sous l'intervalle de confiance à 75 %.

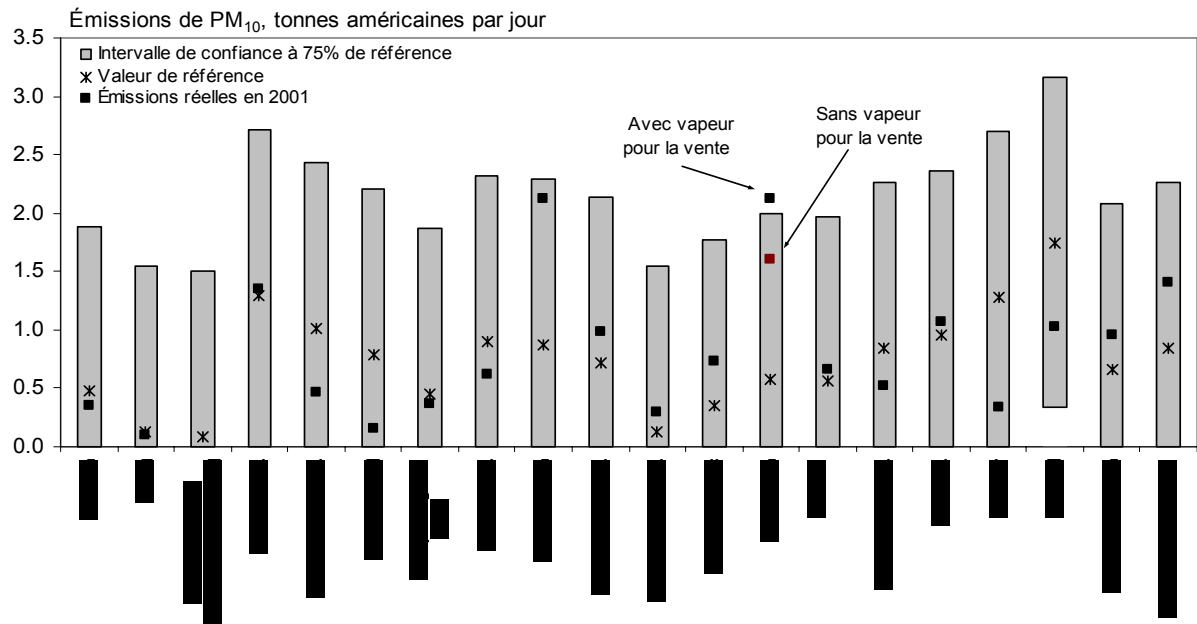
**FIGURE S-4a: COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE CO DES RAFFINERIES DU CANADA (D'après les raffineries américaines sans chaudière au CO)**



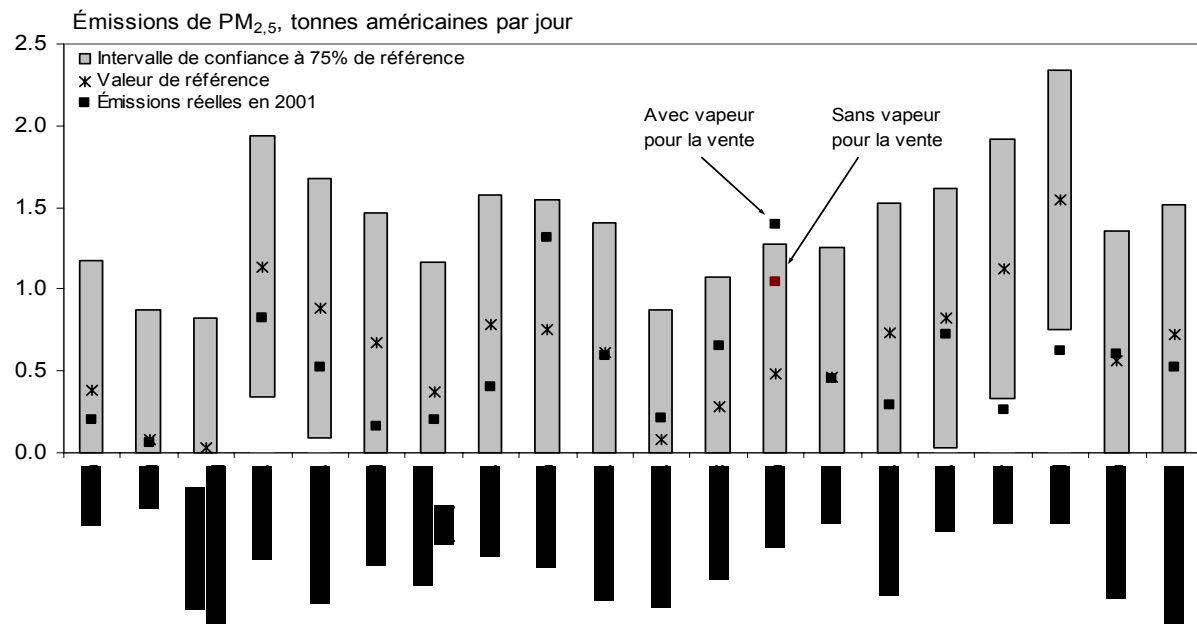
**FIGURE S-4b: COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE CO DES RAFFINERIES DU CANADA (D'après les raffineries des É.-U. avec chaudière au CO)**



**FIGURE S-5a: COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE PM<sub>10</sub> DES RAFFINERIES DU CANADA**



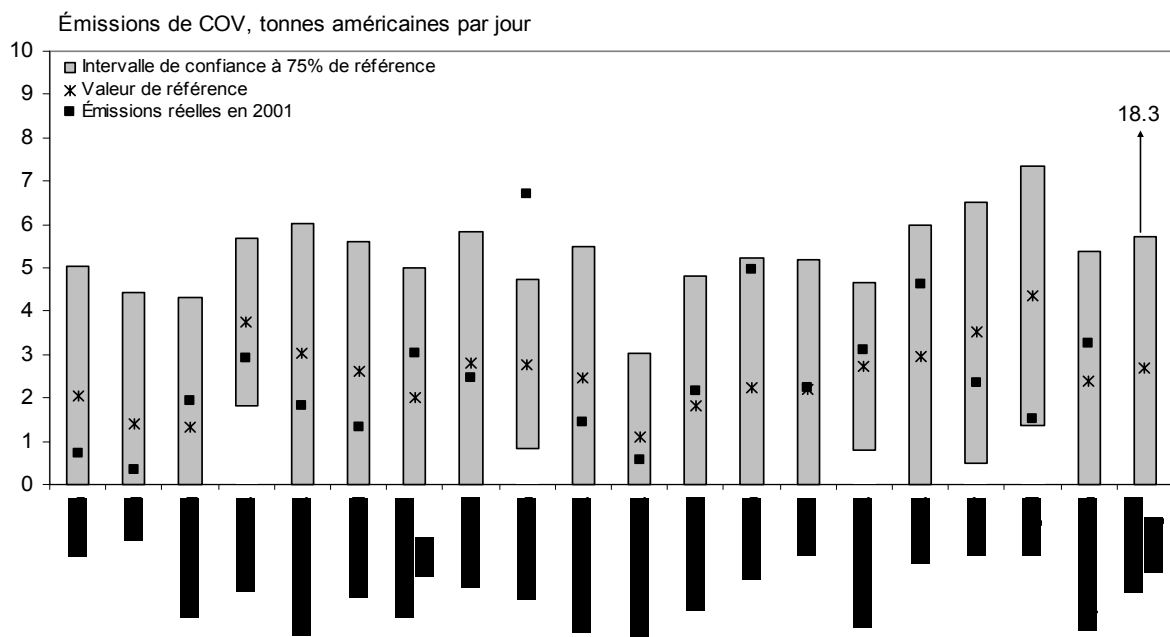
**FIGURE S-5b: COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE PM<sub>2,5</sub> DES RAFFINERIES DU CANADA**



## COV

Les valeurs de référence ont été établies à l'aide de corrélations qui normalisent les émissions de COV par rapport au débit de brut traité par toutes les raffineries des É.-U. qui n'ont pas d'usines de fabrication de lubrifiants [VOC-1a] et toutes les raffineries des É.-U. qui ont des usines de fabrication de lubrifiants [VOC-2a]. Ces corrélations sont assorties de valeurs de  $R^2$  de 0,18 et 0,72 respectivement. Les raffineries Imperial Oil d'Edmonton et de Sarnia, l'usine de lubrifiants Petro-Canada de Mississauga et la raffinerie Shell de Montréal ont des usines de lubrifiants mais pas les autres. La figure S-6 ci-dessous compare les émissions réelles de COV des raffineries canadiennes à la plage de référence déterminée à partir des données sur les émissions des raffineries des É.-U. Dix-huit raffineries se classent dans la plage de référence et deux au-dessus.

**FIGURE S-6: COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE COV DES RAFFINERIES DU CANADA**



## $NH_3$

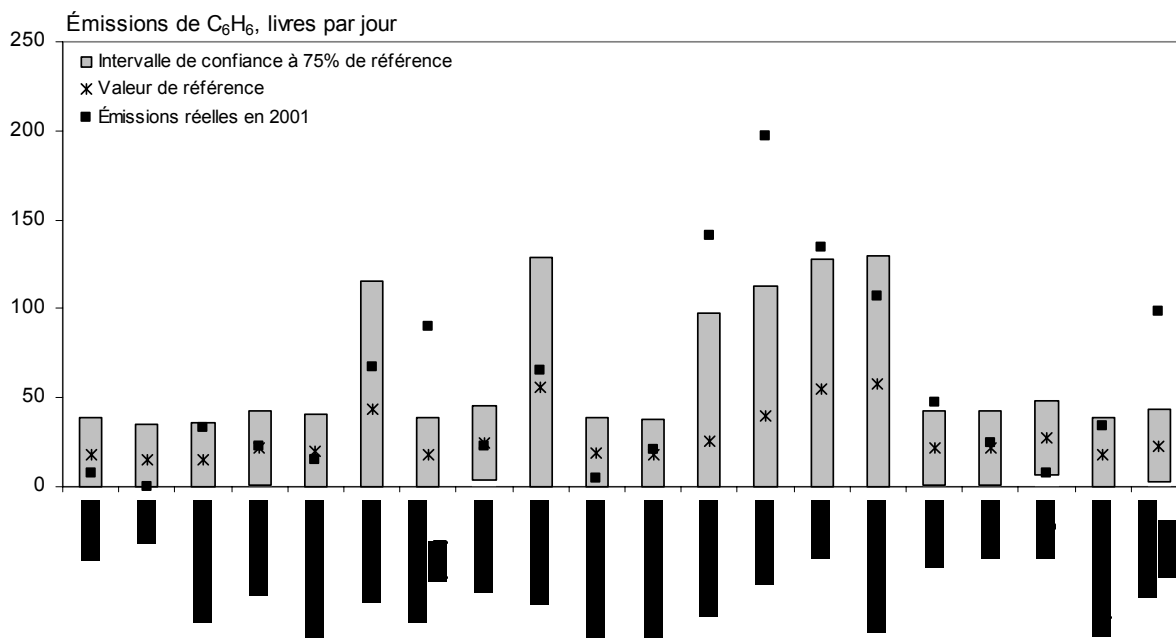
La corrélation établie pour l'ammonium est [NH<sub>3</sub>-1a]. Elle normalise les émissions en fonction du débit de brut traité, avec  $R^2$  égalant seulement 0,06. Les émissions d'ammonium des raffineries du Canada sont bien inférieures à celles des raffineries des États-Unis. Les valeurs supérieures des émissions aux États-Unis sont probablement dues aux fuites d'ammonium provoquées par le recours à des systèmes de réduction catalytique sélectifs destinés à réduire les émissions de NOx. Puisqu'il ne semble pas y avoir de base valide de comparaison entre les émissions d'ammonium des raffineries du Canada et celles des États-Unis, aucune comparaison n'est recommandée à ce sujet.

## Benzène

Les émissions de benzène de référence pour chaque raffinerie du Canada ont été déterminées sur la base de la capacité des unités de reformage des raffineries qui ne font pas l'extraction des composés aromatiques et de la capacité des dispositifs de reformage plus celle des dispositifs d'extraction des composés aromatiques dans le cas des raffineries où cette dernière activité a lieu ([C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>-3a] et [C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>-4a]), avec des valeurs de  $R^2$  de 0,22 et 0,28). La comparaison des émissions réelles et des plages de référence est illustrée par la figure S-7 ci-dessous. Six

installations produisent plus d'émissions que l'intervalle de référence, le reste se trouvant dans l'intervalle de confiance à 75 % des prévisions établies pour la comparaison.

**FIGURE S-7: COMPARAISON DES ÉMISSIONS DE C<sub>6</sub>H<sub>6</sub> DES RAFFINERIES DU CANADA**



**OBSERVATIONS**

Les performances des raffineries canadiennes en matière d'émissions ont été comparées à des valeurs de référence établies pour les raffineries des États-Unis. Ces comparaisons ne sont toutefois pas absolument certaines, pour diverses raisons. Dans certains cas, la valeur rapportée des émissions des raffineries du Canada n'est pas sûre. Certes, les entreprises membres de l'ICPP ont normalisé leurs méthodes d'établissement de l'inventaire des émissions, mais il reste quelques variations entre entreprises et entre installations. Les données sur les entreprises qui ne sont pas membres de l'ICPP viennent de diverses sources, allant des rapports d'essai et de surveillance produits en vue des permis et autorisations délivrés par les gouvernements provinciaux, en passant par les inventaires provinciaux et ceux de 1995 pour ce qui est principaux contaminants atmosphériques. Les données sur les émissions d'autres contaminants atmosphériques sont principalement celles de l'INRP, qui sont fondées sur les rapports produits par les entreprises, de sorte qu'ici encore, il y a une certaine variabilité. Il faut noter par ailleurs que les données sur les émissions des raffineries canadiennes devraient désormais être plus aisément disponibles, quand l'INRP aura été élargi aux contaminants atmosphériques, principaux et autres. Le Sous-groupe sur la surveillance et la production de rapports du CNRÉRP va d'ailleurs étudier en détail ces incertitudes entourant les données des entreprises sur les émissions.

Les différences de performance entre les raffineries du Canada et celles des É.-U. s'expliquent aussi, dans une certaine mesure, par le degré de contrôle, de lutte antipollution et d'autres méthodes qui peuvent influencer sur les émissions. L'effet des différences entre techniques de réduction des émissions sur la performance des entreprises à ce sujet est d'ailleurs abordé dans le rapport, quand l'information disponible le permet. Toutefois, la revue des mesures de

contrôles propres aux raffineries et de la réglementation en vigueur déborde le cadre de ce projet. Une étude comparative des régimes réglementaires auxquels sont assujetties les raffineries au Canada, aux États-Unis et dans d'autres régions du monde avait lieu parallèlement à cette analyse comparative sur les émissions. Elle devrait informer sur les différences réglementaires entre le Canada et les É.-U. ainsi qu'entre différentes régions de ces deux pays.

Autre élément en jeu : les différentes initiatives de réduction de la teneur en soufre et en benzène des combustibles liquides, aux États-Unis comme au Canada. Les nouveaux règlements sur la teneur en soufre devraient influencer d'ici quelques années sur la performance des raffineries en matière d'émissions. L'extraction d'une plus grande quantité de soufre des combustibles donne naissance à de nouvelles technologies et modifie les procédés de fabrication de telle sorte que ceux-ci devraient consommer plus d'énergie et peut-être accroître les émissions de NOx et de gaz à effet de serre. Pour les besoins de la présente étude, les valeurs de référence relatives aux raffineries des États-Unis ont été établies à partir des ensembles de données les plus récents sur les émissions (soit ceux de 1999), alors que la performance des raffineries canadienne a été évaluée en grande partie à l'aide de données de 2001. Il faut donc garder à l'esprit que ces deux ensembles de données correspondent peut-être à des étapes différentes de la désulfuration des combustibles.

Le but de l'étude était de comparer la performance des raffineries canadiennes en matière d'émissions à des valeurs de référence établies pour les raffineries des États-Unis. Ces valeurs de référence ne doivent toutefois pas être interprétées comme constituant une norme. En bout de ligne, les résultats de l'analyse comparative des performances et des régimes réglementaires vont servir de point de départ à l'élaboration de normes fondées sur la performance à l'intention des raffineries du Canada. Le processus global devrait prendre la forme de consultations, faire intervenir de multiples parties et tirer parti de l'information générée par chacun des sous-groupes du CNRÉRP. Les consultations et l'élaboration du cadre impliquent de nombreuses autres considérations, dont les plafonds imposés aux entreprises, les plafonds à respecter dans un bassin atmosphérique, l'instauration progressive et les droits acquis, la conjoncture particulière de chaque entité gouvernementale et les conséquences d'un rehaussement des performances aux États-Unis si tel devait être le cas.