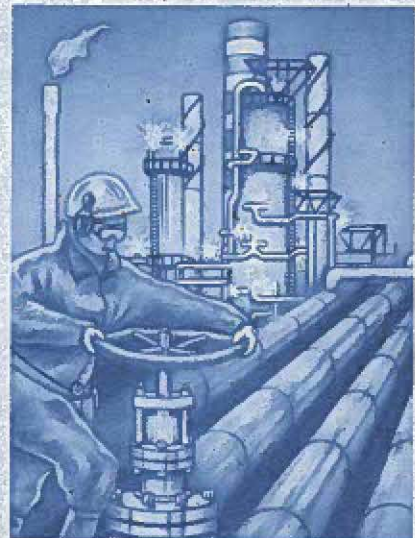




ENVIRONNEMENT
ET FAUNE
QUÉBEC

Les effluents liquides du secteur des raffineries de pétrole

État de la situation en 1994 et 1995



Direction des politiques du secteur industriel

LES EFFLUENTS LIQUIDES DU SECTEUR DES RAFFINERIES DE PÉTROLE :
ÉTAT DE LA SITUATION EN 1994 ET 1995

par

Pierre Terrault, ing.

Ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec
Juin 1998

Dépôt légal – Bibliothèque nationale du Québec, 1998

ISBN 2-550-33233-4

Envirodoq : EN980489



ÉQUIPE DE RÉALISATION

Rédaction : Pierre Terrault, ing., Service de l'assainissement des eaux

Collaborateurs : Pierre Bergevin, ing., Service de l'assainissement des eaux
Josée Dartois, spécialiste en sciences physiques, Service de l'assainissement des eaux
Danielle Haché, technicienne en eau et assainissement, Service de l'assainissement des eaux
Serge Goulet, ing., Service de l'assainissement des eaux
René Laprise, ing., Service de l'assainissement des eaux
Jean-Pierre Lefebvre, ing., Service de l'assainissement des eaux

Traitement de texte : Anne-Marie Giroux, agente de secrétariat, Service de l'assainissement des eaux

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Équipe de réalisation	iii
Table des matières	iv
Liste des tableaux	vi
Liste des figures	vii
SOMMAIRE	1
INTRODUCTION	3
CHAPITRE I : Les raffineries de pétrole au Québec	5
1.1 Situation générale.....	5
1.2 Le raffinage du pétrole	5
1.3 La nature des effluents.....	7
1.4 Le traitement des eaux usées.....	8
CHAPITRE II : La réglementation applicable aux effluents liquides des raffineries de pétrole	11
2.1 Le Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole (Q-2, r. 6)	11
2.2 Règlement modifiant le Q-2, r. 6.....	12
2.3 Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (Q-r, r. 1.001).....	13
CHAPITRE III : Les rejets liquides de chaque raffinerie de pétrole	15
3.1 Pétro-Canada, division des Produits Inc.	16
3.1.1 Conformité réglementaire au Q-2, r. 6 en 1994 et 1995	16
3.1.2 Performance des ouvrages de traitement en 1994 et 1995 (Q-2, r. 1.001)	21
3.1.3 Évolution des rejets de 1990 à 1995	22
3.2 Produits Shell Canada Limitée	24
3.2.1 Conformité réglementaire au Q-2, r. 6.....	24

3.2.2 Performance des ouvrages de traitement (Q-2, r. 1.001) en 1994 et 1995	28
3.2.3 Évolution des rejets de 1990 à 1995	29
3.3 Ultramar Ltée	31
3.3.1 Conformité réglementaire au Q-2, r. 6 en 1994 et 1995	31
3.3.2 Performance des ouvrages de traitement en 1994 et 1995 (Q-2, r. 1.001)	34
3.3.3 Évolution des rejets de 1990 à 1995	36

CHAPITRE IV : L'évolution des rejets liquides de l'ensemble des raffineries de pétrole de 1990 à 1995 39

4.1 Évolution des quantités rejetées.....	39
4.2 Évolution des taux de conformité réglementaire.....	42

CHAPITRE V : Conclusion 45

CHAPITRE VI : Références 47

Annexe I

Liste des tableaux

	Page
1. Normes d'effluent pour les raffineries existantes (article 6).....	12
2. Normes des eaux pluviales (article 9)	12
3. Normes nouvelles	13
4. Valeurs guides (directive fédérale aux raffineries de pétrole).....	14
5. Rejets d'eaux pluviales de Pétro-Canada, 1994 et 1995	20
6. Valeurs extrêmes de Pétro-Canada en 1994 et 1995	21
7. Moyenne arithmétique et écart type (mg/l) du traitement des eaux usées de Pétro-Canada en 1994 et 1995	22
8. Rejets d'eaux pluviales de Shell en 1994 et 1995.....	27
9. Valeurs extrêmes de Shell en 1994 et 1995	28
10. Moyenne arithmétique et écart type (mg/l) du traitement des eaux usées de Shell en 1994 et 1995	29
11. Valeurs extrêmes d'Ultramar en 1994 et 1995	34
12. Moyenne arithmétique et écart type (mg/l) du traitement des eaux usées d'Ultramar en 1994 et 1995	36
13. Rejets quotidiens (kg/d) des raffineries de pétrole (1990-1995)	39
14. Conformité (des eaux de procédé) des raffineries de pétrole pour la période de 1990 à 1995	44

Liste des figures

	Page
1. Schéma simplifié du procédé de raffinage du pétrole	6
2. Courbes de distribution : huiles et graisses	16
3. Rejets mensuels de 1994 de Pétro-Canada en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)	18
4. Rejets mensuels de 1995 de Pétro-Canada en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)	19
5. Évolution des rejets de Pétro-Canada de 1990 à 1995 (kg/1000 barils).....	23
6. Rejets mensuels de 1994 de Shell en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)	25
7. Rejets mensuels de 1995 de Shell en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)	26
8. Évolution des rejets de Shell de 1990 à 1995 (kg/1000 barils).....	30
9. Rejets mensuels de 1994 d'Ultramar en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)	32
10. Rejets mensuels de 1995 d'Ultramar en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)	33
11. Évolution des rejets d'Ultramar de 1990 à 1995 (kg/1000 barils).....	37
12. Évolution des rejets totaux de 1990 à 1995 (kg/d, moyenne annuelle).....	40
13. Évolution des rejets des raffineries de 1990 à 1995 (kg/1000 barils de pétrole déclarés)	43

SOMMAIRE

Ce rapport fait d'abord état des taux de conformité des trois raffineries de pétrole en 1994 et 1995 par rapport aux trois normes qui visent cinq paramètres identifiés dans le Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole. Les taux de conformité aux normes de Pétro-Canada et de Shell ont été de 98,3 % et plus en 1994 et ont atteint 100 % en 1995 et les taux de conformité d'Ultramar furent de 98,9 % et plus en 1994 et ont aussi atteint 100 % en 1995.

Par ailleurs, l'étude des performances révèle que, de façon générale, les trois raffineries de pétrole ont amélioré le rendement de leur système de traitement des eaux entre 1994 et 1995 car on constate des diminutions sensibles autant dans les concentrations moyennes annuelles que dans la valeur des écarts types pour la plupart des contaminants.

À plus long terme, soit depuis 1990, on constate de façon générale, à part un seul paramètre, que les rejets quotidiens ont diminué depuis le début de la décennie.

Mots clés : raffineries de pétrole, effluent, conformité réglementaire, performance.

Référence : Terrault, Pierre, 1998; *Les effluents liquides du secteur des raffineries de pétrole : état de situation en 1994 et 1995*, Direction des politiques du secteur industriel, Ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec, 47 pages et annexe.

INTRODUCTION

Ce rapport se veut dans la même lignée que d'autres bilans sectoriels publiés par notre direction tels les bilans de conformité environnementale du secteur des pâtes et papiers et du secteur minier. Le secteur des raffineries de pétrole est relativement homogène et représente un important secteur économique au Québec, ce qui justifie que le MEF s'y attarde et publie un rapport de conformité de cette industrie. Ce rapport est le premier bilan touchant les raffineries de pétrole et sera publié de façon périodique.

Ce rapport trace d'abord un portrait général de cette industrie et explique brièvement les principaux procédés de raffinage, la nature des effluents liquides de même que le traitement type des effluents d'une raffinerie de pétrole.

Le deuxième chapitre énumère les règlements environnementaux touchant ce secteur industriel et explique les principaux articles du Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole.

Le chapitre trois évalue en premier lieu la conformité des rejets aux normes actuelles du RELRP de chacune des raffineries pour les années 1994 et 1995 à partir de la compilation des rapports mensuels d'autosurveillance transmis au Ministère par les entreprises. La deuxième section de ce chapitre analyse par ailleurs la performance des systèmes de traitement des eaux usées en fonction d'une exploitation optimale.

Le chapitre quatre trace l'évolution des rejets liquides de l'ensemble des raffineries de pétrole de 1990 à 1995 autant en fonction des quantités rejetées que des taux de conformité réglementaire.

CHAPITRE I

Les raffineries de pétrole au Québec

1.1 Situation générale

Il existe présentement trois raffineries de pétrole au Québec, soit Pétro-Canada, division des Produits inc. et Produits Shell Canada Limitée, à Montréal, et Ultramar Ltée, située à St-Romuald. Il faut rappeler que l'est de l'île de Montréal comptait auparavant six raffineries sur son territoire, mais quatre d'entre elles ont cessé leurs activités durant les années 80. La capacité de production des raffineries de pétrole s'établissait en 1994⁽⁹⁾ à 377 000 barils de pétrole, ce qui représentait 20 % de la capacité canadienne.

La balance des échanges de produits pétroliers énergétiques du Québec a été légèrement excédentaire en 1994 avec un surplus de 0,1 million de tonnes équivalent pétrole (tep). Ce surplus net est attribuable au solde largement positif des échanges avec les autres provinces canadiennes, qui est de 1,5 millions tep.

Les trois raffineries québécoises procuraient en 1994 environ 1150 emplois directs sans compter les emplois découlant de la distribution de leurs produits; en effet, 72 % des 5800 stations distributrices d'essence du Québec sont sous la même bannière que les raffineries.

1.2 Le raffinage du pétrole

L'objectif premier d'une raffinerie est de fractionner le pétrole brut, qu'il soit de provenance naturelle (formation géologique) ou dit synthétique (sable bitumineux) et de le convertir en différents produits de consommation tels les essences, le carburant diesel, les mazouts légers et lourds, les bitumes, le kérosène ou des produits intermédiaires alimentant l'industrie pétrochimique (naphta, distillat)⁽²⁾.

Les deux principaux constituants du pétrole sont le carbone (84–87 %) et l'hydrogène (11–14 %) et, à des niveaux moindres, le soufre (0–3 %), l'oxygène (0–2 %), l'azote (0–1 %). Le pétrole brut peut aussi contenir certains métaux lourds à l'état de trace.

Les procédés unitaires du secteur du raffinage du pétrole sont nombreux. L'USEPA^(1,11), l'agence américaine de protection de l'environnement, dans son analyse de ce secteur industriel, en a décrit plus d'une trentaine. Une vingtaine de ces procédés sont réalisés par les trois raffineries québécoises, dont les principaux sont le dessalage, la distillation atmosphérique, la distillation sous vide, le craquage et le reformage catalytique et l'hydrotraitement. La figure 1 représente un schéma simplifié du procédé de raffinage du pétrole.

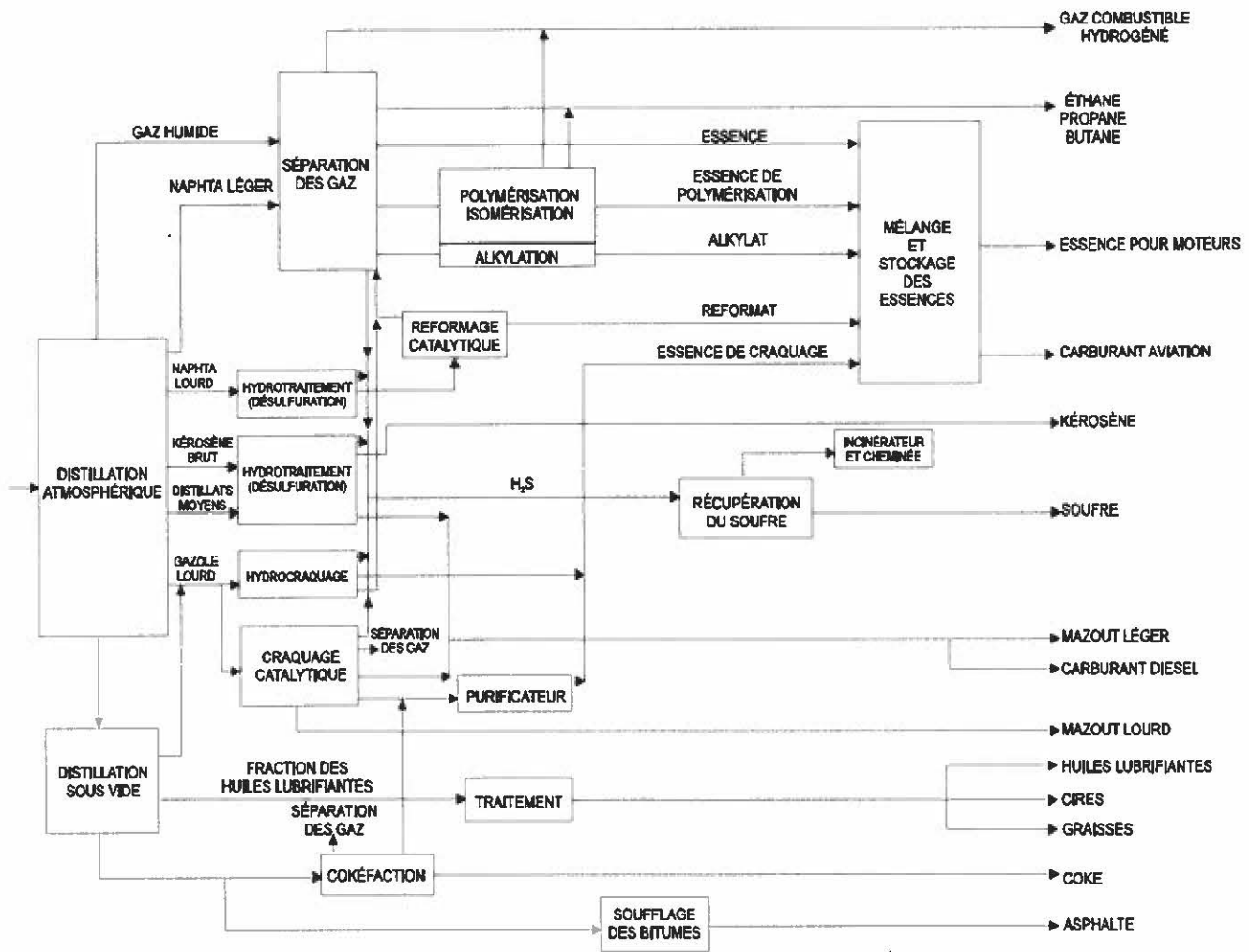


Figure 1 : Schéma simplifié du procédé de raffinage du pétrole

Source : Environnement Canada, SPE 1/PN/4.

La première étape obligatoire dans le traitement du pétrole est le dessalage, qui consiste à préchauffer le pétrole brut et à le mélanger avec de l'eau. Différents additifs sont ajoutés afin de dissoudre les sels minéraux présents. L'eau contaminée est dirigée vers le système de traitement.

Tout le pétrole brut dessalé est ensuite chauffé et dirigé dans la colonne à distillation atmosphérique. Il est ensuite séparé, par distillation et épuisement à la vapeur, en diverses fractions de plages d'ébullition différentes; les fractions sont retirées en continu de la colonne et dirigées vers d'autres unités pour traitement ultérieur.

Le résidu en provenance de la colonne de distillation atmosphérique (environ 30 % du brut) est acheminé dans une colonne à distillation sous vide pour produire des gazoles légers et lourds et du brai (asphalte).

Les gazoles lourds (environ 25 % de l'alimentation) provenant de la colonne de distillation sous vide subissent une conversion par craquage catalytique pour produire des essences de meilleure qualité. Les gazoles sont alimentés en pied de colonne et se vaporisent au contact du catalyseur chaud dans un lit fluidisé. Les vapeurs sont séparées du catalyseur et les produits sont récupérés dans une colonne de fractionnement.

L'hydrotraitement, dont la capacité représente environ 30 % de la distillation, est un procédé catalytique par hydrogénation utilisé pour la purification du naphta, du distillat et des gazoles. Il permet de convertir les oléfines en paraffines en les saturant avec l'hydrogène. Ce procédé permet de purifier les produits pétroliers en réduisant approximativement 90 % des sulfures et 80-90 % des composés azotés. Il permet de plus de réduire les composés oxygénés ainsi que les halogénures et les métaux traces. Ce procédé convient parfaitement à la production de carburant diesel et de mazout domestique à faible teneur en soufre.

Le reformage catalytique est le procédé de réarrangement le plus utilisé (environ 15 à 30 % de la capacité totale de raffinage) et sert à augmenter l'indice d'octane de l'essence extraite du pétrole brut. La réaction prédominante est la déshydrogénation des naphthènes tandis que l'isomérisation et la déshydrocyclisation des paraffines sont aussi d'importantes réactions secondaires. Le catalyseur utilisé dans la réaction doit être remplacé périodiquement ou régénéré. Les raffineries choisissent cependant de plus en plus de régénérer le catalyseur en continu afin d'éviter les arrêts de production.

1.3 La nature des effluents

Le pétrole brut est un mélange complexe constitué d'hydrocarbures et d'impuretés tels des composés azotés, sulfurés et oxygénés, des sels inorganiques et des traces de métaux; ces contaminants se trouvent à l'effluent en plus ou moins grande concentration.

Les principaux procédés de la raffinerie tels que le dessalage et la distillation du brut ainsi que les unités de craquage et d'hydrotraitement contribuent à la contamination des eaux; on y trouve des débits importants d'eaux usées de même que des concentrations élevées de contaminants. De plus, les eaux de ballast qui servent à la stabilité des navires constituent une charge importante au système

de traitement des eaux, principalement en fonction des huiles, des phénols, des matières en suspension et des solides dissous.

Il existe beaucoup d'autres sources de contamination des eaux dans une raffinerie de pétrole mais elles sont de moindre importance. Mentionnons les eaux pluviales qui ruissellent sur les terrains de la raffinerie, les eaux usées domestiques, les eaux de service (chaudières, eaux brutes, eaux de refroidissement); en outre, les nombreux produits chimiques utilisés dans les procédés tels la soude caustique et les acides, les solvants, les inhibiteurs de corrosion, les détergents, etc. peuvent contribuer à contaminer l'effluent à la suite d'un déversement, lors des purges ou des nettoyages d'équipements.

Ainsi, les paramètres les plus représentatifs pour assurer une surveillance adéquate d'un effluent d'une raffinerie de pétrole sont les huiles et graisses (H&G), les phénols, les sulfures, le NH_3 et les matières en suspension (MES). Le pH doit aussi être mesuré en continu. Les réglementations plus récentes comme celles de l'Ontario, visent aussi les carbones organiques dissous (COD)⁽⁷⁾.

1.4 Le traitement des eaux usées

Les trois raffineries de pétrole du Québec traitent leurs eaux usées de procédé de façon semblable. La chaîne de traitement habituelle d'un système de traitement des eaux usées d'une raffinerie est la suivante :

- traitement à la source des eaux acides (épuisement des eaux acides);
- traitement primaire dans des séparateurs API;
- traitement intermédiaire pour parachever l'enlèvement des H&G;
- traitement secondaire biologique;
- clarification de l'effluent.

L'épuisement des eaux acides sert principalement à réduire la concentration des sulfures et de l'ammoniac et, à un moindre degré, les phénols dans les eaux usées en provenance des unités d'hydrotraitement et de craquage. Dans une tour à plateaux ou à garnissage, on chauffe l'eau acide pour en récupérer les gaz. Les eaux acides épuisées sont utilisées de nouveau à l'unité de dessalage en présence du pétrole brut où les phénols encore présents dans ces eaux ont une plus forte tendance à migrer dans le pétrole brut en fonction du coefficient de partition eau-huile.

Les eaux usées sont ensuite traitées pour enlever les matières en suspension et les huiles et graisses. Les eaux circulent d'abord dans des séparateurs API où sédimentent les particules et où flottent les huiles libres qui sont récupérées dans le procédé de raffinage. Par la suite, un flottateur à air dissous ou induit permet d'éliminer pratiquement toutes les huiles libres en atteignant des concentrations de l'ordre de 10 mg/l.

Un bassin d'égalisation permet ensuite de régulariser le débit et sert également à équilibrer le pH avant le traitement secondaire.

Sur ce dernier point, les trois raffineries québécoises se distinguent par leur traitement biologique. Ainsi, Pétro-Canada possède deux réacteurs à lits bactériens. Shell exploite un système à boues activées et Ultramar traite ses eaux dans un étang d'aération. Ces trois systèmes sont suivis d'un décanteur secondaire.

Les eaux usées ainsi traitées sont mesurées et échantillonnées avant d'être rejetées au fleuve Saint-Laurent.

Par ailleurs, Pétro-Canada et Shell recueillent séparément leurs eaux pluviales pour les traiter de façon primaire dans des bassins conçus à cet effet tandis qu'Ultramar dirige actuellement toutes ses eaux pluviales vers les séparateurs API et la chaîne complète de traitement.

CHAPITRE II

La réglementation applicable aux effluents liquides des raffineries de pétrole

Ce chapitre décrit brièvement l'actuel Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole (Q-2, r. 6) (RELRP)⁽⁵⁾ et le projet de Règlement édité à la Gazette officielle du Québec le 27 novembre 1996 de même qu'un article du Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement [Q-2, r. 1.001]⁽⁶⁾.

Il faut noter que d'autres règlements à caractère environnemental visent aussi les raffineries de pétrole tels le Règlement sur les déchets dangereux (Q-2, r. 12.1), le Règlement sur la qualité de l'atmosphère (Q-2, r. 20) et les règlements 87 et 90 de la Communauté urbaine de Montréal qui couvrent respectivement l'assainissement des eaux et l'assainissement de l'air. De plus, une directive fédérale vise les effluents des raffineries de pétrole du Québec; mentionnons que les exigences de cette directive sont en tous points identiques aux prescriptions du RELRP à l'exception des essais de toxicité, qui ne sont pas exigés dans le règlement.

2.1 Le Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole (Q-2, r. 6)

Les trois niveaux de quantités permises pour chaque paramètre réglementé sont décrits au tableau 1. La première limite est la quantité moyenne mensuelle, qui est la moyenne arithmétique de toutes les valeurs quotidiennes de chaque contaminant mesurées pendant le mois. La suivante, la quantité quotidienne, est la quantité d'un contaminant qu'une raffinerie a le droit de rejeter chaque jour d'un mois civil à l'exception de la quantité maximale quotidienne, qui est la quantité maximale qu'une raffinerie a le droit de rejeter à l'effluent un seul jour par mois civil. À la lecture du tableau 1, il est clair que la norme la plus significative est la quantité moyenne mensuelle car elle représente la valeur moyenne des rejets à l'environnement, tandis que les deux normes quotidiennes sont des limites plus élevées qui tiennent compte des fluctuations inhérentes à un système de traitement des eaux usées.

Les normes sont exprimées en kilogrammes par 1000 barils de pétrole brut; notons que le baril de pétrole est l'unité de mesure utilisée dans le secteur pétrolier et qu'il représente un volume de 158,8 litres.

Une raffinerie qui évacue des eaux pluviales séparément des autres eaux comprises dans ses effluents liquides doit également respecter les normes établies à l'article 9 pour les contaminants suivants : huiles et graisses, phénols et matières volatiles en suspension (voir le tableau 2).

Les raffineries doivent aussi prélever des échantillons composés de l'effluent trois jours non consécutifs par semaine afin d'en vérifier la conformité aux allocations prévues pour les raffineries existantes. De plus, le débit et le pH doivent être mesurés en continu. Enfin, un rapport mensuel doit être transmis au ministère de l'Environnement et de la Faune dans lequel on fait état des rejets à l'environnement. Les rejets mensuels des années 1994 et 1995 ainsi que les quantités moyennes mensuelles sont présentés à l'annexe 1.

Tableau 1 : Normes d'effluent pour les raffineries existantes (article 6)

Nature du contaminant	Quantité moyenne mensuelle (kg/1000 barils)	Quantité quotidienne (kg/1000 barils)	Quantité maximale quotidienne (kg/1000 barils)
Huiles et graisses	2,80	5,00	6,80
Phénols	0,28	0,50	0,68
Sulfures	0,10	0,28	0,46
Azote ammoniacal	2,26	3,62	4,52
Matières en suspension	6,52	10,90	13,60

Tableau 2 : Normes des eaux pluviales (article 9)

Nature du contaminant	Concentration quotidienne (en mg/l d'eaux pluviales rejetées)	Quantité mensuelle totale (en kg/1000 barils de pétrole brut traité par jour)
Huiles et graisses	10	11,34
Phénols	1	1,13
Matières volatiles en suspension	30	34,02

2.2 Règlement modifiant le Q-2, r. 6

L'actuel Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole est en vigueur depuis plus de quinze ans et les normes établies pour les raffineries existantes témoignent d'une certaine désuétude en comparaison de nos voisins immédiats que sont l'Ontario et les États du nord-est américain. Par ailleurs, l'analyse des résultats des dernières années, comme expliqué au chapitre 3, démontre que la performance des systèmes de traitement des eaux usées des raffineries de pétrole s'est améliorée au cours des dernières années et permet de respecter les normes actuelles avec une bonne marge de manoeuvre⁽⁸⁾.

Le ministère de l'Environnement et de la Faune a donc préparé un projet de règlement modifiant le Q-2, r. 6 afin d'actualiser les normes de rejet. Le règlement modifiant le Q-2, r. 6⁽⁴⁾ a été prépublié dans la Gazette officielle du Québec le 27 novembre 1996 et consistera essentiellement à appliquer les normes des raffineries nouvelles du Q-2, r. 6 aux trois raffineries québécoises, à la seule exception de la quantité moyenne mensuelle applicable aux matières en suspension.

Ces normes pour les raffineries nouvelles abaisseront les normes actuelles à des niveaux atteignables par les systèmes de traitement actuels. Ces nouvelles normes, qui entreront en vigueur lors de la deuxième publication dans la Gazette officielle du règlement modifiant le Q-2, r. 6, sont décrites au tableau 3.

Tableau 3 : Normes nouvelles

Nature du contaminant	Quantité moyenne mensuelle (en kg/1000 barils)	Quantité quotidienne (en kg/1000 barils)	Quantité maximale quotidienne (en kg/1000 barils)
Huiles et graisses	1,40	2,50	3,40
Phénols	0,14	0,25	0,34
Sulfures	0,05	0,14	0,23
Azote ammoniacal	1,63	2,60	3,27
Matières en suspension	4,80	5,45	6,80

L'analyse présentée au chapitre 3 fera aussi référence aux normes nouvelles afin de mettre en perspective les paramètres qui pourraient poser des problèmes lors de l'entrée en vigueur du règlement.

2.3 Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (Q-2, r. 1.001)

L'article 12 du Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement stipule que tout équipement d'épuration doit fonctionner de façon optimale. Cet article d'ordre général s'applique aussi à l'assainissement des eaux usées. Il est donc de la responsabilité des pétrolières de tout mettre en oeuvre pour que leur système de traitement fonctionne en tout temps de manière optimale.

Dans le contexte de ce rapport, il y a lieu de définir le fonctionnement optimal. À cette fin, des valeurs guides publiées par le gouvernement fédéral dans ses directives aux raffineries de pétrole⁽³⁾ donnent un ordre de grandeur des rejets pour un système de traitement biologique jugé efficace. Les valeurs du tableau 4 représentent les concentrations qu'on devrait trouver à l'effluent final après un traitement primaire et un traitement biologique de rendement optimum.

Tableau 4 : Valeurs guides (directive fédérale aux raffineries de pétrole)

	Concentration (mg/l)
H&G	10
phénols	1
sulfures	3
ammoniac	12,5
matières en suspension	25

Les concentrations que l'on trouve dans ce tableau sont des valeurs habituellement reconnues dans le domaine de l'assainissement des eaux. Ainsi, les rejets en MES et en NH₃-N des stations d'épuration municipales avec traitement biologique construites dans le contexte du Programme d'assainissement des eaux du Québec avoisinent ces valeurs guides et viennent donc valider les concentrations citées au tableau 4.

Pour définir le fonctionnement optimal d'un système de traitement des eaux, nous avons adopté la même approche que celle élaborée par les Américains lors de l'établissement de règlements touchant les effluents industriels^(12,13). Ainsi, à partir des résultats d'une année complète, chaque valeur dont la concentration était supérieure à la somme de la moyenne et de trois écarts types fut identifiée et considérée comme une journée où le système de traitement ne fonctionnait pas de façon optimale. Chacune de ces valeurs représente pratiquement la valeur du 99^e percentile (plus précisément 99,7 %) d'une courbe de distribution statistique de type log-normale.

CHAPITRE III

Les rejets liquides de chaque raffinerie de pétrole

L'évaluation des rejets des raffineries est effectuée à partir de la compilation des rapports mensuels présentés au Ministère⁽¹⁰⁾. Comme l'autosurveillance vise cinq paramètres qui sont mesurés trois jours par semaine, il s'ensuit que chaque raffinerie génère annuellement 780 données, en plus des mesures de pH et de débit qui sont prélevées quotidiennement (730 valeurs). De plus, les eaux pluviales rejetées séparément des eaux de procédé sont aussi analysées pour trois paramètres; en 1994 et 1995, les deux raffineries montréalaises ont eu 369 jours de rejet.

Le Ministère évalue la conformité d'une raffinerie en fonction des trois normes décrites à la section 2.1, c'est-à-dire la quantité moyenne mensuelle (QMM), la quantité quotidienne (QQ) et la quantité maximale quotidienne (QMQ). Ces trois allocations varient proportionnellement à la production moyenne de raffinage des deux derniers mois.

Il est facile de comparer le rejet mensuel moyen d'un paramètre donné par rapport à la norme QMM. Par contre, les valeurs QQ et QMQ peuvent parfois se chevaucher. L'exemple fictif suivant aidera à clarifier cette ambiguïté.

Rejets en H&G : Raffineries ABC

Jour	2	4	7	9	11	14	16	18	21	23	25	28	30	Moyenne de rejets	QQM*	QQ*	QMQ*
H&G (kg/d)	69	70	24	34	33	121	180	48	282	89	120	42	309	109	100	178	243

* Établie selon le tableau 1 en fonction d'une production de 35 700 barils/jour.

Les rejets moyens de 109 kg/d dépassent donc la norme de QMM qui est 100 kg/d. Le rejet de 180 kg/d du 16^e jour est supérieur à la quantité quotidienne permise de 178 kg/d mais est inférieur à la limite QMQ de 243 kg/d; cette valeur devient donc la quantité maximale quotidienne permise pour ce mois. Par contre, les valeurs de 282 (21^e jour) et 309 (kg/d) (30^e jour) dépassent la QQ et aussi la QMQ; en théorie, il y aurait donc dépassement des deux normes pour ces deux journées de rejet. Cependant, selon la jurisprudence, la compagnie ne pourrait être condamnée pour les deux infractions car elles relèvent du même événement. Ainsi, lorsque des situations similaires se sont produites durant les années 1994 et 1995, un seul dépassement fut alors comptabilisé aux fins du présent bilan.

Par ailleurs, l'exemple suivant illustre la façon de procéder pour définir les journées d'activités anormales tel que définies à la section 2.3. Ainsi, la moyenne arithmétique des données des H&G pour une année s'élevait à 2,31 mg/l et l'écart type était de 2,19 mg/l. La somme de la moyenne et de trois écarts types est donc de 8,88 mg/l. La courbe de distribution ci-dessous nous indique la fréquence d'occurrence de chacune des concentrations et indique clairement que les valeurs supérieures à 8,88 mg/l⁽¹³⁾ sont décalées par rapport à l'allure générale de la courbe.

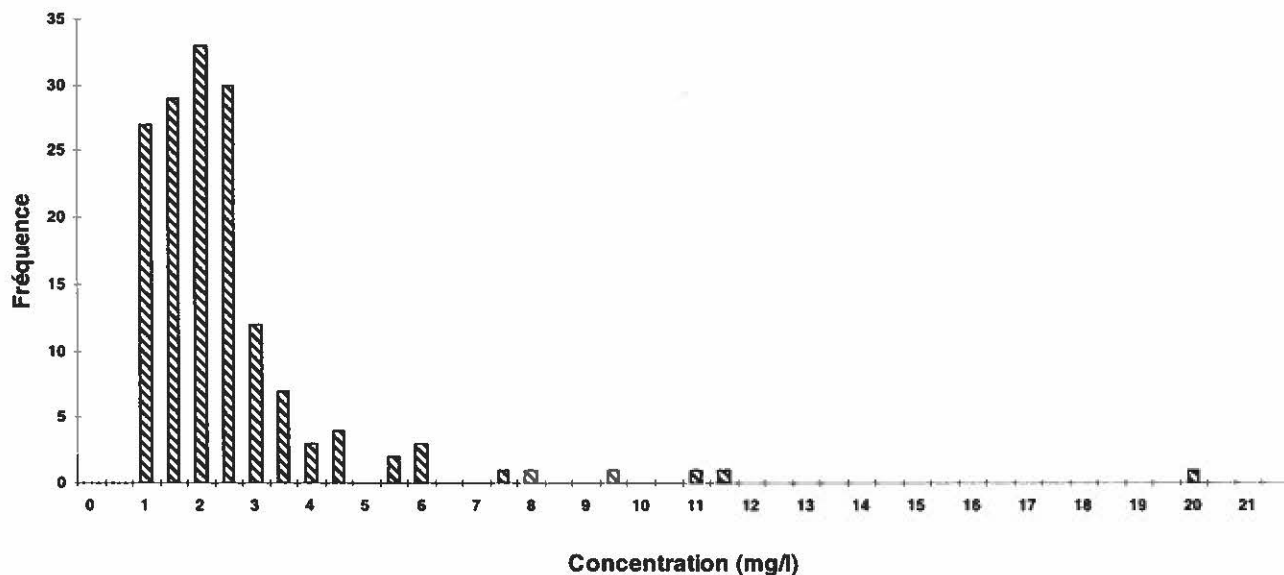


Figure 2 : Courbe de distribution : huiles et graisses

Les journées anormales d'activités des trois raffineries ont donc été identifiées de la même façon pour les cinq paramètres à chaque année. Une rencontre avec le responsable environnemental a permis de corroborer l'étude statistique de chaque établissement pour la majorité des événements ainsi identifiés.

3.1 Pétro-Canada, division des Produits Inc.

La production de la compagnie s'est maintenue pendant les deux premiers mois de 1994 à 85,4 k barils/jour pour augmenter à 88,6 k barils/jour pendant deux autres mois. Par la suite, elle s'est maintenue stable à 90,6 k barils/jour.

3.1.1 Conformité réglementaire au Q-2, r. 6 en 1994 et 1995

En 1994, la raffinerie a eu un taux de conformité à la norme mensuelle de 98,3 % à la suite d'un dépassement en janvier de la norme en H&G et une conformité de 99,6 % à la norme quotidienne maximale à la suite de deux dépassements en H&G et un en MES durant le même mois. La norme de la quantité quotidienne de même que la norme de pH ont été respectées tout le temps. Les

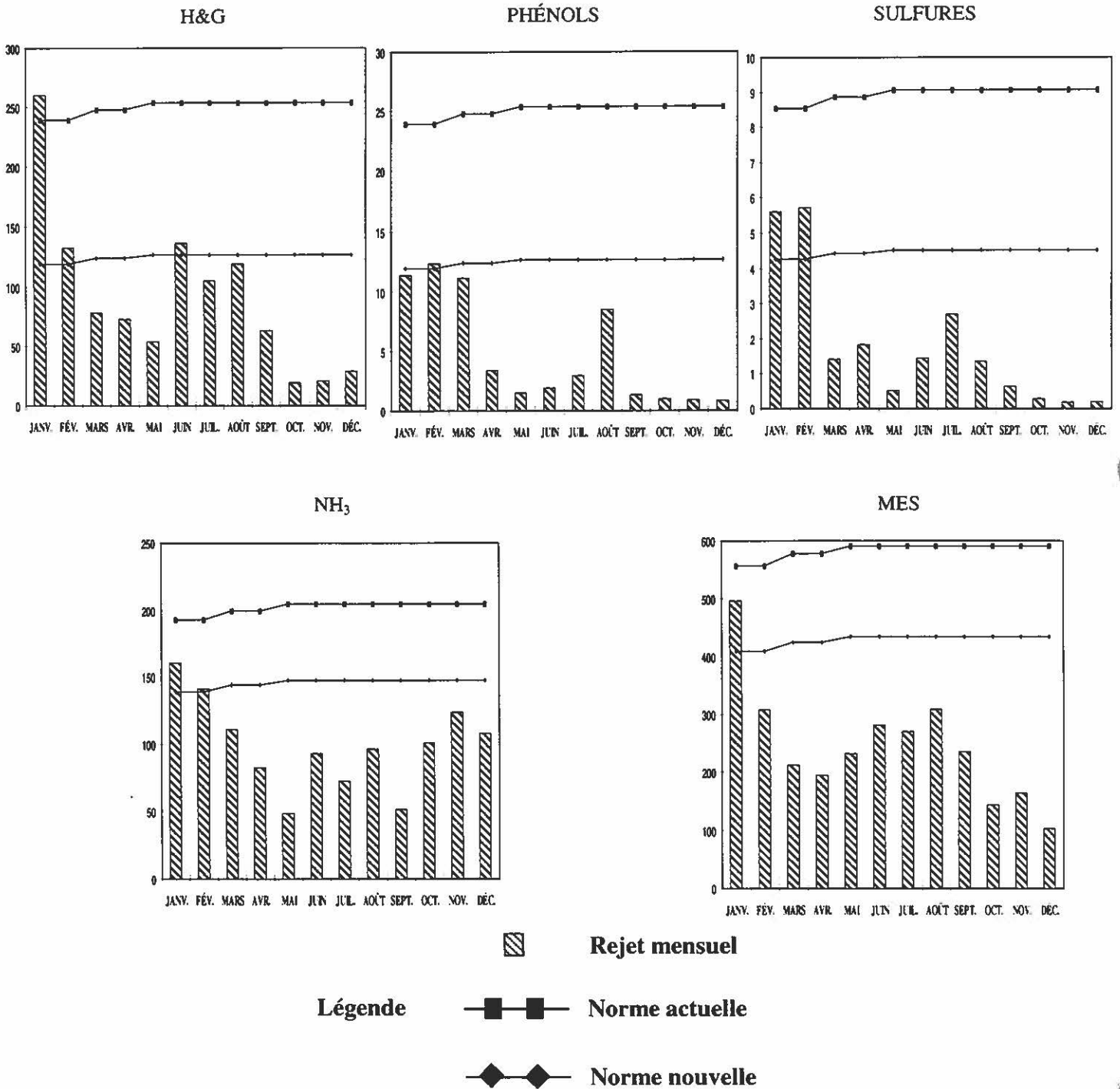
dépassements observés en janvier résultent d'un débordement d'un réservoir pendant le mois précédent, qui a causé des perturbations à la bio-tour et a affecté la sédimentation des particules. Le nettoyage de la lagune de décantation a permis de corriger la situation. Malgré les dépassements de janvier 1994, le Ministère n'a pas entamé de poursuites car les travaux correctifs ont été réalisés à la satisfaction du Ministère.

Durant l'année 1995, le taux de conformité aux normes mensuelles, quotidiennes et maximales quotidiennes et de pH fut de 100 %.

Les figures 3 et 4 illustrent les rejets de la raffinerie en 1994 et 1995 par rapport à la norme mensuelle du Q-2, r. 6; le graphique représente aussi la norme nouvelle décrite à la section 2.2.

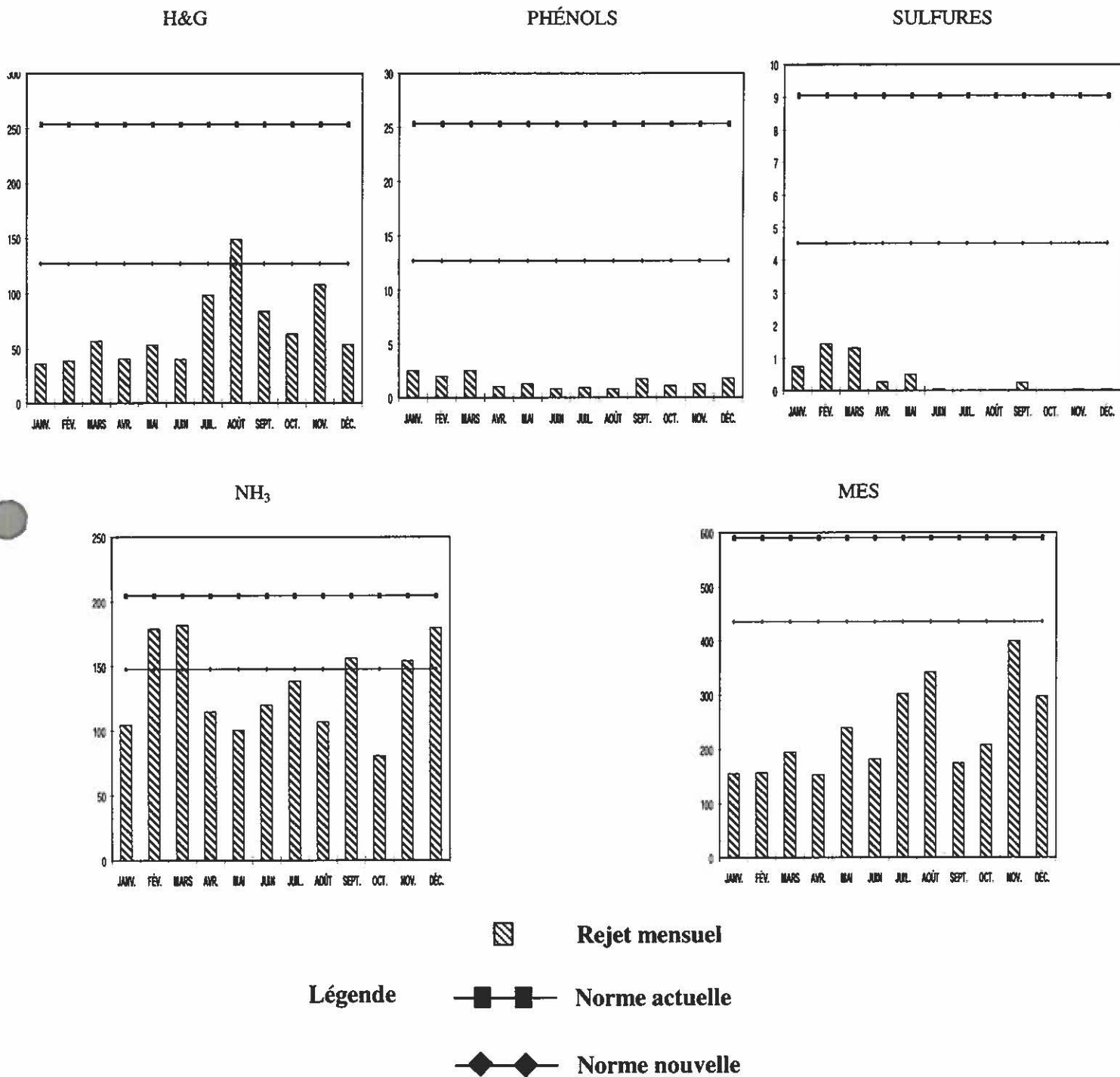
PÉTRO-CANADA

Figure 3 : Rejets mensuels de 1994 en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)



PÉTRO-CANADA

Figure 4 : Rejets mensuels de 1995 en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)



D'une part, on constate que les rejets en H&G de janvier 1994 ont constitué le seul dépassement à la norme mensuelle actuelle. D'autre part, on peut aussi observer que les rejets en H&G et NH₃ durant les années 1994 et 1995 auraient excédé la norme nouvelle à plusieurs occasions. De plus, les rejets en MES étaient à la baisse en 1994 mais démontraient une tendance à la hausse en 1995 en se rapprochant de la nouvelle norme. En outre, les dépassements de la norme nouvelle de la quantité quotidienne et de la quantité maximale quotidienne auraient été respectivement de 38 et 16 en 1994 et 1995; les paramètres H&G, phénols et MES seraient les plus problématiques par rapport à ces deux nouvelles normes quotidiennes. Le système de traitement des eaux usées devrait donc être amélioré afin de respecter en tout temps les normes proposées par le règlement modifiant le Q-2, r. 6.

Par ailleurs, Pétro-Canada rejette ses eaux pluviales séparément de l'effluent final, conformément à une prescription du Q-2, r. 6. En 1994, le taux de conformité aux normes de concentration d'eaux pluviales fut de 98,1 % (216 jours de rejet) et de 100 % sur les normes de charge; il y a eu neuf dépassements sur la concentration des H&G et trois concernant les matières volatiles en suspension (MVES). Une étude d'ingénierie a démontré la faisabilité de modifier certains critères de design du bassin de décantation primaire (ancienne carrière) et les modifications ont été apportées en 1995.

En 1995, le taux de conformité fut de 98,6 % (sur 91 jours de rejet), à la suite de trois dépassements en concentration en H&G et un dépassement en MVES. Certains problèmes au niveau des écrémeurs à l'huile sont la cause des dépassements. De nouveaux correctifs ont donc été apportés aux bassins d'eaux pluviales en 1996.

Le tableau 5 ci-dessous représente les rejets quotidiens en H&G, phénols et MVES en provenance des eaux pluviales et la contribution relative des eaux pluviales par rapport à la charge quotidienne moyenne de l'ensemble de la raffinerie.

Tableau 5 : Rejets d'eaux pluviales de Pétro-Canada, 1994 et 1995

Année	Volume m ³ /d	H&G		Phénols		MVES	
		kg/d de rejet	% pluvial*/total	kg/d de rejet	% pluvial*/total	kg/d de rejet	% pluvial*/total
1994	2 230	7,9	4,9	0,27	3,3	34,2	7,6
1995	2 370	7,9	2,7	0,15	2,4	30,8	3,1

* Le rejet moyen des eaux pluviales de chaque année a été pondéré à 365 jours dans le calcul de la contribution relative.

On peut constater que la contribution des eaux pluviales à l'ensemble des rejets de la raffinerie est assez faible et se situe aux environs de 5 % pour les trois contaminants.

3.1.2 Performance des ouvrages de traitement en 1994 et 1995 (Q-2, r. 1.001)

Mis à part les trois dépassements aux normes quotidiennes déjà expliqués à la section précédente, il y a plusieurs journées durant les années 1994 et 1995 où la concentration est supérieure à la somme de la moyenne et de trois écarts types (valeurs extrêmes) de la courbe de distribution. Le tableau suivant retrace les journées ainsi identifiées.

Tableau 6 : Valeurs extrêmes de Pétro-Canada en 1994 et 1995

Janvier 1994	H&G (3 jours), phénol (1 jour), sulfure (1 jour) NH ₃ (2 jours), MES (1 jour)
Février 1994	H&G (1 jour), phénol (2 jours), sulfure (1 jour)
Mars 1994	Phénol (1 jour)
Juillet 1994	Sulfure (1 jour)
Août 1994	Phénol (1 jour)
Février 1995	Sulfure (1 jour), NH ₃ (2 jours)
Mars 1995	H&G, phénol, sulfure, NH ₃ : même jour
Mai, octobre, novembre 1995	MES (1 jour)

Associée aux valeurs extrêmes identifiées dans le tableau 6, l'analyse des données quotidiennes révèle que les rejets de janvier 1994 en H&G, en phénol et en NH₃, les rejets de mars 1994 en phénol et les rejets de mai 1995 en MES étaient relativement élevés (moyenne + 2 écarts types ou 95,4 % d'une courbe de distribution log-normale) pendant une période d'environ 10 jours par rapport à la moyenne annuelle et témoignaient donc assurément d'un problème de fonctionnement important. Ces périodes de mauvais fonctionnement ont d'ailleurs été corroborées par le responsable environnemental de la raffinerie.

Ainsi, l'arrivage de deux types de pétrole particuliers est responsable des rejets élevés constatés en janvier; le premier brut contenait des quantités exceptionnellement élevées en composés azotés pendant que le deuxième a occasionné des rejets élevés en huile et en phénol au système de traitement des eaux. Le problème a été corrigé dans le premier cas en revendant une deuxième cargaison du même type de pétrole et dans le deuxième cas en modifiant le dosage d'additif à l'unité de dessalage.

Par ailleurs, selon Pétro-Canada, les valeurs extrêmes qui n'ont duré qu'une ou deux journées sont probablement occasionnées par des rejets inopportuns d'eaux usées au système de traitement des eaux en provenance des épulseurs d'eaux acides; en effet, ces eaux usées sont normalement réutilisées au dessaleur.

Également, l'étude des rejets de 1995 révèle une nette tendance à la hausse en azote ammoniacal, bien que ces rejets aient respecté le Q-2, r. 6 et qu'aucune valeur ne fut anormalement élevée. La raffinerie a ainsi constaté depuis deux ans une augmentation des composés azotés dans ses pétroles bruts. Des travaux de correction ont été terminés à l'automne 1996 afin de récolter à la source l'apport supplémentaire en composés azotés.

Enfin, l'étude de la figure 4 démontre une augmentation cyclique des rejets de MES qui a atteint son apogée en mai, août et novembre 1995. Pour respecter une norme de phosphore du règlement 87 de la Communauté urbaine de Montréal, la compagnie ajoute maintenant du coagulant, ce qui augmente la quantité de matière décantée dans la lagune utilisée à titre de décanteur. Comme la performance

de décantation diminue graduellement, la compagnie procède à l'enlèvement des boues accumulées de façon trimestrielle. D'autres travaux sont présentement envisagés afin de maintenir un niveau de performance plus régulier du décanteur secondaire.

Le tableau 7 résume le rendement moyen du système de traitement des eaux usées de Pétro-Canada en 1994 et 1995.

Tableau 7 : Moyenne arithmétique et écart type (mg/l) du traitement des eaux usées de Pétro-Canada en 1994 et 1995

	H&G		Phénols		Sulfures		NH ₃ -N		MES	
	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type
1994	10,3	2,2	0,56	0,77	0,2	0,5	11,7	5,6	28,1	21,7
1995	8	7,1	0,18	0,24	0,05	0,09	15,7	6,8	27,6	18,6

On constate une amélioration sensible du rendement du système de traitement des eaux à l'exception de l'azote ammoniacal (voir explication à la section suivante) entre 1994 et 1995. Ainsi, la concentration moyenne annuelle des contaminants en 1995 (à part le NH₃-N) est inférieure à la valeur décrite au tableau 4, ce qui signifie que le système de traitement des eaux de Pétro-Canada fut efficace durant cette année.

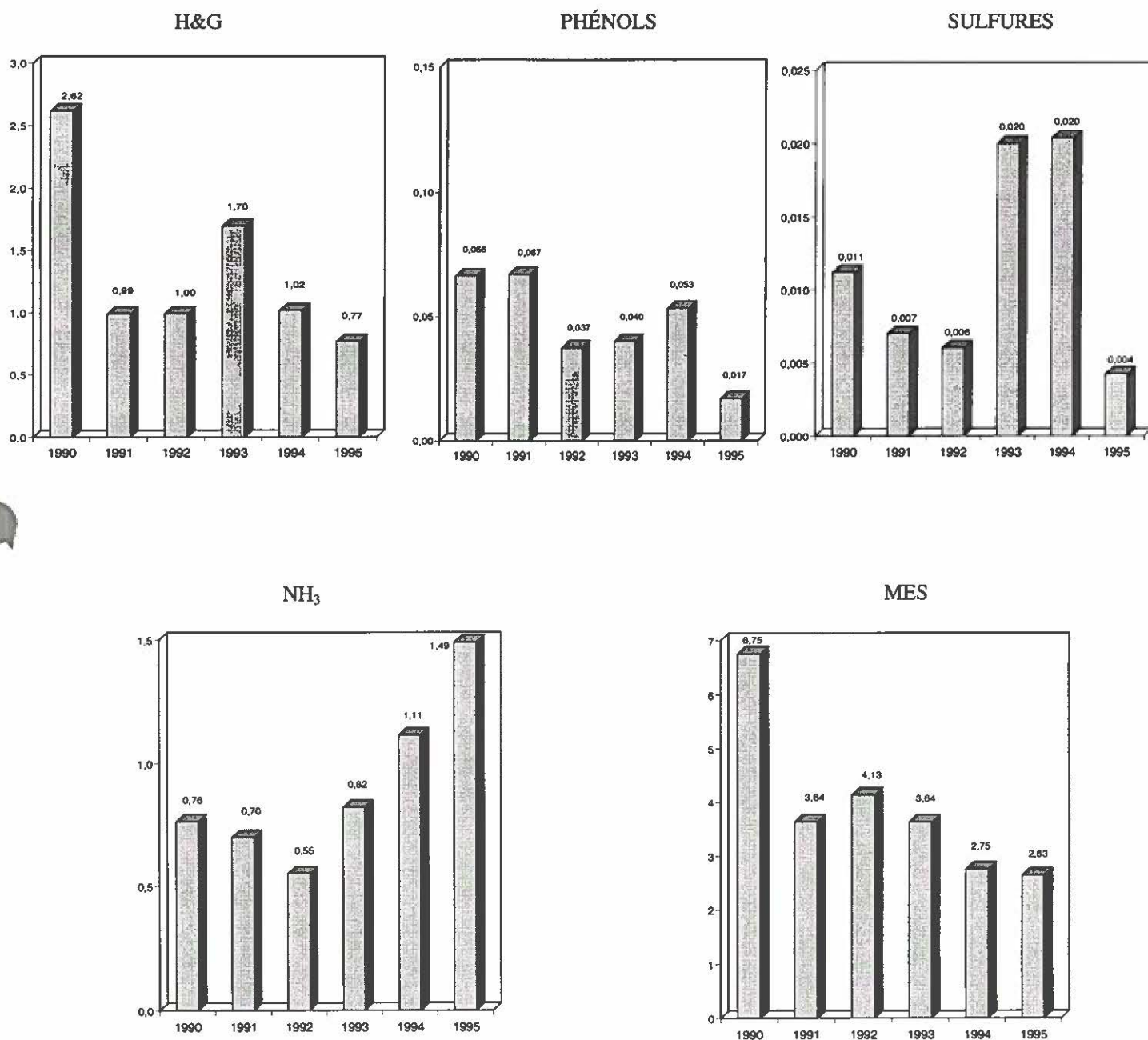
3.1.3 Évolution des rejets de 1990 à 1995

La figure 5 représente l'évolution des rejets de Pétro-Canada de 1990 à 1995.

À l'exception de l'azote ammoniacal, les rejets de la raffinerie ont connu des réductions significatives entre 1990 et 1995. Ainsi, malgré quelques soubresauts, les rejets en H&G ont connu une réduction de 70 % entre 1990 et 1995, les rejets de phénols ont diminué de 74 %, les rejets de sulfures ont diminué de 64 % et les rejets de MES ont diminué de 61%. Seuls les rejets d'azote ammoniacal ont augmenté durant la même période en connaissant une hausse de 96 %; cette augmentation des rejets est principalement causée par les nouveaux approvisionnements de pétrole qui contiennent plus de composés azotés.

PÉTRO-CANADA

Figure 5 : Évolution des rejets de Pétro-Canada de 1990 à 1995 (kg/1000 barils)



3.2 Produits Shell Canada Limitée

La production de la raffinerie s'est maintenue à 115 000 barils/jour de janvier à mai 1994 pour augmenter pendant trois mois à 124 000 barils/jour. Par la suite, elle est redescendue à 112 000 barils/jour jusqu'à la fin de 1995.

Tout comme Pétro-Canada, la raffinerie Produits Shell Canada Limitée possède un réseau d'égout pluvial et traite les eaux de ruissellement en provenance des aires d'entreposage des réservoirs de façon à respecter les normes d'eaux pluviales. Ces eaux sont ensuite rejetées directement au fleuve. Il faut cependant noter que les eaux pluviales peuvent être dirigées en tout temps vers le système de traitement biologique en cas de contamination.

3.2.1 Conformité réglementaire au Q-2, r. 6

En 1994, la raffinerie a eu un taux de conformité de 100 % au pH et à la norme quotidienne (QQ). Par contre, le taux de conformité à la norme mensuelle (QMM) a été de 98,3 % à la suite d'un dépassement de la norme en MES en juin et le taux de conformité à la norme maximale quotidienne (QMQ) a été de 99,2 % à la suite de six dépassements en MES. Une série d'événements survenus en mai a occasionné cinq de ces dépassements à la QMQ. Ainsi, pendant que le bassin d'égalisation était hors service pour inspection, deux déversements de solvants à trois semaines d'intervalle en provenance de l'usine des huiles lubrifiantes ont causé un choc toxique à la biomasse du système de boues activées et il y a eu perte massive de biomasse à l'effluent en mai et juin. Le bassin d'égalisation a été remis en service après nettoyage vers le 25 juillet. En plus de ces problèmes, un entraînement d'air au niveau du clarificateur secondaire détecté seulement en août a considérablement nui à la décantation de la biomasse. Le dérèglement du système de boues activées a donc perduré pendant trois mois.

À la suite du déversement de solvant, la raffinerie a évalué ses procédures à l'usine de lubrification et a apporté plusieurs modifications : amélioration de la mise hors service à l'unité, branchement de tuyaux d'égout à un système de collecte du solvant, analyses simples par colorimétrie à l'unité de production et à l'affluent du système de traitement avec procédures de détournement du solvant après atteinte d'un seuil limite. En dernier lieu, un analyseur de carbone organique total en continu a été installé à l'amont du bassin d'égalisation; tout dépassement d'un critère préétabli enclenche un détournement complet de l'effluent vers un bassin d'urgence.

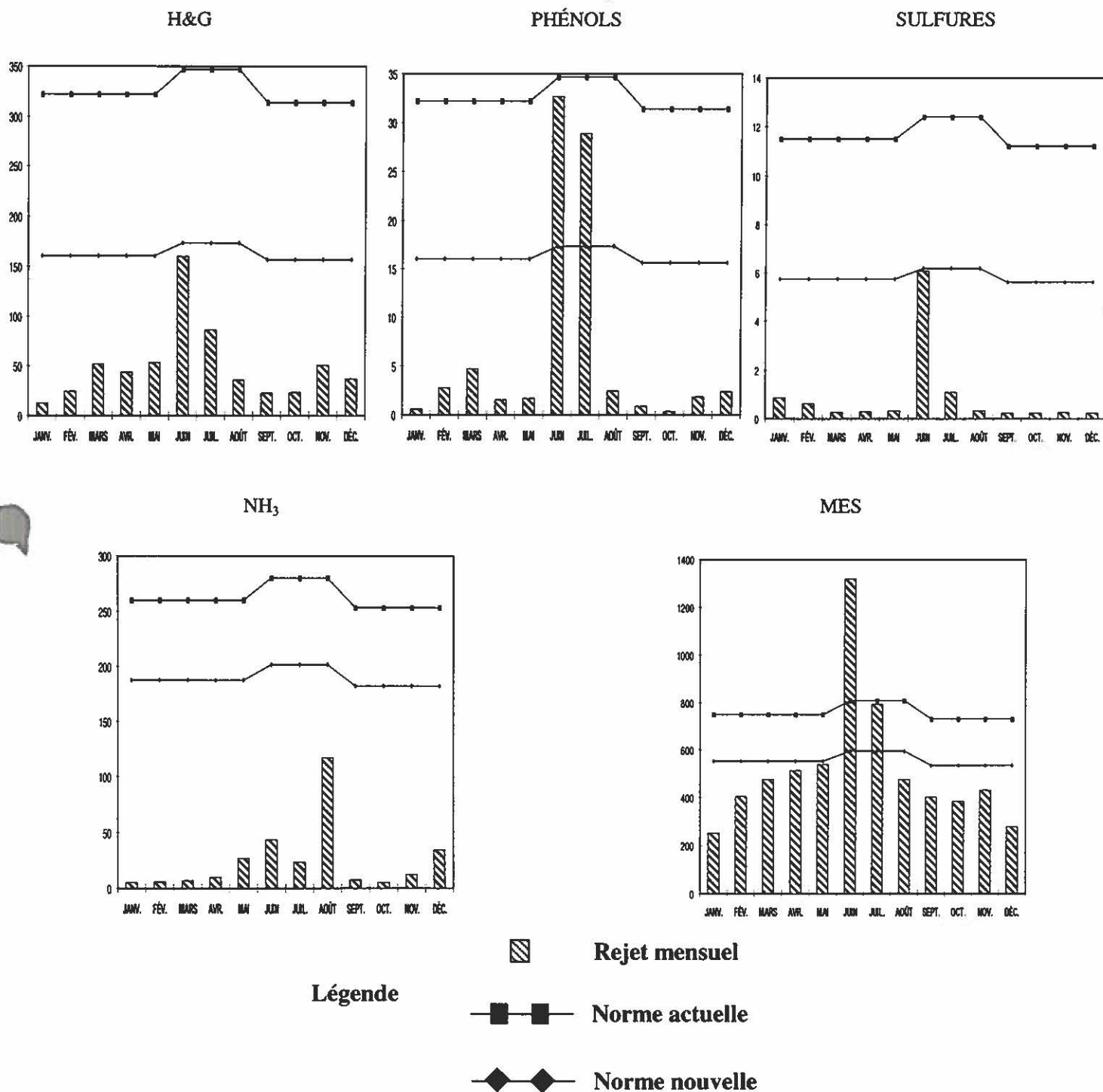
Le dernier dépassement en MES de l'année 1994 est survenu en novembre où une pluie diluvienne a eu pour conséquence de pratiquement doubler le débit total de la raffinerie à la suite du débordement du bassin d'eaux pluviales. Malgré les dépassements enregistrés, le Ministère n'a pas entamé de poursuites car d'une part la cause des événements de mai et novembre était difficilement prévisible et d'autre part la compagnie a réagi avec diligence raisonnable pour corriger la situation.

En 1995, la conformité aux normes du Q-2, r. 6 est de 100 %, soit les normes de l'effluent final du tableau 1, les normes d'eaux pluviales et les normes de pH.

Par ailleurs, les figures 6 et 7 représentent les rejets mensuels de la raffinerie en 1994 et 1995 par rapport à la norme actuelle du Q-2, r. 6 et la norme nouvelle expliquée à la section 2.2.

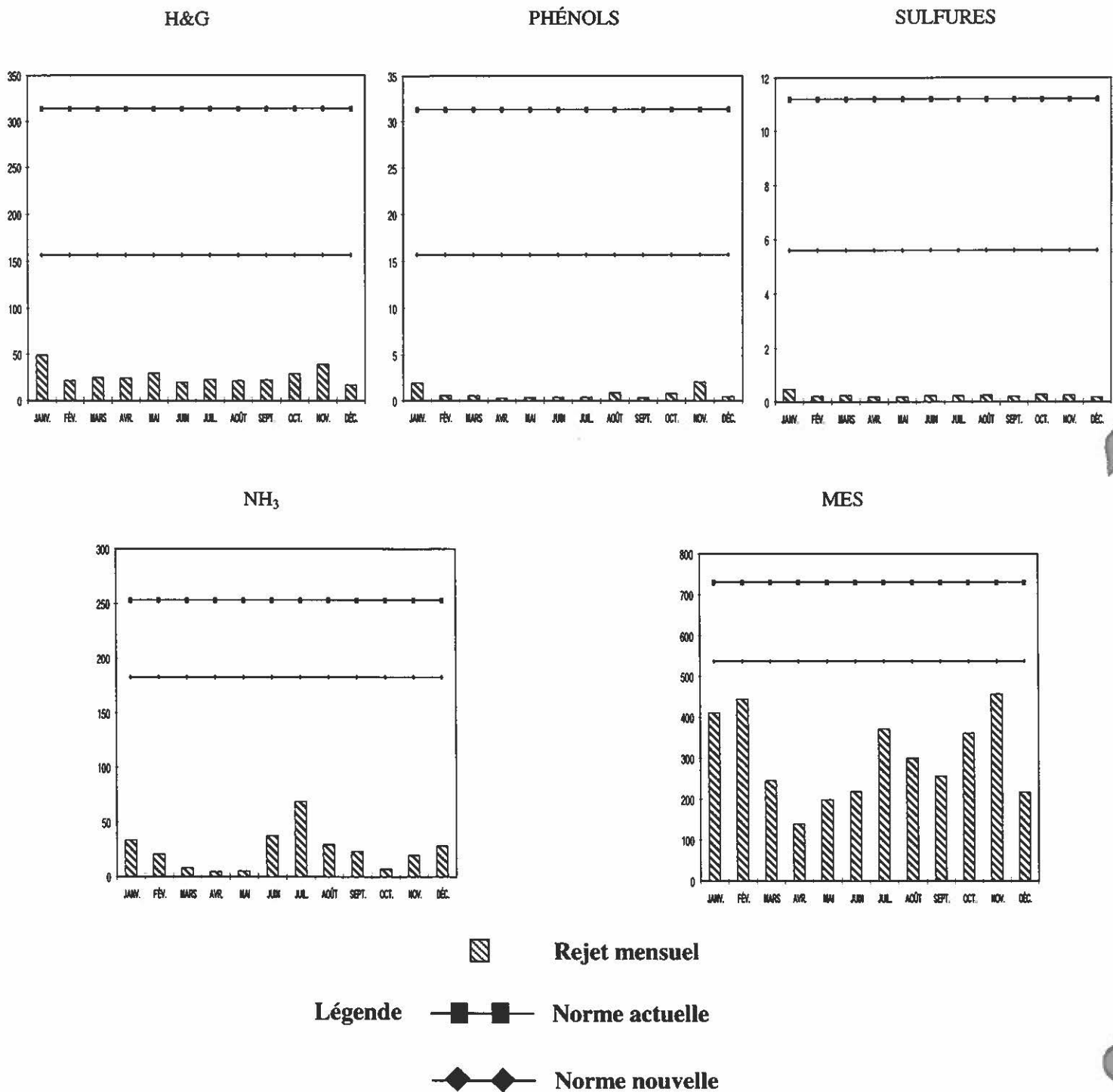
SHELL

Figure 6 : Rejets mensuels de 1994 en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)



SHELL

Figure 7 : Rejets mensuels de 1995 en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)



Les histogrammes de l'année 1994 illustrent bien l'impact significatif du déversement de solvant survenu à l'usine des huiles lubrifiantes, particulièrement durant les mois de juin et juillet; la norme mensuelle en MES a même été excédée en juin. Également, la norme mensuelle aurait été transgressée à quatre reprises si la norme nouvelle avait été mise en application tandis que les normes quotidiennes auraient été dépassées à 27 reprises; cependant, le déversement de solvant aurait été responsable de plus de 60 % de ces dépassements.

Les histogrammes de l'année 1995 illustrés à la figure 7 représentent mieux la performance habituelle de cette raffinerie. Ainsi, tous les rejets mensuels ont respecté la norme actuelle avec une marge de manoeuvre certaine. Par ailleurs, ces rejets auraient aussi respecté la norme mensuelle nouvelle pour l'ensemble des cinq paramètres, bien que l'on constate une marge de manoeuvre plus restreinte par rapport au MES. Aussi, les rejets quotidiens de 1995 auraient respecté les normes nouvelles quotidiennes et maximales quotidiennes pour l'ensemble des paramètres, à l'exception de huit dépassements en MES. La raffinerie devra donc optimiser la performance de son système de traitement quant à la sédimentation des particules afin de respecter en tout temps les normes nouvelles proposées par le règlement modifiant le Q-2, r. 6.

Par ailleurs, Shell rejette également ses eaux pluviales après un traitement primaire. En 1994, il y a eu 24 jours de rejets d'eaux pluviales et 84 jours en 1995. Le taux de conformité aux normes de concentration et aux normes de charge des eaux pluviales a été de 100 % durant les années 1994 et 1995.

Le tableau 8 représente les rejets occasionnés par les eaux pluviales en 1994 et 1995.

Tableau 8 : Rejets d'eaux pluviales de Shell en 1994 et 1995

Année	Volume m ³ /d	H&G		Phénols		MES	
		kg/d de rejet	%pluvial*/total	kg/d de rejet	%pluvial*/total	kg/d de rejet	%pluvial*/total
1994	3 680	14,9	1,9	0,51	0,5	44,9	0,6
1995	3 470	12,4	9,6	0,51	13,5	31,9	2,4

* Le rejet moyen des eaux pluviales de chaque année a été pondéré à 365 jours dans le calcul de la contribution relative.

On peut constater que la contribution des eaux pluviales en 1994 est relativement faible par rapport aux rejets globaux. Par contre, la contribution relative des eaux pluviales est plus élevée en 1995 pour les H&G et les phénols car les rejets globaux de la raffinerie ont diminué notablement alors que les rejets quotidiens mesurés dans les eaux pluviales furent similaires à 1994.

3.2.2 Performance des ouvrages de traitement (Q-2, r. 1.001) en 1994 et 1995

Le tableau 9 ci-dessous identifie les journées durant les années 1994 et 1995 où la concentration est supérieure à la somme de la moyenne et de trois écarts types (valeurs extrêmes) de la courbe de distribution.

Tableau 9 : Valeurs extrêmes de Shell en 1994 et 1995

Mai 1994 :	MES (1 jour)
Juin 1994 :	H&G (1 + 2 jours), phénols (1 semaine), sulfure (1 jour), MES (2 + 1 jour)
Juillet 1994 :	Phénol (2 jours)
Août 1994 :	NH ₃ (1 semaine)
Novembre 1994 :	H&G (1 jour)
Janvier 1995 :	H&G (1 jour), phénol (1 jour) sulfure (2 jours)
Février 1995 :	MES (1 semaine)
Avril 1995 :	H&G (1 jour)
Mai 1995 :	H&G (1 jour)
Juillet 1995 :	NH ₃ (2 semaines)
Septembre 1995 :	NH ₃ (1 jour)
Novembre 1995 :	H&G (1 jour), phénol et MES (1 jour), NH ₃ (1 jour)

Rappelons d'abord que les valeurs extrêmes du tableau 9 de mai à août 1994 relèvent toutes du déversement de solvant survenu à la fin du mois de mai; cet incident a déjà été expliqué à la section précédente. Par ailleurs, la haute concentration en H&G enregistrée le 2 novembre 1994 est reliée au même événement, qui est responsable d'un dépassement de la norme massique en MES aussi expliqué à la section précédente; la pluie diluvienne a en effet causé un débordement du bassin d'eaux pluviales de la raffinerie, d'où le rejet excessif en H&G (en concentration) et MES (en charge).

En 1995, les valeurs extrêmes au 99^e percentile identifiées en janvier, avril, mai, juillet et septembre furent des journées complètement isolées car on n'a constaté aucune tendance à la hausse avant ou après ces événements.

Par ailleurs, les événements notés en février et novembre sont expliqués de deux façons par la compagnie. D'une part, les deux bassins d'eaux pluviales étant aménagés en série depuis 1989, la performance de traitement des bassins diminuait donc lors de fortes pluies; ces deux bassins seront aménagés en parallèle sous peu, ce qui permettra de répartir le débit d'eaux pluviales entre les deux bassins et maximisera ainsi le temps de rétention hydraulique. D'autre part, les fossés de drainage pluviaux subissent de l'érosion lors de fortes pluies et augmentent l'apport de MES aux bassins d'eaux pluviales. Un programme de stabilisation des fossés sera amorcé sous peu dans le parc de réservoirs.

En dernier lieu, les rejets élevés en NH₃ constatés en juillet sont associés à des rejets plus importants en provenance de l'épouseur d'eaux acides. En effet, on a relevé durant ces périodes un affluent variant de 30 à 50 mg/l en NH₃. Aucun correctif ne fut mis de l'avant par la compagnie car bien que les rejets furent élevés, ils demeuraient dans les limites prescrites par le règlement sur les raffineries de pétrole et ne causaient pas de choc toxique au système biologique.

Le tableau 10 résume le rendement moyen du système de traitement des eaux usées de Shell en 1994 et 1995.

Tableau 10 : Moyenne arithmétique et écart type (mg/l) du traitement des eaux usées de Shell en 1994 et 1995

	H&G		Phénols		Sulfures		NH ₃ -N		MES	
	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type
1994	3,6	4	0,5	0,93	0,07	0,3	2	3,2	41,5	33,11
1995	2,3	2,2	0,06	0,14	0,02	0,01	2,1	3,5	26,6	16,4

On constate une amélioration notable du rendement du système de traitement des eaux usées; en effet, les rejets en NH₃-N sont à peu près identiques en 1994 et 1995 mais tous les autres paramètres ont diminué de façon significative, autant en ce qui concerne la moyenne arithmétique que l'écart type. Le tableau démontre de plus le très grand impact négatif du choc toxique survenu en mai 1994 au système de traitement des eaux usées, particulièrement en ce qui a trait aux phénols. Enfin, la concentration moyenne annuelle de tous les contaminants est inférieure en 1995 aux valeurs guides décrites au tableau 4, ce qui démontre la bonne performance du système de traitement des eaux durant cette année.

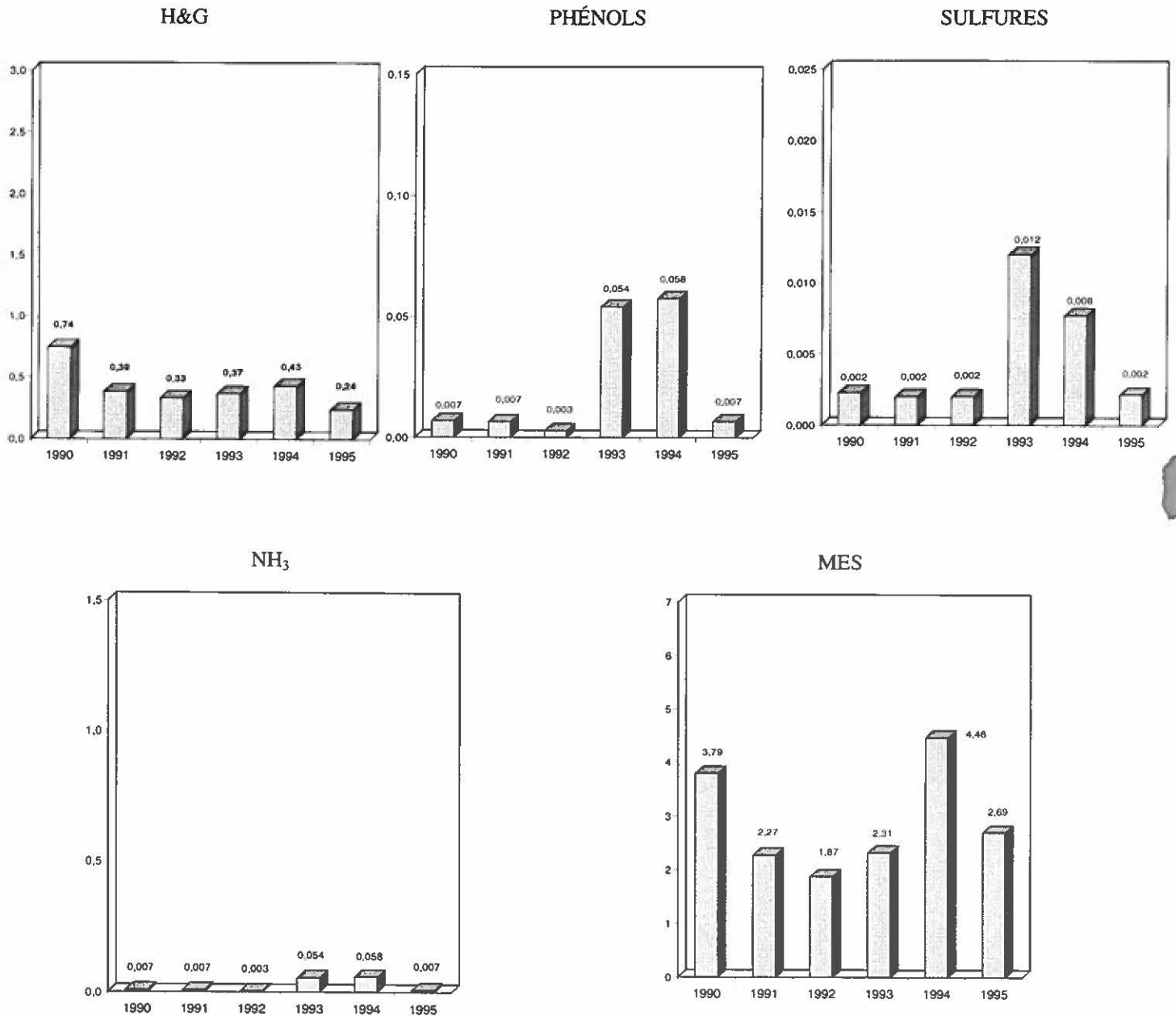
3.2.3 Évolution des rejets de 1990 à 1995

La figure 8 représente l'évolution des rejets d'eaux usées de la raffinerie entre les années 1990 à 1995 sur une base unitaire quotidienne, soit en kg/1000 barils.

On peut d'abord constater que les cinq contaminants ont connu des hausses de rejets durant les années 1993 et 1994 pour ensuite se rétablir à un niveau moindre; la cause de ce phénomène a été expliquée dans les deux sections précédentes. Par ailleurs, entre 1990 et 1995, le niveau de rejet des phénols, des sulfures et de l'azote ammoniacal s'est maintenu identique, à l'exception évidemment des années 1993 et 1994. Aussi, les quantités unitaires en H&G et en MES ont respectivement diminué de 68 % et de 29 % entre les années 1990 et 1995.

SHELL

Figure 8 : Évolution des rejets de Shell de 1990 à 1995 (kg/1000 barils)



3.3 Ultramar Ltée

La production de la raffinerie s'est maintenue constante au cours des années 1994 et 1995 à un taux de 141 500 barils/jour.

3.3.1 Conformité réglementaire au Q-2, r. 6 en 1994 et 1995

En 1994, le taux de conformité a été de 100 % pour l'ensemble des normes à l'exception d'un seul dépassement à la quantité maximale quotidienne en MES en février 1994; le taux de conformité à cette norme s'établit donc à 99,9 %. Par ailleurs, le taux de conformité en 1995 a été de 100 % pour l'ensemble des normes du Q-2, r. 6.

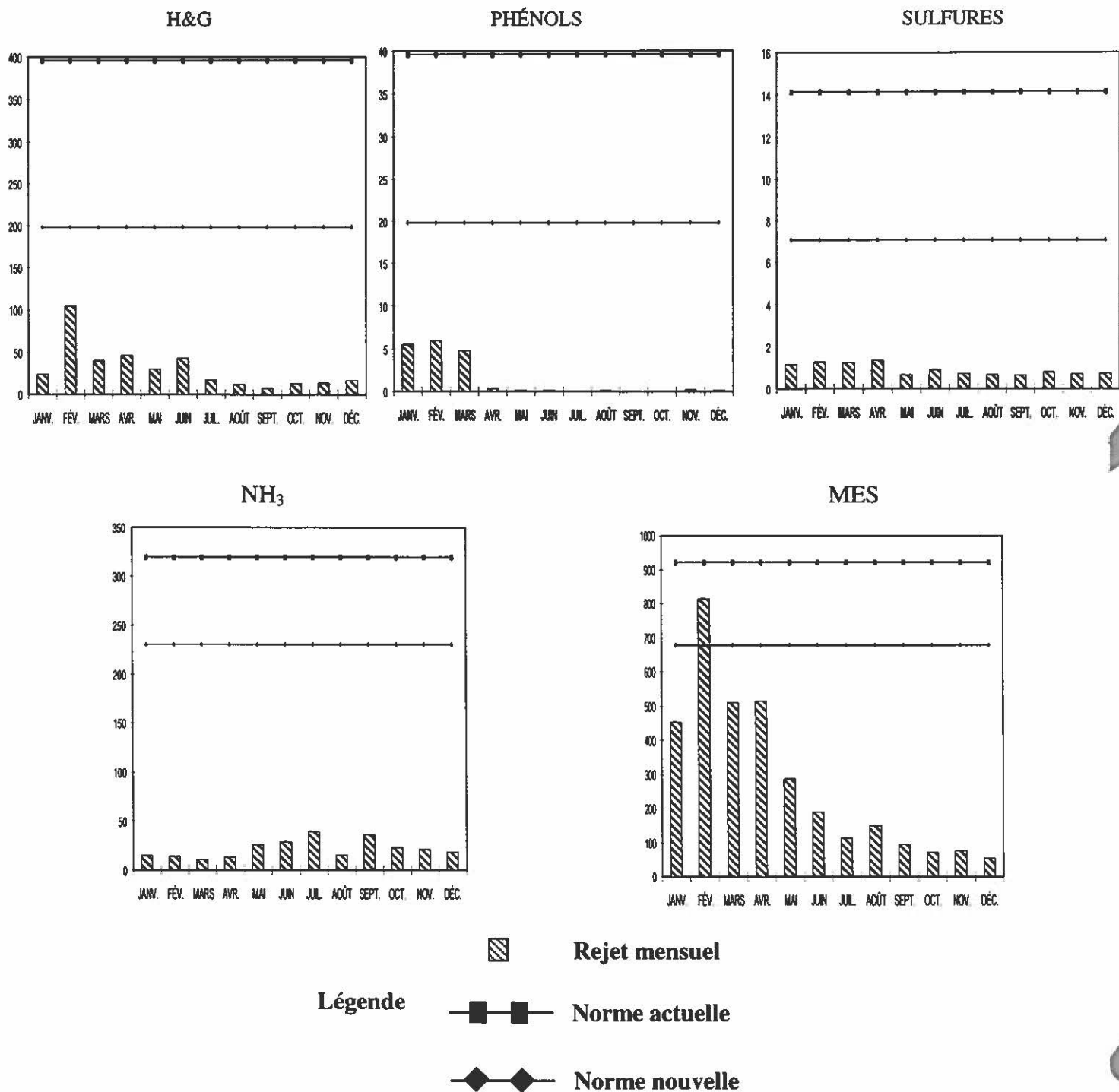
Le dépassement de 1994 a été causé par la combinaison de deux événements. D'une part, la raffinerie reçoit beaucoup plus d'eaux de ballast en hiver qu'en toute autre période de l'année, ce qui surcharge par conséquent le traitement biologique; ainsi, en février et mars 1994, la raffinerie devait en traiter 4300 m³/d alors que normalement on traite 2000 m³/d. De plus, les eaux de ballast sont très froides et diminuent le rendement du traitement biologique; durant les quatre premiers mois de l'année, la température de l'eau dans l'étang d'aération chute de 25 à 12° C.

D'autre part, la compagnie a raffiné en février un pétrole brut de composition particulière contenant beaucoup plus d'huile émulsifiée à cause d'une proportion d'eau supérieure à la normale, ce qui a causé des difficultés lors du dessalage. Ce problème a donc commencé à se faire sentir à la mi-février avec des augmentations des rejets en huile, phénols et MES jusqu'à culminer par le dépassement de la norme maximale quotidienne le 24 février. Pour corriger la situation au dessaleur, la compagnie a changé le désémulsifiant et pour amoindrir l'impact négatif de cet arrivage, elle a dérivé les eaux de ballast dans des réservoirs au quai pour ensuite les incorporer lentement dans le système de traitement des eaux usées. Malgré ce dépassement, le Ministère n'a pas engagé de poursuites car, d'une part, cet événement relève d'une conjoncture plutôt exceptionnelle et, d'autre part, la compagnie a mis en place une mesure de mitigation efficace qui a ramené rapidement la situation à la normale. Il faut noter que la raffinerie Ultramar, contrairement aux deux raffineries de Montréal, traite présentement l'ensemble de ses eaux pluviales dans le système de traitement biologique.

Par ailleurs, les figures 9 et 10 représentent les rejets mensuels en kg/d de la raffinerie Ultramar en comparaison des normes actuelles du Q-2, r. 6 et des normes nouvelles décrites à la section 2.2.

ULTRAMAR

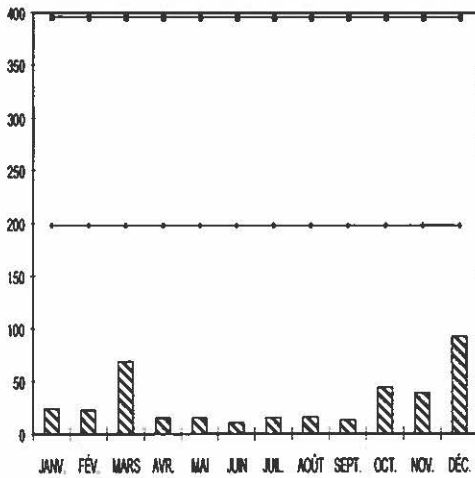
Figure 9 : Rejets mensuels de 1994 en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)



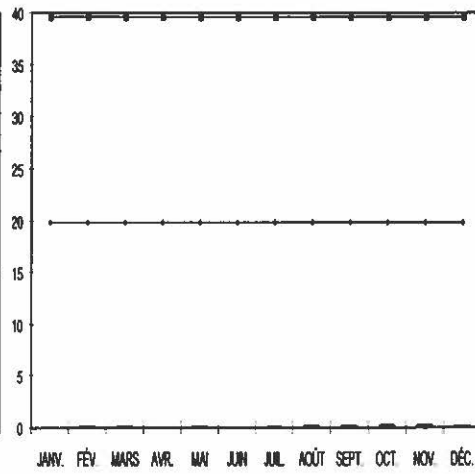
ULTRAMAR

Figure 10 : Rejets mensuels de 1995 en comparaison des normes actuelles et nouvelles (kg/d)

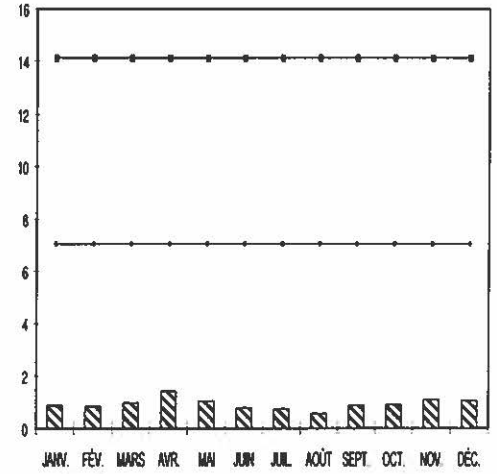
H&G



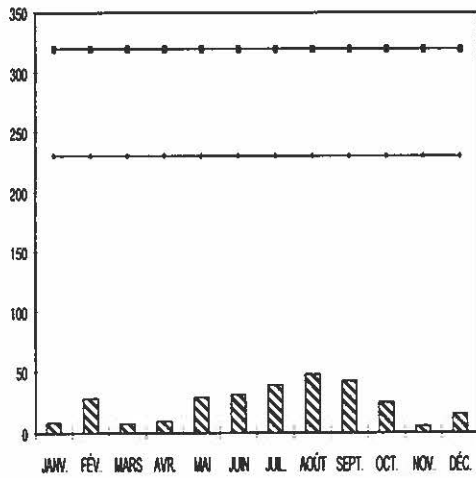
PHÉNOLS



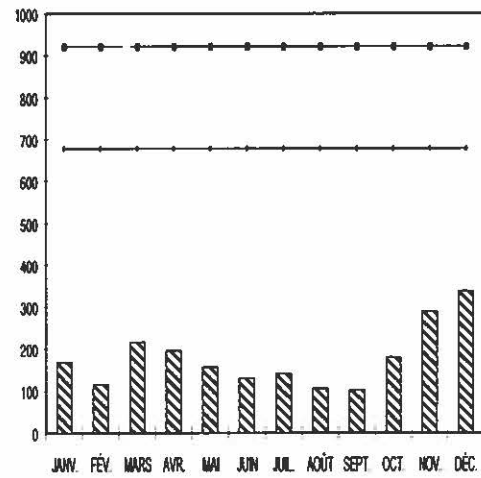
SULFURES



NH₃



MES



Rejet mensuel

Légende



Norme actuelle



Norme nouvelle

Les histogrammes de la figure 9 illustrent que toutes les normes mensuelles ont été respectées en 1994; par contre, les rejets en MES de février auraient excédé la norme mensuelle nouvelle. De plus, les normes quotidiennes nouvelles auraient été dépassées à 13 reprises durant les quatre premiers mois de l'année, dont 11 dépassements en MES. Ces dépassements hypothétiques auraient découlé évidemment de la combinaison des deux problèmes expliqués à la section précédente : traitement d'une plus grande quantité d'eaux de ballast froide et difficulté temporaire au dessaleur à la suite de l'arrivage d'un pétrole brut particulier.

Aussi, les histogrammes de la figure 10 démontrent que les rejets mensuels ont respecté la norme mensuelle pour chacun des contaminants en 1995 et auraient aussi respecté avec une marge de manoeuvre certaine les normes nouvelles, et ce, même pour les MES en hiver. D'ailleurs, les rejets quotidiens de 1995 auraient aussi respecté à 100 % les normes quotidiennes nouvelles pour l'ensemble des contaminants; certaines modifications, expliquées à la section suivante, ont ainsi permis d'améliorer le rendement du système de traitement des eaux en hiver, particulièrement en ce qui a trait aux phénols et aux MES.

3.3.2 Performance des ouvrages de traitement en 1994 et 1995 (Q-2, r. 1.001)

Le tableau 11 identifie les journées de 1994 et 1995 où la concentration est supérieure à la somme de la moyenne et de trois écarts types (valeurs extrêmes).

Tableau 11 : Valeurs extrêmes d'Ultramar en 1994 et en 1995

Janvier 1994 :	Phénol (1 jour), sulfure (1 jour)
Février 1994 :	H&G (2 X 1 jour), MES (1 jour)
Mars 1994 :	Phénol (2 jours)
Avril 1994 :	Sulfure (1 jour)
Juin 1994 :	H&G (1 jour)
Juillet 1994 :	NH ₃ (1 jour)
Septembre 1994 :	NH ₃ (2 jours)
Mars 1995 :	H&G (2 jours), MES (2 jours)
Avril 1995 :	Sulfure (1 jour), MES (1 jour)
Juillet 1995 :	NH ₃ (1 jour)
Août 1995 :	Phénol (1 jour) NH ₃ (1 jour)
Septembre 1995 :	Phénol (1 jour)
Octobre 1995 :	H&G (1 jour)
Décembre 1995 :	H&G (2 X 1 jour)

Les valeurs extrêmes enregistrées en janvier et février 1994 relèvent évidemment des deux mêmes incidents expliqués précédemment. Par ailleurs, les valeurs extrêmes identifiées en juin et juillet 1994 et en avril et septembre 1995 semblent être des phénomènes complètement isolés car il n'y a pas eu de tendance à la hausse rattachée à ces événements.

Par contre, selon la compagnie, les valeurs extrêmes de mars et avril des années 1994 et 1995 s'expliquent par les quantités supplémentaires en eaux de ballast combinées avec la fonte des neiges et les pluies printanières. Il s'ensuit que l'augmentation rapide du débit d'eau et l'apport frigorifique de ces eaux diminuent la performance générale du système biologique. Ainsi, durant les quatre premiers mois de 1994, les rejets quotidiens en MES se sont maintenus à environ 600 kg/d pendant

que la moyenne des autres mois de la même année se situait à 125 kg/d; les mois d'hiver ont donc une forte influence sur la moyenne quotidienne des rejets.

Pour contrer les effets négatifs importants des eaux de ballast et des eaux de pluie sur le rendement du système de traitement des eaux, la compagnie a déjà apporté plusieurs modifications. Ainsi, le transfert des eaux pluviales se faisait à l'aide de pompes actionnées manuellement; on a constaté que le bassin d'eaux pluviales pouvait déborder occasionnellement en hiver à cause des purges intermittentes des chaudières dans ce bassin. On a donc automatisé dès l'été 1994 le fonctionnement des pompes d'eaux pluviales, ce qui a eu un effet bénéfique sur les rejets en MES dès l'année suivante comme on peut le constater en comparant le premier trimestre des figures 9 et 10. De plus, depuis août 1996, la compagnie a implanté un système ferroviaire de livraison de produits pétroliers vers la métropole, ce qui réduira la moyenne quotidienne des eaux de ballast à 1000 m³/d, les diminuant ainsi de moitié. Enfin, les pétroliers affrétés par Ultramar sont maintenant tous munis de doubles coques, ce qui diminue grandement les risques de catastrophe écologique maritime et élimine en grande partie les eaux de ballast à l'exception de celles reçues dans des pétroliers appartenant à d'autres compagnies.

Les rejets extrêmes en NH₃ en septembre 1994 et juillet-août 1995 ont eu une durée d'une ou de deux journées. Cependant, l'analyse des données quotidiennes révèle que les rejets en NH₃ durant ces deux événements ont connu une nette augmentation durant environ deux semaines. Ce phénomène récurrent est associé à la vidange des boues biologiques du décanteur secondaire; un programme a été instauré depuis 1990 pour vidanger les boues biologiques en été lorsque nécessaire. Il y a donc relarguage inévitable de bactéries anaérobies lors du soutirage des boues; cependant, la performance de l'enlèvement des MES de l'étang de décantation s'est améliorée au cours des cinq dernières années comme le démontre la figure 11 de la section 3.3.3.

En octobre 1995, une valeur extrême en H&G a été enregistrée pendant une journée mais les données quotidiennes révèlent qu'il y a eu augmentation des rejets pendant près d'une semaine. C'est un débris de construction qui a causé le refoulement de l'égout de procédé vers le bassin d'eaux pluviales. Afin de détecter rapidement toute anomalie semblable, la compagnie installera un rapporteur d'événements dans les trop-pleins d'urgence.

Finalement, deux valeurs extrêmes en H&G ont été identifiées dans le tableau 11 en décembre 1995, mais là encore les données quotidiennes révèlent qu'il y avait nette tendance à la hausse dans les rejets en H&G durant les deux dernières semaines de l'année. Selon la compagnie, cette augmentation serait attribuable à un nouvel approvisionnement de pétrole brut. La raffinerie étudie plusieurs scénarios pour maîtriser adéquatement ce problème.

Le tableau 12 résume le rendement moyen du système de traitement des eaux usées d'Ultramar en 1994 et 1995.

Tableau 12 : Moyenne arithmétique et écart type (mg/l) du traitement des eaux usées d'Ultramar en 1994 et 1995

	H&G		Phénols		Sulfures		NH ₃ -N		MES	
	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type	Moy.	Écart type
1994	3,1	3,9	0,14	0,51	0,1	0,03	3	2,2	28,1	22
1995	3,2	4	0,02	0,01	0,1	0,03	2,9	2,6	18,6	11,3

On constate d'abord que les concentrations moyennes en 1994 sont déjà intéressantes. Malgré ce fait, il y a eu quand même amélioration sensible de la performance en 1995 en ce qui a trait aux phénols et aux MES. Ainsi, les concentrations moyennes des cinq contaminants respectent aisément en 1995 les valeurs guides décrites au tableau 4, ce qui signifie que le système de traitement des eaux usées d'Ultramar est performant.

3.3.3 Évolution des rejets de 1990 à 1995

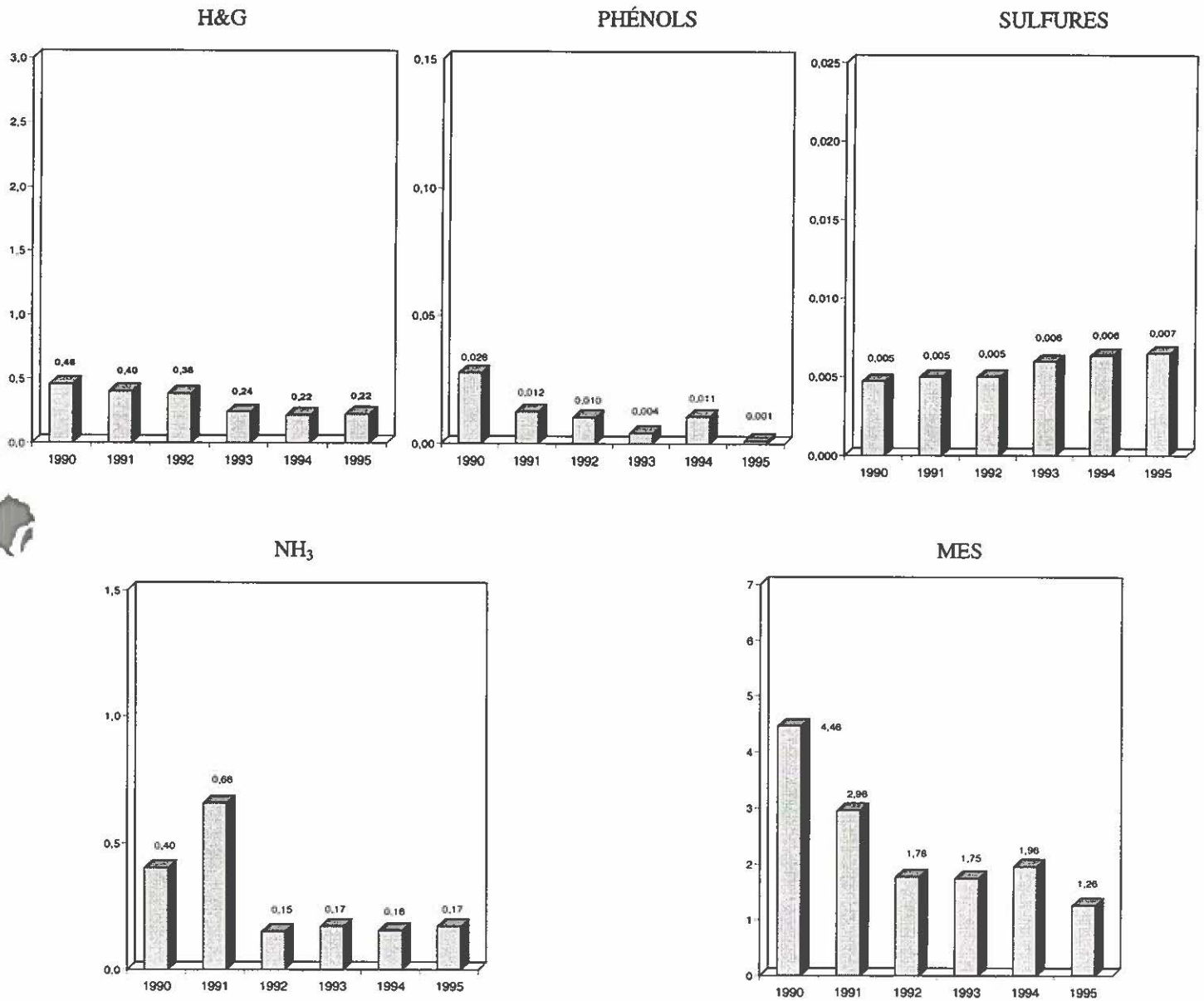
La figure 11 représente l'évolution des rejets d'Ultramar durant la période de 1990 à 1995. Les rejets sont exprimés selon la base réglementaire, soit en kg/1000 barils et représentent la moyenne annuelle des 156 valeurs enregistrées.

Des cinq histogrammes de la figure, seuls les sulfures démontrent une certaine hausse, encore que celle-ci soit très peu inquiétante; en effet, les résultats fournis au Ministère sont pratiquement toujours à la limite de détection analytique de cette méthode. Par contre, les quatre autres contaminants ont connu des baisses durant la période couverte entre 1990 et 1995. Ainsi, les rejets en H&G ont diminué de façon constante durant la période considérée pour une réduction totale de 46 %. La diminution de 96 % des rejets de phénols durant la même période a été encore plus significative, malgré une augmentation passagère des rejets en 1994. Les rejets en NH₃ ont quant à eux diminué de 58 % durant ces cinq années. Enfin, les rejets de MES ont été réduits de 72 % entre 1990 et 1995.

De façon générale, la figure 11 révèle que les rendements de la raffinerie Ultramar se sont constamment améliorés depuis le début de la décennie. Le programme d'enlèvement des boues biologiques dans les étangs amorcé depuis 1990 est assurément responsable de la réduction des rejets des contaminants.

ULTRAMAR

Figure 11 : Évolution des rejets d'Ultramar de 1990 à 1995 (kg/1000 barils)



CHAPITRE IV

L'évolution des rejets liquides de l'ensemble des raffineries de pétrole de 1990 à 1995

4.1 Évolution des quantités rejetées

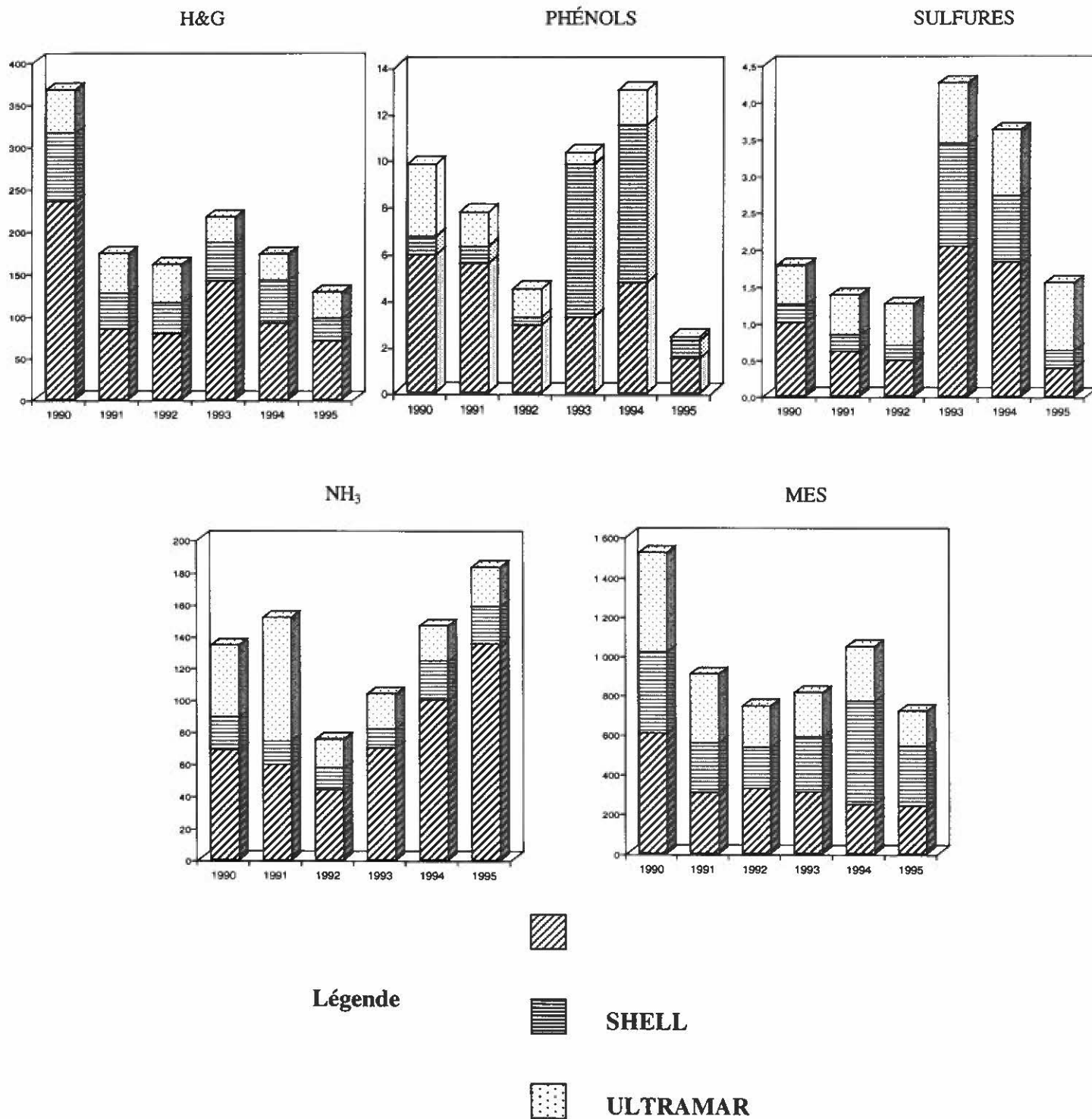
Afin de mieux apprécier l'évolution des rejets de l'ensemble du secteur de raffineries de pétrole, ces rejets ont été comptabilisés en kg/jour depuis le début de la décennie. Le tableau 13 montre donc les rejets globaux de l'ensemble du secteur pour les années 1990 à 1995.

Tableau 13 : Rejets quotidiens (kg/d) des raffineries de pétrole (1990-1995)

	H&G	Phénols	Sulfures	NH ₃	MES
1990	367	9,8	1,78	134	1521
1991	173	11,01	1,38	151	906
1992	161	4,5	1,27	75	743
1993	216	4,12	3,07	103	812
1994	172	13,01	3,62	146	1047
1995	128	2,46	1,54	183	717

La figure 12 représente sous forme graphique l'évolution des rejets globaux en kg/d de l'ensemble du secteur des raffineries de pétrole de 1990 à 1995 en distinguant toutefois la contribution relative de chacune des raffineries. Il faut cependant rappeler ici que ces histogrammes représentent la moyenne annuelle des rejets quotidiens sans illustrer les fluctuations inhérentes à un système de traitement des eaux usées. À titre d'exemple, les rejets moyens en H&G de Pétro-Canada fut de 91 kg/jour en 1994; durant la même période, les moyennes mensuelles ont varié de 21 à 260 kg/jour pendant que le rejet quotidien oscillait de 4 à 486 kg/d. Cependant, ces représentations graphiques illustrent bien la tendance à long terme de l'ensemble du secteur des raffineries.

Figure 12 : Évolution des rejets totaux de 1990 à 1995 (kg/d, moyenne annuelle)



À l'étude de cette figure, on peut déduire les observations suivantes :

Huiles et graisses :

Les rejets ont diminué de 65 % entre 1990 et 1995 bien qu'on constate une augmentation temporaire des rejets en 1993, essentiellement attribuable à Pétro-Canada, qui a depuis rétabli ses rejets à un niveau moindre.

Phénols :

La réduction globale des phénols entre les deux années de référence est de 75 % bien qu'il y ait eu plusieurs fluctuations de ce paramètre. Ainsi, après avoir atteint un minimum en 1992, les rejets ont augmenté radicalement de 228 % en 1993 pour atteindre de nouveaux sommets en 1994, principalement à cause de l'accroissement des rejets de Shell durant ces deux années; on peut constater l'effet marqué du déversement de solvant survenu chez Shell durant 1994 qui a perturbé le traitement des eaux usées pendant un trimestre. Cependant, l'année 1995 a connu des réductions notables pour parvenir à un niveau minimum depuis le début de la décennie grâce à une réduction sensible des rejets de chacune des raffineries.

Sulfures :

Les rejets en sulfure ont diminué légèrement, soit de 13 % entre 1990 et 1995. Cependant, on constate que les trois raffineries ont augmenté leurs rejets en 1993 et les ont maintenus élevés en 1994 pour enfin redescendre à un niveau comparable à 1990. Ces histogrammes sont toutefois moins fiables que ceux établis pour les autres paramètres car les rejets sont fréquemment rapportés inférieurs à la limite de détection analytique pour Shell et Ultramar, mais calculés à la valeur de cette limite analytique, ce qui pourrait entraîner de plus fortes augmentations qu'il n'en est le cas.

Azote ammoniacal :

Entre 1990 et 1995, les rejets en azote ammoniacal ont augmenté de 36 % et on constate qu'ils n'ont cessé d'augmenter depuis 1993. Pétro-Canada est le principal responsable de cet accroissement, mais comme il a été expliqué à la section 3.1.2, la cause en est maintenant connue et le correctif a été mis en place à l'automne 1996.

Matières en suspension :

Les rejets globaux en MES ont diminué de 53 % depuis 1990 car les rejets de chaque raffinerie ont pratiquement toujours été à la baisse, à l'exception évidemment de l'incident survenu chez Shell en 1994. Il faut aussi mentionner que Pétro-Canada et Ultramar, bien qu'ils ne possèdent pas un système d'enlèvement des boues biologiques en continu, ont depuis quelques années entrepris des travaux réguliers de soutirage des boues, ce qui a contribué assurément à améliorer la performance d'enlèvement des matières en suspension.

Par ailleurs, la figure 13 représente les rejets unitaires exprimés en kg/1000 barils de chacun des contaminants au cours des six dernières années. De plus, les rejets de chaque raffinerie sont regroupés, ce qui permet de visualiser l'évolution de leur performance au fil des ans.

L'allure générale de tous les histogrammes ressemble en plusieurs points aux histogrammes de la figure 12, mais ces derniers nous révèlent cependant un renseignement supplémentaire. En effet, comme les rejets sont exprimés en kg/1000 barils plutôt qu'en rejets bruts en kg/d, les histogrammes permettent donc de comparer sur une même base les rejets des trois raffineries du Québec.

Ainsi, les rejets unitaires de Pétro-Canada sont couramment supérieurs aux rejets unitaires de Shell et d'Ultramar pour la plupart des années. Par ailleurs, en excluant l'incident majeur survenu chez Shell en 1994, les niveaux de rejets unitaires de Shell et d'Ultramar se maintiennent généralement à des niveaux comparables entre eux pour tous les paramètres durant la période de 1990 à 1995.

4.2 Évolution des taux de conformité réglementaire

Le tableau 14 ci-dessous rapporte le nombre de dépassements et le taux de conformité de chacune des raffineries aux normes d'effluent pour les raffineries existantes citées à l'article 6 du Q-2, r. 6. Ces valeurs ont été calculées par rapport au total des cinq contaminants réglementés; le nombre de valeurs pour la quantité moyenne mensuelle est donc de 60 et le nombre de valeurs pour QQ et QMQ est de 780.

Figure 13 : Évolution des rejets des raffineries de 1990 à 1995 (kg/1000 barils de pétrole déclarés)

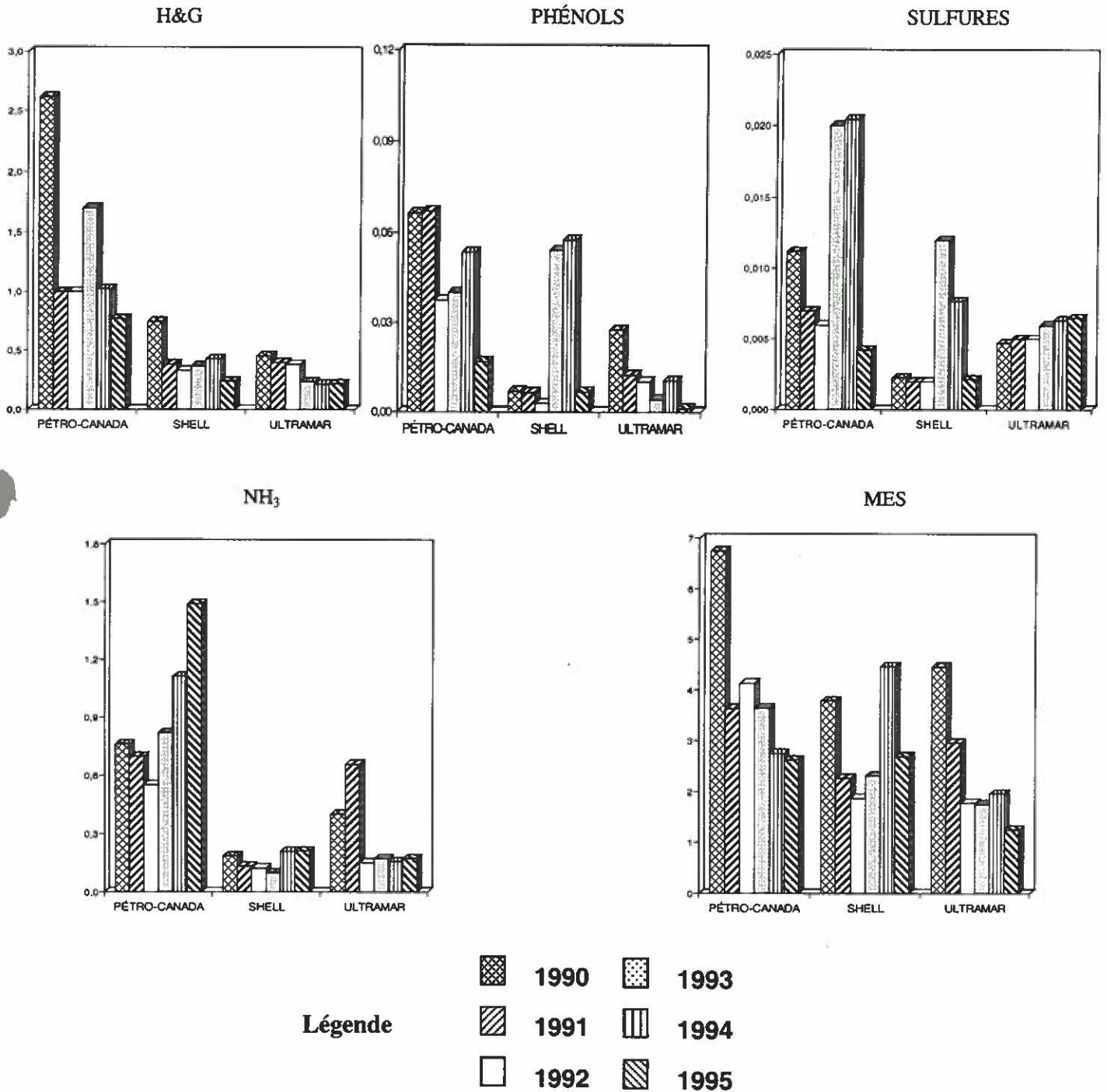


Tableau 14 : Conformité (des eaux de procédé) des raffineries de pétrole pour la période de 1990 à 1995

	1990		1991		1992		1993		1994		1995	
	Nb dépassement	% conformité	Nb dépassement	% conformité	Nb dépassement	% conformité	Nb dépassement	% conformité	Nb dépassement	% conformité	Nb dépassement	% conformité
Péto-Canada												
QMM	11	81,7	0	100	0	100	2	96,7	1	98,3	0	100
QQ	9	98,8	0	100	0	100	3	99,6	0	100	0	100
QMQ	22	97,2	2	99,7	1	99,9	3	99,6	3	99,6	0	100
Shell												
QMM	0	100	0	100	0	100	0	100	1	98,3	0	100
QQ	0	100	0	100	0	100	0	100	0	100	0	100
QMQ	0	100	0	100	0	100	0	100	6	99,2	0	100
Ultramar												
QMM	3	95	0	100	0	100	0	100	0	100	0	100
QQ	0	100	0	100	0	100	0	100	0	100	0	100
QMQ	0	100	1	99,9	1	99,9	0	100	1	99,9	0	100
Total raffineries												
QMM	14	92,2	0	100	0	100	2	99,9	2	98,9	0	100
QQ	9	99,6	0	100	0	100	3	99,9	0	100	0	100
QMQ	22	99	3	99,8	2	99,9	3	99,9	10	99,6	0	100

On peut constater que l'année 1990 a connu le plus grand nombre de dépassements aux normes, particulièrement à cause de la raffinerie Péto-Canada; en fait, le nombre de dépassements de cette raffinerie durant l'année 1990 est plus élevé que l'ensemble de tous les autres dépassements de toute la période considérée. Malgré la mauvaise performance de Péto-Canada en 1990 qui influence fortement la moyenne, les taux de conformité de l'ensemble du secteur furent supérieurs à 92,2 % pour la période 1990-1995; toutefois, en considérant la période 1991 à 1995 seulement, les taux de conformité du secteur des raffineries furent toujours supérieurs à 98,9 %. Enfin, il s'avère que l'année 1995 a connu un score parfait de 100 % de conformité, ce qui est digne de mention.

CHAPITRE V

Conclusion

1. Depuis 1990, la qualité des effluents des raffineries s'améliore constamment en ce qui a trait aux rejets d'huiles et graisses, de phénols et de matières en suspension tandis que l'augmentation des rejets en azote ammoniacal est essentiellement due aux problèmes ponctuels qu'a connu Pétro-Canada. En 1995, les rejets en sulfure sont de nouveau comparables au niveau atteint en 1990.
2. La performance des systèmes de traitement s'améliore constamment depuis le début de la décennie comme le démontre la figure 13.
3. Le taux de conformité aux différentes normes de l'ensemble du secteur durant la période 1991 à 1995 est élevé et toujours supérieur à 98,9 % et le taux de conformité en 1995 a eu une note parfaite de 100 %.
4. Dans de bonnes conditions de fonctionnement, les systèmes de traitement des eaux usées permettent de respecter aisément les limites prescrites du Q-2, r. 6.
5. De façon générale, les rendements des systèmes de traitement des eaux usées des trois raffineries se sont améliorés entre les années 1994 et 1995. En effet, la plupart des paramètres ont connu des baisses significatives entre ces deux années au niveau de la concentration annuelle. De plus, les écarts types ont aussi diminué de façon générale entre ces deux années, résultant assurément d'une meilleure maîtrise du traitement des eaux usées.
6. Selon les rejets observés en 1994 et 1995, Pétro-Canada et Shell n'auraient pu respecter en tout temps les normes nouvelles proposées dans le règlement modifiant le Q-2, r. 6. Leur système de traitement des eaux usées devra donc être optimisé au cours des prochaines années en vue de l'adoption de ce projet de règlement.
7. Les valeurs extrêmes observées durant les années 1994 et 1995 associés à une tendance à la hausse temporaire furent bien identifiées par les raffineries et les correctifs nécessaires ont été apportés. Cependant, il semble que certains rejets en provenance des épulseurs d'eaux acides aient occasionné quelques valeurs extrêmes isolées; de même, les provenances différentes de certains pétroles bruts s'avèrent causer des problèmes d'ajustement à l'unité de dessalage et influencent la qualité des rejets. Dans un processus d'amélioration continue, il y aurait lieu d'établir la récurrence d'événements semblables et d'apporter, si nécessaire, les correctifs qui s'imposent.

En conclusion, les raffineries québécoises ont fait preuve au cours des dernières années d'une gestion responsable de leurs eaux usées en réduisant sensiblement leurs rejets et en améliorant la performance de leurs systèmes de traitement des eaux. Le taux de conformité aux normes du Q-2, r. 6 s'est maintenu à un niveau élevé et tous les événements démontrant un dysfonctionnement temporaire ont été corrigés avec diligence.

CHAPITRE VI

Références

1. Environnement Canada (SNC), *Modèle technologique de normes d'effluents industriels*, Tome I, Secteurs des raffineries de pétrole, 1991.
2. Environnement Canada, *Rapport environnemental sur les effluents des raffineries de pétrole au Canada*, 1992 (SPE 1/PN/4), 1994.
3. Environnement Canada, *Règlement et directives sur les effluents des raffineries de pétrole*, 1974.
4. Gouvernement du Québec, Gazette officielle du Québec, R-96001, *Règlement modifiant le Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole*, 27 novembre 1996.
5. Gouvernement du Québec, *Règlement sur les effluents liquides des raffineries de pétrole*, Q-2, r. 6.
6. Gouvernement du Québec, *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, Q-2, r. 1.001.
7. Ontario Ministry of Environment, *Background document on the development of the draft petroleum refining sector effluent limits regulation*, 1992.
8. Ministère de l'Environnement du Québec, *Projet de règlement sur les rejets liquides*, 1993.
9. Ministère des Ressources Naturelles, *Rapport annuel*, 1994.
10. Rapports mensuels des raffineries de pétrole, 1994, 1995.
11. United States Environmental Protection Agency, *Development document for effluent limitations guidelines for the petroleum refining point source category*, USEPA/440/1-74/034 or EPA 440/1-82/014.
12. United States Environmental Protection Agency, *Development document for effluent limitations guidelines for the non-ferrous metals manufacturing point source category*, volume 1, PB-90-181967.
13. United States Environmental Protection Agency, *Development document for effluent limitations guidelines for the inorganic chemicals manufacturing point source category*, EPA 440/1-79/007.

ANNEXE I

PÉTRO-CANADA, DIVISION DES PRODUITS INC.

Rejet mensuel et quantité moyenne mensuelle en 1994 et 1995

	CAPACITÉ DE RAFFINAGE DÉCLARÉE (MILLE BARILS/JOUR)	DÉBIT MOYEN 10 ⁶ l/d	H&G kg/d	PHÉNOLS kg/d	SULFURES kg/d	NH3-N kg/d	M.E.S kg/d
QTÉE MENS. PERMISE			239	23,91	8,54	193	557
JANV. 94	85,40	8,6	260	11,39	5,6	161	497
FÉV. 94	85,40	8,89	133	12,35	5,72	142	308
QTÉE MENS. PERMISE			248	24,81	8,86	200	578
MARS 94	88,60	8,36	78	11,16	1,4	111	213
AVRIL 94	88,60	8,3	73	3,36	1,82	83	195
QTÉE MENS. PERMISE			254	25,37	9,06	205	591
MAI 94	90,60	8,03	55	1,5	0,52	49	232
JUIN 94	90,60	9,16	137	1,93	1,44	93	281
JUILLET 94	90,60	9,5	105	2,95	2,7	73	270
AOÛT 94	90,60	9,98	120	8,52	1,36	97	309
SEPT. 94	90,60	9,04	63	1,32	0,64	52	236
OCT. 94	90,60	8,35	20	1	0,29	101	144
NOV. 94	90,60	8,73	21	0,93	0,18	124	165
DÉC. 94	90,60	8,22	29	0,85	0,2	108	103

MOYENNE ANN.	89,40	8,76	91,17	4,77	1,82	99,50	246,08
1000 BARILS DÉCLARÉS			1,0198	0,0534	0,0204	1,1130	2,7526

JANV. 95	90,60	8,66	36,00	2,50	0,74	105,00	156,00
FÉV. 95	90,60	8,73	39,00	1,99	1,44	179,00	157,00
MARS 95	90,60	8,50	72,00	2,94	1,24	184,00	229,00
AVRIL 95	90,60	9,05	40,00	1,07	0,28	115,00	153,00
MAI 95	90,60	6,92	53,00	1,27	0,51	101,00	239,00
JUIN 95	90,60	8,84	40,00	0,83	0,05	120,00	182,00
JUILLET 95	90,60	10,41	99,00	0,95	0,00	138,00	301,00
AOÛT 95	90,60	10,24	149,00	0,80	0,00	107,00	343,00
SEPT. 95	90,60	8,23	84,00	1,77	0,25	156,00	174,00
OCT. 95	90,60	9,03	63,00	1,13	0,00	81,00	226,00
NOV. 95	90,60	8,57	108,00	1,26	0,05	154,00	401,00
DÉC. 95	90,60	8,55	54,00	1,81	0,04	180,00	297,00

MOYENNE ANN.	90,6	8,81	69,75	1,53	0,38	135,00	238,17
KG/1000 BARILS DÉCLARÉS			0,7699	0,0169	0,0042	1,4901	2,6288

PRODUITS SHELL CANADA LIMITÉE

Rejet mensuel et quantité moyenne mensuelle en 1994 et 1995

	CAPACITÉ DE RAFFINAGE DÉCLARÉE (MILLE BARILS/JOUR)	DÉBIT MOYEN 10 ⁶ l/d	H&G kg/d	PHÉNOLS kg/d	SULFURES kg/d	NH3-N kg/d	M.E.S kg/d
QTÉE MENS. PERMISE			322	32,2	11,5	260	750
JANV. 94	115,00	10,46	13,00	0,57	0,86	5,00	254,00
FÉV. 94	115,00	11,35	25,00	2,81	0,61	6,00	407,00
MARS 94	115,00	13,34	52,00	4,78	0,27	7,00	478,00
AVRIL 94	115,00	13,57	44,00	1,56	0,28	10,00	516,00
MAI 94	115,00	11,58	54,00	1,71	0,34	27,00	538,00
QTÉE MENS. PERMISE			347	34,7	12,4	280	809
JUIN 94	124,00	14,04	160,00	32,64	6,08	44,00	1 320,00
JUILLET 94	124,00	14,85	86,00	28,89	1,08	23,00	791,00
AOUT 94	124,00	13,60	36,00	2,47	0,33	117,00	477,00
QTÉE MENS. PERMISE			314	31,4	11,2	253	730
SEPT. 94	112,00	10,62	23,00	0,88	0,22	7,00	403,00
OCT. 94	112,00	10,40	23,00	0,38	0,24	5,00	385,00
NOV. 94	112,00	12,85	51,00	1,88	0,26	12,00	432,00
DÉC. 94	112,00	12,06	37,00	2,40	0,23	34,00	279,00

MOYENNE ANN.	116,25	12,39	50,33	6,75	0,90	24,75	523,33
KG/1000 BARILS DÉCLARÉS			0,4330	0,0580	0,0077	0,2129	4,5018

JANV. 95	112,00	11,73	50,00	1,93	0,46	33,00	411,00
FÉV. 95	112,00	10,52	22,00	0,56	0,20	20,00	446,00
MARS 95	112,00	11,91	25,00	0,56	0,23	8,00	245,00
AVRIL 95	112,00	9,32	25,00	0,28	0,18	5,00	139,00
MAI 95	112,00	9,82	30,00	0,31	0,19	5,00	198,00
JUIN 95	112,00	11,45	20,00	0,42	0,23	37,00	217,00
JUILLET95	112,00	11,74	23,00	0,44	0,24	69,00	373,00
AOÛT 95	112,00	12,95	22,00	0,87	0,26	29,00	300,00
SEPT. 95	112,00	10,85	22,00	0,32	0,21	23,00	256,00
OCT. 95	112,00	13,30	29,00	0,81	0,26	7,00	362,00
NOV. 95	112,00	12,62	39,00	2,07	0,25	19,00	457,00
DÉC. 95	112,00	10,02	17,00	0,51	0,19	29,00	216,00

MOYENNE ANN.	112,00	11,35	27,00	0,76	0,24	23,67	301,67
KG/1000 BARILS DÉCLARÉS			0,2411	0,0068	0,0022	0,2113	2,6935

ULTRAMAR LTÉE

Rejet mensuel et quantité moyenne en 1994 et 1995

	CAPACITÉ DE RAFFINAGE DÉCLARÉE (MILLE BARILS/JOUR)	DÉBIT MOYEN 10 ⁶ l/d	H&G kg/d	PHÉNOLS kg/d	SULFURES kg/d	NH3-N kg/d	M.E.S kg/d
QTÉE MENS. PERMISE			396,05	39,6	14,14	319,67	922,23
JANV. 94	141,50	10,37	23,83	5,56	1,15	14,92	454,58
FÉV. 94	141,50	12,35	104,49	5,95	1,28	14,34	815,31
MARS 94	141,50	10,98	40,28	4,80	1,23	11,35	511,12
AVRIL 94	141,50	11,97	46,35	0,41	1,35	13,66	516,63
MAI 94	141,50	6,44	30,11	0,16	0,66	26,07	288,23
JUIN 94	141,50	7,94	43,02	0,17	0,92	29,11	190,22
JUILLET 94	141,50	7,30	17,19	0,10	0,74	39,93	114,25
AOÛT 94	141,50	6,51	12,09	0,13	0,67	15,56	148,71
SEPT. 94	141,50	6,76	7,73	0,11	0,63	36,43	95,32
OCT. 94	141,50	7,68	12,58	0,10	0,78	23,52	71,73
NOV. 94	141,50	6,74	13,74	0,23	0,68	21,67	75,84
DÉC. 94	141,50	7,05	16,25	0,12	0,73	18,62	53,87

MOYENNE ANN.	141,50	8,51	30,64	1,49	0,90	22,10	277,98
KG/1000 BARILS DÉCLARÉS			0,2165	0,0105	0,0064	0,1562	1,9646

JANV. 95	141,50	8,07	23,81	0,10	0,86	8,33	167,04
FÉV. 95	141,50	8,12	22,75	0,12	0,83	28,58	115,16
MARS 95	141,50	9,67	68,82	0,19	0,96	7,92	215,59
AVRIL 95	141,50	10,37	15,38	0,12	1,41	10,08	195,41
MAI 95	141,50	9,77	15,25	0,15	1,03	29,61	154,77
JUIN 95	141,50	7,91	10,07	0,10	0,78	31,67	129,84
JUILLET 95	141,50	7,88	14,90	0,12	0,72	39,18	141,00
AOÛT 95	141,50	6,56	16,35	0,18	0,56	48,08	106,08
SEPT. 95	141,50	8,20	12,86	0,20	0,87	42,61	102,18
OCT. 95	141,50	8,95	44,09	0,25	0,91	25,15	179,15
NOV. 95	141,50	10,31	38,05	0,28	1,08	5,62	289,70
DÉC. 95	141,50	10,41	93,08	0,19	1,07	15,62	337,44

MOYENNE ANN.	141,50	8,85	31,28	0,17	0,92	24,37	177,78
KG/1000 BARILS DÉCLARÉS			0,2211	0,0012	0,0065	0,1722	1,2564