

PAR COURRIEL

Québec, le 25 août 2023

Objet : Demande d'accès n° 2023-06-025 – Lettre de réponse

Madame,

La présente fait suite à votre demande d'accès concernant le guide de la problématique des sols et des eaux souterraines contaminés par des produits pétroliers et les lignes directrices d'intervention lors d'enlèvement de réservoir souterrains ayant contenu des produits pétroliers.

Les documents suivants sont accessibles. Il s'agit de :

1. 1993-11guideproblématique sols et eaux souterraines, 148 pages;
2. Lignes directrices d'intervention lors de l'enlèvement des réservoirs souterrains ayant contenu des produits pétroliers 1994, 152 pages.

Conformément à l'article 51 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (RLRQ, chapitre A-2.1), nous vous informons que vous pouvez demander la révision de cette décision auprès de la Commission d'accès à l'information. Vous trouverez, en pièce jointe, une note explicative concernant l'exercice de ce recours.

Pour obtenir des renseignements supplémentaires, vous pouvez communiquer avec M^{me} Caroline Huot, analyste responsable de votre dossier, à l'adresse courriel caroline.huot@environnement.gouv.qc.ca, en mentionnant le numéro de votre dossier en objet.

Veuillez agréer, Madame, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Pour le directeur,

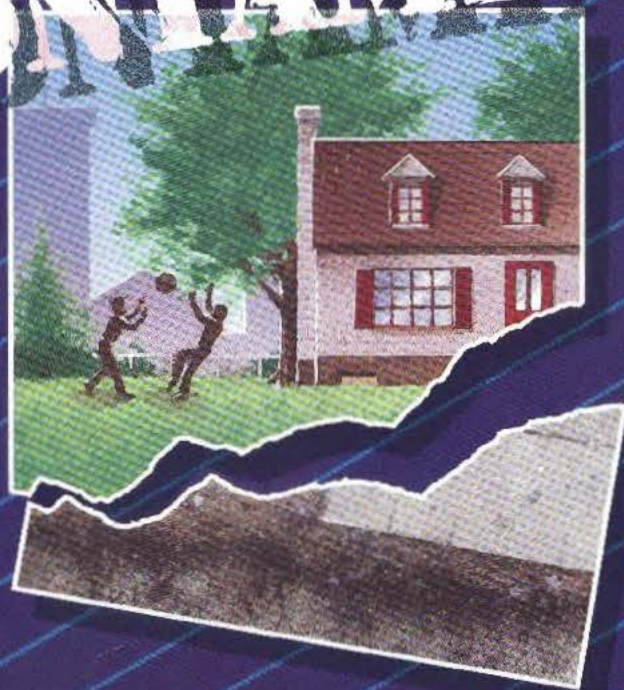
ORIGINAL SIGNÉ PAR

Martin Dorion

p. j. 3

**PROBLÉMATIQUE DES SOLS ET
DES EAUX SOUTERRAINES CONTAMINÉS
PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS :
SÉLECTION DES PARAMÈTRES ANALYTIQUES**

TERRAINS CONTAMINÉS



**PROBLÉMATIQUE DES SOLS ET
DES EAUX SOUTERRAINES CONTAMINÉS
PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS :
SÉLECTION DES PARAMÈTRES ANALYTIQUES**

**Direction des programmes de gestion
des déchets et des lieux contaminés
MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT**

5124-07-04-03

Novembre 1993

Le présent document fait partie des guides supports portant sur les terrains contaminés dont la liste figure dans la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés* (MENVIQ, Envirodoq 880081, 1988).

Toute information nominative de nature commerciale utilisée dans le présent document n'implique pas une recommandation de l'adopter.

Envirodoq EN940209
QEN/SD-18/1.

Dépôt légal - Bibliothèque nationale du Québec, 1994
Bibliothèque nationale du Canada
ISBN 2-550-29348-7

© Gouvernement du Québec, 1994

Conception et rédaction	: Renée Gauthier*	MENVIQ
Collaboration et validation (Comité technique)	: Aviva Battat Pierre Bédard Jacques Boulerice Sylvain Léger François Messier Richard Northon	MENVIQ CONSULTANT MENVIQ MONENCO AGRA MENVIQ ENVIROLAB
Collaboration externe au comité technique	: Michel Beaulieu Line Boisvert Luc Champagne Donald Colgan John Hughes Luc Levert Richard Martel Marc Paquet André Prus Nicole Raymond	MENVIQ MENVIQ MENVIQ MENVIQ MENVIQ MENVIQ MENVIQ ENVIROLAB MENVIQ MENVIQ
Conception graphique	: Hélène Giroux	MENVIQ
Traitement de texte	: Nicole Audet	MENVIQ

* À qui toute correspondance devrait être acheminée.

AVANT-PROPOS POUR LE DOCUMENT «PROBLÉMATIQUE DES SOLS ET DES EAUX SOUTERRAINES CONTAMINÉS PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS : SÉLECTION DES PARAMÈTRES ANALYTIQUES»

Depuis la publication du document «*PROBLÉMATIQUE DES SOLS ET DES EAUX SOUTERRAINES CONTAMINÉS PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS : SÉLECTION DES PARAMÈTRES ANALYTIQUES*» en 1994, différentes activités analytiques complémentaires ont été réalisées par le Ministère de l'Environnement et de la Faune (MEF) afin d'optimiser la méthode analytique proposée pour les sols, et de l'adapter à l'analyse d'eau souterraine, et afin d'élaborer un critère d'«Hydrocarbures pétroliers C₁₀ à C₅₀» basé sur la protection de la santé et de l'écosystème.

- La méthode

Les travaux de développement réalisés ont conduit à l'adoption de la méthode optimisée, référée dorénavant sous l'appellation : «Sols - Dosage des hydrocarbures pétroliers (C₁₀ à C₅₀), MEF MA410 - HYD. 1.0». Pour sa part, la méthode adaptée à l'analyse de l'eau souterraine est appelée : «Eaux - Dosage des hydrocarbures pétroliers (C₁₀ à C₅₀), MEF MA 400 - HYD. 1.0».

Depuis déjà plus de 3,5 années, les méthodes précédemment citées ont fait l'objet d'études de performance réalisées par le Bureau d'accréditation du MEF, ont satisfait les exigences de cet organisme en matière de qualité, et ont été utilisées régulièrement et avec succès par les laboratoires privés québécois accrédités par le ministère. Ces deux méthodes sont rendues disponibles, moyennant certains coûts, par le Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec.

- Validation des critères

Le MEF a conduit une étude visant à évaluer par l'entremise de bioessais, la toxicité de différents types de sols contaminés par des produits pétroliers. Les essais ont été réalisés sur deux types de contamination : une contamination récente suite à un déversement de produits pétroliers, et une contamination plus ancienne de terrains de raffinerie. Les résultats de cette étude font actuellement l'objet d'une évaluation par le Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec.

De façon parallèle, le MEF participe activement à l'initiative du CCME qui vise à élaborer des critères pour les hydrocarbures pétroliers, critères modulés en fonction de l'usage et basés sur la protection de la santé humaine et de l'écosystème.

Les résultats de cette participation, de même que les conclusions des travaux réalisés au ministère, devraient permettre de valider les critères actuellement en vigueur pour les «Hydrocarbures pétroliers C₁₀ à C₅₀» dans les sols, ceux-ci étant : 700 ppm pour un usage résidentiel, et 3500 ppm pour un usage industriel.

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	v
LISTE DES FIGURES	ix
LISTE DES TABLEAUX	xi
SOMMAIRE	1
1.0 INTRODUCTION	7
2.0 INFORMATIONS PERTINENTES AUX CAS DE CONTAMINATION PAR DES HYDROCARBURES	9
3.0 CLASSIFICATION DES HYDROCARBURES ET NATURE DES CONSTITUANTS	11
3.1 <u>Complexité des mélanges</u>	12
3.1.1 Dégradation des constituants d'un mélange	14
3.2 <u>Caractéristiques des mélanges d'hydrocarbures</u>	15
3.2.1 L'essence	15
3.2.2 Le diesel	15
3.2.3 Le <i>jet fuel</i>	16
3.2.4 Le mazout industriel et domestique	16
3.2.5 Les lubrifiants	18
3.2.6 L'asphalte et le bitume	18
4.0 CARACTÉRISATION ET QUANTIFICATION DES COMPOSANTES DES MÉLANGES	19
4.1 <u>Dosage des huiles et graisses</u>	19
4.1.1 Huiles et graisses minérales (H et G minérales)	19
4.2 <u>Dosage des produits pétroliers par chromatographie</u>	23
4.3 <u>Dosage de la fraction aromatique du mélange par chromatographie</u>	24
4.4 <u>Approches chromatographiques versus «huiles et graisses minérales» par IR</u>	25
5.0 UTILISATION POTENTIELLE DE LA MÉTHODE «IDENTIFICATION DES PRODUITS PÉTROLIERS» (IPP) À TITRE D'ALTERNATIVE À LA MÉTHODE «HUILES ET GRAISSES MINÉRALES»	27
5.1 <u>Quantification à partir de pics sélectionnés pour chaque mélange d'hydrocarbures</u>	27
5.1.1 Présence d'hydrocarbures non altérés ou non dégradés	27
5.1.2 Présence d'hydrocarbures partiellement dégradés	34
5.1.3 Présence d'hydrocarbures dégradés	34
5.2 <u>Quantification par intégration de l'enveloppe complète d'hydrocarbures</u>	34
5.2.1 Impact de la sélection de la solution standard	38
5.2.2 Pertinence d'intégrer aussi l'enveloppe d'hydrocarbures ou seulement les pics résolus	45
5.2.3 Comparaison des résultats issus de la méthode chromatographique IPP par GC-FID et des huiles et graisses minérales par IR	46

5.3	<u>Analyses de mélanges très dégradés de produits pétroliers à partir de la méthode IPP : sols d'un terrain de raffinerie</u>	53
6.0	PERTINENCE DE DOSER LES HYDROCARBURES AROMATIQUES POLYCYCLIQUES (HAP) LORSQUE DES MÉLANGES DE PRODUITS PÉTROLIERS CONTAMINENT DES SOLS OU DE L'EAU SOUTERRAINE	57
7.0	SÉLECTION DU PARAMÈTRE LE PLUS ADÉQUAT EN FONCTION DU TYPE DE CONTAMINATION PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS	59
8.0	APPROCHES DE GESTION POUR DES SOLS ET DE L'EAU SOUTERRAINE CONTAMINÉS PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS	69
8.1	<u>Critères organoleptiques</u>	72
8.2	<u>Activités de développement</u>	72
9.0	MÉTHODE DE DOSAGE DES HUILES ET GRAISSES MINÉRALES	75
9.1	<u>Données de performance</u>	75
9.2	<u>Méthode révisée</u>	75
9.2.1	Domaine d'application	77
9.2.2	Principe et théorie	77
9.2.3	Fiabilité	77
9.2.3.1	Interférences	77
9.2.3.2	Limite de détection	77
9.2.3.3	Limite de quantification	78
9.2.3.4	Sensibilité	78
9.2.3.5	Fidélité	78
9.2.3.6	Justesse	78
9.2.3.7	Récupération	78
9.2.4	Prélèvement et conservation	78
9.2.5	Appareillage	79
9.2.6	Réactifs et étalons	79
9.2.7	Protocole analytique	80
9.2.7.1	Préparation de la verrerie	80
9.2.7.2	Préparation des échantillons	80
9.2.7.3	Dosage	81
9.2.8	Calcul et expression des résultats	82
9.2.9	Bibliographie	82
9.3	<u>Programme de contrôle de qualité pour l'analyse des huiles et graisses minérales contenues dans les sols</u>	83
9.3.1	Contrôle interne au laboratoire	83
9.3.2	Objectifs de performance	84
10.0	CRITÈRES D'INTERVENTION POUR LES SOLS ET L'EAU SOUTERRAINE	85
10.1	<u>Critères applicables à des sols et de l'eau souterraine contaminés par de l'essence</u>	86
10.2	<u>Critères applicables à des sols et de l'eau souterraine contaminés par tout autre mélange d'hydrocarbures que de l'essence</u>	86
	BIBLIOGRAPHIE	91
	SIGNIFICATION DES ACRONYMES	93

ANNEXE A 95

ANNEXE B 105

ANNEXE C 113

ANNEXE D 123

ANNEXE E 129

LISTE DES FIGURES

Figure 1	Caractéristiques de certains mélanges d'hydrocarbures en fonction de la longueur de la chaîne carbonée	17
Figure 2	Chromatogramme d'un sol contaminé par du carburant d'avion (jet fuel A)	29
Figure 3	Chromatogramme d'un sol contaminé par du kérosène	30
Figure 4	Chromatogramme d'un sol contaminé par du mazout domestique # 1	31
Figure 5	Chromatogramme d'un sol contaminé par du mazout domestique # 2	32
Figure 6	Chromatogramme d'un sol contaminé par du diesel	33
Figure 7	Chromatogramme d'un sol contaminé par du mazout domestique # 2 partiellement évaporé	35
Figure 8	Chromatogramme d'un sol contaminé par du mazout domestique ou du diesel dégradé	36
Figure 9	Chromatogramme d'un sol contaminé par un mélange hautement dégradé	37
Figure 10	Chromatogramme d'une solution standard de diesel	39
Figure 11	Chromatogramme d'une solution standard d'huile à moulin à coudre	40
Figure 12	Chromatogramme d'une solution standard d'huile à moteur 10W30	41
Figure 13	Chromatogramme d'un sol contaminé par du diesel - Sol N-1	43

Figure 14	Chromatogramme d'un sol contaminé par du diesel - Sol B-1	44
Figure 15	Absorbance des différentes solutions standards étudiées, en fonction de la concentration en huiles et graisses minérales	48
Figure 16	Chromatogramme d'un sol contaminé par des activités pétrolières (terrain de raffinerie)	54
Figure 17	Approche de gestion et sélection des paramètres analytiques les plus adéquats en fonction du type de contamination en produits pétroliers. Cas de déversement et de fuites de réservoirs souterrains	70
Figure 18	Approche de gestion et sélection des paramètres analytiques les plus adéquats en fonction du type de contamination en produits pétroliers. Terrains de raffinerie	71

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Variations dans les concentrations des constituants majeurs de l'essence en fonction de la provenance du pétrole brut (fractions 36 à 117°C)	13
Tableau 2	Exemples de variations rencontrées dans les teneurs de constituants de mélanges d'essence purs	14
Tableau 3	Méthodes analytiques utilisées couramment pour la caractérisation de produits pétroliers	20
Tableau 4	Avantages et inconvénients de la méthode de dosage des huiles et graisses minérales (INFRAROUGE).	22
Tableau 5	Avantages et inconvénients de la méthode chromatographique «identification des produits pétroliers» (IPP).	24
Tableau 6	Sélection des pics en fonction du mélange d'hydrocarbures	28
Tableau 7	Teneurs en huiles et graisses minérales, HAP et produits pétroliers par GC-FID (IPP) dans des sols contaminés au diesel (sols bruts et sols dégradés provenant de lieux d'entreposage temporaire pour fins de biotraitement) et dans des sols issus d'un terrain de raffinerie.	42
Tableau 8	Teneur en produits pétroliers selon deux méthodes d'intégration (méthode IPP).	46
Tableau 9	Concentration en huiles et graisses minérales et totales de 26 échantillons de sols contaminés par du diesel selon les diverses solutions standards étudiées (g/kg)	49
Tableau 10	Écarts observés entre les résultats issus des dosages par infrarouge (huiles et graisses minérales) et par GC-FID (IPP)	52
Tableau 11	Concentration en produits pétroliers obtenus par GC-FID dans trois sols issus d'un terrain de raffinerie.	55
Tableau 12	Données de performance liées à la méthode de dosage des huiles et graisses minérales par IR	76
Tableau 13	Critères véhiculés par la littérature pour la gestion de sols contaminés par des produits pétroliers	85
Tableau 14	Critères prescrits pour les COV.	86
Tableau 15	Critères prescrits pour les HAP.	87

Tableau 16	Critères prescrits pour les huiles et graisses minérales	88
Tableau A-1	Substances organiques identifiées dans divers mélanges d'hydrocarbures	97
Tableau B-1	Concentrations des composés majeurs de l'essence sans plomb	107
Tableau B-2	Classes de composés principalement détectés dans un mélange de mazout domestique ou de diesel	108
Tableau B-3	Constituants types d'un mélange de mazout domestique ou de diesel	109
Tableau B-4	Concentrations types de divers contaminants dans l'essence, le mazout domestique, le diesel, le pétrole brut et les résidus de raffinage	110
Tableau D-1	Gestion de sols contaminés. Valeurs seuils pour l'intervention et/ou objectifs de décontamination.	125

SOMMAIRE

À l'heure du démantèlement de complexes industriels vétustes et du remplacement de vieux réservoirs souterrains, un problème accru de contamination des sols se manifeste. Actuellement, plus de 80 % des terrains inventoriés par le Ministère sont contaminés principalement par des hydrocarbures. Considérant les enjeux environnementaux, les efforts à déployer et les coûts associés à la caractérisation et à la restauration de terrains contaminés, il est nécessaire de s'assurer d'optimiser la pertinence des paramètres analytiques sélectionnés et la fiabilité des résultats à partir desquels les décisions sont prises.

La caractérisation de terrains contaminés par des produits pétroliers présente un défi particulier. En effet, les produits pétroliers sont des mélanges organiques complexes de plusieurs centaines de substances appartenant aux classes des paraffines, des oléfines, des aromatiques et des naphtènes. Les constituants du mélange peuvent varier en fonction de la provenance du pétrole brut et des techniques de raffinage (*cracking* ou *reforming...*), et leur composition est susceptible d'être modifiée avec le temps, en raison de la dégradation des hydrocarbures. L'action du milieu sur les constituants d'un mélange d'hydrocarbures est complexe et laisse à titre de résidu les fractions les plus persistantes du mélange original. En général, le résultat est difficilement prévisible. Ces considérations suffisent à rendre complexe la caractérisation de matrices contaminées par des produits pétroliers.

La méthode de dosage des «huiles et graisses minérales» est une technique largement utilisée pour la caractérisation de matrices contaminées par des hydrocarbures. La majorité des critères d'intervention utilisés en Europe comme en Amérique sont des valeurs préétablies pour les paramètres «huiles et graisses minérales» et «essence». Il appert cependant que l'utilisation du paramètre «huiles et graisses minérales» a entraîné certaines interrogations liées à la reproductibilité et à l'exactitude des résultats qu'elle génère. Aussi, la Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés (DPGDL) s'est donné le mandat d'apporter une solution aux problèmes rencontrés, de proposer une approche de gestion applicable à la caractérisation de terrains contaminés par des hydrocarbures et d'établir les critères représentant les seuils d'intervention propres aux paramètres analytiques sélectionnés. La présente résume les travaux du groupe de travail formé principalement de chimistes issus des milieux privé et public, et qualifiés soit en analyse de laboratoire, soit en gestion de projet de caractérisation de terrains contaminés par des hydrocarbures.

LA MÉTHODE DE DOSAGE DES HUILES ET GRAISSES MINÉRALES PAR INFRAROUGE (IR)

Contrairement à d'autres paramètres pour lesquels il existe des méthodes qui permettent de doser sélectivement des constituants du mélange (EPA 8270 par exemple), le paramètre «huiles et graisses minérales» est défini comme toutes substances extractibles au fréon et qui possèdent une liaison C-H absorbant dans la région de 2930 cm^{-1} . Le tableau «a» présente les avantages et les inconvénients liés à cette approche analytique. En raison des désavantages identifiés, des méthodes alternatives ont été envisagées dans le cadre du présent mandat.

LA MÉTHODE DE DOSAGE ET D'IDENTIFICATION DES PRODUITS PÉTROLIERS PAR GC-FID (IPP)

La possibilité d'utiliser une approche chromatographique pour caractériser une matrice contaminée par des produits pétroliers a fait l'objet d'investigations plus approfondies. Le tableau «b» présente les avantages et les inconvénients de la méthode IPP par GC-FID. Aussi, différentes procédures de sélection et de quantification des pics chromatographiques ont été étudiées.

Vingt-six sols contaminés par du diesel, ainsi que trois sols issus d'un terrain de raffinerie ont été analysés pour déterminer leur contenu en HAP, en huiles et graisses minérales selon différentes solutions standards et en produits pétroliers par GC-FID selon différentes approches de quantification des pics chromatographiques. Cet exercice a permis de faire les observations suivantes :

- Dans les 26 cas observés dans le cadre du présent exercice, une corrélation existe entre les huiles et graisses minérales par IR et les produits pétroliers par IPP, selon les conditions chromatographiques et d'intégration utilisées. Le coefficient de corrélation de l'ensemble des régressions linéaires réalisées est de 0,98 (annexe E);
- La méthode IPP par GC-FID peut constituer une alternative à la méthode des huiles et graisses minérales pour la caractérisation de mélanges frais. Elle peut être applicable aux cas de mélanges dégradés en intégrant toute l'enveloppe d'hydrocarbures incluant les pics résolus. Cependant, cette méthode doit d'abord être développée pour le choix de la solution standard, la détermination des conditions chromatographiques et la sélection du protocole et des limites d'intégration, puis normalisée. L'applicabilité de cette méthode à certains échantillons très dégradés, comme des sols issus d'un terrain de raffinerie par exemple, reste à démontrer.

DISCUSSION

Sur la base de ces observations, et considérant la complexité liée à l'établissement d'une approche de caractérisation fiable et judicieuse, cinq options ont été identifiées :

OPTION 1	Conservier la méthode «huiles et graisses minérales» par IR (après sa révision) avec la solution standard habituelle (benzène/isooctane/hexadécane)
OPTION 2	Conservier la méthode «huiles et graisses minérales» par IR (après sa révision) et sélectionner une nouvelle solution standard
OPTION 3	Utiliser la méthode IPP par GC-FID pour les hydrocarbures de C ₉ à C ₃₀ ou 40 (et «huiles et graisses minérales» si > C ₃₀ ou 40) avec une solution standard couvrant toute la plage des n-alcanes, en intégrant les pics résolus <u>et</u> le massif de pics étroitement fusionnés. Limites d'intégration : C ₉ à C ₃₀ ou 40
OPTION 4	Utiliser la méthode IPP par GC-FID pour les hydrocarbures de C ₉ à C ₃₀ ou 40 (et «huiles et graisses minérales» si > C ₃₀ ou 40) avec la solution standard appropriée à <u>chaque</u> mélange rencontré. Intégrer les pics résolus <u>et</u> le massif. Limites d'intégration : propres à chaque mélange rencontré
OPTION 5	Utiliser la méthode IPP par GC-FID pour les hydrocarbures de C ₉ à C ₃₀ ou 40 (et «huiles et graisses minérales» si > C ₃₀ ou 40) avec la solution standard appropriée à chaque mélange rencontré. Quantifier à partir de pics sélectionnés

Parce qu'elle ne permet pas de doser des sols dégradés ni des mélanges plus lourds que l'huile à chauffage, l'option 5 a rapidement été écartée. Les options 3 et 4, bien qu'elles permettent de quantifier des échantillons partiellement dégradés, ne rendent pas possible le dosage des hydrocarbures de plus de 30 ou 40 carbones. Il demeure que le plus grand défi avec ces approches chromatographiques est de contourner le problème potentiel lié au choix des limites d'intégration en fonction de chaque profil chromatographique, en plus de sélectionner la solution standard adéquate pour la quantification.

N'ayant pu, à la lumière des informations actuelles, atteindre un consensus sur l'établissement de limites d'intégration standardisées ou même sur la pertinence d'en établir, le comité ne peut recommander, pour le moment, d'utiliser la méthode IPP à la place des huiles et graisses minérales pour générer des résultats quantitatifs. Cependant, le comité recommande l'utilisation de la méthode IPP pour l'identification des mélanges et leur caractérisation semi-quantitative. Dans ce contexte, les options 3 et 4, en dépit de l'intérêt qu'elles représentent, sont temporairement écartées dans un contexte de quantification.

Les options 1 et 2 sont ainsi actuellement identifiées comme les seules avenues à court terme. Ces options proposent de poursuivre l'utilisation de la méthode des huiles et graisses minérales par IR. Il faut toutefois optimiser la méthode dans la mesure du possible. Les améliorations apportées ne permettront toutefois pas l'identification du mélange (diesel, huile lubrifiante...) ni de tenir compte du contenu en aromatiques du mélange de produits pétroliers. Le rapport du comité propose une procédure revue et normalisée.

La différence entre les options 1 et 2 réside dans le choix de la solution standard. Le tableau «a» fait état des problèmes engendrés par la présence du benzène dans la solution standard. Aussi, d'un point de vue strictement scientifique, l'option 2 serait favorisée. Toutefois, le changement de la solution standard entraînerait une nouvelle série de résultats, non comparables avec ceux produits lors des études de caractérisation antérieures. Cette nouvelle génération de données serait généralement 30 % moins élevée que la génération précédente.

D'autre part, le 1^{er} janvier 1995, la communauté internationale entend bannir l'utilisation du fréon (le solvant actuellement préconisé pour l'extraction des huiles et graisses minérales) en raison du risque qu'il représente pour la couche d'ozone. Bien qu'il semble que l'utilisation du fréon dans un contexte analytique par des laboratoires serait tolérée, il demeure qu'une alternative pour l'extraction devra être proposée. Aussi, la façon d'extraire les huiles et graisses minérales devra être modifiée à partir de 1995 (par exemple : utilisation de nouvelles méthodes tels l'extraction par un fluide super critique, l'utilisation d'un soxtec plutôt que d'un soxhlet pour réduire le volume de fréon nécessaire à la solubilisation des huiles et graisses, le changement du solvant d'extraction...). Toute modification de l'approche pourrait générer une série de résultats différents de ceux obtenus par la méthode actuelle. Dans ce contexte, il n'apparaît pas judicieux de proposer, en 1993, des changements de solution standard ou de méthodologie puisque de toute façon, cette méthode devra être revue pour 1995.

Dans le présent contexte, le comité ne peut que recommander d'utiliser l'option 1. Cependant, il juge essentiel de tester la méthode révisée proposée dans ce rapport par l'entremise d'une étude inter-laboratoires. Il propose l'application d'un programme d'assurance-qualité rigoureux et le respect de critères de performance sans quoi les résultats pourront être refusés. Le comité recommande que seuls les résultats issus de laboratoires accrédités pour le paramètre «huiles et graisses minérales» dans les sols et dans l'eau soient acceptés.

De plus, les composés organiques volatils (COV) et les HAP devront également être dosés lors de la caractérisation d'un terrain contaminé, afin de vérifier le contenu du mélange en composés aromatiques.

Le comité entend actualiser son rapport après les événements liés au remplacement du fréon, soit en 1995. D'ici là, des activités de développement seront réalisées :

- la méthode IPP n'étant pas mise de côté, les approches de quantification seront étudiées davantage dans une optique de normalisation éventuelle de la méthode. De plus, l'analyse de sols dégradés permettra de tester les approches sélectionnées;
- la méthode révisée pour les huiles et graisses minérales sera évaluée par une étude inter-laboratoires. Des alternatives en matière d'extraction et de sélection d'une solution standard feront l'objet d'investigations;
- d'autres avenues seront étudiées pour remplacer le fréon comme solvant d'extraction dans la méthode analytique.

Tableau a

AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE LA MÉTHODE DE DOSAGE DES HUILES ET GRAISSES MINÉRALES* (INFRAROUGE)

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Procédure simple et relativement peu coûteuse; • Paramètre intégrateur; • Permet de doser des substances dont le point d'ébullition est si élevé qu'il n'est pas possible de les chromatographier actuellement en routine par les techniques courantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne permet pas le dosage de chacun des constituants présents; • Peut surestimer la teneur en hydrocarbures (interférences positives) : <ul style="list-style-type: none"> - présence de substances organiques, autres que les H et G minérales, solubles dans le fréon et qui possèdent une bande C-H absorbant à $2\ 930\ \text{cm}^{-1}$, - présence de substances non polaires retrouvées de façon naturelle dans l'humus : acides fulvique et humique, - utilisation du benzène pour constituer la solution standard; • Peut sous-estimer la teneur en hydrocarbures (interférences négatives) : <ul style="list-style-type: none"> - perte des courtes chaînes aliphatiques et des composés organiques volatils (COV) lors de la procédure, - adsorption de certains composés aromatiques et d'hydrocarbures chlorés, soufrés ou azotés sur le gel de silice, - certains hydrocarbures lourds non solubles dans le fréon pourraient ne pas être dosés, - la longueur d'onde sélectionnée ne vise que les aliphatiques, les aromatiques n'absorbant pas à $2\ 930\ \text{cm}^{-1}$. Aussi, les teneurs en huiles et graisses minérales ne tiennent pas compte de la présence ou de l'absence des substances telles que des HAP; • L'utilisation de la solution standard hexadécane/isooctane/benzène peut représenter un problème lorsque le mélange à doser contient majoritairement des hydrocarbures lourds. La solution standard ne contient pas de substances types représentatives des hydrocarbures à chaînes plus longues que 16 carbones; • Le solvant d'extraction actuel ne sera plus disponible à partir du 1^{er} janvier 1995.

* EPA-418.1; STM 503 B,E (1985); STM 5520 C,F (1989)

Tableau b

AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE LA MÉTHODE CHROMATOGRAPHIQUE «IDENTIFICATION DES PRODUITS PÉTROLIERS» (IPP)*

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Le FID est un bon détecteur pour les hydrocarbures**; • Permet le dosage sélectif d'un mélange de produits pétroliers en fournissant un profil type par mélange; • Approche intégrative développée spécifiquement pour les cas de fuites de produits pétroliers issues de réservoirs souterrains; • Moins coûteuse que les dosages des HAP, composés phénoliques, hydrocarbures chlorés, BPC... par chromatographie. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitation en raison de la similarité relative de la solution standard et de l'échantillon à doser. Plus l'échantillon est dégradé, plus la représentativité de la solution standard est limitée; • Ne permet pas de doser des substances contenant plus de 30 ou 40 carbones (poids moléculaires élevés); • Plus coûteuse que la technique H et G minérales; • Possibilité de perte des courtes chaînes aliphatiques et de composés organiques volatils (si l'on ne travaille pas en vase clos).

* TPH : EPA-8015 modifiée; MOE, 1983

** Potter, 1993

1.0 INTRODUCTION

Chaque année, des milliers de mètres cubes de sols contaminés par des hydrocarbures sont caractérisés et gérés. De telles interventions iront en s'accroissant avec la parution du nouveau règlement sur les produits pétroliers du ministère de l'Énergie et des Ressources et avec les modifications à la Loi sur la qualité de l'environnement résultant de l'adoption du projet de loi 65 du ministère de l'Environnement du Québec, qui donnent au gouvernement un pouvoir d'intervention accru sur la gestion des lieux contaminés. Considérant les enjeux environnementaux, les efforts à déployer et les coûts associés à la caractérisation et à la restauration de tels terrains, et considérant la complexité de doser des mélanges de produits pétroliers, il est nécessaire de s'assurer d'utiliser les paramètres les plus adéquats en fonction du type de mélange, afin d'optimiser la pertinence et la fiabilité des résultats à partir desquels les décisions sont prises.

La caractérisation de terrains contaminés par des hydrocarbures présente des problèmes particuliers. Les sols, comme l'eau souterraine, sont contaminés par un mélange de substances, mélange variable en fonction de la provenance du pétrole brut et des modes de préparation utilisés, et dont la composition est, de plus, susceptible d'être modifiée avec le temps (dégradation). Il ne s'agit pas d'une contamination par un agent polluant spécifique pour lequel un seuil critique d'intervention peut être plus aisément établi. Dans pareils cas, lors de la caractérisation de terrains contaminés, deux approches fondamentales peuvent être envisagées : l'une préconise l'identification et la quantification de chacune des substances individuellement, alors que l'autre vise l'utilisation d'un paramètre intégrateur. Cette dernière approche, habituellement utilisée à titre de technique de dépistage, a pour caractéristique principale d'être sensible à une gamme de substances mais non nécessairement sélective pour un contaminant donné. Ces techniques peuvent être soit d'application relativement large et donc peu sélective, soit d'application plus restreinte et ainsi plus spécifique.

Le dosage des huiles et graisses minérales est une technique qui a été largement utilisée pour l'étude de cas de contamination par des hydrocarbures. Il appert cependant que son utilisation a entraîné certaines interrogations liées à la reproductibilité et à l'exactitude des résultats qu'elle génère.

À la suite de certains problèmes signalés, entre autres par des intervenants de compagnies pétrolières, le groupe «Développement et orientation» de la Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés (DPGDLC) s'est donné le mandat d'apporter une solution aux problèmes rencontrés lors de l'utilisation du paramètre «huiles et graisses minérales» et plus globalement, de proposer une approche de gestion applicable à la caractérisation de terrains contaminés par des hydrocarbures. Ce dernier mandat inclut l'établissement d'une procédure pour la sélection du ou des paramètres adéquats dans le contexte d'une contamination par des hydrocarbures, de même que l'établissement de critères représentant les seuils d'intervention propres aux paramètres sélectionnés.

Un groupe de travail a été formé en avril 1991 afin de mettre à profit l'expertise de plusieurs professionnels en matière de contamination par des hydrocarbures. Composée de sept membres, cette équipe regroupe des intervenants des milieux privé et public, qualifiés soit en analyses de laboratoire, soit en gestion de projet de caractérisation de terrains contaminés par des hydrocarbures. L'équipe de travail est formée de :

- . Madame Aviva Battat, chimiste
Direction des laboratoires du ministère de l'Environnement (MENVIQ);
- . Monsieur Pierre Bédard, chimiste Ph.D.
Consultant indépendant;
- . Monsieur Jacques Boulerice, technicien
Direction des laboratoires (MENVIQ);
- . Madame Renée Gauthier, chimiste M.Sc. (responsable du projet)
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés
(MENVIQ);
- . Monsieur Sylvain Léger, chimiste et ingénieur M.Sc.A.
Monenco Agra (Montréal);
- . Monsieur François Messier, chimiste Ph.D.
Direction des laboratoires (MENVIQ);
- . Monsieur Richard Northon, chimiste, M.Sc.
Laboratoire Envirolab (Roche ltée).

Il est à noter que, bien que l'équipe de travail ait collaboré à chaque étape de la réalisation des mandats, la Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés se réserve la responsabilité d'établir, au besoin, les critères d'intervention.

Le présent document vise à fournir le détail de l'approche de gestion établie.

2.0 INFORMATIONS PERTINENTES AUX CAS DE CONTAMINATION PAR DES HYDROCARBURES

L'expertise amenée par les membres de l'équipe, de concert avec l'information révélée par environ 400 publications¹, a permis à prime abord de dégager certains points :

1. La majorité des critères d'intervention utilisés en Europe comme en Amérique sont des valeurs préétablies (en opposition à des valeurs "site specific" pour les paramètres intégrateurs «huiles et graisses minérales» et «essence».
2. Aux États-Unis, la terminologie TPH (*total petroleum hydrocarbons*) vise souvent la quantification des substances extractibles au fréon et, en ce sens, elle est équivalente à ce qu'au Québec on appelle les «huiles et graisses minérales²». Les Américains considèrent généralement comme TPH des résultats issus d'une détection par infrarouge comme d'une quantification par chromatographie en phase gazeuse². Il est cependant de plus en plus courant de voir la littérature référer aux «huiles et graisses minérales» en terme de TRPH c'est-à-dire "*total recoverable petroleum hydrocarbons*" alors qu'elle attribue l'appellation TPH à l'approche chromatographique^{3,4}.
3. Une trentaine d'États américains ainsi que quatre provinces canadiennes utilisent des critères prédéterminés pour la gestion des sols contaminés par des hydrocarbures. Certaines juridictions considèrent en complément la présence d'odeur(s) persistante(s) et l'impact sur l'intégrité de l'eau souterraine. La gamme de valeurs rencontrées va de 1 000 à 20 000 mg/kg pour les huiles et graisses minérales, 10 à 1 000 mg/kg pour l'essence et 100 à 10 000 mg/kg pour le diesel⁵. La littérature rapporte qu'il ne s'agit pas de critères basés sur une protection de la santé publique (analyse de risque)⁵ ou de l'écosystème, mais plutôt de valeurs seuils guidées par l'expérience sur le terrain.
4. Certains États américains utilisent parallèlement aux critères préétablis une technique applicable directement sur le terrain : la mesure des concentrations de gaz combustibles. Cette technique est habituellement réservée au suivi de la qualité des fonds et des parois d'excavation lors de projets de restauration. Les objectifs à atteindre sont généralement de

1 Recherche bibliographique informatisée : Détermination des huiles et graisses minérales et produits pétroliers dans les matrices environnementales. MENVIQ. BIBE/91-39 (août 1991)

2 Block, N.R., Allworth, N., Bishop, M., (1991). Assessment of diesel contamination in soil. Petroleum contaminated soils. Volume 1, chapitre 11. Lewis Publishers

3 Baugh, A.L., Lovegreen, J.R., (1990). Differentiation of crude oil and refined petroleum products in soil. Petroleum contaminated soils. Volume 3, chapitre 12. Lewis Publishers

4 Miller, M.W., Ferko, M.M., Genicola, F., Kopera, A.J., Stainken, D.M., (1991). An analytical manual for petroleum products in the environment. Petroleum contaminated soils. Volume 1, chapitre 20. Lewis Publishers

5 Williams, D.R., O'Connor, M.J., Krishnaya, A.V. (1991). The relationship between field screening techniques and health risk-based cleanup criteria for petroleum contaminated sites. Petroleum contaminated soils. Volume 1, chapitre 17. Lewis Publishers

l'ordre de 200 à 1 250 ppm, soit approximativement 1,6 à 10 % du seuil d'explosibilité de l'essence⁵.

5. La littérature présente également certains critères génériques pour les sols, basés sur une approche d'analyse de risque pour la santé publique^{6,7,8}. Toutefois, cette approche n'est appliquée que pour certaines substances comme les constituants organiques volatils d'un mélange (en considérant le benzène comme principale base pour les estimations des doses d'exposition) et le benzo (a) pyrène⁶. L'analyse de risque pour la santé publique est une approche judicieuse lorsqu'une substance donnée peut être identifiée comme la plus préoccupante d'un mélange. Le benzène dans l'essence en est un exemple. L'identification d'une substance type pour le diesel ou le kérosène (le benzo (a) pyrène par exemple⁶) est cependant nettement moins évidente.

Sullivan, Miller et Custance rapportent des estimations de doses d'exposition à des sols contaminés par de l'huile brute ("*crude oil*") en utilisant des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) cancérigènes comme paramètres indicateurs⁹. Bien qu'il faille être conscient des incertitudes entraînées par l'utilisation de la relation dose-réponse d'une ou de quelques substances pour caractériser l'impact d'un mélange, cette approche demeure pour le moment une des plus prometteuses pour l'élaboration de critères génériques d'intervention.

6 Gilbert, C.E., Calabrese, E.J., (1990). A critical evaluation of indicator compound methodologies for n° 2 fuel oil. Petroleum contaminated soils. Volume 3, chapitre 20. Lewis Publishers

7 Hartley, W.R., Ohanian, E.V., (1990). A toxicological assessment of unleaded gasoline contamination of drinking water. Petroleum contaminated soils. Volume 3, chapitre 23. Lewis Publishers

8 Carter, J.C., (1990). Evaluating migration of petroleum products in soil to determine public health implications : the health assessment process. Petroleum contaminated soils. Volume 3, chapitre 1. Lewis Publishers

9 Sullivan, M.J., Miller, C.J., Custance, S.R., (1991). A risk assessment for crude oil in residential surface soils. Hydrocarbon contaminated soils. Volume 1, chapitre 42. Lewis Publishers

3.0 CLASSIFICATION DES HYDROCARBURES ET NATURE DES CONSTITUANTS

Le terme «hydrocarbures» regroupe tous les composés organiques à base de carbone (C) et d'hydrogène (H) et caractérisés par une ou plusieurs liaisons C-H. Les hydrocarbures peuvent être constitués de chaînes linéaires simples (hydrocarbures aliphatiques) ou multiples, ramifiées, cycliques ou aromatiques, et supporter divers groupements fonctionnels (hydrocarbures substitués). L'industrie pétrolière répartit généralement les différents hydrocarbures en quatre grandes catégories¹⁰ :

- a) les paraffines ($C_n H_{2n+2}$) : ces hydrocarbures complètement saturés peuvent être linéaires ou ramifiés. Hydrocarbures aliphatiques, alcanes (exemples : méthane, éthane, propane, butane, pentane, hexane, heptane...);
- b) les naphènes ($C_n H_{2n}$) : des hydrocarbures cycliques complètement saturés, cycloalcanes (exemples : cyclopropane, cyclobutane, cyclopentane, cyclohexane, cycloheptane...);
- c) les oléfines : des hydrocarbures linéaires insaturés (présence de liaisons multiples : alcènes...) (exemples : propylène, butène-1 isobutylène, pentène);
- d) les aromatiques : des hydrocarbures cycliques et insaturés qui peuvent aussi être constitués de noyau(x) condensé(s) (exemples : benzène, toluène, xylène, benzo (a) pyrène...).

Les hydrocarbures sont des substances non polaires qui ont généralement une solubilité limitée dans l'eau. Le nombre de carbones a un effet direct sur les caractéristiques physico-chimiques du composé. Ainsi, les composés à chaînes aliphatiques (alcanes ou paraffines) de moins de 4 carbones sont des gaz alors que ceux contenant jusqu'à 17 carbones sont des liquides dont la densité est inférieure à celle de l'eau (<1). Les chaînes de plus de 18 carbones caractérisent des composés solides que l'on appelle communément des cires¹⁰. La solubilité des alcanes (ou paraffines) en milieu aqueux de même que leur pression de vapeur décroissent en fonction de l'augmentation du nombre d'atomes de carbone.

Les naphènes (cycloalcanes) présentent des caractéristiques physico-chimiques comparables à celles propres aux chaînes aliphatiques. Leur densité est inférieure à 1 et leur solubilité, de même que leur pression de vapeur, sont fonction de la quantité d'atomes de carbones présents.

Les hydrocarbures aromatiques ont des structures cycliques insaturées qui favorisent la délocalisation des électrons (phénomène de résonance), ce qui leur confère une stabilité accrue. Ils ont comme base le benzène. Les propriétés de ces substances sont, comme pour les naphènes, fonction du nombre de carbones présents.

¹⁰

André Fouquet, (1991). Caractérisation des déchets huileux et des huiles usées. Direction des enquêtes, MENVIQ

Les caractéristiques physico-chimiques des hydrocarbures dicteront leur comportement lors de leur rejet dans un milieu naturel. Elles auront également un impact sur leur devenir dans le milieu.

3.1 Complexité des mélanges

Les produits pétroliers sont, en fait, des mélanges organiques complexes de plusieurs centaines de substances spécifiques appartenant aux classes des paraffines, des oléfines, des aromatiques et des naphthènes. L'essence, par exemple, peut contenir plusieurs centaines d'hydrocarbures différents de même que certains additifs. Une première étude citée par Santé et Bien-être Canada (SBEC) dans son texte *Gasoline and its organic constituents*¹¹ rapporte qu'une essence ordinaire contient 240 constituants dont 180 ont pu clairement être identifiés. Une seconde étude rapporte 195 composés dont 157 ont pu être caractérisés. La majorité des substances rapportées contiennent de 6 à 12 carbones (C₆ à C₁₂) et ont donc un caractère volatil¹¹.

Dragun (1988)¹² a identifié, pour sa part, 318 constituants dans l'essence, 35 dans l'essence sans plomb, 57 dans celle à indice d'octane élevé, 40 dans le jet fuel A (kérosène), 81 dans l'huile à chauffage et 393 dans l'huile brute (*crude oil*) (annexe A, tableau A-1). À ces mélanges complexes s'ajoutent certains additifs, tels pour l'essence les agents antidétonants (carbonyle de fer), antioxydants (composés phénoliques et composés organiques aminés), désactivateurs (diamino-2 propane), anticorrosants (amines organiques), contre le gel (isopropanol), des agents de préignition (tricrésyle phosphate), des lubrifiants (huiles légères, distillats naphthéniques légers) et des colorants (dérivés méthylés de l'azobenzène-4 azo-2 naphтол et d'autres naphтоls organiques).

La source du pétrole brut¹³ utilisé lors du raffinage influence également la composition des mélanges d'hydrocarbures obtenus. Les mélanges issus de transformations chimiques (*cracking* ou *reforming*) ont souvent des compositions différentes de ceux distillés à partir du pétrole brut. Le Département américain de l'énergie¹⁴ rapporte que les mélanges transformés chimiquement peuvent contenir moins de substances présentant un risque cancérigène, tels le benzo (a) pyrène (BAP) et le benzanthracène que chez les distillats de pétrole brut. Il semble cependant que les produits commercialisés sont, en fait, des mélanges de produits distillés et transformés. La composition d'un mélange d'hydrocarbures peut donc varier en fonction de la provenance du pétrole brut utilisé, mais aussi

¹¹ Santé et Bien-être Canada (SBEC), (1985). Gasoline and its organic constituents. 43 pages

¹² Dragun, J. (1988). The Soil Chemistry of Hazardous Materials. ISBN : 0-944989-79-9. The Hazardous Materials Control Research Institute, Maryland. PP. 398 à 411

¹³ Pétrole brut : mélange naturel d'hydrocarbures de composition variée contenant également du soufre et des dérivés azotés et oxygénés. Ce mélange peut être paraffinique, asphaltique, ou les deux, selon la présence de cire de paraffine, de bitume ou des deux produits dans le résidu après distillation. La composition du pétrole varie en fonction de son origine géologique.

¹⁴ U.S. Department of Energy, (1980). Relative Health Effects of Gasoline and Heating Fuels Derived from Petroleum and Synthetic Crudes. Envirocontrol inc., Rockville, MD

des procédés de raffinage. Les produits issus du raffinage peuvent eux-mêmes varier en composition, en fonction de la demande engendrée par les conditions climatiques régionales (été/hiver). Les tableaux 1 et 2 présentent des variations dans les teneurs des constituants majeurs de la fraction essence (points d'ébullition 36 à 117°C¹⁵) de certains pétroles bruts.

Tableau 1

**VARIATIONS DANS LES CONCENTRATIONS DES CONSTITUANTS MAJEURS
DE L'ESSENCE EN FONCTION DE LA PROVENANCE DU PÉTROLE BRUT
(FRACTIONS 36 À 117°C)¹⁵**

Constituants	Volume (%)		
	Conroe, TX	Colinga, CA	Jennings, LA
<u>Alcanes :</u>			
n-pentane	0,33	0,44	1,12
n-hexane	6,44	7,75	9,15
n-heptane	6,90	5,94	8,42
méthyl-2 pentane	2,89	2,56	3,47
diméthyl-2,3 hexane	0,22	1,30	2,39
<u>Alcanes cycliques :</u>			
cyclopentane	0,96	1,76	0,67
méthyl cyclopentane	6,51	10,29	5,01
cyclohexane	10,40	7,63	7,13
méthyl cyclohexane	22,00	14,55	18,07
éthyl cyclopentane	2,03	4,38	2,34
triméthyl cyclopentane	3,64	8,12	4,18
<u>Aromatiques :</u>			
benzène	3,27	2,22	3,61
toluène	16,19	7,94	12,02

Adapté de Perry (1984) et cité par Nyer et Skladany (1989)¹⁵.

15

Nyer, E.K., Skladany, G.J., (1989). Relating the physical and chemical properties of petroleum hydrocarbons to soil and aquifer remediation. GWRM, Winter. Treatment technology

Tableau 2

**EXEMPLES DE VARIATIONS RENCONTRÉES DANS LES TENEURS
DE CONSTITUANTS DE MÉLANGES D'ESSENCE PURS¹⁶**

COMPOSÉS	CONCENTRATIONS (g/L)					
	Mélanges purs					
	1	2	3	4	5	6
MTBE (methyl tertbutyl ether)	23,0	50,9	36,0	7,2	13,6	<0,1
Cyclohexane	1,1	1,3	2,5	1,3	1,7	1,9
Isooctane	35,4	44,1	56,1	64,2	64,5	26,6
Benzène	12,7	9,6	14,2	9,4	20,2	28,7
Toluène	47,8	36,8	41,6	37,5	68,0	68,2
Éthyl benzène	15,8	13,3	10,4	14,2	17,5	16,2
Xylènes (o + m + p)	67,0	60,7	58,9	63,2	78,4	67,3
Naphtalène	6,7	8,0	7,1	8,7	6,2	2,8

Les pétroles synthétiques (obtenus à partir du charbon) pourraient présenter également une composition différente (présence de teneurs plus élevées d'amines polycycliques aromatiques⁶, de composés oxygénés et soufrés).

La complexité des mélanges, la variabilité des hydrocarbures visés et de leurs caractéristiques physiques et chimiques, entre autres, sont des éléments justifiant les difficultés inhérentes à leur caractérisation.

3.1.1 Dégradation des constituants d'un mélange

Lorsque rejetées dans l'environnement, certaines fractions de composés similaires sont susceptibles d'être dégradées par le milieu via des mécanismes de biodégradation, de volatilisation, de lixiviation... Cette action du milieu sur les constituants d'un mélange d'hydrocarbures est complexe et laisse à titre de résidu les fractions les plus persistantes du mélange original. L'abondance relative de ces fractions, constituées par exemple de composés paraffiniques ou aromatiques à poids moléculaires élevés, est donc plus importante après altération des constituants que dans le mélange initial.

La dégradation d'un mélange d'hydrocarbures est proportionnelle au temps de résidence des composés dans le milieu et aux caractéristiques de ce milieu. En ce sens, le résultat est difficilement prévisible. En chromatographie, la dégradation d'un mélange se manifeste par une diminution dans l'intensité des

¹⁶ Potter, T.L. (1993). Finger Printing Petroleum Products : Unleaded Gasolines. Principals and Practices for Petroleum Contaminated Soils. Chapitre 1. Lewis Publishers

pics principaux et caractéristiques du mélange, ainsi qu'une forte prédominance des pics secondaires. La dégradation d'un mélange d'hydrocarbures complexifie sa caractérisation, surtout en termes de représentativité de la solution standard utilisée pour la quantification.

3.2 Caractéristiques des mélanges d'hydrocarbures

La caractérisation d'un mélange d'hydrocarbures doit évidemment être réalisée par l'entremise d'une ou de procédures analytiques adaptées au dosage des constituants propres au mélange.

3.2.1 L'essence

L'essence contient une série d'hydrocarbures volatils utilisables dans les moteurs à combustion. Certains auteurs considèrent que les hydrocarbures dont le point d'ébullition varie de 36 à 117°C sont caractéristiques de la fraction essence d'un pétrole brut¹⁴. Certains autres étendent la plage de températures jusqu'à 205 et même 220°C¹⁵ (figure 1). Les raffineries génèrent habituellement deux types d'essence : l'une issue directement de la distillation des formes légères du pétrole brut suivie d'une catalyse sur platine pour augmenter l'indice d'octane (*reforming*) et l'autre, issue de l'alkylation (polymérisation) du butène-2 et de l'isobutane (formés lors du *cracking*) en isooctane (essence d'avion). Le premier mélange peut contenir des composés aromatiques (pour augmenter son indice d'octane) alors que le second n'en contient normalement pas. Le mélange dont l'usage est le plus répandu (station-service) est celui obtenu par le *cracking* et le *reforming*. Les constituants majeurs sont des composés aliphatiques (30 à 50 %), cycliques (~ 20 à 40 %) et aromatiques (~ 10 %)¹⁴. Le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène (BTEX) sont des paramètres indicateurs appropriés pour évaluer la contamination d'une matrice par de l'essence. L'essence peut contenir également du naphthalène (annexe B, tableau B-1).

3.2.2 Le diesel

Le diesel sert principalement pour les moteurs à ignition par compression. En théorie, de nombreux hydrocarbures et certaines autres substances volatiles pourraient être utilisés comme carburant mais, dans la majorité des cas, les distillats dont les constituants ont un point d'ébullition entre 150 et 370°C² ou entre 200 et 370°C¹⁵ sont favorisés. Le diesel s'apparente au mazout # 2 (huile à chauffage) de par ses caractéristiques physico-chimiques comparables. Il est à noter que les constituants qui confèrent généralement à l'essence un indice d'octane élevé (les aromatiques) tendent à donner au diesel un indice de cétane faible. (L'indice de cétane est au diesel ce que l'indice d'octane est à l'essence et permet de quantifier la capacité du mélange à favoriser l'ignition²).

En dépit du fait que les caractéristiques d'un diesel semblent bien définies, il demeure que, concrètement, ces mélanges contiennent plus de 200 composés et que leur composition peut varier significativement en fonction de la source (raffinage, provenance du pétrole brut...) et même d'un lot manufacturé à un autre². Certaines raffineries modifient les mélanges dans le but d'y inclure

davantage de fractions à hauts points d'ébullition. Cette diversité de constituants, conjuguée avec une variabilité dans la composition des lots, fait en sorte qu'il est plus difficile de décrire le contenu type d'un mélange diesel. Selon certains textes consultés, le diesel ne semble pas contenir exclusivement des substances que l'on pourrait qualifier d'indicatrices parce que cloisonnées par rapport aux groupes formés par des hydrocarbures à chaînes plus courtes (hydrocarbures aromatiques volatils) ou à chaînes plus longues (figure 1).

Les mélanges diesel sont majoritairement constitués de composés à longues chaînes aliphatiques (~ 60 %) caractérisés par des points d'ébullition plus élevés que ceux des constituants de l'essence. La plage visée de températures lors de la distillation du pétrole brut englobe des points d'ébullition propres aux hydrocarbures aromatiques polycycliques tels le naphthalène et le phénanthrène¹⁵. Les mélanges diesel ne devraient généralement pas contenir plus de 40 % de composés aromatiques dont 20 à 25 % sont monocycliques, 15 à 20 % sont caractérisés par deux cycles et 1 à 3 % ont trois cycles et plus. Le reste consiste en oléfines et en composés saturés (Lawlor, 1991)¹⁷.

3.2.3 Le jet fuel

Le *jet fuel* est utilisé à titre de carburant d'avion. Le *jet fuel* A, aussi appelé kérosène, provient de la coupe directe du pétrole brut et sert pour les avions à turbines. Le contenu en aromatiques du *jet fuel* A n'excède généralement pas 20 % et est caractérisé par des structures paraffiniques et naphténiques (cycles saturés)¹⁷. Il peut contenir certains HAP dont les plus courants sont des naphthalènes substitués¹⁸, l'acénaphène et l'acénaphthylène¹⁵. Le *jet fuel* B, moins lourd, sert spécifiquement pour les moteurs d'avion à combustion. Ce mélange contient davantage de produits alkylés et, théoriquement, pas d'aromatiques. Les constituants du *jet fuel* B sont caractérisés par des points d'ébullition de l'ordre de 150 à 170°C¹⁸ alors que l'on attribue au *jet fuel* A (kérosène) les composés dont le point d'ébullition se situe dans la plage 150 à 300°C¹⁵.

3.2.4 Le mazout industriel et domestique

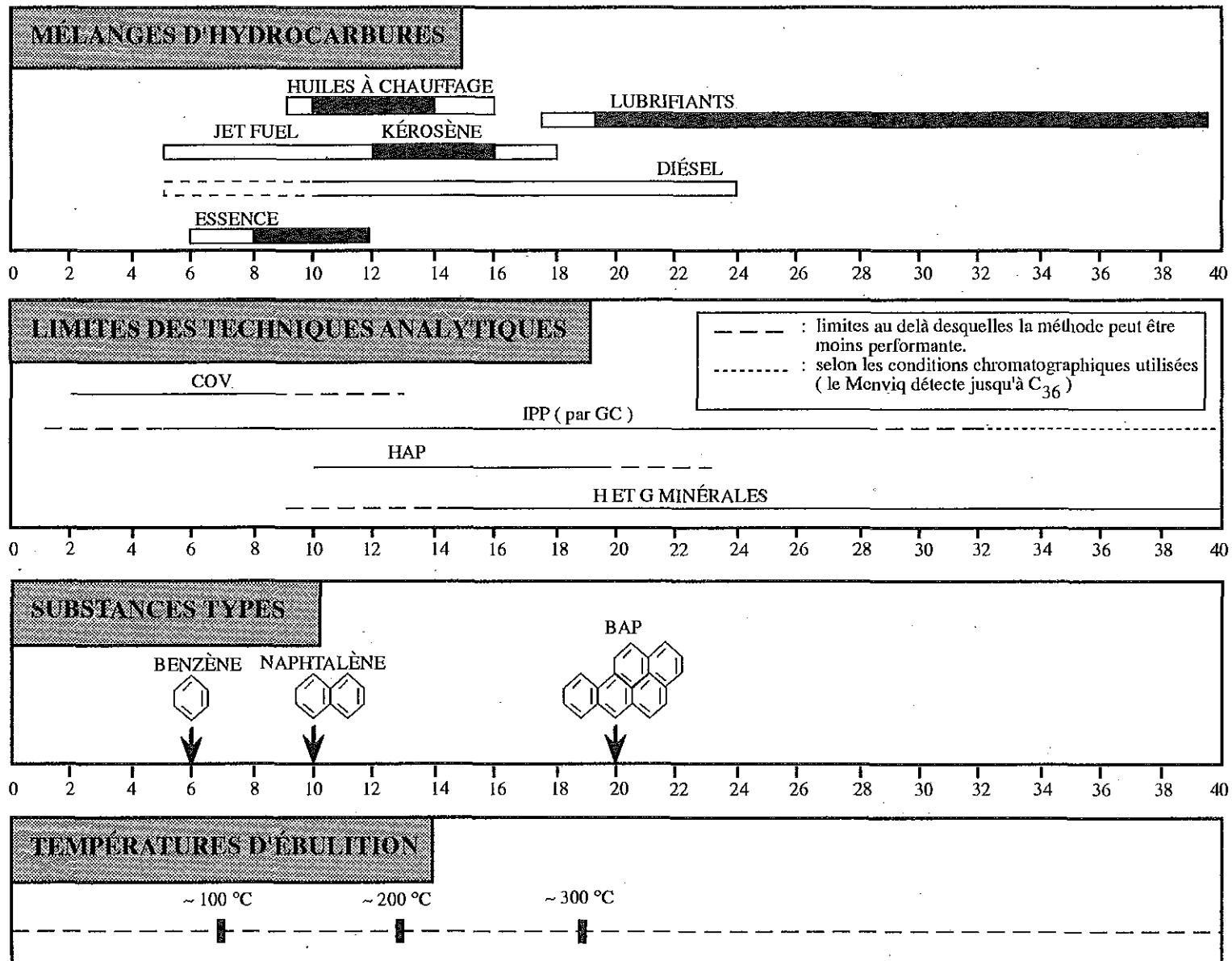
Les huiles à chauffage (mazouts industriel et domestique) peuvent être des mélanges de fractions distillées du pétrole brut, des résidus de raffinage, le pétrole brut lui-même ou une combinaison de deux ou de plusieurs de ces mélanges¹⁴. Le mazout industriel est caractérisé par des hydrocarbures plus lourds que le mazout domestique. Gilbert et Calabrese⁶ rapportent que les huiles à chauffage, certains diesels et l'huile à moteur (non usée) peuvent contenir de 29 à 600 ppm de benzo (a) pyrène (BaP). La présence de certains autres HAP a également été constatée dans le mazout : pyrène, fluoranthène, triphénylène, chrysène, acénaphène, naphthalène et naphthalènes méthylés (annexe B, tableaux B-2 et B-3).

¹⁷ Lawlor, L. Esso, (1991). Communication personnelle

¹⁸ Surette, D. Petro-Canada, (1992). Communication personnelle

Figure 1

CARACTÉRISTIQUES DE CERTAINS MÉLANGES D'HYDROCARBURES
EN FONCTION DE LA LONGUEUR DE LA CHAÎNE CARBONÉE.



COV : composés organiques volatils ;
IPP (par GC) : identification des produits pétroliers (par chromatographic en phase gazeuse) ;
H et G minérales : huiles et graisse minérales (par IR) ;
HAP : hydrocarbures aromatiques polycycliques ;
BAP : benzo (a) pyrène.

3.2.5 Les lubrifiants

Les lubrifiants sont des mélanges d'hydrocarbures lourds pouvant atteindre 40 carbones en termes de longueur de chaîne. Caractérisés par une viscosité élevée, ils permettent de réduire la friction entre deux surfaces en contact. L'huile à moteur usée comme les résidus de brûlage présentent un problème de contamination par les HAP.

3.2.6 L'asphalte et le bitume

L'asphalte et le bitume sont des mélanges amorphes¹⁸. Constitués d'hydrocarbures très lourds, ils sont généralement difficiles à caractériser parce qu'ils ne sont pas chromatographiables.

4.0 CARACTÉRISATION ET QUANTIFICATION DES COMPOSANTES DES MÉLANGES

La caractérisation d'un mélange d'hydrocarbures peut être envisagée principalement selon deux approches : la première préconise l'usage d'un paramètre intégrateur, à l'aide d'une méthode sensible à une gamme de substances, mais non nécessairement sélective pour un contaminant donné; la seconde favorise l'identification et la quantification de chacun (ou de la majorité) des constituants du mélange. Le tableau 3 présente les méthodes généralement utilisées pour la caractérisation des produits de raffinage présents dans les sols et dans l'eau et pour la quantification de l'ampleur de la contamination.

4.1 Dosage des huiles et graisses

La méthode «huiles et graisses totales» quantifie de façon globale les substances extractibles au fréon plutôt que la quantité absolue de chaque constituant spécifique du mélange. Ainsi, l'analyse permet de doser un ensemble de substances présentant une caractéristique physique similaire : leur solubilité commune dans le fréon.

Développée initialement pour l'eau, cette méthode a été modifiée pour s'adapter aux sols. La détection, après extraction, peut être réalisée de deux façons : par mesure gravimétrique ou par spectrophotométrie infrarouge. La technique préconisée (et exigée) par la Direction des laboratoires du Ministère, de même que par plusieurs intervenants dans le domaine, est la procédure spectrophotométrique. L'extrait est dosé en utilisant l'élongation des liaisons C-H de l'échantillon à une longueur d'onde de 2930 cm^{-1} (infrarouge), en comparaison d'une solution standard. La solution standard jusqu'à ce jour utilisée est constituée de substances types caractéristiques de familles chimiques rencontrées généralement dans un mélange d'hydrocarbures soit un aliphatique (hexadécane, $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$), un hydrocarbure branché (isooctane, C_8H_{18}) et un aromatique (benzène, C_6H_6). La concentration de l'échantillon est déterminée par comparaison entre l'absorbance de l'échantillon et celles d'une gamme de solutions étalons préparées à partir de la solution standard.

4.1.1 Huiles et graisses minérales (H et G minérales)

Les huiles et graisses totales incluent les huiles et graisses de nature animales, végétales et minérales. La partie concernée par les cas de contamination par des produits pétroliers est la fraction non polaire, soit les huiles et graisses minérales (H et G min.). Pour quantifier spécifiquement cette fraction, l'extrait est d'abord mélangé à du gel de silice. Le pouvoir adsorbant du gel de silice permet l'enlèvement de la quasi-totalité des substances polaires (acides gras, graisses animales et végétales).

Tableau 3

**MÉTHODES ANALYTIQUES UTILISÉES COURAMMENT
POUR LA CARACTÉRISATION DE PRODUITS PÉTROLIERS**

Appellation	Référence	Caractéristiques
Dosage des huiles et graisses minérales (H et G min.)	TRPH ("total recoverable petroleum hydrocarbons") EPA-418.1; STM* 503 (1985) ou 5520 (1989)	Extraction au fréon**, enlèvement de la fraction polaire par le gel de silice (STM 503E ou STM 5520F), détection par gravimétrie (STM 5520B ou STM 503A) ou par infrarouge (STM 5520C ou STM 503B)
Identification des produits pétroliers (IPP)	TPH («total petroleum hydrocarbons») EPA-8015 modifiée; MOE*** (1983) modifiée	Extraction à l'hexane ou au pentane, enlèvement de la fraction polaire sur florisol et alumine acidique, séparation en chromatographie en phase gazeuse (GC) et détection à l'aide d'un détecteur à flamme ionisante (FID)
Dosage des composés organiques volatils (COV)	EPA-5030 ou 3810 et EPA-8240 ou 8020	Extraction à l'aide d'un "head space" (EPA-3810) ou d'un "purge and trap" (EPA-5030), séparation par chromatographie en phases gazeuse (GC) et détection par spectrométrie de masse (MS) (EPA-8240) ou à l'aide d'un détecteur à flamme ionisante (FID) ou d'un détecteur à photoionisation (PID) (EPA-8020)
Dosage des composés organiques semi-volatils	EPA-625 (méthodes 3540 ou 3550 et 8270)	Extraction au dichlorométhane (EPA-3540 ou 3550), séparation par chromatographie en phase gazeuse (GC) et détection par spectrométrie de masse (MS) (EPA-8270)
<u>ou</u>		
HAP	EPA-3540 ou 3550 et EPA-3611 ou 3630 ou 3640 et EPA-8270 ou 8100	Extraction au dichlorométhane (EPA-3540 ou 3550), purification sur gel de silice (EPA-3630), ou sur alumine (EPA-3611) ou par perméation sur gel (EPA-3640), séparation par chromatographie en phase gazeuse (GC) et détection par spectrométrie de masse (MS) (EPA-8270) ou à l'aide d'un détecteur à flamme ionisante (FID) (EPA-8100)
<u>et</u>		
composés phénoliques	EPA-3540 ou 3550 et EPA-3640 ou 3650 et EPA-8270 ou 8040	Extraction au dichlorométhane (EPA-3540 ou 3550), purification par perméation sur gel (EPA-3640) ou par nettoyage acide/base (EPA-3650), séparation par chromatographie en phase gazeuse et détection par spectrométrie de masse (MS) (EPA-8270) ou à l'aide d'un détecteur à capture d'électrons (ECD) (EPA-8040)
<u>et</u>		
BPC (spécifiquement pour les cas de contamination par des huiles de transformateur)	EPA-3550 ou 3540 et EPA-3620 ou 3640 ou méthodes MENVIQ**** et EPA-8080	Extraction à l'acétone/hexane ou avec du dichlorométhane (EPA-3550 ou 3540), purification sur alumine activée (MENVIQ, 1985), ou sur florisol (EPA-3620), par perméation sur gel (EPA-3640) ou par cartouche de silice (MENVIQ, 1989) (eau), séparation par chromatographie en phase gazeuse (GC) et détection par un détecteur à capture d'électrons (ECD) (EPA-8080)

* Standard methods for the examination of water and wastewater. APHA AWWA WPCF. 16^e édition (1985) ou 17^e édition (1989)

** Trichlorotrifluoroéthane (fréon 113)

*** Ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario

**** Guide des méthodes de conservation et d'analyses des échantillons d'eau et de sol. Direction des laboratoires du ministère de l'Environnement (1990)

Le filtrat ou le surnageant récupéré est ensuite dosé par spectrophotométrie infrarouge (IR). Contrairement à d'autres paramètres pour lesquels il existe des méthodes qui permettent de doser sélectivement des constituants du mélange (EPA 8270 par exemple), le paramètre «huiles et graisses minérales» est défini comme toute substance non polaire extractible au fréon et qui possède une bande C-H absorbant à $2\ 930\text{ cm}^{-1}$. L'extraction au fréon suivie de la détection par spectrophotométrie infrarouge (IR) présente un avantage pour quantifier les substances à haut point d'ébullition. En effet, cette approche permet de doser des substances non chromatographiables par des techniques couramment disponibles et utilisées en routine dans l'ensemble des laboratoires ($> C_{30}$ ou 40). Il faut cependant se rappeler que toutes substances organiques (autres que les huiles et graisses), pouvant être dissoutes dans le fréon et qui possèdent une bande C-H absorbant dans la région de la longueur d'onde visée, peuvent entraîner une surestimation de la concentration des huiles et graisses (interférences positives).

Il faut savoir aussi que lors du traitement avec le gel de silice, certains composés aromatiques et dérivés d'hydrocarbures chlorés, sulfurés ou azotés peuvent être retenus sur l'adsorbant. Ce fait risque d'entraîner un biais négatif dans les résultats d'huiles et graisses minérales.

De par la nature de la procédure, il est également courant de sous-estimer la teneur réelle en huiles et graisses minérales en raison de la perte d'une partie des composés volatils durant l'extraction.

De plus, aucun solvant connu ne permet de solubiliser sélectivement tous les hydrocarbures de tous types de mélanges. Ainsi, certains résidus pétroliers lourds peuvent contenir une proportion significative de composés plus ou moins extractibles par le solvant sélectionné.

Le problème le plus préoccupant demeure celui généré par l'utilisation du benzène dans la solution standard pour la détection par infrarouge. Si le mélange d'hydrocarbures ne contient pas de substances aromatiques, l'utilisation du benzène dans la solution standard introduit un biais positif dans le résultat. De plus, il existe une différence marquée entre l'absorbance de la solution standard (benzène/isooctane/hexadécane) et celle du mélange d'hydrocarbures à doser. En effet, des aromatiques tel le benzène n'absorbent pas dans la région $2\ 930\text{ cm}^{-1}$. Étant donné que le benzène constitue environ 30 % du volume de la solution standard, le biais positif ainsi entraîné peut aller jusqu'à 30 %.

De plus, l'utilisation d'une solution standard partiellement différente du mélange à doser (plus spécifiquement si celui-ci est dégradé) peut présenter un problème en termes de représentativité et, conséquemment, d'exactitude dans la quantification des hydrocarbures. Le tableau 4 résume certains avantages et inconvénients caractéristiques de la méthode «huiles et graisses minérales».

Nyer et Skladany¹⁵ rapportent une variabilité de l'ordre de 25 % pour des résultats d'analyses répliqués. L'expérience du Ministère dans ce domaine montre que pour des sols contaminés, la variabilité de résultats répliqués pourrait excéder 25 %.

Tableau 4

**AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE LA MÉTHODE DE
DOSAGE DES HUILES ET GRAISSES MINÉRALES* (INFRAROUGE)**

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Procédure simple et relativement peu coûteuse • Paramètre intégrateur • Permet de doser des substances dont le point d'ébullition est si élevé qu'il n'est pas possible de les chromatographier actuellement en routine par les techniques courantes 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne permet pas le dosage de chacun des constituants présents • Peut surestimer la teneur en hydrocarbures (interférences positives) : <ul style="list-style-type: none"> - présence de substances organiques, autres que les H et G minérales, solubles dans le fréon et qui possèdent une bande C-H absorbant à 2930 cm^{-1} - présence de substances non polaires retrouvées de façon naturelle dans l'humus : acides fulvique et humique - utilisation du benzène pour constituer la solution standard • Peut sous-estimer la teneur en hydrocarbures (interférences négatives) : <ul style="list-style-type: none"> - perte des courtes chaînes aliphatiques et des composés organiques volatils (COV) lors de la procédure (si l'on ne travaille pas en vase clos) - adsorption de certains composés aromatiques et d'hydrocarbures chlorés, soufrés ou azotés sur le gel de silice - la longueur d'onde sélectionnée ne vise que les aliphatiques, les aromatiques n'absorbant pas à 2930 cm^{-1}. Aussi, les teneurs en huiles et graisses minérales ne tiennent pas compte de la présence ou de l'absence des substances telles que des HAP - certains hydrocarbures lourds non solubles dans le fréon pourraient ne pas être dosés • L'utilisation de la solution standard hexadécane/isooctane/benzène peut représenter un problème lorsque le mélange à doser contient majoritairement des hydrocarbures lourds ($> C_{30}$ ou 40). La solution standard actuelle ne contient pas de substances types représentatives des hydrocarbures à chaînes plus longues que 16 carbones • Le solvant utilisé actuellement pour l'extraction ne sera plus disponible à partir du 1^{er} janvier 1995. Il faudra donc tenter de le remplacer (voir le chapitre 7)

* EPA-418.1; STM 503 B,E (1985); STM 5520 C,F (1989)

En dépit des inconvénients qui la caractérisent, la méthode de dosage des huiles et graisses minérales est la seule technique (parmi celles du tableau 3) qui permet de quantifier à ce jour en routine les hydrocarbures à chaînes de plus de 30 ou 40 carbones, limite à partir de laquelle les substances ne sont plus chromatographiables par les techniques courantes. Bien qu'une méthode chromatographique ait été développée à cette fin et soit utilisée dans le milieu des compagnies pétrolières, la distillation simulée, il appert que son utilisation n'est pas à ce jour répandue et qu'elle n'est pas utilisée actuellement pour caractériser des terrains contaminés par des hydrocarbures. Son usage serait plutôt restreint à la caractérisation des fractions raffinées (produits purs) par les compagnies pétrolières¹⁸.

4.2 Dosage des produits pétroliers par chromatographie

La chromatographie en phase gazeuse permet d'identifier et de quantifier des constituants d'un mélange à partir de solutions standards appropriées. Dans le contexte d'une contamination par des produits pétroliers, la détermination du profil chromatographique (*fingerprint*) propre à chaque mélange (essence, kérosène, huile à chauffage...) est une approche intéressante³. Ce profil, obtenu en GC-FID, représente les proportions relatives de chacun des constituants sans toutefois fournir une concentration individuelle. Le résultat fourni se présente plutôt comme la concentration en essence, en diesel, en kérosène... L'interprétation des chromatogrammes se fait à partir de l'identification de pics caractéristiques à chaque mélange, par évaluation comparative visuelle ou à l'aide d'un ordinateur (ex. : *cluster analysis*¹⁶). L'utilisation d'une solution standard type pour chaque mélange fait en sorte que bien qu'il soit aisé de doser un mélange pur, il s'avère hasardeux de doser un échantillon dégradé (altéré), principalement en raison de la similarité relative de la solution standard et de l'échantillon. Certains hydrocarbures non solubles dans l'hexane pourraient ne pas être dosés par la méthode «identification des produits pétroliers» (IPP). Le tableau 5 collige des avantages et inconvénients de cette méthode.

La sélection des pics caractéristiques d'un mélange type d'hydrocarbures n'étant pas à ce jour normalisée, la méthode IPP a été considérée comme semi-quantitative. La standardisation de la façon de quantifier permettrait d'uniformiser les procédures et d'assurer la répliquabilité des résultats, pour un même échantillon entre différents laboratoires.

Tableau 5

**AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DE LA MÉTHODE
CHROMATOGRAPHIQUE «IDENTIFICATION DES PRODUITS PÉTROLIERS» (IPP)***

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> . Le FID est un bon détecteur pour les hydrocarbures.** . Permet le dosage sélectif d'un mélange de produits pétroliers en fournissant un profil type par mélange. . Approche intégrative développée spécifiquement pour les cas de fuites de produits pétroliers issues de réservoirs souterrains³. . Moins coûteuse que les dosages des HAP, composés phénoliques, hydrocarbures chlorés, BPC... par chromatographie. 	<ul style="list-style-type: none"> . Limitation en raison de la similarité relative de la solution standard et de l'échantillon à doser. Plus l'échantillon est dégradé, plus la représentativité de la solution standard est limitée. . Ne permet pas de doser des substances contenant plus de 30 ou 40 carbones (poids moléculaires élevés). . Plus coûteuse que la technique H et G minérales. . Certains hydrocarbures non solubles dans l'hexane pourraient ne pas être dosés. . Possibilité de perte de composés organiques volatils (si l'on ne travaille pas en vase clos).

* TPH : EPA-8015 modifiée; MOE, 1983

** Potter, 1993

4.3 Dosage de la fraction aromatique du mélange par chromatographie

En raison de la toxicité attribuée aux composés aromatiques, il est judicieux de détecter leur présence et d'évaluer le niveau de contamination. Les techniques analytiques permettant d'atteindre ces objectifs se retrouvent dans deux grandes catégories : celles des composés aromatiques volatils et celles des composés aromatiques semi-volatils.

Les composés aromatiques volatils sont extraits à l'aide d'un "head space" (ou d'un "purge and trap") avant séparation par chromatographie en phase gazeuse. La détection subséquente est réalisée par spectrométrie de masse, par photoionisation ou ionisation de flamme. Les constituants du mélange sont quantifiés de façon individuelle à l'aide des solutions standards appropriées.

La fraction aromatique semi-volatile des produits pétroliers regroupe principalement des composés aromatiques polycycliques et à l'occasion des composés phénoliques. Les huiles de transformateurs, pour leur part, sont susceptibles de contenir aussi des biphényles polychlorés. Les hydrocarbures aromatiques polycycliques et les composés phénoliques sont dosés en chromatographie après extraction au dichlorométhane. Ils peuvent être détectés subséquemment en spectrométrie de masse ou avec un autre détecteur approprié (voir à cet effet le tableau 3). Pour leur part, les biphényles polychlorés nécessitent une

extraction à l'acétone/hexane ou au dichlorométhane et l'utilisation d'un détecteur à capture d'électrons. Bien que plus coûteuses que la méthode des «huiles et graisses minérales», ces méthodes de même que la technique prescrite pour le dosage des volatils présentent des avantages certains de par l'exactitude, la fiabilité et la précision de leurs résultats. Ces techniques permettent de cibler une ou des substances préoccupantes présentes dans le mélange et ce, de façon sélective.

4.4 Approches chromatographiques versus «huiles et graisses minérales» par IR

Il faut cependant garder à l'esprit que les techniques chromatographiques courantes ne permettent pas de doser en routine des composés de plus de 30 ou 40 carbones. Ainsi, les méthodes susmentionnées ne permettent pas de doser des lubrifiants à longues chaînes carbonées et des composés plus lourds ou plus visqueux. L'extraction au fréon suivie de la détection en infrarouge (méthode «huiles et graisses minérales») est la seule avenue actuellement disponible en routine pour bénéficier d'informations quantitatives sur les produits pétroliers lourds.

La Direction des laboratoires du Ministère a réalisé, à la demande du comité, des activités de développement afin de mettre au point et de rédiger une méthode chromatographique révisée et de faire des investigations sur les avantages qu'elle pourrait procurer à titre de méthode alternative à celle des «huiles et graisses minérales».

5.0 UTILISATION POTENTIELLE DE LA MÉTHODE «IDENTIFICATION DES PRODUITS PÉTROLIERS» (IPP) À TITRE D'ALTERNATIVE À LA MÉTHODE «HUILES ET GRAISSES MINÉRALES»

La possibilité d'utiliser une approche chromatographique pour caractériser des sols et de l'eau souterraine contaminés par des mélanges de produits pétroliers a fait l'objet d'investigations plus approfondies dans le contexte du présent exercice. Aussi, différentes procédures disponibles de sélection et de quantification des pics chromatographiques sont exposées ci-après.

5.1 Quantification à partir de pics sélectionnés pour chaque mélange d'hydrocarbures¹⁹

Une première option vise la sélection de pics spécifiques pour chaque mélange et la quantification à partir des pics identifiés. Cette approche est préconisée pour le dosage d'échantillons n'ayant pas subi de dégradation significative, donc pour des sols ou de l'eau souterraine contaminés par un mélange frais d'hydrocarbures, à la suite d'un déversement, par exemple.

La caractérisation des produits pétroliers se fait en deux étapes : l'identification du mélange et sa quantification. L'identification du profil chromatographique par GC-FID permet de déterminer le type de produits pétroliers (diesel, huile à moteur..) et de vérifier s'il s'agit d'une contamination non altérée, évaporée partiellement ou dégradée. À la suite d'un séjour prolongé ou lors d'une «percolation» dans certains types de sols, les mélanges d'hydrocarbures contenant des alcanes subissent des phénomènes de dégradation. L'identification du mélange devient alors difficile par les méthodes chromatographiques actuelles. La dégradation se remarque par une diminution ou une absence des pics principaux (alcanes C_{11} à C_{21}) ainsi qu'une forte prédominance des pics secondaires. Aussi, si le profil chromatographique ne peut être apparié à celui de la solution standard, il faudra recourir à une autre approche pour la quantification.

5.1.1 Présence d'hydrocarbures non altérés ou non dégradés

Lorsque le profil chromatographique de l'échantillon s'apparente à celui d'une des solutions standards, il suffit alors de procéder à l'identification du mélange et de le quantifier ensuite en utilisant l'aire sous les pics caractéristiques des alcanes propres à chaque solution standard (tableau 6).

Si l'approche de quantification par l'entremise de pics sélectionnés s'applique difficilement aux mélanges dégradés, elle devient résolument inapplicable pour les mélanges d'hydrocarbures plus lourds que le mazout domestique et le diesel. En effet, les profils chromatographiques de mélanges d'huiles à moteur ou d'huiles de transformateur, par exemple, se distinguent par la présence d'un agglomérat de pics mal résolus. Cette enveloppe d'hydrocarbures, issue d'un ensemble de pics étroitement fusionnés, ne permet pas d'identifier la présence de pics d'alcanes clairement définis sur lesquels baser une quantification. Dans

19

MENVIQ, Direction des laboratoires, laboratoire de Laval. Conditions chromatographiques : colonne capillaire DB-5 (30 m x 0,25 mm; épaisseur du film : 0,25 micron); volume utilisé pour l'injection : 1 microlitre; mode "splitless"; détection en FID. Programme de température : 45°C pendant 4 minutes, programmation 20°C/minute jusqu'à 300°C, maintien de 300°C pendant 10 minutes.

un tel contexte, des sols ou de l'eau souterraine contaminés par de l'huile à moteur ou par de l'huile de transformateur, par exemple, ne pourraient être analysés que qualitativement si l'approche par pics sélectionnés est utilisée.

Tableau 6

**SÉLECTION DES PICS EN FONCTION
DU MÉLANGE D'HYDROCARBURES¹⁹**

TYPE DE MÉLANGE IDENTIFIÉ	SÉLECTION DES PICS POUR QUANTIFICATION *
Carburant d'avion (<i>jet fuel A</i>)	C ₁₁ à C ₁₄
Kérosène	C ₁₁ à C ₁₅
Mazout domestique # 1	C ₁₃ à C ₁₈ à l'exclusion de C ₁₇ **
Mazout domestique # 2 et diesel	C ₁₃ à C ₂₁ à l'exclusion de C ₁₇ **
Huile à moteur	Présence d'un massif constitué de pics étroitement fusionnés
Huile de transformateur	Présence d'un massif constitué de pics étroitement fusionnés

* Les profils chromatographiques apparaissent aux figures 2 à 6.

** Le pic d'alcane C₁₇ ne peut être utilisé pour la quantification en raison de la présence d'un doublet (figure 6 par exemple).

Figure 2
CHROMATOGRAMME D'UN SOL CONTAMINÉ
PAR DU CARBURANT D'AVION
(JET FUEL A)

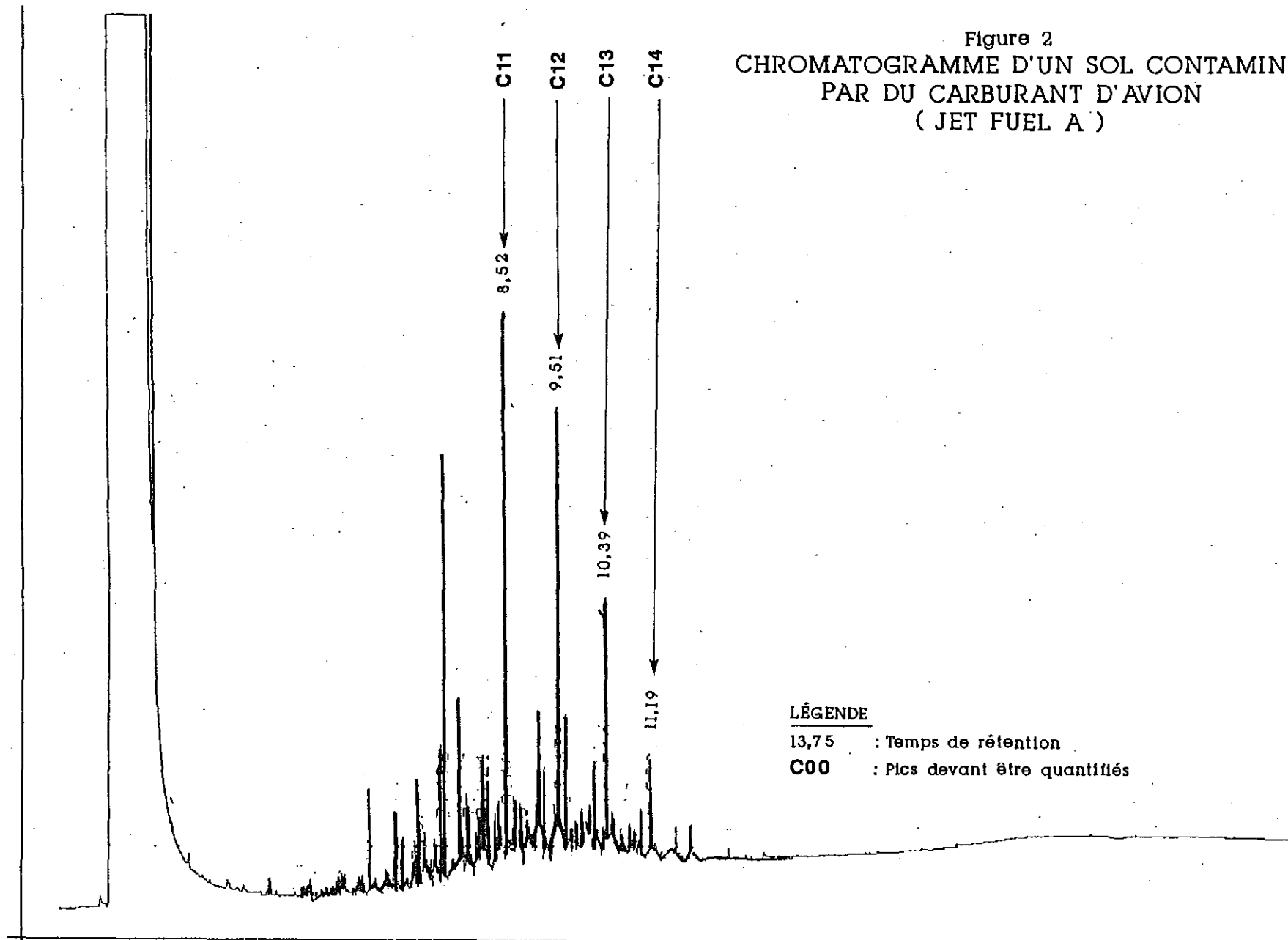


Figure 3
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ
PAR DU KÉROSÈNE

LÉGENDE
13,75 : Temps de rétention
C00 : Pics devant être quantifiés

C15
C14
C13
C12
C11

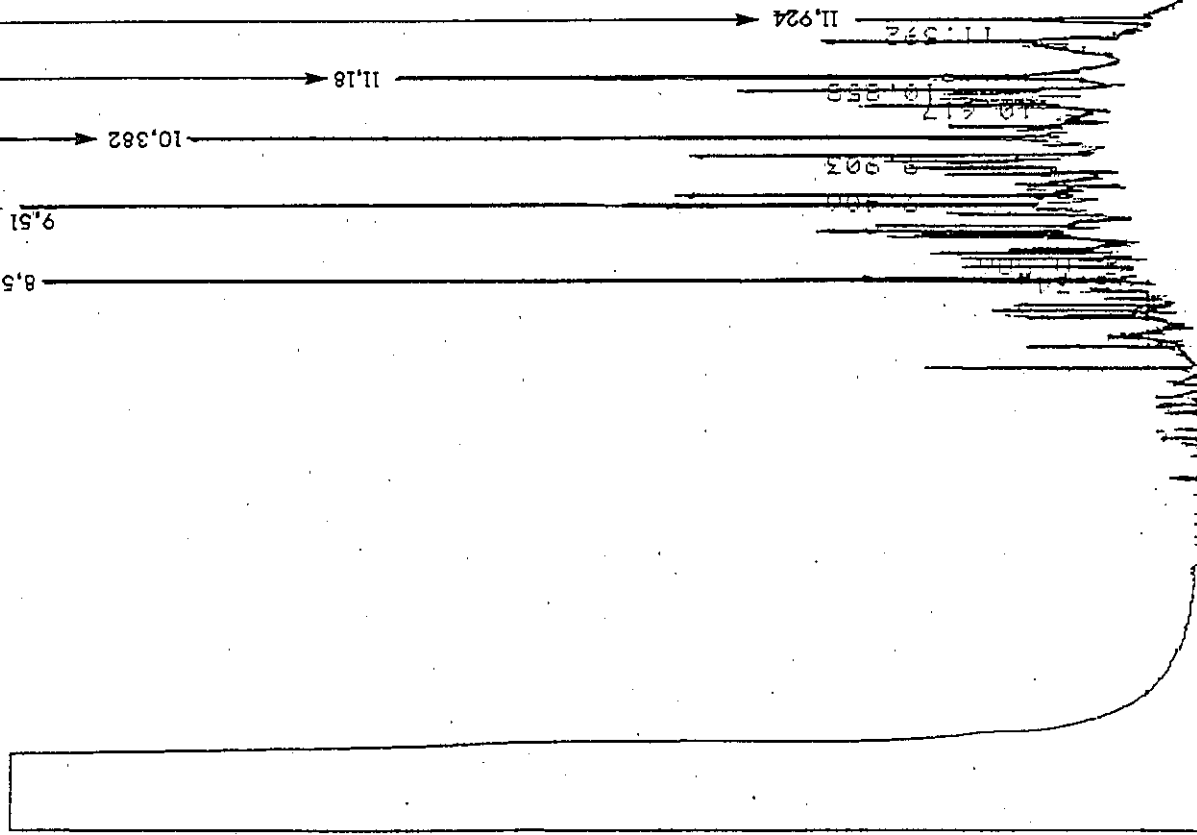
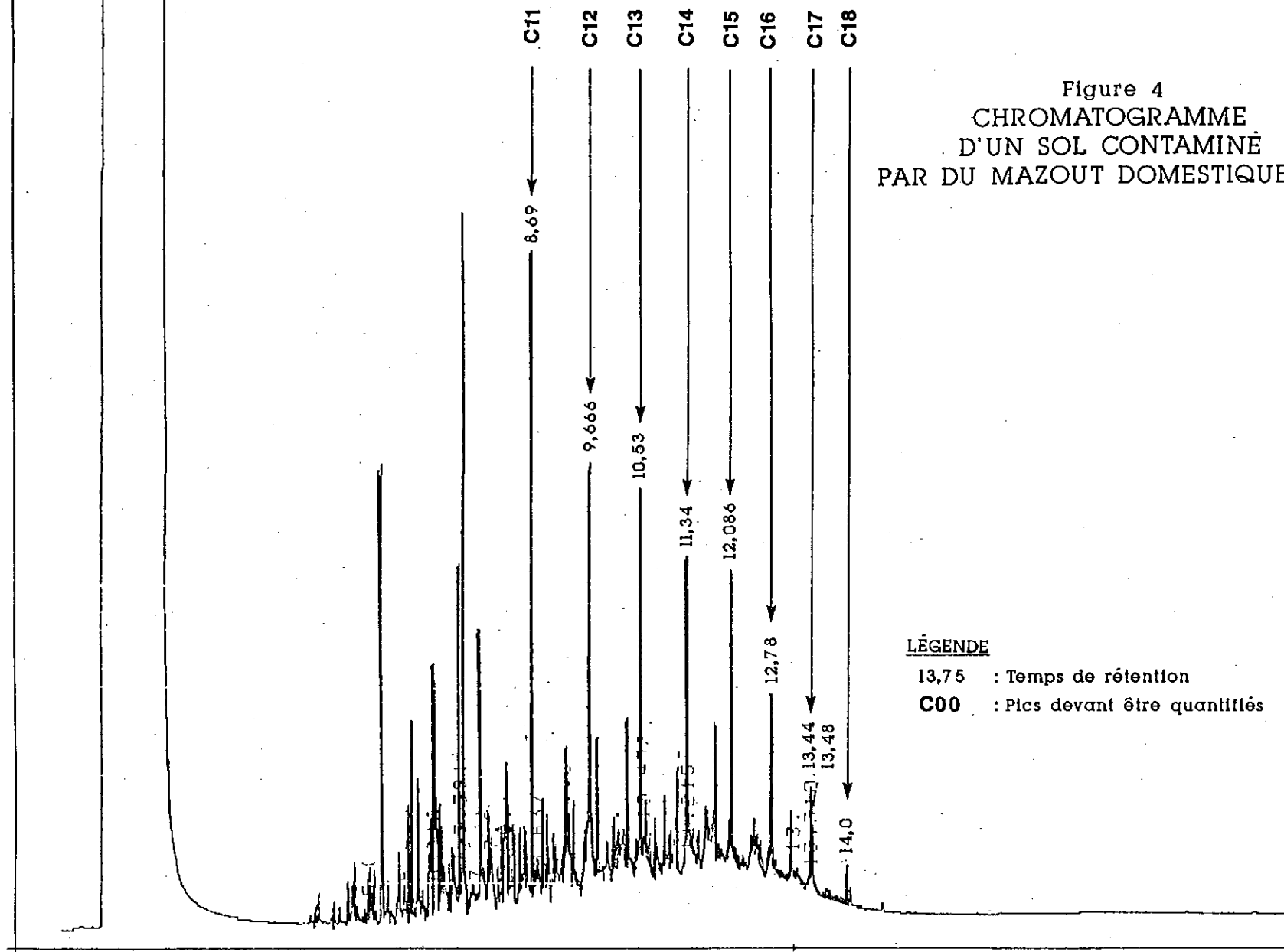


Figure 4
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ
PAR DU MAZOUT DOMESTIQUE #1



LÉGENDE

13,75 : Temps de rétention

C00 : Pics devant être quantifiés

Figure 5
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ
PAR DU
MAZOUT DOMESTIQUE #2

LÉGENDE

13,75 : Temps de rétention

C00 : pics devant être quantifiés

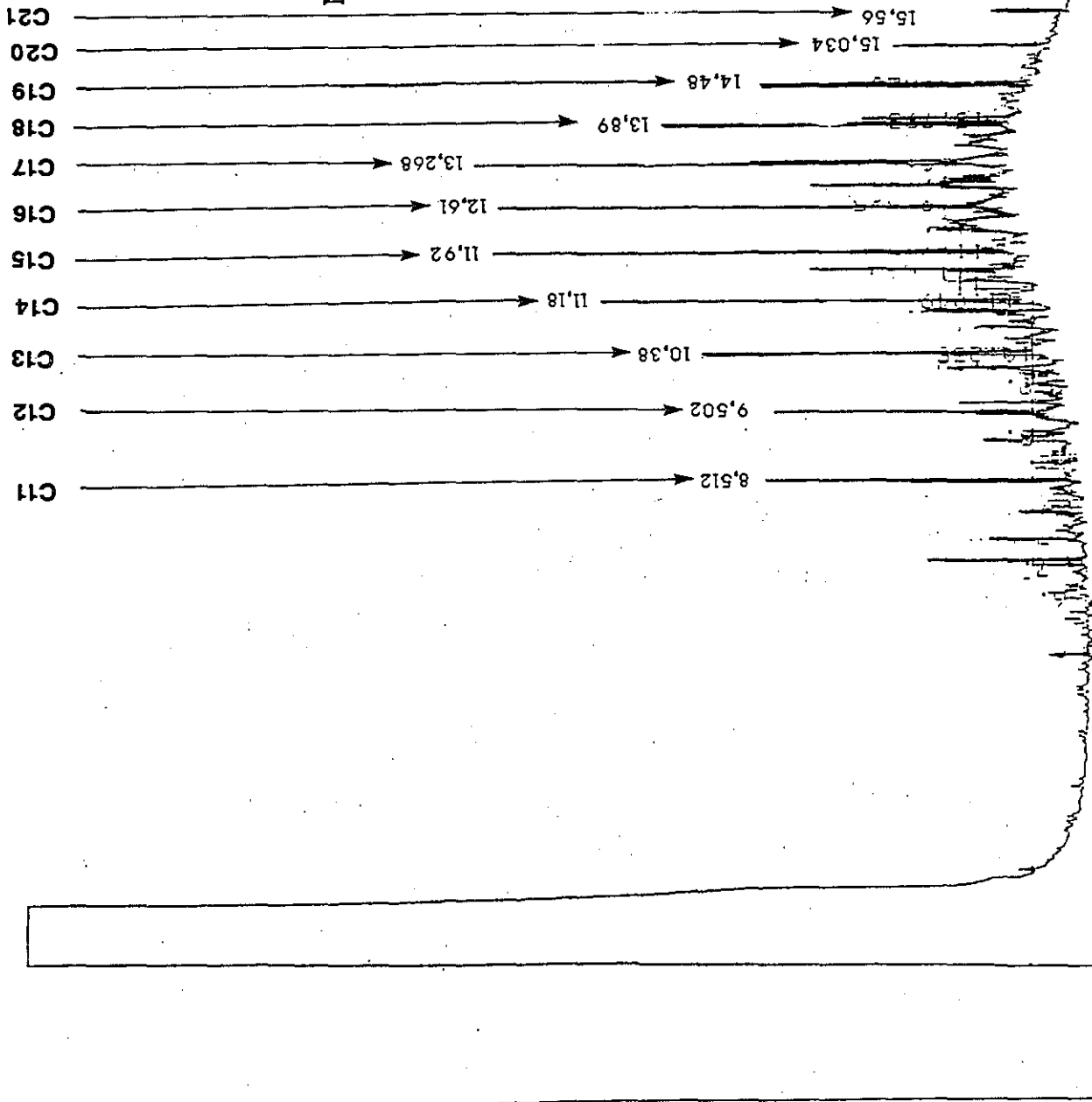
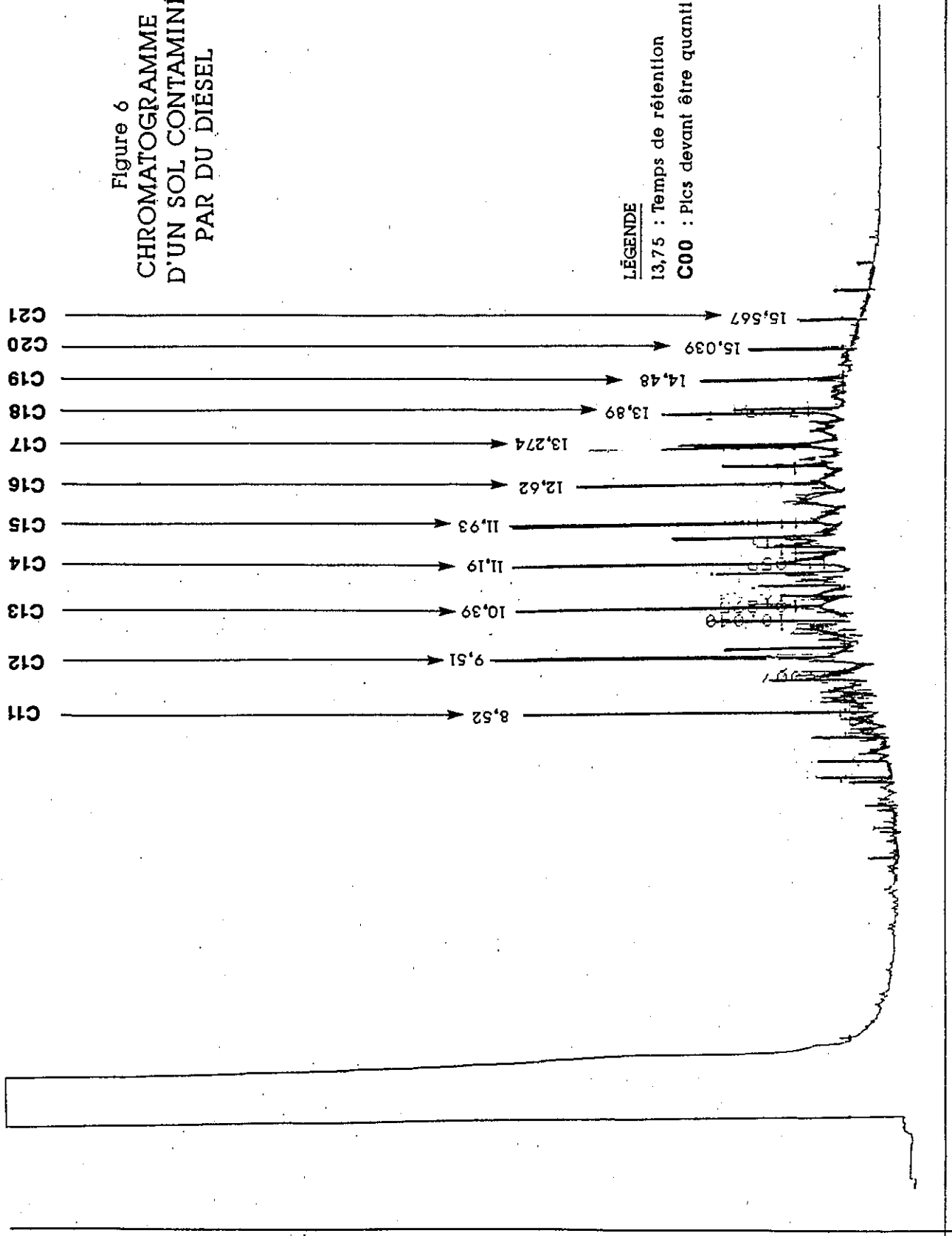


Figure 6
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ
PAR DU DIÉSEL

LÉGENDE

13,75 : Temps de rétention

C00 : Pics devant être quantifiés



5.1.2 Présence d'hydrocarbures partiellement dégradés

Le mélange d'hydrocarbures est considéré partiellement évaporé ou dégradé lorsque :

- 1) Les pics les plus «légers» (inférieurs à C_{14}) sont totalement ou partiellement absents.
- 2) La portion des pics les plus «lourds» (supérieurs ou égaux à C_{14}) est présente et analogue à cette portion du chromatogramme de la solution standard.

L'identification peut s'établir en considérant qu'il y a la présence possible d'une famille d'hydrocarbures (ex. mazout domestique # 2 ou diesel) dont la portion la plus légère est absente (figure 7). La quantification ne pourrait cependant pas être réalisée avec exactitude. Il faut garder à l'esprit qu'en général, la probabilité de trouver des solutions standards parfaitement représentatives de mélanges dégradés est relativement faible.

5.1.3 Présence d'hydrocarbures dégradés

Le mélange d'hydrocarbures est considéré dégradé lorsqu'un ou plusieurs des points suivants s'appliquent :

- 1) L'intensité des pics principaux des alcanes C_{11} à C_{21} est inférieure à 75 % de celle normalement rencontrée dans les solutions standards : il s'agit ici du rapport d'intensité des pics principaux sur les pics secondaires;
- 2) Les pics principaux de quantification C_{11} à C_{21} sont absents;
- 3) La présence majoritaire ou en totalité des pics secondaires des solutions standards visées.

Dans chacun de ces cas, un dosage quantitatif ne pourrait être réalisé par l'approche de pics sélectionnés. Les figures 8 et 9 présentent des profils chromatographiques de sols contaminés par des mélanges dégradés. Ils se caractérisent par la présence d'un agglomérat de pics formant une enveloppe difficilement quantifiable, par rapport aux pics mieux résolus propres à une solution standard.

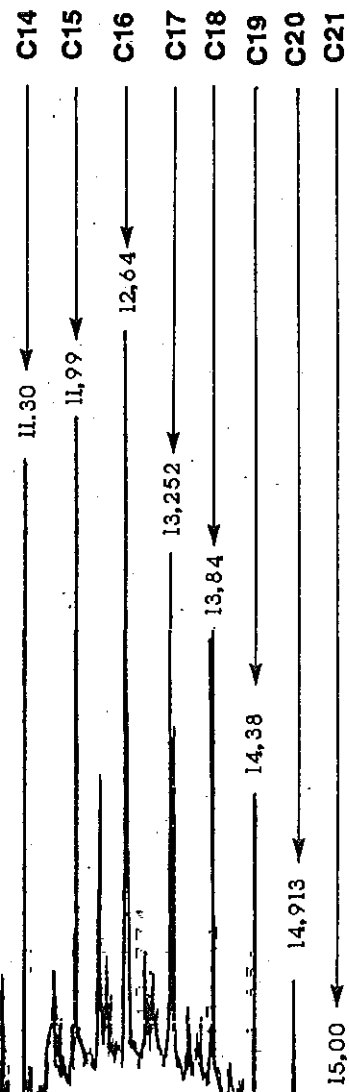
5.2 Quantification par intégration de l'enveloppe complète d'hydrocarbures

Une seconde approche envisagée implique de mesurer la concentration des hydrocarbures pétroliers sur la base de l'aire totale sous tous les pics résolus de même que l'agglomérat de pics («massif») révélés par le chromatogramme. Cette façon de faire est possible puisque les facteurs de réponse (masse injectée/aire sous le pic) d'un détecteur FID sont raisonnablement constants pour les hydrocarbures quand l'injecteur *on column* est utilisé. Ces facteurs de réponse sont pratiquement indépendants de la masse moléculaire ou de la structure des analytes²⁰.

²⁰

Bédard, P. (1993). Lettre à l'attention de Renée Gauthier, datée du 22 juillet 1993. Objet : Document «Caractérisation de sols contaminés par des produits pétroliers».

Figure 7
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ PAR
DU MAZOUT DOMESTIQUE #2
PARTIELLEMENT ÉVAPORÉ

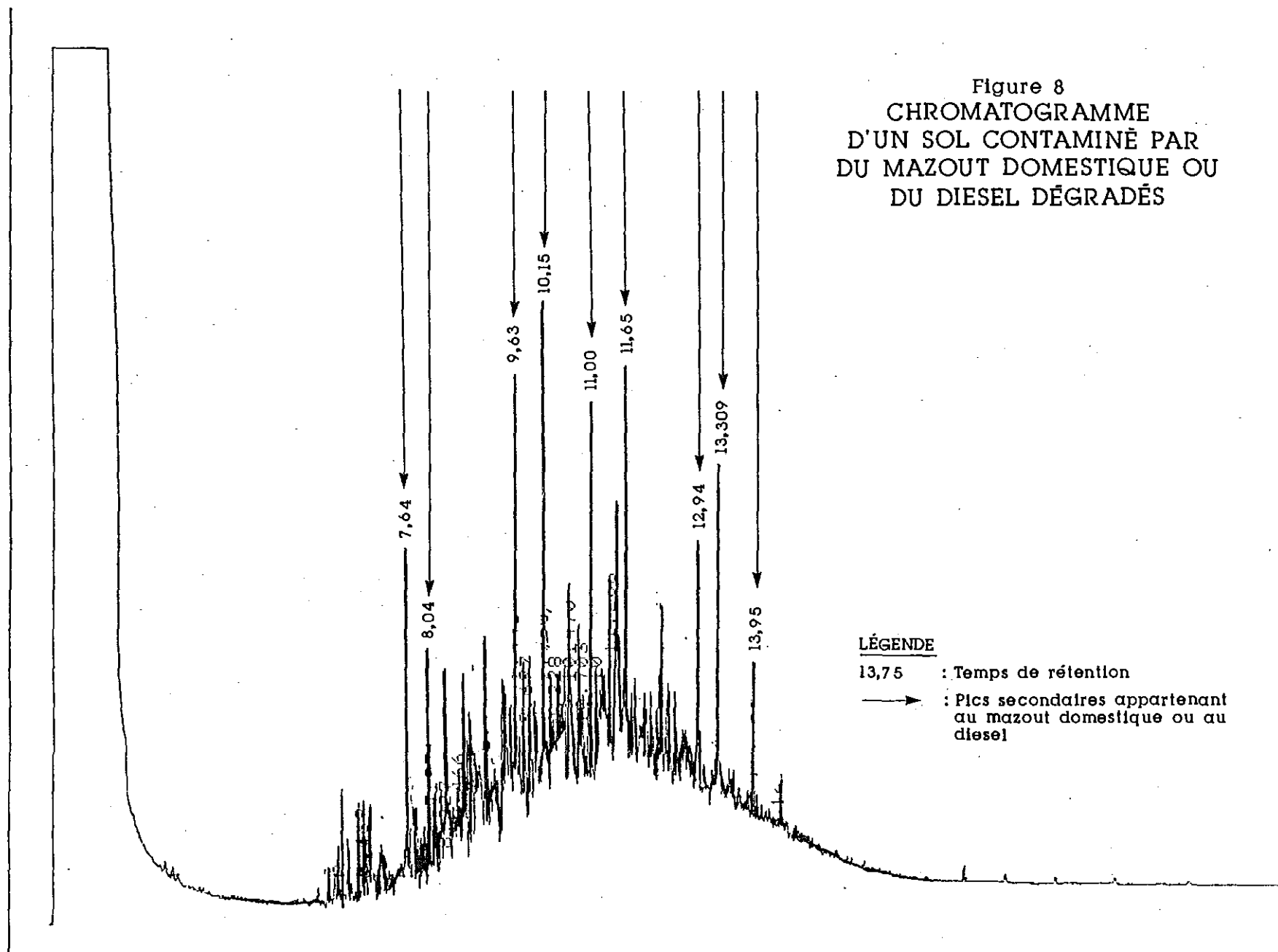


LÉGENDE

13,75 : Temps de rétention

C00 : Pics devant être quantifiés

Figure 8
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ PAR
DU MAZOUT DOMESTIQUE OU
DU DIESEL DÉGRADÉS



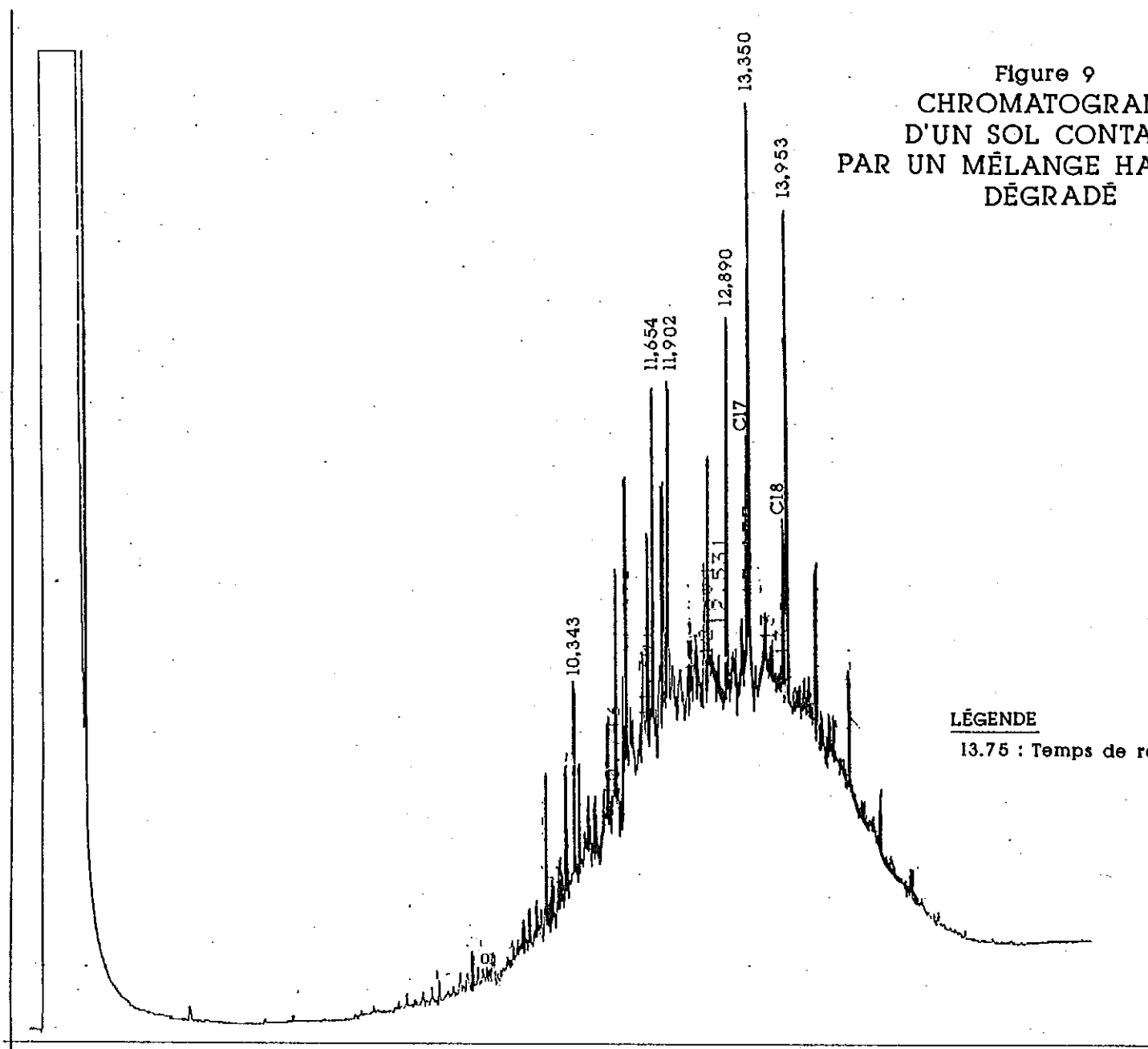
LÉGENDE

13,75 : Temps de rétention

→ : Pics secondaires appartenant
au mazout domestique ou au
diesel

NOTE : absence de pics principaux (C₁₁ à C₂₁)

Figure 9
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ
PAR UN MÉLANGE HAUTEMENT
DÉGRADÉ



LÉGENDE

13.75 : Temps de rétention

NOTE : présence de certains pics secondaires (échantillon dégradé)

Il s'agit d'intégrer l'aire totale entre deux points en abscisse du chromatogramme, sans tenir compte de la présence de pics résolus ou non résolus²⁰. Cette approche a pour avantage de ne pas être dépendante de la présence de pics spécifiques ou du degré de dégradation du mélange.

Des essais ont été réalisés, dans le cadre du présent exercice, afin de vérifier différents aspects inhérents à cette approche.

5.2.1 Impact de la sélection de la solution standard

La Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés a acheminé à la Direction des laboratoires du ministère 26 sols contaminés par du diesel et trois sols issus d'un terrain de raffinerie. Les sols contaminés par du diesel proviennent de deux lieux d'entreposage temporaire de sols dédiés à la biodégradation, l'un à Jonquière, l'autre à l'île-aux-Grues. Les 20 sols provenant de Jonquière sont sablonneux, alors que les six sols de l'île-aux-Grues sont des silts argileux. Pour chaque station, un nombre équivalent de sols bruts et de sols biotraités ont été prélevés et soumis pour analyses. L'objectif visé par l'analyse de sols biotraités est de bénéficier d'informations sur la performance des méthodes H et G minérales par IR et IPP par GC-FID pour doser des sols contenant des hydrocarbures dégradés.

Dans un premier temps, des solutions étalons de diesel, d'huile lubrifiante pour les moulins à coudre et d'huile à moteur 10W30 ont été chromatographiées. Les profils de chacun des chromatogrammes diffèrent principalement par l'existence d'un décalage dans le temps de rétention de l'enveloppe d'hydrocarbures (agglomérat de pics étroitement fusionnés) et des pics résolus, et de variations de la réponse du détecteur pour une même concentration¹⁹ (figures 10, 11 et 12).

Dans un second temps, les 26 sols contaminés par du diesel ont été analysés et les résultats rapportés sur la base de trois solutions standards différentes : le diesel, l'huile de moulin à coudre et l'huile à moteur 10W30. Pour des fins de comparaison, les mêmes sols ont été analysés pour vérifier leurs teneurs en huiles et graisses minérales et en HAP. Ces résultats seront discutés plus loin.

Le tableau 7 présente les résultats¹⁹ et les figures 13 et 14 montrent, à titre d'exemples, les profils chromatographiques obtenus pour deux échantillons, un sol «brut» et un sol ayant subi une dégradation forcée.

Les chromatogrammes obtenus pour les sols sablonneux ayant subi un biotraitement (représentatifs de sols dégradés) présentent un massif (ou une enveloppe d'hydrocarbures) localisé dans la région caractéristique du diesel/huile à chauffage, de même que quelques pics de faible intensité, ne correspondant ni aux pics primaires ni aux pics secondaires des solutions étalons de diesel ou d'huile à chauffage # 2. De plus, le temps de rétention du sommet du massif est décalé²¹.

²¹ Direction des laboratoires (8 juillet 1993). Rapport d'analyses. Numéros de laboratoire, 146 à 165 inclusivement.

Figure 10
CHROMATOGRAMME
D'UNE SOLUTION STANDARD DE DIESEL

Diesel : 0,841 mg/ml

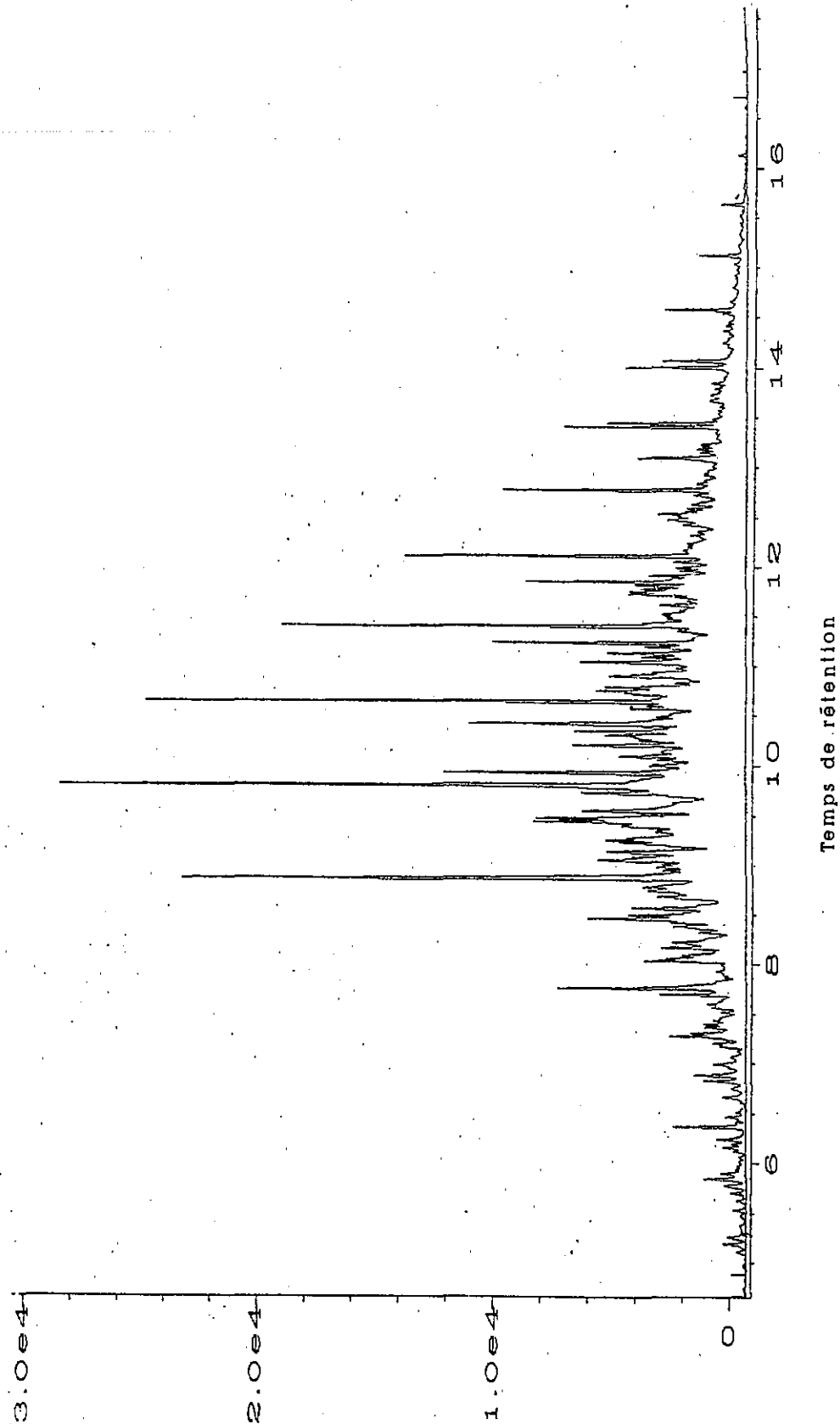


Figure 11
CHROMATOGRAMME
D'UNE SOLUTION STANDARD
D'HUILE À MOULIN À COUDRE

Diesel : 8,5 mg/ml

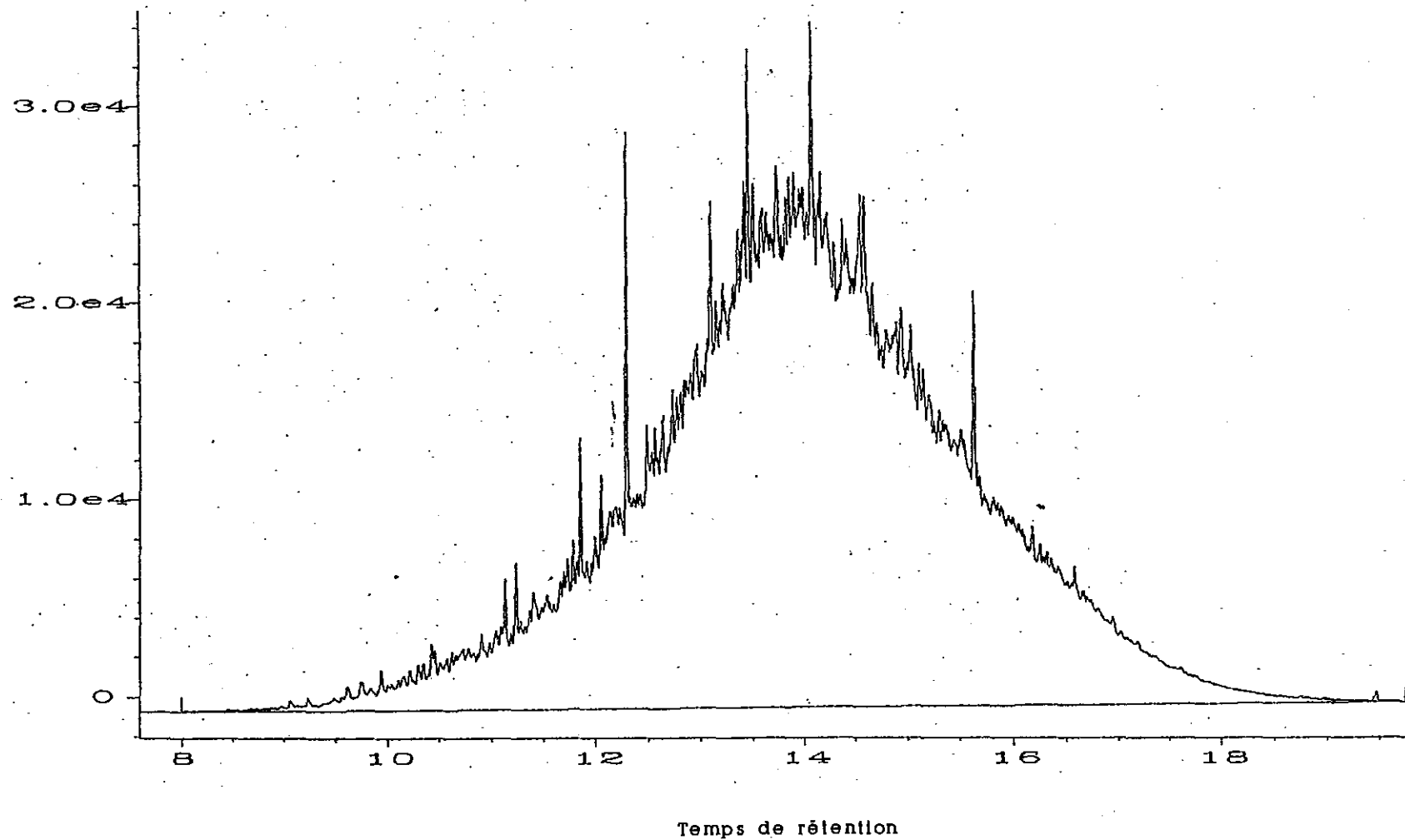


Figure 12
CHROMATOGRAMME
D'UNE SOLUTION STANDARD
D'HUILE À MOTEUR 10W30

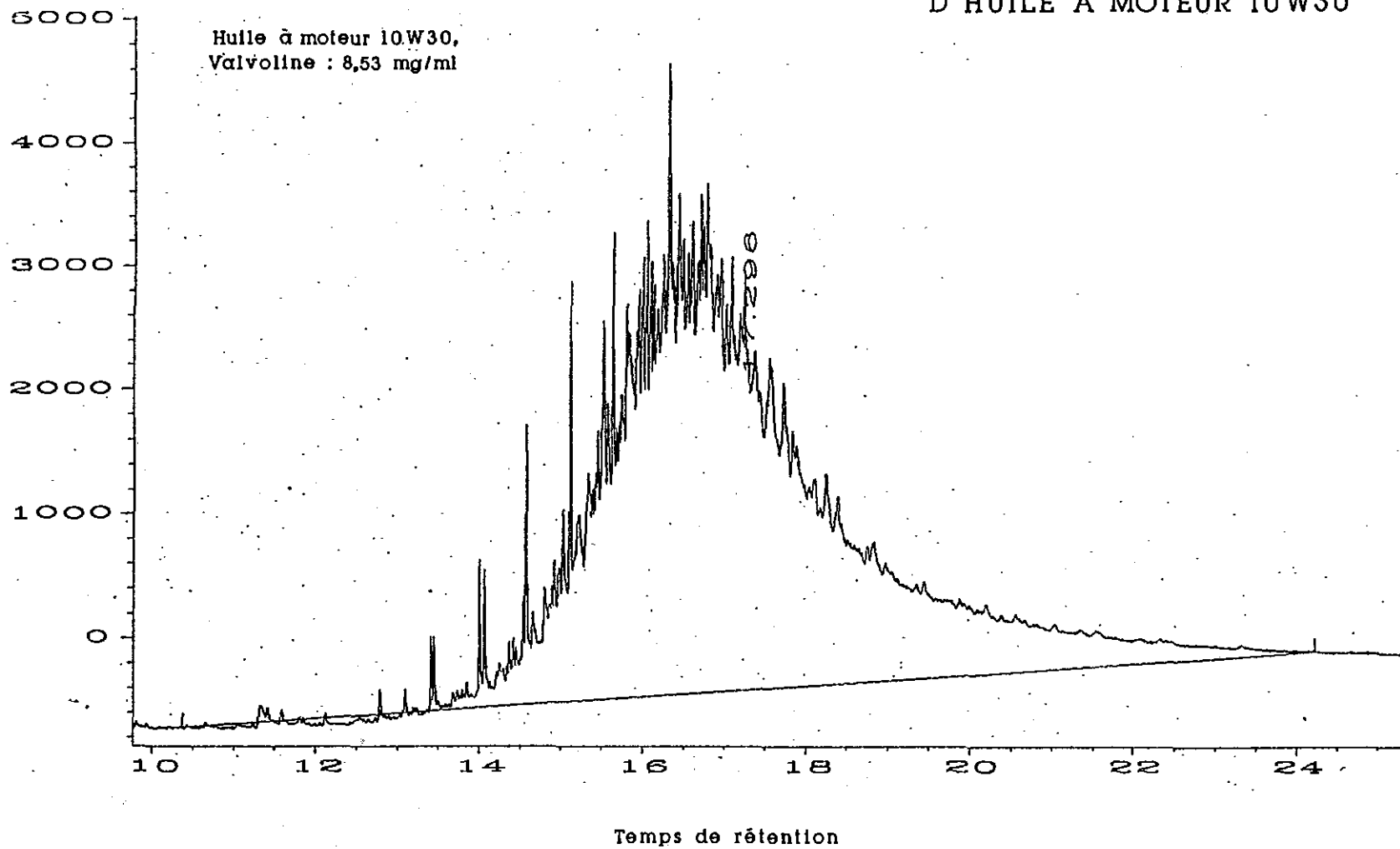


Tableau 7
TENEURS EN HUILES ET GRAISSES MINÉRALES, HAP ET PRODUITS PÉTROLIERS PAR GC-FID (IPP)
DANS DES SOLS CONTAMINÉS AU DIESEL (sols bruts et sols dégradés provenant de lieux d'entreposage temporaire pour des fins de traitement)
ET DANS DES SOLS ISSUS D'UN TERRAIN DE RAFFINERIE

IDENTIFICATION DE L'ÉCHANTILLON	NUMÉRO DE LABORATOIRE (MENVIQ A LAVAL)	TYPE DE SOL	TRAITEMENT RÉALISÉ SUR LE SOL	TENEUR EN HUILES ET GRAISSES MINÉRALES (ppm)		TENEUR EN PRODUITS PÉTROLIERS (IPP) PAR GC-FID (ppm)			TENEURS EN HAP TOFAUX (ppm)		% ÉCART ENTRE 1 ET 2 ^a	CONTRIBUTION DES HAP EN T ET EN 2 ^b (%)	
				BASE SÈCHE	BASE HUMIDE 1	TENEUR CALCULÉE EN DIESEL 2	TENEUR CALCULÉE EN HUILE À MOULIN À COUVERT	TENEUR CALCULÉE EN HUILE À MOULIN 10W30	BASE HUMIDE	BASE SÈCHE		1	2
12463	685	ARGILEUX	BIODÉGRADÉ	2300	2000	220	-	-	0,81; (2,4) ^a	0,95; (2,8) ^a	>100	-	-
12464	686	ARGILEUX	BIODÉGRADÉ	2200	1900	250	-	-	0,82; (10,7) ^a	0,83; (10,7) ^a	>100	0,04; (0,56) ^b	0,33; (4,3) ^b
12465	687	ARGILEUX	BIODÉGRADÉ	2400	2100	170	-	-	0,93; (3,1) ^a	1,0; (3,4) ^a	>100	-	-
12466	688	ARGILEUX	AUCUN	6400	5600	4340	11600	93000	1,3; (3,7) ^a	1,5; (4,3) ^a	23	-	-
12467	689	ARGILEUX	AUCUN	7200	6200	3230	8800	70000	2,71; (30,7) ^a	3,06; (34,7) ^a	92	0,04; (0,50) ^b	0,08; (0,95) ^b
12468	690	ARGILEUX	AUCUN	5800	5100	3720	10200	82000	1,5; (4,1) ^a	1,6; (4,5) ^a	37	-	-
B-1	146	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	12000	9600	4860	13600	109000	22,3	28,6	98	0,23	0,46
B-2	147	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	13000	11000	5890	-	-	15,9; (29,9) ^a	18,9; (35,5) ^a	87	0,14; (0,27) ^b	0,27; (0,51) ^b
B-3	148	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	12000	9800	5690	-	-	23,2; (26,2) ^a	29,6; (33,5) ^a	72	0,24; (0,27) ^b	0,40; (0,46) ^b
B-4	149	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	16000	12000	5310	-	-	17,0; (20,1) ^a	22,2; (26,2) ^a	>100	0,14; (0,17) ^b	0,32; (0,38) ^b
B-5	150	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	17000	13000	5650	-	-	18,2; (20,4) ^a	23,9; (26,9) ^a	>100	0,14; (0,16) ^b	0,32; (0,36) ^b
B-6	151	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	14000	12000	4910	-	-	21,9; (23,9) ^a	26,0; (28,4) ^a	>100	0,18; (0,20) ^b	0,45; (0,49) ^b
B-7	152	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	16000	13000	6510	-	-	17,7; (20,9) ^a	21,0; (24,8) ^a	>100	0,14; (0,16) ^b	0,27; (0,32) ^b
B-8	153	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	14000	11000	4250	-	-	46,6; (48,9) ^a	61,3; (64,3) ^a	>100	0,42; (0,44) ^b	1,1; (1,2) ^b
B-9	154	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	14000	11000	3750	-	-	16,4; (19,7) ^a	20,6; (24,8) ^a	>100	0,15; (0,18) ^b	0,44; (0,53) ^b
B-10	155	SABLONNEUX	BIODÉGRADÉ	15000	13000	5190	14300	115000	18,5; (22,6) ^a	21,6; (25,8) ^a	>100	0,14; (0,18) ^b	0,36; (0,44) ^b
N-1	156	SABLONNEUX	AUCUN	50000	43000	37590	103000	821000	52,1; (83,3) ^a	60,3; (96,9) ^a	14	0,12; (0,19) ^b	0,14; (0,22) ^b
N-2	157	SABLONNEUX	AUCUN	73000	65000	79470	-	-	100,2; (152,5) ^a	112,3; (170,9) ^a	18	0,15; (0,23) ^b	0,13; (0,19) ^b
N-3	158	SABLONNEUX	AUCUN	80000	66000	70680	-	-	150,1; (197,0) ^a	181,6; (238,0) ^a	6,6	0,22; (0,30) ^b	0,21; (0,28) ^b
N-4	159	SABLONNEUX	AUCUN	92000	75000	76070	209000	1700000	192,4; (238,5) ^a	236,5; (293,2) ^a	1,4	0,26; (0,32) ^b	0,25; (0,31) ^b
N-5	160	SABLONNEUX	AUCUN	71000	60000	57900	-	-	-	-	3,6	-	-
N-6	161	SABLONNEUX	AUCUN	86000	73000	61840	-	-	-	-	18	-	-
N-7	162	SABLONNEUX	AUCUN	77000	65000	48180	-	-	-	-	35	-	-
N-8	163	SABLONNEUX	AUCUN	71000	60000	50740	-	-	74,4; (134,3) ^a	110; (198,6) ^a	18	0,12; (0,22) ^b	0,15; (0,26) ^b
N-9	164	SABLONNEUX	AUCUN	82000	71000	66250	-	-	479	556	7,2	0,67	0,72
N-10	165	SABLONNEUX	AUCUN	67000	58000	56180	-	-	81,5; (152,4) ^a	94,6; (176,9) ^a	3,2	0,14; (2,6) ^b	0,15; (2,7) ^b
RAFFINERIE-1	875	SILT	AUCUN	5900	5200	**	-	-	3,27	3,51	-	0,06	-
RAFFINERIE-2	876	SILT	AUCUN	11000	10000	**	-	-	3,95	4,48	-	0,04	-
RAFFINERIE-3	877	SILT	AUCUN	6500	5700	**	-	-	2,13	2,27	-	0,04	-

* : % écart = ([IPP] - [huiles et graisses minérales]) X 1/ [IPP] X 100

** : Ces résultats feront l'objet d'une présentation et d'une discussion plus approfondie à la section 5.3;

789 : Dépassement du critère B de la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés*, (MENVIQ, 1988);

765 : Dépassement du critère C de la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés*, (MENVIQ, 1988);

1 : Teneurs en huiles et graisses minérales (exprimées sur base humide) (ppm);

2 : Teneurs en produits pétroliers (IPP) par GC-FID exprimées en diesel (sur base humide) (ppm);

()^a : Teneur en HAP lorsque les HAP alkylés détectés sont additionnés aux concentrations de HAP identifiés dans la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés*, (MENVIQ, 1988);

()^b : Écart calculé lorsque la sommation des HAP inclut les HAP alkylés;

☐ : Résultats obtenus à partir d'extraits purifiés avec " cuivre + silice + alumine " et non avec " DMF + cuivre + silice + alumine " comme le reste des échantillons;

- : non disponible

∞ : La quantification a été réalisée en intégrant l'aire sous les pics résolus et sous l'agglomérat de pics étroitement fusionnés 19, 21.

Figure 13
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ PAR DU DIESEL
SOL N-1 (sol non traité)

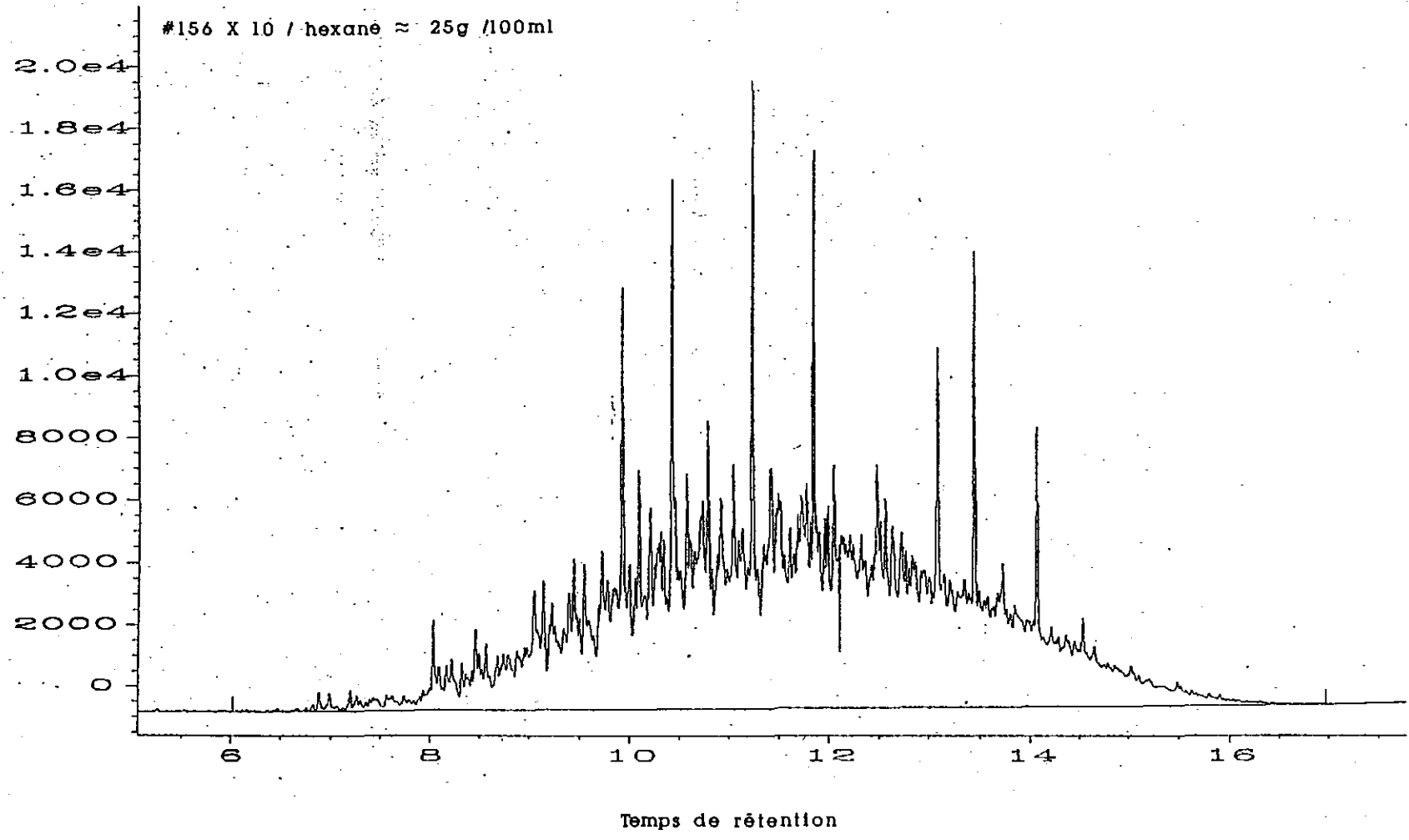
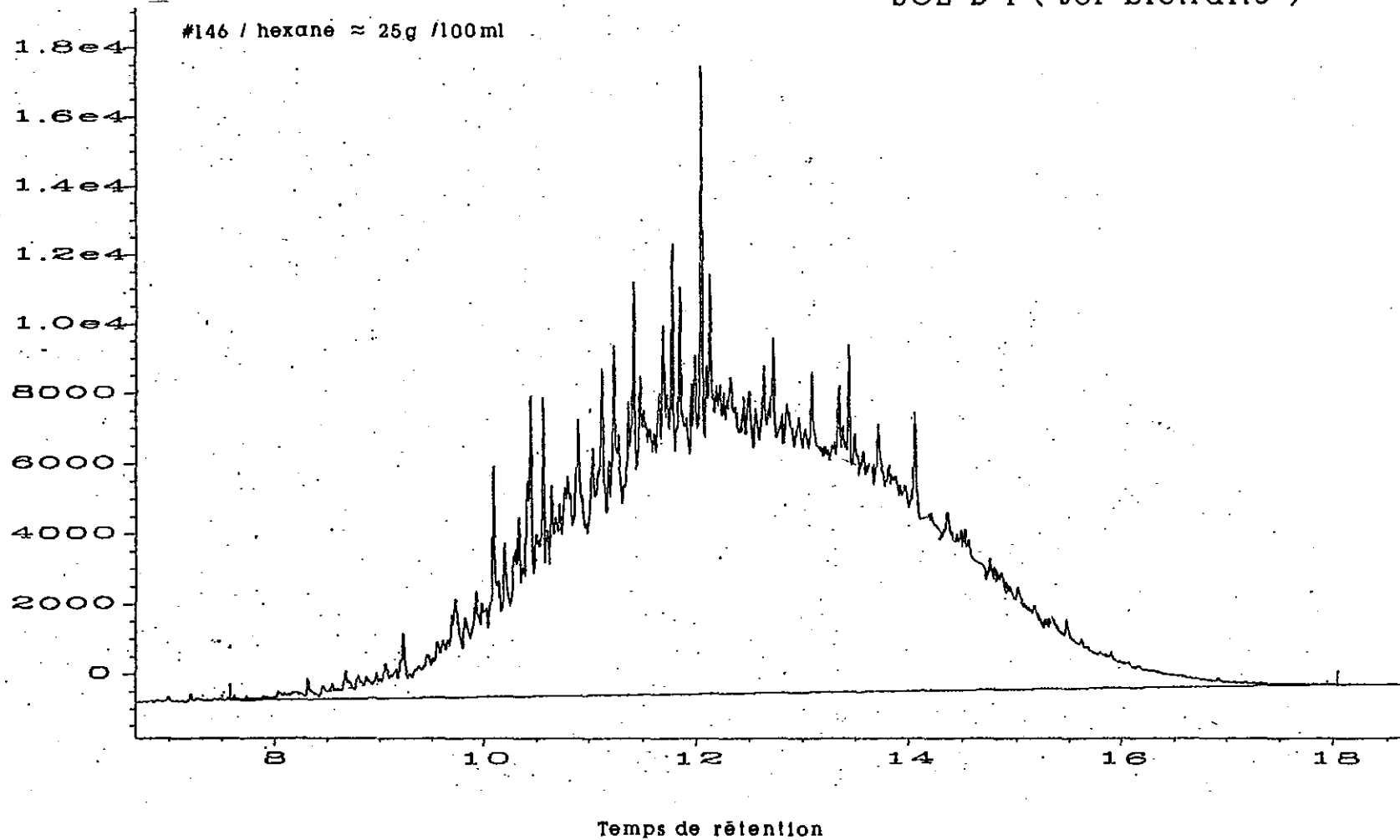


Figure 14
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ PAR DU DIESEL
SOL B-1 (sol biotraité)



Pour leur part, les sols sablonneux non traités (ou «bruts») sont caractérisés par des profils présentant un massif dans la région diesel/huile à chauffage et quelques pics correspondant aux pics secondaires des solutions étalons²¹.

Ainsi, qu'il s'agisse de sols dégradés ou de sols «bruts», les profils chromatographiques ressemblent tout au plus à celui de la solution étalon diesel pour l'enveloppe d'hydrocarbures (limites d'intégration : 8 à 16 minutes^{19, 21}) sans présenter systématiquement les mêmes pics résolus.

Les résultats quantitatifs présentés au tableau 7 permettent de constater à quel point la sélection de la solution standard (ou étalon) est déterminante. À titre d'exemple, les résultats associés à la caractérisation de l'échantillon B1 (sol sablonneux dégradé) vont de 5 100 à 109 000 ppm (sur base humide) en fonction de la solution standard à partir de laquelle l'échantillon est rapporté.

Évidemment, le résultat exprimé en diesel est le plus pertinent, considérant le fait que les sols sont effectivement contaminés par ce mélange.

Certains laboratoires préconisent l'utilisation d'une solution standard constituée de nombreux hydrocarbures paraffiniques linéaires compris, par exemple, entre C_6 et C_{36}^{18} ou entre C_{12} et C_{26}^{20} . La concentration de chaque composante de cette solution standard doit être égale. Cette approche permet de quantifier des mélanges inconnus comme des échantillons dégradés, sans toutefois déterminer la nature du mélange (diesel, huile à moteur...). Elle risque d'entraîner cependant un biais dans le résultat car cette solution standard diffère du mélange rencontré.

5.2.2 Pertinence d'intégrer aussi l'enveloppe d'hydrocarbures ou seulement les pics résolus

La présence d'un agglomérat de pics étroitement fusionnés à titre de profil chromatographique est généralement plus hasardeux à intégrer qu'un profil présentant des pics bien résolus. L'évaluation quantitative à partir de l'intégration de toute l'enveloppe d'hydrocarbures, pour être permise, implique que cette enveloppe est effectivement représentative de la présence d'hydrocarbures.

Afin de vérifier cet aspect, les sols B1 (sol sablonneux, biodégradé) et N-1 (sol sablonneux, non traité) ont été analysés par spectrométrie de masse (GC-MS). Cet exercice a permis d'identifier les ions fragmentaires caractéristiques aux alcanes (43, 57, 71, 85, 99 et 113 u.m.a.), aux alcènes (41, 55, 69, 83, 97 et 111 u.m.a.) et aux alcynes (53, 67, 81, 95 et 109 u.m.a.) (annexe C). Le profil de ces fragments est similaire à celui de l'enveloppe de pics étroitement fusionnés obtenue par les chromatogrammes ioniques totaux correspondants²². Aussi, le massif ou l'enveloppe de pics étroitement fusionnés est bien représentatif de la présence d'hydrocarbures et, en ce sens, il doit être considéré dans le calcul de l'aire sous les pics, de concert avec les pics résolus présents.

²²

Messier, F. (1993). Direction des laboratoires, MENVIQ. Note à l'attention de Renée Gauthier, datée du 3 août 1993. Objet : Compilation des résultats présentés par F. Messier lors de la réunion du 29 juillet 1993. (30 pages)

Dans cette optique, les résultats colligés au tableau 7 ont été obtenus par l'intégration des pics résolus et du massif.

Le tableau 8 présente les concentrations, calculées sous forme de diesel, de quatre échantillons de sols contaminés où l'intégration (calcul de l'aire sous les pics) a été effectuée en prenant en considération seulement les pics résolus sélectionnés d'une part, et les pics résolus plus le massif d'autre part.

Tableau 8
TENEUR EN PRODUITS PÉTROLIERS SELON
DEUX MÉTHODES D'INTÉGRATION (MÉTHODE IPP)^{23,19}

Identification de l'échantillon	Teneurs en produits pétroliers exprimés en diesel (mg/kg)		% d'écart entre (PS) et (P + M)
	Intégration des pics résolus sélectionnés seulement (PS)	Intégration des pics résolus <u>et</u> du massif (P + M)	
B-1 (biodégradé)	1 160	4 860	76
N-1 («brut»)	18 100	37 590	52
12 463 (biodégradé)	120	220	45
12 466 («brut»)	2 580	4 340	41

$$\% \text{ écart} = \frac{(P + M) - (PS)}{(P + M)} \times 100$$

L'exclusion du massif ou de l'enveloppe de pics étroitement fusionnés du calcul de l'aire sous le profil chromatographique entraîne une sous-évaluation de la teneur en produits pétroliers.

5.2.3 Comparaison des résultats issus de la méthode chromatographique IPP par GC-FID et des huiles et graisses minérales par IR

Le tableau 7 montre que des écarts allant de 1,4 à > 100 % sont observés entre les résultats d'huiles et graisses minérales par IR (en utilisant la solution standard habituelle²⁴) et les produits pétroliers par IPP exprimés en diesel, pour les 26 sols contaminés au diesel. Ce fait n'est pas vraiment surprenant, considérant qu'il s'agit de deux approches différentes. Cependant, connaissant

²³ Boisvert, L. (1993). Note à l'attention de Renée Gauthier, datée du 25 août 1993. Objet : Caractérisation de sols contaminés par des produits pétroliers (6 pages)

²⁴ Isooctane/hexadécane/benzène

l'impact de la nature de la solution standard sur le résultat d'huiles et graisses minérales en IR, il s'est avéré nécessaire de réaliser des investigations plus approfondies avant d'affirmer l'absence d'une corrélation avec les résultats issus de la méthode IPP par GC-FID.

Aussi, considérant que la nature de la solution standard servant à étalonner le spectrophotomètre infrarouge (IR) influence le résultat de la teneur en huiles et graisses minérales, l'exercice de sélectionner une solution standard plus adéquate a été entamé. Dans cette perspective, six solutions standards ont été évaluées : une huile de paraffines lourdes, un diesel d'été, une huile à moteur 10W30, un mélange isooctane/huile de paraffines lourdes 1:1, le *gas oil*²⁵ et le mélange habituel isooctane/hexadécane/benzène. La figure 15 montre l'absorbance en IR de chaque solution standard en fonction de la concentration en huiles et graisses minérales.

Il est à noter que pour le mélange 1:1, le maximum du pic principal est décalé ($2\ 965\ \text{cm}^{-1}$) comparativement aux autres solutions standards ($2\ 920 - 2\ 930\ \text{cm}^{-1}$)²³. Ce fait s'explique par la présence d'une proportion importante d'hydrocarbures aliphatiques ramifiés (isooctane). Le mélange 1:1 a un comportement analogue à celui de la solution standard habituellement utilisée pour le dosage (isooctane/hexadécane/benzène). L'absorbance la plus élevée est observée pour le diesel, suivi de l'huile de paraffines lourdes, de l'huile à moteur 10W30, du mélange "gas oil", du mélange isooctane/hexadécane/benzène et du mélange isooctane/huile de paraffines 1:1²³.

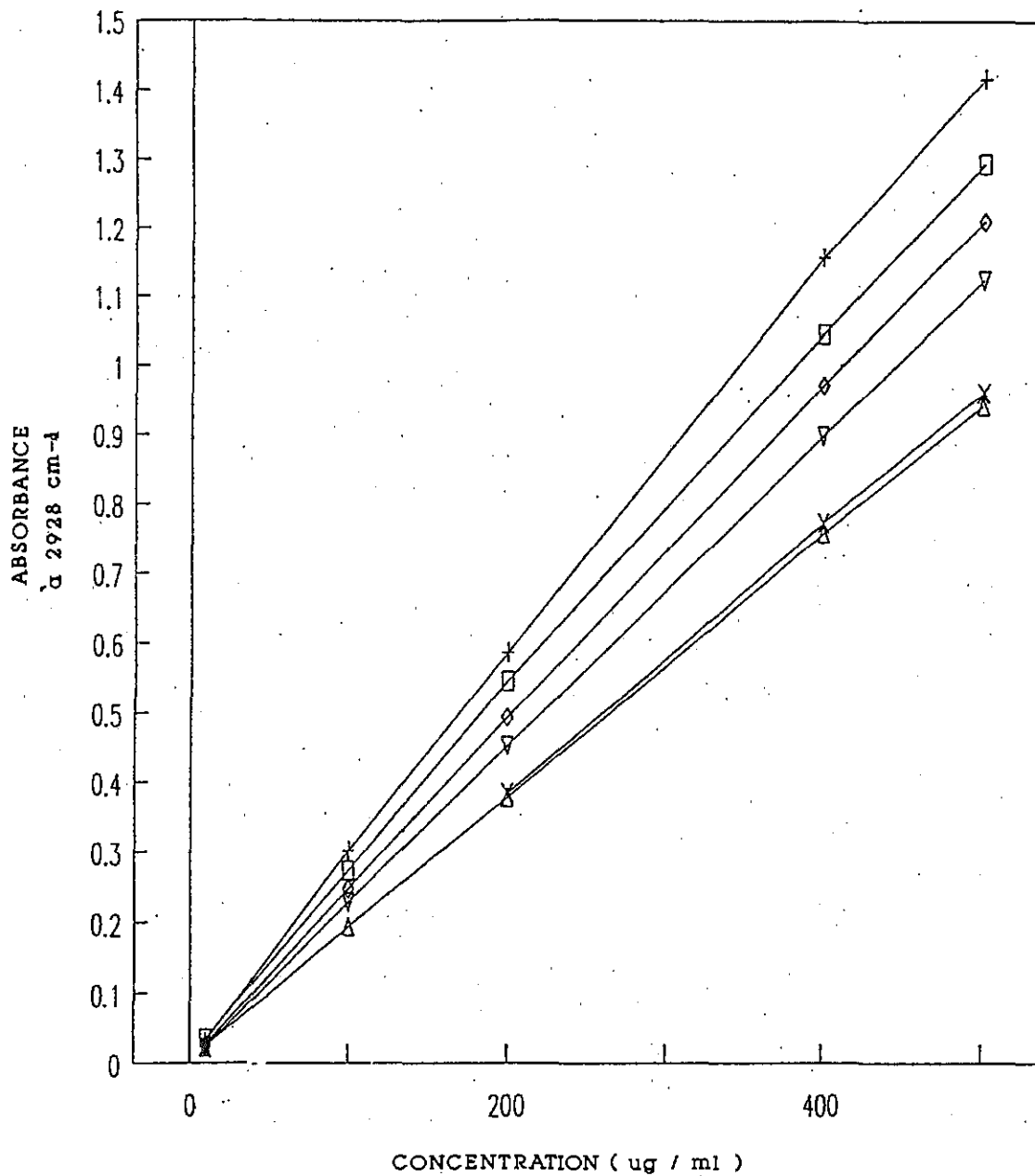
Les sols «bruts» et dégradés, contaminés par du diesel, ont été quantifiés avec chacune des solutions standards étudiées. Le tableau 9 présente les résultats obtenus. Le tableau 10 collige les écarts observés entre les résultats issus du dosage IR et ceux obtenus à la suite de la quantification en chromatographie à partir de la solution standard diesel.

Bien que les diverses solutions standards (en IR) mènent à des concentrations différentes pour un même échantillon, et ce en raison de l'absorbance de chaque solution, il demeure que les résultats sont du même ordre de grandeur (tableau 9). Les résultats obtenus par IR s'avèrent toutefois systématiquement plus élevés que ceux issus de la quantification par chromatographie (IPP), tels qu'ils sont présentés au tableau 10. Selon les conditions chromatographiques utilisées¹⁹ et les limites d'intégration identifiées (en considérant l'intégration des pics résolus et du massif de pics étroitement fusionnés), la moyenne arithmétique des résultats des échantillons B (1 à 10) est de 5,2 g/kg et de 61 g/kg pour les échantillons N (1 à 10), alors que selon le dosage par IR, la moyenne des résultats des échantillons B (1 à 10) et N (1 à 10) va respectivement de 8 à 12 g/kg et de 48 à 66 g/kg selon la solution standard. Les solutions standards qui génèrent en IR les résultats les plus proches des résultats de la méthode IPP sont le diesel et l'huile de paraffines lourdes : 14 résultats sur 26 présentent des écarts inférieurs à 30 % entre les données issues de l'IR et du GC-FID (IPP).

25

"Gas oil" : le mélange utilisé contenait principalement des hydrocarbures de C_{16} à C_{22} ($T_{\text{éb.}}$: 250 à 500°C)

Figure 15
 ABSORBANCE
 DES DIFFÉRENTES SOLUTIONS STANDARDS ÉTUDIÉES,
 EN FONCTION DE LA CONCENTRATION
 EN HUILES ET GRAISSES MINÉRALES²³



□ : huile paraffines lourdes

◇ : huile moteur 10W30

× : STD habituel

+ : diesel

△ : mélange 1:1

▽ : "gas oil"

Tableau 9

**CONCENTRATION EN HUILES ET GRAISSES MINÉRALES ET TOTALES
DE 26 ÉCHANTILLONS DE SOLS CONTAMINÉS PAR DU DIESEL SELON LES DIVERSES SOLUTIONS STANDARDS ÉTUDIÉES (g/kg)²³**

	Paraffines lourdes	Paraffines lourdes	Diesel d'été	Huile à Moteur 10W30	Mélange 1:1	Standard habituel	Gas oil
	1)	1)	2)	3)	4)	5)	6)
m	0,002564	0,002588	0,002831	0,002411	0,001877	0,001921	0,002240
b	0,017615	0,006574	0,012883	0,005961	0,004642	0,001650	0,002713
Coefficient de corrélation	0,999672	0,999904	0,999635	0,999937	0,999987	0,999988	0,999975
B-1 TOT	6,32	7,11	6,06	7,69	10,02	10,00	8,56
B-2 TOT	7,15	7,93	6,81	8,56	11,13	11,14	9,50
B-3 TOT	7,45	7,81	6,91	8,40	10,87	10,49	9,19
B-4 TOT	9,07	9,41	8,38	10,12	13,08	12,57	11,04
B-5 TOT	9,92	10,26	9,15	11,03	14,25	13,70	12,02
B-6 TOT	9,04	9,37	8,35	10,08	13,03	12,55	11,00
B-7 TOT	9,63	9,96	8,89	10,72	13,84	13,28	11,68
B-8 TOT	8,50	8,85	7,87	9,52	12,31	11,87	10,40
B-9 TOT	8,13	8,48	7,53	9,13	11,80	11,35	9,97
B-10 TOT	10,19	10,53	9,40	11,32	14,62	14,05	12,33
N-1 TOT	32,50	33,05	29,76	35,51	45,77	43,64	38,52
N-2 TOT	49,96	50,35	45,57	54,08	69,62	66,39	58,50
N-3 TOT	50,08	50,48	45,69	54,22	69,81	65,61	58,66
N-4 TOT	57,37	57,69	52,29	61,96	79,76	76,34	66,99
N-5 TOT	46,12	46,56	42,11	50,02	64,41	61,78	54,13
N-6 TOT	55,93	56,27	50,98	60,44	77,79	74,45	65,35

	Paraffines lourdes	Paraffines lourdes	Diesel d'été	Huile à Moteur 10W30	Mélange 1:1	Standard habituel	Gas oil
	1)	1)	2)	3)	4)	5)	6)
N-7 TOT	48,89	49,28	44,60	52,94	68,16	65,27	57,27
N-8 TOT	44,23	44,68	40,39	48,00	61,82	59,26	51,96
N-9 TOT	54,26	54,60	49,47	58,65	75,49	72,32	63,41
N-10 TOT	44,14	44,59	40,31	47,91	61,69	59,15	51,86
12 463 TOT	1,65	1,72	1,52	1,85	2,39	2,33	2,02
12 464 TOT	1,80	1,87	1,66	2,01	2,59	2,53	2,19
12 465 TOT	1,72	1,79	1,59	1,92	2,48	2,43	2,10
12 466 TOT	4,37	4,42	3,99	4,74	6,11	5,89	5,14
12 467 TOT	4,87	4,91	4,45	5,28	6,79	6,54	5,71
12 468 TOT	3,88	3,93	3,55	4,22	5,44	5,22	4,57
B-1 MIN	5,93	6,73	5,71	7,27	9,49	9,58	8,12
B-2 MIN	6,77	7,55	6,46	8,15	10,61	10,60	9,06
B-3 MIN	6,91	7,27	6,43	7,83	10,13	9,80	8,57
B-4 MIN	8,49	8,84	7,86	9,51	12,29	11,90	10,38
B-5 MIN	9,26	9,60	8,55	10,33	13,34	12,80	11,26
B-6 MIN	8,39	8,73	7,76	9,39	12,14	11,70	10,25
B-7 MIN	9,13	9,47	8,43	10,18	13,16	12,70	11,11
B-8 MIN	8,08	8,43	7,48	9,07	11,72	11,30	9,91
B-9 MIN	7,81	8,17	7,24	8,79	11,37	11,00	9,61
B-10 MIN	9,61	9,95	8,87	10,70	13,82	13,29	11,66
N-1 MIN	32,12	32,67	29,42	35,11	45,25	43,20	38,08
N-2 MIN	48,89	49,28	44,60	52,94	68,16	65,20	57,27
N-3 MIN	50,00	50,40	45,62	54,14	69,70	65,50	58,57

	Paraffines lourdes	Paraffines lourdes	Diesel d'été	Huile à Moteur 10W30	Mélange 1:1	Standard habituel	Gas oil
	1)	1)	2)	3)	4)	5)	6)
N-4 MIN	56,13	56,47	51,17	60,65	78,07	74,70	65,58
N-5 MIN	44,87	45,32	40,98	48,69	62,70	60,10	52,70
N-6 MIN	54,84	55,19	50,00	59,28	76,31	73,00	64,10
N-7 MIN	48,51	48,91	44,26	52,53	67,64	64,80	56,83
N-8 MIN	44,46	44,91	40,60	48,25	62,13	60,20	52,23
N-9 MIN	53,04	53,39	48,36	57,39	73,83	70,70	62,02
N-10 MIN	43,52	43,98	39,75	47,25	60,84	58,30	51,15
12 463 MIN	1,43	1,50	1,33	1,61	2,09	2,04	1,77
12 464 MIN	1,34	1,42	1,25	1,53	1,98	1,94	1,67
12 465 MIN	1,44	1,52	1,34	1,63	2,11	2,07	1,78
12 466 MIN	4,12	4,16	3,76	4,47	5,76	5,56	4,85
12 467 MIN	4,59	4,64	4,19	4,98	6,41	6,18	5,39
12 468 MIN	3,77	3,82	3,45	4,11	5,29	5,08	4,45

Résultats exprimés sur base humide

TOT : teneur en huiles et graisses totales

MIN : teneur en huiles et graisses minérales

m : pente (calculée à partir de cinq points à l'exception de la courbe du standard habituel pour laquelle quatre points ont été utilisés)

b : ordonnée à l'origine (calculée à partir de cinq points à l'exception de la courbe du standard habituel pour laquelle quatre points ont été utilisés)

1 : Fisher Scientific. Résultats de 2 séries d'essais

2 : Petro-Canada

3 : Valvoline

4 : isooctane/huile de paraffines lourdes, 1:1 (poids/poids). Maximum du pic principal à 2965 cm^{-1} plutôt qu'à 2930 cm^{-1}

5 : isooctane/hexadécane/benzène

6 : le mélange utilisé contenait principalement des hydrocarbures de C_{16} à C_{22} ($T_{\text{éb.}}$: 250 à 500°C)

Tableau 10
**ÉCARTS OBSERVÉS ENTRE LES RÉSULTATS
ISSUS DES DOSAGES PAR INFRA-ROUGE (huiles et graisses minérales)
ET PAR GC-FID (IPP)**

NUMÉRO DE L'ÉCHANTILLON	GC-FID TENEURS EN PRODUITS PÉTROLIERS EXPRIMÉS EN DIESEL (en ppm)	TENEURS EN HUILES ET GRAISSES MINÉRALES ET POURCENTAGES D'ÉCART ENTRE LES RÉSULTATS PAR GC-FID (RAPPORTÉS EN DIESEL) ET LES RÉSULTATS PAR IR					
		PARAFFINES LOURDES (1)	DIESEL DÉTÉ	HUILE À MOTEUR 10W40	MÉLANGE 1:1	STANDARD HABITUEL	STANDARD DE PÉTRO-CANADA
12463	220	1430 ; 1500	1330	1610	2090	2040	1770
		> 100 ; > 100	> 100	> 100	> 100	> 100	> 100
12464	250	1340 ; 1420	1250	1530	1980	1940	1670
		> 100 ; > 100	> 100	> 100	> 100	> 100	> 100
12465	170	1440 ; 1520	1340	1630	2110	2070	1780
		> 100 ; > 100	> 100	> 100	> 100	> 100	> 100
12466	4340	4120 ; 4160	3760	4470	5760	5560	4850
		5.1 ; 4.1	13	3.0	33	28	12
12467	3230	4590 ; 4640	4190	4980	6410	6180	5390
		42 ; 44	30	54	98	91	67
12468	3720	3770 ; 3820	3450	4110	5290	5080	4450
		1.3 ; 2.7	7.3	10	42	37	20
B-1	4860	5930 ; 6730	5710	7270	9490	9580	8120
		22 ; 38	17	50	95	97	67
B-2	5890	6770 ; 7550	6460	8150	10610	10600	9060
		15 ; 28	9.7	38	80	80	54
B-3	5690	6910 ; 7270	6430	7830	10130	9800	8570
		21 ; 28	13	38	78	72	51
B-4	5310	8490 ; 8840	7860	9510	12290	11900	10380
		60 ; 66	48	79	> 100	> 100	95
B-5	5650	9260 ; 9600	8550	10330	13340	12800	11260
		64 ; 70	51	83	> 100	> 100	99
B-6	4910	8390 ; 8730	7760	9390	12140	11700	10250
		71 ; 78	58	91	> 100	> 100	> 100
B-7	6510	9130 ; 9470	8430	10180	13160	12700	11110
		40 ; 45	29	56	> 100	95	83
B-8	4250	8080 ; 8430	7480	9070	11720	11300	9910
		90 ; 98	76	> 100	> 100	> 100	> 100
B-9	3750	7810 ; 8170	7240	8790	11370	11000	9610
		> 100 ; > 100	93	> 100	> 100	> 100	> 100
B-10	5190	9610 ; 9950	8870	10700	13820	13300	11660
		85 ; 92	71	> 100	> 100	> 100	> 100
N-1	37590	32120 ; 32670	29420	35110	45250	43200	38080
		15 ; 15	22	6.6	20	15	1.3
N-2	79470	48890 ; 49280	44600	52940	68160	65200	57270
		38 ; 38	44	33	14	18	28
N-3	70680	50000 ; 50400	45620	54140	69700	65500	58570
		29 ; 29	35	23	1.4	7.3	17
N-4	76070	56130 ; 56470	51170	60650	78070	74700	65580
		26 ; 26	33	20	2.6	1.8	14
N-5	57900	44870 ; 45320	40980	48690	62700	60100	52700
		23 ; 22	29	16	8.3	3.8	9.0
N-6	61840	54840 ; 55190	50000	59280	76310	73000	64100
		13 ; 11	19	4.1	23	18	3.7
N-7	48180	48510 ; 48910	44260	52530	67640	64800	56830
		0.7 ; 1.5	8.1	9.0	40	34	18
N-8	50740	44460 ; 44910	40600	48250	62130	60200	52230
		12 ; 12	20	4.9	22	19	2.9
N-9	66250	53040 ; 53390	48360	57350	73830	70700	62020
		20 ; 19	27	13	11	6.7	6.4
N-10	56180	43520 ; 43980	39750	47250	60840	58300	51150
		23 ; 22	29	16	8.3	3.8	9.0

1. Résultats de 2 séries d'essais

51150	Teneur en ppm
9.0	Écart en pourcentage

Dans les 26 cas observés dans le cadre du présent exercice, une corrélation existe entre les huiles et graisses minérales par IR et les produits pétroliers par IPP, selon les conditions chromatographiques¹⁹ et d'intégration utilisées. Les coefficients de corrélation des régressions linéaires réalisées à partir de l'ensemble des teneurs en huiles et graisses minérales selon chacune des solutions standards et des teneurs en produits pétroliers (IPP, exprimés en diesel) sont de 0,9802 à 0,9823. Les solutions standards diesel et les huiles de paraffines lourdes présentent les meilleures corrélations (annexe E).

5.3 Analyses de mélanges très dégradés de produits pétroliers à partir de la méthode IPP : sols d'un terrain de raffinerie

L'investigation de la performance des méthodes IPP et Huiles et Graisses minérales par IR pour l'analyse de sols dégradés a été entamée par le dosage d'une dizaine de sols biodégradés. En dépit de la dégradation subie par ces sols, leur profil chromatographique respectif a permis tout de même une identification du mélange et une quantification relativement fiables, lorsque l'intégration de tous les pics résolus et du massif est considérée. Cependant, la caractérisation de terrains contaminés place souvent l'analyste devant un défi potentiellement plus complexe : celui d'analyser des eaux ou des sols contaminés pendant de nombreuses années par diverses activités pétrolières allant du raffinage à la pétrochimie. Généralement, les terrains de raffinerie présentent des sources de contamination plus diversifiées que des cas de déversements accidentels ou de fuites de réservoirs souterrains. Aussi, pour compléter l'information disponible sur la caractérisation de sols dégradés, trois sols issus d'un empilement homogénéisé constitué de sols d'un terrain de raffinerie ont été soumis pour analyses.

L'analyse des trois sols par GC-FID révèle des profils chromatographiques comparables dont un exemple est présenté à la figure 16. Cet exemple permet de constater que bien que le profil chromatographique soit caractérisé par la présence d'un massif de pics étroitement fusionnés comparable à ceux observés pour les sols étudiés antérieurement, on peut voir que le profil ne rejoint pas la ligne de base après ce massif et ce, même après 20 minutes d'intégration. Cette traînée présente un problème d'importance puisqu'elle laisse beaucoup de latitude à l'analyste pour le choix des limites d'intégration.

Des cas comme celui-ci entraînent une variabilité potentielle importante dans les résultats rapportés. Afin de démontrer la véracité de cette hypothèse, deux laboratoires ont injecté dans leur chromatographe respectif les trois mêmes extraits obtenus à partir des trois sols du terrain de raffinerie.

Le premier laboratoire a sélectionné trois points en abscisse du chromatogramme à titre de limites finales d'intégration. Le premier point se situe directement après le massif (conc. 1), le second à mi-chemin entre la fin du massif et la fin du chromatogramme (conc. 2) et le dernier, à la fin du chromatogramme (conc. 3). Le second laboratoire, sans avoir conféré avec le premier, a limité son intégration à la fin du massif (conc. 4).

Les résultats apparaissent au tableau 11.

Figure 16
CHROMATOGRAMME
D'UN SOL CONTAMINÉ
PAR DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES
(terrain de raffinerie)

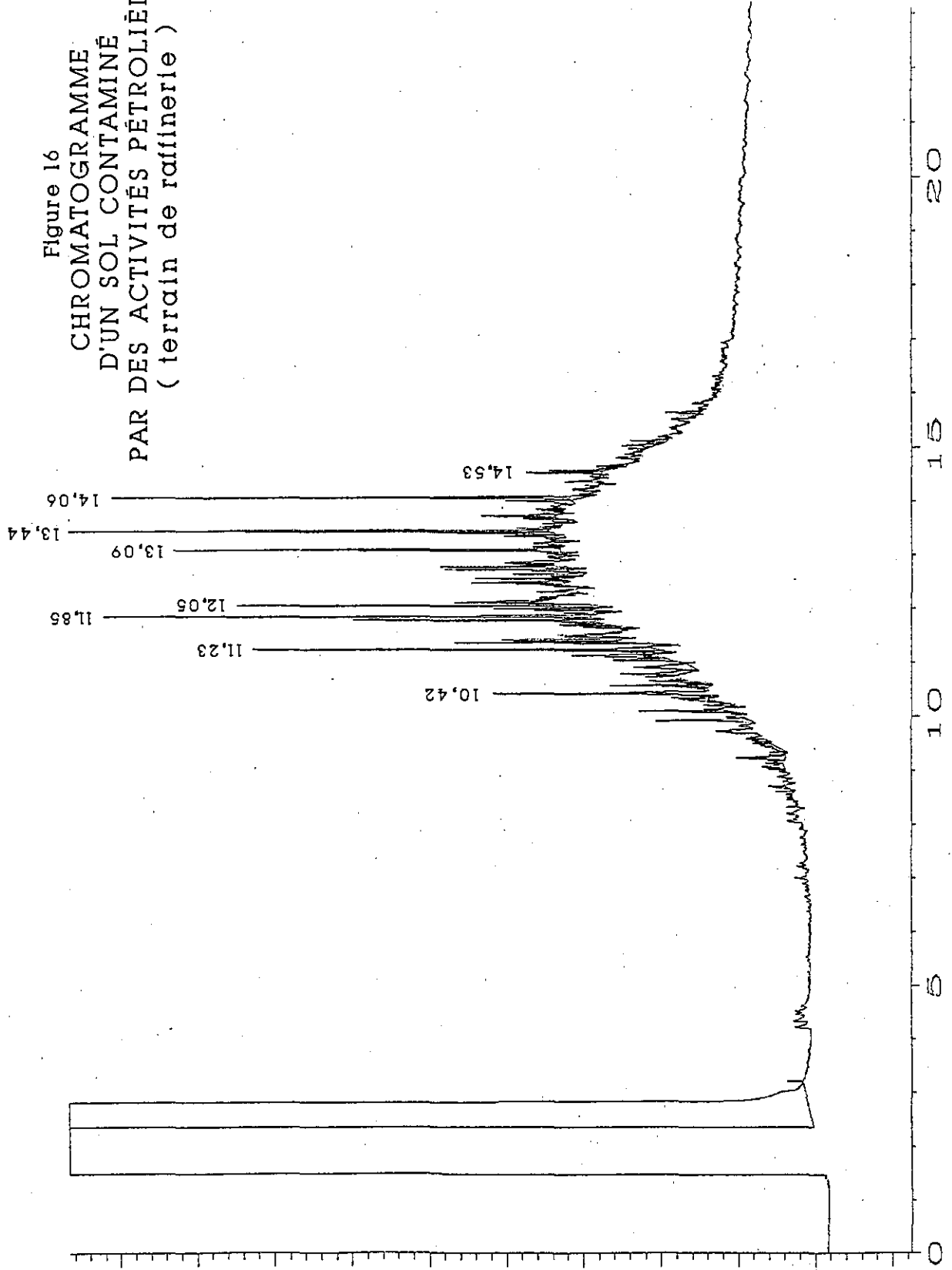


Tableau 11

**CONCENTRATION EN PRODUITS PÉTROLIERS
OBTENUS PAR GC-FID DANS TROIS SOLS
ISSUS D'UN TERRAIN DE RAFFINERIE***

Identification de l'échantillon	Teneur en produits pétroliers en mg/kg (base humide)			
	conc. 1**	conc. 2 **	conc. 3 **	conc. 4 ***
Raffinerie-1 (# 875)	495	638	804	31
Raffinerie-2 (# 876)	330	441	530	22
Raffinerie-3 (# 877)	401	457	519	23

* L'intégration tient compte des pics résolus et du massif.

** Boisvert, L. (1993). Direction des laboratoires, MENVIQ. Note à l'attention de Renée Gauthier, datée du 3 septembre 1993. Objet : Quantification des produits pétroliers dans les sols contaminés.

Conc. 1, 2 et 3 : il s'agit de trois séries de résultats obtenus par trois intégrations différentes du même chromatogramme. Solution standard : diesel.

*** Laboratoire indépendant. Le mélange contient des hydrocarbures de C₁₂ à C₃₆. Conditions chromatographiques différentes de celles utilisées pour générer les résultats conc. 1, 2 et 3. Mode "on column".

Le tableau 11 montre que des variations appréciables peuvent être observées dans les résultats issus d'un même laboratoire, utilisant la même solution standard pour le dosage, en appliquant des limites différentes pour l'intégration du massif chromatographique et ce, pour la même injection. L'intégration d'un massif chromatographique présente une situation où la subjectivité devient importante et le choix des limites d'intégration devient aléatoire.

D'autre part, le tableau 11 montre que des variations encore plus appréciables sont observées dans les résultats issus de deux laboratoires différents : ceci est surtout dû à l'utilisation de conditions chromatographiques différentes (techniques d'injection, d'intégration...) et à l'utilisation de différentes solutions standards pour le dosage.

Il s'est ainsi révélé évident que la méthode IPP, même en intégrant à la fois le massif et les pics résolus, peut générer des variations appréciables dans les teneurs en hydrocarbures rapportées pour des mélanges très dégradés, principalement en raison de problèmes liés à la détermination des limites d'intégration et du choix de la solution standard lors du dosage.

Le présent exercice a permis de faire ressortir les observations suivantes :

1. L'approche de quantification par pics sélectionnés s'applique à la caractérisation d'eau ou de sols contaminés par des mélanges frais de produits pétroliers. Elle s'applique plus difficilement aux mélanges partiellement dégradés pour lesquels elle ne génère que des données semi-quantitatives.

Elle ne s'applique généralement pas aux mélanges dégradés ni aux mélanges plus lourds que le mazout domestique.

2. L'approche par intégration de l'enveloppe complète (massif) d'hydrocarbures permet de quantifier des mélanges dégradés et des mélanges plus lourds que le mazout domestique.
3. La représentativité de la solution standard est déterminante pour la qualité du résultat. La sélection d'une solution standard inadéquate entraîne des biais dans les résultats. De plus, le choix de la solution standard est en partie responsable de la variabilité inter-laboratoires dans les résultats obtenus.
4. Le massif ou l'enveloppe d'hydrocarbures est bien représentatif de la présence de produits d'origine pétrolière et doit être inclus dans l'intégration.
5. Dans le cadre du présent projet (sols contaminés par du diesel), une corrélation existe (coefficient de corrélation 0,98) dans les cas étudiés entre les huiles et graisses minérales par IR et les produits pétroliers par IPP (exprimés en diesel), selon les conditions chromatographiques¹⁹ et d'intégration utilisées.
6. L'utilisation de la méthode IPP entraîne une variabilité intra-laboratoire dans les résultats pour des mélanges très dégradés, en raison du problème engendré par la sélection aléatoire des limites d'intégration. Ce problème se manifeste lorsque le profil chromatographique ne rejoint pas la ligne de base après l'apparition du massif.

Ainsi, la méthode IPP par GC-FID peut constituer une alternative à la méthode des huiles et graisses minérales pour la caractérisation d'échantillons contaminés par des mélanges frais. Elle peut être applicable aux cas de mélanges dégradés en intégrant toute l'enveloppe d'hydrocarbures incluant les pics résolus. Cependant, cette méthode doit d'abord être développée pour le choix de la solution standard, la détermination des conditions chromatographiques et la sélection du protocole et des limites d'intégration, puis normalisée. Il serait à démontrer si cette méthode normalisée s'appliquerait à des mélanges très dégradés où le profil chromatographique ne revient pas à la ligne de base.

6.0 PERTINENCE DE DOSER LES HYDROCARBURES AROMATIQUES POLYCYCLIQUES (HAP) LORSQUE DES MÉLANGES DE PRODUITS PÉTROLIERS CONTAMINENT DES SOLS OU DE L'EAU SOUTERRAINE

La présence d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) dans les mélanges de produits pétroliers est connue et se manifeste même dans des carburants relativement légers. En effet, la littérature rapporte que certains produits pétroliers frais tels le diesel, le mazout domestique, de même que des mélanges plus lourds comme l'huile à moteur peuvent contenir jusqu'à 600 ppm de benzo (a) pyrène⁶. La présence d'autres HAP tels le naphthalène et les naphthalènes méthylés est également observée dans l'essence^{16,18}, le diesel et des mélanges plus lourds⁸.

Les sols contaminés par du diesel et les trois sols issus d'un terrain de raffinerie ont été analysés pour vérifier leur contenu en HAP. Les résultats figurent au tableau 7. Les six premiers échantillons analysés (12464, 12467, B-1, B-2, N-9 et N-10) ont été extraits puis purifiés selon la méthode habituellement préconisée par le Ministère pour les sols, soit l'extraction au dichlorométhane et purification subséquente sur gel de silice, alumine et cuivre activé. Les extraits étant considérablement chargés en hydrocarbures, une étape de purification supplémentaire impliquant le diméthylformamide (DMF)²⁶ a été utilisée pour le dosage des autres sols.

Les rapports d'analyses montrent la présence de la majorité des HAP identifiés par la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés* (MENVIQ, 1988) de même que des teneurs souvent plus élevées de naphthalènes alkylés (méthyl-naphthalène, diméthyl-naphthalènes, triméthyl-naphthalènes). Les sols «bruts» N-8, N-9 et N-10 présentent des teneurs en HAP totaux, incluant les HAP alkylés, allant de 52,1 à 1 769 ppm (sur base sèche). Les sols raffinerie-1, 2 et 3 contiennent, pour leur part, de 2,27 à 4,48 ppm (sur base sèche) de HAP^{totaux}. Les teneurs obtenues pour les sols contenant du diesel et ayant subi une biodégradation vont de 20,6 à 64,3 ppm (sur base sèche). Les sols 12463 à 12468 contiennent de 2,8 à 34,7 ppm de HAP^{totaux} (sur base sèche). De façon générale, la contribution des HAP aux résultats de produits pétroliers (IPP de l'ordre de 170 à 79 470 ppm) n'excède pas 1%. Toutefois, des critères C pour des HAP spécifiques sont souvent dépassés (exemples : N-8, N-9, N-10).

Sur la base des investigations réalisées, les sols contaminés par du diesel, de même que ceux issus d'un terrain de raffinerie sont susceptibles de contenir des teneurs appréciables de HAP. La capacité des sols à retenir et ainsi à cumuler les HAP en raison de la présence d'acides organiques, conjuguée aux caractéristiques physico-chimiques des HAP (solubilité limitée), fait en sorte que les teneurs détectées dans des sols contaminés peuvent excéder les concentrations de HAP mesurées dans un mélange pur. Aussi, l'analyse des HAP s'avère pertinente lorsque des sols sont contaminés par des produits pétroliers même s'il s'agit de carburants relativement légers. Pour les cas de caractérisation d'eau souterraine, il est logique de ne considérer l'analyse des HAP que lorsque leur présence est confirmée dans les sols contaminés.

7.0 SÉLECTION DU PARAMÈTRE LE PLUS ADÉQUAT EN FONCTION DU TYPE DE CONTAMINATION PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS

Le présent exercice a permis au comité de faire les observations suivantes :

1. La méthode des huiles et graisses a fourni, dans 14 cas sur 26, des résultats relativement similaires à ceux générés par la méthode IPP (section 5.2.3);
2. La méthode IPP par GC-FID peut constituer une alternative à la méthode des huiles et graisses minérales pour la caractérisation d'échantillons contaminés par des mélanges frais. Elle peut être applicable aux échantillons contaminés par des mélanges dégradés en autant que la méthode IPP soit développée puis normalisée pour établir les conditions analytiques adéquates : choix de la solution standard, des conditions chromatographiques, du protocole et des limites d'intégration. L'applicabilité de cette méthode à certains échantillons très dégradés comme les sols issus de terrain de raffinerie, par exemple, reste à déterminer;
3. Le dosage des HAP s'avère pertinent lorsque des sols ou de l'eau sont contaminés par des produits pétroliers, même par des mélanges relativement légers.

Sur la base de ces observations, et considérant la complexité liée à l'établissement d'une approche de caractérisation fiable et judicieuse, cinq options ont été identifiées :

OPTION 1 : Conserver la méthode huiles et graisses minérales par IR (après sa révision) avec la solution standard habituelle (benzène/isooctane/hexadécane)	
AVANTAGES	DÉSAVANTAGES
<ul style="list-style-type: none"> . consistant avec les résultats antérieurs (résultats comparables); . paramètre intégrateur peu coûteux; . permet de doser les hydrocarbures > C₃₀ ou 40; . permet de doser des sols «bruts» et des sols contaminés par des hydrocarbures dégradés. 	<ul style="list-style-type: none"> . variabilité inter-laboratoires à prévoir si un moyen n'est pas identifié pour la contrer; . biais positif engendré par la présence de benzène dans la solution standard; . les aromatiques n'absorbent pas à 2 930 cm⁻¹. Il faudra les doser par une autre méthode; . ne permet pas l'identification des produits pétroliers (diesel, huile lubrifiante...); . <u>extraction de tout ce qui est soluble</u> dans le fréon et non retenu sur le gel de silice; . nécessité de changer le solvant à partir de 1995 en raison du problème qu'il représente pour la couche d'ozone.

OPTION 2 : Conserver le test «huiles et graisses minérales» par IR (après sa révision) et sélectionner une nouvelle solution standard	
AVANTAGES	DÉSAVANTAGES
<ul style="list-style-type: none"> . paramètre intégrateur peu coûteux; . dans le cadre du présent exercice, cette méthode a fourni dans 14 cas sur 26 des résultats relativement similaires à ceux générés par la méthode IPP et ce, à moindre coût*; . permet de doser les hydrocarbures > C₃₀ ou 40; . permet de doser des sols «bruts» et des sols contaminés par des hydrocarbures dégradés. 	<ul style="list-style-type: none"> . les résultats fournis ne seront pas comparables avec les données générées <u>avant</u> le changement de la solution standard; . une question se pose : les nouveaux résultats pourront-ils logiquement être comparés au même critère d'huiles et graisses minérales? . variabilité inter-laboratoires à prévoir si un moyen n'est pas identifié pour la contrer; . les aromatiques n'absorbent pas à 2 930 cm⁻¹. Il faudra les doser par une autre méthode; . ne permet pas l'identification des produits pétroliers (diesel, huile lubrifiante...); . extraction de <u>tout ce qui est soluble</u> dans le fréon et non absorbé sur le gel de silice. . nécessité de changer le solvant à partir de 1995 en raison du problème qu'il représente pour la couche d'ozone.

* Attention : il se peut que la corrélation relative diffère pour d'autres cas de contamination que par du diesel. Voir les données statistiques liées aux distributions (annexe E).

OPTION 3 : Utiliser la méthode IPP par GC-FID pour les hydrocarbures de C_9 à C_{30} ou 40 (et «huiles et graisses minérales» si $> C_{30}$ ou 40) avec une solution standard couvrant toute la plage des n-alcane, en intégrant les pics résolus et le massif de pics étroitement fusionnés. Limites d'intégration : C_9 à C_{30}

AVANTAGES	DÉSAVANTAGES
<ul style="list-style-type: none"> . permet l'identification et le dosage sélectif d'un mélange d'hydrocarbures en fournissant un profil type par mélange; . usage d'une solution standard unique représentative d'une gamme d'alcane habituellement présents dans des mélanges de produits pétroliers; . indépendant de la sélection de pics résolus, donc permet le dosage de sols contaminés par des hydrocarbures dégradés; . le FID est un bon détecteur pour les hydrocarbures (aliphatiques comme aromatiques). 	<ul style="list-style-type: none"> . limité au dosage des C_6 à C_{30} ou 40, donc exclut les hydrocarbures lourds ($> C_{30}$ ou 40); . similitude relative de la solution standard et de l'échantillon à doser; . plus coûteux que H et G minérales; . problème dû à la nécessité d'utiliser deux méthodes : C_9 à C_{30} ou 40 = IPP, $> C_{30}$ ou 40 = H et G minérales (et ainsi deux critères); . nécessite de sélectionner des conditions chromatographiques et des limites d'intégration pré-établies. Comment justifier scientifiquement le choix des limites fixées? . (reproductibilité inter-laboratoires des résultats non vérifiée)*.

* Ce problème est susceptible de survenir en raison de la latitude liée à la sélection des limites d'intégration.

OPTION 4 : Utiliser la méthode IPP par GC-FID pour les hydrocarbures de C_9 à C_{30} ou 40 (et «huiles et graisses minérales» si $> C_{30}$ ou 40) avec la solution standard appropriée à chaque mélange rencontré. Intégrer le massif de pics étroitement fusionnés et les pics résolus. Limites d'intégration : propres à chaque mélange rencontré

AVANTAGES	DÉSAVANTAGES
<ul style="list-style-type: none"> . permet l'identification et le dosage sélectif d'un mélange d'hydrocarbures en fournissant un profil type par mélange; . usage d'une solution standard appropriée pour chaque mélange, donc meilleure représentativité de la solution standard; . permet le dosage de sols contaminés par des hydrocarbures dégradés; . le FID est un bon détecteur pour les hydrocarbures (aliphatiques comme <u>aromatiques</u>). 	<ul style="list-style-type: none"> . variabilité des résultats d'un laboratoire à un autre en raison des limites d'intégration utilisées (nécessite d'établir des limites d'intégration pour chaque solution standard); . les limites d'intégration peuvent être difficiles à établir si l'échantillon est très dégradé; . ne permet pas de doser au-delà de C_{30} ou 40; . plus coûteux que H et G minérales; . problème dû à la nécessité d'utiliser deux méthodes, donc deux critères; . difficulté de trouver une solution standard appropriée et représentative des mélanges variés de produits pétroliers rencontrés dans les échantillons; . (reproductibilité inter-laboratoires des résultats non vérifiée)*.

* Ce problème est susceptible de survenir en raison de la latitude liée à la sélection des limites d'intégration.

OPTION 5 : Utiliser la méthode IPP par GC-FID pour les hydrocarbures de C_9 à C_{30} ou 40 (et «huiles et graisses minérales» si $> C_{30}$ ou 40) avec la solution standard appropriée à chaque mélange rencontré. Quantifier à partir de pics sélectionnés

AVANTAGES	DÉSAVANTAGES
<ul style="list-style-type: none"> . permet l'identification et le dosage sélectif d'un mélange d'hydrocarbures en fournissant un profil type par mélange; . usage d'une solution standard appropriée pour chaque mélange, donc, meilleure représentativité de la solution standard; . le FID est un bon détecteur pour les hydrocarbures (aliphatiques comme <u>aromatiques</u>). 	<ul style="list-style-type: none"> . ne permet pas le dosage de sols contaminés par des hydrocarbures dégradés. Le résultat dépend de la présence de pics résolus sélectionnés; . les profils chromatographiques des mélanges plus lourds que l'huile à chauffage ne permettent pas d'identifier des pics résolus sur lesquels baser une quantification (tableau 6); . plus coûteux que H et G minérales; . problème dû à la nécessité d'utiliser deux méthodes, donc deux critères; . variabilité des résultats d'un laboratoire à un autre en raison des limites d'intégration utilisées (nécessité d'établir des limites d'intégration pour chaque solution standard); . difficulté de trouver une solution standard appropriée et représentative des mélanges variés de produits pétroliers rencontrés dans les échantillons; . (reproductibilité inter-laboratoires non vérifiée)*.

* Ce problème est susceptible de survenir en raison de la latitude liée à la sélection des limites d'intégration.

Parce qu'elle ne permet pas de doser des sols contaminés par des hydrocarbures dégradés ni les mélanges plus lourds que l'huile à chauffage, l'option 5 a rapidement été écartée.

Les options 3 et 4 apparaissent nettement plus intéressantes, principalement parce que la quantification tient compte à la fois des pics résolus et du massif d'hydrocarbures plutôt que de considérer uniquement les pics sélectionnés. Aussi, qu'il s'agisse d'une solution standard unique représentative d'une gamme d'alcane linéaires ou d'une solution standard appropriée pour chaque mélange, les options 3 et 4 permettent de quantifier des échantillons partiellement dégradés. De plus, les résultats générés par la méthode IPP englobent les composés aromatiques, ce que la méthode des huiles et graisses minérales par IR ne fait pas (les composés aromatiques n'absorbent pas à $2\ 930\text{ cm}^{-1}$). À la limite, en opérant en vase clos, la méthode IPP pourrait même permettre de tenir compte des composés volatils.

Cependant, dans les conditions actuelles, la chromatographie ne permet pas la quantification des hydrocarbures de plus d'une trentaine ou d'une quarantaine de carbones, contrairement à la méthode des huiles et graisses minérales qui dose tout ce qui est extractible par le fréon, peu importe la longueur de la chaîne carbonée. De plus, la sélection de la solution standard demeure déterminante pour la représentativité des résultats.

Le plus grand défi à relever avec l'approche chromatographique est de contourner le problème potentiel associé à la sélection des limites d'intégration en fonction de chaque profil chromatographique.

Le comité s'est particulièrement penché sur le problème généré par la sélection des limites d'intégration en GC-FID. Pour uniformiser l'approche et limiter dans la mesure du possible la variabilité inter-laboratoires, le type de colonne, les conditions chromatographiques et les approches de quantification doivent être normalisées. Les limites d'intégration sont généralement établies en fonction de chaque profil chromatographique auquel l'analyste est confronté. Une normalisation de ces limites pourrait ne pas s'avérer pertinente pour tous les cas. Les limites pourraient même occasionnellement être difficilement justifiables d'un point de vue scientifique. Cependant, si les laboratoires identifient, cas par cas, les limites d'intégration à préconiser, il est possible que la méthode IPP génère des problèmes de variabilité inter-laboratoires comparables à ceux identifiés pour la méthode des huiles et graisses minérales. Afin de vérifier cette hypothèse, des données issues d'une étude inter-laboratoires sont nécessaires. Des démarches en ce sens sont actuellement en cours (voir, à cet effet, la section «Activités de développement»).

N'ayant pu, à la lumière des informations actuelles, atteindre un consensus sur l'établissement de limites d'intégration normalisées ou même sur la pertinence d'en établir, le comité ne peut recommander, pour le moment, d'utiliser la méthode IPP à la place des huiles et graisses minérales pour générer des résultats quantitatifs. Cependant, le comité recommande l'utilisation de la méthode IPP pour l'identification des mélanges et leur caractérisation semi-quantitative. Dans ce contexte, les options 3 et 4, en dépit de l'intérêt qu'elles représentent, sont temporairement écartées.

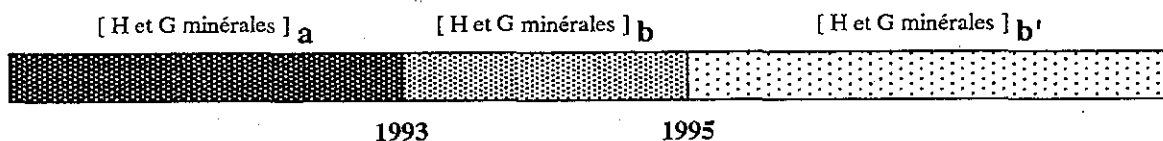
Les options 1 et 2 sont ainsi actuellement identifiées comme les seules avenues à court terme. Ces options proposent de poursuivre l'utilisation de la méthode des huiles et graisses minérales par IR. Il faut toutefois optimiser la méthode dans la mesure du possible (voir, à cet effet, le chapitre 9). Les améliorations apportées ne permettront toutefois pas l'identification du mélange (diesel, huile lubrifiante...) ni de tenir compte du contenu en aromatiques du mélange de produits pétroliers.

La différence entre les options 1 et 2 réside dans le choix de la solution standard. Les sections 4.1.1 et 5.2.3 font état des problèmes engendrés par la présence du benzène dans la solution standard et des essais réalisés pour sélectionner une solution standard plus adéquate d'un point de vue scientifique. Sur la base des essais réalisés, l'huile de paraffines lourdes et le diesel semblent présenter des avantages à titre de solutions standards. En effet, pour les cas étudiés, l'utilisation de ces mélanges pour la quantification par IR permet d'obtenir la meilleure corrélation avec les résultats générés par la chromatographie. Aussi, d'un point de vue strictement scientifique, l'option 2 serait favorisée. Toutefois, le changement de la solution standard entraînerait qu'une nouvelle série de résultats, non comparables avec ceux produits lors des études de caractérisation antérieures, seraient générées. Ces nouvelles données seraient généralement 30 % moins élevées que la génération précédente.

Un point supplémentaire doit être pris en considération avant de recommander le changement de la solution standard.

Le 1^{er} janvier 1995, la communauté internationale, en vertu du Protocole de Montréal, entend bannir l'utilisation du fréon (le solvant actuellement préconisé pour l'extraction des huiles et graisses minérales) en raison du risque qu'il représente pour la couche d'ozone. Des manufacturiers annoncent qu'ils entendent cesser la fabrication du fréon actuel en janvier 1994. Bien qu'il semble que l'utilisation du fréon dans un contexte analytique par des laboratoires bénéficierait d'une dérogation, il demeure qu'une alternative pour l'extraction devra alors être proposée. Aussi, la façon d'extraire les huiles et graisses minérales devra être modifiée à partir de 1995 (par exemple : utilisation de nouvelles méthodes tels l'extraction par fluide super critique, l'utilisation d'un soxtec plutôt que d'un soxhlet pour réduire le volume de fréon utilisé, le remplacement du fréon par un autre solvant d'extraction...). Toute modification de l'approche pourrait générer une série de résultats différents de ceux obtenus par la méthode actuelle. Dans le contexte, il n'apparaît pas judicieux de proposer, en 1993, des changements de solution standard à la méthode actuelle puisque, de toute façon, elle devra être revue pour 1995.

La solution standard, de même que la technique d'extraction, pourra être modifiée en 1995, plutôt que de créer trois générations de données plus ou moins comparables d'une série à l'autre.



$$[\text{H et G minérales}]_a \cdot 0,77 = [\text{H et G minérales}]_b \stackrel{?}{\cong} [\text{H et G minérales}]_{b'}$$

Où :

- a : résultats < 1993
- b : résultats 1993 - 1995
- b' : résultats > 1995

D.P.G.D.L.C.
Novembre 1993

En 1995, il sera cependant important de se positionner sur la sélection de la solution standard, de même que de vérifier la pertinence ou la nécessité de modifier les critères B et C en conséquence. Ces considérations seront étudiées davantage.

Dans le présent contexte, le comité ne peut que recommander d'utiliser l'option 1. Cependant, il juge essentiel de revoir et de normaliser la méthode des huiles et graisses minérales (voir le chapitre 9), de proposer l'application d'un programme d'assurance qualité rigoureux (voir la section 9.3), de préciser la façon d'exprimer les résultats des échantillons de routine et d'assurance qualité et le respect de critères de performance sans quoi les résultats pourront être refusés (voir la section 9.3). De plus, d'autres méthodes devront être identifiées afin de vérifier le contenu du mélange en composés aromatiques (ex. : COV et HAP).

8.0 APPROCHES DE GESTION POUR DES SOLS ET DE L'EAU SOUTERRAINE CONTAMINÉS PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS

Au Québec, les cas types de contamination par des produits pétroliers se répartissent principalement en deux catégories :

- 1) Les cas de déversement et de fuite de réservoirs souterrains;
- 2) Les cas de contamination par des activités pétrolières (raffinage, pétrochimie...).

La contamination des sols par déversements accidentels et par fuites de réservoirs souterrains (ex. : stations-services) représente un nombre très appréciable de cas que le Ministère doit gérer. Ils nécessitent l'établissement d'une approche de caractérisation relativement simple et rapide, considérant le court laps de temps entre l'enlèvement et le remplacement d'un réservoir souterrain par exemple, mais sans en sacrifier la fiabilité. Les coûts doivent également être pris en considération.

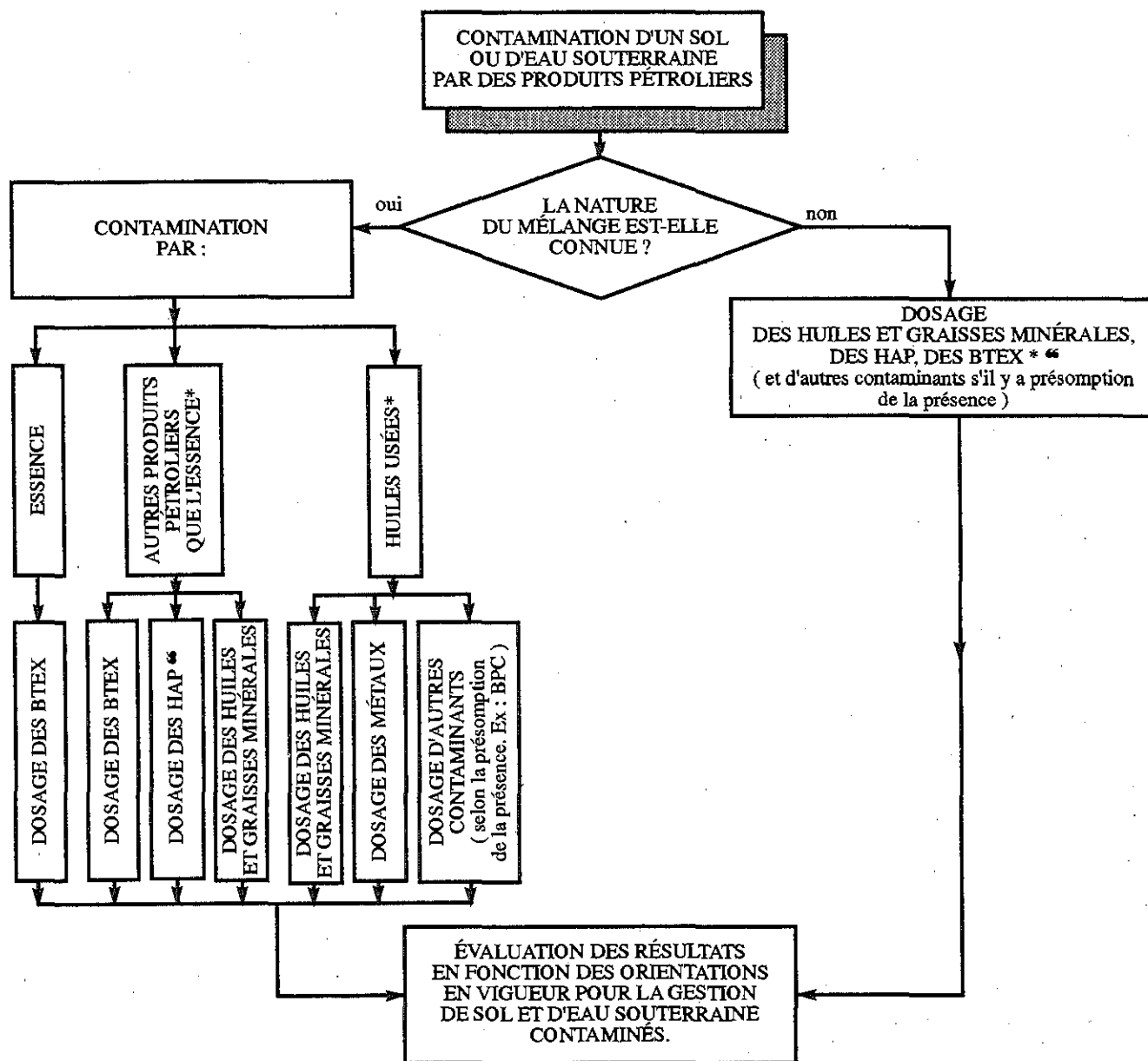
Les cas de contamination par des activités pétrolières, pour leur part, sous-entendent une autre problématique. Généralement, le terrain visé est nettement plus grand et la source de la contamination plus diversifiée. Il n'est pas toujours facile d'identifier par l'historique des activités ayant eu lieu sur les différentes parties du terrain, quel(s) mélange(s) précis est (sont) susceptible(s) d'avoir contaminé les sols. De plus, les activités pétrolières ayant pu avoir lieu durant de nombreuses années, les mélanges de produits pétroliers peuvent avoir subi des phénomènes de dégradation.

Pour caractériser adéquatement d'anciens terrains où des activités pétrolières ont eu lieu, il est important de vérifier l'historique de ces activités, entre autres, dans le but de cerner les zones soupçonnées contaminées, d'identifier les sources de contamination possibles... L'approche de caractérisation de tels sites est discutée au chapitre 7 du *Guide d'échantillonnage pour analyses environnementales*²⁷. Considérant l'ampleur d'un site et le niveau ou la quantité d'informations disponibles sur l'historique des activités industrielles, une caractérisation préliminaire sur des échantillons représentatifs du terrain ou de sections de ce terrain est généralement nécessaire. L'obtention d'un minimum d'informations utilisables pour orienter un éventuel programme de caractérisation exhaustive requiert au minimum la réalisation de trois forages placés en triangle. De ces trois forages seront issus deux échantillons représentatifs de deux horizons de sols différents, dans la mesure du possible. L'installation de piézomètres dans les trois forages permettra de caractériser l'eau souterraine et de bénéficier d'informations tels son sens et sa vitesse d'écoulement.

De par leur dissimilitude, les cas de déversements, de fuites de réservoirs souterrains et de terrains de raffinerie doivent être considérés de façon différente. Aussi, l'approche proposée se présente en deux volets schématisés aux figures 17 et 18.

²⁷ MENVIQ, (1992). *Guide d'échantillonnage pour analyses environnementales*. Chapitre 7. Direction des laboratoires. Version préliminaire (novembre 1992)

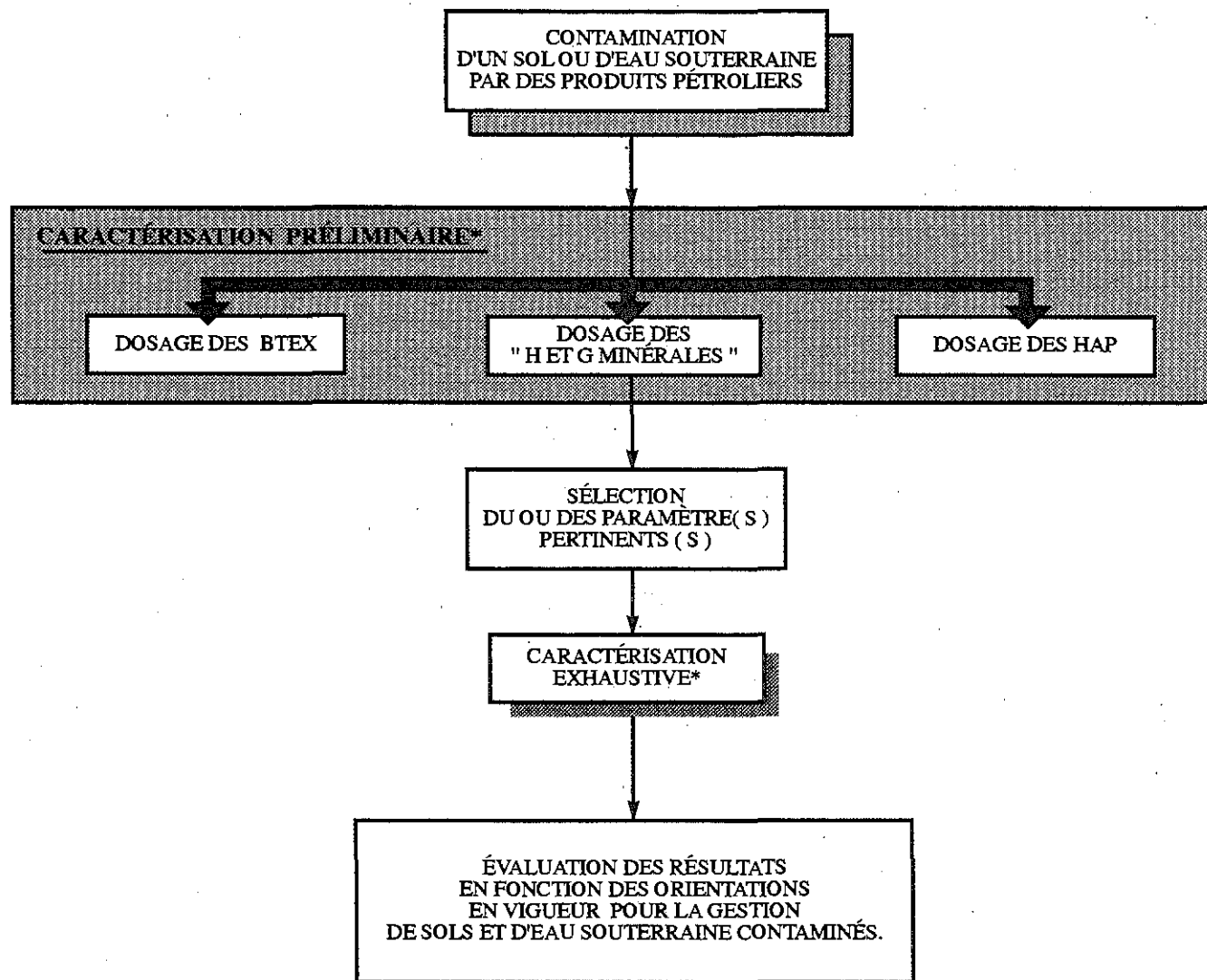
Figure 17
 APPROCHE DE GESTION ET SÉLECTION DU(DES) PARAMÈTRE(S) ANALYTIQUE(S)
 LE(S) PLUS ADÉQUAT(S) EN FONCTION DU TYPE DE CONTAMINATION EN PRODUITS PÉTROLIERS
**CAS DE DÉVERSEMENTS ET
 DE FUITES DE RÉSERVOIRS SOUTERRAINS**



* : Au besoin, la méthode IPP par GC-FID est recommandée pour caractériser qualitativement le mélange de produits pétroliers;

** : Si la teneur en huiles et graisses minérales est supérieure au critère d'usage du terrain, il n'est pas essentiel de vérifier la teneur en HAP.

Figure 18
APPROCHE DE GESTION ET SÉLECTION
DU(DES) PARAMÈTRE(S) ANALYTIQUE(S) LE(S) PLUS ADÉQUAT(S)
EN FONCTION DU TYPE DE CONTAMINATION EN PRODUITS PÉTROLIERS
TERRAINS DE RAFFINERIE



* : Au besoin, la méthode IPP par GC-FID est recommandée pour caractériser qualitativement le mélange de produits pétroliers.

Sur la base des informations colligées aux chapitres précédents, l'utilisation du paramètre huiles et graisses minérales est conservée. Pour tenir compte du contenu en composés aromatiques (et considérant la présence confirmée de HAP dans des sols contaminés par du diesel, par exemple) le dosage des HAP et des composés organiques volatils (dont les paramètres indicateurs sont les BTEX) est préconisé.

Considérant le contrôle et le suivi en matière de qualité auxquels sont soumis les laboratoires accrédités (contrôles de performance bi-annuels, auditions...), le comité recommande que seuls les résultats issus de laboratoires accrédités pour l'analyse des «huiles et graisses minérales» dans les sols et dans l'eau soient acceptés.

8.1 Critères organoleptiques

L'importance des concentrations détectées sur un terrain n'est pas le seul facteur susceptible d'influencer sa réutilisation ou d'orienter sa restauration. En effet, la présence d'odeurs persistantes d'essence, par exemple, ou la présence visible d'hydrocarbures ont été dans certains cas des facteurs déterminants dans le choix des objectifs de décontamination. Aussi, qu'il s'agisse de cas de déversements accidentels, de fuites de réservoirs souterrains ou d'anciens terrains où des activités pétrolières ont eu lieu, une intervention pourra s'avérer nécessaire si des odeurs d'hydrocarbures persistent ou si la présence d'hydrocarbures est visible.

8.2 Activités de développement

Les figures 17 et 18 sont des outils préparés dans le but de faciliter et d'uniformiser la gestion et de normaliser les approches de caractérisation de sols contaminés par des produits pétroliers. Il faut garder à l'esprit que ces outils sont donc enclins à évoluer au fur et à mesure que les activités de développement mettent à notre disposition des méthodes analytiques plus performantes. Aussi, le Ministère entend actualiser le présent document pour 1995. D'ici là, des activités de développement vont être réalisées :

1. La méthode IPP par GC-FID sera développée davantage dans le but potentiel de la normaliser. Elle sera étudiée pour le choix de la solution standard, la détermination des conditions chromatographiques et la sélection du protocole et des limites d'intégration. L'approche de quantification par l'intégration du massif et des pics résolus sera testée par l'analyse d'échantillons synthétiques et réels. L'analyse de sols dégradés fera l'objet d'investigations afin de vérifier l'applicabilité de l'approche de quantification par intégration du massif total d'hydrocarbures. Des données de performance seront obtenues par l'entremise d'une étude inter-laboratoires.
2. La méthode des huiles et graisses minérales proposée au chapitre suivant, le programme d'assurance qualité qui l'accompagne, de même que les exigences en matière de performance, seront évalués par une étude inter-laboratoires.

3. Des alternatives en matière d'extraction seront investiguées afin de limiter les volumes de fréon nécessaires pour solubiliser les huiles et graisses. À cette fin, la technique d'extraction par soxtec, plus efficace que celle du soxhlet, permet l'extraction des contaminants, en moins de temps, à partir des sols en utilisant des quantités de solvant nettement moindres.

De plus, la possibilité de remplacer le fréon actuel par un solvant compatible avec l'IR, mais moins ou pas dommageable pour la couche d'ozone, sera considérée. À cet effet, il semble qu'un autre chlorofluorocarbone, à tension de vapeur plus faible que le fréon actuel, pourrait être disponible.

Enfin, l'exploitation de nouvelles méthodes telle l'extraction par fluide super critique (SFE) pourrait être évaluée pour éliminer l'utilisation de solvant tel le fréon.

4. La possibilité de sélectionner une autre solution standard pour le test des huiles et graisses minérales sera étudiée davantage.

9.0 MÉTHODE DE DOSAGE DES HUILES ET GRAISSES MINÉRALES

9.1 Données de performance

Les huiles et graisses minérales étant un paramètre largement analysé dans les sols et dans l'eau, de nombreuses données de performance sont disponibles. Le tableau 12 présente les résultats de l'analyse d'échantillons de contrôle pour les huiles et graisses minérales dans les sols. De l'huile minérale telle l'huile de paraffine ou le Nujol est utilisée pour les échantillons de contrôle interne, tandis qu'un mélange d'huiles végétale et minérale (comme le Nujol) est utilisé pour les échantillons de contrôle insérés dans les contrats externes.

L'ensemble des données colligées montrent des écarts variant de 6 à 45 % pour les échantillons de contrôle insérés par le MENVIQ dans les contrats externes et un coefficient de variation de l'ordre de 8 % pour les données «historiques» sur le dosage des échantillons de contrôle interne.

Le Bureau d'accréditation du MENVIQ considère comme acceptables pour les échantillons de contrôle interne des écarts de l'ordre de ± 25 % dans les pourcentages de récupération.

Selon le laboratoire a, le pourcentage moyen de récupération calculé à partir de 28 résultats d'échantillons de contrôle interne est de 142 ± 9 % (tableau 12). En considérant comme acceptable un écart de l'ordre de ± 26 % (trois écarts types), la marge acceptable est de 116 à 168 %.

En plus des données sur les échantillons de contrôle interne présentées au tableau 12, le laboratoire c calcule un coefficient de variation moyen de 17 % pour 70 analyses en duplicata dont les teneurs sont supérieures à 100 mg/kg en huiles et graisses minérales. Pour les ajouts dosés aux environs de 1 000 mg/kg en huiles et graisses minérales, la récupération moyenne est 104 % (résultats corrigés) pour 130 analyses avec un coefficient de variation de ± 11 %.

9.2 Méthode révisée

La méthode de dosage des huiles et graisses minérales dans les sols a fait l'objet d'une validation dans le but de proposer une méthode plus précise et dont les points importants sont clairement explicités, dans un but de normalisation.

Pour sa part, la méthode de dosage des huiles et graisses minérales dans les eaux (MENVIQ. 90.07/403 - H.G. 1.1) n'a pas fait l'objet de révision.

Les méthodes susmentionnées apparaîtront dans la version révisée du *Guide des méthodes de conservation et d'analyses des échantillons d'eau et de sol* (prévue pour avril 1994).

Les sections qui suivent visent spécifiquement le dosage des huiles et graisses minérales dans les sols.

Tableau 12
**DONNÉES DE PERFORMANCE LIÉES À LA MÉTHODE DE DOSAGE
 DES HUILES ET GRAISSES MINÉRALES PAR IR.**

PROCÉDURE DE CONTRÔLE	TENEURS EN HUILES ET GRAISSES MINÉRALES (ppm)			% ECART ENTRE 1 ET 2		
	VALEUR ATTENDUE 1	VALEUR OBTENUE 2		LABORATOIRE a	LABORATOIRE b	LABORATOIRE c
		LABORATOIRE a*	LABORATOIRE b**			
ÉCHANTILLONS-CONTRÔLES INSÉRÉS PAR LE BUREAU D'ACCREDITATION DANS LES CONTRATS EXTERNES	500	392	720	-	-22	-
	500	530	600	-	+6	-
	1000	1100	840	-	+10	-
	1000	-	1300	-	-	+30
	1000	-	1100	-	-	+10
	2000	2200	2400	-	+10	+20
	2000	2100	2700	-	+5	+35
	2000	2300	2900	-	+15	+45
	2000	2300	2700	-	+15	+35
	2000	2400	-	-	+20	-
DONNÉES " HISTORIQUES " SUR LES ÉCHANTILLONS DE CONTRÔLE INTERNE (Période novembre 92 - novembre 93)	200	246	-	-	+23	-
	300	456	-	-	+52	-
	500	774	-	-	+55	-
	600	880	-	-	+47	-
	636	-	-	640	-	-
	700	1030	-	-	+47	+0.2
	700	1000	-	-	+43	-
	700	1050	-	-	+50	-
	800	1100	-	-	+38	-
	890	-	-	875	-	-
	900	1300	-	-	+44	-
	1000	1400	-	-	+40	-
	1268	-	-	1307	-	-
	1300	1890	-	-	+45	+3
	1460	-	-	1280	-	-
	1500	2300	-	-	+53	+12
	1500	2200	-	-	+47	-
	1500	2200	-	-	+47	-
	1536	-	-	1034	-	-
	1691	-	-	1643	-	-
	1800	2600	-	-	+44	+33
	1900	2800	-	-	+47	-3
	2000	2890	-	-	+45	-
	2000	2800	-	-	+40	-
	2000	-	-	1952	-	-2
	2000	-	-	1982	-	-1
	2000	-	-	1939	-	-3
	2000	-	-	2070	-	+4
	2000	-	-	1983	-	-1
	2000	-	-	1710	-	-15
	2000	-	-	1955	-	-2
	2000	-	-	1950	-	-4
	2000	-	-	1931	-	-4
	2000	-	-	1920	-	-4
	2000	-	-	1775	-	-11
	2000	-	-	1924	-	-4
	2000	-	-	1952	-	-2
	2000	-	-	1889	-	-6
	2000	-	-	2008	-	+0.4
	2000	-	-	1950	-	-3
	2000	-	-	1900	-	-5
	2000	-	-	1975	-	-1
	2000	-	-	2125	-	+6
	2000	-	-	2131	-	+7
	2000	-	-	2000	-	0
	2000	-	-	2028	-	+1
	2000	-	-	1816	-	-9
	2000	-	-	2216	-	+11
	2000	-	-	2250	-	+13
	2000	-	-	2050	-	+3
2000	-	-	1930	-	-4	
2000	-	-	2100	-	+5	
2000	-	-	2250	-	+13	
2000	-	-	2251	-	+13	
2000	-	-	2300	-	+15	
2000	-	-	2400	-	+20	
2000	-	-	2334	-	+17	
2000	-	-	2394	-	+20	
2000	-	-	1750	-	-13	
2000	-	-	2500	-	+25	
2000	-	-	2912	-	+46	
2000	-	-	2383	-	+19	
2200	2600	-	-	+18	-	
2300	3300	-	-	+43	-	
2300	3300	-	-	+43	-	
2300	3200	-	-	+39	-	
2600	3700	-	-	+43	-	
2688	-	-	2930	-	-	
2800	4000	-	-	+43	-	
3076	-	-	2793	-	-9	
3076	-	-	2576	-	-16	
3076	-	-	2850	-	-7	
3076	-	-	2963	-	-4	
3076	-	-	2213	-	-28	
3076	-	-	2723	-	-11	
3076	-	-	2826	-	-8	
3076	-	-	2652	-	-14	
3076	-	-	2765	-	-10	
3076	-	-	2936	-	-5	
3076	-	-	2872	-	-7	
3076	-	-	2757	-	-10	
3076	-	-	2928	-	-5	
3076	-	-	998	-	-68	
3076	-	-	2941	-	-4	
3076	-	-	2300	-	-25	
3076	-	-	1167	-	-62	
3076	-	-	2994	-	-3	
3076	-	-	2902	-	-6	
3076	-	-	1665	-	-46	
3076	-	-	3055	-	-0.7	
3076	-	-	2824	-	-8	
3200	4700	-	-	+47	-	
3288	-	-	3400	-	+3	
3500	4900	-	-	+40	-	
3900	5700	-	-	+45	-	
4000	5800	-	-	+45	-	

* : Résultats **NON CORRIGÉS** en fonction du pourcentage de récupération des étalons de référence
 ** : Résultats **CORRIGÉS** en fonction du pourcentage de récupération des étalons de référence
 1 : Teneurs en Huiles et Graisses minérales : valeur attendue
 2 : Teneurs en Huiles et Graisses minérales : valeur obtenue

9.2.1 Domaine d'application²⁸

Cette méthode s'applique à la détermination des huiles et graisses totales et minérales contenues dans les sols.

Le domaine de linéarité se situe entre 10 µg et 400 (microgramme) µg d'huiles et graisses totales ou minérales par millilitre (mL) de fréon.

9.2.2 Principe et théorie²⁸

Dans une première étape, le sol est déshydraté avec du sulfate de magnésium anhydre. Les huiles et les graisses contenues dans le sol sont extraites à l'aide d'un solvant organique ne possédant aucune liaison «C-H». L'extraction est réalisée à l'aide d'un extracteur de type «Soxhlet», puis la quantification des huiles et graisses totales est effectuée sur la phase organique par spectrophotométrie infrarouge (IR). À la suite du dosage des huiles et graisses totales, une portion de l'extrait d'échantillon est mélangée avec du gel de silice. Le pouvoir adsorbant du gel de silice est utilisé pour enlever la presque totalité des substances polaires (acides gras, graisses animale et végétale). Le filtrat ainsi traité permet de doser les huiles et graisses minérales par spectrophotométrie infrarouge. La concentration de l'échantillon est déterminée par comparaison entre l'absorbance de l'échantillon et les absorbances d'une gamme de solutions étalons mesurées dans la région se situant à $2\ 930\ \text{cm}^{-1} \pm 3\ \text{cm}^{-1}$.

9.2.3 Fiabilité²⁸

9.2.3.1 Interférences

Toutes substances organiques, autres que les huiles et graisses, solubles dans le fréon (trichlorotrifluoroéthane) et qui possèdent une liaison «C-H» absorbant dans la région de $2\ 930\ \text{cm}^{-1}$ peuvent entraîner une surestimation de la concentration des huiles et graisses. Lors du traitement avec le gel de silice, certains composés aromatiques et dérivés d'hydrocarbures contenant du chlore, du soufre et de l'azote peuvent être adsorbés, ce qui cause une sous-estimation de la concentration des huiles et graisses minérales. De plus, il est également possible qu'il y ait une sous-estimation de la concentration des huiles et graisses due à la perte de composés volatils.

9.2.3.2 Limite de détection²⁹

La limite de détection est de 55 mg d'huiles et graisses totales ou minérales par kilogramme d'échantillon (55 mg/kg). Cette limite a été déterminée à partir d'un échantillon de sol inorganique auquel sont ajoutés 500 mg d'huile de paraffine par kilogramme de sol.

²⁸ Sol - Détermination des huiles et graisses totales et minérales. Extraction au Soxhlet et dosage par spectrophotométrie infrarouge. MENVIQ. 88.01/410 - H.G. 1.1

²⁹ Calculée ou évaluée selon : Protocole pour la validation d'une méthode d'analyse en physicochimie. Accréditation et privatisation. MENVIQ. '93.09/000 - MATH. 1.2

9.2.3.3 Limite de quantification²⁹

La limite de quantification est de 185 mg d'huiles et graisses totales ou minérales par kilogramme d'échantillon (185 mg/kg). Cette limite a été déterminée à partir d'un échantillon de sol inorganique auquel sont ajoutés 500 mg d'huile de paraffine par kilogramme de sol.

9.2.3.4 Sensibilité

La sensibilité dépend du spectrophotomètre ainsi que de la longueur de la cellule utilisée.

9.2.3.5 Fidélité²⁹

Répliquabilité

La répliquabilité d'une série de mesures (N = 10) est de ± 13 mg d'huiles et graisses minérales par kilogramme d'échantillon (± 13 mg/kg) à une concentration déterminée de 752 mg d'huiles et graisses minérales par kilogramme d'échantillon (752 mg/kg).

La répliquabilité a été déterminée à partir d'un échantillon de sol inorganique auquel sont ajoutés 500 mg d'huile de paraffine par kilogramme de sol.

9.2.3.6 Justesse²⁹

Lors d'essais (N = 10), l'erreur relative observée est de 50 % à une concentration de 500 mg d'huiles et graisses minérales par kilogramme d'échantillon (500 mg/kg).

La justesse a été déterminée à partir d'un échantillon de sol inorganique auquel sont ajoutés 500 mg d'huile de paraffine par kilogramme de sol.

9.2.3.7 Récupération²⁹

Lors d'essais (N = 10), le pourcentage de récupération des huiles et graisses minérales a été de 150 ± 3 % pour une concentration de 500 mg d'huiles et graisses minérales par kilogramme d'échantillon (500 mg/kg).

9.2.4 Prélèvement et conservation²⁸

Prélever un échantillon représentatif dans un contenant de verre exempt de contaminant.

Conserver l'échantillon à environ 4°C. Le délai de conservation entre le prélèvement et l'analyse ne doit pas excéder six mois.

9.2.5 Appareillage²⁸

- Un spectrophotomètre infrarouge à double faisceau ou à transformée de Fourier;
- Cellules en quartz appariées dont le trajet optique est de 1,0 cm pour infrarouge à double faisceau, une cellule en quartz pour infrarouge à transformée de Fourier;
- Un système pour extraction de type «Soxhlet»;
- Une plaque magnétique agitatrice;
- Une centrifugeuse permettant d'obtenir une vitesse de rotation de 3 200 rpm;
- Un évaporateur rotatif;
- Une balance analytique dont la sensibilité est de 1 mg.

9.2.6 Réactifs et étalons²⁸

Tous les solvants utilisés sont de qualité pesticide ou l'équivalent. Les réactifs commerciaux utilisés sont de qualité A.C.S., à moins d'indication contraire.

- Sulfate de magnésium anhydre, $MgSO_4$;
- Gel de silice (60-200 mesh), SiO_2 ;
- Trichlorotrifluoroéthane (fréon), CCl_3CF_3 ;
- Isooctane, C_8H_{18} ;
- Hexadécane, $C_{16}H_{34}$;
- Benzène, C_6H_6 ;
- Gel de silice :

Traiter le gel de silice en le chauffant à 110°C pendant une nuit; laisser refroidir et conserver au dessiccateur;

- Sulfate de magnésium anhydre :

S'assurer que le sulfate de magnésium est anhydre avant son utilisation, si nécessaire le chauffer durant une nuit à 180°C;

- Solution étalon mère d'isooctane, d'hexadécane et de benzène :

Préparer une solution étalon mère d'isooctane, d'hexadécane et de benzène dans un rapport 1,5:1,5:1,0 par volume.

Conserver à environ -10°C . Cette solution est conservée pour une période maximale de deux mois;

- Solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 10 mg/mL :

Peser 1,00 g de la solution étalon mère d'isooctane, d'hexadécane et de benzène et diluer dans une fiole jaugée de 100 mL.

Conserver à environ -10°C . Cette solution est conservée pour une période maximale d'un mois;

- Solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 400 $\mu\text{g/mL}$:

Dans une fiole jaugée de volume connu, introduire la quantité nécessaire de la solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 10 mg/mL et diluer avec du fréon afin d'obtenir une concentration de 400 $\mu\text{g/mL}$.

Conserver à environ -10°C . Cette solution est conservée pour une période maximale de deux semaines;

- Solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 200 $\mu\text{g/mL}$:

Dans une fiole jaugée de volume connu, introduire la quantité nécessaire de la solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 10 mg/mL et diluer avec du fréon afin d'obtenir une concentration de 200 $\mu\text{g/mL}$.

Conserver à environ -10°C . Cette solution est conservée pour une période maximale de deux semaines;

- Solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 10 $\mu\text{g/mL}$:

Dans une fiole jaugée de volume connu, introduire la quantité nécessaire de la solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 200 $\mu\text{g/mL}$ et diluer avec du fréon afin d'obtenir une concentration de 10 $\mu\text{g/mL}$.

Conserver à environ -10°C . Cette solution est conservée pour une période maximale de deux semaines.

9.2.7 Protocole analytique²⁸

9.2.7.1 Préparation de la verrerie

La décontamination initiale du matériel utilisé est indispensable.

9.2.7.2 Préparation des échantillons

- Homogénéiser et triturer tout l'échantillon à l'aide d'une spatule ou cuillère dans un contenant approprié, éliminer le matériel solide (roche, bois...) visible supérieur à environ 5 mm. Il est recommandé d'utiliser du matériel jetable. S'assurer que si l'analyse des composés volatils est demandée, qu'un sous-échantillon soit prélevé avant de procéder à cette étape d'homogénéisation;

- Peser précisément une quantité entre 10 et 15 g d'échantillon sur une base humide. Ajouter la même quantité de $MgSO_4$ (rapport 1:1 poids:poids) et mélanger jusqu'à l'obtention d'un matériel sec.

Un témoin, constitué d'une même quantité de $MgSO_4$, suit les mêmes étapes d'extraction qu'une série d'échantillons;

- Transférer tout l'échantillon ainsi traité dans une cartouche pour extracteur de type «Soxhlet»;
- Ajouter le volume approprié de fréon dans le ballon de l'extracteur et effectuer le montage du «Soxhlet»;
- Chauffer pendant quatre heures à un rythme d'environ 10 à 15 cycles/heure;
- Laisser refroidir et transférer tout le fréon contenu dans le siphon ainsi que celui restant dans la cartouche dans le ballon de l'extracteur;
- Rincer l'extracteur avec du fréon et transférer le matériel de rinçage dans le ballon de l'extracteur;
- Ajuster le volume si nécessaire à l'aide de l'évaporateur rotatif;
- Transférer le contenu du ballon dans une fiole jaugée de volume connu. Rincer le ballon avec du fréon et compléter au trait de jauge avec du fréon;
- Doser les huiles et les graisses totales, selon la procédure décrite à la section 9.2.7.3. Diluer, s'il y a lieu, l'échantillon de façon à obtenir une concentration en huiles et graisses totales inférieure à $400 \mu\text{g/mL}$ de fréon;
- Ajouter un minimum de 3 g de gel de silice pour une concentration maximale de $400 \mu\text{g/ml}$ d'huiles et graisses totales. Agiter vigoureusement pendant un minimum de cinq minutes³⁰;
- Laisser le gel de silice se déposer, centrifuger ou filtrer si nécessaire;
- Doser les huiles et graisses minérales.

9.2.7.3 Dosage

- Fixer les conditions de lecture :
 - Balayage de la région du spectre se situant entre $4\ 000 \text{ cm}^{-1}$ et $2\ 500 \text{ cm}^{-1}$,
 - Intervalle de lecture : 1 cm^{-1} ,
 - Lecture de la bande «C-H» dans la région se situant à $2\ 930 \text{ cm}^{-1} \pm 3 \text{ cm}^{-1}$;

³⁰

La capacité d'adsorption maximale est de 100 mg de composés polaires pour 3 g de gel de silice.

- Vérifier le positionnement des longueurs d'onde à l'aide d'un film de polystyrène;
- Vérifier si nécessaire l'étalonnage du spectrophotomètre à l'aide de la solution étalon d'isooctane, d'hexadécane et de benzène de 200 µg/mL;
- Vérifier les limites supérieure et inférieure du spectrophotomètre infrarouge (IR) (400 µg/mL et 10 µg/mL);
- Doser les échantillons.

9.2.8 Calcul et expression des résultats²⁸

Les résultats finaux sont exprimés en mg/kg de matière sèche.

Déterminer la concentration d'huiles et graisses totales et minérales à l'aide des équations suivantes :

$$C_T = \frac{A_T \times B}{D} \times F \quad \text{et} \quad C_M = \frac{A_M \times B}{D} \times F$$

où :

- C = Concentration d'huiles et graisses totales (C_T) ou minérales (C_M) dans le sol (µg/g) correspondant à (mg/kg) sur base sèche;
- A = Concentration d'huiles et graisses totales (A_T) ou minérales (A_M) dans la solution dosée (µg/mL);
- B = Volume final de la solution dosée (mL);
- D = Poids d'échantillon utilisé (g sur base sèche);
- F = Facteur de dilution si nécessaire.

Exprimer les résultats en mg/kg de matière sèche, en tenant compte du pourcentage de poids sec de l'échantillon.

9.2.9 Bibliographie

- American Public Health Association, American Water Works Association and Water Pollution Control Federation, Standard Methods for the Examination of water and wastewater, 18th Edition, 1992.
- Environnement Canada, Références sur la qualité des eaux, Guide des paramètres de la qualité des eaux, Ottawa 1980.

9.3 Programme de contrôle de qualité pour l'analyse des huiles et graisses minérales contenues dans les sols

Le chapitre 7 recommande d'utiliser une méthode normalisée pour le dosage des huiles et graisses minérales, de même que l'application d'un programme d'assurance qualité rigoureux et le respect de critères de performance, sans quoi les résultats pourront être refusés. En ce sens, les procédures de contrôle de la qualité présentées ci-après devront être réalisées et les résultats fournis avec ceux des échantillons issus du terrain.

De plus, pour chacune des stations d'échantillonnage, lorsque possible, un duplicata de l'échantillon soumis pour analyse devra être prélevé et conservé à 4°C et à l'abri de la lumière, pour référence ultérieure. Ce duplicata pourra être analysé si des problèmes se sont présentés lors de l'analyse du premier échantillon ou pour confirmer les résultats obtenus.

9.3.1 Contrôle interne au laboratoire

Un blanc de procédure doit être analysé pour chaque série d'échantillons issus du terrain. De plus, le laboratoire doit réaliser des dosages d'échantillons de terrain en duplicata. La fréquence doit correspondre à 5 % du nombre total d'échantillons à analyser.

Le laboratoire doit également analyser des échantillons de contrôle préparés à l'interne, à une fréquence minimum de 5 % du nombre total d'échantillons. La concentration en huiles et graisses minérales contenue dans les échantillons de contrôle pour les sols doit se situer entre 1 000 et 8 000 mg/kg. Cet échantillon de contrôle doit être constitué à partir d'un sol inorganique (exemple : sable) dont la fraction granulométrique est inférieure à 5 mm. L'huile minérale utilisée pour fortifier ce sol inorganique doit être non volatile, telle que l'huile de paraffine communément appelée Nujol.

Pour chaque nouveau lot d'huile de paraffine, son absorbance ainsi que celle de la solution standard sont mesurées pour une même concentration donnée. Elles sont comparées et un facteur de correspondance de l'absorbance est calculé. Le facteur ainsi déterminé doit être colligé dans un registre interne et être fourni avec les résultats des échantillons issus du terrain, de concert avec les résultats des échantillons de contrôle de qualité.

Les résultats des échantillons de terrain, de même que ceux issus du contrôle de la qualité, ne doivent en aucun cas être corrigés pour compenser pour la présence du benzène dans la solution standard ou pour le rendement de l'extraction...

Le comité recommande que les laboratoires complètent leur programme d'assurance qualité par une contre-expertise externe. Les laboratoires accrédités participent régulièrement aux études inter-laboratoires parrainées par le Bureau d'accréditation du ministère.

9.3.2 Objectifs de performance

La concentration en huiles et graisses minérales dans le blanc de procédure doit être inférieure à la limite de détection de la méthode dont les principaux points apparaissent à la section 9.2.

La variation entre des résultats dupliqués pour un même échantillon doit être inférieure à 30 % pour une concentration supérieure à 1 000 mg d'huiles et graisses minérales par kilogramme d'échantillon.

La variation du pourcentage de récupération des échantillons de contrôle préparés à l'interne ne doit pas excéder 25 % de la concentration moyenne obtenue. Cet écart correspond à trois fois l'écart type de la moyenne.

10.0 CRITÈRES D'INTERVENTION POUR LES SOLS ET L'EAU SOUTERRAINE

Bien que l'Agence américaine de protection de l'environnement, la Californie et l'armée américaine déterminent généralement les niveaux de décontamination de leurs terrains à partir d'analyses de risque, le New Jersey, l'État de New York et celui de Washington préconisent davantage l'usage de critères génériques préétablis, vision partagée par les européens. Le modèle néerlandais, duquel l'approche du Québec, de l'Australie et de la Nouvelle-Zélande s'inspirent, compte de nombreux adeptes. Le gouvernement canadien est également en faveur de cette approche qui préconise l'usage de critères préétablis, avec des niveaux de décontamination liés avec l'utilisation future du terrain.

La littérature rapporte de nombreux critères pour les produits pétroliers dans les sols (tableau 13). Les problèmes associés aux multiples critères véhiculés en Amérique comme en Europe sont principalement que :

- 1) la logique ou l'argumentation à la base de ces critères n'est généralement pas disponible;
- 2) les approches pour établir ces critères, lorsque présentées, varient d'un organisme normatif à un autre. Aux États-Unis, par exemple, les critères peuvent varier considérablement d'un État à un autre, rendant davantage non uniforme la gestion de sols et de l'eau souterraine contaminés par des produits pétroliers;
- 3) les critères sont généralement établis de façon subjective et ne sont ainsi pas basés sur une approche scientifique rigoureuse.

Tableau 13

CRITÈRES VÉHICULÉS PAR LA LITTÉRATURE POUR LA GESTION DE SOLS CONTAMINÉS PAR DES PRODUITS PÉTROLIERS

PARAMÈTRES	CONCENTRATIONS mg/kg
Huiles et graisses minérales	10 à 10 000 ^{31,32}
Diesel	100 à 10 000 ^{5,31}
Essence	10 à 1 000 ^{5,31}
BTEX total	1 à 100 ³¹

³¹ Paustenbach, D.J., Kalmes, R., et al. (1993). A Proposed Approach to Regulating Contaminated Soil: Identify Safe Concentrations for Seven of the most Frequently Encountered Exposure Scenarios. Principles and Practices for Petroleum Contaminated Soils. Chapitre 23. Lewis Publishers

³² Bell, C.E., Kostecki, P.T. et Calabrese, E.J. (1991). Review of State Cleanup Levels for Hydrocarbon Contamination. Hydrocarbon Contaminated Soils and Groundwater. pp. 77-89. Lewis Publishers

10.1 Critères applicables à des sols et de l'eau souterraine contaminés par de l'essence

L'essence est un mélange qui contient majoritairement des composés organiques volatils (COV). Aussi, les critères associés à ces composantes doivent être utilisés pour gérer les sols et de l'eau souterraine. La *Politique de réhabilitation des terrains contaminés* prévoit des critères pour neuf hydrocarbures aromatiques monocycliques (HAM), identifiés à titre de substances indicatrices de composés organiques volatils (COV). Il s'agit de :

Tableau 14

CRITÈRES PRESCRITS POUR LES COV³³

	CRITÈRES POUR LE SOL (mg/kg matière sèche)			CRITÈRES POUR L'EAU SOUTERRAINE (ug/L)		
	A	B	C	A	B	C
Benzène	<0,1	0,5	5	<0,5	1	5
Éthylbenzène	<0,1	5	50	<0,5	50	150
Toluène	<0,1	3	30	<0,5	50	100
Chlorobenzène	<0,1	1	10	<0,1	2	5
Dichloro-1,2 benzène	<0,1	1	10	<0,1	2	5
Dichloro-1,3 benzène	<0,1	1	10	<0,1	2	5
Dichloro-1,4 benzène	<0,1	1	10	<0,1	2	5
Xylène	<0,1	5	50	<0,5	20	60
Styrène	<0,1	5	50	<0,5	40	120

10.2 Critères applicables à des sols et de l'eau souterraine contaminés par tout autre mélange d'hydrocarbures que de l'essence

Tel qu'il a été discuté au chapitre 8, les paramètres «huiles et graisses minérales», «HAP» et «BTEX» sont identifiés pour gérer les sols et l'eau souterraine contaminés par tout mélange d'hydrocarbures autre que l'essence.

La *Politique de réhabilitation des terrains contaminés* préconise actuellement le suivi de 23 HAP dont les 16 identifiés par l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA). Il s'agit de :

33

Depuis 1990-91, la Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés (DPGDLC) réalise la validation (volet santé) des critères ABC par l'entremise d'une approche d'analyse de risque modulée en fonction de différents usages des sols. Elle participe également aux travaux du CCME sur l'élaboration d'un protocole national sur l'élaboration de critères. Les critères cités sont donc des valeurs susceptibles d'être modifiées après leur validation éventuelle.

Tableau 15
CRITÈRES PRESCRITS POUR LES HAP³³

	SOLS (mg/kg de matière sèche)			EAUX SOUTERRAINES (ug/L)		
	A	B	C	A	B	C
Benzo (a) anthracène	<0,1	1	10	<0,1	0,5	2
Diméthyl-7,2 benzanthracène-1,2	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Dibenzo (a,h) anthracène	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Chrysène	<0,1	1	10	<0,1	1	5
Méthyl-3 cholanthrène	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Benzo (b) fluoranthène	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Benzo (j) fluoranthène	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Benzo (k) fluoranthène	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Benzo (g,h,i) pérylène	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Benzo (c) phénanthrène	<0,1	1	10	<0,1	0,5	2
Pyrène	<0,1	10	100	<0,2	7	30
Benzo (a) pyrène	<0,1	1	10	<0,1	0,2	1
Dibenzo (a,h) pyrène	<0,1	1	10	<0,1	1	5
Dibenzo (a,i) pyrène	<0,1	1	10	<0,1	1	5
Dibenzo (a,l) pyrène	<0,1	1	10	<0,1	1	5
Indéno (1,2,3,c,d) pyrène	<0,1	1	10	<0,1	1	5
Acénaphène	<0,1	10	100	<0,5	20	30
Acénaphtylène	<0,1	10	100	<0,5	10	20
Anthracène	<0,1	10	100	<0,2	7	20
Fluoranthène	<0,1	10	100	<0,1	2	10
Fluorène	<0,1	10	100	<0,1	2	10
Naphtalène	<0,1	5	50	<0,2	10	30
Phénanthrène	<0,1	5	50	<0,1	1	5
HAP (somme)	1	20	200	0,2	10	50

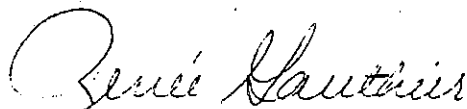
La *Politique* véhicule également, depuis 1988, des critères pour le paramètre «huiles et graisses minérales». Bien que l'on conçoive qu'il est difficile d'établir une base scientifique rigoureuse pour de tels critères, particulièrement en raison du caractère intégrateur de l'outil analytique et de la diversité et de la complexité des mélanges auxquels on fait face, il demeure que l'on s'entend sur la nécessité de bénéficier de tels critères.

De plus, les vérifications réalisées par la Direction des laboratoires sur des sols contaminés par du diesel montrent une certaine corrélation entre ce que la méthode «huiles et graisses» par infra-rouge (IR) permet d'obtenir et ce qu'on peut détecter par chromatographie pour une contamination par du diesel. Dans ce contexte, les critères d'«huiles et graisses minérales» présentés ci-après demeurent préconisés pour gérer les sols et l'eau souterraine contaminés par des mélanges d'hydrocarbures autres que l'essence.

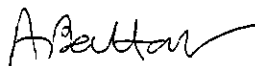
Tableau 16

CRITÈRES PRESCRITS POUR LES HUILES ET GRAISSES MINÉRALES³³

	SOLS (mg/kg matière sèche)			EAU SOUTERRAINE (ug/L)		
	A	B	C	A	B	C
Huiles et graisses minérales	< 100	1 000	5 000	< 100	1 000	5 000



Renée Gauthier*
Chimiste M.Sc.
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés
MENVIQ



Aviva Battat
Chimiste
Direction des laboratoires
MENVIQ



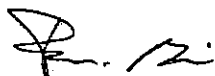
Pierre Bédard
Chimiste Ph.D.
Consultant



Jacques Boulerice
Technicien
Direction des laboratoires
MENVIQ



Sylvain Léger
Chimiste et ingénieur M.Sc.A
Monenco Agra (Montréal)



François Messier
Chimiste Ph.D.
Direction des laboratoires
MENVIQ



Richard Northon
Chimiste M.Sc.
Laboratoire Envirolab
(Roche ltée)

Novembre 1993

* À qui toute correspondance devrait être acheminée.

BIBLIOGRAPHIE

- APHA, AWWA, WPCF (1992). Standard methods for the examination of water and wastewater
- CCME (1991). Total petroleum hydrocarbon. Summary of task group responses to request for TPH criteria/rationales (by jurisdiction)
- Contaminated soil (1986). J. W. Assink, W. J. van den Brink éd., Martinus Nijhoff Publishers
- Contaminated soil '88 (1988). Volumes 1 et 2. K. Wolf, W.J. van den Brink, F. J. Colon éd., Kluwer Academic Publishers
- Contaminated soil '90 (1990). Volumes 1 et 2. F. Arendt, M. Hinsenveld, W. J. van den Brink éd., Kluwer Academic Publishers
- Contaminated soil '93 (1993). Volume 1. F. Arendt, G. J. Annokée, R. Bosman, W. J. van den Brink éd., Kluwer Academic Publishers
- Dragun, J. (1988). The soil chemistry of hazardous materials. Ed. The hazardous materials control research institute. ISBN : 0-944989-79-9
- EPA, Test methods for evaluating solid waste - Physical/Chemical methods (1986). SW-846
- Gauthier, R., décembre 1993. Approches de validation et d'élaboration de critères d'intervention pour les sols contaminés. Texte de conférence présentée au congrès Vision-Sciences. Ministère de l'Environnement du Québec
- Hydrocarbon contaminated soils (1991). Volume 1. E. J. Calabrese et P. T. Kostecky éd., Lewis Publishers
- Marencik, J. (1991). State-by-state summary of clean-up standards. Soils, 15, novembre - décembre 1991
- MENVIQ (1988). Politique de réhabilitation des terrains contaminés. ISBN 2-550-18576-5. Envirodoq 880081, SD-5
- MENVIQ (1990). Guide des méthodes de conservation et d'analyses des échantillons d'eau et de sol. ISBN 2-550-20923-0. Envirodoq EN900080, QEN/SD/14/1
- MENVIQ (1992). Validation des critères de la Politique de réhabilitation des terrains contaminés - Volet santé humaine. Rapport du projet pilote. DPGDLC 5124-07-05
- MENVIQ (1993). Lignes directrices d'intervention lors de l'enlèvement de réservoirs souterrains ayant contenu des produits pétroliers. Préliminaire

- Noble, D., EPA. Here today, gone tomorrow. Halogenated Solvents in analytical chemistry. Analytical chemistry, volume 65, 15, août 1993. Pages 693A-695A
- Petroleum contaminated soils (1989). Volume 2. E. J. Calabrese et P. T. Kostecki éd., Lewis Publishers
- Petroleum contaminated soils (1990). Volume 3. E. J. Calabrese et P. T. Kostecki éd., Lewis Publishers
- Principles and practices for petroleum contaminated soils (1993). E. J. Calabrese et P. T. Kostecki éd., Lewis Publishers
- Trépanier, J. P., décembre 1993. Texte de conférence présentée au congrès Vision-Sciences. Ministère de l'Environnement du Québec

SIGNIFICATION DES ACRONYMES

BaP : benzo (a) pyrène

BPC : biphényles polychlorés

BTEX : benzène/toluène/éthylbenzène/xylènes

C : carbone

COV : composés organiques volatils

DMF : diméthylformamide

DPGDLG : Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

EPA : *Environmental Protection Agency*

GC-ECD : chromatographie en phase gazeuse couplée à un détecteur à capture d'électron

GC-FID : chromatographie en phase gazeuse couplée à un détecteur à flamme ionisante

GC-MS : chromatographie en phase gazeuse couplée à un spectromètre de masse

GC-PID : chromatographie en phase gazeuse couplée à un détecteur à photoionisation

H : hydrogène

H et G minérales : huiles et graisses minérales
(ou H et G min.)

HAP : hydrocarbures aromatiques polycycliques

IPP : identification de produits pétroliers par GC-FID

IR : infrarouge (détection par spectrophotométrie...)

MENVIQ : ministère de l'Environnement du Québec

MOE : ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario

MTBE : methyl terbutyl ether

o + m + p : ortho + méta + para

SBEC : Santé et Bien-être Canada

SFE : *supercritical fluid extraction*

STM : "*Standard Method for the Examination of Water and Wastewater*"

T_{eb.} : température d'ébullition

TPH : *total petroleum hydrocarbons*

TRPH : *total recoverable petroleum hydrocarbons*

u.m.a. : unité de masse atomique

ANNEXE A

TABLEAU A-1

SUBSTANCES ORGANIQUES IDENTIFIÉES
DANS DIVERS MÉLANGES D'HYDROCARBURES¹²

Substances	Source ^a	Substances	Source ^a
acenaphthalenes	fo	cyclopentaneacetic acid	co
acenaphthenes	fo	cyclopentanecarboxylic acid	co
acetic acid	co	cyclopentanethiol	co
adamantane	co	cyclopentene	g
alkanes	fo	3-cyclopentylpyridine	co
aniline	fo	4-cyclopentylpyridine	co
anthracene	fo	m-cymene	fo, g
benzene	co, fo, g, hog, ug	o-cymene	fo, g
1,2-benzofluorene	co	p-cymene	fo, g
benzoic acid	fo	trans-decahydronaphthalene	co
benzothiophenes	fo	n-decane	co, g, k
bicyclic sesquiterpanes	co	decanoic acid	fo
bicyclo-[3.22.1] octane	co	1-decene	g
cis-bicyclo-[3.3.0]-octane	co	cis-2-decene	g
biphenyl	co, fo, k	trans-2-decene	g
1,3-butadiene	g	decylthiophane	co
n-butane	co, g, hog, ug	diasteranes	co
1-butanethiol	co	1,2-dibromoethane	g
2-butanethiol	co	1,2-dichloroethane	g
butanoic acid	co	1,2-diethylbenzene	co, fo, g
trans-2-butene	g, hog	1,3-diethylbenzene	g
1-butene	g	1,4-diethylbenzene	co, g
cis-2-butene	g	diethylphenol	co
trans-2-butene	g	2,6-dimethylantracene	co
t-butyl alcohol	g	2,7-dimethylantracene	co
n-butylbenzene	co, g	2,3-dimethylbenzo-[h]-quinoline	co
sec-butylbenzene	co, g	2,4-dimethylbenzo-[h]-quinoline	co
urw11t-butylbenzene	co, g	2,2-dimethylbutane	co, g, hog
sec-butylcyclohexane	g	2,3-dimethylbutane	co, g, hog, ug
t-butylcyclohexane	g	2,3-dimethyl-1-butene	g
d1-2-sec-butyl-4,5-dimethylpyridine	co	2,3-dimethyl-2-butene	g
butylthiophane	co	3,3-dimethyl-1-butene	g
carbazole	co	2,3-dimethyl-2-butenedioic acid	co
m-cresol	co	1,3-dimethyl-5-t-butylbenzene	g
o-cresol	co	2,4-dimethyl-8-sec-butylquinoline	co
p-cresol	co	1,1-dimethylcyclohexane	co, g
cycloalkanes	fo	cis-1,2-dimethylcyclohexane	co, g, hog
cyclobutane	co	cis-1,3-dimethylcyclohexane	co, hog
cycloheptane	co, g	cis-1,4-dimethylcyclohexane	co, hog
cyclohexane	co, g, hog	trans-1,2-dimethylcyclohexane	co, g, hog
cyclohexanecarboxylic acid	co	trans-1,3-dimethylcyclohexane	co, hog
cyclohexanethiol	co	trans-1,4-dimethylcyclohexane	co, hog
cyclohexene	g	1,1-dimethylcyclopentane	co, g, hog
cyclopentane	co, g	cis-1,2-dimethylcyclopentane	co, g
		trans-1,2-dimethylcyclopentane	co, g
		cis-1,3-dimethylcyclopentane	co, g, hog, ug
		trans-1,3-dimethylcyclopentane	co, g, hog, ug

a : co = pétrole brut
fo = huile à chauffage
g = essence
hog = essence à indice d'octane élevé
ug = essence sans plomb
k = kérosène

TABLEAU A-1 (suite)

SUBSTANCES ORGANIQUES IDENTIFIÉES
DANS DIVERS MÉLANGES D'HYDROCARBURES¹²

Substances	Source ^a	Substances	Source ^a
2,2-dimethylcyclopentanecarboxylic acid	co	1,4-dimethylnaphthalene	fo
2,3-dimethylcyclopentylacetic acid	co	1,6-dimethylnaphthalene	co, k
dimethylcyclopropane	g	1,7-dimethylnaphthalene	fo
1,8-dimethyldibenzothiophene	co	2,6-dimethylnaphthalene	co, fo, k
2,3-dimethyl-4-8-diethylquinoline	co	2,6-dimethyloctane	g
1,2-dimethyl-3-ethylbenzene	co, g, k	2,2-dimethylpentane	co, g, hog
1,2-dimethyl-4-ethylbenzene	co, fo, g, k	2,3-dimethylpentane	co, g, hog, ug
1,3-dimethyl-2-ethylbenzene	co, g, k	2,4-dimethylpentane	co, g, hog, ug
1,3-dimethyl-4-ethylbenzene	co, g, k	3,3-dimethylpentane	co, g, hog
1,3-dimethyl-5-ethylbenzene	co, fo, g, k	2,3-dimethyl-1-pentene	g
1,4-dimethyl-2-ethylbenzene	co, g	2,3-dimethyl-2-pentene	g
2,2-dimethyl-3-ethylpentane	g	2,4-dimethyl-1-pentene	g
2,4-dimethyl-3-ethylpentane	g	2,4-dimethyl-2-pentene	g
2,3-dimethyl-4-ethyl-8-n-propylquinoline	co	3,3-dimethyl-1-pentene	g
2,3-dimethyl-8-ethylquinoline	co	cis-3,4-dimethyl-2-pentene	g
2,4-dimethyl-8-ethylquinoline	co	trans-3,4-dimethyl-2-pentene	g
2,3-dimethyl-4-ethylthiophene	co	4,4-dimethyl-1-pentene	g
2,4-dimethyl-3-ethylthiophene	co	cis-4,4-dimethyl-2-pentene	g
3,4-dimethyl-2-ethylthiophene	co	trans-4,4-dimethyl-2-pentene	g
2,2-dimethylheptane	g, hog	1,8-dimethylphenanthrene	co
2,3-dimethylheptane	co, g	2,6-dimethylphenol	fo
2,4-dimethylheptane	g	2,2-dimethylpropane	co, g
2,5-dimethylheptane	g	2,2-dimethyl-1-propanethiol	co
2,6-dimethylheptane	co, g	1,2-dimethyl-3-propylbenzene	g
3,3-dimethylheptane	g	1,2-dimethyl-4-propylbenzene	co, g, k
3,4-dimethylheptane	g	1,3-dimethyl-4-propylbenzene	co, g, k
3,5-dimethylheptane	g	1,3-dimethyl-5-n-propylbenzene	g
2,2-dimethylhexane	co, g, hog	1,4-dimethyl-2-n-propylbenzene	g
2,3-dimethylhexane	co, g, hog	2,3-dimethyl-8-n-propylquinoline	co
2,4-dimethylhexane	co, g, hog	2,4-dimethyl-8-n-propylquinoline	co
2,5-dimethylhexane	co, g, hog	2,3-dimethylpyridine	co
3,3-dimethylhexane	co, g	2,3-dimethylquinoline	co
3,4-dimethylhexane	co, g, hog	2,4-dimethylquinoline	co
2,2-dimethyl-trans-3-hexene	g	2,8-dimethylquinoline	co
2,3-dimethyl-1-hexene	g	2,6-dimethylstyrene	g
2,3-dimethyl-2-hexene	g	3,3-dimethyl-2-thiabutane	co
2,3-dimethyl-trans-3-hexene	g	2,3-dimethylthiacyclopentane	co
2,5-dimethyl-trans-3-hexene	g	2,4-dimethylthiacyclopentane	co
1,2-dimethyl-4-hydroxybenzene	fo	cis-2,5-dimethylthiacyclopentane	co
1,3-dimethyl-5-hydroxybenzene	fo	trans-2,5-dimethylthiacyclopentane	co
2,4-dimethyl-1-hydroxybenzene	fo	2,6-dimethyl-4-thiaheptane	co
1,1-dimethylindan	g	2,2-dimethyl-3-thiapentane	co
1,6-dimethylindan	g	2,4-dimethyl-3-thiapentane	co
1,2-dimethyl-3-isopropylbenzene	g	2,6-dimethylundecane	g
2,3-dimethyl-6-isopropylpyridine	co	dinaphthenebenzenes	fo
dimethylmaleic anhydride	co	diterpanes	co
1,2-dimethylnaphthalene	co, fo, k	n-docosane	co, fo
1,3-dimethylnaphthalene	fo	n-dodecane	co, fo, g, k

a : co = pétrole brut
fo = huile à chauffage
g = essence
hog = essence à indice d'octane élevé
ug = essence sans plomb
K = kérosène

TABLEAU A-1 (suite)

SUBSTANCES ORGANIQUES IDENTIFIÉES
DANS DIVERS MÉLANGES D'HYDROCARBURES¹²

Substances	Source ^a	Substances	Source ^a
n-dotriacontane	co	n-hexadecane	co, fo, k
n-eicosane	co, fo	hexadecanoic acid	co
eicosanoic acid	co	hexadecylthiophane	co
ethane	co	n-hexane	co, g, hog, ug
ethanethiol	co	2-hexanethiol	co
ethanol	fo	3-hexanethiol	co
ethylbenzene	co, fo, g, hog, ug	n-hexanoic acid	co
2-ethyl-1-butene	g	1-hexene	g, hog
ethylcyclohexane	co, g	cis-2-hexene	g
ethylcyclopentane	co, g, hog	cis-3-hexene	g
3-ethylcyclopentane	g	trans-2-hexene	g
3-ethylheptane	g	trans-3-hexene	g
4-ethylheptane	g	hexylthiophane	co
3-ethylhexane	co, g	hopanes	co
2-ethyl-1-hexene	g	indan	co, g
3-ethyl-3-hexene	g	indans	fo
1-ethyl-3-isopropylbenzene	g	indanol	fo
1-ethyl-4-isopropylbenzene	g	indene	g
1-ethyl-4-methylbenzene	fo	isobutane	co, g
1-ethylnaphthalene	fo	isobutylbenzene	co, g
2-ethylnaphthalene	fo	isobutylcyclohexane	g
4-ethyloctane	g	isobutylcyclopentane	g
3-ethylpentane	co, g, hog	isooctylthiophane	co
3-ethylpentanoic acid	co	isopentylbenzene	g
2-ethyl-1-pentene	g	isoprenoids	co
3-ethyl-1-pentene	g	isopropyl alcohol	g
3-ethyl-2-pentene	g	isopropylbenzene	co, fo, g
1-ethyl-2-n-propylbenzene	g	isopropylcyclohexane	g
1-ethyl-3-n-propylbenzene	g	isopropylcyclopentane	co, g
ethylstyrene	g	isoquinoline	fo
2-ethylthiacyclopentane	co	2-isopropylpheno1	fo
formic acid	co	methane	co
n-heneicosane	co, fo	methanethiol	co
n-hentriacontane	co	methanol	fo
heptacosane	co, fo	8-methyl-1,2-benzofluorene	co
n-heptadecane	co, fo	methylbicyclo-[2.2.1]-heptane	co
n-heptane	co, g, hog	3-methylbiphenyl	co
heptanoic acid	co	2-methyl-1,3-butadiene	g
1-heptene	g	2-methylbutane	co, g
cis-2-heptene	g	3-methylbutanoic acid	co
cis-3-heptene	g	2-methyl-1-butanethiol	co
trans-2-heptene	g	2-methyl-2-butanethiol	co
trans-3-heptene	g	3-methyl-1-butanethiol	co
heptythiophane	co	3-methyl-2-butanethiol	co
hexacosane	co, fo	2-methyl-1-butene	g
		2-methyl-2-butene	g

a : co = pétrole brut
fo = huile à chauffage
g = essence
hog = essence à indice d'octane élevé
ug = essence sans plomb
K = kérosène

TABLEAU A-1 (suite)

SUBSTANCES ORGANIQUES IDENTIFIÉES
DANS DIVERS MÉLANGES D'HYDROCARBURES¹²

Substances	Source ^a	Substances	Source ^a
3-méthyl-1-butène	g	2-méthyl-trans-3-hexène	g
1-méthyl-3-n-butylbenzène	co	3-méthyl-1-hexène	g
1-méthyl-3-t-butylbenzène	g	3-méthyl-cis-2-hexène	g
1-méthyl-4-t-butylbenzène	g	3-méthyl-trans-2-hexène	g
méthyl-t-butyl éther	g	3-méthyl-cis-3-hexène	g
1-méthylchrysène	co	3-méthyl-trans-3-hexène	g
méthylcyclohexane	co,g,hog,ug	4-méthyl-1-hexène	g
4-méthylcyclohexanecarboxylique acid	co	4-méthyl-cis-2-hexène	g
1-méthylcyclohexène	g	4-méthyl-trans-2-hexène	g
4-méthylcyclohexène	g	5-méthyl-1-hexène	g
méthylcyclopentane	co,g,hog,ug	5-méthyl-cis-2-hexène	g
2-méthylcyclopentanecarboxylique acid	co	1-méthyl-2-isopropylbenzène	co,g
3-méthylcyclopentanecarboxylique acid	co	1-méthyl-3-isopropylbenzène	co,g
cis-2-méthylcyclopentanethiol	co	1-méthyl-4-isopropylbenzène	co,g
1-méthylcyclopentène	g	1-méthyl-cis-4-isopropylcyclohexane	g
3-méthylcyclopentène	g	1-méthyl-trans-4-isopropylcyclohexane	g
3-méthylcyclopentylacétique acid	co	1-méthylindan	co,g,k
2-méthylcyclopentylpropanoïque acid	co	2-méthylindan	co,g,k
4-méthyldecane	g	4-méthylindan	co,g,k
1-méthyl-2-éthylbenzène	co,g,k	5-méthylindan	g
1-méthyl-3-éthylbenzène	co,g,k,ug	1-méthyl-naphtalène	co,fo,k
1-méthyl-4-éthylbenzène	co,g,k,ug	2-méthyl-naphtalène	co,fo,g,k
1-méthyl-1-éthylcyclopentane	co,g	méthyl-naphtalènes	fo
1-méthyl-cis-2-éthylcyclopentane	co,g	2-méthyl-nonane	co,g
1-méthyl-trans-2-éthylcyclopentane	co,g	3-méthyl-nonane	co,g
1-méthyl-cis-3-éthylcyclopentane	co,g	4-méthyl-nonane	co,g
1-méthyl-trans-3-éthylcyclopentane	co,g	5-méthyl-nonane	co,g
2-méthyl-3-éthylhexane	g	2-méthyl-1-nonène	g
2-méthyl-4-éthylhexane	g	2-méthyl-octane	co,g,ug
2-méthyl-3-éthylpentane	co,g	3-méthyl-octane	co,g,ug
3-méthyl-3-éthylpentane	co,g	4-méthyl-octane	co,g,ug
3-méthyl-5-éthylpyridine	co	2-méthyl-1-octène	g
2-méthyl-8-éthylquinoline	co	2-méthyl-2-octène	g
2-méthylheptane	co,g,hog	2-méthylpentane	co,g,hog,ug
3-méthylheptane	co,g,hog	3-méthylpentane	co,g,hog,ug
4-méthylheptane	co,g,hog	2-méthylpentanoïque acid	co
2-méthyl-1-heptène	g	3-méthylpentanoïque acid	co
2-méthyl-2-heptène	g	4-méthylpentanoïque acid	co
6-méthyl-1-heptène	g	2-méthyl-2-pentanethiol	co
2-méthylhexane	co,g,hog	2-méthyl-3-pentanethiol	co
3-méthylhexane	co,g,hog,ug	3-méthyl-3-pentanethiol	co
2-méthylhexanoïque acid	co	4-méthyl-2-pentanethiol	co
3-méthylhexanoïque acid	co	2-méthyl-1-pentène	g,ug
4-méthylhexanoïque acid	co	2-méthyl-2-pentène	g,ug
5-méthylhexanoïque acid	co	3-méthyl-1-pentène	g
2-méthyl-1-hexène	g	3-méthyl-2-pentène	g
2-méthyl-2-hexène	g	cis-3-méthyl-2-pentène	g
2-méthyl-cis-3-hexène	g	trans-3-méthyl-2-pentène	g

a : co = pétrole brut
fo = huile à chauffage
g = essence
hog = essence à indice d'octane élevé
ug = essence sans plomb
K = kérosène

TABLEAU A-1 (suite)

SUBSTANCES ORGANIQUES IDENTIFIÉES
DANS DIVERS MÉLANGES D'HYDROCARBURES¹²

Substances	Source ^a	Substances	Source ^a
4-méthyl-1-pentène	g	n-octane	co, fo, g, hog, k
4-méthyl-cis-2-pentène	g	n-octanoïque	co
4-méthyl-trans-2-pentène	g	2-octanethiol	co
2-méthylpropane	g, hog	octanoïque	fo
2-méthyl-1-propanethiol	co	1-octène	g
2-méthyl-2-propanethiol	co	cis-2-octène	g
2-méthylpropanoïque	co	trans-2-octène	g
2-méthylpropène	g	trans-4-octène	g
1-méthyl-2-n-propylbenzène	co, g, k	octylthiophène	co
1-méthyl-3-n-propylbenzène	g	pentacosane	co, fo
1-méthyl-4-n-propylbenzène	cp, g, k	n-pentadécane	co, fo, k
1-méthylpyrène	co	1,4-pentadiène	g
3-méthylpyridine	co	pentaméthylbenzène	g
2-méthylquinoline	co	n-pentane	co, fo, g, hog, ug
2-méthylstyrène	g	1-pentanethiol	co
2-méthyl-1,2,3,4-tetrahydronaphtalène	co	2-pentanethiol	co
5-méthyl-1,2,3,4-tetrahydronaphtalène	co	3-pentanethiol	co
6-méthyl-1,2,3,4-tetrahydronaphtalène	co	pentanoïque	co
1-méthyltétralin	k	1-pentène	g, hog, ug
2-méthyltétralin	k	cis-2-pentène	g, hog, ug
4-méthyl-2-thia[0.3.3]-bicyclononane	co	trans-2-pentène	g, hog, ug
3-méthyl-2-thia[0.3.3]-bicyclooctane	co	n-pentylbenzène	g
méthyl-8-thia[3.2.1]-bicyclooctane	co	n-pentylcyclohexane	g
3-méthyl-2-thiabutane	co	n-pentylcyclopentane	g
2-méthylthiacyclopentane	co	pentylthiophane	co
3-méthylthiacyclopentane	co	perylene	co
4-méthylthiacyclopentane	co	phenanthrene	fo
2-méthyl-3-thiahexane	co	phénol	co, fo
4-méthyl-3-thiahexane	co	polynaphtènes	fo
2-méthyl-3-thiapentane	co	porphyrins	co
2-méthylthiophène	co	propane	co, g, hog
3-méthylthiophène	co	1-propanethiol	co
naphthalène	co, fo, g, k	2-propanethiol	co
naphthalènes	fo	propanoïque	co
2-naphtol	co	n-propylbenzène	co, g
n-nonacosane	co	propylcyclohexane	g
n-nonadécane	co, fo	n-propylcyclopentane	co, g
n-nonane	co, fo, g, k	4-n-propylheptane	g
nonanoïque	co, fo	quinoline	fo
nonanol	g	steranes	co
1-nonène	g	n-tétracosane	co, fo
nonhopanes	co	n-tétradécane	co, fo, k
nonylthiophane	co	tétradécanoïque	co
n-octacosane	co	tétradécylthiophane	co
n-octadécane	co, fo	1,2,3,4-tetrahydronaphtalène	co, g
octadécanoïque	co	5,6,7,8-tetrahydroquinoline	co
octadécylthiophane	co	tétralin	g, k

a : co = pétrole brut
fo = huile à chauffage
g = essence
hog = essence à indice d'octane élevé
ug = essence sans plomb
K = kérosène

TABLEAU A-1 (suite)

SUBSTANCES ORGANIQUES IDENTIFIÉES
DANS DIVERS MÉLANGES D'HYDROCARBURES¹²

Substances	Source ^a	Substances	Source ^a
tetralins	fo	3-thiapentane	co
1,3,5,7-tetramethylanthracene	co	2-thiapropane	co
1,3,6,7-tetramethylanthracene	co	7-thiatridecane	co
2,3,6,7-tetramethylanthracene	co	6-thiaundecane	co
1,2,3,4-tetramethylbenzene	co, g, k	thiophene	co
1,2,3,5-tetramethylbenzene	co, fo, g, k	toluene	co, fo, g, hog, ug
1,2,4,5-tetramethylbenzene	co, fo, g, k	n-triacontane	co
2,2,3,3-tetramethylbutane	co	n-tricosane	co, fo
1,1,3,3-tetramethylcyclopentane	co	tricyclic terpanes	co
1,1-cis-2-cis-3-tetramethylcyclopentane	co	n-tridecane	co, fo, k
1,1-cis-2-trans-3-tetramethylcyclopentane	co	triethylphenol	co
1,1-cis-2-trans-4-tetramethylcyclopentane	co, g	2,3,6-trimethylanthracene	co
1,1-cis-3-trans-4-tetramethylcyclopentane	co	1,2,3-trimethylbenzene	co, g, k
1-cis-2-trans-3-cis-4-tetramethylcyclopentane	co	1,2,4-trimethylbenzene	co, g, k, ug
1-trans-2-cis-3-trans-4-tetramethylcyclopentane	co	1,3,5-trimethylbenzene	co, g, k
1-trans-2-trans-3-cis-4-tetramethylcyclopentane	co	2,2,3-trimethylbutane	co, g, hog
2,2,3,3-tetramethylhexane	g	2,3,3-trimethyl-1-butene	g
2,6,10,14-tetramethylhexadecane	fo	1,1,2-trimethylcyclohexane	g
1,4,5,7-tetramethylnaphthalene	co	1,1,3-trimethylcyclohexane	co, g
2,3,6,7-tetramethylnaphthalene	co	1,1,4-trimethylcyclohexane	g
2,6,10,14-tetramethylpentadecane	fo	1-cis-2-trans-3-trimethylcyclohexane	g
2,2,3,4-tetramethylpentane	g	1-trans-2-cis-3-trimethylcyclohexane	g
2,2,4,4-tetramethylpentane	co	1-trans-2-cis-4-trimethylcyclohexane	co, g
2,3,4,8-tetramethylquinoline	co	1-trans-2-trans-4-trimethylcyclohexane	co, g
2,3,4,5-tetramethylthiophene	co	1-cis-3-cis-5-trimethylcyclohexane	g
thiaadamantane	co	1-cis-3-trans-5-trimethylcyclohexane	g
6-thia[0.3.4]bicyclononane	co	cis-2,2,6-trimethylcyclohexanecarboxylic acid	co
9-thia[3.3.1]bicyclononane	co	trans-2,2,6-trimethylcyclohexanecarboxylic acid	co
2-thia[2.2.2]bicyclooctane	co	2-(2,2,6-trimethylcyclohexyl)-4,6-dimethylpyridine	co
2-thia[3.3.0]bicyclooctane	co	1,1,2-trimethylcyclopentane	co, g
cis-3-thia[3.3.0]bicyclooctane	co	1,1,3-trimethylcyclopentane	co, g
2-thia[3.2.1]bicyclooctane	co	1-cis-2-cis-3-trimethylcyclopentane	co, g
3-thia[3.2.1]bicyclooctane	co	1-cis-2-cis-4-trimethylcyclopentane	co, g
6-thia[3.2.1]bicyclooctane	co	1-cis-2-trans-3-trimethylcyclopentane	co, g
8-thia[3.2.1]bicyclooctane	co	1-cis-2-trans-4-trimethylcyclopentane	co, g
2-thiabutane	co	1-trans-2-cis-3-trimethylcyclopentane	co, g
thiacyclohexane	co	1-trans-2-cis-4-trimethylcyclopentane	co, g
thiacyclopentane	co	1,1,2-trimethylcyclopentanecarboxylic acid	co
5-thiadecane	co	1,2,2-trimethylcyclopentane-1,3-dicarboxylic acid	co
3-thiaheptane	co	3,3,4-trimethylcyclopentylacetic acid	co
2-thiahexane	co	2,6-10-trimethyldodecane	fo
3-thiahexane	co	1,2,3-trimethyl-4-ethylbenzene	g
cis-1-thiahydrindane	co	1,2,3-trimethyl-5-ethylbenzene	g
trans-1-thiahydrindane	co	1,2,4-trimethyl-3-ethylbenzene	g
thianaphthene	co	1,2,4-trimethyl-5-ethylbenzene	g
5-thianonane	co	1,2,5-trimethyl-3-ethylbenzene	g
3-thiaoctane	co	1,3,5-trimethyl-2-ethylbenzene	g
2-thiapentane	co	2,3,8-trimethyl-4-ethylquinoline	co

a : co = pétrole brut
fo = huile à chauffage
g = essence
hog = essence à indice d'octane élevé
ug = essence sans plomb
K = kérosène

TABLEAU A-1 (suite)

SUBSTANCES ORGANIQUES IDENTIFIÉES
DANS DIVERS MÉLANGES D'HYDROCARBURES¹²

Substances	Source ^a	Substances	Source ^a
2,3,4-triméthyl-8-éthylquinoline	co	2,3,4-triméthyl-8-n-propylquinoline	co
2,3,4-triméthyl-5-éthylthiophène	co	2,3,4-triméthylpyridine	co
2,2,4-triméthylheptane	g	2,3,5-triméthylpyridine	co
2,2,5-triméthylheptane	g	2,3,8-triméthylquinoline	co
2,2,4-triméthylheptane	g	2,4,8-triméthylquinoline	co
2,2,6-triméthylheptane	g	2,3,5-triméthylthiacyclopentane	co
2,4,4-triméthylheptane	g	2,3,4-triméthylthiophène	co
2,4,5-triméthylheptane	g	triterpanes	co
2,5,5-triméthylheptane	g	n-undécane	co, fo, g, k
3,3,4-triméthylheptane	g	undécylthiophane	co
3,3,5-triméthylheptane	g		
3,3,4-triméthylheptane	g	vinyl-2-éthylhexylether	g
3,4,5-triméthylheptane	g		
2,2,3-triméthylhexane	g	m-xylène	co, fo, g, hog, ug
2,2,4-triméthylhexane	co, g	o-xylène	co, fo, g, hog, ug
2,2,5-triméthylhexane	co, g	p-xylène	co, fo, g, hog, ug
2,3,3-triméthylhexane	g	1,2,3-xylénol	co
2,3,5-triméthylhexane	co, g	1,2,4-xylénol	co
2,4,4-triméthylhexane	g	1,3,4-xylénol	co
3,4,4-triméthyl-2-hexène	g	1,3,5-xylénol	co
2,3,4-triméthyl-8-isopropylquinoline	co		
1,2,5-triméthyl-naphtalène	co		
1,2,6-triméthyl-naphtalène	co		
1,2,7-triméthyl-naphtalène	co		
1,2,8-triméthyl-naphtalène	co		
1,3,5-triméthyl-naphtalène	co		
1,3,7-triméthyl-naphtalène	co		
1,3,8-triméthyl-naphtalène	co		
1,6,7-triméthyl-naphtalène	co		
2,3,6-triméthyl-naphtalène	co		
2,2,3-triméthylpentane	g, hog, ug		
2,2,4-triméthylpentane	co, g, hog, ug		
2,2,5-triméthylpentane	g, hog, ug		
2,3,3-triméthylpentane	co, g, hog, ug		
2,3,4-triméthylpentane	co, g, hog, ug		
2,3,6-triméthylphénol	fo		
2,4,6-triméthylphénol	fo		
2,4,4-triméthyl-1-pentène	g		
2,4,4-triméthyl-2-pentène	g		
1,2,8-triméthylphénanthrène	co		

a : co = pétrole brut
fo = huile à chauffage
g = essence
hog = essence à indice d'octane élevé
ug = essence sans plomb
K = kérosène

12. Dragun, 1988

ANNEXE B

TABLEAU B-1
CONCENTRATIONS DES COMPOSÉS MAJEURS
DE L'ESSENCE SANS PLOMB³⁴

Constituants	Concentration* g/L
MTBE (méthyl terbutyl éther)**	<0,1 à 50,9
cyclohexane	1,1 à 2,5
isooctane	26,6 à 64,5
benzène	9,4 à 28,7
toluène	36,8 à 68,2
éthyl benzène	10,4 à 17,5
xylènes	58,9 à 78,4
naphtalène	2,8 à 8,7

* Valeurs représentatives de la composition de 6 mélanges différents (Amherst, Massachusetts)

** Additif permettant d'augmenter l'indice d'octane

TABLEAU B-2

CLASSES DE COMPOSÉS PRINCIPALEMENT DÉTECTÉS
DANS UN MÉLANGE DE MAZOUT DOMESTIQUE OU DE DIESEL¹⁴

Classes de composés	Poids (%)
Composés saturés	
. alcanes	30,4
. cycloalcanes	17,5
. polynaphtènes	14,0
Oléfines	0
Aromatiques	
. benzène	10,3
. indane/tétraline	7,3
. binaphtyl benzène	4,6
. naphthalène	5,9
. acénaphthène	3,8
. acénaphthylène	5,4
. benzothiophène	0,9

TABLEAU B-3

**CONSTITUANTS TYPES D'UN MÉLANGE
DE MAZOUT DOMESTIQUE OU DE DIESEL¹⁴**

Aliphatiques (alcanes) :	
undécane	(C ₁₁)
dodécane	(C ₁₂)
tridécane	(C ₁₃)
tétradécane	(C ₁₄)
pentadécane	(C ₁₅)
hexadécane	(C ₁₆)
heptadécane	(C ₁₇)
octadécane	(C ₁₈)
nonadécane	(C ₁₉)
eicosane	(C ₂₀)
heneicosane	(C ₂₁)
docosane	(C ₂₂)
tricosane	(C ₂₃)
tétracosane	(C ₂₄)
pentacosane	(C ₂₅)
hexacosane	(C ₂₆)
heptacosane	(C ₂₇)
triméthyl - 2,6,10	dodécane
tétraméthyl - 2,6,10,14	pentadécane
tétraméthyl - 2,6,10,14	hexadécane
Cycloalcanes, alcènes et cycloalcènes :	
identification individuelle non obtenue	
Aromatiques :	
benzène (pas dans tous les mélanges)	
toluène	
(m + p + o) xylènes	
éthyl benzène	
Aromatiques polycycliques :	
naphtalène	chrysène
naphtalènes méthylés	benzo(a)pyrène
phénanthrène	benzoanthracène
pyrène	quinoline
fluoranthène	crésol
triphénylène	phénol

TABLEAU B-4

**CONCENTRATIONS TYPES DE DIVERS CONTAMINANTS DANS L'ESSENCE,
LE MAZOUT DOMESTIQUE, LE DIESEL, LE PÉTROLE BRUT, L'HUILE À MOTEUR FRAÎCHE ET USÉE ET LES RÉSIDUS DE RAFFINAGE**

	Essence fraîche ppm	Essence vieillie "aged" ppm	Kérosène ppm	Mazout domestique ou diesel ppm	"Coal tar" (résidus pétroliers) ppm	Pétrole brut %	Huile à moteur fraîche ppm	Huile à moteur usée ppm
HAM total · Benzène · Toluène · Éthylbenzène · Xylènes	40 000 à 330 000 ² 10 000 à 40 000 ²				0,1 ¹ *1 *1 *1	0,14 à 0,24 ³ 0,33 à 0,54 ³ 0,10 à 0,16 ³ 0,59 à 0,83 ³		
Composés phénoliques · Phéno1 · Méthylphéno1 · Créso1	8 à 64 ²			*4 *4	*1 *1			
HAP total · Fluorène · Phénanthrène + phénanthrènes méthylés · Anthracène · Benzo(e)pyrène · Benzo(a)pyrène · Fluoranthène · Pyrène · Benzo(a)fluorène · Benzo (b,j,k) fluoranthène · Naphtalène + naphtalènes méthylés · Acénaphthylène · Benzo(a)anthracène · Dibenzofurannes · Fluorène + fluorènes méthylés · Biphényles + biphényles méthylés · Pérylène · Dibenzo(a,j)anthracène · Indéno(1,2,3,c,d)pyrène · Dibenzo(a,h)anthracène · Benzo(g,h,i)pérylène · Dibenzofluoranthène + dibenzo(a,e)pyrène · Chrysène · Autres HAP	0,44 ⁵ 6,5 ⁵	0,1 ⁵ 6,7 ⁵ 3,1 ⁵	0,088 ⁵ 0,027 ⁵ 1,16 ⁵ 0,12 ⁵	0,58 ⁵ 2,6 ⁵ 0,001 à 0,6 ⁴ 0,79 ⁵ *4	1 000 ¹ 15 ¹ 100 ¹ 70 ¹ 30 ¹ 40 ¹ 70 ¹ 100 ¹ 40 ¹ 70 ¹ 100 ¹ 5 ¹ 0,7 ¹ 20 ¹ 5 ¹ 7 ¹ 8 ¹ 35 ¹ 15 ¹ 30 ¹ 30 ¹ 210 ¹	*3 *3 *3 *3 *3 *3 *3 *3 *3 *3	0,23 ⁵ 1,0 ⁵ 0,049 ⁵ 0,31 ⁵ 0,014 ⁵	
Métaux · Fer · Plomb · Cuivre · Zinc	(présent si essence avec plomb)				*1 *1 *1 *1			

	Essence fraîche <hr/> ppm	Essence vieillie "aged" <hr/> ppm	Kérosène <hr/> ppm	Mazout domestique ou diesel <hr/> ppm	"Coal tar" (résidus pétroliers) <hr/> ppm	Pétrole brut <hr/> %	Huile à moteur fraîche <hr/> ppm	Huile à moteur usée <hr/> ppm
<u>Huiles et graisses minérales</u>						47 à 99 ³		
<u>Produits pétroliers</u> (IPP par chromato.)						44 à 48 ³		
<u>Aliphatiques</u> (C _n H _{2n+2})	600 000 à 800 000 ²							
<u>Oléfines</u> (C _n H _{2n})	130 000 à 640 000 ²							
<u>Autres substances</u>								
. Soufre	*							
. Tétraéthyl de plomb	~ 800 ²							
. Tétraphényl de plomb								
. Carbonyle de fer								
. N,N ₁ di-secondary-butyl-phénylène diamine	8 - 64 ²							
. N,N ₁ -disalicylidene-1 amino-2 propane	4 - 12 ²							
. N,N ₁ -disalicylidene-1 diamin-2 oethane								
. Amines organiques								
. Sulfate d'ammonium	10 - 50 ²							
. Phosphates organiques								
. Isopropanol	5 000 à 10 000 ²							
. Diméthyl foramide								
. Tricrésyl phosphate								
. Chloro-thiono-phosphate	100 à 200 ²							
. Tri-n-butyl phosphate								
. Distillats naphténiques légers	500 ²							
. Azobenzène-4, azo-2 naphтол méthylés								
. 1,4 dialkylamine anthraquinone benzène-azo-2-naphтол méthylés	5							
. Quinoline								
. Nitrosodiphénylamine								
. Essence						23 à 29 ³		
. Diesel						9 à 14 ³		
. C ₂₀ - C ₃₀						8 à 15 ³		

* Présence notée mais non quantifiée

1. Mohammadi, S.M. Pollution Engineering. Septembre 1992. pp. 40-43

2. Wellington Environmental Consultants incorporated / Health and Welfare Canada. Gasoline and its organic constituents

3. Principals and Practices for Petroleum Contaminated Soils. (1993) Chapitre 3. Lewis Publishers

4. Mineaut, J. (1992). Élaboration d'un critère d'intervention sur des sols contaminés par des produits pétroliers. Avis technique du Service d'analyse du risque, MENVIQ

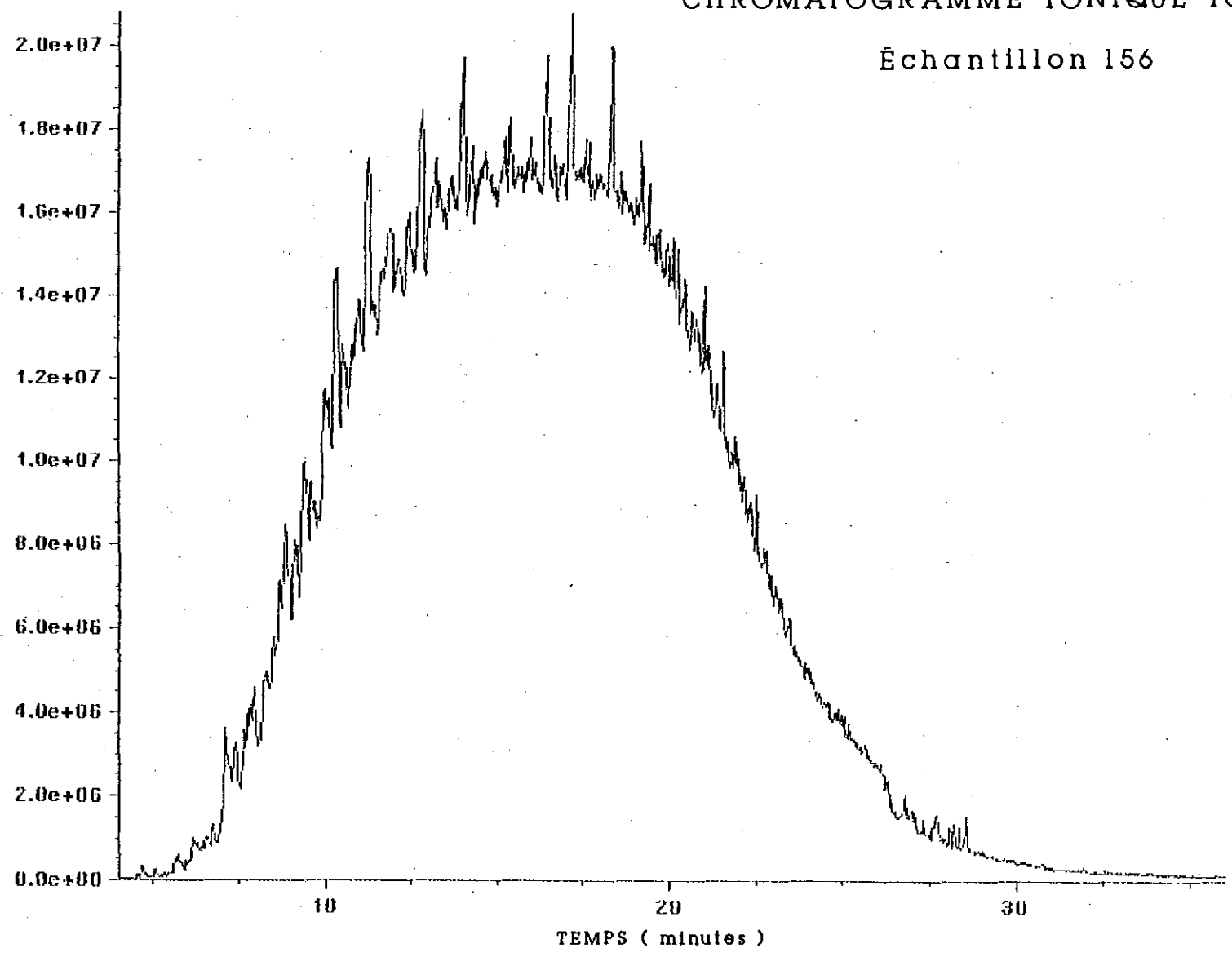
5. Lee III, W.E., Houchin, C.A. et Albergo, N. (1993) TRPH discrimination of petroleum and nonpetroleum organic materials

ANNEXE C

ABONDANCE

CHROMATOGRAMME IONIQUE TOTAL

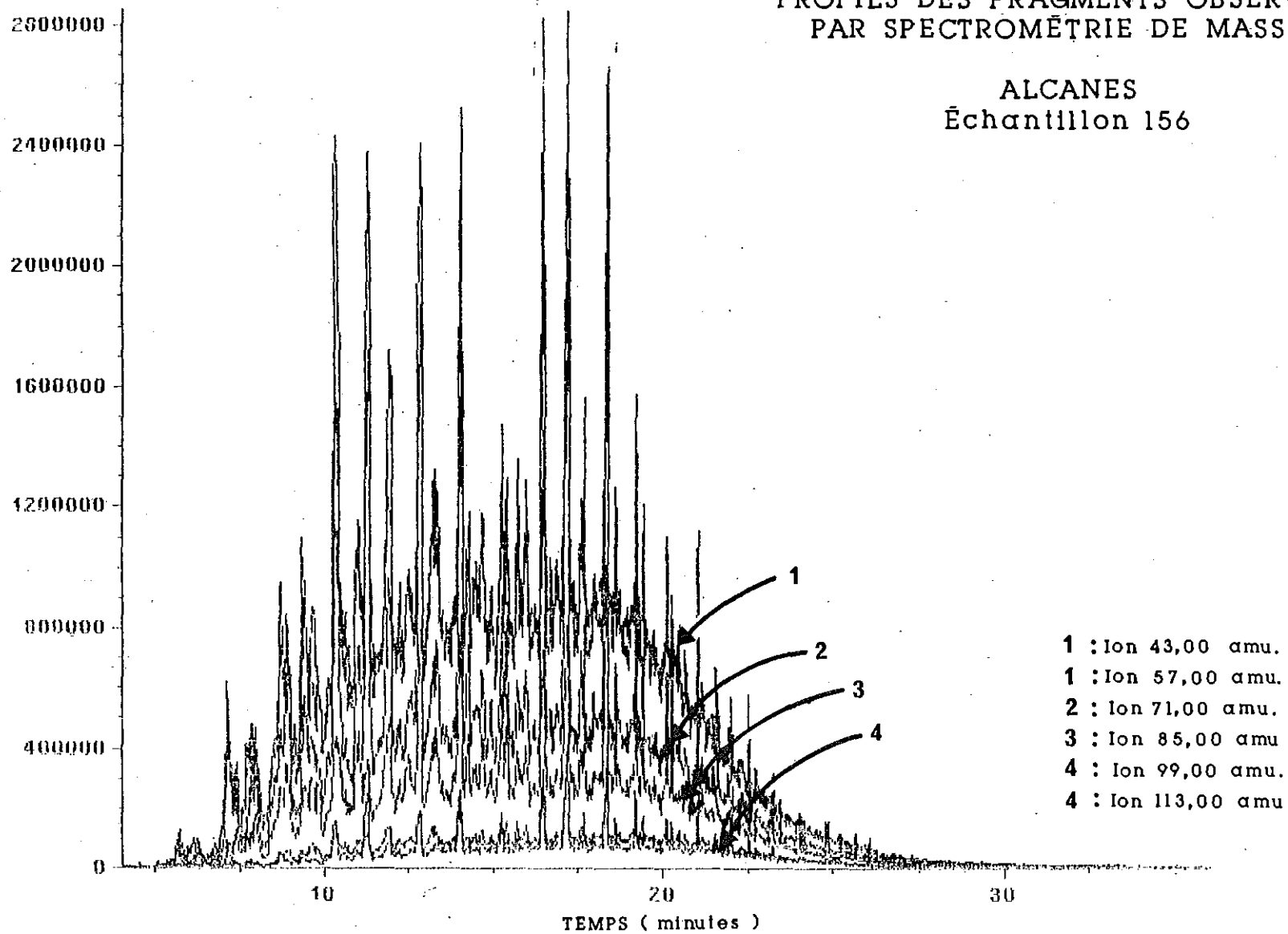
Échantillon 156



ABONDANCE

PROFILS DES FRAGMENTS OBSERVÉS
PAR SPECTROMÉTRIE DE MASSE

ALCANES
Échantillon 156



ABONDANCE

1800000

1600000

1400000

1200000

1000000

800000

600000

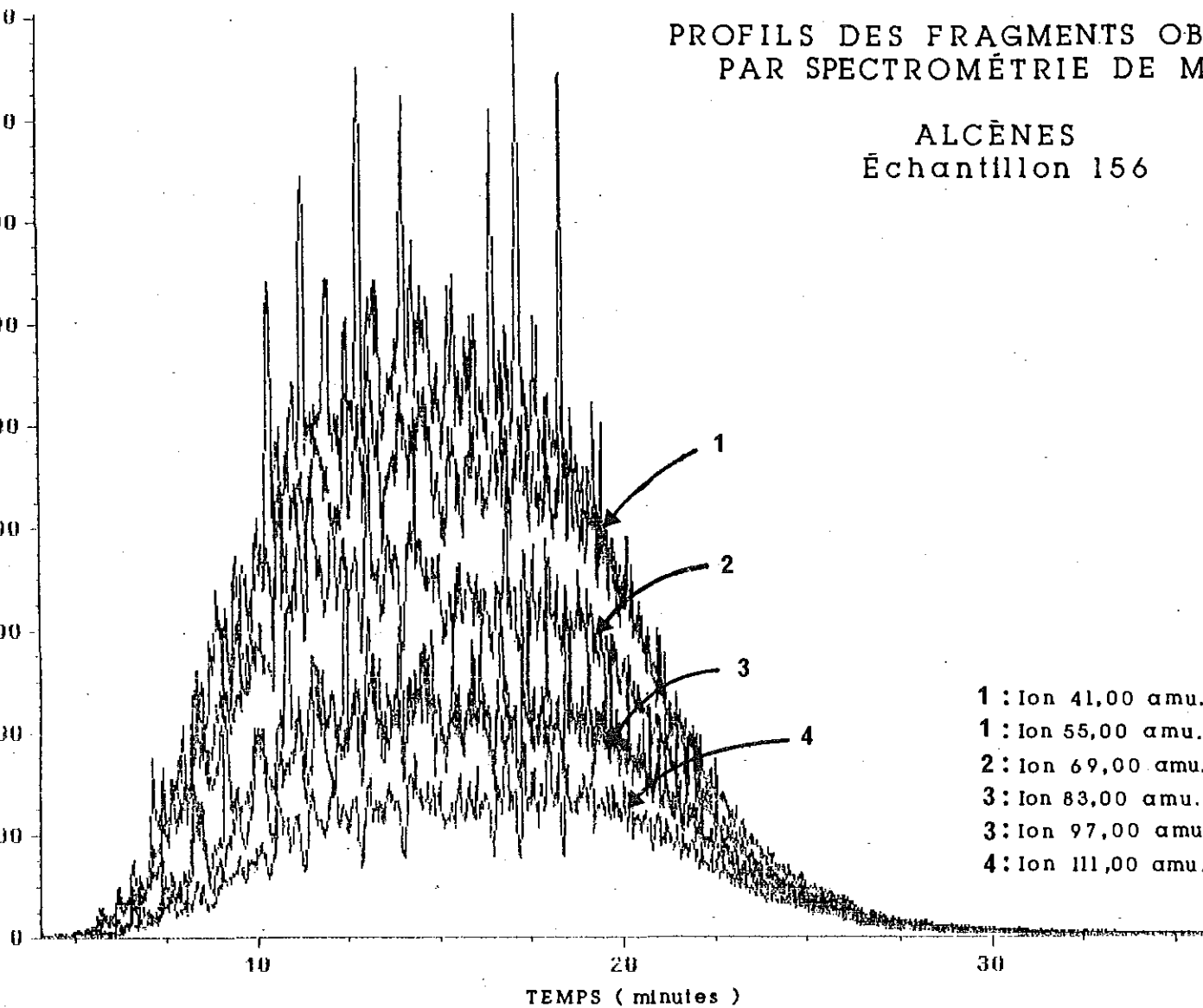
400000

200000

0

PROFILS DES FRAGMENTS OBSERVÉS
PAR SPECTROMÉTRIE DE MASSE

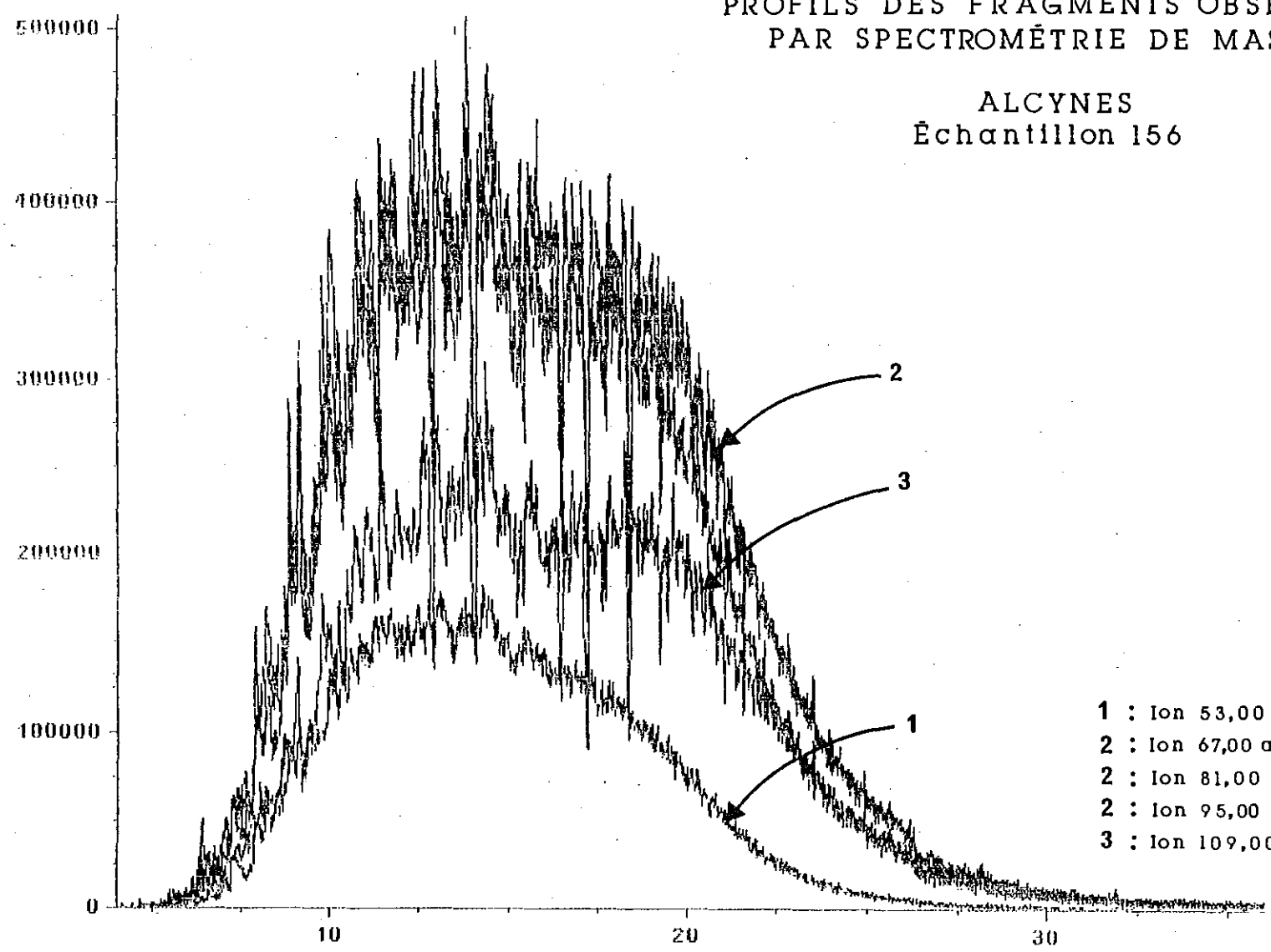
ALCÈNES
Échantillon 156



ABONDANCE

PROFILS DES FRAGMENTS OBSERVÉS
PAR SPECTROMÉTRIE DE MASSE

ALCYNES
Échantillon 156



- 1 : Ion 53,00 amu.
- 2 : Ion 67,00 amu.
- 2 : Ion 81,00 amu.
- 2 : Ion 95,00 amu.
- 3 : Ion 109,00 amu.

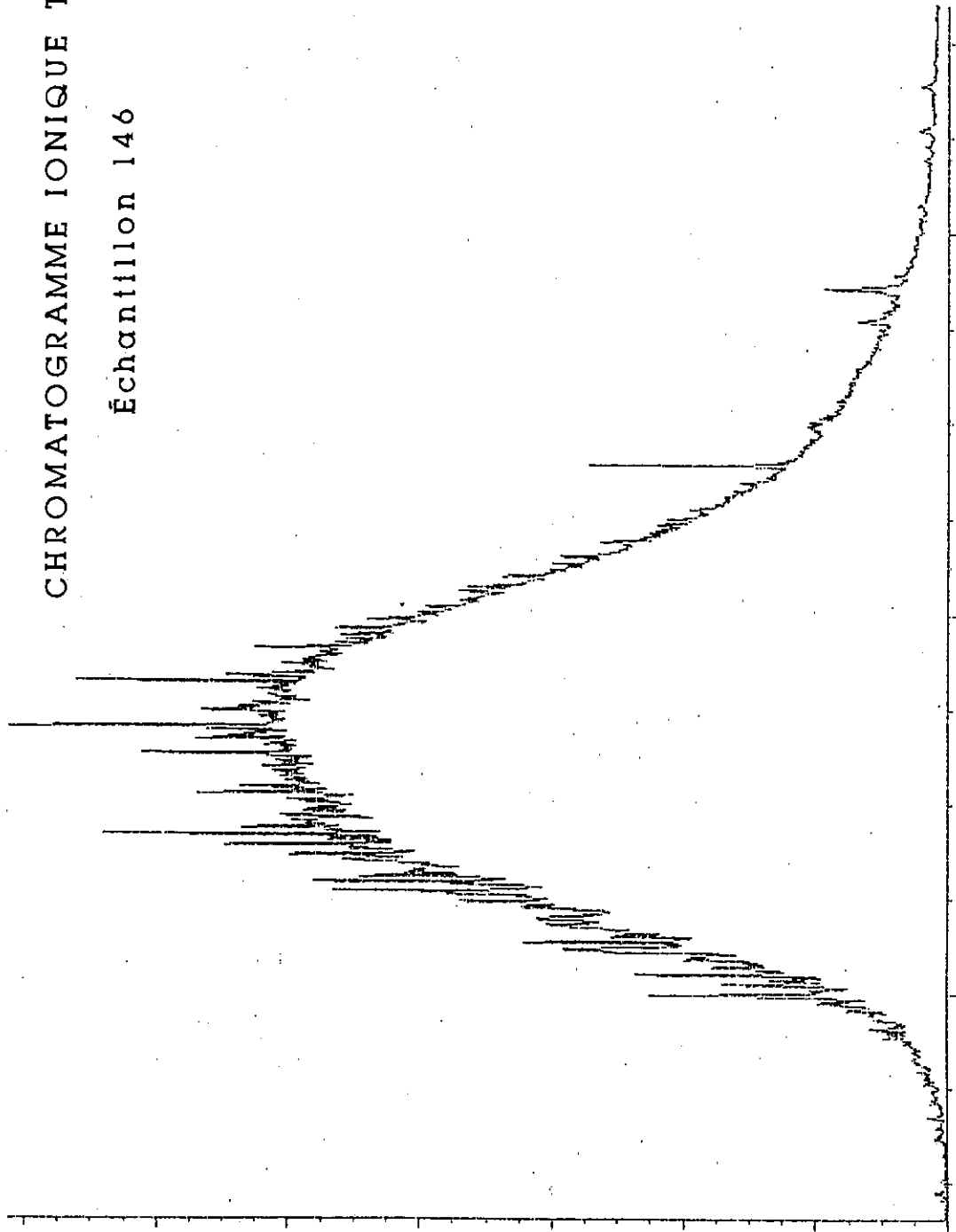
TEMPS (minutes)

CHROMATOGRAMME IONIQUE TOTAL

Échantillon 146

ABONDANCE

1.40e+07
1.20e+07
1.00e+07
8.00e+06
6.00e+06
4.00e+06
2.00e+06
0.00e+00



30

20

10

Temps (minutes)

Abondance

PROFILS DES FRAGMENTS OBSERVÉS
PAR SPECTROMÉTRIE DE MASSE

ALCANES
Échantillon 146

1400000

1200000

1000000

800000

600000

400000

200000

0

10

20

30

Temps (minutes)

- 1 : Ion 43,00 amu.
- 1 : Ion 57,00 amu.
- 2 : Ion 71,00 amu.
- 3 : Ion 85,00 amu.
- 4 : Ion 99,00 amu.
- 4 : Ion 113,00 amu.

1

2

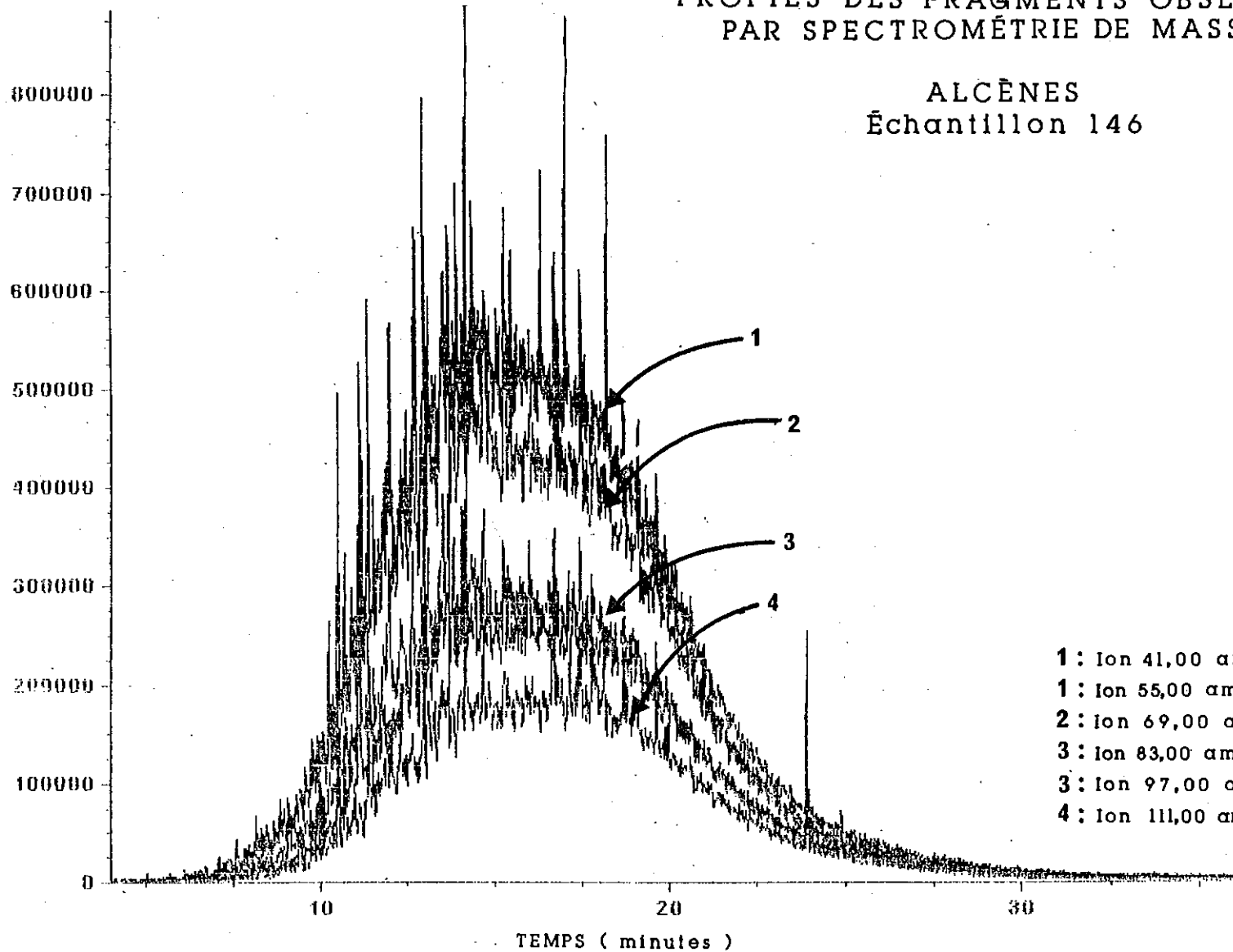
3

4

ABONDANCE

PROFILS DES FRAGMENTS OBSERVÉS
PAR SPECTROMÉTRIE DE MASSE

ALCÈNES
Échantillon 146



ABONDANCE

500000

400000

300000

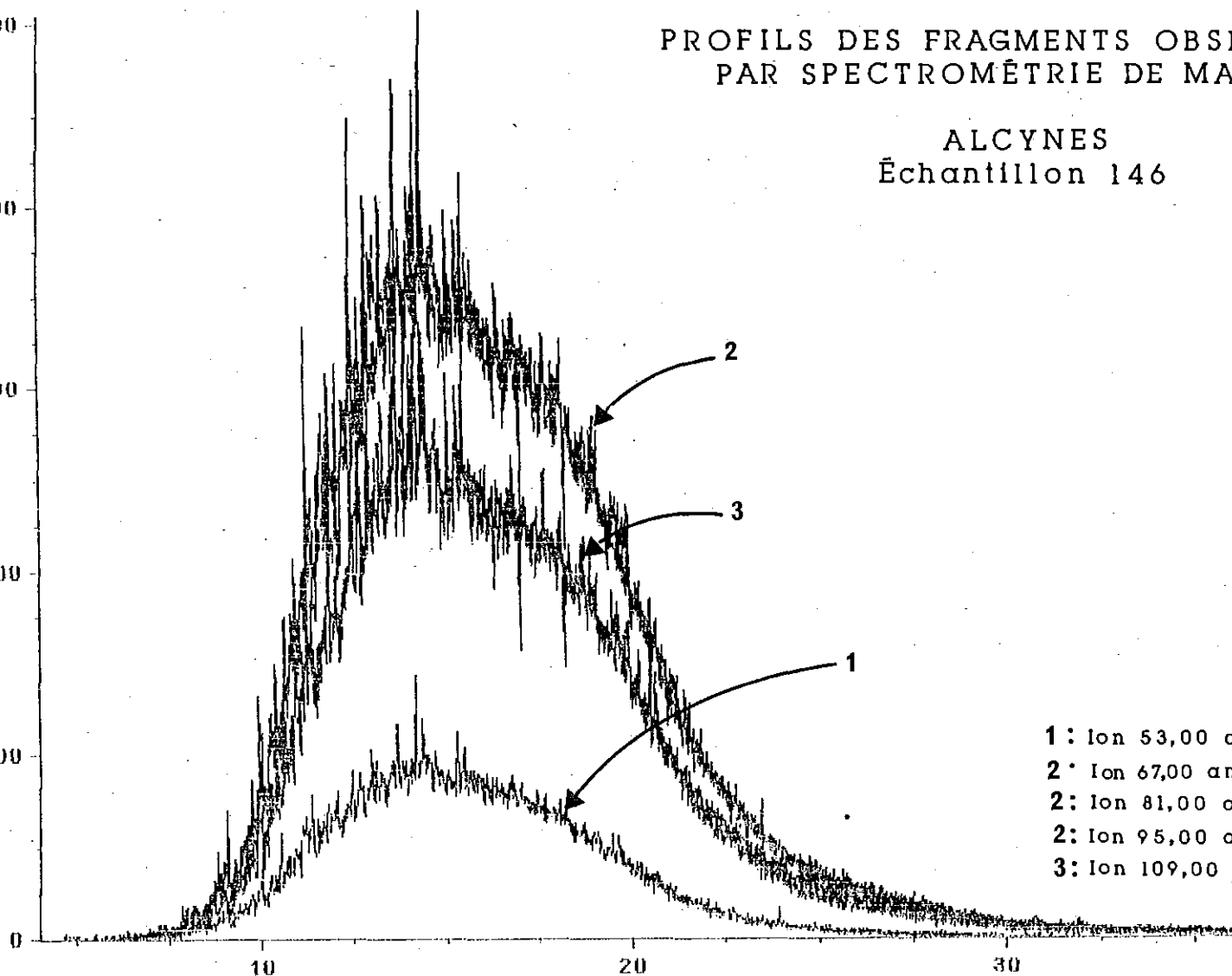
200000

100000

0

PROFILS DES FRAGMENTS OBSERVÉS
PAR SPECTROMÉTRIE DE MASSE

ALCYNES
Échantillon 146



10

20

30

TEMPS (minutes)

- 1 : Ion 53,00 amu.
- 2 : Ion 67,00 amu.
- 2 : Ion 81,00 amu.
- 2 : Ion 95,00 amu.
- 3 : Ion 109,00 amu.

ANNEXE D

TABLEAU D-1

**GESTION DE SOLS CONTAMINÉS
VALEURS SEUILS POUR L'INTERVENTION
ET/OU
OBJECTIFS DE DÉCONTAMINATION**

ÉTATS, PAYS OU PROVINCES	CRITÈRES
Alabama (01-18-90)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH < 100 ppm
Alaska (02-05-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Diesel 100 ppm mesurés par TPH . Benzène 0,5 ppm . Toluène 2 ppm . Éthylbenzène 0,7 ppm . Xylènes 100 ppm
Arizona* (05-01-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH 100 ppm . Benzène 130 ppb . Toluène 200 ppm . Éthylbenzène 68 ppm . Xylènes 44 ppm
Arkansas (07-26-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère préétabli . Cas par cas
Californie (01-13-90)	<ul style="list-style-type: none"> . (Luft Field Manual) . TPH 10 à 1 000 ppm pour l'essence . Benzène 0,3 à 1 ppm . Toluène 0,3 à 50 ppm . Xylènes 1 à 50 ppm . Éthylbenzène 1 à 50 ppm . Si TPH > 1 000 ppm, alors le sol est classifié "dangereux" et le "Luft Field Manual" ne s'applique pas
Colorado (02-07-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Cas par cas ("site specific") . L'objectif de décontamination est souvent la limite de détection ou un niveau qui permet la protection de la nappe souterraine
Connecticut (01-09-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Cas par cas ("site specific") . L'objectif de décontamination est souvent la limite de détection ou un niveau qui permet la protection de la nappe souterraine
Delaware (07-10-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère
Floride (09-18-89)	<ul style="list-style-type: none"> . "Organic vapor analysis - FID" considéré comme très contaminé, nécessite une intervention (l'équivalent d'un critère C) . 10 < TPH < 500 ppm : peut nécessiter une intervention . TPH < 10 ppm : considéré propre . Diesel ou kérosène : TPH > 50 ppm (OVA-FID) nécessite une intervention
Hawaï (01-09-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère

ÉTATS, PAYS OU PROVINCES	CRITÈRES
Illinois (01-11-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Benzène : 0,025 ppm . BTE (somme) : 16,025 ppm . Lorsque la nappe d'eau est susceptible d'être menacée, une analyse cas par cas est réalisée
Indiana (11-15-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Cas par cas . Pas de critère préétabli mais l'État considère l'utilisation d'une valeur de 100 ppm en TPH
Iowa (02-05-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Vapeur : < 10 ppm (dépistage) . TPH > 100 ppm : nécessite une intervention
Kansas (11-06-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Benzène : 1,4 ppm . Dichloro-1, 2 éthane : 8 ppm (paramètre indicateur d'une contamination par de l'essence) . "TPH" > 100 ppm où "TPH" est considéré comme la somme des BTEX et du méthyl tert-butyl éther
Kentucky (06-20-89)	<ul style="list-style-type: none"> . La limite de détection ou le bruit de fond . Paramètres investigués : BTEX, HAP, THP
Maine* (02-15-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère . Cas par cas
Maryland (02-15-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Bruit de fond
Massachusetts (02-06-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Le sol est un déchet dangereux si : volatils > 1 800 ppm (exprimés en benzène) et TPH > 300 ppm . Objectifs de décontamination : 100 ppm TPH ou 10 ppm benzène
Michigan* (01-29-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Bruit de fond . Les objectifs de décontamination peuvent être établis suite à une analyse de risque
Minnesota (12-12-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH < 1 ppm ou bruit de fond
Mississippi (02-26-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Essence : BTEX > 100 ppm . TPH > 100 ppm
Nevada (08-25-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 100 ppm
New Hampshire (09-12-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 100 ppm . BTEX > 1 ppm
New Jersey (09-11-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Le sol est un déchet dangereux lorsque TPH > 3 % . Il est considéré contaminé si TPH > 100 ppm, volatils > 1 ppm et non volatils > 10 ppm
Nouveau-Mexique (02-09-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Somme contaminants organiques (par GC-PID ou GC-FID) > 100 ppm, benzène > 10 ppm, TPH > 100 ppm
New York (02-01-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Critères en développement
Caroline du Nord (09-18-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Bruit de fond ou limite de détection
North Dakota (08-01-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère . Cas par cas

ÉTATS, PAYS OU PROVINCES	CRITÈRES
Ohio (08-18-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère . Cas par cas
Oklahoma (08-29-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 500 ppm . BTEX > 10 ppm
Oregon* (08-18-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH de 40 à 130 ppm pour l'essence . TPH de 100 à 1 000 ppm pour le diesel
Pennsylvania (07-27-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère . Cas par cas
Rhode Island (04-01-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 50 ppm pour usage résidentiel
Caroline du Sud (09-21-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère . Cas par cas
Tennessee (12-08-89)	<ul style="list-style-type: none"> . BTEX : 100 à 500 ppm . TPH : 100 à 1 000 ppm en fonction de la proximité de la nappe d'eau
Texas (08-29-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 100 ppm et BTEX < 30 ppm si la nappe d'eau n'est pas menacée . Dans le cas contraire : cas par cas
Utah (03-18-89)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère . Cas par cas
Vermont (04-15-90)	<ul style="list-style-type: none"> . Volatils > 20 ppm (GC-PID) . Objectifs de décontamination : cas par cas
Virginie (12-12-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 100 ppm
Washington (01-20-90)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 100 ppm pour l'essence . TPH > 200 ppm pour le diesel . BTEX > 100 fois les normes pour l'eau potable après étude par modélisation de la migration des contaminants issus des sols
Wisconsin (02-05-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 10 ppm
Wyoming (06-19-89)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 10 ppm si la nappe d'eau est à moins de 50 pieds en profondeur . Dans le cas contraire : TPH > 100 ppm
Pays-Bas	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 5 000 ppm (usage industriel) . TPH > 1 000 ppm (usage résidentiel)
Québec (1993)	<ul style="list-style-type: none"> . TPH > 5 000 ppm (usage industriel) . TPH > 1 000 ppm (usage résidentiel) . Objectifs de décontamination en fonction de l'usage . Critères en réévaluation
Ontario (1993)	<ul style="list-style-type: none"> . Critères préétablis pour les BTEX et les TPH . TPH pour C_{>25-30} : huiles et graisses minérales par IR . TPH pour C₁₀ à C₂₅₋₃₀ : GC-FID (IPP)
Canada (CCME) (Mai 1993)	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de critère

N.B. : Les informations liées aux États américains sont issues du texte de Bell, Kostecki et Calabrese, 1991.

* La littérature mentionne que les critères auraient une base de protection de la santé, mais l'argumentation n'est pas présentée.

ANNEXE E

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.diesel Independent variable: HUILES.gd_id

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	3483.68	971.336	3.58649	.00149
Slope	0.649325	0.0252591	25.7065	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	8.9563E0009	1	8.9563E0009	6.608E0002	.00000
Error	3.2528E0008	24	1.3553E0007		
Total (Corr.)	9.2816E0009	25			

Correlation Coefficient = 0.982321 R-squared = 96.50 percent
 Std. Error of Est. = 3681.47

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.paraf Independent variable: HUILES.gd_id

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	3851.8	1069.11	3.6028	.00143
Slope	0.714279	0.0278018	25.6918	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	1.0838E0010	1	1.0838E0010	6.601E0002	.00000
Error	3.9406E0008	24	1.6419E0007		
Total (Corr.)	1.1232E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.982301 R-squared = 96.49 percent
 Std. Error of Est. = 4052.05

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.h10w30 Independent variable: HUILES.gd_id

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	4307.47	1154.65	3.73052	.00104
Slope	0.768175	0.0300263	25.5834	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	1.2535E0010	1	1.2535E0010	6.545E0002	.00000
Error	4.5964E0008	24	1.9152E0007		
Total (Corr.)	1.2995E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.982155 R-squared = 96.46 percent
 Std. Error of Est. = 4376.27

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.isoct Independent variable: HUILES.gd_id

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	5590.57	1487.12	3.75931	.00097
Slope	0.988256	0.038672	25.5548	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	2.0746E0010	1	2.0746E0010	6.530E0002	.00000
Error	7.6245E0008	24	3.1769E0007		
Total (Corr.)	2.1509E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.982116 R-squared = 96.46 percent
 Std. Error of Est. = 5636.36

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.benz_iso Independent variable: HUILES.gd_id

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	5497.23	1448.68	3.79464	.00088
Slope	0.942396	0.0376724	25.0156	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	1.8866E0010	1	1.8866E0010	6.258E0002	.00000
Error	7.2354E0008	24	3.0147E0007		
Total (Corr.)	1.9589E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.981358 R-squared = 96.31 percent
 Std. Error of Est. = 5490.67

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.gasoil Independent variable: HUILES.gd_id

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	4264.75	1328.82	3.20943	.00375
Slope	0.836932	0.0345553	24.2201	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	1.4879E0010	1	1.4879E0010	5.866E0002	.00000
Error	6.0876E0008	24	2.5365E0007		
Total (Corr.)	1.5488E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.980151 R-squared = 96.07 percent
 Std. Error of Est. = 5036.37

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.diesel Independent variable: HUILES.paraf

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	-17.4329	3.41357	-5.10694	.00003
Slope	0.909045	1.12177E-4	8103.68	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	9.2816E0009	1	9.2816E0009	6.567E0007	.00000
Error	3392.0917	24	141.3372		
Total (Corr.)	9.2816E0009	25			

Correlation Coefficient = 1 R-squared = 100.00 percent
 Stnd. Error of Est. = 11.8885

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.h10w30 Independent variable: HUILES.paraf

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	161.753	32.396	4.99301	.00004
Slope	1.0756	1.0646E-3	1010.34	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	1.2994E0010	1	1.2994E0010	1.021E0006	.00000
Error	305514.60	24	12729.77		
Total (Corr.)	1.2995E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.999988 R-squared = 100.00 percent
 Stnd. Error of Est. = 112.826

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.isooct Independent variable: HUILES.paraf

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	256.069	50.8835	5.03246	.00004
Slope	1.38381	1.67213E-3	827.571	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	2.1508E0010	1	2.1508E0010	6.849E0005	.00000
Error	753708.60	24	31404.53		
Total (Corr.)	2.1509E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.999982 R-squared = 100.00 percent
 Stnd. Error of Est. = 177.213

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.benz_iso Independent variable: HUILES.paraf

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	390.031	115.495	3.37703	.00249
Slope	1.3205	3.7954E-3	347.922	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	1.9585E0010	1	1.9585E0010	1.210E0005	.00000
Error	3883093.2	24	161795.5		
Total (Corr.)	1.9589E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.999901 R-squared = 99.98 percent
 Stnd. Error of Est. = 402.238

Regression Analysis - Linear model: $Y = a + bX$

Dependent variable: HUILES.gasoil Independent variable: HUILES.paraf

Parameter	Estimate	Standard Error	T Value	Prob. Level
Intercept	-258.518	437.969	-0.590265	.56053
Slope	1.17217	0.0143925	81.4428	.00000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	Prob. Level
Model	1.5432E0010	1	1.5432E0010	6.633E0003	.00000
Error	55838839	24	2326618		
Total (Corr.)	1.5488E0010	25			

Correlation Coefficient = 0.998196 R-squared = 99.64 percent
 Stnd. Error of Est. = 1525.33

Pierre Vézina

**LIGNES DIRECTRICES
D'INTERVENTION LORS DE L'ENLÈVEMENT
DE RÉSERVOIRS SOUTERRAINS AYANT CONTENU
DES PRODUITS PÉTROLIERS**

**DIRECTION DES PROGRAMMES DE GESTION
DES DÉCHETS ET DES LIEUX CONTAMINÉS**

DIRECTION DES ÉCOSYSTÈMES URBAINS

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA FAUNE DU QUÉBEC

MARS 1994

5124-03-02

COLLABORATEURS

Les personnes identifiées ci-dessous ont contribué à la réalisation du présent document.

Coordination : Michel Beaulieu
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

Rédaction : Michel Beaulieu
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

Luc Champagne
Direction des écosystèmes urbains

Collaboration : Rock Bégin
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

Guy Desmarais
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

Diane Myrand
Direction des produits pétroliers
Ministère des Ressources naturelles

Guylaine Pépin
Direction régionale de Montréal et de Lanaudière

Marc Tremblay
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

Roland Tremblay
Direction régionale du Saguenay - Lac-Saint-Jean

Graphisme : Hélène Giroux
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

Mise en page : Nicole Audet
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

Luce Roy
Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés

AVANT-PROPOS

Le présent document vise à fournir aux différents intervenants, des lignes directrices permettant d'encadrer la caractérisation et la décontamination de lieux contaminés par des produits pétroliers, de même que la gestion des sols excavés et des eaux récupérées. Il remplace le document *Lignes directrices provisoires d'intervention lors de l'enlèvement de réservoirs souterrains ayant contenu des produits pétroliers* paru en juin 1991. Il a été réalisé par la Direction des programmes de gestion des déchets et des lieux contaminés et par la Direction des écosystèmes urbains, en collaboration avec des représentants des directions régionales de Montréal et de Lanaudière et du Saguenay - Lac-Saint-Jean, et de la Direction des produits pétroliers du ministère des Ressources naturelles.

NOTE

Les sections du présent document qui concernent spécifiquement le volet «eau souterraine» sont provisoires et sont présentées sur fond «grisé».

TABLE DES MATIÈRES

COLLABORATEURS	iii
AVANT-PROPOS	v
TABLE DES MATIÈRES	vii
LISTE DES FIGURES	xii
LISTE DES TABLEAUX	xiv
1. PROBLÉMATIQUE	1
2. PROCÉDURES GÉNÉRALES D'INTERVENTION	3
2.1 L'INTERVENTION	3
2.1.1 Avant l'intervention sur le terrain	4
2.1.2 Lors de l'intervention sur le terrain	6
2.1.2.1 L'excavation des équipements pétroliers	6
2.1.2.2 L'état du terrain	7
2.1.2.2.1 Absence de contamination des sols	7
2.1.2.2.2 Contamination des sols limitée aux remblais utilisés lors de la mise en place du réservoir (observation visuelle)	8
2.1.2.2.3 Contamination des sols débordant du remblai	10
2.2 RÉSUMÉ DU RÔLE ET DES RESPONSABILITÉS DES INTERVENANTS	13
3. PROCÉDURES D'INTERVENTION ET ÉTUDES DE CARACTÉRISATION	19
3.1 PROCÉDURE GÉNÉRALE DE CARACTÉRISATION DES TERRAINS POTENTIELLEMENT CONTAMINÉS	20
3.1.1 Étude de caractérisation de type 1	20
3.1.2 Études de caractérisation de type 2	33
3.1.2.1 Étude de caractérisation de type 2 préliminaire	33
3.1.2.1.1 Les sols	33

3.1.2.1.2	Les eaux souterraines	34
3.1.2.2	Étude de caractérisation de type 2 exhaustive . . .	36
3.1.2.2.1	Les sols	36
3.1.2.2.2	Les eaux souterraines	37
3.1.2.3	Rapport de caractérisation de type 2	38
4.	DÉCONTAMINATION DES SOLS	41
4.1	OBJECTIFS DE DÉCONTAMINATION	41
4.2	APERÇU DES TECHNIQUES DE DÉCONTAMINATION DES SOLS	44
4.2.1	Traitement <i>in situ</i>	44
4.2.2	Traitement <i>ex situ</i>	45
4.2.3	Enfouissement sécuritaire	46
5.	RESTAURATION DES EAUX SOUTERRAINES	47
5.1	OBJECTIFS DE RESTAURATION	47
5.2	RESPONSABILITÉ DU POLLUEUR	50
5.3	APERÇU DES TECHNIQUES DE RESTAURATION DES EAUX SOUTERRAINES .	52
5.3.1	Récupération de l'eau souterraine contaminée . . .	52
5.3.2	Traitement <i>in situ</i>	52
5.3.3	Traitement en surface	53
6.	ÉCHANTILLONNAGE ET ANALYSE	55
6.1	ÉCHANTILLONNAGE DES SOLS	55
6.2	ÉCHANTILLONNAGE DES EAUX SOUTERRAINES	56
6.2.1	Conception et installation des puits d'observa- tion	56
6.2.2	Prélèvement des échantillons d'eau souterraine . .	59
6.3	SÉLECTION DES PARAMÈTRES D'ANALYSE	60
7.	GESTION DES SOLS, DES EAUX RÉCUPÉRÉES, DES PRODUITS PURS, DES RÉSIDUS ET DES ÉQUIPEMENTS PÉTROLIERS	63

7.1	LES SOLS EXCAVÉS	63
7.2	LES EAUX RÉCUPÉRÉES	65
7.3	LES BOUES DE FONDS DE RÉSERVOIRS	65
7.4	LES PRODUITS PURS	65
7.5	LES RÉSERVOIRS ET LES CONDUITES	68
7.6	LES RÉSIDUS DE TRAITEMENT	68
8.	CERTIFICATS D'AUTORISATION	69
8.1	RÉSUMÉ	69
8.2	DANS LE CADRE DE TRAVAUX D'EXCAVATION	71
8.3	DANS LE CADRE D'UN PROJET DE TRAITEMENT DE SOLS ET D'EAUX CONTAMINÉS	72
8.4	DANS LE CADRE D'UN PROJET D'ENTREPOSAGE DE SOLS CONTAMINÉS .	73
8.5	DANS LE CADRE DE L'IMPLANTATION DE LIEUX DE TRAITEMENT . . .	74
8.6	DEMANDE DE CERTIFICAT D'AUTORISATION	74
ANNEXE 1 :	PRINCIPAUX ARTICLES (OU EXTRAITS) DE LOIS ET DE RÈGLEMENTS APPUYANT LES ACTIONS GOUVERNEMENTALES .	75
ANNEXE 2 :	GESTION DES SOLS CONTAMINÉS EXCAVÉS	83
ANNEXE 3 :	ÉTUDE DE CARACTÉRISATION	87
ANNEXE 4 :	RAPPORT D'ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DE TYPE 1	91
ANNEXE 5 :	PRINCIPES À RESPECTER POUR L'ENTREPOSAGE À LONG TERME DE SOLS CONTAMINÉS	95
ANNEXE 6 :	PRINCIPES À RESPECTER POUR L'IMPLANTATION D'UN LIEU PERMANENT DE TRAITEMENT DE SOLS CONTENANT DES CARBURANTS LÉGERS	103
ANNEXE 7 :	DEMANDE DE CERTIFICAT D'AUTORISATION POUR DES TER- RAINS CONTAMINÉS PAR DES RÉSERVOIRS SOUTERRAINS . .	113
ANNEXE 8 :	DEMANDE D'ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DU MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA FAUNE	123
ANNEXE 9 :	SYSTÈME DE CLASSIFICATION DES EAUX SOUTERRAINES . .	127

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Cheminement administratif de l'intervention	5
Figure 2 : Cheminement technique de l'intervention	21
Figure 3 : Caractérisation de type 1 de l'eau souterraine.	24
Figure 4 : Évaluation du risque de contamination de l'eau souterraine	25
Figure 5 : Caractérisations de type 2 de l'eau souterraine	35
Figure 6 : Restauration de l'eau souterraine	48
Figure 7 : Composantes d'un puits d'observation.	58
Figure 8 : Certificat d'autorisation pour les interventions sur des terrains contaminés par des réservoirs souterrains	70

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1a: Critères indicatifs de contamination	30
(Classes I et II)	
Tableau 1b: Critères indicatifs de contamination	31
(Classe III a)	
Tableau 1c: Critères indicatifs de contamination	32
(Classe III b)	
Tableau 2 : Grille des critères indicatifs de la contamination des sols (produits pétroliers)	43
Tableau 3 : Grille des critères indicatifs de la contamination de l'eau souterraine (produits pétroliers)	51
Tableau 4 : Paramètres physico-chimiques à analyser en fonction de la nature des produits pétroliers	61
Tableau 5 : Gestion des sols contaminés excavés.	64
Tableau 6 : Gestion des eaux contaminées	66
Tableau 7 : Critères de rejet des eaux contaminées	67

1. PROBLÉMATIQUE

Il existe plus de 40 000 réservoirs enfouis contenant des hydrocarbures au Québec. Ces réservoirs se trouvent sur les terrains de stations-service, d'industries, de bâtiments publics (écoles...) et de particuliers (exploitations agricoles, édifices à logements...). La majorité de ces réservoirs sont à paroi simple d'acier et un grand nombre sont vétustes. De nombreux facteurs, dont les propriétés corrosives du sol environnant et la qualité de l'installation, influencent la vitesse à laquelle le réservoir se détériore. La durée de vie utile de ces réservoirs peut donc varier considérablement. En général, elle est de l'ordre de 17 ans. L'expérience nous démontre toutefois que de nombreux réservoirs fuient bien avant d'avoir atteint cet âge et contaminent les sols et les eaux souterraines. Les risques de fuite et de contamination augmentent à mesure que l'âge du parc de réservoirs croît.

Dans le but de prévenir cette contamination, le gouvernement du Québec a adopté, en juin 1991, un règlement sur les produits pétroliers qui prévoit, entre autres, le retrait, échelonné sur dix ans, de tous les réservoirs souterrains d'hydrocarbures de plus de 4 000 litres susceptibles d'être endommagés par la corrosion. Ce règlement est appliqué par le ministère des Ressources naturelles. Déjà, plusieurs exploitants de stations-service effectuent des remplacements. À compter de janvier 1996, le règlement touchera également les utilisateurs, ce qui augmentera le nombre d'interventions nécessitant la réalisation d'études de caractérisation et la réalisation de travaux de restauration de sols contaminés. Ainsi, au cours des prochaines années, des dizaines de milliers de mètres cubes de sols et d'eaux contenant des hydrocarbures devront être gérés. Cet aspect du dossier est sous la responsabilité du ministère de l'Environnement et de la Faune.

2. PROCÉDURES GÉNÉRALES D'INTERVENTION

Le remplacement ou le démantèlement de réservoirs souterrains nécessitent au minimum la coopération de quatre intervenants; le responsable des installations, le maître installateur, une firme spécialisée dans la décontamination d'équipements pétroliers et le ministère des Ressources naturelles. S'il y a présence de contamination, une firme de consultants en environnement sera également de la partie. Finalement, la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune se joindra à l'opération si la contamination des sols par les hydrocarbures déborde du remblai utilisé lors de la mise en place de l'équipement. La présente section décrit, pour différentes situations, la succession des interventions à effectuer et identifie le rôle des intervenants concernés.

2.1 L'INTERVENTION

Le cheminement administratif de l'intervention est illustré à la figure 1. Les articles de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, du *Règlement sur les déchets dangereux*, de la *Loi sur l'utilisation des produits pétroliers* et du *Règlement sur les produits pétroliers* qui appuient les actions gouvernementales sont énumérés à l'annexe 1. Une description plus exhaustive des interactions du ministère des Ressources naturelles et du ministère de l'Environnement et de la Faune, lors du remplacement ou de l'enlèvement de réservoirs souterrains se trouve dans le document *Guide d'application de l'entente MER-MENVIQ relativement au retrait d'équipements pétroliers*.

Le cheminement technique de l'intervention est, pour sa part, illustré à la figure 2 de la section 3. Les cheminements administratifs et les

cheminements techniques sont décrits de façon exhaustive dans les paragraphes qui suivent. Les sections du texte concernant le cheminement administratif sont en retrait et en italique.

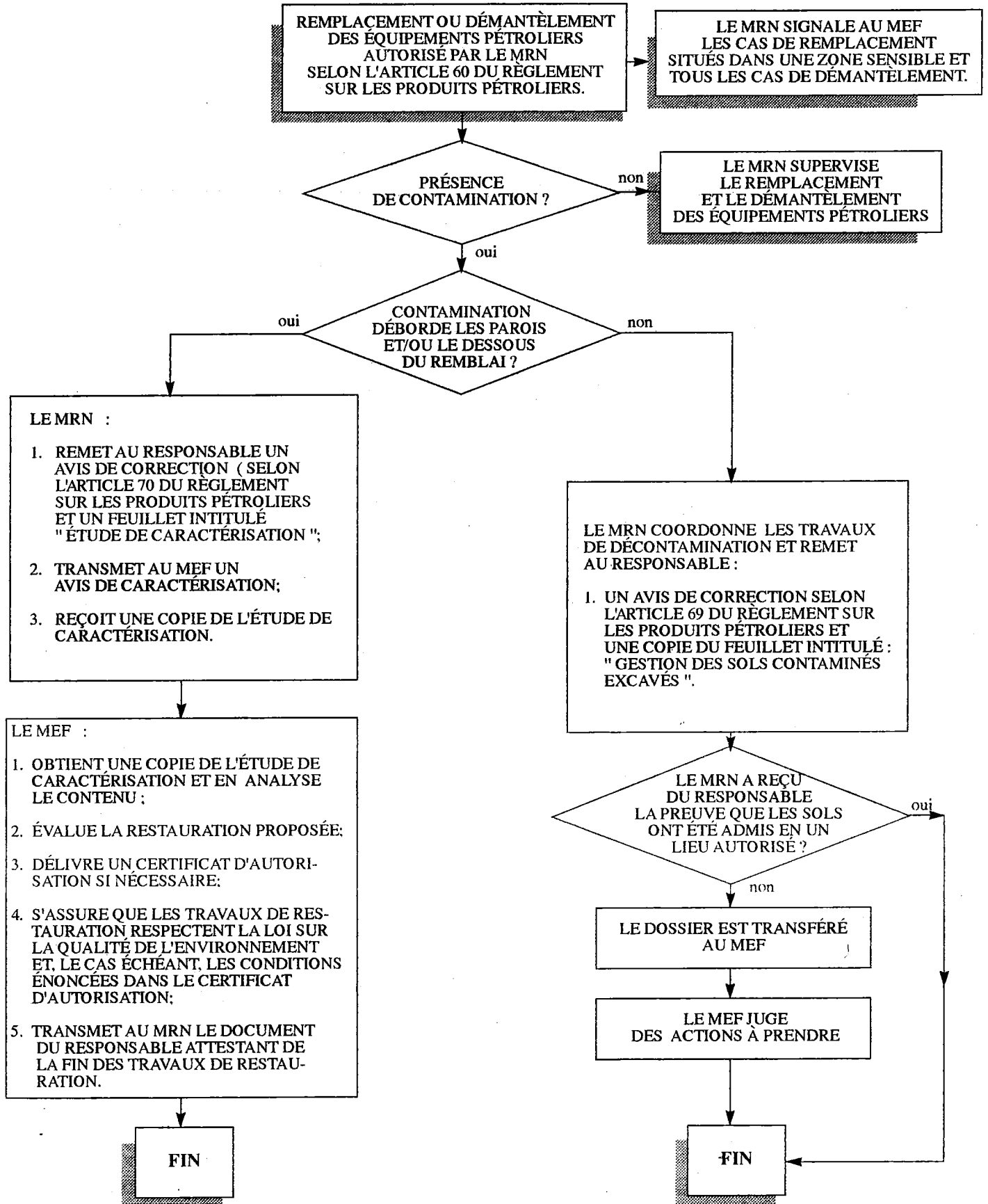
2.1.1 Avant l'intervention sur le terrain

Le responsable doit obtenir du ministère des Ressources naturelles, au moins 20 jours avant le début des travaux, une autorisation préalable avant d'entreprendre tous travaux d'entretien, de modification, d'installation ou de démolition sur des équipements pétroliers (articles 60 et 61 du Règlement sur les produits pétroliers (voir annexe 1, points 1 et 2)). Toute demande de ce genre formulée au ministère de l'Environnement et de la Faune ou tout travail non autorisé porté à sa connaissance doivent être signalés au ministère des Ressources naturelles.

Dans certains cas, si le responsable désire connaître l'état des sols et des eaux souterraines avant de procéder à l'excavation du réservoir, il peut effectuer une étude de caractérisation de type 2 préliminaire qui consiste à :

- établir l'historique et les caractéristiques du lieu;
- prélever des échantillons de sols (dans des tranchées ou par forage) afin de déterminer s'il y a présence de contamination par les hydrocarbures et, le cas échéant, la nature, la gravité et l'étendue de cette contamination;
- prélever au moins un échantillon d'eau souterraine (dans un puits d'observation réalisé à cette fin) afin de déterminer si l'eau souterraine est contaminée et, le cas échéant, déterminer la nature, la gravité et l'étendue de cette contamination.

Figure 1
CHEMINEMENT ADMINISTRATIF DE L' INTERVENTION



L'ampleur de l'étude varie en fonction des caractéristiques propres à chaque cas étudié (probabilité de fuite, gravité de la contamination, sensibilité du milieu...). Souvent, une première étude dite préliminaire où ne seront prélevés que quelques échantillons de sols et un échantillon d'eau souterraine sera effectuée dans le but de déterminer s'il y a présence de contamination par les hydrocarbures. Par la suite, le cas échéant, des études plus exhaustives pourront être réalisées. Une description détaillée des études de caractérisation de type 2 (préliminaire et exhaustive) se trouve à la section 3.1.2 du présent document.

Si l'étude de caractérisation démontre que le terrain est contaminé, le responsable doit immédiatement prévenir le ministère des Ressources naturelles et lui transmettre copie de l'étude (conformément à l'article 70 du Règlement sur les produits pétroliers (voir annexe 1, point 9)). Si la contamination résulte d'une fuite ou d'un déversement, il doit également prévenir la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune (conformément à l'article 21 de la Loi sur la qualité de l'environnement (voir annexe 1, point 10)).

2.1.2 Lors de l'intervention sur le terrain

2.1.2.1 L'excavation des équipements pétroliers

Avant de procéder à la réalisation de mesures correctives, le responsable doit procéder à l'excavation des équipements pétroliers.

Le remplacement ou le démantèlement des équipements pétroliers doit être effectué en conformité avec le *Règlement sur les produits pétroliers*. Les réservoirs et les conduites excavés doivent être nettoyés sur place, c'est-à-dire que tous les résidus pétroliers doivent être récupérés par pompage et que le réservoir doit être purgé de toute vapeur (conformément aux articles 129 et 171 du *Règlement sur les produits pétroliers* (voir annexe 1, points 4 ou 5)). Toutes ces opérations doivent être effectuées

par une firme qualifiée et sous la surveillance directe et continue d'un titulaire d'une licence de maître installateur accrédité (article 43 du *Règlement sur les produits pétroliers* (voir annexe 1, point 3)).

Les produits purs se trouvant dans les réservoirs et les conduites sont considérés comme des matières premières et peuvent être gérés comme telles. Les boues de fond de réservoirs (annexe 1, alinéa 67 du *Règlement sur les déchets dangereux* (voir annexe 1, point 6)) et, le cas échéant, les huiles usées sont des déchets dangereux et doivent être gérées comme tels. Une description plus détaillée de la procédure à suivre pour démanteler les équipements pétroliers et des modes de gestion s'appliquant aux équipements, aux produits purs, aux boues, aux sols et aux eaux souterraines récupérés se trouve à la section 7 du présent document.

Le responsable, le maître installateur, la firme spécialisée dans la décontamination de réservoirs et le ministère des Ressources naturelles sont les intervenants concernés à cette étape. Le ministère des Ressources naturelles coordonne l'ensemble de l'intervention.

2.1.2.2 L'état du terrain

2.1.2.2.1 Absence de contamination des sols

Les nouveaux réservoirs sont mis en place ou, dans le cas d'un démantèlement, l'excavation est refermée. L'intervention est terminée.

2.1.2.2.2 Contamination des sols limitée aux remblais utilisés lors de la mise en place du réservoir (observation visuelle)

Le ministère des Ressources naturelles :

1. *Remet au responsable un avis de correction selon l'article 69 du Règlement sur les produits pétroliers (voir annexe 1, point 7) l'intimant de remplacer ou de décontaminer les matériaux contaminés;*
2. *Lui remet copie du feuillet «Gestion des sols contaminés excavés» (voir annexe 2) et l'informe de la nécessité de faire prélever des échantillons de sols et les faire analyser par une firme spécialisée en environnement ou son équivalent, gérer les sols excavés en conformité avec le schéma de gestion des sols excavés du ministère de l'Environnement et de la Faune (voir section 7.1), et faire parvenir au ministère des Ressources naturelles, au plus tard deux mois après la délivrance de cet avis, une preuve que ces sols ont été amenés dans un lieu autorisé de traitement, d'enfouissement ou d'entreposage;*
3. *Prévient par écrit la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune si le responsable ne lui a pas fait parvenir, deux mois après la délivrance de l'avis de correction, la preuve que les sols contaminés excavés ont été admis dans un lieu autorisé.*

Dans le cas où la preuve n'a pas été transmise à l'inspecteur du ministère des Ressources naturelles dans un délai de deux mois après la délivrance de l'avis de correction, la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune détermine ce qu'il est advenu des sols et, le cas échéant, prend les mesures qui s'imposent.

Le responsable doit faire excaver les sols contaminés et les placer dans un conteneur étanche ou sur et sous une toile imperméable (la toile devra

avoir été choisie et installée de façon à ce qu'elle conserve son intégrité et son étanchéité tout au long de la durée des travaux). Des échantillons de sols sont prélevés dans la pile et analysés par une firme qualifiée. En fonction des résultats d'analyse, les sols sont transportés dans un lieu de traitement ou d'enfouissement autorisé.

Lorsqu'il juge avoir terminé l'excavation des sols contaminés, l'intervenant doit prélever, pour analyse, des échantillons des parois et du fond de l'excavation à moins d'avis contraire de l'inspecteur du ministère des Ressources naturelles. Les résultats doivent être transmis à ce dernier.

Si les échantillons prélevés dans les parois et le fond de l'excavation démontrent que le niveau de décontamination souhaité a été atteint, les nouveaux réservoirs sont mis en place ou, dans le cas d'un démantèlement, l'excavation est refermée. L'intervention est terminée. L'intervenant n'est pas tenu de vérifier l'état des eaux souterraines à moins qu'une observation visuelle ou olfactive indique que celles-ci aient pu être contaminées.

Si les échantillons prélevés dans les parois et le fond de l'excavation démontrent que ceux-ci sont contaminés au-delà des niveaux acceptables, le remblai contaminé devra être excavé et de nouveaux échantillons devront être prélevés dans les parois et au fond de l'excavation afin de déterminer si la décontamination est adéquate. L'opération sera répétée jusqu'à ce que la décontamination soit satisfaisante. Si, en cours de route, il s'avère que la contamination dépasse le remblai, on procédera comme en 2.1.2.2.3.

Le responsable, le maître installateur, la firme spécialisée dans la décontamination des réservoirs, le ministère des Ressources naturelles et une firme de consultants en environnement sont, le plus souvent, les seuls intervenants. Le ministère des Ressources naturelles coordonne l'ensemble de l'intervention. Le ministère de l'Environnement et de la Faune ne prend la relève du ministère des Ressources naturelles qu'à la toute fin, et dans les seuls cas où la

preuve que les sols ont été admis dans un lieu autorisé n'a pas été transmise au ministère des Ressources naturelles.

2.1.2.2.3 Contamination des sols débordant du remblai

Le ministère des Ressources naturelles :

1. *Remet au responsable un avis de correction conformément à l'article 70 du Règlement sur les produits pétroliers (voir annexe 1, point 9) qui stipule que le lieu doit être caractérisé et décontaminé, si l'étude démontre qu'il y a présence de contamination et qu'une copie de l'étude de caractérisation doit être remise au ministère des Ressources naturelles;*
2. *Remet au responsable une copie du feuillet «Étude de caractérisation» (voir annexe 3);*
3. **Transmet un avis de caractérisation à la direction régionale du ministère de l'Environnement et de la Faune concernée;**
4. **Reçoit copie de l'étude de caractérisation et la transmet au ministère de l'Environnement et de la Faune, si celui-ci n'en a pas déjà copie, avec l'accord du responsable.**

Le ministère de l'Environnement et de la Faune :

1. **Après avoir reçu l'avis de caractérisation du ministère des Ressources naturelles, demande au responsable de lui transmettre copie de l'étude de caractérisation exigée par le ministère des Ressources naturelles (voir annexe 8);**
2. **Transmet, sur demande, au responsable copie de la procédure de caractérisation (voir section 3 des présentes lignes directrices);**

3. Lorsqu'il a reçu copie de l'étude de caractérisation, le ministère de l'Environnement et de la Faune en analyse le contenu et les conclusions, évalue, le cas échéant, les mesures de restauration proposées, indique au responsable, en fonction de la solution choisie, s'il doit faire ou non la demande d'une autorisation en vertu des articles 22 (voir annexe 1, point 11), 32 (annexe 1, point 12) et 48 (annexe 1, point 13) de la Loi sur la qualité de l'environnement (voir section 8 du présent document) et émet, le cas échéant, l'autorisation requise lorsque la demande est complète;
4. Le ministère de l'Environnement et de la Faune s'assure que la réalisation des travaux de décontamination et la gestion des sols contaminés excavés sont conformes aux règlements et aux lignes directrices existantes et aux autorisations délivrées. Dans le cas contraire, il prend les mesures appropriées pour corriger la situation.
5. Lorsque les travaux de restauration sont terminés, le ministère de l'Environnement et de la Faune transmet au ministère des Ressources naturelles le document de l'intervenant attestant la fin des travaux de décontamination et les résultats qui ont été atteints.

Le responsable doit réaliser une étude de caractérisation de son terrain. Cette étude peut toutefois être effectuée avant excavation des sols contaminés ou après.

S'il entreprend, sans étude préalable, l'excavation des sols contaminés, il doit procéder à une étude de caractérisation de type 1. Cette étude permettra de vérifier, après excavation, l'état des sols restés en place et la qualité des eaux souterraines. Une description détaillée d'une étude de caractérisation de type 1 se trouve à la section 3.1.1 du présent document. En ce qui concerne les sols, le rapport de l'étude (voir «Rapport d'étude de caractérisation de type 1», annexe 4) sera suffisant pour mettre un terme à l'intervention si les résultats d'analyse permettent de conclure qu'ils ne sont pas contaminés au-delà du niveau

requis. Dans ce cas, les nouveaux réservoirs sont mis en place ou, dans le cas d'un démantèlement, l'excavation est refermée. L'intervention est terminée. En ce qui concerne l'eau souterraine, le rapport de caractérisation de type 1 mettra aussi fin à l'intervention si le risque de contamination est de niveau 1 ou 2 (voir section 3 et figure 4). Si, par contre, le risque de contamination est de niveau 3, 4 ou 5, il faudra alors procéder à l'échantillonnage des eaux souterraines, pendant au minimum une année, avant de pouvoir conclure qu'elles sont de qualité acceptable.

Dans les cas où :

- le responsable désire connaître l'état du terrain et des eaux souterraines avant de procéder à l'excavation des sols;
- une caractérisation de type 1 démontre qu'il y a toujours présence de contamination résiduelle dans les sols ou les eaux souterraines au-delà des niveaux requis et qu'il est nécessaire de cerner l'ampleur de la contamination;
- les sols et les eaux souterraines seront traités *in situ*;

Le responsable procédera à une caractérisation de type 2 (préliminaire ou exhaustive). Une description détaillée des études de caractérisation de type 2 se trouve à la section 3.1.2. En fonction des résultats de cette caractérisation, il procédera à l'élaboration et à la réalisation de mesures correctives.

Le responsable, le maître installateur, la firme spécialisée dans la décontamination d'équipements pétroliers et le ministère des Ressources naturelles sont dans un premier temps les seuls intervenants. Lorsque l'inspecteur du ministère des Ressources naturelles a évalué qu'il y a contamination et qu'elle dépasse le remblai, une firme de consultants spécialisés en environnement et le ministère de l'Environnement et de la Faune sont présents dans le

dossier. Le ministère des Ressources naturelles se retire lorsque l'étude de caractérisation lui est remise et le ministère de l'Environnement et de la Faune prend alors complètement en charge le suivi du dossier.

Remarque : Dans le cas d'un remplacement, les réservoirs peuvent être installés avant que le rapport de caractérisation ait été produit. Dès la réception des résultats d'analyses, le consultant peut indiquer au responsable et au ministère des Ressources naturelles si le nouveau réservoir peut être installé.

2.2 RÉSUMÉ DU RÔLE ET DES RESPONSABILITÉS DES INTERVENANTS

Dans le cas du remplacement ou du démantèlement d'équipements contenant des produits pétroliers, le rôle et les responsabilités des différents intervenants sont les suivants :

Le responsable

1. Fournir au ministère des Ressources naturelles les renseignements nécessaires pour obtenir l'autorisation de procéder;
2. Engager un maître installateur et une firme spécialisée dans la décontamination d'équipements pétroliers;
3. S'il y a contamination, prévenir le ministère des Ressources naturelles et engager une firme spécialisée en environnement pour procéder, en accord avec les règlements et les lignes directrices du ministère de l'Environnement et de la Faune, à la caractérisation et, le cas échéant, à la décontamination du lieu;
4. Lorsqu'elle est terminée, remettre copie de l'étude de caractérisation au ministère des Ressources naturelles et au ministère de l'Environnement et de la Faune;

5. Le cas échéant, proposer et réaliser les mesures correctives nécessaires;
6. Pour les cas mineurs (où la contamination ne déborde pas du remblai), faire parvenir au ministère des Ressources naturelles une preuve d'admission des sols en un lieu autorisé.
7. Pour les cas majeurs (où la contamination déborde du remblai), faire parvenir à la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune, une fois les travaux terminés, un document attestant la fin des travaux de restauration et les résultats qui ont été atteints.

Le ministère des Ressources naturelles

1. Être la porte d'entrée gouvernementale pour toute demande de remplacement ou de démantèlement d'équipements pétroliers;
2. Signaler au ministère de l'Environnement et de la Faune les cas de remplacement dans les secteurs sensibles (de classe A) et tous les cas de démantèlement;
3. Autoriser les remplacements de réservoirs;
4. Inspecter les chantiers et s'assurer que les travaux se déroulent conformément à la réglementation sur les produits pétroliers;
5. Déterminer sur le chantier, à l'aide d'un formulaire d'inspection, l'étendue de la contamination des sols;
6. S'il y a contamination des sols, selon l'étendue, délivrer un avis de correction selon l'article 69 ou 70 du *Règlement sur les produits pétroliers*;

7. Si la contamination est limitée au remblai ayant servi à la mise en place de l'équipement, informer le responsable de ce qu'il doit faire et coordonner la décontamination; prévenir par écrit le ministère de l'Environnement et de la Faune si la preuve que les sols ont été admis dans un lieu de traitement, d'entreposage ou d'enfouissement n'est pas parvenue dans un délai maximal de deux mois après la délivrance de l'avis de correction;
8. Si la contamination déborde du remblai, faire parvenir un avis de caractérisation au ministère de l'Environnement et de la Faune et lui transférer le dossier lorsque l'étude de caractérisation a été terminée; informer sommairement le responsable de la nature d'une étude de caractérisation et l'avertir qu'il doit prévenir le ministère de l'Environnement et de la Faune de la présence de contamination.

Le maître installateur

1. Effectuer l'installation des nouveaux équipements pétroliers conformément au *Règlement sur les produits pétroliers*;
2. Surveiller le nettoyage des réservoirs et des conduites excavés;
3. Prévenir le ministère des Ressources naturelles s'il y a présence de contamination dans les sols.

La firme spécialisée dans la décontamination des équipements

1. Procéder au nettoyage, au transport et au découpage des équipements pétroliers excavés et à l'élimination des divers résidus, en conformité avec le *Règlement sur les produits pétroliers* et les exigences du ministère de l'Environnement et de la Faune (voir section 7 du présent document).

La firme spécialisée en environnement (en accord avec le responsable)

• **Dans le cas où la contamination se limite au remblai :**

1. En accord avec les lignes directrices du ministère de l'Environnement et de la Faune, prélever des échantillons de sols, procéder à leur analyse, déterminer le type et le niveau de contamination, déterminer un lieu de traitement ou d'élimination, s'assurer que les sols contaminés sont admis au lieu autorisé sélectionné. Faire parvenir au responsable une preuve de l'admission des sols en un lieu autorisé.

• **Dans les cas où la contamination déborde du remblai :**

1. Effectuer une étude de caractérisation en se conformant aux exigences du ministère de l'Environnement et de la Faune;
2. Élaborer des mesures de restauration respectant les lignes directrices du ministère de l'Environnement et de la Faune. Discuter des actions correctives proposées avec le ministère de l'Environnement et de la Faune;
3. Effectuer, le cas échéant, une demande d'autorisation pour faire des travaux de restauration au ministère de l'Environnement et de la Faune;
4. Procéder aux travaux de restauration.

Le ministère de l'Environnement et de la Faune

• **Dans les cas où la contamination des sols se limite aux remblais ayant servi à la mise en place des équipements :**

1. Lorsque le dossier est transmis par le ministère des Ressources naturelles (dans les cas où le responsable n'a pas fait parvenir,

dans un délai maximal de deux mois après avoir reçu l'avis de correction, la preuve que les sols ont été transportés dans un lieu autorisé), déterminer ce qu'il est advenu des sols et, s'il y a lieu, prendre des actions subséquentes.

• **Dans les cas où la contamination des sols déborde des remblais qui ont servi à la mise en place des équipements :**

1. Après avoir reçu l'avis de caractérisation du ministère des Ressources naturelles, demander au responsable de lui remettre copie de l'étude de caractérisation effectuée;
2. Transmettre sur demande au responsable ou à son consultant, copie de la section 3 des lignes directrices du ministère de l'Environnement et de la Faune qui traite de caractérisation des sols et des eaux souterraines;
3. Analyser l'étude de caractérisation et ses conclusions; s'assurer que la caractérisation et les mesures de restauration proposées sont adéquates et qu'elles respectent les règlements et les lignes directrices du ministère de l'Environnement et de la Faune;
4. Signifier au responsable si une autorisation pour procéder à la réhabilitation proposée est nécessaire; si oui, délivrer l'autorisation lorsque la demande est complète;
5. S'assurer que la réalisation des travaux de restauration et le mode de gestion des sols et des eaux contaminés excavés respecte les règlements et les lignes directrices du ministère de l'Environnement et de la Faune et, le cas échéant, l'autorisation émise;
6. Transmettre au ministère des Ressources naturelles le document du responsable attestant la fin des travaux de restauration et donnant les résultats qui ont été atteints.

3. PROCÉDURES D'INTERVENTION ET ÉTUDES DE CARACTÉRISATION

Une étude de caractérisation doit évaluer s'il y a présence de contamination par les hydrocarbures et, le cas échéant, la nature, l'étendue et la gravité de la contamination des sols ou des eaux souterraines. Dans le cadre des interventions liées au remplacement et au démantèlement de réservoirs souterrains contenant des hydrocarbures, le responsable peut effectuer son étude de caractérisation du terrain avant excavation ou après excavation.

Le cheminement technique de l'intervention pour chacune de ces options est illustré à la figure 2. L'étude de caractérisation de type 2 préliminaire permet au responsable de déterminer s'il y a contamination des sols et des eaux souterraines et, le cas échéant, d'en évaluer la gravité et l'étendue préalablement à l'excavation des sols ou du réservoir. À la lumière des résultats de cette étude, le responsable pourra procéder, le cas échéant, à l'excavation du réservoir et à la récupération des matériaux contaminés, réaliser une caractérisation de type 2 exhaustive dans le but de mieux circonscrire la contamination, ou procéder immédiatement au choix des mesures correctives (traitement *in situ*, par exemple). Une description détaillée des études de caractérisation de type 2 (préliminaire ou exhaustive) se trouve au chapitre 3.1.2.

Le responsable peut toutefois également procéder à l'enlèvement du réservoir et des sols contaminés sans étude de caractérisation préalable. Dans ce cas, il procédera à une étude de caractérisation de type 1, postérieure à l'excavation (voir section 3.1.1), afin de déterminer la qualité des sols laissés en place et celle de l'eau souterraine. Si les sols et l'eau souterraine ne sont pas de qualité acceptable (dépassement

des critères indicatifs de contamination), il devra circonscrire la contamination à l'aide d'une étude de caractérisation de type 2 exhaustive.

Compte tenu que la gravité de la contamination des sols n'est pas forcément directement reliée au risque de contamination de l'eau souterraine, sols et eaux souterraines devront faire, à chaque fois, l'objet d'une vérification indépendante. Les procédures d'intervention spécifiques aux eaux souterraines sont présentées aux figures 3, 4 et 5.

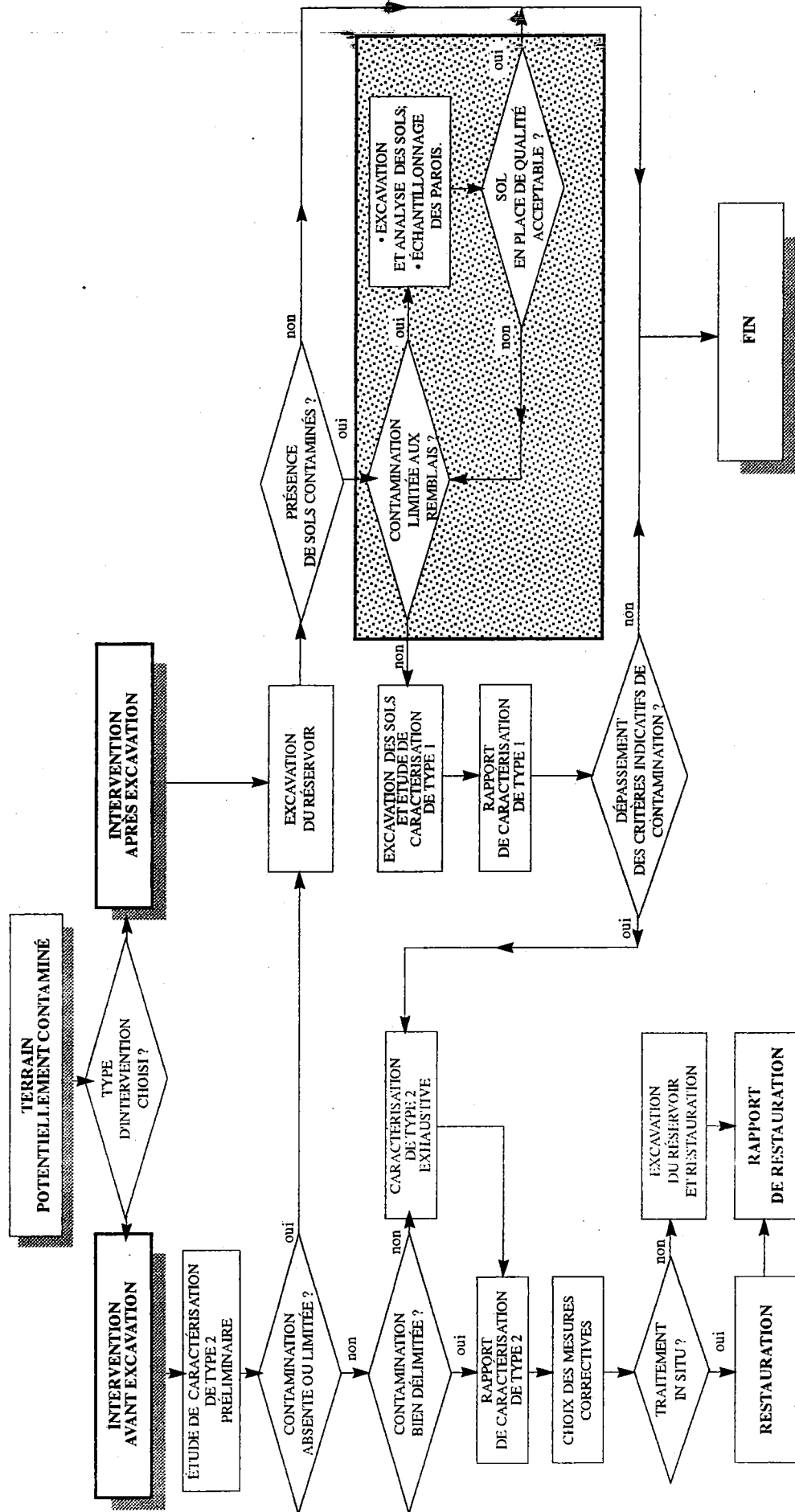
La présente description des études à effectuer n'a pas pour but de remplacer le jugement des intervenants mais d'orienter leur travail. L'évaluation de l'ampleur de l'étude de caractérisation à effectuer relève du responsable et de son consultant. Si l'information découlant de la caractérisation est insuffisante pour permettre de cerner l'ampleur de la contamination et d'élaborer les mesures correctives nécessaires, le responsable devra retourner sur le terrain et compléter ou reprendre l'étude à la satisfaction du ministère de l'Environnement et de la Faune.

3.1 PROCÉDURE GÉNÉRALE DE CARACTÉRISATION DES TERRAINS POTENTIELLEMENT CONTAMINÉS

3.1.1 Étude de caractérisation de type 1

Un des éléments fondamentaux de l'étude de caractérisation de type 1 est d'être effectuée après l'excavation des sols contaminés. La caractérisation de type 1 vise, en fait, à établir s'il y a, après excavation, présence de contamination résiduelle dans les sols et les eaux souterraines au-delà des critères indicatifs de contamination (voir tableaux 1 et 2). Le cas échéant, s'il y a toujours présence de contamination à des niveaux inacceptables, l'étude de caractérisation de type 1 devra être complétée par une étude de caractérisation de type 2 exhaustive; cette dernière permettra de déterminer l'ampleur réelle de la contamination résiduelle.

Figure 2
CHEMINEMENT TECHNIQUE DE L'INTERVENTION



L'étude de caractérisation de type 1 est similaire d'un cas à l'autre. Elle consiste à :

1. Établir l'historique et les caractéristiques du lieu, c'est-à-dire :
 - déterminer la nature des produits pétroliers entreposés à l'endroit où a lieu l'intervention et la raison de l'intervention;
 - définir le secteur avoisinant : zonage municipal, proximité des résidences et des cours d'eau, présence de puits d'alimentation en eau souterraine;
 - déterminer la nature du sol en place.
2. Déterminer l'état des sols demeurés en place :
 - prélever des échantillons du fond et des parois de l'excavation (à cet effet, consulter le Guide technique des mesures de contrôle à effectuer lors des travaux d'excavation de sols contaminés, MENVIQ, 1988);
 - analyser les échantillons et comparer les résultats aux critères indicatifs de contamination des sols (voir tableau 1).
3. Déterminer s'il y a risque de contamination de l'eau souterraine à l'aide de la grille d'évaluation du risque de contamination de l'eau souterraine (voir figures 3 et 4 et encadré explicatif ci-après) :
 - vérifier s'il y a accumulation d'eau contaminée au fond de l'excavation;
 - le cas échéant, installer un ou des puits d'observation pour vérifier la qualité de l'eau souterraine.

Tous ces renseignements doivent être consignés dans un rapport d'étude de caractérisation de type 1 (voir annexe 4).

EAU SOUTERRAINE CARACTÉRISATION DE TYPE 1

La figure 3 résume la procédure de caractérisation de type 1 pour l'eau souterraine.

1) ÉVALUATION DU RISQUE DE CONTAMINATION DES EAUX SOUTERRAINES

En ce qui concerne l'eau souterraine, une caractérisation de type 1 doit d'abord permettre de déterminer s'il y a danger que l'eau souterraine soit contaminée. Cela peut être fait à l'aide de la figure 4. Les cinq niveaux que comporte ce schéma décisionnel traduisent le risque de contamination de l'eau souterraine; ils tiennent également compte de l'impact éventuel d'une contamination sur l'utilisation de la ressource à des fins d'alimentation en eau. Le schéma permet de déterminer les cas où il y a nécessité d'aller plus loin et de vérifier la qualité de l'eau souterraine, c'est-à-dire de procéder à l'installation d'un ou de plusieurs puits d'observation.

Pour des considérations d'ordre pratique, les concepts qui appuient l'établissement des cinq niveaux de risque de la figure 4 ont été assimilés à des données de base faciles à obtenir par de simples observations de terrain. Ainsi, le concept de vulnérabilité hydrogéologique est traduit par la présence/absence de sol imperméable (argile), alors que la notion de potentiel aquifère (possibilité d'approvisionnement en eau à partir de puits ou autres types de captages d'eau souterraine) est défini par la présence de puits de captage d'eau souterraine dans un rayon d'un kilomètre.

Ce système d'évaluation se veut avant tout simple d'application. Cependant, l'utilisateur doit être conscient des limites d'un tel système. Il ne doit pas hésiter à faire intervenir son jugement et son expérience quand viendra le temps d'évaluer la possibilité que l'eau souterraine ait été contaminée et la nécessité de procéder à une caractérisation préliminaire.

De façon générale, les cas de niveaux 3, 4 et 5 obligent la vérification de la qualité de l'eau souterraine, alors que pour les niveaux 1 et 2, cette vérification n'est pas obligatoire.

Le texte qui suit décrit brièvement les situations correspondant aux cinq niveaux de risques de la figure 4. Pour chacune de ces situations, on y décrit les actions subséquentes que doit entreprendre le responsable. Ces exigences varient en fonction du niveau de risque.

Figure 3
CARACTÉRISATION DE TYPE 1 DE L'EAU SOUTERRAINE

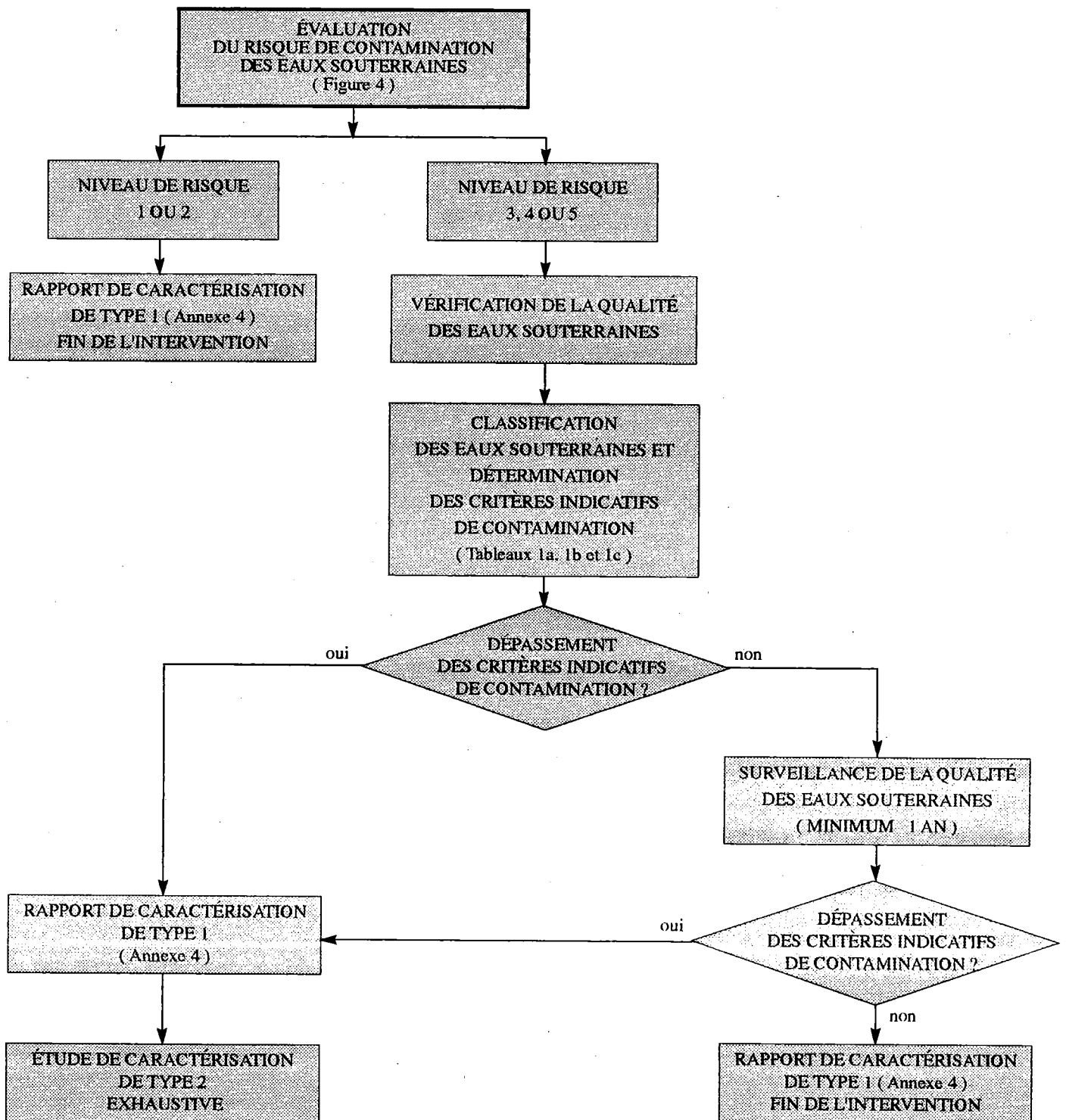
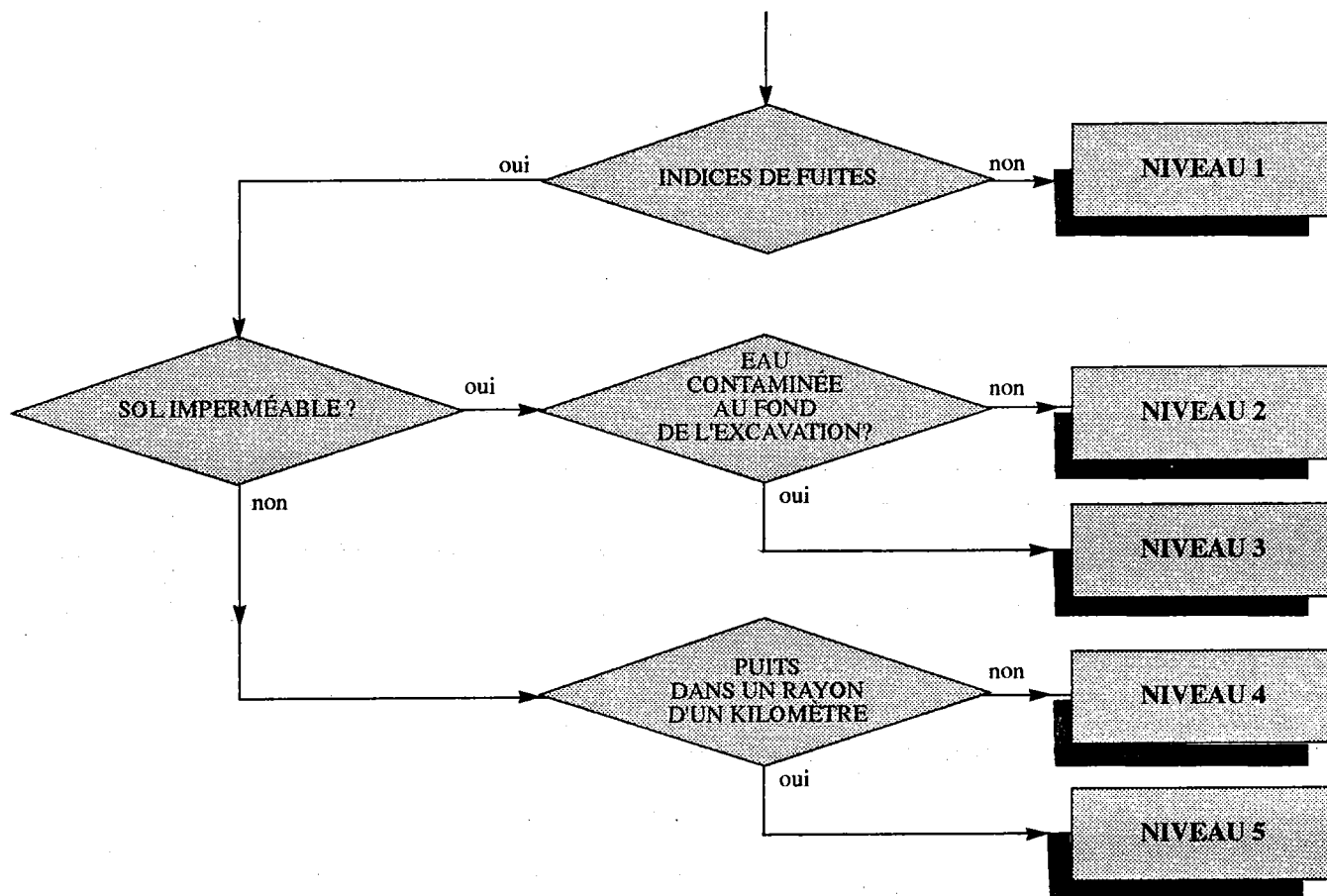


Figure 4

ÉVALUATION DU RISQUE DE CONTAMINATION DE L'EAU SOUTERRAINE



INDICES DE FUITES : Réservoirs endommagés, sols contaminés, déficit à l'inventaire, etc.

SOL IMPERMÉABLE : Argile seulement, tout autre sol doit être considéré comme perméable.

EAU CONTAMINÉE AU FOND DE L'EXCAVATION : Présence d'odeur, d'iridescence ou d'une phase flottante.

PUITS DANS UN RAYON D'UN KILOMÈTRE : Tous puits ou captages d'eau souterraine à moins d'un kilomètre du lieu contaminé.

NIVEAU 1
2

Vérification de la qualité des eaux souterraines non obligatoire.

NIVEAU 3
4
5

Vérification de la qualité des eaux souterraines obligatoire.

NIVEAU 1

Description

Le réservoir et les canalisations sont intacts. Il n'y a aucune évidence de fuites ou de sols visuellement contaminés. Il n'y a pas d'indices d'eau contaminée (odeur, phase flottante ou iridescence).

Exigences de caractérisation

La vérification de la qualité des eaux souterraines n'est pas obligatoire.

NIVEAU 2

Description

Un ou plusieurs éléments indiquent qu'il y a eu fuite : réservoir ou canalisations endommagés, déficit à l'inventaire (fluctuations supérieures à 0,5% du volume total sur une base mensuelle), présence de sols visuellement contaminés. Toutefois, le sol est considéré imperméable (argile seulement) et il n'y a pas d'indices d'eau contaminée (odeur, phase flottante ou iridescence).

Exigences de caractérisation

La vérification de la qualité des eaux souterraines n'est pas obligatoire.

NIVEAU 3

Description

Il y a un ou plusieurs indices de fuite : réservoir ou canalisations endommagés, déficit à l'inventaire (présumé à la suite d'une analyse des fluctuations supérieures à 0,5% du volume total sur une base mensuelle), présence de sols visuellement contaminés. Il y a de l'eau contaminée (odeur, phase flottante ou iridescence) au fond de l'excavation. Le sol est considéré imperméable (argile seulement). Il faut déterminer si la contamination a atteint l'eau souterraine.

Exigences de caractérisation

- L'eau contaminée retrouvée au fond de l'excavation doit être pompée, récupérée et traitée s'il y a lieu (voir section 7.2 et tableau 5). Il faut excaver les sols contaminés. Par la suite, deux avenues sont possibles :
 - Attendre pendant un minimum de 24 heures et vérifier le retour d'eau.
 - S'il n'y a pas de retour d'eau dans l'excavation à l'intérieur de ce délai, il n'est pas nécessaire de vérifier la qualité de l'eau souterraine. Il est alors vraisemblable que l'eau trouvée au départ dans l'excavation ne représentait que de l'eau de surface.

• Si l'eau revient dans l'excavation mais que cette eau n'est pas contaminée, on peut en déduire que la contamination a résulté d'un déversement mineur et qu'elle n'est pas très étendue. Dans ce cas, il n'est pas nécessaire de procéder à la vérification de la qualité de l'eau souterraine.

• Si l'eau revient dans l'excavation et que cette eau est contaminée (odeur, phase flottante ou iridescence), il faut procéder à une vérification de la qualité des eaux souterraines en installant un puits d'observation (voir point 2 - Vérification de la qualité des eaux souterraines).

En l'absence de contamination, cette procédure a l'avantage d'éviter l'installation d'un puits d'observation.

ou :

- Vérifier la qualité de l'eau souterraine en installant au moins un puits d'observation (voir point 2 - Vérification de la qualité des eaux souterraines).

NIVEAU 4

Description

Un ou plusieurs éléments indiquent qu'il y a eu fuite : réservoir ou canalisations endommagés, déficit à l'inventaire (présumé à la suite d'une analyse des fluctuations supérieures à 0,5% du volume total sur une base mensuelle), présence de sols visuellement contaminés, eau contaminée (odeur, phase flottante ou iridescence) au fond de l'excavation... Le sol est perméable (autre qu'argile). Il n'y a pas de puits d'alimentation dans un rayon d'un kilomètre du lieu.

La perte manifeste de produits pétroliers, jumelée à la présence d'un sol perméable, laisse appréhender que l'eau souterraine est contaminée.

Exigences de caractérisation

- S'il y a présence d'eau contaminée au fond de l'excavation, la pomper, la récupérer et en assurer le traitement s'il y a lieu (voir section 7.2 et tableau 5).
- Vérifier la qualité de l'eau souterraine en installant un puits d'observation (voir point 2 - Vérification de la qualité des eaux souterraines).

NIVEAU 5

Description

Un ou plusieurs éléments indiquent qu'il y a eu fuite : réservoir ou canalisations endommagés, déficit à l'inventaire (présumé à la suite d'une analyse des fluctuations supérieures à 0,5% du volume total sur une base mensuelle), présence de sols visuellement contaminés, eau contaminée (odeur, phase flottante ou iridescence) au fond de l'excavation... Le sol est perméable (autre qu'argile). Il y a un ou des puits d'alimentation dans un rayon d'un kilomètre du lieu.

La perte manifeste de produits pétroliers, jumelée à la présence d'un sol perméable, laisse appréhender que l'eau souterraine est contaminée.

Exigences de caractérisation

- S'il y a présence d'eau contaminée au fond de l'excavation, la pomper, la récupérer et en assurer le traitement s'il y a lieu (voir section 7.2 et tableau 5).
- Vérifier la qualité de l'eau souterraine en installant au moins deux puits d'observation (voir point 2 - Vérification de la qualité des eaux souterraines).

2) VÉRIFICATION DE LA QUALITÉ DES EAUX SOUTERRAINES

Si l'évaluation effectuée à l'aide de la figure 4 indique qu'il y a effectivement risque de contamination des eaux souterraines, la qualité de celles-ci doit être vérifiée. Cette vérification nécessite l'installation d'un ou de plusieurs puits d'observation et le prélèvement et l'analyse d'échantillons d'eau. Les résultats d'analyse sont comparés aux critères indicatifs de contamination appropriés (voir tableaux 1a, 1b, 1c et annexe 9) selon la classification des eaux souterraines. Si des critères sont dépassés, le responsable devra procéder à une étude de caractérisation de type 2 exhaustive des eaux souterraines, c'est-à-dire qu'il devra préciser le niveau de contamination et l'étendue de la zone contaminée ainsi que les impacts réels ou appréhendés (voir sections 3.1.2.2 et 5).

Le texte qui suit décrit de façon détaillée, pour les situations de niveaux 3, 4 et 5 de la figure 4, les actions à réaliser par le responsable pour vérifier la qualité de l'eau souterraine.

- Pour les cas de niveaux 3 et 4, installer au minimum, un puits d'observation afin de vérifier la qualité de l'eau souterraine. Ce puits doit être localisé dans l'excavation ou à au moins trois mètres en aval de l'excavation par rapport à la direction présumée de l'écoulement de l'eau souterraine; il devra aussi être dans le premier horizon saturé (sol ou roc). Il faudra mesurer l'épaisseur de la phase flottante (s'il y a lieu) et procéder au prélèvement et à l'analyse d'au moins un échantillon d'eau souterraine.
- Pour les cas de niveau 5, au minimum deux puits d'observation doivent être installés. Ces deux puits seront localisés en aval de la source de contamination par rapport à la direction présumée de l'écoulement de l'eau souterraine et dans le premier horizon saturé (sol ou roc). Un premier puits sera localisé dans l'excavation ou à moins de trois mètres de l'excavation; un deuxième sera installé entre 10 et 30 mètres de l'excavation ou, si impossible, à la limite de propriété. Il faudra, dans chacun des puits, mesurer l'épaisseur des phases flottantes (s'il y a lieu) et procéder au prélèvement et à l'analyse d'au moins un échantillon d'eau souterraine par puits.
- Si la première analyse indique qu'il y a dépassement des critères indicatifs de contamination (voir tableaux 1a, 1b et 1c), une étude de caractérisation de type 2 exhaustive doit aussitôt être effectuée (voir section 3.1.2, étude de caractérisation de type 2 exhaustive, eau souterraine).
- Si, au contraire, la première vérification montre qu'il n'y a pas dépassement des critères indicatifs de contamination (voir tableaux 1a, 1b et 1c), il faudra alors procéder à un minimum de trois autres vérifications qui se feront à intervalles d'environ 90 jours (échantillon n° 1/jour 0, échantillon n° 2/jour 90, échantillon n° 3/jour 180 et échantillon n° 4/jour 270). Cette procédure permettra de s'assurer de la constance des résultats et de vérifier l'amplitude des variations possibles de la qualité de l'eau au cours des saisons.
- L'installation du ou des puits d'observation doit être terminée au plus tard 20 jours après l'enlèvement du vieux réservoir. Les premières vérifications (échantillonnage et mesure de l'épaisseur des phases flottantes) doivent se faire au plus tard 30 jours suivant l'enlèvement du vieux réservoir. L'installation du nouveau réservoir et le remblayage de l'excavation peuvent se faire avant ou après la mise en place du puits d'observation.
- Dès que disponibles, les résultats d'analyse doivent être expédiés à la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune.

TABLEAU 1a**Critères indicatifs de contamination****Classes I et II**

Phase flottante	Présence de phase flottante
Phase gazeuse	Émanation pouvant menacer la santé, la sécurité ou le confort des personnes
Phase dissoute¹	µg/L
Benzène	1
Toluène	50
Ethylbenzène	50
Xylènes totaux	20
Huiles et graisses minérales	1000

¹ MENVIQ, 1988. Politique de réhabilitation des terrains contaminés - critères B

TABLEAU 1b**Objectifs de décontamination****Classe III a**

Phase flottante	Absence de phase flottante	
	Emanation pouvant menacer la santé, la sécurité ou le confort des personnes	
Phase gazeuse	Milieu récepteur ¹	
	Eaux souterraines Classes I ou II	Eau de surface ou réseau d'égout
Phase dissoute	$\mu\text{g/L}^2$	$\mu\text{g/L}^3$
	Benzène	1
Toluène	50	100
Ethylbenzène	50	150
Xylènes totaux	20	60
Huiles et graisses minérales	1000	5000

¹ Milieu récepteur : Milieu en lien hydraulique avec les eaux souterraines de classe III a (voir système de classification)

² MENVIQ, 1988. Politique de réhabilitation des terrains contaminés - critères B

³ MENVIQ, 1988. Politique de réhabilitation des terrains contaminés - critères C

TABLEAU 1c

Objectifs de décontamination

Classe III b

Phase flottante	Présence de phase flottante
Phase gazeuse	Émanation pouvant menacer la santé, la sécurité ou le confort des personnes
Phase dissoute	Non applicable

3.1.2 Études de caractérisation de type 2

3.1.2.1 Étude de caractérisation de type 2 préliminaire

3.1.2.1.1 Les sols

L'étude de caractérisation de type 2 préliminaire vise à identifier les zones susceptibles d'avoir été contaminées de même que les types de contaminants potentiellement présents sur le terrain avant qu'il y ait excavation. Elle permet d'élaborer le programme de caractérisation exhaustif de façon rationnel tout en s'assurant que l'on pourra recueillir le maximum d'informations sur le terrain. Cette étape permet également de recueillir les informations nécessaires pour l'élaboration du programme de démantèlement des équipements pétroliers encore en place.

L'étude de caractérisation de type 2 préliminaire consiste à :

- effectuer un historique des opérations, à identifier la nature des produits qui ont été entreposés et les endroits où ils l'ont été;
- se faire une idée des utilisations du secteur avoisinant et de l'utilisation projetée du terrain;
- recueillir de l'information générale sur les caractéristiques géologiques et hydrogéologiques de la région;
- inspecter le terrain;
- procéder à un échantillonnage préliminaire des sols.

Une description détaillée de ce en quoi consiste une caractérisation préliminaire des sols se retrouve à la section 1 du document «Guide standard de caractérisation des terrains contaminés» du MENVIQ.

Dans certains cas, la caractérisation préliminaire pourra démontrer qu'il n'est pas nécessaire de procéder à une caractérisation exhaustive et qu'il est possible d'excaver les équipements pétroliers ou de rédiger le rapport de caractérisation.

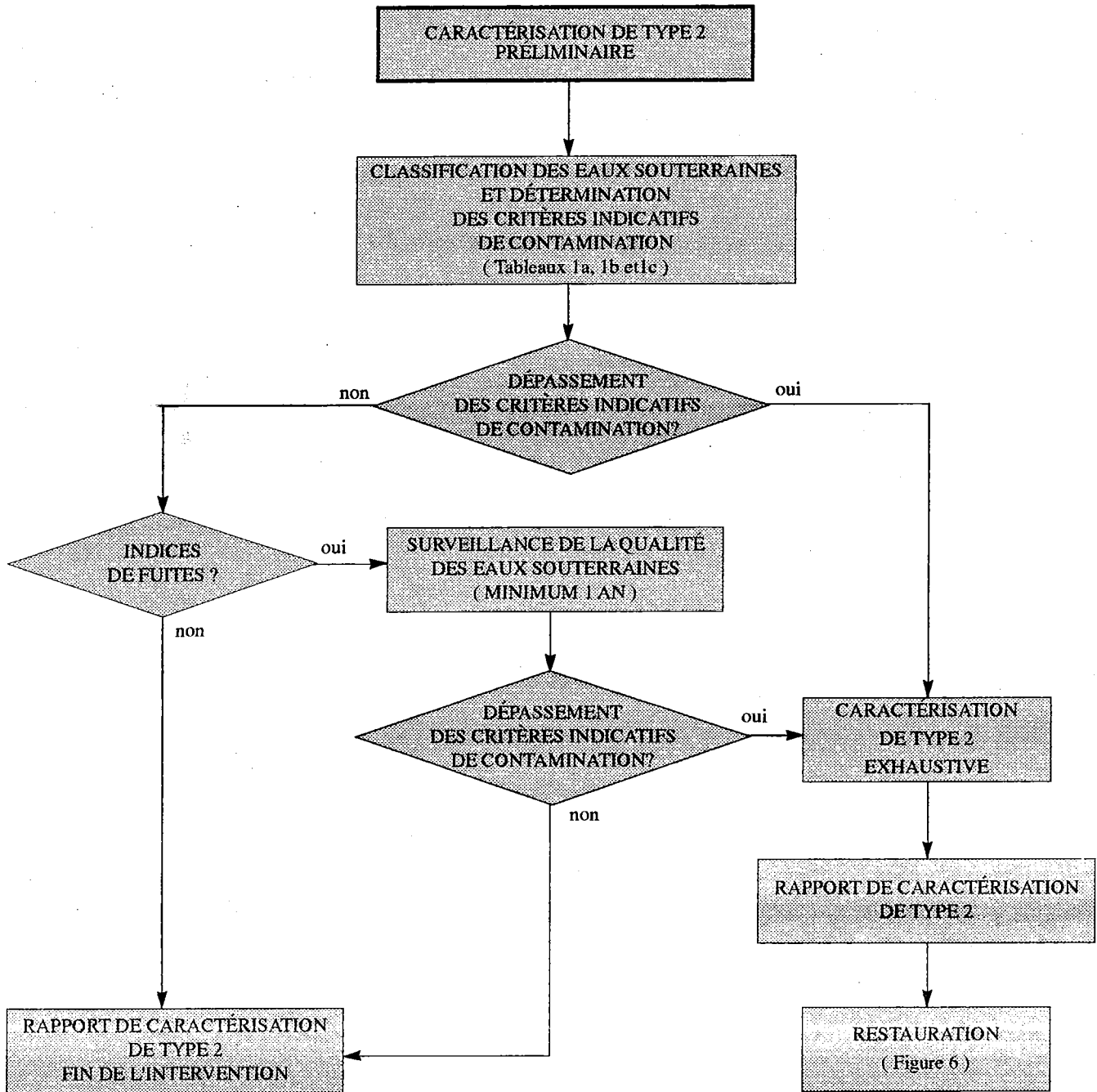
3.1.2.1.2 Les eaux souterraines

Dans le cas où le responsable n'a pas déjà procédé à une caractérisation de type 1, il peut vérifier à l'aide de la caractérisation de type 2 préliminaire s'il y a contamination des eaux souterraines (voir figure 5).

La vérification de la qualité de l'eau souterraine (ou caractérisation de type 2 préliminaire) consiste à installer au moins un puits d'observation dans le cas où il n'y a pas de puits d'alimentation dans un rayon d'un kilomètre du lieu contaminé ou à installer deux puits d'observation dans le cas contraire. Le premier puits d'observation sera localisé à moins de trois mètres en aval du réservoir par rapport à la direction présumée de l'écoulement de l'eau souterraine et dans le premier horizon saturé (sol ou roc). Si l'installation d'un second puits est requise, ce dernier sera installé entre 10 et 30 mètres en aval du réservoir ou, si cela est impossible, à la limite du terrain contaminé.

Dans chacun de ces puits, il faudra mesurer l'épaisseur de la phase flottante (s'il y a lieu) et procéder au prélèvement et à l'analyse d'au moins un échantillon d'eau souterraine. Les résultats d'analyse doivent être expédiés dès que disponibles à la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune. Si cet échantillon montre qu'il y a dépassement des critères indicatifs de contamination (voir tableaux 1a, 1b et 1c), le responsable doit procéder à une étude de caractérisation de type 2 exhaustive de l'eau souterraine (voir section 3.1.2.2.2).

Figure 5
CARACTÉRISATIONS DE TYPE 2 DE L'EAU SOUTERRAINE



Si cette première vérification montre qu'il n'y a pas dépassement des critères indicatifs de contamination (voir tableaux 1a, 1b et 1c) mais que la caractérisation des sols (voir section 3.1.2.1.1) démontre qu'il y a eu fuite de produits pétroliers, il faudra alors procéder à un minimum de 3 autres vérifications qui se feront à intervalles d'environ 90 jours (échantillon 1/jour 0, échantillon 2/jour 90, échantillon 3/jour 180 et échantillon 4/jour 270). Cette procédure permettra de s'assurer de la constance des résultats et de vérifier l'amplitude des variations possibles de la qualité de l'eau au cours des saisons.

3.1.2.2 Étude de caractérisation de type 2 exhaustive

L'étude de caractérisation de type 2 exhaustive doit permettre d'identifier clairement l'étendue des zones contaminées de même que l'évolution et les impacts anticipés de cette contamination, de façon à pouvoir élaborer des mesures correctives adéquates. Elle peut suivre une étude de caractérisation de type 2 préliminaire ou une étude de caractérisation de type 1.

3.1.2.2.1 Les sols

L'étude de caractérisation de type 2 exhaustive des sols consiste à :

- Établir un historique du lieu : localisation des sources de contamination (réservoirs, tuyauterie...), identification des produits pétroliers entreposés, nature et fréquence des déversements et des interventions de décontamination antérieures;
- Définir le secteur avoisinant : zonage municipal, utilisation de l'eau souterraine (puits d'eau potable, agriculture, industries...), proximité des zones résidentielles ou agricoles, de cours d'eau ou de lacs;
- Déterminer le profil géologique et hydrogéologique du lieu : identification du type de sol (gravier, sable, silt, argile);

- Déterminer l'étendue et la gravité de la contamination des sols en comparant les résultats d'analyse aux critères indicatifs de contamination. Pour ce faire, prélever des échantillons de sols à l'aide d'une rétrocaveuse ou d'une foreuse, à différentes distances de la source de contamination et à différentes profondeurs et procéder à des analyses physico-chimiques (voir le Guide technique des mesures de contrôle à effectuer lors des travaux d'excavation de sols contaminés, MENVIQ 1988);
- Préciser les volumes de sol qui devront être excavés ou traités et l'étendue de la contamination des eaux souterraines.

3.1.2.2.2 Les eaux souterraines

L'étude de caractérisation de type 2 exhaustive des eaux souterraines comprendra, au minimum, les éléments suivants :

- Relevé du lieu et de son voisinage : localisation, zonage, topographie, bâtiments, infrastructures souterraines...;
- Relevé du réseau hydrographique : fosses, cours d'eau, lieux de résurgences des eaux souterraines...;
- Identification de tous les secteurs où il y a présence de puits d'alimentation en eau (puits municipaux, domestiques, industriels, agricoles...) dans un rayon d'un kilomètre et, au besoin, procéder à un inventaire exhaustif;
- Identification des voies de migration des contaminants et des milieux récepteurs : eaux souterraines (détermination de la classe), puits, sources, prises d'eau, eaux de surface (fossés, rivières, lacs...), bâtiments, infrastructures souterraines (égout, drain, tunnel, ligne de service...);

- Description de la géologie-hydrogéologie et identification des formations aquifères;
- Installation de cinq puits d'observation (incluant le ou les puits mis en place lors de la caractérisation préliminaire) dont quatre à l'intérieur des limites présumées de la zone contaminée et un en amont de cette zone (par rapport à la direction de l'écoulement des eaux souterraines);
- Échantillonnage et analyse de l'eau souterraine et mesures de l'épaisseur des phases flottantes, s'il y a lieu, dans chacun des puits d'observation;
- Détermination des vitesses et des directions d'écoulement des eaux souterraines;
- Détermination de la nature, du degré, de l'étendue et de la profondeur de la zone contaminée;
- Identification des impacts réels et appréhendés (voir section 5);
- Autres travaux jugés pertinents (échantillonnages de puits, analyses de risques, migration des polluants...).

3.1.2.3 Rapport de caractérisation de type 2

Le rapport de caractérisation de type 2 remis au ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec sera un résumé de la démarche suivie et de l'ensemble des informations obtenues (voir «Guide standard de caractérisation des terrains contaminés du MENVIQ»). Il devra rendre possible l'élaboration d'un scénario de restauration.

Le rapport comprendra les éléments suivants :

- une introduction décrivant le mandat, la problématique et les méthodes de travail;
- des chapitres décrivant les caractéristiques géologiques, hydrographiques et hydrologiques du terrain;
- une interprétation de la contamination du terrain (sols et eaux souterraines) en relation avec les critères indicatifs de la contamination des sols et les objectifs de décontamination établis pour l'eau souterraine;
- des conclusions sur l'état du terrain et des recommandations concernant les actions ultérieures à prendre.

Une fois la restauration terminée, un rapport de restauration devra être produit afin de démontrer que les travaux ont été réalisés conformément à ce qui avait été entendu et que les objectifs de restauration ont été atteints. De plus, ce rapport doit être accompagné d'une lettre signée du responsable attestant de la fin des travaux et de l'atteinte des objectifs de restauration. **En ce qui concerne l'eau souterraine, dans le but de s'assurer de l'atteinte des objectifs, un programme de suivi pourrait s'avérer nécessaire (voir section 5).**

4. DÉCONTAMINATION DES SOLS

4.1 OBJECTIFS DE DÉCONTAMINATION

Les objectifs de décontamination d'un lieu seront fonction de l'usage du terrain, des impacts potentiels sur la santé des personnes habitant à proximité et sur l'environnement (eaux souterraines, eaux de surface, faune et flore sensibles, habitations et terrains voisins...). L'évaluation de la gravité de la contamination des sols et la détermination des objectifs de décontamination se feront à l'aide de la grille des critères indicatifs de la contamination des sols (tableau 2).

Les critères indicatifs de la contamination des sols contenus dans la Politique de réhabilitation des terrains contaminés ont été élaborés en vue de permettre l'évaluation de la qualité du milieu et d'encadrer les travaux de décontamination. Ils se présentent sous forme d'une grille comprenant trois séries de valeur (ABC), chaque valeur déterminant un niveau de qualité du milieu. L'annexe 2 de la politique présente trois plages d'intervention, lesquelles peuvent être résumées de la façon suivante :

Valeur A : Si les résultats d'analyse obtenus sont inférieurs à A, le milieu est considéré non contaminé et il n'y aura pas d'intervention.

Plage A-B : Si les résultats d'analyse obtenus sont entre A et B, le milieu est faiblement contaminé. Habituellement, à ce niveau de contamination, des travaux de décontamination ne seront pas entrepris (à moins qu'il n'y ait présence d'odeurs ou qu'il y ait impact sur la qualité de l'eau

souterraine). Il peut cependant s'avérer nécessaire de prendre certaines mesures de protection (excavation d'une couche superficielle, addition d'une couche de terre propre) dans le cas d'un réemploi particulièrement sensible du sol.

Valeur B : C'est le seuil à partir duquel des analyses approfondies sont nécessaires.

Plage B-C : Si ce seuil est atteint, le milieu est contaminé. Des travaux de décontamination pourront être nécessaires avant d'utiliser ce sol à des fins agricoles, résidentielles ou récréatives. D'autres usages (industriel, commercial) pourront cependant être envisagés sans qu'il ne soit nécessaire de procéder à la décontamination.

Valeur C : Il s'agit du seuil à partir duquel il peut y avoir nécessité d'une action correctrice dans un bref délai.

Plage C : Le milieu est alors contaminé. Tous les usages sont restreints. Il faudra procéder à une étude approfondie et, selon toute probabilité, à des travaux de restauration avant de réutiliser du terrain.

Dans tous les cas, l'étendue des travaux à effectuer (épaisseur de sol à excaver...) sera fonction de la nature des contaminants, de l'utilisation prévue du sol et de l'impact sur la nappe phréatique et sur l'environnement en général.

TABLEAU 2

GRILLE DES CRITÈRES INDICATIFS
DE LA CONTAMINATION DES SOLS (PRODUITS PÉTROLIERS)

	SOLS mg/kg de matière sèche (ppm)		
	A	B	C
I- MÉTAUX			
Arsenic (As)	10	30	50
Cadmium (Cd)	1,5	5	20
Chrome (Cr)	75	250	800
Cuivre (Cu)	50	100	500
Nickel (Ni)	50	100	500
Plomb (Pb)	50	500	1000
Zinc (Zn)	100	500	1500
II- COMPOSÉS AROMATIQUES MONOCYCLIQUES VOLATILS			
Benzène	< 0,1	0,5	5
Éthylbenzène	< 0,1	5	50
Toluène	< 0,1	3	30
Xylène	< 0,1	5	50
III- HYDROCARBURES AROMATIQUES POLYCYCLIQUES			
Benzo (a) anthracène	< 0,1	1	10
Diméthyl-7,2, benzanthracène-1,2	< 0,1	1	10
Dibenzo (a,h) anthracène	< 0,1	1	10
Chrysène	< 0,1	1	10
Méthyl-3 cholanthrène	< 0,1	1	10
Benzo (b) fluoranthène	< 0,1	1	10
Benzo (j) fluoranthène	< 0,1	1	10
Benzo (k) fluoranthène	< 0,1	1	10
Benzo (g,h,i) pérylène	< 0,1	1	10
Benzo (c) phénanthrène	< 0,1	1	10
Pyrène	< 0,1	10	100
Benzo (a) pyrène	< 0,1	1	10
Dibenzo (a,h) pyrène	< 0,1	1	10
Dibenzo (a,i) pyrène	< 0,1	1	10
Dibenzo (a,l) pyrène	< 0,1	1	10
Indéno (1,2,3,c,d) pyrène	< 0,1	1	10
Acénaphène	< 0,1	10	100
Acénaphthylène	< 0,1	10	100
Anthracène	< 0,1	10	100
Fluoranthène	< 0,1	10	100
Fluorène	< 0,1	10	100
Naphtalène	< 0,1	5	50
Phénanthrène	< 0,1	5	50
HAP (sommatation)	1	20	200
IV- AUTRES HYDROCARBURES CHLORÉS			
HC aliphatique (chacun)	< 0,3	5	50
(sommatation) ¹	0,3	7	70
Biphényles polychlorés	< 0,1	1	10
V- AUTRES PARAMÈTRES			
Composés phénoliques	< 0,1	1	10
Huiles et graisses minérales	< 100	1000	5000

1

On considère ici la sommatation des teneurs détectées pour chacun des composés dosés individuellement.

4.2 APERÇU DES TECHNIQUES DE DÉCONTAMINATION DES SOLS

4.2.1 Traitement *in situ*

Les techniques de traitement *in situ* sont appliquées sur les sols en place, c'est-à-dire non excavés.

- Biodégradation

La biodégradation *in situ* consiste à injecter dans les sols contaminés l'oxygène et les nutriments qui stimulent l'activité des microorganismes naturellement présents dans les sols, et ayant la faculté de dégrader les hydrocarbures. Des injections d'air, d'eau saturée d'oxygène et de microorganismes se font dans des puits aménagés dans les sols. Cette technique est utilisée au Québec.

- Extraction de vapeurs

Ce procédé permet de récupérer des sols les vapeurs d'hydrocarbures par des puits d'extraction. Les vapeurs sont aspirées à la surface et captées à l'aide de biofiltres, de filtres à charbon activé ou de torches catalytiques. Cette technique est utilisée au Québec.

- Lavage des sols

Cette technique consiste à injecter une solution de nettoyage à travers le sol pour extraire les produits libres. La solution de nettoyage peut être injectée sous pression dans les sols en utilisant des puits d'injection, ou descendre par simple gravité à partir de tranchées ou de gicleurs. La solution de nettoyage et le contaminant sont récupérés de l'eau souterraine à l'aide de puits ou d'un drain. Cette technique est aussi utilisée au Québec.

4.2.2 Traitement *ex situ*

Les techniques de traitement *ex situ* impliquent l'excavation des sols, lesquels peuvent être traités sur le lieu même de l'excavation ou sur un autre lieu.

- Bioventilation

Les sols contaminés sont empilés sur une aire aménagée et recouverts d'une toile étanche. Le plancher de l'aire de traitement est sillonné de canalisations qui permettent d'aspirer les vapeurs d'hydrocarbures. Ces vapeurs sont recueillies et traitées. D'autres canalisations se trouvant à la surface de l'empilement, sous la toile imperméable, permettent d'humidifier les sols et de leur apporter les nutriments stimulant l'activité biologique et accélérant les processus de biodégradation. Plusieurs lieux de traitement de ce type ont été aménagés ou sont en voie de l'être au Québec.

- Extraction au solvant/surfactants

Le sol contaminé est mélangé au solvant/surfactants ce qui permet un transfert des hydrocarbures du sol au solvant/surfactants. Le solvant/surfactants, les hydrocarbures liquides et le sol sont séparés par des processus physiques. Le solvant/surfactants est traité de façon à retirer tout hydrocarbure dissous et peut être réinjecté dans le processus. Cette technique n'a pas encore été utilisée au Québec.

- Traitement thermique

Les sols contaminés sont chauffés de manière à volatiliser les hydrocarbures. Les contaminants volatilisés peuvent être soit décomposés à haute température en présence d'oxygène, liquéfiés par des unités de refroidissement/fractionnement/condensation ou bien adsorbés sur du charbon activé. Cette technique n'a pas encore été utilisée au Québec pour des sols contaminés par des hydrocarbures. Toutefois, la construction et

l'exploitation de deux centres fixes de traitement thermique ont été autorisées par le ministère de l'Environnement et de la Faune.

4.2.3 Enfouissement sécuritaire

Si le traitement est irréalisable, les sols contaminés par des hydrocarbures peuvent être enfouis dans des lieux d'enfouissement sécuritaires. Ces lieux sont aménagés de façon à contenir le plus efficacement possible les contaminants et à permettre l'isolation des sols. Pareil lieu existe actuellement au Québec.

5. RESTAURATION DES EAUX SOUTERRAINES

La figure 6 illustre la procédure générale à suivre en vue de la restauration des eaux souterraines. L'élaboration du programme de restauration et sa mise en oeuvre feront suite aux résultats de l'étude de caractérisation de type 2 qui aura été réalisée précédemment (voir section 3 et figures 3 et 5).

5.1 OBJECTIFS DE RESTAURATION

Dans le cas spécifique des réservoirs souterrains et des produits pétroliers, les travaux de restauration des eaux souterraines doivent permettre d'atteindre les objectifs qui suivent.

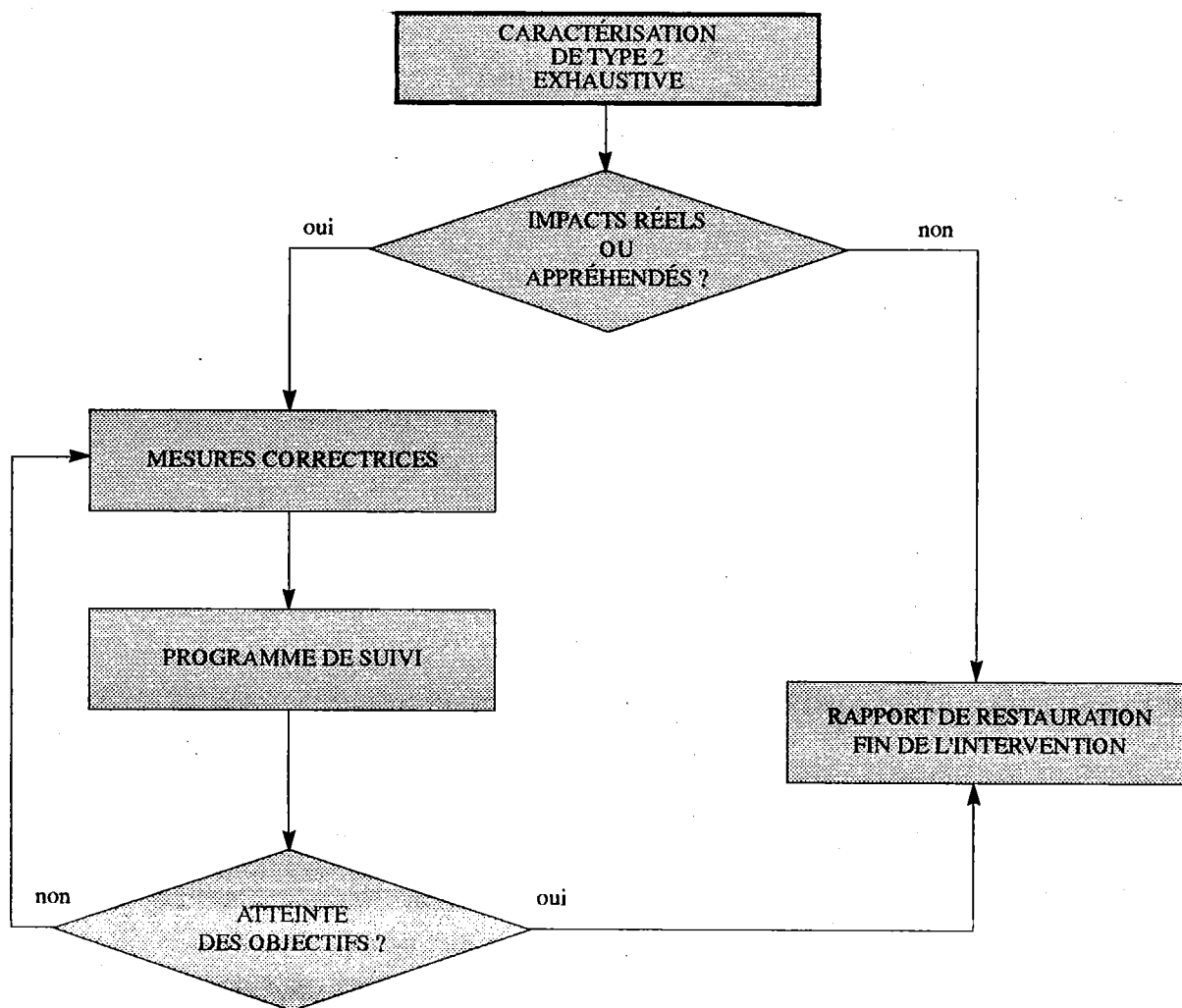
- Phases gazeuses

Dans tous les cas, récupérer ou contrôler les phases gazeuses afin d'éliminer toute menace pour la santé, la sécurité ou le confort des personnes.

- Phases flottantes

Dans tous les cas, récupérer ou contrôler les phases flottantes (produits libres) afin d'éliminer toute source active de pollution pour l'eau souterraine.

Figure 6
RESTAURATION DE L'EAU SOUTERRAINE



- Phases dissoutes

Une intervention est obligatoire dans les cas où les phases dissoutes (eau souterraine contaminée) sont la cause des impacts suivants :

- contamination (actuelle ou appréhendée), au-delà des critères B de la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés* (voir tableau 3), de puits utilisés à des fins d'alimentation ou de toute autre prise d'eau incluant les prises d'eau de surface;
- contamination (actuelle ou appréhendée), au-delà des critères B de la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés* (voir tableau 3), d'une zone aquifère dont l'utilisation à des fins d'alimentation en eau sera requise pour assurer la réalisation de projets de développement (ex. : sites prévus pour l'implantation de puits municipaux ou individuels);
- résurgence (actuelle ou appréhendée), dans les eaux de surface ou dans un réseau d'égout, d'une eau souterraine contaminée au-delà des critères de la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés* (voir tableau 3);
- tout autre impact jugé inacceptable.

NOTE : Le terme *appréhendé* permet de tenir compte du caractère dynamique de la contamination des eaux souterraines : écoulement des eaux souterraines (vitesse et direction), migration des polluants, évolution dans le temps des enclaves contaminées (étendue et concentrations)...

Dans tous ces cas, l'intervention doit viser à éliminer les impacts actuels ou appréhendés ou à mettre en place des solutions de remplacement. Les principales mesures applicables sont énumérées ci-après.

- Décontaminer l'eau souterraine (phase dissoute) afin de respecter, aux lieux d'impact (puits, eaux de surface, réseau d'égout), les critères

B ou C de la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés*, selon le cas;

- Contrôler la migration des phases dissoutes (ex. : barrières hydraulique ou physique) afin de respecter, aux lieux d'impact (puits, eaux de surface, réseau d'égout), les critères B ou C de la *Politique de réhabilitation des terrains contaminés*, selon le cas;
- Prendre les mesures pertinentes pour assurer l'approvisionnement en eau des utilisateurs touchés par la contamination (traitement à la sortie des puits, approfondissement de puits, adduction à un réseau d'aqueduc...);
- Suivre la progression de la contamination (dans le cas d'impacts appréhendés);
- Toute autre mesure jugée acceptable tenant compte des impacts actuels et appréhendés.

5.2 RESPONSABILITÉ DU POLLUEUR

Le choix des moyens utilisés (ex. : décontamination, barrières hydrauliques, solutions de remplacement) pour rencontrer les objectifs définis précédemment est la responsabilité du pollueur qui verra lui-même à analyser les considérations d'ordres économique et technologique propres à chaque cas. Cependant, l'obligation de résultat de la part du pollueur demeure.

TABIEAU 3

GRILLE DES CRITÈRES INDICATIFS
DE LA CONTAMINATION DE L'EAU SOUTERRAINE (PRODUITS PÉTROLIERS)

	EAU SOUTERRAINE µg/L (ppb)		
	A	B	C
I- MÉTAUX			
Arsenic (As)	5	50	100
Cadmium (Cd)	1	5	20
Chrome (Cr)	15	40	500
Cuivre (Cu)	25	500	1000
Nickel (Ni)	10	250	1000
Plomb (Pb)	10	50	100 1000
Zinc (Zn)	50	1000	10000
II- COMPOSÉS AROMATIQUES MONOCYCLIQUES VOLATILS			
Benzène	< 0,5	1	5
Éthylbenzène	< 0,5	50	150
Toluène	< 0,5	50	100
Xylène	< 0,5	20	60
III- HYDROCARBURES AROMATIQUES POLYCYCLIQUES			
Benzo (a) anthracène	< 0,1	0,5	2
Diméthyl-7,2, benzanthracène-1,2	< 0,1	0,2	1
Dibenzo (a,h) anthracène	< 0,1	0,2	1
Chrysène	< 0,1	1	5
Méthyl-3 cholanthrène	< 0,1	0,2	1
Benzo (b) fluoranthène	< 0,1	0,2	1
Benzo (j) fluoranthène	< 0,1	0,2	1
Benzo (k) fluoranthène	< 0,1	0,2	1
Benzo (g,h,i) pérylène	< 0,1	0,2	1
Benzo (c) phénanthrène	< 0,1	0,5	2
Pyrène	< 0,2	7	30
Benzo (a) pyrène	< 0,1	0,2	1
Dibenzo (a,h) pyrène	< 0,1	1	5
Dibenzo (a,i) pyrène	< 0,1	1	5
Dibenzo (a,l) pyrène	< 0,1	1	5
Indéno (1,2,3,c,d) pyrène	< 0,1	1	5
Acénaphène	< 0,5	20	30
Acénaphthylène	< 0,5	10	20
Anthracène	< 0,2	7	20
Fluoranthène	< 0,1	2	10
Fluorène	< 0,1	2	10
Naphtalène	< 0,2	10	30
Phénanthrène	< 0,1	1	5
HAP (sommaton)	0,2	10	50
IV- AUTRES HYDROCARBURES CHLORÉS			
HC aliphatique (chacun)	< 1	10	50
(sommaton) ²	< 1	15	70
Biphényles polychlorés	< 0,1	0,2	1
V- AUTRES PARAMÈTRES			
Composés phénoliques	1,0	2	5
Huiles et graisses minérales	< 100	1000	5000

2

On considère ici la sommaton des teneurs détectées pour chacun des composés dosés individuellement.

5.3 APERÇU DES TECHNIQUES DE RESTAURATION DES EAUX SOUTERRAINES

5.3.1 Récupération de l'eau souterraine contaminée

- Contrôle par pompage

Le pompage de l'eau contaminée est sans doute la méthode la plus populaire et la plus efficace pour contrôler la contamination des nappes. Le pompage de l'eau souterraine permet de contrôler la migration des contaminants en modifiant l'écoulement des eaux. La récupération se fait en créant un cône de dépression dans lequel les hydrocarbures seront attirés. Un système de pompage à double niveau permettra «d'écrémer» le sommet de la nappe (phase flottante) et de récupérer l'eau contaminée (phase dissoute) de façon indépendante. Cette technique est utilisée au Québec.

- Systèmes d'interception

Les systèmes d'interception consistent généralement en une ou plusieurs tranchées sous le niveau de l'eau avec installation de drains. Leur mise en place crée une zone continue de dépression de la nappe sur toute la longueur de la tranchée. Le fond est généralement muni de tuyaux de drainage perforés, entourés de matériaux grossiers, pour faciliter la collection et le transport par gravité des eaux contaminées. Cette technique est utilisée au Québec.

5.3.2 Traitement *in situ*

- Biodégradation

La biodégradation *in situ* consiste à stimuler l'activité des microorganismes naturellement présents dans le milieu aquifère par l'injection, dans les eaux souterraines contaminées, d'oxygène, de nutriments ou de microor-

ganismes. Ces injections se font dans des puits aménagés dans la zone aquifère. Cette technique permet un niveau de décontamination souvent supérieur aux autres méthodes; elle exige cependant plus de temps. Cette technique est utilisée au Québec.

5.3.3 Traitement en surface

- **Séparateur d'hydrocarbures**

Le séparateur d'hydrocarbures permet, par flottation et écumage, de retenir les hydrocarbures présents sous forme de phase flottante. Il sera installé à la sortie du système de pompage des eaux contaminées. Cette technique est utilisée au Québec.

- **Filtre au charbon activé**

Le filtre au charbon activé permet, par adsorption, de retenir une portion des hydrocarbures présents dans l'eau sous forme de phase dissoute. Le filtre au charbon activé sera le plus souvent précédé d'un séparateur d'hydrocarbures. Cette technique est utilisée au Québec.



6. ÉCHANTILLONNAGE ET ANALYSE

Les échantillons de sol et d'eau doivent être prélevés et analysés par des spécialistes en la matière. La façon de prélever des échantillons de sols et d'eaux souterraines est décrite exhaustivement dans le document du MENVIQ intitulé «Guide d'échantillonnage pour analyses environnementales», chapitres 5 (eau souterraine) et 7 (sols). La façon de conserver ces échantillons est décrite dans le document du MENVIQ intitulé «*Guide des méthodes de conservation et d'analyse des échantillons d'eau et de sol*» (mai 1990).

6.1 ÉCHANTILLONNAGE DES SOLS

Les échantillons de sols contaminés par de l'essence ou tout autre échantillon prélevé dans le but d'effectuer une analyse chimique destinée à évaluer la concentration en BTEX seront des échantillons unitaires (la nature des échantillons composites favorise la volatilisation des contaminants et sous-estime les concentrations réelles). Pour tout autre contaminant, l'échantillon analysé sera un échantillon composite constitué de cinq sous-échantillons unitaires.

La quantité minimale acceptable d'analyses sera :

<u>Volume de sols excavés (m³)</u>	<u>Nombre d'échantillons composites</u>
Moins de 30 m ³	1
30 m ³ - 60 m ³	2
60 m ³ - 100 m ³	3
100 m ³ - 200 m ³	4
200 m ³ - 1000 m ³	4 + 1/100 m ³ au-delà de 200
1000 m ³ - 2000 m ³	12 + 1/250 m ³ au-delà de 1000
> 2000 m ³	16 + 1/500 m ³ au-delà de 2000

6.2 ÉCHANTILLONNAGE DES EAUX SOUTERRAINES

6.2.1 Conception et installation des puits d'observation

L'installation de puits d'observation qui ne respecte pas toutes les règles de l'art n'est pas recommandée. Ce type d'installation peut être à l'origine de plusieurs erreurs. Un mauvais scellement peut entraîner la migration de polluants par écoulement préférentiel le long du tubage ou du tuyau, d'où une évaluation erronée du niveau de contamination ou le risque de contaminer une nappe non polluée au départ. Des erreurs de type piézométrique sont également possibles. L'entraînement de particules fines dû à l'absence de sable filtrant (lanterne) ou d'une crépine peut provoquer le colmatage du puits d'observation ce qui rend ce dernier inutilisable. Le choix de matériaux inadéquats peut être la cause de différents phénomènes d'interactions chimiques, altérant ainsi la qualité de l'eau et la représentativité des résultats d'analyse. Il s'agit là de quelques exemples des problèmes auxquels on s'expose si l'on ne respecte pas toutes les règles s'appliquant à la conception et l'installation des puits d'observation.

La conception et l'installation des puits d'observation doivent être conformes aux règles édictées par le MENVIQ dans le «Guide d'échantillonnage pour analyses environnementales - Chapitre 5 - Échantillonnage des eaux

souterraines» (à venir). Il est recommandé de consulter ce guide avant toute installation de puits d'observation.

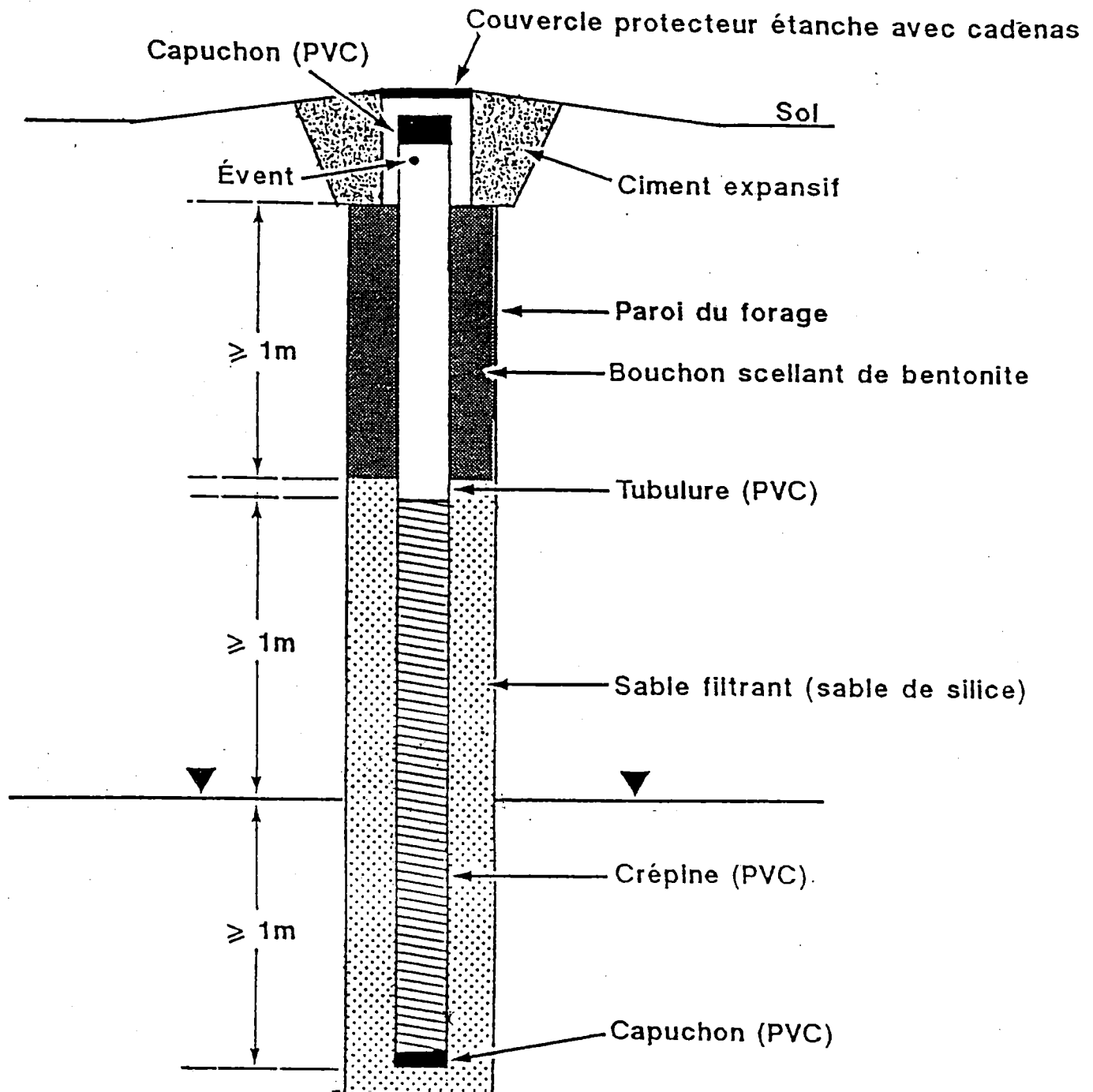
- **Puits d'observation dans un trou de forage**

Chaque puits d'observation doit être installé dans un trou de forage unique avec bouchon scellant et couvercle étanche en vue d'éviter la migration verticale de polluants le long de la colonne de forage (voir figure 7). La partie crépinée doit recouper la limite supérieure de la zone saturée et se prolonger de part et d'autre de cette limite d'au moins un mètre (lorsque possible) pour pouvoir intercepter, en tout temps de l'année, une phase flottante éventuelle (tenir compte des fluctuations saisonnières du niveau de l'eau). Le choix de la crépine (dimension des ouvertures) et du sable filtrant (granulométrie) doit se faire de façon à empêcher l'entraînement de particules fines (sable, silt et argile) dans le puits d'observation. À titre informatif, la figure 7 illustre la construction type d'un puits d'observation. Le schéma de construction présenté s'applique aux puits aménagés dans les dépôts meubles comme à ceux aménagés dans le roc.

- **Puits d'observation dans une excavation**

Pour des raisons d'ordre pratique, il peut s'avérer commode de faire l'installation d'un puits d'observation à même une excavation plutôt que dans un trou de forage. Ce genre d'installation doit cependant être réservé aux seules fins d'évaluation de la présence de contamination. De plus, les règles de conception et d'installation d'un tel puits (sable filtrant, bouchon scellant...) seront les mêmes que pour un puits installé dans un trou de forage (voir figure 7). Le respect de ces règles garantira l'intégrité de l'installation et la représentativité des échantillons d'eau qui y seront prélevés (voir plus loin).

Figure 7
COMPOSANTES D'UN PUITIS D'OBSERVATION
(ROC ET DÉPÔTS MEUBLES)



Tiré et modifié de : " Guide d'échantillonnage pour analyses environnementales ".
Chapitre 5 - Échantillonnage des eaux souterraines.
Ministère de l'Environnement du Québec, Direction des
laboratoires, Québec, (MENVIQ, 1992).

- **Rapport de forage/sondage**

Un rapport de forage/sondage doit être produit pour chaque puits d'observation. Ce rapport inclura les renseignements habituels : journal de forage, description des échantillons, venues d'eau, construction du puits d'observation, méthode de forage...

- **Nombre et localisation des puits d'observation**

Chaque cas de contamination étant particulier, il faut s'assurer que le nombre de puits d'observation est suffisant et que leur localisation est judicieuse. Pour ce faire, une connaissance détaillée du milieu hydrogéologique et des unités hydrostratigraphiques peut s'avérer nécessaire.

6.2.2 Prélèvement des échantillons d'eau souterraine

Le prélèvement des échantillons d'eau souterraine doit se faire en conformité avec les méthodes décrites dans le *Guide d'échantillonnage pour analyses environnementales - Chapitre 5 - Échantillonnage des eaux souterraines* du ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec (à venir).

Chaque puits d'observation doit être vidangé avant le prélèvement des échantillons. Pour les matériaux perméables, il est recommandé de retirer un volume équivalent à au moins trois fois le volume d'eau contenu dans le puits d'observation, incluant la lanterne de sable filtrant (en considérant la porosité). Dans le cas des matériaux peu perméables, le puits doit être vidangé à sec au minimum une fois. Idéalement, les puits devraient être vidangés jusqu'à ce que les propriétés physico-chimiques (température, conductivité électrique et pH) de l'eau soient stables. Dans les cas où il y a présence d'une phase flottante dans le puits d'observation, il faut mesurer l'épaisseur de la phase avant d'effectuer la vidange du puits.

Avant de faire l'échantillonnage, il faut, si possible, attendre que le niveau statique soit rétabli ou attendre que la colonne d'eau à l'intérieur du puits d'observation soit au moins égale à un mètre. Ceci vise à limiter la perte possible des substances volatiles par suite de l'agitation de l'eau lors des opérations de pompage et d'échantillonnage.

L'utilisation de systèmes de prélèvements propres à chaque puits est fortement recommandée, compte tenu des avantages qu'ils représentent pour des opérations de prélèvement et pour la représentativité des résultats.

Enfin, chaque programme d'échantillonnage doit prévoir un programme d'assurance qualité conforme aux exigences du MENVIQ (réf. : «**Guide d'échantillonnage pour analyses environnementales - Chapitre 5 - Échantillonnage des eaux souterraines**», MENVIQ) (à venir).

6.3 SÉLECTION DES PARAMÈTRES D'ANALYSE

Les paramètres à analyser dépendent de la nature des hydrocarbures qui ont contaminé les sols et les eaux souterraines; ils sont énumérés au tableau 3.

TABLEAU 4

**PARAMÈTRES PHYSICO-CHIMIQUES À ANALYSER
EN FONCTION
DE LA NATURE DES PRODUITS PÉTROLIERS**

PRODUITS PÉTROLIERS	PARAMÈTRES À ANALYSER ¹
Essence (avec ou sans plomb)	<ul style="list-style-type: none"> . BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène, xylène)
Autres produits pétroliers (diesel, huiles à chauffage...)	<ul style="list-style-type: none"> . Huiles et graisses minérales . BTEX . Hydrocarbures aromatiques polycycliques²
Huiles usées	<ul style="list-style-type: none"> . Huiles et graisses minérales . HAP . Plomb, chrome, zinc, cadmium, nickel, cuivre . Autres contaminants (selon pré-somption de présence)

¹ Si des analyses préliminaires démontrent l'absence d'un ou de deux paramètres, les analyses subséquentes pourront être faites en ne tenant compte que du ou des paramètres présents.

² Si la teneur en huiles et graisses minérales est supérieure au critère d'usage du terrain, il n'est pas essentiel de vérifier la teneur en HAP.

7. GESTION DES SOLS, DES EAUX RÉCUPÉRÉES, DES PRODUITS PURS, DES RÉSIDUS ET DES ÉQUIPEMENTS PÉTROLIERS

7.1 LES SOLS EXCAVÉS

Un sol ou une eau souterraine contaminés par des produits pétroliers ne constituent pas un déchet dangereux à moins que le produit pétrolier qui a contaminé ce sol ou cette eau souterraine ne soit lui-même un déchet dangereux et que ce déversement ait été effectué de façon accidentelle ou illégale, après le 15 octobre 1985.

La majorité des produits pétroliers (essence, diesel...) entreposés en vue d'être utilisés comme carburant, combustible ou lubrifiant sont des matières premières. Il ne s'agit pas de déchets ni, *a fortiori*, de déchets dangereux. Les eaux souterraines et les sols contaminés à la suite d'un déversement de ces matières premières ne sont donc pas des déchets dangereux et doivent être gérés selon les schémas de gestion des sols et des eaux contaminés.

Le tableau 4 résume les options de gestion pour les sols contaminés excavés, en fonction de leur niveau de contamination.

TABLEAU 5
GESTION DES SOLS CONTAMINÉS EXCAVÉS¹

NIVEAU DE CONTAMINATION	OPTIONS DE GESTION POSSIBLES
< A	<ul style="list-style-type: none"> . Réutilisation n'importe où, sans conditions
Plage A - B	<ul style="list-style-type: none"> . Réutilisation comme matériaux de remblayage sur un terrain à vocation <u>industrielle</u> ou <u>commerciale</u> à la condition que leur utilisation n'ait pas pour effet d'augmenter le niveau de contamination du terrain récepteur² et que les sols n'émettent pas d'odeurs d'hydrocarbures perceptibles. . Élimination dans un dépôt de matériaux secs (DMS) à la condition que les sols n'émettent pas d'odeurs d'hydrocarbures. . Utilisation comme matériaux de recouvrement dans un lieu d'enfouissement sanitaire (LES) sans avoir à comptabiliser selon l'article 54 du Règlement sur les déchets solides.
Plage B - C	<ol style="list-style-type: none"> 1. Entreposage et traitement dans un lieu autorisé. 2. Si l'option 1 est irréalisable, utilisation dans un lieu d'enfouissement sanitaire (LES) comme matériel de recouvrement sans avoir à comptabiliser selon l'article 54 du Règlement sur les déchets solides.
< C pour tous les paramètres à l'exception des hydrocarbures (huiles et graisses minérales) <u>et</u> > C et < 5 % en poids pour les hydrocarbures (huiles et graisses minérales)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Entreposage et traitement dans un lieu autorisé. 2. Si l'option 1 est irréalisable, élimination dans un lieu d'enfouissement sécuritaire autorisé. 3. Si les options 1 et 2 sont irréalisables, utilisation dans un lieu d'enfouissement sanitaire (LES) comme matériel acceptable, en comptabilisant selon l'article 54 du Règlement sur les déchets solides (consultation avec le Service municipal de la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune) et à condition qu'il s'agisse d'un déversement subit et accidentel.
> C pour un ou plusieurs paramètres ou > 5 % en poids d'hydrocarbures (huiles et graisses minérales).	<ol style="list-style-type: none"> 1. Entreposage et traitement dans un lieu autorisé. 2. Si l'option 1 est irréalisable, élimination dans un lieu d'enfouissement sécuritaire autorisé.

Le propriétaire est responsable de l'acheminement des sols contaminés à l'endroit approprié et doit faire la preuve auprès du ministère de l'Environnement et de la Faune qu'ils ont bien été reçus au lieu de destination.

1 Ce schéma de gestion s'applique pour les sols qui ont été contaminés par des produits pétroliers autres que de l'huile usée. Dans ce dernier cas, si la contamination s'est produite après le 15 octobre 1985, le sol est considéré comme un déchet dangereux et doit être géré comme tel. Si le sol a été contaminé par une huile usée avant le 15 octobre, le sol doit, par ailleurs, être géré selon le schéma de gestion. Cette règle s'applique tant que le Règlement sur les déchets dangereux n'a pas été modifié.

2 Si le terrain récepteur ne présente aucune contamination (contamination inférieure ou égale au critère A), il n'est pas permis d'utiliser des sols contaminés dans des teneurs entre les critères A et B comme remblai; si, par contre, le niveau de contamination du terrain récepteur se situe entre les critères A et B ou entre les critères B et C, l'utilisation de sols contaminés dans des teneurs entre A et B, pour les mêmes paramètres, pourra être considérée.

7.2 LES EAUX RÉCUPÉRÉES

Le tableau 5 résume les différentes options possibles pour la gestion des eaux contaminées qui seront pompées d'une excavation ou de systèmes de récupération (puits, tranchées, drains...). Le choix du mode de gestion dépendra du niveau de contamination. Le rejet direct dans un réseau d'égouts ou dans un cours d'eau ne pourra se faire que si les critères de rejets présentés au tableau 5 sont respectés. De plus, le rejet d'eau contaminée dans l'environnement ou dans un réseau d'égouts ne devra, en aucun temps, présenter une menace pour la santé, la sécurité ou le confort des personnes. Lorsqu'il y aura dépassement des critères du tableau 6, un traitement préalable au rejet s'avérera nécessaire. Dans tous les cas, la phase flottante devra être pompée et gérée dans un lieu autorisé.

7.3 LES BOUES DE FONDS DE RÉSERVOIRS

Les boues de sédimentation récupérées au fond des réservoirs constituent des déchets dangereux et doivent être gérés comme tels (annexe 1, alinéa 67 du *Règlement sur les déchets dangereux*).

7.4 LES PRODUITS PURS

Les produits pétroliers (tels l'essence, le diesel...) dans les réservoirs et les conduites ou récupérés sans traitement à la surface des eaux souterraines sont considérés comme des matières premières et doivent être gérés comme telles.

TABLEAU 6**GESTION DES EAUX CONTAMINEES**

CONTAMINATION	MOYEN DE GESTION
Phase flottante	Élimination dans un lieu autorisé ¹ selon les lois et les règlements en vigueur
Phase dissoute < Critères de rejets des eaux contaminées (voir tableau 7) > Critères de rejets des eaux contaminées (voir tableau 7)	Rejet dans un réseau d'égouts ou dans un cours d'eau Traitement sur place pour permettre rejet dans un réseau d'égouts ou dans un cours d'eau ou Élimination dans un lieu autorisé ⁽¹⁾ selon les lois et les règlements en vigueur

1

Lieux autorisés : Centres de transfert, centres de traitement, raffineries (récupération ou autres lieux autorisés

TABLEAU 7**CRITERES DE REJETS DES EAUX CONTAMINEES**

PARAMETRES	CONCENTRATION $\mu\text{g/l}$
Benzène	5 ¹
Toluène	100 ¹
Ethylbenzène	150 ¹
Xylène	60 ¹
Huiles et graisses minérales	5 000 ¹
Arsenic	100 ¹
Cadmium	20 ¹
Chrome	500 ¹
Cuivre	1 000 ¹
Nickel	1 000 ¹
Plomb	100 ¹
Zinc	10 000 ¹

¹ MENVIQ, 1988. Politique de réhabilitation des terrains contaminés - critères C

7.5 LES RÉSERVOIRS ET LES CONDUITES

Avant d'être excavés, les réservoirs et les conduites doivent être nettoyés sur place, c'est-à-dire que tous les résidus pétroliers (produits, liquides et boues) doivent être récupérés par pompage et que le réservoir doit être purgé de toute vapeur (conformément à l'article 171 du *Règlement sur les produits pétroliers*). Une description détaillée des procédures à suivre et des mesures de sécurité à prendre se retrouve dans le document "*Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks*" (*Safety and Fire Protection Department, American Petroleum Institute, API Publication 2015, January 1991*). Une version québécoise de ce document est en préparation au ministère de l'Environnement et de la Faune. Le pompage et le nettoyage doivent être effectués par une firme qualifiée. Toutes ces opérations doivent être faites sous la surveillance d'un titulaire d'une licence de maître installateur accrédité.

Après avoir été nettoyés et purgés, les réservoirs et les canalisations ne sont plus considérés comme des déchets dangereux et peuvent être excavés et transportés chez une entreprise spécialisée pour être coupés et rendus inutilisables. Les listes des transporteurs et des lieux d'élimination autorisés peuvent être obtenus en contactant le ministère de l'Environnement et de la Faune. Les réservoirs peuvent également être recyclés et utilisés à d'autres fins mais ne peuvent être en aucun temps réutilisés pour entreposer des produits pétroliers ou d'autres substances dangereuses.

7.6 LES RÉSIDUS DE TRAITEMENT

Si des résidus solides, liquides ou semi-liquides, au sens du *Règlement sur les déchets dangereux* ou du *Règlement sur les déchets solides*, sont récupérés lors du traitement de sols contaminés ou d'eaux souterraines, ils devront être gérés conformément à la réglementation en vigueur.

8. CERTIFICATS D'AUTORISATION

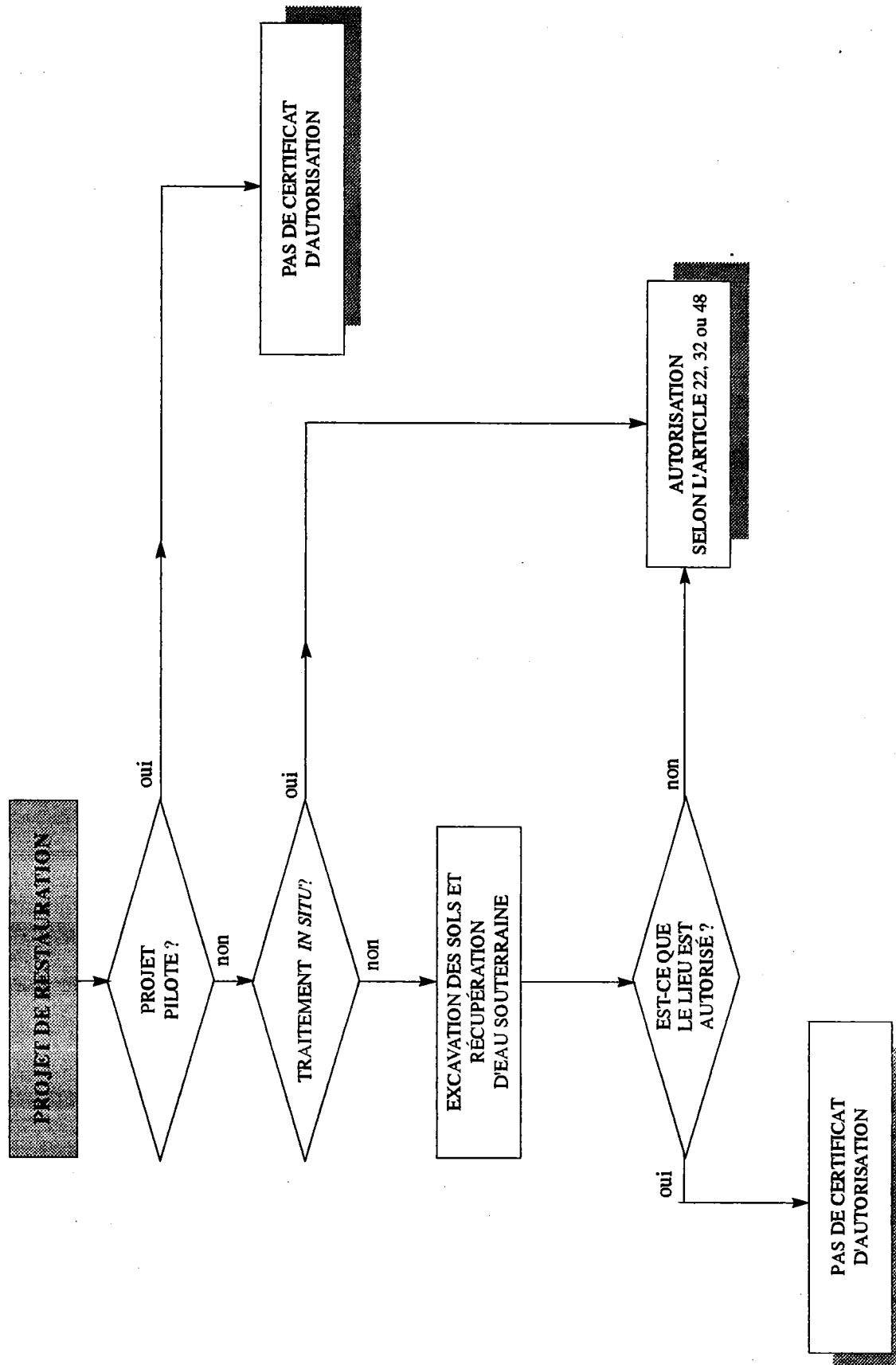
Si plusieurs interventions sur des terrains contaminés par des réservoirs souterrains peuvent être effectuées sans que le responsable n'ait à obtenir d'autorisation du ministère de l'Environnement et de la Faune, d'autres doivent être autorisées avant de pouvoir être réalisées. Les différentes interventions et les exigences du ministère de l'Environnement et de la Faune correspondantes en ce qui concerne les certificats d'autorisation sont décrits dans le présent chapitre et sont résumés à la figure 8.

8.1 RÉSUMÉ

En résumé, le responsable doit obtenir une autorisation selon les articles 22, 32 ou 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* avant de pouvoir :

- 1) Procéder au traitement *ex situ* ou à l'enfouissement de sols ou d'eau contaminés dans un lieu non autorisé;
- 2) Procéder au traitement *in situ* de sols ou d'eaux contaminés dans sa propriété ou à l'extérieur des limites de celle-ci;
- 3) Procéder à l'entreposage à long terme (plus d'un mois) de sols ou d'eaux contaminés dans un lieu d'entreposage non autorisé.

Figure 8
**CERTIFICAT D'AUTORISATION
 POUR LES INTERVENTIONS SUR DES TERRAINS CONTAMINES PAR DES RÉSERVOIRS SOUTERRAINS**



Le responsable n'a pas à obtenir d'autorisation si :

- 1) Pour les travaux d'entretien, de réfection, de réparation ou de démolition d'un bâtiment, d'un ouvrage ou d'un équipement (article 2, section I, *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*), voir section 8.2;
- 2) Pour les travaux préliminaires d'investigation, de sondage, de recherche, d'expériences hors usine ou de relevés techniques préalables à tout projet (article 2, section I, *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*), voir section 8.3;
- 3) Les sols contaminés excavés ou les contaminants récupérés sont expédiés dans un lieu de traitement, d'enfouissement ou d'entreposage préalablement autorisé (ce lieu aura dû être autorisé en fonction de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*), voir section 8.4;
- 4) Les sols sont entreposés sur le lieu de l'excavation dans le but d'être expédiés à court (quelques jours) ou à moyen terme (moins d'un mois) dans un lieu de traitement, d'entreposage ou d'enfouissement autorisé ou le responsable attend que son lieu de traitement précis soit autorisé.

Toutefois, toutes ces activités sont soumises à l'article 20 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et devront être effectuées de façon à minimiser les émissions de contaminants dans l'environnement.

8.2 DANS LE CADRE DE TRAVAUX D'EXCAVATION

Les travaux de remplacement ou de démantèlement de réservoirs souterrains (et ses canalisations) ne sont pas assujettis à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (exclusion en fonction de l'article 2, section I, du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité*

a entrepris une démarche d'autorisation d'un mode de traitement spécifique ou attend que de la place se crée dans un lieu de traitement autorisé (à titre indicatif : un mois). Les sols devront toutefois être placés dans un conteneur étanche ou sur et sous une toile imperméable (la toile devra avoir été choisie et installée de façon à ce qu'elle conserve son intégrité et son étanchéité tout au long de l'entreposage), de façon à prévenir toute contamination de l'environnement et infraction à l'article 20 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Ils devront quitter le lieu le plus rapidement possible.

8.5 DANS LE CADRE DE L'IMPLANTATION DE LIEUX DE TRAITEMENT

Avant de procéder à l'implantation de lieux de traitement pour sols contaminés par des carburants légers, le promoteur doit demander un certificat d'autorisation en fonction des articles 22, 32 et/ou 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. La demande devra, pour être recevable, répondre à tous les points d'information qui s'appliquent de la section II du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*. Les lieux devront également se conformer aux principes énumérés à l'annexe 6 du présent document.

8.6 DEMANDE DE CERTIFICAT D'AUTORISATION

Le responsable doit formuler par écrit sa demande de certificat d'autorisation et l'adresser à la direction régionale concernée du ministère de l'Environnement et de la Faune. Le formulaire «Demande de certificat d'autorisation/terrains contaminés par des réservoirs souterrains» (voir annexe 7 du présent document) regroupe tous les renseignements nécessaires et constitue un document de demande d'autorisation standard pour des travaux de décontamination de lieux contaminés. Ce formulaire, dûment rempli et accompagné des documents requis par les articles 7 et 8 de la section II du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, constitue une demande de certificat d'autorisation.

ANNEXE 1

**PRINCIPAUX ARTICLES (OU EXTRAITS) DE LOIS ET DE RÈGLEMENTS
APPUYANT LES ACTIONS GOUVERNEMENTALES**

**PRINCIPAUX ARTICLES (OU EXTRAITS) DE LOIS ET DE RÈGLEMENTS
APPUYANT LES ACTIONS GOUVERNEMENTALES**

(1) Article 60 du Règlement sur les produits pétroliers (U-1.1,r.1)

«Pour obtenir l'autorisation d'exécuter des travaux d'installation, de modification, d'entretien ou de démolition d'équipements pétroliers, toute personne doit, au moins 20 jours avant la date prévue pour le début des travaux :

1. Présenter au ministre une demande sur une formule fournie par le Ministère et sur laquelle elle indique, notamment, son nom, celui du titulaire de permis d'installateur qui exécute les travaux, le lieu et la raison des travaux et les équipements pétroliers faisant l'objet de la demande;
2. Fournir deux copies du plan d'implantation de l'établissement et des équipements pétroliers;
3. Acquitter les droits établis à l'annexe 3;
4. Fournir un certificat de localisation.»

(2) Article 61 du Règlement sur les produits pétroliers

«Lorsque tous les renseignements et documents requis à l'article 60 ont été reçus ainsi que toute autre information demandée, l'autorisation d'exécuter les travaux est émise à l'exploitant ou à l'utilisateur pour tous les travaux conformes.»

(3) Article 43 du Règlement sur les produits pétroliers

«La licence ou la licence temporaire de maître installateur en équipements pétroliers autorisent son titulaire à surveiller les travaux d'installation, de modification, d'entretien ou de démolition d'équipements pétroliers comme représentant de son employeur, titulaire d'un permis d'installateur.»

(4) Article 129 du Règlement sur les produits pétroliers

«Dans un établissement où un système d'entreposage souterrain est inutilisé pendant une période de plus de 180 jours mais inférieure à deux ans, le propriétaire, l'exploitant ou l'utilisateur doit :

- 1° en aviser le ministre par écrit avant le début de l'inutilisation;
- 2° vider de tout produit pétrolier de la classe 1 les réservoirs, la tuyauterie, des distributeurs de carburant et les pompes. Lorsqu'un soulèvement du réservoir est possible, il doit le remplir d'un produit pétrolier autre que ceux de la classe 1;
- 3° cadenasser les couvercles des tuyaux de remplissage et de jaugeage, les distributeurs de carburant et verrouiller la commande électrique principale;
- 4° jauger mensuellement, durant la période d'inutilisation, chaque réservoir qui contient un produit pétrolier et en conserver le résultat pour inspection;
- 5° aviser le ministre par écrit dix jours avant sa réutilisation.»

(5) Article 171 du Règlement sur les produits pétroliers

«Pour détruire un réservoir non réutilisable, le titulaire d'un permis d'installateur doit :

- 1° le nettoyer de tout résidu pétrolier;
- 2° le purger de toute vapeur;
- 3° le couper de façon à le rendre inutilisable et à empêcher une future accumulation de vapeur;
- 4° exécuter ces opérations dans un endroit sécuritaire et pourvu de tous les équipements nécessaires pour prévenir toute contamination de l'environnement par ces résidus pétroliers;
- 5° disposer des résidus pétroliers conformément à l'article 72.»

(6) Annexe 1, alinéa 67 du Règlement sur les déchets dangereux (Q-2,r.12.1)

Boues de sédimentation des réservoirs d'hydrocarbures

(7) Article 69 du Règlement sur les produits pétroliers

«L'exploitant ou l'utilisateur doit remplacer ou décontaminer les matériaux contaminés par la fuite ou le déversement de produits pétroliers.»

(8) Article 20 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q.,c.Q-2)

«Nul ne doit émettre, déposer, dégager ou rejeter ni permettre l'émission, le dépôt, le dégagement, le rejet dans l'environnement d'un contaminant

au-delà de la quantité ou de la concentration prévue par règlement du gouvernement.

La même prohibition s'applique à l'émission, au dépôt, au dégagement ou au rejet de tout contaminant, dont la présence dans l'environnement est prohibée par règlement du gouvernement ou est susceptible de porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité du sol, à la végétation, à la faune ou aux biens.»

(9) Article 70 du Règlement sur les produits pétroliers

«Dans les 24 heures qui suivent la constatation d'un sinistre, d'un incendie ou d'une explosion à son établissement, d'une perte de vie en résultant, ou d'une fuite ou d'un déversement d'un produit pétrolier, l'exploitant ou l'utilisateur doit en informer le ministre.

Il doit également, dans les 15 jours qui suivent le sinistre, fournir un rapport écrit décrivant notamment l'identification du produit pétrolier, les quantités impliquées, la cause du sinistre et une étude de caractérisation des impacts environnementaux.»

(10) Article 21 de la Loi sur la qualité de l'environnement

«Quiconque est responsable de la présence accidentelle dans l'environnement d'un contaminant visé à l'article 20 doit en aviser le ministre sans délai.»

(11) Article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement

«Nul ne peut ériger ou modifier une construction, entreprendre l'exploitation d'une industrie quelconque, l'exercice d'une activité ou l'utili-

sation d'un procédé ni augmenter la production d'un bien ou d'un service s'il est susceptible d'en résulter une émission, un dépôt, un dégagement ou un rejet de contaminants dans l'environnement ou une modification de la qualité de l'environnement, à moins d'obtenir préalablement du ministre un certificat d'autorisation.

La demande d'autorisation doit inclure les plans et devis de construction ou du projet d'utilisation du procédé industriel ou d'exploitation de l'industrie ou d'augmentation de la production et doit contenir une description de la chose ou de l'activité visée, indiquer sa localisation précise et comprendre une évaluation détaillée conformément aux règlements du gouvernement de la quantité ou de la concentration prévue de contaminants à être émis, déposés, dégagés ou rejetés dans l'environnement par l'effet de l'activité projetée.

Le ministre peut également exiger du requérant tout renseignement, toute recherche ou toute étude supplémentaire dont il estime avoir besoin pour connaître les conséquences du projet sur l'environnement et juger de son acceptabilité, sauf si le projet a déjà fait l'objet d'un certificat d'autorisation délivrée en vertu des articles 31.5, 31.6, 154 ou 189, d'une autorisation délivrée en vertu des articles 31.5, 31.6, 154 ou 189, d'une autorisation délivrée en vertu des articles 167 ou 203 ou d'une attestation de non-assujettissement à la procédure d'évaluation et d'examen délivré en vertu de l'article 154 ou 189.»

(12) Article 32 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*

«Nul ne peut établir un aqueduc, une prise d'eau d'alimentation, des appareils pour la purification de l'eau, ni procéder à l'exécution de travaux d'égout ou à l'installation de dispositifs pour le traitement des eaux usées avant d'en avoir soumis les plans et devis au ministre et d'avoir obtenu son autorisation.

Lorsqu'il est saisi d'une demande d'autorisation, le ministre peut exiger toute modification qu'il juge nécessaire au projet ou aux plans et devis soumis.»

(13) Article 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*

«Quiconque a l'intention d'installer ou poser un appareil ou équipement destiné à prévenir, diminuer ou faire cesser le dégagement de contaminants dans l'atmosphère, doit en soumettre les plans et devis au ministre et obtenir son autorisation.»

ANNEXE 2

GESTION DES SOLS CONTAMINÉS EXCAVÉS



ANNEXE 2

GESTION DES SOLS CONTAMINÉS EXCAVÉS

Compte tenu de la présence de contamination limitée au remblai sur votre terrain, l'inspecteur du ministère des Ressources naturelles (MRN) vous a remis, en accord avec l'article 69 du *Règlement sur les produits pétroliers*, un avis de correction vous intimant de décontaminer votre terrain. Les endroits où les remblais excavés contaminés peuvent être expédiés pour traitement ou élimination varient en fonction de la nature et de la concentration des contaminants qui s'y trouvent. Avant de les accepter, l'exploitant gestionnaire d'un lieu de traitement ou d'enfouissement demandera à voir les résultats d'analyses chimiques effectuées sur des échantillons prélevés dans le remblai afin de déterminer s'il a droit de les recevoir. Sans résultat d'analyse, les remblais ne seront pas acceptés. Pour être en mesure d'éliminer vos remblais, vous devez donc suivre la démarche suivante :

1. Faire prélever et analyser par une firme spécialisée des échantillons du remblai excavé ou à excaver (le nombre d'échantillons à prélever et le choix des paramètres à analyser se font en fonction du volume de remblai excavé et de la nature des produits pétroliers ayant contaminé votre lieu);
2. S'assurer que tout le remblai contaminé a été excavé en faisant prélever et analyser des échantillons de sol prélevés dans les parois et le fond de l'excavation.
3. Comparer les résultats d'analyse aux critères indicatifs de la contamination des sols du ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec et déterminer la plage de contamination dans laquelle se situent vos remblais;
4. Consulter le schéma de gestion des sols contaminés excavés du ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec et déterminer, en fonction du niveau de contamination, le type de lieux autorisés où les sols peuvent être traités ou éliminés;
5. Contacter le responsable du lieu que vous avez retenu afin de convenir avec lui des modalités de transport et d'élimination;
6. Faire parvenir à l'inspecteur du MRN chargé du dossier, au plus tard deux mois après que vous aurez reçu l'avis de correction, une preuve que les remblais ont été transportés dans un lieu autorisé à les recevoir. La gestion des sols contaminés en un lieu non autorisé constitue une infraction à la *Loi sur la qualité de l'environnement* et tout contrevenant est passible de poursuite.

Si vous avez des questions sur l'échantillonnage et les analyses de sols, les critères indicatifs de la contamination, le schéma de gestion des sols contaminés excavés ou les lieux d'élimination, veuillez contacter _____ de la Direction régionale _____ du ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec (téléphone : (_____) _____).

ARRÊTONS
LES FUITES



ÉPARGNONS-NOUS
LES SUITES

Inspecteur (MRN)

Tél. : (_____) _____

5700, 4e Avenue Ouest, bureau B-405, Charlesbourg (Québec) G1H 6R1

Tél.: (418) 643-3327 Télécopieur: (418) 528-0690

ANNEXE 3

ÉTUDE DE CARACTÉRISATION



ANNEXE 3 ÉTUDE DE CARACTÉRISATION

Compte tenu de la présence de contamination sur votre terrain, l'inspecteur du ministère des Ressources naturelles (MRN) vous a remis, en accord avec l'article 70 du *Règlement sur les produits pétroliers*, un avis de correction vous intimant de réaliser une étude de caractérisation de votre lieu. Cette étude devra être effectuée par une firme qualifiée et devra être conforme aux exigences établies par le ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec (MEF). En même temps que l'avis de correction vous est remis, un avis informant qu'une caractérisation du lieu est exigée a été transmis à la direction régionale concernée du MEF. La caractérisation doit permettre de déterminer la gravité et l'étendue de la contamination. Il existe deux types de caractérisation.

La caractérisation de type 1 est effectuée après l'excavation des sols contaminés, lorsque le responsable juge avoir atteint les niveaux de décontamination requis. La caractérisation est effectuée dans le but de vérifier l'état des sols restés en place et la qualité des eaux souterraines. Le rapport de l'étude (voir Rapport d'étude de caractérisation de type 1) met un terme à l'intervention si les résultats d'analyse des échantillons de sols et les observations effectuées sur les sols et les eaux souterraines permettent de conclure que les sols et les eaux souterraines ne sont pas contaminés ou ont été décontaminés au niveau requis.

Une étude de caractérisation de type 2 exhaustive devra être effectuée lorsqu'une caractérisation de type 1 démontre qu'il y a toujours présence de contamination résiduelle dans les sols ou les eaux souterraines au-delà du niveau de décontamination requis et qu'il est nécessaire de cerner l'ampleur de la contamination ou encore lorsque les sols et les eaux souterraines seront traités *in situ*.

Afin d'aider le responsable et son consultant à effectuer des études de caractérisation de types 1 et 2 adéquates, le MEF en a élaboré une description détaillée qui vous sera remise sur demande. Le représentant du MEF responsable pour votre région est madame/monsieur _____ (tél. : (_____) _____).

Tous les sols et les eaux contaminés excavés ou récupérés devront être éliminés ou traités dans des lieux autorisés par le MEF. La gestion des sols ou d'eau contaminés en un lieu non autorisé constitue une infraction à la *Loi sur la qualité de l'environnement* et est passible de poursuite.

Noter que vous devez vous conformer aux présentes directives même si vous avez déjà entrepris la caractérisation ou la réhabilitation de votre lieu.

Lorsqu'il sera terminé, le rapport de caractérisation, qu'il soit de type 1 ou de type 2, devra être remis à l'inspecteur du MRN responsable du dossier.

ARRÊTONS
LES FUITES



ÉPARGNONS-NOUS
LES SUITES

Inspecteur (MRN)
Tél. : (_____) _____

ANNEXE 4

RAPPORT D'ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DE TYPE 1

RAPPORT D'ÉTUDE DE CARACTÉRISATION DE TYPE 1 (réservoirs souterrains)

IDENTIFICATION DU LIEU OÙ SE TROUVENT LES SOLS CONTAMINÉS

Nom du responsable : _____
Adresse du responsable : _____
Adresse du lieu contaminé : _____ Numéro de téléphone du responsable : _____
Numéro cadastral du lot contaminé : _____
Type d'installation : _____

1. INFORMATIONS GÉNÉRALES

1. RAISON DE L'INTERVENTION :

REMPACEMENT DE RÉSERVOIRS : DÉMANTÈLEMENT : AUTRES : _____

2. NATURE DE LA CONTAMINATION :

ESSENCE : DIÉSEL : MAZOUT LOURD : HUILE À CHAUFFAGE :
HUILES USÉES : AUTRES : _____

3. ZONAGE MUNICIPAL :

AGRICOLE : RÉSIDENTIEL : COMMERCIAL : INDUSTRIEL : MIXTE :

4. RÉSIDENCE À PROXIMITÉ DE LA LIMITE DU TERRAIN : DISTANCE (en mètres) : _____

5. COURS D'EAU À PROXIMITÉ : DISTANCE (en mètres) : _____

2. INFORMATIONS CONCERNANT LES SOLS

1. NOMBRE D'ÉCHANTILLONS PRÉLEVÉS ET ANALYSÉS DANS LES PAROIS ET LE FOND DE L'EXCAVATION :

COMPOSITES : _____ UNITAIRES : _____

(Fournir un plan localisant l'installation, la superficie décontaminée et l'endroit où les échantillons ont été prélevés.
Annexer les résultats d'analyse dûment identifiés.)

2. DATE DES PRÉLÈVEMENTS DES ÉCHANTILLONS : _____

3. NIVEAU DE DÉCONTAMINATION DU LIEU :

NIVEAU A : NIVEAU B : NIVEAU C :

5. LES SOLS CONTAMINÉS EXCAVÉS SERONT :

EXPÉDIÉS DANS UN CENTRE DE TRAITEMENT AUTORISÉ :

EXPÉDIÉS DANS UN LIEU D'ENFOUISSEMENT AUTORISÉ :

ENTREPOSÉS :

NOM ET LOCALISATION DE CE LIEU : _____

6. CARACTÉRISATION DE TYPE 2 NÉCESSAIRE ?

OUI : NON :

3. INFORMATIONS CONCERNANT LES EAUX SOUTERRAINES

1. PRÉSENCE DE PUIITS DANS UN RAYON D'UN KILOMÈTRE : OUI: NON:

2. NATURE DES SOLS EN PLACE :

ARGILE:

AUTRE QUE ARGILE: PRÉCISER: _____

3. PRÉSENCE D'EAU CONTAMINÉE AU FOND DE L'EXCAVATION :

Y A T-IL ACCUMULATION D'EAU CONTAMINÉE AU FOND DE L'EXCAVATION ?

OUI: NON: (Passer à la question 4)

Y A T-IL RETOUR D'EAU CONTAMINÉE DANS L'EXCAVATION APRÈS POMPAGE DE L'EAU QUI S'Y TROUVAIT AU DÉPART (DÉLAI MINIMUM DE 24 HEURES) ?

OUI: NON:

4. PUIITS D'OBSERVATION :

NOMBRE DE PUIITS D'OBSERVATION DÉJÀ INSTALLÉS : _____

DATE D'INSTALLATION : _____

NOMBRE DE PUIITS QUI SERONT INSTALLÉS : _____

DATE PRÉVUE D'INSTALLATION : _____

IL N'Y AURA PAS D'INSTALLATION DE PUIITS :

RAISONS : _____

NOTE :

INSTALLATION OBLIGATOIRE D'UN OU DE DEUX PUIITS D'OBSERVATION DANS LES CAS SUIVANTS :

- SI LE SOL EN PLACE N'EST PAS CONSTITUÉ D'ARGILE (UN PUIITS) ;
- SI LE SOL EN PLACE N'EST PAS CONSTITUÉ D'ARGILE ET QU'IL Y A UN OU PLUSIEURS PUIITS DANS UN RAYON D'UN KILOMÈTRE (DEUX PUIITS) ;
- SI LE SOL EST CONSTITUÉ D'ARGILE MAIS QU'IL Y A RETOUR D'EAU CONTAMINÉE DANS L'EXCAVATION APRÈS POMPAGE DE L'EAU QUI S'Y TROUVAIT AU DÉPART (DÉLAI MINIMUM DE 24 HEURES) (UN PUIITS).

5. PRÉLÈVEMENTS D'ÉCHANTILLONS D'EAU SOUTERRAINE :

PHASE FLOTTANTE: OUI: ÉPAISSEUR: _____ cm NON:

NOMBRE D'ÉCHANTILLONS DÉJÀ PRÉLEVÉS : _____

DATE DES PRÉLÈVEMENTS : _____

NOMBRE D'ÉCHANTILLONS QUI SERONT PRÉLEVÉS AU COURS DE LA PROCHAINE ANNÉE: _____

DATES PRÉVUES DES PRÉLÈVEMENTS : _____

AUCUN ÉCHANTILLON NE SERA PRÉLEVÉ :

RAISONS : _____

NOTE :

- Dès que disponible, les résultats d'analyse doivent être acheminés à la direction régionale concernée du MEF.

6. CARACTÉRISATION DE TYPE 2 NÉCESSAIRE ?

OUI:

NON:

À DÉTERMINER (suivi en cours):

NOM DE LA PERSONNE AUTORISÉE: _____

SIGNATURE: _____

DATE: _____

ANNEXE 5

**PRINCIPES À RESPECTER POUR L'ENTREPOSAGE À LONG TERME
DE SOLS CONTAMINÉS**

PRINCIPES À RESPECTER POUR L'ENTREPOSAGE À LONG TERME DE SOLS CONTAMINÉS

1.0 Objectif et contexte

Les principes énoncés dans cette directive s'appliquent aux lieux d'entreposage à long terme de sols contaminés, à l'exception des sols contaminés par de l'essence qui, à cause de leur nature volatile, ne peuvent être entreposés à long terme.

2.0 Installation physique

2.1 Les sols contaminés seront entreposés de façon à ce qu'ils soient à l'abri des précipitations et à ce qu'ils ne contaminent pas les sols environnants, les eaux souterraines ou les eaux de surface. Pour ce faire, les sols devront être entreposés :

2.1.1 Sous un couvert permanent ou sous une toile (la toile devra être choisie de telle sorte qu'elle conservera son intégrité et son étanchéité tout au long de l'entreposage) qui empêchera un contact direct ou indirect des sols avec la neige ou les eaux de précipitation. Les eaux de précipitation ne doivent pas entrer en contact avec le système de collecte du lixiviat;

2.1.2 Sur une surface conçue et construite pour prévenir l'infiltration des eaux de lixiviation et supporter la machinerie, le cas échéant;

2.1.2.1 La surface devra être conçue de façon à empêcher tout contact des sols entreposés avec les sols sous-jacents, les eaux souterraines, les eaux de surface, et à permettre de recueillir et de contrôler le lixiviat;

2.1.2.2 Aucun lixiviat ne devra être déversé dans les sols et dans les eaux de surface ou souterraines, à moins de respecter les normes et les critères en vigueur.

2.2 Le lieu d'entreposage devra être ceinturé d'une clôture de sécurité de façon à en réduire l'accès aux seules personnes autorisées à y accéder.

2.3 Un espace devra être prévu au pourtour de l'aire d'entreposage pour permettre le travail et la circulation de la machinerie.

3.0 Certificat d'autorisation

3.1 En vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c.Q-2), le responsable doit obtenir un certificat d'autorisation pour la construction et l'exploitation d'une aire d'entreposage en pile de sol contaminé.

3.2 La demande de certificat d'autorisation consiste à fournir l'information pertinente demandée au formulaire «Demande de certificat d'autorisation / terrains contaminés par des réservoirs souterrains» et les documents requis aux articles 4, 5 et 6 du *Règlement relatif à l'administration de la Loi sur la qualité de l'environnement*.

3.3 La demande de certificat d'autorisation précisera, entre autres, pour chaque lieu d'entreposage, la capacité maximale de l'aire d'entreposage et le temps limite d'entreposage au-delà duquel le traitement devra débiter.

4.0 Mode de gestion

4.1 Les lieux d'entreposage autorisés, selon le présent document, ne pourront recevoir que des sols contenant les types d'hydrocarbures suivants :

- carburants légers (à l'exception de l'essence);
- huiles minérales ou synthétiques;
- huiles contaminées par des biphényles polychlorés (BPC);
- résidus de pentachlorophénol (PCP);
- huiles usées.

4.2 Les sols voués à l'entreposage devront faire l'objet d'un échantillonnage représentatif et d'une analyse chimique pour identifier la nature et la concentration des contaminants susceptibles d'être présents. Les résultats de l'analyse chimique devront être accompagnés des résultats du programme d'assurance qualité. Le tout devra être signé par un chimiste membre de l'Ordre des chimistes.

4.3 La méthode de caractérisation des sols en place doit être approuvée par le ministère de l'Environnement et de la Faune et la représentativité des échantillons prélevés doit être démontrée par le responsable. En cas de doute sur les résultats de la caractérisation des sols en place, ces résultats devront être confirmés par un échantillonnage représentatif des sols excavés.

4.4 Pour considérer un échantillonnage représentatif dans le cas des sols excavés, il faut notamment un nombre minimal d'échantillons :

<u>Quantité de sols excavés (m³)</u>	<u>Nombre d'échantillons composites</u>
Moins de 30 m ³	1
30 m ³ - 60 m ³	2
60 m ³ - 100 m ³	3
100 m ³ - 200 m ³	4
200 m ³ - 1000 m ³	4 + 1/100 m ³ au-delà de 200 m ³
1000 m ³ - 2000 m ³	12 + 1/250 m ³ au-delà de 1000 m ³
> 2000 m ³	16 + 1/500 m ³ au-delà de 2000 m ³

4.5 Les sols non compatibles avec un même type de traitement devront être séparés physiquement sur l'aire d'entreposage. Ils pourront être mélangés s'ils peuvent être traités par un même procédé. Le mélange avec un sol propre ou tout type de déchets est interdit.

4.6 La durée d'entreposage maximale est établie à partir du début des travaux d'excavation et selon la nature des contaminants présents:

- cinq ans pour les composés lourds ou peu volatils, soit pour les BPC, les PCP et les huiles minérales et synthétiques;
- trois ans pour les composés intermédiaires ou semi-volatils, soit pour le diesel.

4.7 Avant que le lieu d'entreposage soit autorisé, le responsable devra s'engager à traiter les sols entreposés ou à les éliminer dans un lieu autorisé. Les techniques retenues devront être reconnues par le ministère de l'Environnement et de la Faune et devront être autorisées avant leur mise en place.

5.0 Particularités régionales et zonage

5.1 Les caractéristiques du sol et du milieu récepteur sont particulières à chaque lieu. Le responsable devra s'assurer de la stabi-

lité du sol et évaluer sa capacité portante avant d'aménager l'aire d'entreposage temporaire.

- 5.2 Les lieux d'entreposage temporaire à long terme devront être situés à l'intérieur d'une zone industrielle, à l'exception des lieux sur les territoires non organisés (vérifier zonage en milieu nordique).
- 6.0 Contrôle des infrastructures, des sols contaminés et du milieu récepteur
- 6.1 Un programme de contrôle des infrastructures et du lixiviat devra être établi avec une attention particulière pour la toile de recouvrement. Celle-ci devra faire l'objet d'une vérification mensuelle et être réparée ou changée au besoin. Dans le cas du lixiviat, les quantités accumulées devront être mesurées mensuellement. Ces données devront être consignées dans un registre disponible pour consultation.
- 6.2 Le responsable devra caractériser les sols sous-jacents à ses aires d'entreposage avant de construire celles-ci. Il sera tenu, lorsque le lieu sera démantelé, de remettre le lieu dans son état original.
- 6.3 Le responsable devra tenir un registre de suivi environnemental de l'aire d'entreposage qui sera disponible pour consultation par le ministère de l'Environnement et de la Faune. Il comprendra les renseignements suivants : la date d'entrée au lieu d'entreposage, la provenance, le nom du propriétaire des sols, le nom du transporteur, le numéro de plaque d'immatriculation du véhicule, la nature des sols, les volumes de sols contaminés entreposés, leur concentration en contaminants, leur date d'excavation et de limite d'entreposage ainsi que leur localisation sur l'aire d'entreposage, dans le cas des sols non compatibles avec un même mode de traitement.

ANNEXE 6

**PRINCIPES À RESPECTER POUR L'IMPLANTATION
D'UN LIEU PERMANENT DE TRAITEMENT
DE SOLS CONTENANT DES CARBURANTS LÉGERS**

**PRINCIPES À RESPECTER POUR L'IMPLANTATION
D'UN LIEU PERMANENT DE TRAITEMENT
DE SOLS CONTENANT DES CARBURANTS LÉGERS**

Les lieux de traitement permanents autorisés, selon le présent document, ne pourront recevoir que des sols contenant les carburants légers tels que :

- . Essence
- . Diesel
- . Kérosène
- . Mazout domestique («huile à chauffage»)
- . Carburéacteurs ("*Jet fuel*")
- . Carburants d'avion

Sont exclus, à moins que le certificat d'autorisation n'en fasse explicitement mention, les huiles usées, les huiles de rebut de toute sorte, le mazout lourd et les pétroles bruts.

A. MODALITÉS DE MISE EN PLACE

- 1) L'emplacement doit être choisi de façon à ne pas causer des nuisances à la population avoisinante. Il devra être localisé dans un secteur industriel.
- 2) Le gestionnaire du lieu devra avoir mis en place sa ou ses technologie(s) de traitement des sols approuvée(s) par le ministère de l'Environnement et de la Faune avant que le lieu ne soit autorisé à recevoir des sols contaminés.
- 3) L'utilisation de technologies de traitement (ex. ventilation contrôlée, biodégradation, extraction chimique, désorption à la

vapeur, volatilisation thermique) sera autorisée par le ministère de l'Environnement et de la Faune à condition :

- qu'elle permette d'atteindre le critère de décontamination exigé;
 - qu'elle limite au maximum le simple transfert des contaminants d'un milieu (sol) vers un autre milieu (eau, air), en quel cas l'eau ou l'air devront être traités avant d'être rejetés;
 - qu'elle ne soit pas de la dilution;
 - qu'elle ait démontré son efficacité au cours d'essais (pilotes ou à grande échelle);
 - qu'elle respecte les normes et les règlements en vigueur.
- 4) Le certificat d'autorisation précisera, pour chaque lieu d'entreposage, le volume maximal de sols permis et le temps limite d'entreposage au-delà desquels le traitement devra débiter.
- 5) S'il advenait un cas où le traitement ne serait pas effectué dans les délais prévus, les sols concernés devront être retirés du lieu et traités ou éliminés ailleurs, en conformité avec les lois, les règlements et les prescriptions existants, sous peine de résiliation du certificat d'autorisation.
- 6) Après traitement, les sols devront être éliminés en accord avec le schéma de gestion des sols contaminés excavés, proposé par le ministère de l'Environnement et de la Faune (voir tableau 4).
- 7) Le propriétaire du lieu de traitement devient alors responsable des sols contaminés qu'il accepte.
- 8) Après traitement, le gestionnaire du lieu devra s'assurer de la qualité des sols traités (selon un protocole qui sera décrit dans le

certificat d'autorisation avant de les expédier hors du lieu d'entreposage).

9) Préalablement à la construction du lieu, une étude de caractérisation des eaux souterraines devra être fournie au ministère de l'Environnement et de la Faune et devra contenir les renseignements suivants :

a) Localisation et description des puits d'observation.

b) Données physiques, chimiques et hydrogéologiques du lieu comprenant :

. la direction et la vitesse d'écoulement des eaux souterraines;

. la teneur de fond des eaux souterraines;

. la porosité et la perméabilité (horizontale et verticale) des couches de sol;

. la nature et l'épaisseur des couches stratigraphiques;

. l'emplacement et la distance où se trouvent les puits d'eau potable situés dans un rayon de moins d'un kilomètre du lieu d'entreposage.

10) Un plan de suivi de la qualité des eaux souterraines devra avoir été mis en place avant que le lieu ne soit autorisé. Les puits d'observation devront être échantillonnés deux fois par année et analysés pour les paramètres qui auront été déterminés dans le certificat d'autorisation.

11) Si, pour un ou plusieurs paramètres, les résultats d'analyse dépassent la teneur de fond locale initiale, le responsable du lieu

devra prévenir le ministère de l'Environnement et de la Faune le plus rapidement possible et prendre les mesures correctrices qui s'imposent.

- 12) Un plan de suivi de la qualité de l'air ambiant devra avoir été mis en place avant que le lieu ne soit autorisé. Le plan de suivi devra permettre de s'assurer du respect des normes et des règlements d'air ambiant en vigueur.
- 13) Si les résultats d'analyse de l'air dépassent pour un ou pour plusieurs paramètres les normes en vigueur, le propriétaire du lieu devra prévenir, le plus rapidement possible, le ministère de l'Environnement et de la Faune et devra prendre les mesures correctrices nécessaires.
- 14) Le propriétaire du lieu devra caractériser les sols sous-jacents à ses aires de traitement avant de construire celles-ci. Il sera tenu, lorsque le lieu sera démantelé, de remettre au minimum le lieu dans son état originel.
- 15) Les sols contaminés seront entreposés de manière à les mettre à l'abri des précipitations et à ne pas contaminer l'air ou les eaux souterraines ou de surface. À cette fin, les sols devront être entreposés :
 - a) sous un couvert permanent ou sous une toile qui empêchera un contact direct ou indirect avec la neige ou les eaux de précipitation;
 - b) dans le cas de sols contaminés par de l'essence, une pression légèrement négative devra être créée et maintenue sous le couvert ou sous la toile de façon à minimiser les exfiltrations de vapeurs vers l'atmosphère (l'air aspiré devra être traité).

c) sur un plancher permanent conçu et construit pour prévenir l'infiltration des eaux :

1. Le plancher devra être conçu pour empêcher tout mélange des sols traités avec les sols sous-jacents et pour permettre de recueillir et de contrôler le lixiviat.
2. Aucun lixiviat ne devra être déversé dans les sols et dans les eaux de surface et souterraines, à moins qu'il ne respecte les normes et les critères en vigueur.
3. Si le plancher permanent repose sur un sol en place qui est de nature perméable, la pose d'une membrane étanche devra être envisagée sous le plancher ainsi qu'un moyen de vérifier l'existence d'infiltrations à travers ce plancher.

d) le déplacement des sols entraîne des coûts et des émissions additionnelles dans l'atmosphère. Autant que possible, la présence d'aires d'entreposage temporaires sera évitée au profit d'aires additionnelles de traitement.

- 16) Un rapport exhaustif du suivi (eau, air, sol) devra être produit et expédié au ministère de l'Environnement et de la Faune une fois l'an.
- 17) Le lieu de traitement devra être ceinturé d'une clôture de sécurité de façon à en réduire l'accès aux seules personnes autorisées à y accéder.

B. MODALITÉS D'ACCEPTATION DES SOLS

- 18) Le gestionnaire du lieu ne pourra recevoir que les sols conformes aux critères d'admission précisés dans le certificat d'autorisation.

- 19) Un sol contaminé ne pourra être accepté, entreposé et traité au lieu sans que des analyses chimiques n'aient démontré que les sols répondent aux critères d'admission.
- 20) La quantité minimale acceptable d'échantillons sera :

<u>Quantité de sols acheminés (m³)</u>	<u>Nombre d'échantillons composites</u>
Moins de 30 m ³	1
30 m ³ - 60 m ³	2
60 m ³ - 100 m ³	3
100 m ³ - 200 m ³	4
200 m ³ - 1000 m ³	4 + 1/100 m ³ au-delà de 200 m ³
1000 m ³ - 2000 m ³	12 + 1/250 m ³ au-delà de 1000 m ³
> 2000 m ³	16 + 1/500 m ³ au-delà de 2000 m ³

Les échantillons de sols contaminés par de l'essence ou tout autre échantillon prélevé dans le but d'effectuer une analyse chimique destinée à évaluer la concentration en BTEX seront des échantillons unitaires (la constitution d'échantillons composites favorise la volatilisation des contaminants et sous-estime les concentrations réelles). Tout autre échantillon sera un échantillon composite constitué de trois sous-échantillons unitaires.

- 21) Le gestionnaire remettra au camionneur un bon de réception à chacun des voyages indiquant la provenance, le volume et la nature de la contamination du sol reçu, de même que la date de réception. Tous ces renseignements seront compilés dans un registre.

C. MODALITÉS D'EXPLOITATION DU LIEU DE TRAITEMENT

- 22) Le propriétaire devra maintenir et être en mesure de fournir en tout temps, sur demande du ministère de l'Environnement et de la Faune, un registre des opérations.

- 23) Sur ce registre devront apparaître :
- . La date d'entrée des sols;
 - . La provenance (site, rue, ville);
 - . La quantité (volume);
 - . La nature de la contamination (le numéro du dossier contenant les résultats d'analyse sera annexé);
 - . Le nom du propriétaire des sols;
 - . Le nom du transporteur et le numéro de plaque d'immatriculation de son véhicule;
 - . La nature des sols;
 - . La localisation de ces sols sur le lieu de traitement.
- 24) À la réception, les sols provenant de chaque site devront être clairement identifiés et entreposés séparément.
- 25) Des sols provenant de sites différents pourront être mélangés au lieu de traitement s'ils sont compatibles, c'est-à-dire s'ils contiennent le même type de contaminants, si les sols sont de même granulométrie ou s'ils peuvent être traités par un même procédé.
- 26) Le mélange avec un sol propre ou tout type de déchets (autre que celui requis par le procédé) est interdit.

ANNEXE 7

**DEMANDE DE CERTIFICAT D'AUTORISATION POUR DES
TERRAINS CONTAMINÉS PAR DES RÉSERVOIRS SOUTERRAINS**

**DEMANDE DE CERTIFICAT D'AUTORISATION
POUR DES TERRAINS CONTAMINÉS
PAR DES RÉSERVOIRS SOUTERRAINS**

IDENTIFICATION DU LIEU OÙ SE TROUVENT LES SOLS CONTAMINÉS

Nom du requérant : _____
Adresse du requérant : _____
Adresse du lieu contaminé : _____ Numéro de téléphone du requérant : _____
Numéro cadastral du lot contaminé : _____
Type d'installation : _____

1. INFORMATIONS GÉNÉRALES

1. RAISON DE L'INTERVENTION :

REPLACEMENT DE RÉSERVOIRS : DÉMANTÈLEMENT : AUTRES : _____

2. TYPE DE CONTAMINATION

ESSENCE : DIÉSEL : MAZOUT LOURD : HUILE À CHAUFFAGE :
HUILES USÉES : AUTRES : _____

3. ZONAGE MUNICIPAL

AGRICOLE : RÉSIDENTIEL : COMMERCIAL : INDUSTRIEL : MIXTE :

4. RÉSIDENCE À PROXIMITÉ DE LA LIMITE DU TERRAIN

DISTANCE (en mètres) : _____

5. COURS D'EAU À PROXIMITÉ

DISTANCE (en mètres) : _____

**6. EAU SOUTERRAINE UTILISÉE COMME SOURCE D'EAU POTABLE DANS UN RAYON
D'UN KILOMÈTRE ?**

OUI : NON : INCONNU :

7. NATURE DES SOLS EN PLACE

ROC FRACTURÉ :
SABLE :
GRAVIER :
ARGILE :
AUTRE (préciser) : _____

II. ENTREPOSAGE

DISPOSITIF PERMETTANT D'EMPÊCHER LA CONTAMINATION DE L'AIR LORS DE L'ENTREPOSAGE :

(AJOUTER DES PAGES SI DES EXPLICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SONT NÉCESSAIRES)
(AJOUTER PLANS ET DEVIS)

DISPOSITIF PERMETTANT D'EMPÊCHER LA CONTAMINATION DES EAUX DE SURFACE ET DE L'EAU
SOUTERRAINE LORS DE L'ENTREPOSAGE :

(AJOUTER DES PAGES SI DES EXPLICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SONT NÉCESSAIRES)
(AJOUTER PLANS ET DEVIS)

DISPOSITIF PERMETTANT D'EMPÊCHER LA CONTAMINATION DES SOLS LORS DE L'ENTREPOSAGE :

(AJOUTER DES PAGES SI DES EXPLICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SONT NÉCESSAIRES)

CAPACITÉ D'ENTREPOSAGE DE L'INSTALLATION :

DATE PRÉVUE DU DÉBUT DES TRAVAUX D'EXCAVATION ET DURÉE :

DURÉE PRÉVUE DE L'ENTREPOSAGE :

DATE PRÉVUE DU DÉBUT DU TRAITEMENT :

(SI LE MODE DE TRAITEMENT N'A PAS ÉTÉ SÉLECTIONNÉ, PASSER À LA SECTION IV)

IV. TRAITEMENT DE L'EAU SOUTERRAINE CONTAMINÉE

1. RÉCUPÉRATION DE L'EAU SOUTERRAINE

L'EAU SOUTERRAINE DOIT ÊTRE RÉCUPÉRÉE ET TRAITÉE: OUI: NON (passez au Bloc V):

2. CLASSIFICATION DES EAUX SOUTERRAINES :

CLASSES I ou II :

CLASSE III a (récepteur eaux souterraines de classe I ou II) :

CLASSE III a (récepteur eaux de surface) :

CLASSE III b :

3. OBJECTIFS DE DÉCONTAMINATION DES EAUX SOUTERRAINES

QUALITÉ " EAU POTABLE " (classes I, II, IIIa - récepteur eaux souterraines) :

QUALITÉ " VIE AQUATIQUE D'EAU DOUCE " (classe III - récepteur eaux de surface) :

TENEURS DE FOND :

4. L'EAU SOUTERRAINE SERA :

POMPÉE ET TRANSPORTÉE DANS UN LIEU DE TRAITEMENT AUTORISÉ : (passez au Bloc V)

POMPÉE ET TRAITÉE SUR PLACE :

POMPÉE ET TRANSPORTÉE DANS UN LIEU DE TRAITEMENT NON AUTORISÉ :

TRAITÉE IN SITU : (passez à la question IV - 5)

5. RÉCUPÉRATION DE L'EAU SOUTERRAINE

DESCRIPTION DU PROJET (nombre de puits ou de tranchées. type d'équipement utilisé, etc.) :

(AJOUTER DES PAGES SI DES EXPLICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SONT NÉCESSAIRES)
(AJOUTER PLANS ET DEVIS)

DATE PRÉVUE DU DÉBUT DES OPÉRATIONS ET DURÉE : _____

DATE PRÉVUE POUR LA FIN DES OPÉRATIONS : _____

NOM ET ADRESSE DE LA COMPAGNIE CHARGÉE DE LA RÉCUPÉRATION DES EAUX : _____

I V. TRAITEMENT DE L'EAU SOUTERRAINE CONTAMINÉE (suite)

DISPOSITIF PERMETTANT D'EMPÊCHER LA CONTAMINATION DE L'AIR EN COURS DE TRAITEMENT :

(AJOUTER DES PAGES SI DES EXPLICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SONT NÉCESSAIRES)
(AJOUTER LES PLANS ET DEVIS)

DISPOSITIF PERMETTANT D'EMPÊCHER LA CONTAMINATION DES EAUX DE SURFACE EN COURS DE TRAITEMENT :

(AJOUTER DES PAGES SI DES EXPLICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SONT NÉCESSAIRES)
(AJOUTER LES PLANS ET DEVIS)

DISPOSITIF PERMETTANT D'EMPÊCHER LA CONTAMINATION DES SOLS EN COURS DE TRAITEMENT :

(AJOUTER DES PAGES SI DES EXPLICATIONS SUPPLÉMENTAIRES SONT NÉCESSAIRES)
(AJOUTER LES PLANS ET DEVIS)

7. DATE PRÉVUE DU DÉBUT DES TRAVAUX DE TRAITEMENT ET DURÉE : _____

V. SIGNATURE

NOM DE LA PERSONNE AUTORISÉE : _____

SIGNATURE DE LA PERSONNE AUTORISÉE : _____

DATE : _____

ANNEXE 8

**DEMANDE D'ÉTUDE DE CARACTÉRISATION
DU MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA FAUNE**

Gouvernement du Québec
Ministère de l'Environnement et de la Faune
Direction régionale de

DEMANDE D'ÉTUDE DE CARACTÉRISATION

Nom : _____
Adresse : _____

Dans le cadre d'une inspection reliée à des travaux en cours sur des équipements pétroliers, le ministère des Ressources naturelles a constaté la présence de contamination par des hydrocarbures sur votre propriété et a délivré à ce sujet un avis de correction vous intimant de réaliser une étude de caractérisation. La présente constitue une demande du ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec de lui transmettre copie de cette étude.

Le ministère de l'Environnement et de la Faune a établi des procédures uniformes de caractérisation, pour ce type de contamination, qui vous permettront d'optimiser votre étude. Ces procédures vous seront transmises sur demande de votre part à :

M./Mme (tél. : (...)

Lorsqu'elle sera terminée, l'étude de caractérisation devra être remise à la personne mentionnée ci-dessus.

Chef de service industriel

ANNEXE 9

SYSTÈME DE CLASSIFICATION DES EAUX SOUTERRAINES

**SYSTÈME DE CLASSIFICATION DES
EAUX SOUTERRAINES**

Division des eaux souterraines

Direction des écosystèmes urbains

Ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec

Mars 1994

TABLE DES MATIÈRES

1.	APERÇU DU SYSTÈME DE CLASSIFICATION	1
1.1	Classe I - Eau souterraine spéciale	3
1.2	Classe II - Source courante ou potentielle d'eau de consommation et autres usages bénéfiques	3
1.3	Classe III - Eau souterraine ne constituant pas une source potentielle d'eau de consommation et dont les usages bénéfiques sont limités	4
2.	APPLICATION DU SYSTÈME DE CLASSIFICATION	5
2.1	Aire de classification	8
2.2	Vitale écologiquement	8
2.3	Vulnérabilité	8
2.4	Population substantielle et source irremplaçable d'eau de consommation	9
2.5	Source courante d'eau de consommation	10
2.6	Source potentielle d'eau de consommation	11
2.7	Degré de liaison hydraulique	12
	BIBLIOGRAPHIE	14

1. APERÇU DU SYSTÈME DE CLASSIFICATION

Le système de classification des eaux souterraines décrit dans le présent document est une adaptation de celui que préconise l'USEPA (1984, 1986). Ce système de classification comprend trois classes majeures (I, II et III). Les classes II et III sont, de plus, subdivisées en deux sous-classes afin de permettre un certain raffinement dans la hiérarchie de valeurs de la ressource eau souterraine (voir figure 1). Les diverses classes et sous-classes sont différenciées par l'utilisation de concepts et de termes clés.

Il est important de préciser que la classification doit normalement s'effectuer en employant les informations existantes qui peuvent être recueillies au cours d'une investigation préliminaire (ex.: banques de données, études antérieures, ...). Le système de classification est conçu de manière à ce qu'un manque d'informations se traduise par une classification sécuritaire, soit l'attribution d'une classe plus élevée (ex.: la formation aquifère est supposée vulnérable à moins d'indications contraires). Si le contexte le justifie, une investigation plus poussée (ex.: détermination de la vulnérabilité) pourra être envisagée, afin de préciser l'information manquante.

CLASSE

TERMES CLÉS

I

Hautement vulnérable et irremplaçable pour une population substantielle ou vitale écologiquement.

IIA

Source courante d'eau de consommation.

IIB

Source potentielle d'eau de consommation.

IIIA

N'est pas une source d'eau de consommation: degré de liaison hydraulique intermédiaire à élevé; de piètre qualité; ne peut être purifiée ou ne présente pas un potentiel suffisant en quantité ou ne peut être considérée d'un point de vue économique comme un substitut valable, en totalité ou en partie, à la source actuelle d'approvisionnement.

IIIB

N'est pas une source d'eau de consommation: faible degré de liaison hydraulique; de piètre qualité et ne peut être purifiée.

FIGURE I

SOMMAIRE DES CLASSES D'EAU SOUTERRAINE

1.1 Classe I - Eau souterraine spéciale

Cette classe identifie une ressource en eau souterraine qui présente une valeur très élevée, donc inhabituelle. Elle est hautement vulnérable à la contamination et est:

- 1) une source irremplaçable d'eau de consommation et/ou
- 2) écologiquement vitale.

Une ressource en eau souterraine peut être considérée comme étant irremplaçable si elle alimente en eau de consommation un groupe substantiel d'utilisateurs et si l'alimentation de ce même groupe, avec une eau en quantité et de qualité comparables, est infaisable pour des raisons économiques ou institutionnelles. Une eau souterraine peut être écologiquement vitale si elle alimente un écosystème fragile supportant un habitat unique (ex.: frayère pour le saumon).

Les concepts et termes clés utilisés pour distinguer une eau souterraine de classe I sont les suivants :

- hautement vulnérable à la contamination;
- écologiquement vitale;
- source irremplaçable d'eau de consommation :
 - nombre substantiel d'utilisateurs;
 - qualité comparable;
 - quantité comparable;
 - contraintes institutionnelles;
 - infaisable économiquement.

1.2 Classe II - Source courante ou potentielle d'eau de consommation et autres usages bénéfiques

Toute eau souterraine qui n'est pas de classe I, mais qui constitue une source courante ou potentielle d'eau de consommation et autres usages bénéfiques est considérée comme étant de classe II, qu'elle soit ou non vulnérable à la

contamination. Cette classe est subdivisée en deux sous-classes auxquelles correspondent les concepts et termes clés suivants :

- sous-classe IIA : Source courante d'eau de consommation;
- sous-classe IIB : Source potentielle d'eau de consommation.

On suppose que toute eau souterraine qui est employée comme source d'eau de consommation se retrouvera dans la sous-classe IIA, à moins que les critères de la classe I ne s'appliquent. Pour le reste de la ressource, elle sera considérée comme pouvant constituer une source potentielle d'eau de consommation, tant en quantité qu'en qualité (sous-classe IIB), à moins que le contraire ne soit démontré.

1.3 **Classe III - Eau souterraine ne constituant pas une source potentielle d'eau de consommation et dont les usages bénéfiques sont limités**

Les eaux souterraines salines ou contaminées au-delà des critères permettant leur utilisation comme eau de consommation ou autres usages bénéfiques, sont incluses dans cette classe. Celle-ci inclut :

- 1) les formations géologiques qualifiées d'aquitards ou d'aquicludes;
- 2) les eaux souterraines dont la teneur en solides totaux dissous est supérieure à 1 500 mg/L;
- 3) les eaux souterraines tellement contaminées par l'environnement géologique naturel ou par l'activité humaine en général qu'elles ne peuvent être purifiées par l'emploi de méthodes couramment utilisées dans les services publics (ex.: prise d'eau municipale);
- 4) les eaux souterraines qui ne peuvent, économiquement, être considérées comme un substitut valable, en totalité ou en partie, à la source actuelle d'approvisionnement des populations vivant sur l'aire de classification.

La classe III a été subdivisée de manière à tenir compte du degré de liaison hydraulique pouvant exister avec les eaux de surface ou une formation aquifère adjacente de classe plus élevée. Elle inclut les eaux souterraines se retrouvant au sein d'un environnement géologique inapte à approvisionner une famille en eau

souterraine et ce, peu importe la profondeur. Ces eaux souterraines ne sont donc pas une source potentielle d'eau de consommation humaine.

Les concepts et termes clés proposés à la classe III sont :

- liaison hydraulique avec des unités hydrostratigraphiques adjacentes ou des eaux de surface;
- méthodes de traitements raisonnables utilisées par les services publics;
- potentiel, en quantité et/ou en qualité, insuffisant;
- non utilisable d'un point de vue économique.

La sous-classe IIIA correspond à des eaux souterraines qui ont un degré de liaison hydraulique élevé à intermédiaire avec des unités hydrostratigraphiques adjacentes de classe supérieure ou des eaux de surface au sein de l'aire de classification. Cette situation peut, comme conséquence, entraîner une dégradation des eaux adjacentes. Ces eaux souterraines pourront être gérées comme des eaux de classe II selon les risques qu'elles posent pour les eaux adjacentes. En introduisant une telle distinction, on identifie clairement ces eaux comme n'étant pas une source d'eau de consommation humaine, bien qu'elles puissent être gérées de façon similaire.

La sous-classe IIIB est restreinte aux eaux souterraines caractérisées par un faible degré de liaison hydraulique avec des eaux de surface ou des unités hydrostratigraphiques adjacentes de classe élevée, au sein de l'aire de classification. Elles sont isolées des sources d'eau de consommation d'une façon telle qu'elles risquent peu de produire des effets néfastes sur les eaux adjacentes.

2. APPLICATION DU SYSTÈME DE CLASSIFICATION

L'application du système de classification requiert, au préalable, la délimitation de l'aire à classifier et l'identification des unités hydrostratigraphiques qui s'y retrouvent. Par la suite, il s'agit de suivre la procédure de classification schématisée à la figure 2.

Le système de classification présenté permet de mesurer, par l'attribution d'une classe, la valeur de la ressource eau souterraine pour la société québécoise. Une fois connue la

classe d'une formation aquifère il devient aisé, dans le cadre d'un programme de restauration, de sélectionner des objectifs de décontamination appropriés au contexte hydrogéologique et socio-économique du site étudié.

Dans le cas précis des "Lignes directrices sur l'enlèvement des réservoirs souterrains", les objectifs de décontamination sont les mêmes pour les eaux souterraines de classes I et II. Il s'agit de ramener la qualité de ces eaux souterraines, lorsque contaminées, à celle d'une eau conforme aux critères de l'eau potable. Les eaux souterraines de classes I et II étant destinées, de façon préférentielle, à la consommation humaine, il est normal d'appliquer des objectifs de décontamination identiques. Au niveau du travail de classification (voir la figure 2), il devient donc superflu de déterminer la vulnérabilité des eaux souterraines, l'importance de la population desservie par ces eaux et la nature irremplaçable de la ressource (étapes identifiées par un astérisque à la fig. 2), car la distinction entre les classes I et II n'est pas nécessaire. Ce qui est requis, c'est de distinguer les eaux souterraines de classe II de celles de classes IIIA ou IIIB. À chacune de ces classes correspondent des objectifs de décontamination qui leur sont propres.

Les sous-sections qui suivent permettent de décrire brièvement ce que représente chacune des étapes de cette procédure (figure 2) et de mieux comprendre comment le système de classification peut être appliqué.

PROCÉDURE DE CLASSIFICATION DES EAUX SOUTERRAINES

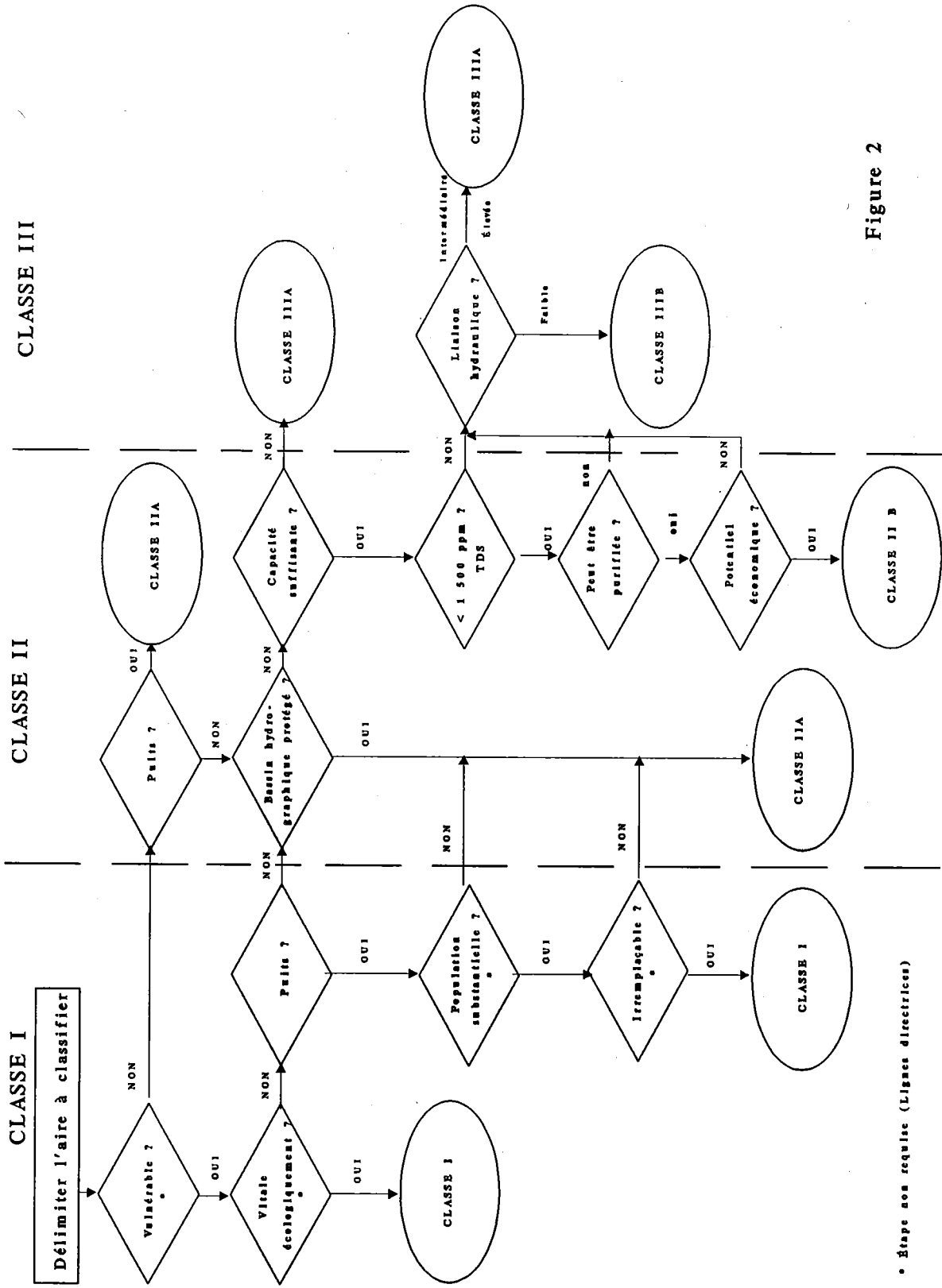


Figure 2

• Steps not required (Lines directrices)

2.1 Aire de classification

La Division des eaux souterraines recommande de tenir compte d'un rayon de 3 km autour du site retenu. La sélection de cette distance n'est point arbitraire. Elle s'appuie sur les résultats d'une étude de l'USEPA (1986) qui a pris en compte les éléments suivants :

- la dimension de divers panaches de contamination identifiés à la suite de déversements ou fuites (ex.: sites d'enfouissement);
- la distance séparant des plans d'eau en aval, hydrauliquement, de divers sites d'enfouissement de déchets;
- le calcul des aires d'alimentation de puits de captage pour divers environnements hydrogéologiques.

Toutefois, selon l'extension latérale et la nature des diverses unités hydrostratigraphiques qui participent activement à l'écoulement régional des eaux souterraines sous le site considéré, on pourra modifier en conséquence l'extension de l'aire de classification. Le système de classification s'applique donc à une échelle quasi-régionale (de l'ordre du kilomètre) et aux trois dimensions spatiales.

2.2 Vitale écologiquement

Le concept "vitale écologiquement" est propre à la classe I et désigne des écosystèmes naturels (terrestre ou aquatique) localisés dans une zone de résurgence et qui constituent un habitat unique pour certaines espèces en voie d'extinction ou en danger de l'être. Ce concept pourrait, par exemple, s'appliquer à des écosystèmes tels les frayères à saumon. Le MENVIQ possède déjà un inventaire du patrimoine écologique de la province. Il s'agit de vérifier si l'aire à classifier comporte un écosystème naturel (terrestre ou aquatique) où les eaux souterraines font résurgence.

2.3 Vulnérabilité

Les eaux souterraines sont considérées vulnérables lorsqu'un contaminant donné peut entrer et être transporté au sein du régime d'écoulement. Le concept de

type 3: Une interface eau douce - eau salée permanente, i.e. qui demeure stable dans le temps selon des prévisions réalistes et ce, même s'il y a manipulation du régime d'écoulement.

Un faible degré de liaison hydraulique est caractérisé par la présence d'une frontière de type 1. Les risques de contamination sont ainsi considérés comme étant négligeables. Un degré **intermédiaire** existe dans les cas où la frontière est de type 2 ou 3. Le potentiel de contamination est réel et ne peut être écarté dans ces conditions. En absence de frontières, un degré **élevé** de liaison est supposé. Cette situation est observée au sein d'une même unité hydrostratigraphique ou lorsqu'il y a résurgence dans un plan d'eau. Dans ce dernier cas, le potentiel de contamination est considéré comme étant particulièrement élevé.

Mars 1994

BIBLIOGRAPHIE

Aller, L., Bennet, T., Lehr, J.H., Petty, R.J. et G. Hackett (1987):

DRASTIC: A Standardized System for Evaluating Ground Water Pollution Potential Using Hydrogeologic Settings. Robert S. Kerr Environmental Research Laboratory, Office of Research and Development, United States Environmental Protection Agency, Ada Oklahoma. Report no. EPA 600/2-87-035. 455 p.

C.E.E. (1980) : Directives de la Communauté économique européenne, no. 80/778/CEE.

U.S.E.P.A. (1984): Ground-Water Protection Strategy for the Environmental Protection Agency. Office of Ground-Water Protection, United States Environmental Protection Agency, Washington DC. Report no. EPA 440/6-84-002. NTIS PB88-112107. 76 p.

U.S.E.P.A. (1986): Guidelines for Ground-Water Classification under the EPA (Environmental Protection Agency) Ground-Water Protection Strategy. Office of Ground-Water Protection, United States Environmental Protection Agency, Washington DC. Report no. EPA 440/6-86-007. NTIS PB88-229067. 358 p.
