

Performance des pipelines terrestres européens

Statistiques récapitulatives des fuites signalées en 2005 et depuis 1971

Préparées par le groupe de travail "Fuites de Pipelines" du groupe Management des Pipelines du CONCAWE (OP/STF-1)

P.M. Davis
J. Dubois
A. Olcese
F. Uhlig

J-F. Larivé (Coordinateur technique)

D.E. Martin (Consultant)

Reproduction permise après autorisation spécifique.

© CONCAWE
Brussels
Mai 2007

RESUME

Le CONCAWE a rassemblé 35 ans de données sur les performances des pipelines terrestres en Europe de l'Ouest qui, à ce jour, comptent 34 800 km et transportent 789 millions de m³ par an de pétrole brut et produits pétroliers et dont la liste est sensiblement identique à celle de 2004. Ce rapport couvre la performance de ces pipelines pour l'année 2005 et montre également comment le système "pipeline" présenté dans ce rapport s'est développé. Les incidents sont analysés par cause et l'efficacité, le coût et le temps de nettoyage sont indiqués. En 2005, la performance a été meilleure que la moyenne des 35 dernières années. Comme en 2004, on a enregistré moins d'accidents ayant pour origine des activités de tiers que lors des années précédentes, les défaillances mécaniques apparaissant comme la cause d'accident la plus fréquente. On a analysé la performance sur l'ensemble de ces 35 années et comparé les différentes causes de défaillances. Pour les incidents les données relatives à la sécurité ont été enregistrées ainsi que les niveaux, la tendance des fréquences de fuites, les volumes bruts et nets, les éléments significatifs de chaque cause par catégories : défaillances mécaniques, opérationnelles, corrosion, risques naturels et activités de tiers. La plupart des fuites sur les pipelines européens ont été des fuites peu importantes, avec des effets généralement localisés et temporaires. De plus, sur la période, l'intégrité des pipelines affiche une tendance à l'amélioration avec une fréquence des fuites réduite de 1,2 à 0,32 fuite par 1 000 km de pipelines. L'utilisation des racleurs intelligents au cours de l'année 2005 est également indiquée et comparée aux années précédentes.

MOTS CLÉS

Nettoyage, CONCAWE, racleur intelligent, fuite d'hydrocarbures, performance, pipeline, sécurité, pollution du sol, fuite, statistiques, tendances, pollution d'eau

INTERNET

Ce rapport est disponible sous la forme d'un fichier pdf sur le site CONCAWE (www.concaawe.org).

NOTE

Des efforts considérables ont été réalisés pour assurer la justesse et la fiabilité de l'information contenue dans cette publication. Cependant, ni le CONCAWE ni toute autre Société participant au CONCAWE ne peut accepter la responsabilité pour toute perte, dommage ou autre préjudice résultant de l'utilisation de cette information.

Ce rapport ne représente pas nécessairement les vues des compagnies participantes au CONCAWE.

TABLE DES MATIERES		Page
RESUME		V
1.	INTRODUCTION	1
2.	INVENTAIRE DES PIPELINES, DEBIT ET TRAFIC	2
2.1.	CRITERES D'INCLUSION DES PIPELINES PRIS EN COMPTE DANS CE RAPPORT	2
2.2.	COMPAGNIES REPERTORIES	2
2.3.	EVOLUTION DE L'INVENTAIRE 1971-2005	3
2.3.1.	Produit transporté, longueur et diamètre	3
2.3.2.	Répartition par age	5
2.4.	DEBIT ET TRAFIC	6
3.	SECURITE DES PIPELINES	7
3.1.	INCIDENTS MORTELS ET BLESSURES	7
3.2.	INCENDIES	8
4.	FUITES REPERTORIEES AU COURS DES 5 DERNIERES ANNEES	9
4.1.	INCIDENTS SURVENUS EN 2005	9
4.1.1.	Défaillance mécanique	9
4.1.1.1.	Défauts de construction	9
4.1.1.2.	Défaut de matériau	10
4.1.2.	Incidents opérationnels	11
4.1.2.1.	Défaillance système	11
4.1.2.2.	Facteurs humains	11
4.1.3.	Corrosion	11
4.1.3.1.	Corrosion externe	12
4.1.3.2.	Corrosion interne	12
4.1.4.	Activité de tiers	12
4.1.4.1.	Dommage direct - Accident	12
4.1.4.2.	Dommage direct – Malveillance	13
4.1.4.3.	Dommage Direct – Fortuit	13
4.2.	2001-2005 REVUE DE L'ENSEMBLE DES FUITES	13
5.	ANALYSE HISTORIQUE DES FUITES DE 1971-2005	16
5.1.	NOMBRE ET FREQUENCE	16
5.2.	VOLUMES DE FUITES	20
5.2.1.	Volume des fuites total annuel	20
5.2.2.	Volume de fuite par incident	23
5.3.	TAILLE DES BRECHES	25
5.4.	IMPACT ENVIRONNEMENTAL	27
5.4.1.	Emplacement des fuites	27
5.4.2.	Zone de terrain pollué	27
5.4.3.	Impact sur les eaux	28
5.5.	DETECTION DES FUITES	28
6.	ANALYSE DETAILLEE DES CAUSES DE FUITES	30
6.1.	DEFAILLANCE MECANIQUE	30
6.2.	OPERATIONNEL	31
6.3.	CORROSION ET IMPACT DU VIEILLISSEMENT	32
6.4.	RISQUE NATUREL	34
6.5.	ACTIVITE DE TIERS	34

6.5.1.	Dommmage accidentel	34
6.5.2.	Dommmage intentionnel	38
6.5.3.	Dommmage fortuit	39
7.	INSPECTIONS PAR RACLEUR INTELLIGENT	40
7.1.	ACTIVITE D'INSPECTION PAR RACLEUR INTELLIGENT	40
7.2.	ACTIVITE EN 2005	40
7.3.	ACTIVITE DEPUIS 1971	40
7.4.	INSPECTIONS REPETEES	42
8.	REFERENCES	44
	ANNEXE 1 DEFINITIONS	45
	ANNEXE 2 SOMMAIRE DES FUTES	46

RESUME

Le CONCAWE a rassemblé les données concernant la performance des pipelines terrestres de l'Europe de l'Ouest sur une période de 35 années avec un intérêt tout particulier pour les fuites de 1 m³ ou plus, les travaux de nettoyage effectués et les conséquences sur l'environnement. Les résultats ont été publiés dans des rapports annuels, et ce depuis 1971. Ce rapport comprend les résultats pour l'année 2005 ainsi que l'analyse des résultats cumulés sur une période de 35 ans, de 1971 à 2005.

Actuellement, environ 70 compagnies et autres entités, opérant des pipelines en Europe, fournissent les données statistiques nécessaires à l'élaboration du rapport annuel du CONCAWE relatif à la performance des pipelines terrestres d'hydrocarbures. Ces compagnies exploitent quelques 250 pipelines différents qui, à fin 2005, totalisaient une longueur de 34 826 km, légèrement moins qu'en 2004, la différence étant principalement due à une correction des données enregistrées. En 2005, le volume d'hydrocarbures et produits finis transportés s'est élevé à 789 Mm³, ce qui représente 7% de moins qu'en 2004. Le trafic 2005 représente 127 x 10⁹ m³ x km, soit 10,6% de moins qu'en 2004.

En 2005, on a enregistré 11 fuites sur les pipelines. Il n'y a pas d'incendie, de mort ou même de blessé associés à ces incidents. Le volume brut perdu lors de ces fuites a été de 511 m³, soit 0,65 ppm du volume total transporté. Un total de 407 m³ soit 80% du volume des fuites a été récupéré ou éliminé en toute sécurité. Le volume net de fuite dans le milieu naturel s'est donc élevé à 105 m³ soit 0,13 ppm. Parmi ces fuites, cinq d'entre elles ont été provoquées par des défaillances mécaniques, deux par des incidents d'exploitation, deux par la corrosion, et les deux dernières par des activités de tiers.

Ce rapport fournit aussi des données comparatives sur la période de cinq ans de 2001 and 2005, et sur tous les incidents signalés depuis 1971. Comparé à la moyenne long terme de 12,5 et 11,2 fuites sur la période 2001 à 2005, la performance 2005 a été légèrement meilleure, avec onze fuites enregistrées. De plus, le système est plus long que les années précédentes (longueur enregistrée en 1971 : 12 800 km). Ceci montre que la fréquence des fuites de 0,32 fuite pour 1 000 km et par an a été identique à la moyenne sur les cinq dernières années mais inférieure à la fréquence moyenne long terme de 0,52. La performance a également été bonne en termes de volume de fuite. Le volume brut répandu par 1 000 km de pipeline a été de 14,7 m³ comparé à la moyenne long terme de 89 m³. Des statistiques relatives aux inspections par racleur intelligent réalisées en 2005, et depuis que la technique a été utilisée la première fois, ont été incluses dans ce rapport. En 2005, 109 inspections par différents types de racleur intelligent ont été réalisées, couvrant plus de 6 000 km de pipeline, la plus grande longueur jamais inspectée.

Les pipelines constituent l'un des principaux moyens de transport d'hydrocarbures en Europe et aussi le plus sûr. Alors que les médias ont largement couvert des accidents majeurs et parfois à répétition survenus suite au transport d'hydrocarbures par la route, le fer et la mer, rien de tel n'est jamais arrivé avec le transport par pipeline. Comme il est presque inévitable pour une infrastructure d'une telle ampleur et une période de 35 ans, quelques rares incidents ayant entraîné des blessures fatales et des incendies ont cependant été signalés.

Le système de pipelines vieillit. Alors qu'en 1971, 70% des pipelines étaient âgés de 10 ans ou moins, en 2005 seulement 7% étaient âgés de 10 ans ou moins et 35% étaient âgés de plus de 40 ans. Toutefois, jusqu'à présent cet état de fait ne semble pas avoir conduit à une augmentation du nombre des fuites.

La plupart des fuites sur les pipelines sont mineures et à peine plus de 5% des fuites sont à l'origine de 50% du volume de fuite brut. Les pipelines transportant des hydrocarbures chauds comme le fioul, ont dans le passé considérablement souffert de corrosion externe due à des problèmes de conception et de construction. Plusieurs d'entre eux ont été mis hors service ou convertis au transport de produits froids. Actuellement, la grande majorité des pipelines transportent des produits pétroliers non-chauffés et du pétrole brut.

Les deux causes principales de fuites sont les incidents provoqués par des tiers et par des défaillances mécaniques, la corrosion arrive loin en troisième place, l'exploitation et les risques naturels étant mineurs. La fréquence des accidents causés par des tiers a considérablement diminué au cours des années. Cependant, après d'énormes progrès constatés sur les 20 premières années pour réduire la fréquence des défaillances mécaniques, une tendance à la hausse semble s'être installée vers le milieu des années 90.

Dans l'ensemble, rien ne prouve que le vieillissement du système pipelines représente une augmentation du niveau de risques. Le développement et la mise en place de nouvelles techniques, telles que l'inspection interne par racleur intelligent, nous conforte dans la perspective que les pipelines peuvent fonctionner de manière fiable dans un avenir prévisible. Un suivi des statistiques du CONCAWE sur la performance des pipelines sera nécessaire dans le futur, pour confirmer cette position.

1. INTRODUCTION

Le groupe de travail du CONCAWE sur les pipelines (OPMG, Oil Pipelines Management Group) a rassemblé les données relatives à la performance des pipelines d'hydrocarbures en Europe depuis 1971, du point de vue de la sécurité et de l'environnement. Les informations concernant le débit et le trafic annuels, les incidents et les inspections par racleur intelligent sont recueillis chaque année par le CONCAWE à l'aide de questionnaires, envoyés aux compagnies qui exploitent des pipelines au début de l'année qui succède à l'année concernée par le rapport.

Le CONCAWE a fixé à 1 m³ le volume minimum de fuite de qui doit être déclarée (sauf en cas de conséquences exceptionnellement graves pour la sécurité ou l'environnement causées par une fuite < 1 m³). Une comparaison directe avec d'autres séries de données impose une prise en compte attentive de la taille limite des fuites comptabilisées.

Les résultats ont été analysés et publiés dans une série de rapports annuels [1,2] ainsi que dans deux rapports [3, 4] qui couvrent respectivement les périodes de 1971 à 1995 et 1971 à 2000. Le CONCAWE a également organisé plusieurs séminaires pour diffuser auprès de l'industrie des pipelines des informations sur le développement des techniques mises à disposition des compagnies de pipelines en vue d'améliorer la sécurité, la fiabilité et l'intégrité des opérations. Ces séminaires ont permis de faire le bilan des performances concernant les fuites et les travaux de nettoyage et afin que tous puissent profiter du retour d'expérience sur les incidents de chacun.

La compilation et l'analyse des statistiques des données sur la performance donnent une vision objective des tendances et mettent en évidence les zones à problèmes existantes ou potentielles ce qui constitue une aide aux exploitants pour fixer les priorités pour de futurs efforts.

Le format de présentation et le contenu de ce rapport ont été modifiés afin d'y inclure non seulement la performance pour 2005 mais aussi une analyse complète des statistiques des 5 dernières années et de l'ensemble de la période de 35 ans depuis 1971, y compris les informations essentielles sur tous les incidents de fuite. Ce nouveau format sera conservé pour les années à venir et chaque rapport annuel remplacera le précédent. Comme d'habitude une carte générale des pipelines d'hydrocarbures terrestres d'Europe est jointe à ce rapport.

La section 2 fournit des détails sur l'inventaire des pipelines qui font l'objet de ce rapport (longueur, diamètre, type de produit transporté) ainsi que son évolution au cours des années. On y trouve aussi les données concernant le débit et le trafic.

La section 3 est axée sur la performance sécurité, comme y inclut le nombre de morts ou de blessés associés aux incidents causés par des défaillances de pipeline.

La section 4 fournit une analyse détaillée des incidents de fuite survenus en 2005 et de tous les incidents enregistrés au cours des 5 dernières années. La section 5 analyse les incidents de fuites sur l'ensemble de la période depuis 1971, alors que la section 6 fournit une analyse plus détaillée des causes de fuites.

Enfin, la section 7 fait le compte rendu des inspections par racleur intelligent.

2. INVENTAIRE DES PIPELINES, DEBIT ET TRAFIC

2.1. CRITERES D'INCLUSION DES PIPELINES PRIS EN COMPTE DANS CE RAPPORT

La définition des pipelines qui sont pris en compte dans l'inventaire du CONCAWE reste inchangée depuis 1971. Ce sont :

- Les pipelines utilisés pour le transport de pétrole brut ou de produits pétroliers,
- Les pipelines d'une longueur de 2 km ou plus sur le domaine public,
- Les pipelines terrestres, y compris ceux qui traversent un court estuaire ou une rivière, à l'exclusion des systèmes de pipelines sous-marins. Les lignes au service des unités de production de pétrole brut offshore et des installations de chargement et de déchargement de navires en particulier, sont également exclues.
- Les stations de pompage et les unités de stockage intermédiaires sont incluses mais les terminaux de départ et d'arrivée ainsi que les dépôts sont exclus.

A l'origine, la zone géographique couverte correspondait au premier mandat du CONCAWE, c'est-à-dire l'OCDE Europe de l'Ouest, qui à l'époque comptait 19 pays membres. Cependant, la Turquie n'a jamais été incluse. De 1971 à 1987, seuls les pipelines appartenant aux compagnies de l'industrie pétrolière étaient inclus, mais à partir de 1988 les pipelines non-commerciaux (essentiellement l'OTAN) ont été inclus dans l'inventaire. Suite à la réunification de l'Allemagne, les pipelines de l'ex-Allemagne de l'Est (RDA) ont été rajoutés à la base de données à partir de 1991. Par la suite sont venus s'ajouter les pipelines de brut et de produits finis de la République Tchèque et de la Hongrie ainsi que les lignes en pétrole brut de la Slovaquie en 2001, et enfin, les pipelines de produits finis de la Slovaquie en 2003.

Bien que le CONCAWE ne puisse garantir que tous les pipelines répondant aux critères mentionnés ci-dessus soient couverts par ce rapport, il est vraisemblable que la plupart des lignes exploitées dans les pays répertoriés en font partie.

Il est à noter que toutes les données enregistrées dans ce rapport et utilisées pour une analyse comparative ou statistique se rapportent à l'inventaire d'une année en particulier et non à l'inventaire réel de l'ensemble des pipelines exploités à ce jour. Par conséquent, les comparaisons annuelles de la performance doivent être abordées avec prudence et les valeurs relatives (par ex. pour 1 000 km de ligne) sont plus significatives que les valeurs absolues.

2.2. COMPAGNIES REPERTORIES

En 2005, 70 compagnies exploitantes ont présenté leurs résultats. Bien que faisant partie de certains grands groupes, quelques compagnies affiliées et autres entités exploitantes ont été comptabilisés séparément. Le nombre de compagnies / organismes non-industriels qui déclaraient leurs données au CONCAWE en 1971 n'a pas été comptabilisé, mais en 1980, environ 70 compagnies participaient au rapport du CONCAWE. Ce nombre est resté plus ou moins constant bien que plusieurs nouvelles compagnies aient racheté des pipelines et que d'autres aient cessé leur activités ou fusionné.

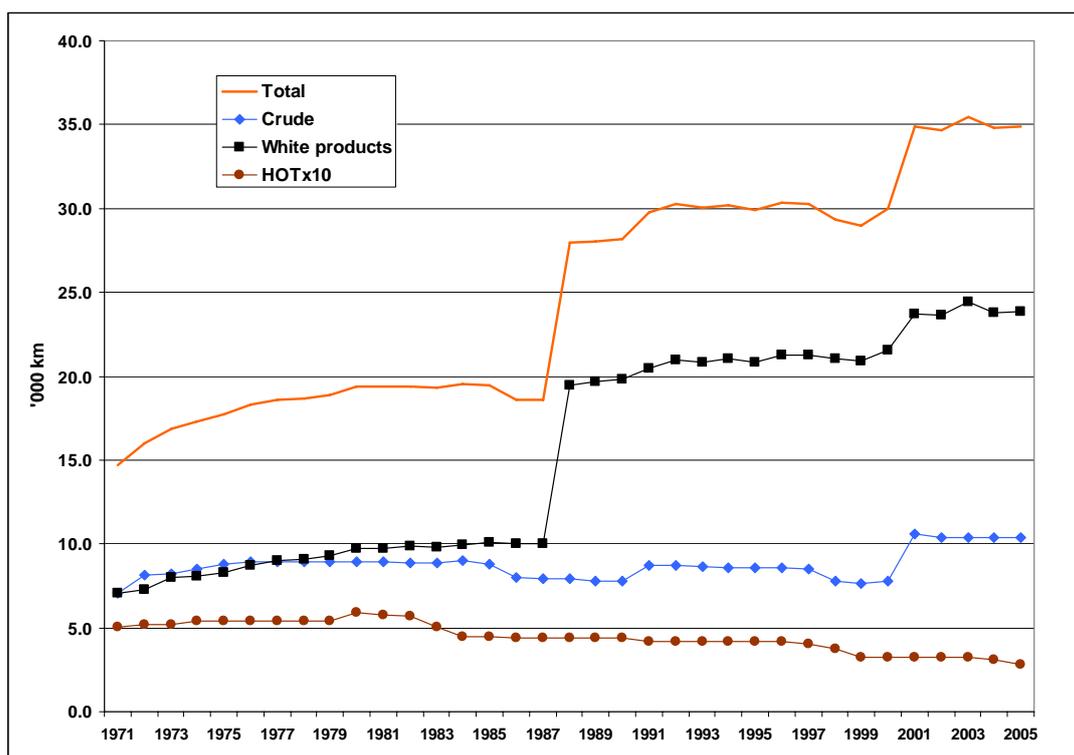
2.3. EVOLUTION DE L'INVENTAIRE 1971-2005

2.3.1. Produit transporté, longueur et diamètre

Actuellement, on compte 250 systèmes de pipelines enregistrés dans la base de données du CONCAWE, répertoriés en 664 sections distinctes. Ces sections sont classées en fonction du type de produits transportés, parmi lesquels on distingue le pétrole brut, les produits blancs, les produits noirs transportés dans des lignes chauffées et d'autres produits finis. Quelques pipelines transportent à la fois du brut et des produits finis. Bien que classées en catégories distinctes dans la base de données, pour la compilation des données, elles sont considérées comme faisant partie de la catégorie des pétroles bruts. Pour finir, certaines lignes peuvent être mises hors service une année en particulier, sans pour autant être définitivement fermées.

En 2005, l'étude du CONCAWE a couvert 34 841 km de pipelines. Ce chiffre est resté relativement stable ces dernières années comme le montre la **Figure 1**. La plupart des principaux pipelines ont été construits dans les années 60 et 70. Deux paliers historiques dans l'augmentation de l'inventaire du CONCAWE sont survenus lorsque l'on y a ajouté des systèmes de pipelines qui n'étaient pas comptabilisés auparavant. A la fin des années 80, la majorité des pipelines de l'OTAN ont été pris en compte et au début de la présente décade, un certain nombre de pipelines appartenant à l'ex-bloc de l'Est ont rejoint l'étude. L'augmentation a principalement concerné la catégorie "produits finis", l'augmentation touchant la catégorie pétrole brut étant principalement le résultat de l'ajout du système pipeline "Amitié" ou "Druzba" qui alimente en pétrole brut Russe les raffineries d'Europe de l'Est.

Figure 1 Inventaire du CONCAWE et principales catégories de pipelines par type de produits transportés

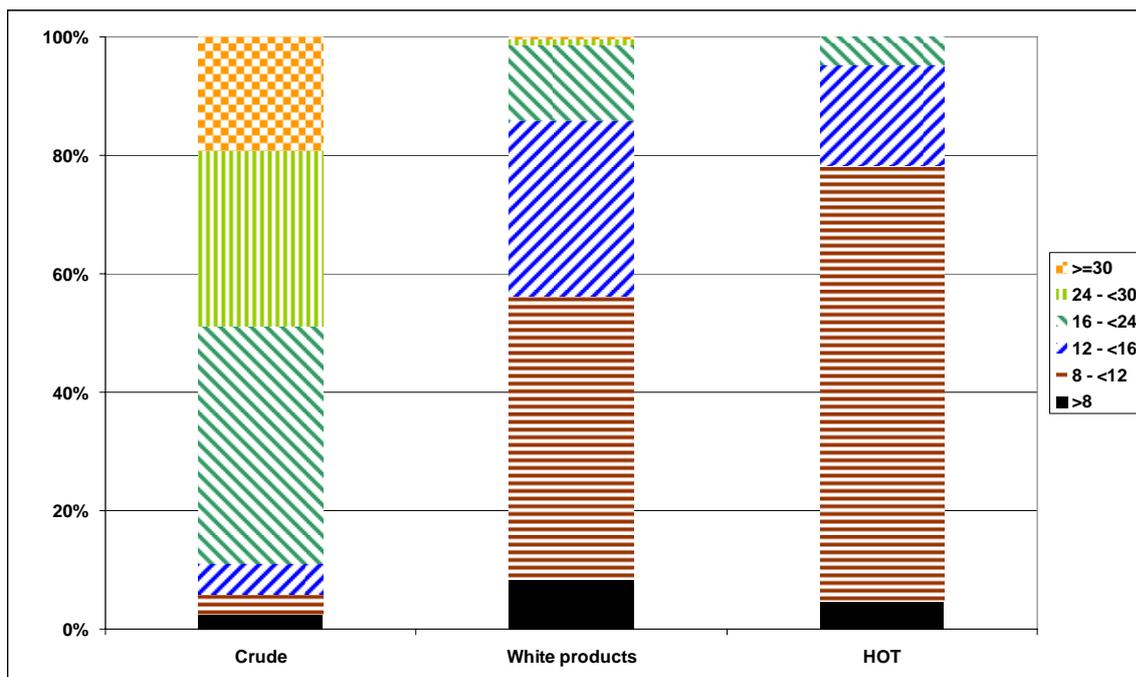


On distingue trois familles de pipelines en fonction du type de produits transportés : les pipelines transportant du brut, les pipelines transportant des produits pétroliers (produits blancs), les deux à température ambiante, et les pipelines transportant des hydrocarbures à température élevée parmi lesquels on trouve le pétrole brut chaud, les lubrifiants et les fuels lourds (produits noirs). Dans ce rapport, ces trois familles sont référencées sous les appellations produits bruts, produits finis et produits chauds.

Le Figure 1 montre que les deux premières catégories représentent le plus gros de l'inventaire. Entre 1971 en 2005, quelques 166 sections de pipelines représentant 7 150 km ont été définitivement mises hors service. Parmi elles, 24 sections représentant 360 km étaient exploitées en produits chauds. Cela représente une proportion beaucoup plus importante pour les produits chauds que pour les autres types de produits transportés et reflète le déclin du commerce des fuels lourds depuis le milieu des années 1970 ainsi que les mesures particulières prises par les compagnies exploitantes au vu des problèmes de corrosion et généralement du manque de fiabilité observés sur plusieurs de ces pipelines (voir **section 5.1**).

La Figure 2 montre la répartition des diamètres de pipelines pour chaque catégorie de produits transportés en 2005. Dans l'ensemble, les pipelines de brut ont un diamètre beaucoup plus grand que celui des pipelines figurant dans les deux autres catégories. Environ 88% des pipelines de brut ont un diamètre supérieur à 16" (400 mm) avec un maximum de 48" (1 200 mm) alors qu'environ 85% des pipelines de produits finis et environ 98% des pipelines de produits chauds ont un diamètre inférieur à 16". Le plus petit diamètre de pipeline de produits finis est typiquement de 6" (150 mm) mais quelques uns descendent jusqu'à 3" (75 mm).

Figure 2 Répartition des diamètres de pipelines par type de produits transportés en 2005



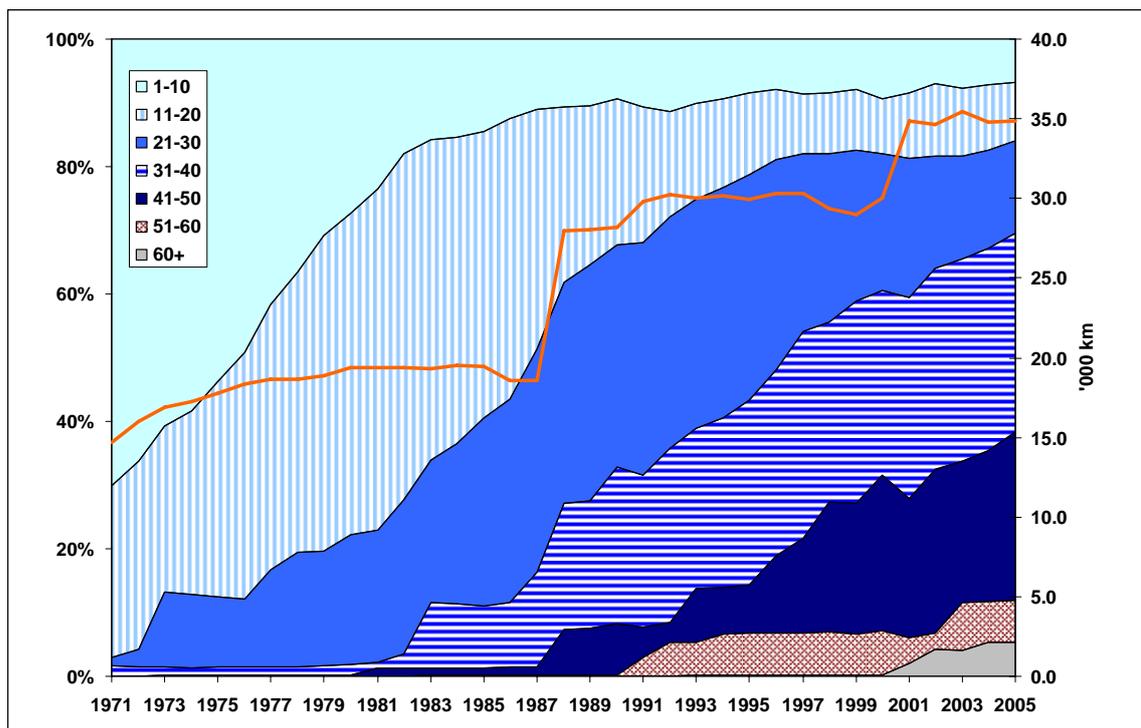
2.3.2. Répartition par âge

Quand l'étude du CONCAWE a débuté en 1971, le système de pipelines était neuf avec 70% des pipelines datant de 10 ans ou moins. Même si la répartition par âge était assez large, les pipelines les plus anciens dans la tranche des 26-30 ans, représentaient seulement une toute petite fraction de l'inventaire.

Au fil des années, un certain nombre de nouveaux pipelines ont été mis en service tandis que d'autres ont été mis hors service. Comme nous l'avons noté plus haut, des pipelines existants ont été rajoutés à l'inventaire en différentes étapes, avec leur spécificité en termes d'âge. Même si quelques courtes sections ont été remises à neuf, il n'y a pas eu de remplacement des lignes existantes sur une grande échelle. L'évolution du profil d'âge global est montrée sur la **Figure 3**.

Il est évident que progressivement, le système pipelines "vieillit". En 2005, seulement 2 500 km, c'est à dire 7,2% de la totalité dataient de 10 ans ou moins et 12 300 km (36%) dataient de plus de 40 ans. L'impact de l'âge sur la performance en terme de fuites est examiné dans la **section 6.3**.

Figure 3 Répartition des pipelines par âge



2.4. DEBIT ET TRAFIC

Au total, 789 Mm³ de pétrole brut et produits raffinés ont été transportés par le système de pipelines au cours de l'année 2005, soit une diminution de 7% par rapport à 2004. Toutefois il convient de noter que ce chiffre est donné seulement à titre indicatif. D'importants volumes de pétrole brut et de produits finis transitent par plus d'un seul pipeline et, malgré nos efforts pour ne compter le flux qu'une seule fois pour un même volume, certains systèmes de pipelines sont si complexes qu'il nous est parfois difficile d'évaluer "ce qui passe" et "par où cela est passé". En effet, il y a quelques pipelines où le débit peut se faire dans les deux sens. La valeur du trafic, qui est le produit d'un volume par la distance parcourue par ce même volume, donne une valeur beaucoup plus significative. Cette valeur n'est aucunement impactée par le nombre de pipelines par lesquels chaque lot transite. En 2005, la valeur totale du trafic a été de $127 \times 10^9 \text{ m}^3 \times \text{km}$, soit une baisse de 10.6% par rapport à 2004. En ce qui concerne les produits finis uniquement, le transport a été de 260 Mm³ et le valeur du trafic $37.4 \times 10^9 \text{ m}^3 \times \text{km}$, ces deux valeurs étant assez proches de celles de 2004 qui affichaient respectivement 257 Mm³ et $37.6 \times 10^9 \text{ m}^3 \times \text{km}$.

Le transport et le trafic ne sont pas des facteurs significatifs en ce qui concerne les défaillances et les fuites de pipelines. Même si un débit plus élevé entraîne une pression plus élevée, la détérioration des caractéristiques de la ligne par le phénomène de fatigue du métal est plus directement liée aux cycles de pressions qu'au niveau absolu de pression (sous réserve de rester dans les limites imposées à la construction). Néanmoins, ces valeurs sont utiles en tant que diviseur pour exprimer les volumes des fuites en termes relatifs (par ex. une fraction du débit, voir section 4), donnant des valeurs pouvant être comparées à la performance d'autres moyens de transport d'hydrocarbures.

3. SECURITE DES PIPELINES

La base de données du CONCAWE contient des compte rendus d'incidents ayant provoqué des morts, des blessés et des incendies consécutifs à des fuites pipelines. En 2005, aucun incident de ce type n'a été rapporté, ni même d'incident impliquant des dégâts intentionnels.

3.1. INCIDENTS MORTELS ET BLESSURES

Sur les 35 années de "reporting", on dénombre au total 14 morts suite à 5 accidents séparés survenus en 1975, 79, 89, 96 and 99. Tous sauf un ont été les victimes d'un incendie consécutif à la fuite.

Pour trois de ces quatre incendies, le feu s'est déclaré plusieurs heures ou plusieurs jours après que la fuite ait été détectée et le périmètre de la fuite délimité. Lors d'un incendie consécutif à une fuite de naphtha, 3 personnes présentes sur les lieux ont été tuées par le feu, ces mêmes personnes étant probablement à l'origine du départ du feu. Lors d'un autre incendie, le feu consécutif à une fuite de pétrole brut s'est déclaré alors qu'on tentait de réparer le pipeline endommagé. Les personnes en charge de la réparation ont pu s'échapper mais la propagation de l'incendie a tué 4 personnes qui avaient pénétré à quelques mètres de là à l'intérieur du périmètre de sécurité. Le troisième accident a également impliqué une équipe de maintenance (5 personnes) qui faisait des réparations suite à une fuite de pétrole brut. Aucune d'entre elles n'a survécu. Ces accidents mortels ont tous eu lieu après que les fuites aient été contenues, pendant la gestion de l'incident et la période de réparation. On constate que les fuites elles-mêmes n'ont pas directement causé ces accidents mortels. Une gestion plus rigoureuse de la sécurité dans la zone de fuite, d'une part, et des procédures d'intervention, d'autre part, auraient pu éviter ces incendies et ces accidents mortels.

Dans un seul cas, le feu s'est déclaré presque immédiatement après qu'un bulldozer qui faisait des travaux ait heurté et percé un pipeline d'essence. Un conducteur de camion qui participait aux travaux a été mortellement blessé.

Le seul mort qui n'ait pas été victime d'un incendie est une personne impliquée dans une tentative de vol et qui n'a pu s'extraire de la fosse qu'elle avait creusée pour mettre à nu et percer le pipeline. Ce forage a provoqué une fuite du produit qui s'est écoulé dans la fosse où la personne s'est noyée.

Il apparaît que les victimes ne faisaient pas partie du grand public qui dans le cadre d'une activité normale circulait dans des lieux où ils étaient autorisés à se trouver à ce moment là. Par conséquent, ces faits ne doivent pas être utilisés hors contexte pour une évaluation des risques sociétaux inhérents à l'exploitation des pipelines d'hydrocarbures.

Deux rapports de fuites font état d'une blessure non-mortelle, dans les deux cas à la suite d'inhalation / ingestion de pétrole par effet aérosol.

Depuis 1999, il n'y a eu ni mort ni blessé à déplorer.

3.2. INCENDIES

A part, ceux mentionnés ci-dessus, cinq autres incendies ont été signalés.

- Une importante fuite de pétrole brut sur une autoroute, probablement allumée par la circulation.
- Une tentative de vol d'essence sur une section de pipeline atypique située sur un pont. Les voleurs auraient délibérément mis feu à cette fuite.
- Une fuite lente sur une ligne de production de pétrole brut située dans une zone rurale isolée qui brûlait quand elle a été découverte. Le feu a peut-être été allumé délibérément pour limiter la pollution.
- Un tracteur, dont le socle de la charrue était à l'origine d'une fuite d'essence, a pris feu, détruisant en même temps une habitation et une ligne de chemin de fer.
- Une pelle mécanique a endommagé un pipeline d'essence ainsi qu'un câble électrique qui a ensuite mis feu à cette fuite.

Aucun de ces incidents n'a fait de victime.

4. FUITES REPERTORIEES AU COURS DES 5 DERNIERES ANNEES

4.1. INCIDENTS SURVENUS EN 2005

Au total, 11 fuites ont été recensées en 2005. Le **tableau 1** donne un résumé des causes principales de fuites, des volumes de fuites et de l'impact sur l'environnement. Voir l'**Annexe 1** pour la définition des catégories de causes et des volumes de fuites brut/net.

Tableau 1 Résumé des causes et des volumes de fuites pour les incidents survenus en 2005

Event (1)	Location	Line size (")	Product spilled	Injury Fatality (2)	Fire	Spilled volume (m ³)		Contamination	
						Gross	Net loss	Ground area m ²	Water (3)
Mechanical failure									
426	Pump station	12	Diesel fuel	-	-	18.7	18.7	NA	
427	Line	12	Jet fuel	-	-	NA	NA	NA	G
428	Line	20	Crude oil	-	-	350.0	10.0	15000	G
429	Line	6	Jet fuel	-	-	20.0	0.0	58	S
430	Line	6	Jet fuel	-	-	38.0	0.0	42	S
Operational									
431	Line	10	Crude oil	-	-	30.0	4.2	1000	G
432	Line	8	Jet fuel	-	-	15.0	0.0	1000	
Corrosion									
433	Line	10	Jet fuel	-	-	3.0	0.6	50	S
434	Line	24	Crude oil	-	-	64.0	63.0	150	G
Third party activity									
435	Line	8	Jet fuel	-	-	15.0	8.0	1000	G
436	Line	24	White prod.	-	-	0.5	0.0	3000	S G
Total						554.2	104.5		

⁽¹⁾ Spillage events are numbered from the beginning of the survey in 1971

⁽²⁾ I = Injury, F = Fatality

⁽³⁾ S = Surface water, G = Groundwater, P = Potable water

Les circonstances de chaque fuite y compris les informations sur les conséquences, les travaux de réparation et les coûts sont décrits dans le chapitre ci-après, en fonction des causes. Des détails complémentaires sont disponibles dans l'**Annexe 2** qui couvre l'ensemble des fuites enregistrées depuis 1971.

4.1.1. Défaillance mécanique

Il y a eu cinq incidents suite à des défaillances mécaniques, deux causés par des défauts de construction et trois par des défauts de matériaux.

4.1.1.1. Défauts de construction

Incident 426:

Une ligne, menant à une soupape de sécurité, sur un pipeline de gasoil de 12" dans une station de pompage a cédé alors que cette partie ne datait que d'un an et demi. La rupture a été causée par des vibrations sur une section qui n'était pas correctement supportée. Environ 18,7 m³ de gasoil ont été répandus dans une zone de vignes et de vergers. La fuite a été presque immédiatement détectée par l'opérateur et le pipeline a été isolé. La fuite de gasoil a été absorbée avec de la sépiolite et le sol s'est retrouvé aussi propre qu'avant la fuite. Les dommages

causés aux vignes avoisinantes se sont élevés à 1 500 €. Les coûts de réparation et de nettoyage ont été minimes, à peine 2 000 €.

Incident 427:

Un pipeline de 12" transportant du carburéacteur a été mis à nu par des tiers qui effectuaient des travaux de construction dans une zone industrielle. Ils ont signalé la fuite et le pipeline a immédiatement été isolé. La fuite se situait sur une soudure et a été causée par un défaut de celle-ci. On ne sait pas depuis combien de temps le pipeline fuyait ni le volume exact de la fuite, bien qu'on l'estime à plus de 1 m³. Le pipeline a été arrêté pendant 2 jours, le temps d'effectuer les réparations et les discussions sont toujours en cours pour déterminer la meilleure façon de dépolluer, y compris la nappe phréatique.

4.1.1.2. Défaut de matériau

Incident 428:

Alors qu'un pipeline de 20" transportant du pétrole brut fonctionnait normalement, la pression a brutalement chuté. Le système automatique de détection de fuite a réagi dans les 3 minutes qui ont suivi et un arrêt complet en manuel a été effectué 22 minutes plus tard. Dans la période de temps nécessaire à la dépressurisation du pipeline, environ 350 m³ de pétrole se sont déversés dans un champ de blé. La section de pipeline en cause a été déterrée, enlevée et remplacée. Les investigations qui ont été menées par la suite ont révélé une fissure de 36 mm par 1 mm causée par un défaut caché dans le métal provenant de la fabrication du pipeline. Pour nettoyer le site, on a creusé des puits jusqu'à la nappe phréatique et récupéré le pétrole dans les eaux de surface. Au total, environ 15 000 m² de la nappe phréatique ont été pollués. 220 m³ de pétrole brut ont été récupérés sous forme liquide et on estime à 120 m³ le volume de pétrole qui a enlevé par la suite avec les terres contaminées, 10 m³ net n'ayant pas pu être récupérés. Les travaux de nettoyage ont duré un an et coûtés 2 800 000 €, la majeure partie de cette somme (2 500 000 €) consacrée à l'enlèvement des terres polluées. La réparation du pipeline s'est chiffrée à 200 000 € et a duré 6 jours.

Incidents 429/430:

Deux fuites sont apparues sur le même pipeline, à 7 km l'une de l'autre, à 3 mois d'intervalle. Les deux incidents ont été causés par des fissures qui se sont formées dans un tube défectueux. Dans le premier cas, la fuite a été détectée par l'opérateur lors d'un contrôle de routine et la ligne a été rapidement arrêtée. Une fissure de 12 mm de long a été trouvée et on a estimé à 20 m³ le volume de gasoil qui s'est déversé dans des terres arables, contaminant environ 60 m² de terrain. Le nettoyage a exigé l'enlèvement de presque 4 000 tonnes de terre sur une période de 75 jours pour un coût de 420 000 €. La réparation du pipeline a entraîné un coût supplémentaire de 7 500 €. Il a eu une légère pollution des eaux de surface. Dans le second cas, un tiers a signalé une fuite de gasoil dans un pré, un fossé et deux étangs. Les opérations d'investigation ont révélé une fissure de 7 mm de long et la fuite a été estimée à 38 m³, polluant 42 m² de terrain. Les opérations de nettoyage ont exigé l'enlèvement et le traitement de 2 200 tonnes de terre et ont duré 21 jours pour un coût de 160 000 €. Les travaux de réparation sur le pipeline ont coûté 6 000 €. Le pipeline avait été inspecté par racleur intelligent détecteur de perte de métal, un mois avant l'incident. Cette inspection avait révélé un grand nombre d'anomalies et un programme de réparations était en cours.

4.1.2. Incidents opérationnels

On a dénombré deux incidents causés par des facteurs d'ordre opérationnel, tous deux attribués à des erreurs humaines.

4.1.2.1. Défaillance système

Aucun incident de cette catégorie n'a été signalé en 2005.

4.1.2.2. Facteurs humains

Incident 431:

Un pipeline de brut de 10" a été isolé pour effectuer des opérations de maintenance. Le pipeline n'avait pas été entièrement vidé de tout son pétrole brut et alors qu'une intervention se déroulait sur une vanne, le pétrole s'est répandu à l'extérieur. Le pétrole s'est écoulé en dehors de la fosse de la vanne à travers la paroi de béton entourant la vanne. Le volume de la fuite a été évalué à 15 m³ environ dont 10 m³ ont été récupérés sous forme liquide, les 5 m³ restants ont été enlevés avec les terres contaminées et détruits. Environ 1 000 m² de terrain ont été touchés par cette pollution. Aucune réparation n'a été nécessaire sur le pipeline. Les travaux de nettoyage ont duré quatre mois et ont coûté 150 000 € plus 400 000 € supplémentaires pour l'enlèvement des terres contaminées.

Incident 432:

Pour des raisons de maintenance, une tranchée a été creusée pour dégager un pipeline de 8,5" transportant du carburéacteur. L'endroit se situait près d'une traversée de route où le pipeline était enfoui à 5 m de profondeur. Afin de sécuriser la fouille, on a procédé à la pose de tôles en fer pour soutenir les parois de la tranchée. L'emplacement et la profondeur du pipeline avaient été identifiés, l'opérateur responsable de l'équipement en avait également été informé et on s'était accordé sur les mesures à prendre pour protéger le pipeline. Néanmoins, le pipeline a été percé pendant la pose des tôles. L'incident s'est déroulé sur un terrain agricole, et l'enfoncement des tôles a fait une entaille de 350 mm x 2 mm dans le pipeline. L'incident a été détecté par le système de détection automatique mais jusqu'à ce que le pipeline soit isolé, 30 m³ se sont écoulés. Cette fuite a touché la nappe phréatique mais pas les eaux de surface ni les eaux potables et contaminé environ 1 000 m² de terrain. Les terres contaminées ont été enlevées, des puits ont été forés et un pompage mis en œuvre pour abaisser le niveau de la nappe phréatique afin de récupérer le produit. Ce processus est toujours en place 6 mois après, sur cette période la majorité du produit a été récupérée, soit 25 m³ grâce au pompage et 0,8 m³ dans les terres contaminées. La perte nette est par conséquent d'environ 4,2 m³. A ce jour, les coûts s'élèvent à 10 000 € pour les travaux de réparation du pipeline, 50 000 € pour le pompage par les puits et 940 000 € pour l'enlèvement des terres contaminées, soit un montant total de 1 000 000 €.

4.1.3. Corrosion

Il y a eu deux incidents dus à la corrosion, l'un à une corrosion interne et l'autre à une corrosion externe.

4.1.3.1. Corrosion externe

Incident 433:

Alors que des tests de pression étaient en cours sur un pipeline de 10" en carburéacteur, un joint de bride a éclaté dans un dépôt, ce qu'on a supposé être à l'origine de la baisse de pression. La ligne a été mise hors pression afin de réparer la bride, mais 10 jours plus tard, un tiers a signalé que du pétrole remontait à la surface dans un dépôt abandonné. La fuite de produit a été estimée à environ 3 m³. La surface de sol polluée par le produit a été estimée à 50 m² et environ 15 m³ de terres souillées ont été enlevées pour destruction. Dix jours après la fuite, on a remarqué des traces d'hydrocarbures à la surface de l'eau dans un fossé adjacent au pipeline et les autorités ont été alertées. Des absorbants ont été utilisés dans le fossé, des puisards ont été creusés entre le fossé et le pipeline, pour drainer le produit qui a été récupéré dans des puisards à l'aide d'une citerne à vide. Grâce à ces moyens, environ 2,4 m³ de produit ont été récupérés sous forme liquide, laissant une perte nette de 0,6 m³. Les fouilles ont mis à jour un trou de 3 mm par 3 mm causé par une corrosion externe sous le revêtement en brai de houille. Une bride a été fixée sur le pipeline comme réparation provisoire et le remplacement de la section défectueuse a été programmé. La réparation provisoire a coûté 100 000 €, les travaux de nettoyage 120 000 € et ont duré trois mois et demi, l'élimination des terres contaminées 5 000 €, ce qui représente au total un montant de 225 000 €.

4.1.3.2. Corrosion interne

Incident 434:

Une fuite de pétrole brut provenant d'un pipeline a été détectée dans un terminal quand le personnel du pipeline a signalé du pétrole à la surface du sol. La fuite se situait sur une longueur de conduite de 24" reliant deux pipelines principaux. Toutefois, elle était hors service depuis 1986 date à laquelle l'un des deux pipelines avait été inerté. Un test annuel de pression de routine, effectué un jour auparavant, a vraisemblablement causé la défaillance d'un défaut de corrosion qui s'était formé depuis quelques temps. Dans la zone de la fuite, le pipeline reposait dans la nappe phréatique. Par conséquent, le pétrole ne pouvait pénétrer dans le sol. De ce fait, presque la totalité des 64 m³ du volume de la fuite a pu être récupérée par pompage, et 62,5 m³ ont été recueillis de cette façon. On a estimé que 0,5 m³ supplémentaires ont été évacués avec les terres contaminées, laissant environ 1 m³ dans le sol dans les limites du terminal. Environ 150 m² de terrain ont été touchés par cette pollution. Les travaux de réparation sur le pipeline ont duré une journée et ont coûté 120 000 €, les travaux de nettoyage 50 000 €, avec un coût supplémentaire de 200 000 € pour l'évacuation des terres contaminées, soit un montant total de 370 000 €.

4.1.4. Activité de tiers

Il y a eu deux incidents provoqués par des activités de tiers, l'un dans la catégorie accident et l'autre dans la catégorie dommages fortuits.

4.1.4.1. Dommage direct - Accident

Event 436:

Malgré la présence de balises, des fouilles ont été entreprises sans autorisation sur le tracé d'un pipeline de 8", et une tranchée a été creusée juste au dessus du pipeline. La lame a fait une entaille de 10 cm de long par 1 cm de large sur le dessus du pipeline. Le pipeline a immédiatement cédé, mais heureusement, le point

d'impact se situait à seulement 100 m en amont d'un clapet anti-retour. Le système automatique de protection en cas de fuite a immédiatement fonctionné et le pipeline a été arrêté, limitant ainsi la fuite à 15 m³ de carburéacteur. Toutefois, la fuite se situait dans une zone particulièrement sensible, dans l'enceinte d'un parc national. Sur la totalité de la fuite, 7 m³ ont été récupérés laissant une perte nette de 8 m³ dans le sol et dans la nappe phréatique. La zone de contamination au sol s'étendait sur 1 000 m². Le pipeline a été réparé et remis en service en une journée. Ceci a coûté 200 000 €, les premiers travaux de nettoyage 1 850 000 €, l'élimination des terres polluées 406 000 €, faisant un montant total de 2 456 000 €. Cependant, d'ultimes travaux de nettoyage restent encore à faire, et ce programme de dépollution doit être approuvé par les autorités. Il a été proposé d'utiliser un système de skimmer et de "bio-sparging" pour récupérer le produit dans la nappe phréatique et de poursuivre l'enlèvement des terres contaminées.

4.1.4.2. Dommage direct – Malveillance

Il n'y a eu aucun incident de cette catégorie en 2005.

4.1.4.3. Dommage Direct – Fortuit

Event 437:

Un propriétaire terrien a remarqué du produit dans un pré et l'a signalé à l'opérateur du pipeline. Le pipeline a été isolé et dégagé, on a alors découvert qu'un drain avait été installée en travers au dessus du pipeline. La machine qui avait servi à l'installation de ce drain avait fait une encoche dans le pipeline dans laquelle s'était développée une fissure d'environ 800 mm de long. On a évalué le volume de la fuite à seulement 0,45 m³. Normalement, cet incident n'aurait pas dû être inclus dans les statistiques du CONCAWE mais dans ce cas précis, l'impact sur l'environnement a été considérable. En raison du haut niveau de la nappe phréatique, les eaux de surface et le sol ont été touchées et environ 3 000 m² de terres ont été contaminées. 1 600 tonnes de terres ont été évacuées, 300 tonnes d'eau enlevées et 4 400 m³ supplémentaires d'eau ont été traitées à l'aide d'un séparateur produit/eau. Toute trace de produit a ainsi été supprimée. Les travaux de réparation sur les pipelines ont durés 35 heures et coûtés 120 000 €, les opérations de nettoyage ont durés 80 jours et coûtés 170 000 €.

4.2. 2001-2005 REVUE DE L'ENSEMBLE DES FUITES

L'année 2005 a été à peine meilleure que la moyenne concernant les fuites avec onze fuites signalées comparé à la moyenne de 12,5 par an depuis le début de l'étude du CONCAWE et de 11,5 sur la période quinquennale de 2001 à 2005.

Le tableau 2 présente la performance en terme de fuites pour la période quinquennale de 2001 à 2005. Sur les 57 fuites signalées pendant cette période, 54 ont causé une pollution de l'environnement temporaire, 10 fuites ont touché les eaux de surface et 9 fuites ont eu des conséquences sur la nappe phréatique, mais une seule fuite a touché les réserves d'eau potable.

En termes de volume de fuites, l'année 2005 a été sensiblement meilleure que la moyenne pour la période de 2001 à 2005, avec au total un volume de fuite brut de 511 m³ (1 363 m³ en moyenne pour la période 2001-2005) et net de 105 m³ (457 m³ en moyenne pour la période 2001-2005). Il est toutefois à noter que le volume d'une fuite n'est pas connu. Le volume de fuite brut a été de 14,7 m³ pour 1 000 km (moyenne à long terme : 89 m³ pour 1 000 km) et représente 0,65 ppm du transport annuel. Comparé à la moyenne de ces cinq années, on a enregistré en 2005 plus de

fuites causées par des défaillances mécaniques ou opérationnelles mais moins de fuites causées par des tiers.

Bien que les données relatives aux coûts aient été indiquées pour la plupart des incidents, il ne nous est pas paru approprié d'en faire un traitement statistique. Les données concernant les coûts et tout particulièrement les coûts de traitement, sont des cas particuliers qui dépendent de la situation locale, de la topographie, de la géologie/hydrologie ainsi que de la législation locale. Les données ne sont pas toujours indiquées de manière complète, par ex. pour des raisons de confidentialité ou légales. De plus, les coûts de traitement peuvent s'étaler sur une longue période et ne sont pas toujours très bien connus pour les fuites récentes. Tenter de tirer des conclusions statistiques en se basant sur de telles données serait vain et peut-être même erroné.

Tableau 2 Tableau comparatif des cinq années 2001 à 2005, par cause, volume et impact

		2001	2002	2003	2004	2005	2001_2005
Combined Length	km x 10 ³	34.9	34.8	35.4	34.6	34.9	34.9
Combined Throughput	m ³ x 10 ⁶	708	724	817	847	789	
Combined traffic volume	m ³ x km x 10 ⁹	131	125	143	142	127	
Spillage incidents		15	14	12	5	11	57
MECHANICAL FAILURE							
Construction		2		1	2	2	7
Material		3	1		1	3	8
OPERATIONAL							
System						2	2
Human							
CORROSION							
External		2	5	1		1	9
Internal		1				1	2
Stress corrosion cracking			1				1
NATURAL HAZARD							
Subsidence							
Flooding							
Other			1				1
THIRD PARTY ACTIVITY							
Accidental		3	4	4	2	1	14
Malicious		4	1	4			9
Incidental			1	2		1	4
Volume spilled	m ³				*	*	Average
Gross spillage		1150	2185	2834	138	554	1372
Net loss		180	318	1309	26	105	388
Average gross loss / incident		77	156	236	34	55	120
Average net loss / incident		12	23	109	7	10	34
Average gross loss/1000 km		33	63	80	4	16	`
Average net loss/1000 km		5	9	37	1	3	11
Gross spillage per cause							
Mechanical failure		853	10	30	48	427	273
Operational		0	0	0	0	45	9
Corrosion		113	493	2	0	67	135
Natural hazard		0	250	0	0	0	50
Third party activity		184	1432	2802	90	15	905
Net loss distribution (No of incidents)							
< 10		11	7	4	3	2	27
11 -100		4	6	7	1	7	25
101- 1000			1			1	2
> 1000 m ³				1			1
Environmental impact							
NONE			2			1	3
SOIL							
< 1000 m ²		13	5	10	1	5	34
> 1000 m ²		2	7	2	4	5	20
WATER BODIES							
Surface Water			3	4		3	10
Groundwater		1		1	1	6	9
POTABLE WATER							
		1		1			2

* Volume from one spillage incident not reported

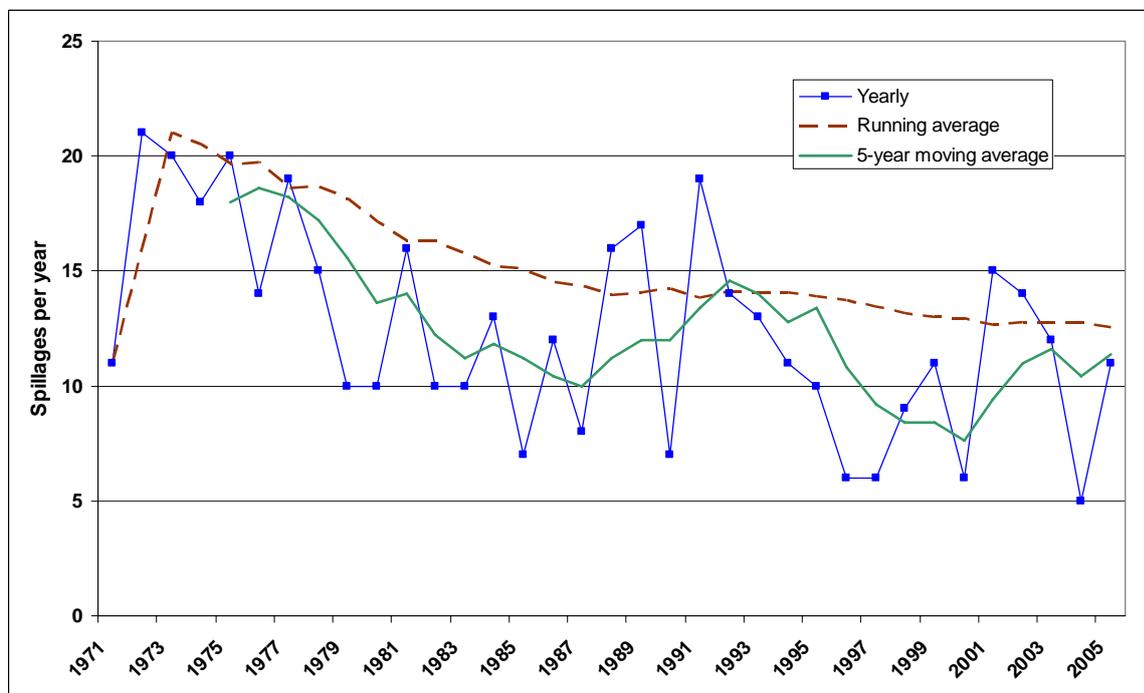
5. ANALYSE HISTORIQUE DES FUITES DE 1971-2005

5.1. NOMBRE ET FREQUENCE

Sur la période de 35 ans que couvre cette étude, il y a eu 436 incidents de fuites, soit une moyenne de 12,5 fuites par an, dont 67 sont survenus sur des pipelines transportant des produits "chauds", ce qui représente une très forte proportion si l'on considère la part qu'occupe ce type de pipelines sur l'ensemble de l'inventaire.

La **Figure 4** indique le nombre de fuites par an pour l'ensemble des pipelines et les tendances de la moyenne courante et de la moyenne sur 5 ans pour la période de 35 années depuis 1971. On remarque une nette tendance à la baisse sur le long terme qui témoigne de l'amélioration apportée par les industriels au contrôle de l'intégrité des pipelines. La moyenne courante globale a diminué en passant de 18 fuites par an dans le début des années 70 à 12,5 en 2005. Les augmentations de la moyenne mobile à la fin des années 80 jusqu'au début des années 90 et à nouveau au début des années 2000 est liée en partie aux rajouts de pipelines dans l'inventaire. Le plus grand nombre de fuites annuelles a été enregistré en 1972 avec 21 fuites et le plus petit en 2004 avec seulement 5 fuites.

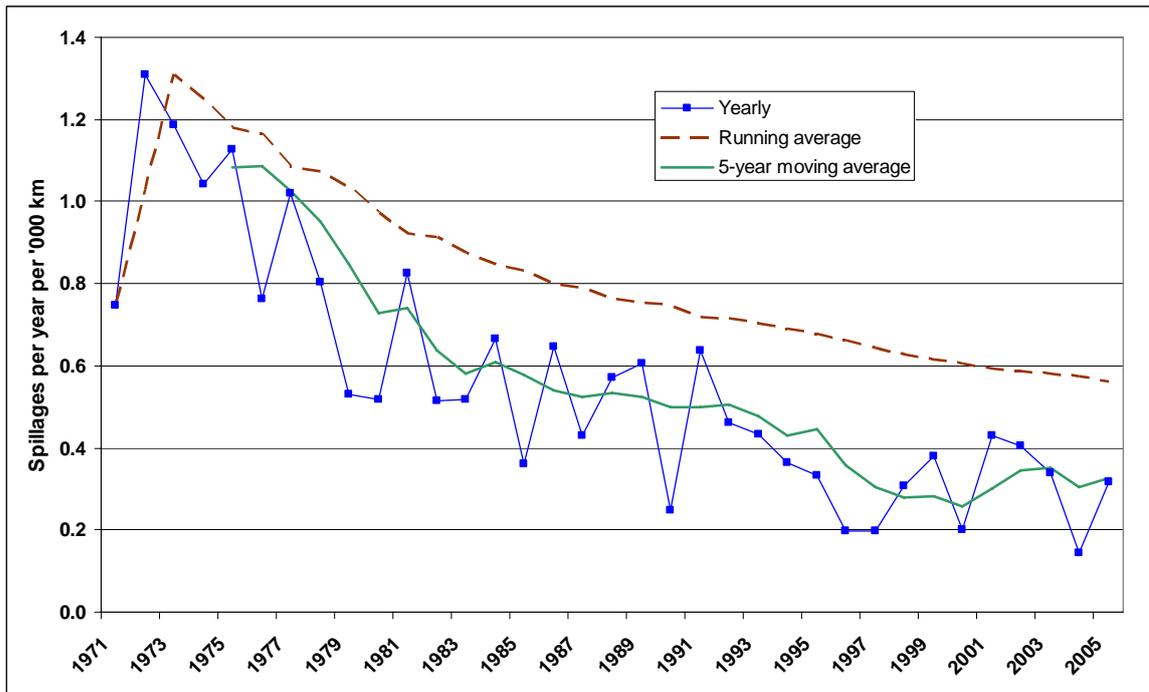
Figure 4 Tendence du nombre annuel de fuites sur 35 années (tous pipelines confondus)



Les importants changements intervenus dans l'inventaire suivi par le CONCAWE au cours des années rendent évidemment difficile l'interprétation des valeurs absolues. La fréquence des fuites, c'est à dire le nombre de fuites par unité de longueur de pipeline est donc une meilleure mesure. La **Figure 5** indique les mêmes données que la Figure 4, exprimées maintenant en nombre de fuites pour 1 000 km de pipeline et la tendance régulière à la baisse apparait plus nettement. La moyenne

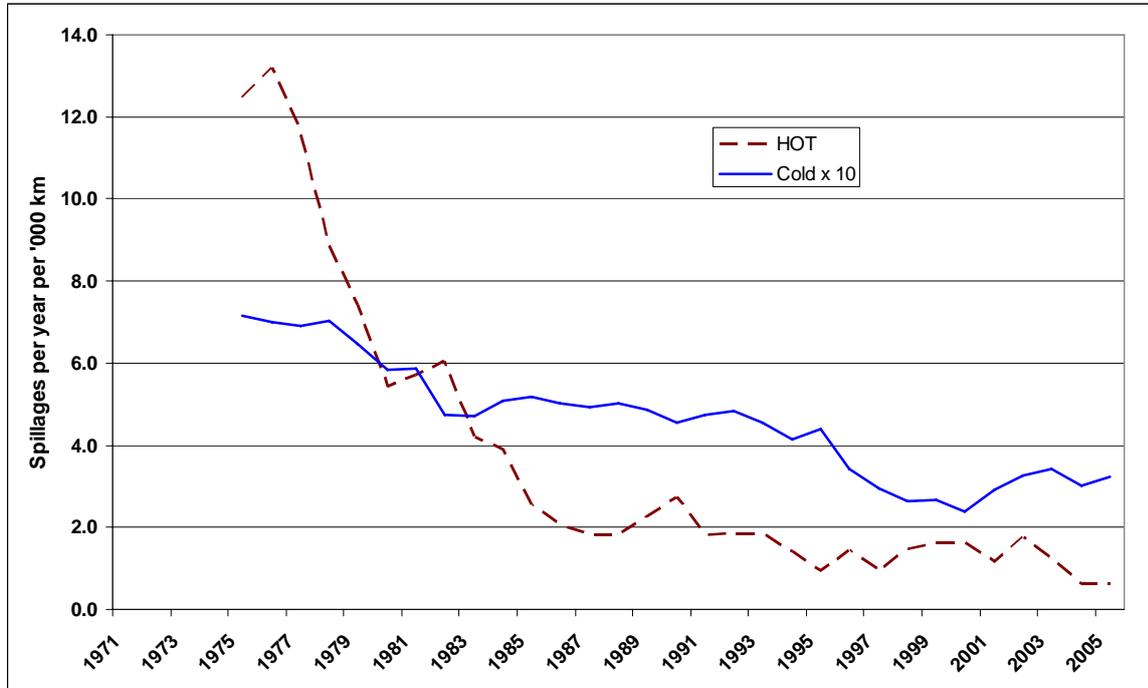
mobile de la fréquence sur 5 ans a été réduite, passant d'environ 1,1 au milieu des années 70 à environ 0,3 fuites par an et pour 1 000 km de pipeline aujourd'hui.

Figure 5 Tendence de la fréquence des fuites (tous pipelines confondus) sur 35 ans



Les chiffres globaux masquent la faible performance des pipelines produits “chauds” (liée aux problèmes de corrosion, voir **section 5.1**) plus particulièrement au début de la période. Ceci est illustré sur la **Figure 6** qui compare la fréquence des fuites pour les pipelines produits chauds et froids.

Figure 6 Moyenne mobile de la fréquence des fuites (pipelines produits chauds et froids) sur 35 ans

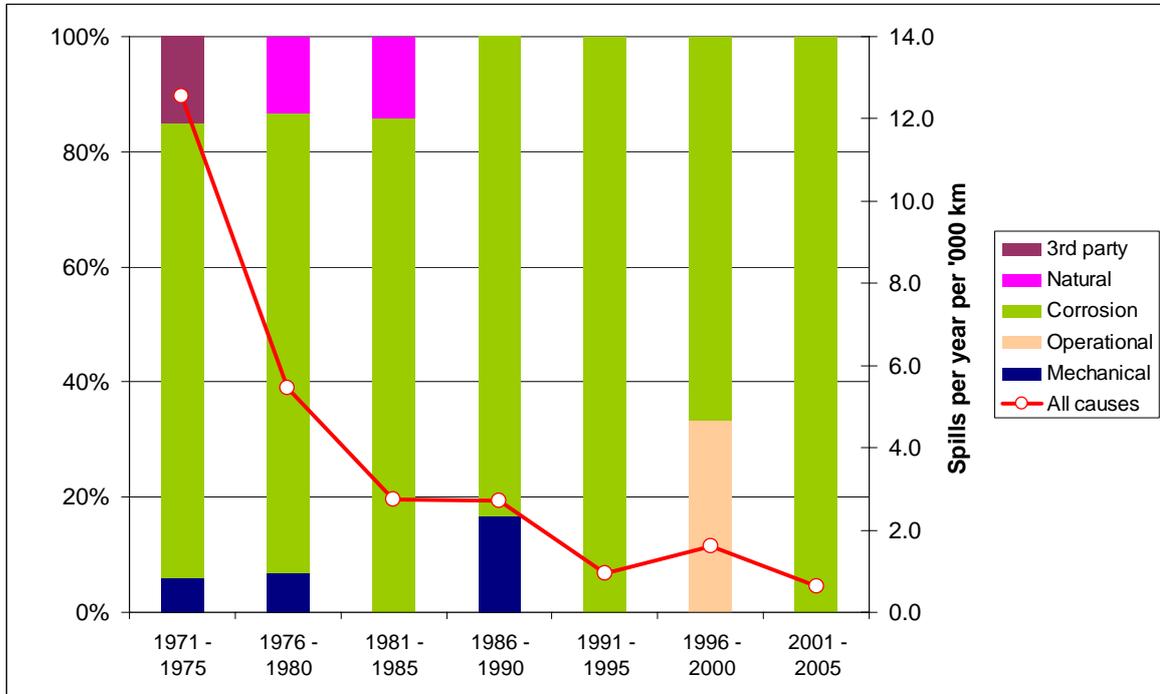


Manifestement, les pipelines de produits chauds et froids se sont comportés de façons totalement différentes. Les **Figures 7 & 8** montrent l'évolution de la fréquence des fuites pour les pipelines produits chauds et froids respectivement, sur des périodes de 5 ans, décomposée maintenant en cause principale de fuite.

La fréquence des fuites sur les pipelines produits "chauds" est à la base, beaucoup plus élevée que pour les pipelines produits "froids", avec une forte proportion de défaillances dues à la corrosion. Dans les années 70 et au début des années 80, en raison de défauts de conception et de construction, plusieurs pipelines produits "chauds" ont rencontré des défaillances répétées causées par une corrosion externe et ont été mis hors service ou reconvertis dans le transport de produits raffinés "froids". Ces actions ont largement contribué à l'amélioration de la performance qui a été remarquable. Récemment, la fréquence des fuites pour les pipelines produits "chauds" était encore à peu près comparable à ce qui avait été réalisé dans le passé par les pipelines de produits finis en 1971-75. On notera que les données statistiques sont devenues moins significatives ces dernières années en raison du petit nombre de pipelines produits "chauds" qui a régulièrement diminué dans l'inventaire. Une seule fuite due à la corrosion nous a été signalée sur la période 2001-2005 sur la longueur totale de pipelines chauds maintenant restreinte.

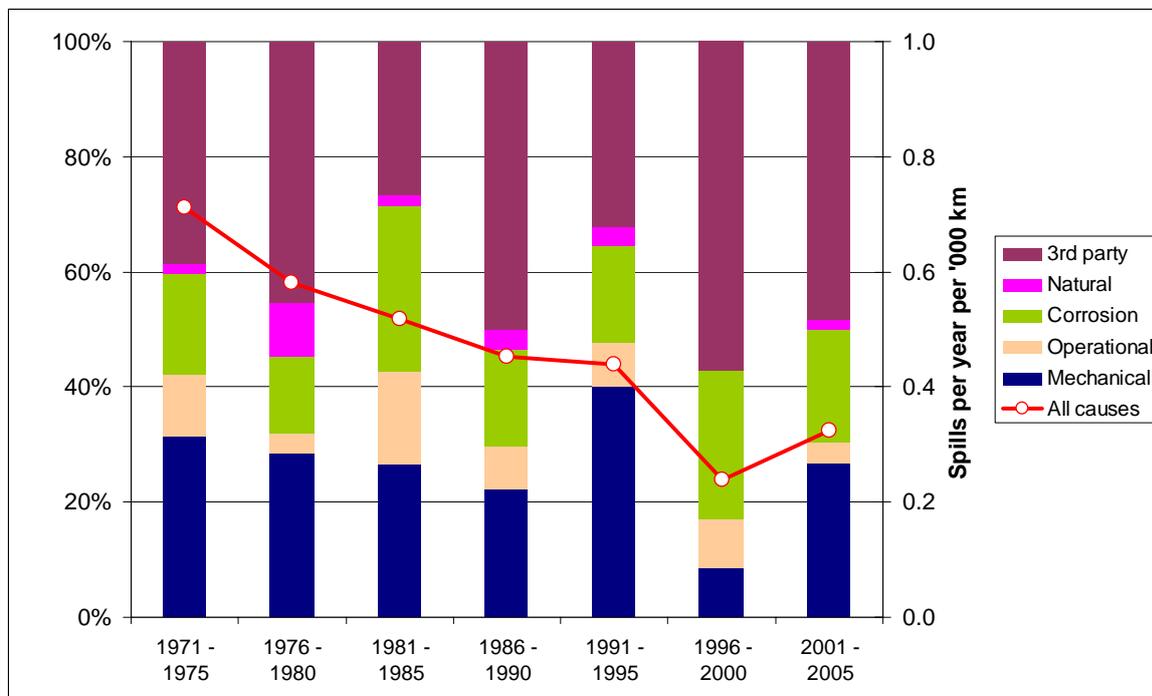
Si l'on exclut les données relatives aux pipelines produits "chauds", les pipelines produits froids montrent une tendance à l'amélioration plus lente. Toutefois, la fréquence des fuites a diminué de deux tiers au cours des 35 dernières années. Cette est la meilleure représentation de l'amélioration de la performance réalisée par les opérateurs de l'ensemble du système de pipelines.

Figure 7 Fréquence de fuites des pipelines produits chauds par causes



En dépit des fluctuations, l'analyse par causes (**Figure 8**) montre que la corrosion, en ce qui concerne les pipelines produits froids, est une cause de défaillance beaucoup moins courante. On note une légère diminution de toutes les causes sauf l'activité de tiers qui a légèrement augmenté et qui représente la cause la plus importante des fuites. On trouvera une analyse plus complète des causes dans la **section 6**.

Figure 8 Fréquence de fuites des pipelines produits froids, par causes



5.2. VOLUMES DE FUITES

5.2.1. Volume des fuites total annuel

La **Figure 9** montre le volume brut des fuites sur la totalité de la période, année par année et en termes de moyenne courante et mobile sur 5 ans. Les mêmes données sont montrées pour 1 000 km de pipelines dans la **Figure 10** et en fonction du débit dans la **Figure 11**. Même s'il y a des variations très importantes d'une année à l'autre, dûes principalement à quelques très grosses fuites survenues de manière aléatoire au fil des années, la tendance à long terme est nettement à la baisse. Au cours des 5 dernières années, le volume de fuite brut des pipelines a atteint la moyenne de 2 parts par million (ppm), ou 0,0002%, du volume de produit transporté.

Figure 9 Volume de fuites brut

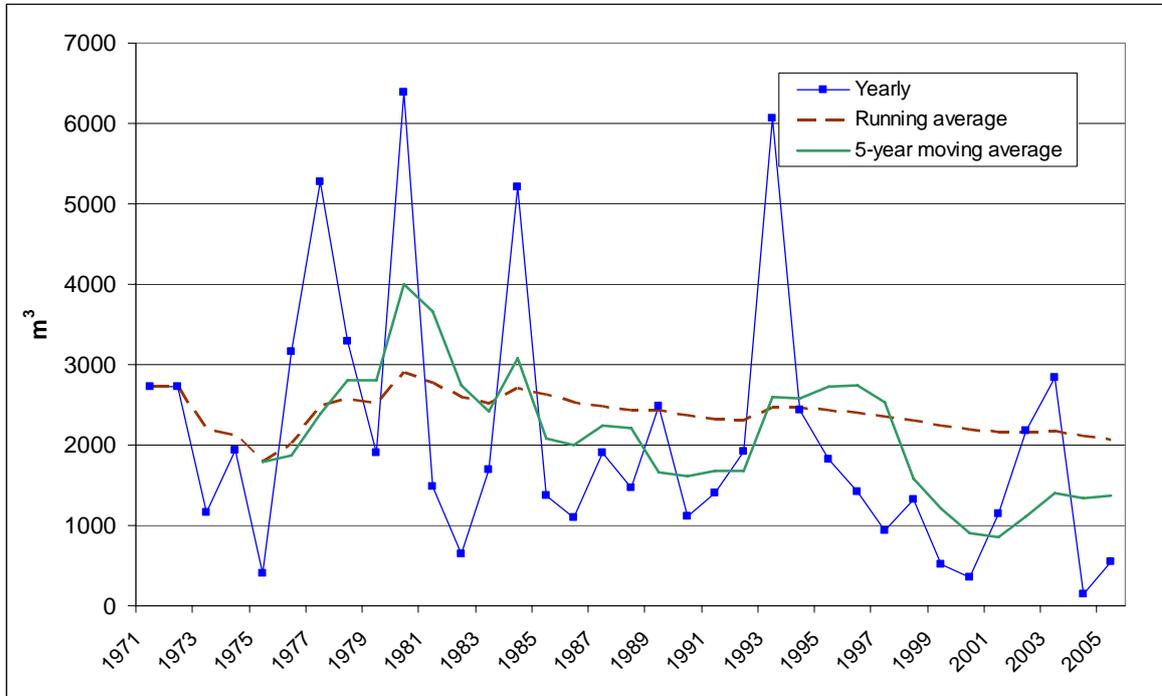


Figure 10 Volume de fuites brut pour 1 000 km

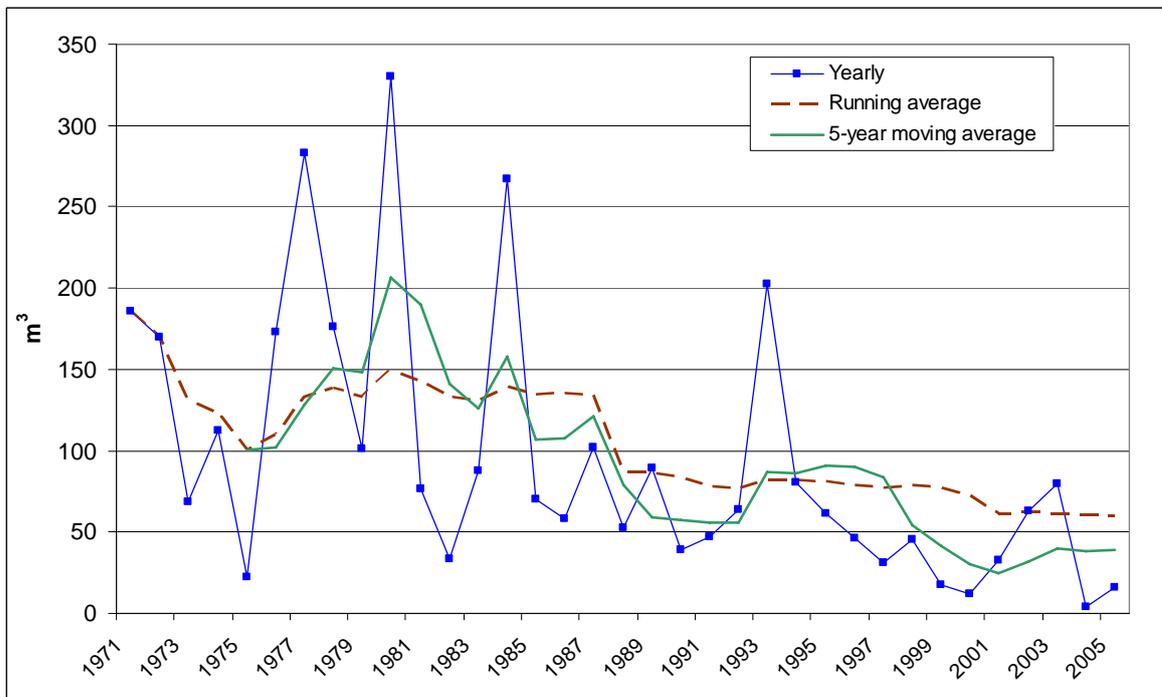
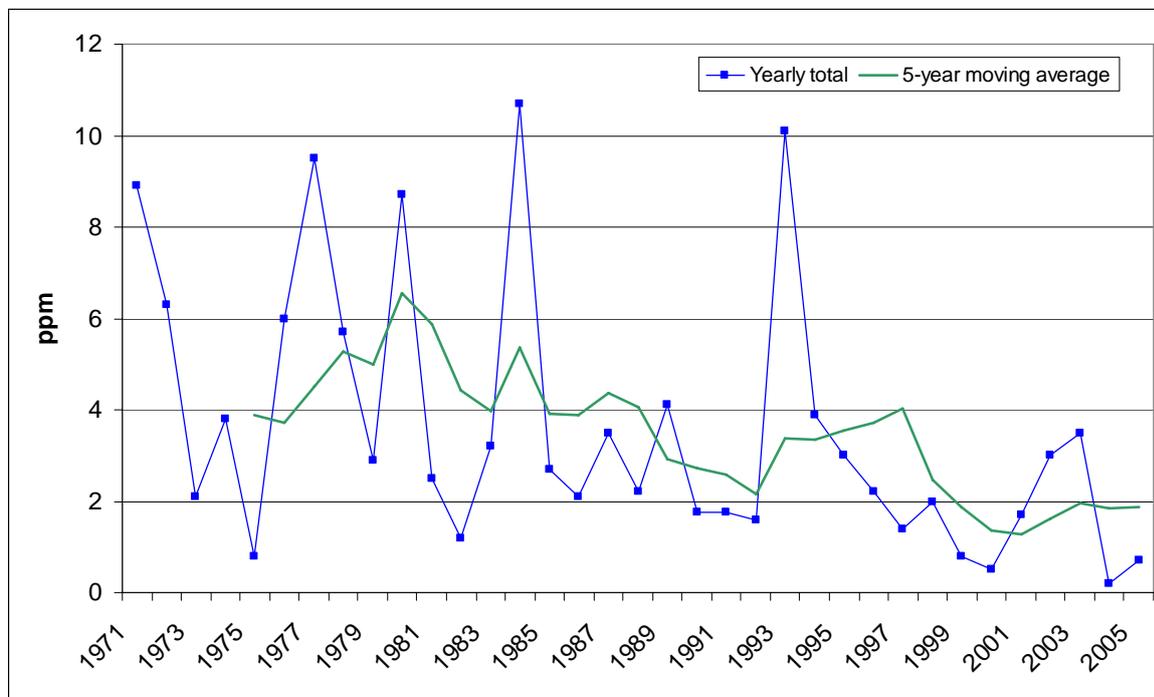
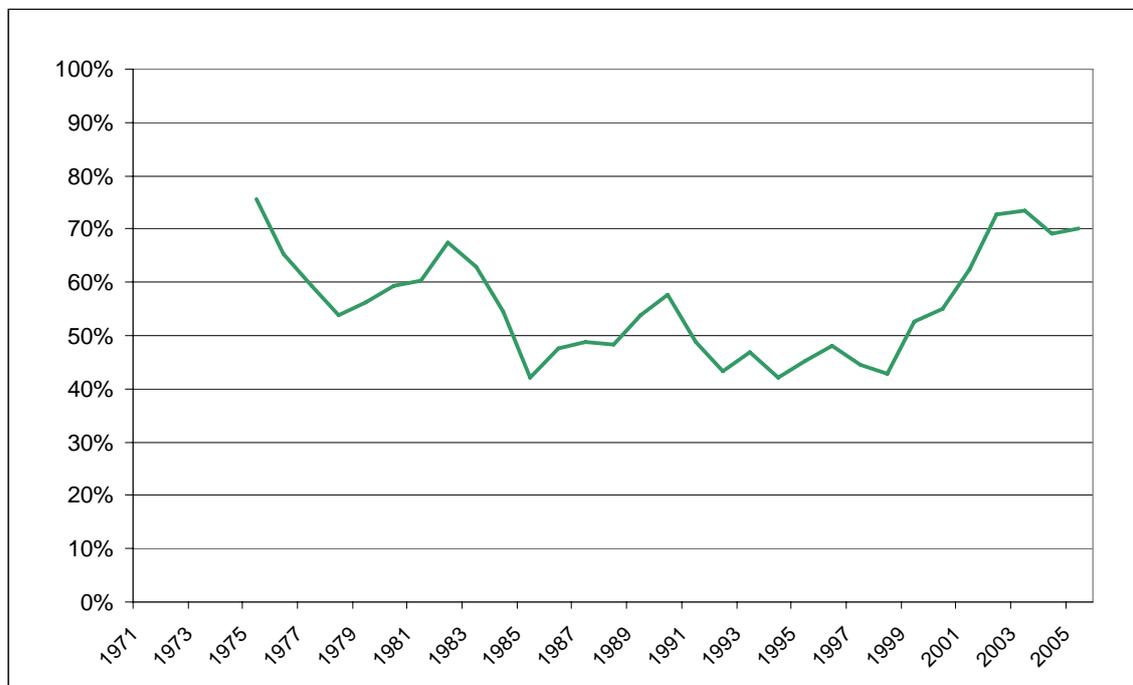


Figure 11 Volume de fuites brut annuel en fonction du débit



On pourrait s'attendre à ce que la tendance de l'écart entre le volume annuel de fuites brut et net, c'est à dire le volume de fuite récupéré, indique le degré d'amélioration de la performance des opérations de nettoyage. Dans la pratique, ce n'est pas aussi évident. D'abord, l'enlèvement maximal du pétrole déversé (qui est biodégradable) en procédant par excavation, n'est pas forcément la réponse la mieux adaptée pour minimiser les dommages sur l'environnement et on le comprend mieux aujourd'hui qu'il y a quelques années. L'autre facteur à prendre en compte est que la croissance de l'inventaire des pipelines concerne essentiellement les pipelines de produits finis et on peut supposer que des techniques de dépollution moins agressives pour des produits blancs que pour du gasoil ou du brut sont justifiées pour atteindre une norme de dépollution visuelle et environnementale donnée. L'évolution des pourcentages de dépollution annuels représentée dans la **Figure 12** n'indique aucune tendance significative. Sur l'ensemble de la période, la moyenne du volume de fuite récupéré est de 56%, ce qui fait en moyenne une perte nette dans l'environnement de 73 m³ par fuite.

Figure 12 Récupération des fuites d'hydrocarbures



5.2.2. Volume de fuite par incident

Le volume de produit déversé mesure la gravité d'un l'incident. La **Figure 13** montre qu'au delà des importantes variations d'une année à l'autre, aucune tendance nette ne se dessine sur le long terme en ce qui concerne la moyenne des tailles de fuites par incident. Autrement dit, la diminution progressive du volume des fuites annuel total est plus liée à la réduction du nombre d'incidents qu'au niveau de gravité. Ceci est dû en partie aux différentes causes de fuites qui changent au fil des années, par ex. la proportion de fuites causées par la corrosion, qui en moyenne est moins importante, a diminué par rapport aux fuites causées par des tiers qui elles, sont parmi les plus nombreuses (voir **Figure 14**).

La valeur annuelle moyenne pour les 5 dernières années a invariablement été autour de 100 m³ par fuite comparé à la moyenne de 166 m³ par fuite pour le long terme. Il reste à voir si cette amélioration va se poursuivre, mais on peut supposer que les progrès dans le domaine de la surveillance des pipelines et la généralisation de l'utilisation des systèmes automatiques de détection de fuites conduiront à une diminution de la taille des fuites. Nous ne disposons pas de données suffisantes pour établir une quelconque tendance en ce qui concerne la vitesse de détection ni même de réaction pour stopper des fuites.

La **Figure 14** montre la taille moyenne des fuites pour chaque catégorie de causes. En moyenne, les fuites les plus importantes ont été causées par des défaillances mécaniques, des activités de tiers et des risques naturels alors que des problèmes d'ordre opérationnel et de corrosion ont provoqué des fuites de moindre importance. En règle générale et en moyenne, les trois catégories regroupant "les fuites les plus importantes" entraînent des fuites qui sont deux fois plus importantes que les deux catégories regroupant les "fuites les plus petites".

Figure 13 Moyenne annuelle des volumes bruts de fuites par incident

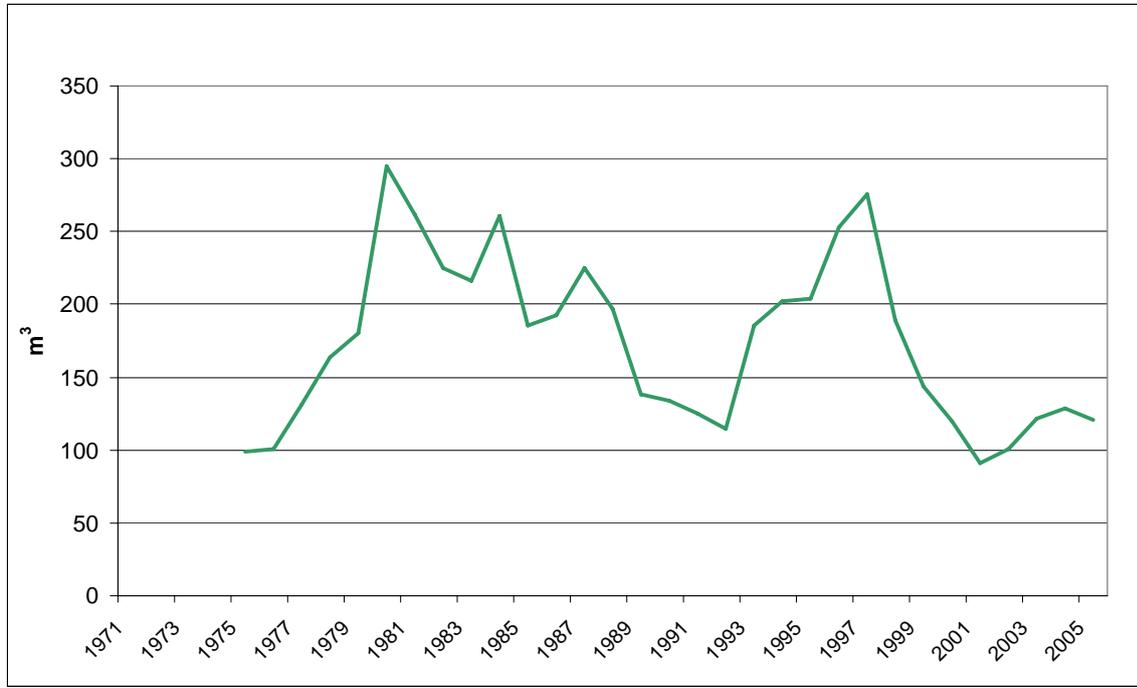
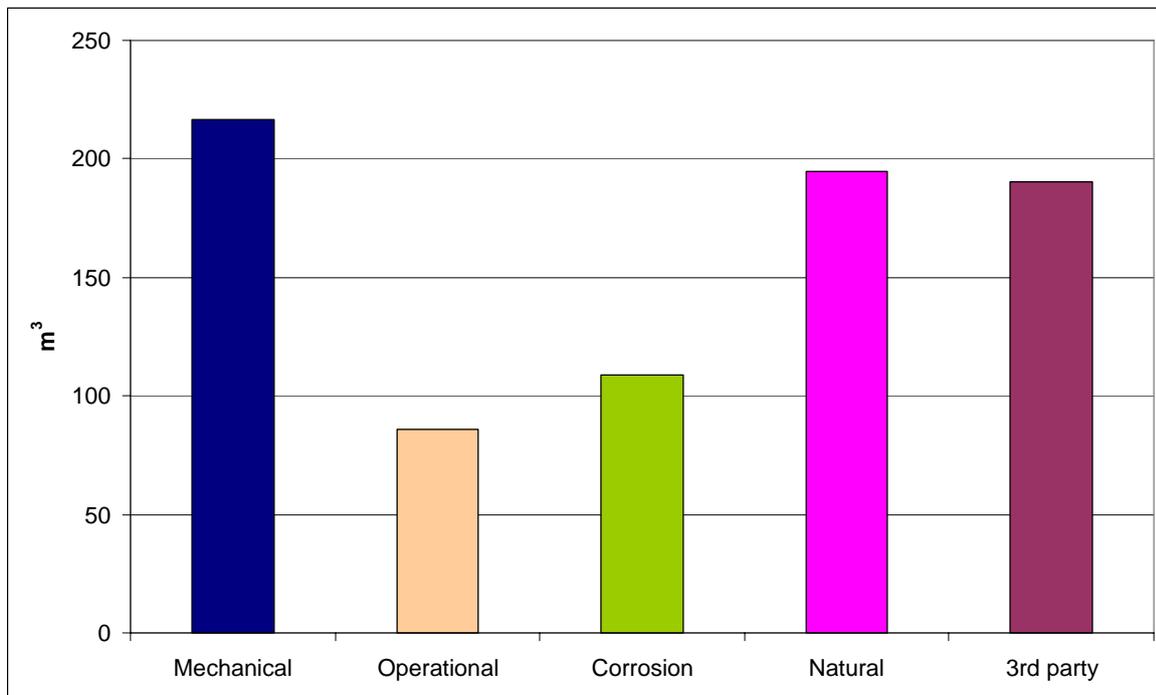
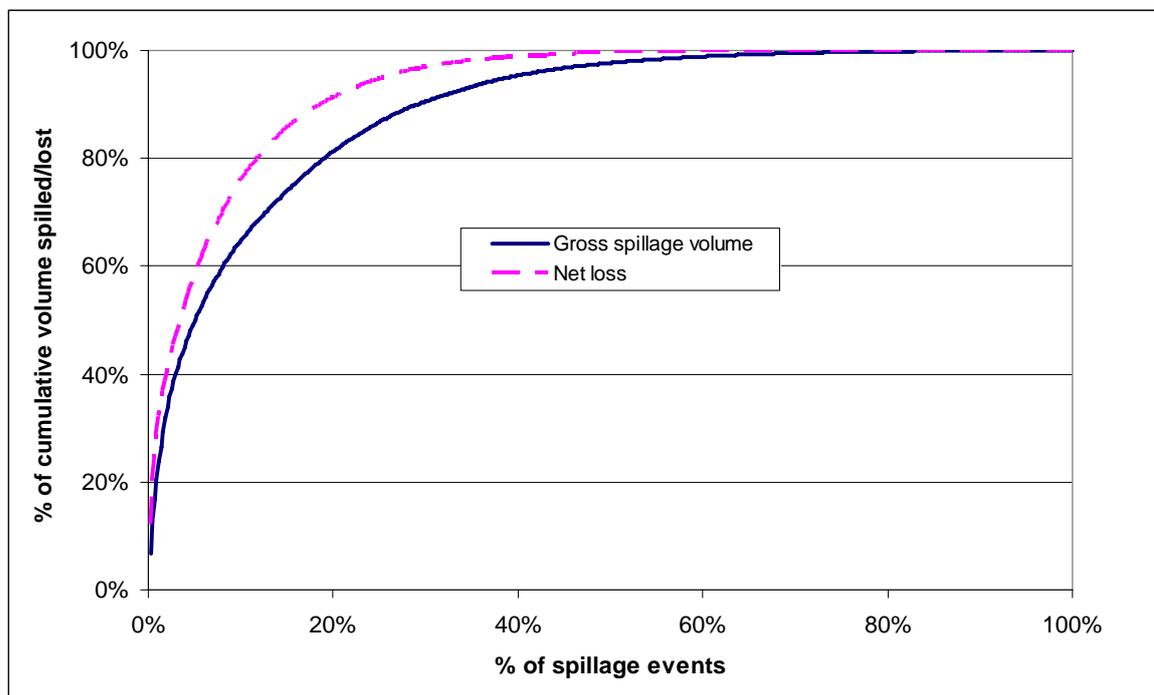


Figure 14 Moyenne des volumes bruts de fuites par incident et par cause sur 35 ans



La Figure 15 montre la répartition des fuites par taille, faisant apparaître que moins de 20% de l'ensemble des fuites représente 80% du volume de fuite cumulé. Manifestement, la majorité des fuites signalées dans la base de données du CONCAWE étaient si petites qu'elles n'ont eu qu'un impact limité et localisé. Ceci souligne également l'importance de prendre en considération la "taille limite de fuite" avant de comparer des ensembles de données provenant de différentes sources.

Figure 15 Répartition des fuites par taille, volumes nets et bruts (sur 35 ans)



5.3. TAILLE DES BRECHES

Les définitions suivantes ont été arbitrairement choisies pour classer les brèches en fonction de leur taille.

- Trou d'épingle = moins de 2 mm x 2 mm,
- Fissure = 2 à 75 mm de longueur x 10% de largeur max,
- Brèche = 2 à 75 mm de longueur x 10% de largeur min,
- Déchirure = 75 to 1000 mm de longueur x 10% de largeur max,
- Rupture = >75 mm de longueur x 10% de largeur min.

Sur 436 fuites de pipelines, on ne dispose de données sur la taille des brèches que pour 193 d'entre elles (40%). Les statistiques correspondantes sont indiquées dans le **tableau 3**.

Tableau 3 Répartition des fuites par taille des brèches

	Pinhole	Fissure	Hole	Split	Rupture	Overall
Number	22 11%	26 13%	74 38%	27 14%	44 23%	193 100%
Surface area mm ²						
Average	0.8	43	460	8,419	128,405	30,634
min	0.01	0.5	2	16	1,600	
Max	1	350	3600	81,000	3,150,000	
Average Gross spillage volume m ³	65	274	97	130	284	164
Spillage volume / Hole area m ³ /mm ²	84	6.4	0.21	0.015	0.002	0.005
Hole cause category						
Mech. Failure	9%	27%	12%	26%	11%	16%
Operational	0%	4%	1%	11%	5%	4%
Corrosion	77%	27%	28%	33%	10%	30%
Natural hazard	5%	4%	0%	7%	2%	3%
Third party	9%	38%	58%	22%	74%	48%
Hole type by cause category						
Mech. Failure	7%	23%	30%	23%	17%	100%
Operational	0%	14%	14%	43%	29%	100%
Corrosion	29%	12%	36%	16%	7%	100%
Natural hazard	20%	20%	0%	40%	20%	100%
Third party	2%	11%	46%	6%	34%	100%

Comme on pouvait le prévoir, les trous d'épingles sont à l'origine des fuites les plus petites et les ruptures à l'origine des fuites les plus importantes. Pour les trois autres catégories, d'autres facteurs nettement plus importants jouent un rôle déterminant sur les conséquences de la fuite.

Les trous d'épingles sont presque toujours causés par de la corrosion. Les incidents mécaniques sont souvent à l'origine des ruptures alors que les incidents d'ordre opérationnel et les risques naturels ont tendance à provoquer un maximum de déchirures. Sinon, les types de brèche suivent les mêmes schémas que les causes.

Ce sont les incidents d'ordre mécanique, opérationnel et dûs aux risques naturels qui provoquent généralement les brèches les plus importantes alors que les incidents causés par des activités de tiers sont à l'origine de brèches également réparties dans les différentes catégories de taille, la corrosion étant quant à elle, une cause prépondérante pour les brèches de petite taille.

On pourrait supposer que plus la brèche est importante, plus le volume de fuite est en moyenne important lui aussi, à condition que le pipeline soit en phase de pompage c'est à dire dans un état non statique au moment de l'incident. Les deux raisons assez évidentes sont que les volumes de fuites les plus importants sortent des brèches les plus grandes, et la taille de la brèche est, dans une certaine mesure, liée au diamètre du pipeline qui à son tour détermine le débit potentiel de fuite. Cependant, il y a plusieurs autres facteurs pouvant agir, qui sont la pression dans le pipeline, la durée entre le début de la fuite, le moment où elle est détectée et celui où le pipeline est isolé, ainsi que le volume dans le pipeline susceptible de continuer à fuir après l'isolement. Le tableau ci-dessus montre qu'il y a effectivement une faible relation entre la taille moyenne brute d'une fuite et la taille du trou.

5.4. IMPACT ENVIRONNEMENTAL

5.4.1. Emplacement des fuites

Une distinction est faite entre les défaillances qui se produisent sur le pipeline lui-même et celles qui ont lieu dans des stations de pompage, une indication sur le type de terrain (agricole, industrielle...) étant également enregistrée. Nous constatons, sans surprise, que la plupart des incidents se produisent sur les pipelines proprement dits (86%) soit au total, 363 fuites.

Tableau 4 Emplacement des incidents de fuites

	Pipeline		Pump station / manifold	
	Number	%	Number	%
Commercial/Industrial	69	24%	52	78%
Residential	15	5%	2	3%
Agricultural	198	69%	13	19%
Forest/Mountain	5	2%	0	0%
Surface water	0	0%	0	0%
Sub-total	287		67	
Unspecified	76		6	
Total	363		73	

Bien que nous ne disposions d'aucune statistique concernant la longueur de pipelines présents pour chaque type de terrain, il apparaît clairement que les fuites dans des zones commerciales et industrielles sont beaucoup plus nombreuses qu'on aurait pu le supposer, si on ne tient compte que de la longueur de pipeline posée sur ces zones. Apparemment, la vulnérabilité des pipelines est sensiblement accrue dans ces zones et dans une très large proportion (10 fois plus comparé aux autres zones). L'ensemble des fuites dans les stations de pompage se produisent dans des zones industrielles simplement par ce que leur lieu d'implantation est généralement classé comme tel.

5.4.2. Zone de terrain pollué

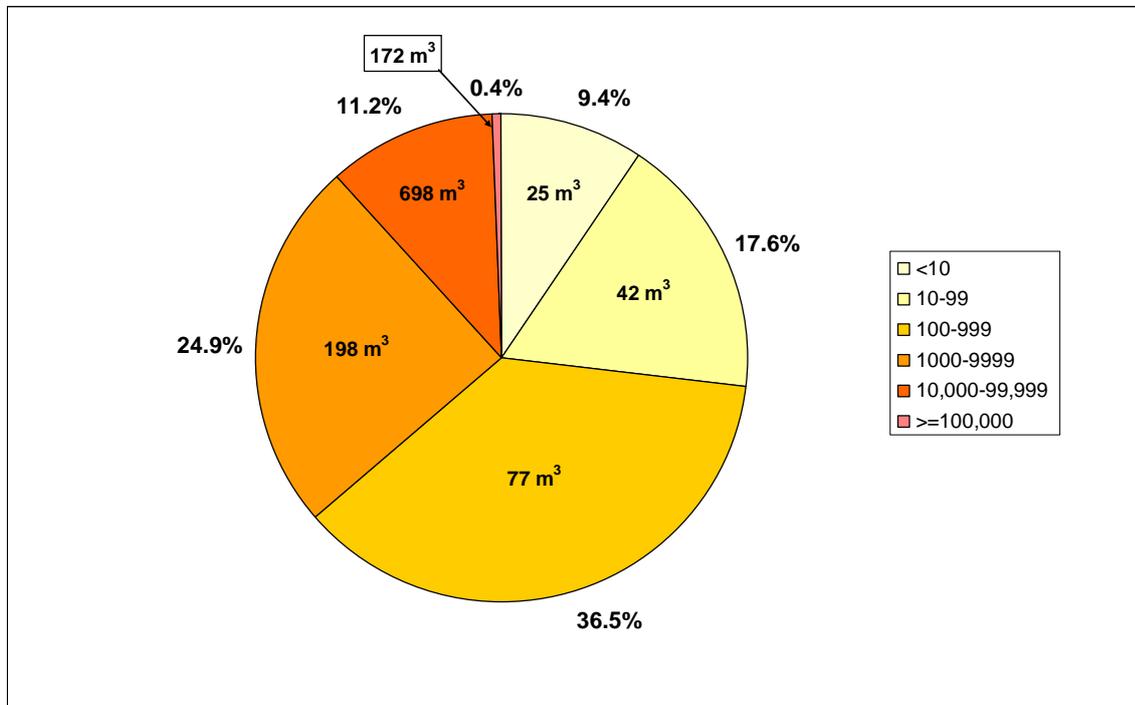
Dans l'actuel questionnaire du CONCAWE sur les performances, utilisé depuis 1983 et à peine modifié depuis, il est demandé que la surface au sol (m²) affectée par la fuite soit précisée. Avant cette date, ce type de donnée n'était que rarement fourni. Sur les 436 fuites signalées, nous disposons de données relatives à la zone pour 232 d'entre elles (53%). Pour ces incidents, les pourcentages dans chaque catégorie de zone sont indiqués sur la **Figure 16** de même que la taille moyenne de la fuite pour chaque catégorie.

Si on exclut la fuite qui a touché plus de 100 000 m² et pour laquelle le volume de la fuite brut était relativement modeste, on constate qu'il y a une relation directe entre la taille de la fuite et la zone affectée. Plus les volumes de fuites sont grands, plus les zones affectées sont grandes.

Toutefois, cette relation est dans une certaine mesure fortuite. De petits volumes de fuites peuvent contaminer de très larges zones de terrain et ce, de deux façons. De fines gouttelettes projetées en hauteur peuvent aller s'épandre aux alentours

portées par le vent. Ce phénomène a tendance à se produire plus couramment pour les fuites les plus petites. D'autres petites fuites peuvent s'épandre sur de plus larges zones, dispersées via les nappes phréatiques ou le courant pour les eaux de surface. C'est par ces processus que de petits volumes de fuites peuvent venir affecter de très larges zones de terrain. Inversement, de très grosses fuites, particulièrement celles qui se produisent sur une période longue dans le temps et qui se situent sur le quart inférieur du pipeline, peuvent avoir touché principalement des zones souterraines et n'avoir qu'un effet très relatif en surface. Des sols poreux ainsi que des conditions climatiques associant chaleur et aridité peuvent également limiter les effets en surface.

Figure 16 Surface au sol (m²) touchée par les fuites (% nombre de fuites signalées)



5.4.3. Impact sur les eaux

Les rapports sur les fuites donnent des indications sur les incidents à la suite desquels la pollution par des hydrocarbures de la nappe phréatique, des eaux souterraines et des cours d'eau en surface a eu des conséquences sur la fourniture de l'eau potable. Environ 14 fuites, soit 3,2% de la totalité, ont provoqué quelques effets. On suppose que ces effets ont tous été temporaires. Au cours des 5 dernières années, des impacts ont été relevés sur d'autres types d'eau. Dans les années 2001 à 2005, sur les 57 fuites signalées, 10 ont affecté des eaux de surface, 8 des eaux souterraines mais seulement deux ont touché la fourniture d'eau potable.

5.5. DETECTION DES FUITES

Les circonstances dans lesquelles une fuite a été détectée sont regroupées en neuf catégories (**Tableau 5**). Le schéma diffère pour les fuites survenues dans les stations de pompage de celles sur les pipelines.

La détection de fuites sur les pipelines est, le plus fréquemment, effectuée par des tiers passant à proximité et qui ont signalé des fuites (45%) en moyenne d'environ 60% de la taille moyenne. L'instrumentation des pipelines ainsi que les systèmes de contrôle et de mesures n'ont contribué à la détection que de seulement 28% des fuites.

Les moyens des compagnies de pipelines ont permis de détecter environ 84% des fuites sur les stations de pompage. Quand les tiers ont découvert des fuites, 16% du total, ces fuites étaient en général parmi les plus petites, probablement celles qui sont indétectables par instrumentation, du fait de leur taille.

Tableau 5 Détection des fuites

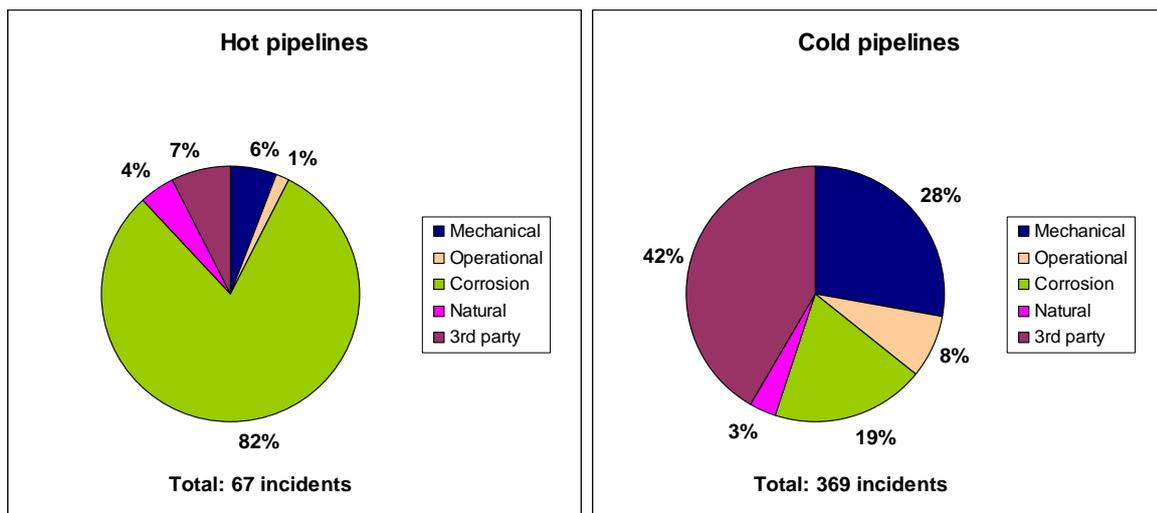
	Pipeline			Pump station / manifold		
	Number	%	Average gross spillage m ³	Number	%	Average gross spillage m ³
Right of way survey by p/l staff	32	9%	232	0	0%	0
Routine monitoring by p/l staff	69	19%	364	24	33%	111
Maintenance staff	17	5%	187	21	29%	33
Pressure testing	23	6%	129	1	1%	30
Automatic detection system	34	9%	167	10	14%	49
Third party	185	51%	127	17	23%	36
Pipeline internal inspection survey	3	1%	6	0	0%	0
Total	363		187	73		62

6. ANALYSE DETAILLEE DES CAUSES DE FUITES

Le CONCAWE classe les causes des fuites en 5 grandes catégories : la défaillance mécanique, opérationnelle, la corrosion, le risque naturel et l'activité de tiers, elles même divisées en sous-catégories. Les définitions se trouvent dans l'Annexe 1. Les rapports sur les fuites fournissent plus de détails sur les causes réelles et les circonstances de la défaillance et celles-ci sont analysées dans ce chapitre.

Comme on l'a déjà vu dans le chapitre 5, les causes principales de défaillance sont différentes selon qu'il s'agisse de pipelines produits "chauds" ou "froids", ceci étant illustré sur la Figure 17. Tandis que 82% des défaillances sur pipelines produits "chauds" sont liées à la corrosion pour seulement 19% pour les pipelines produits "froids", pour ces pipelines les causes de fuites les plus courantes sont les défaillances mécaniques et les activités de tiers.

Figure 17 Répartition des causes principales de fuites



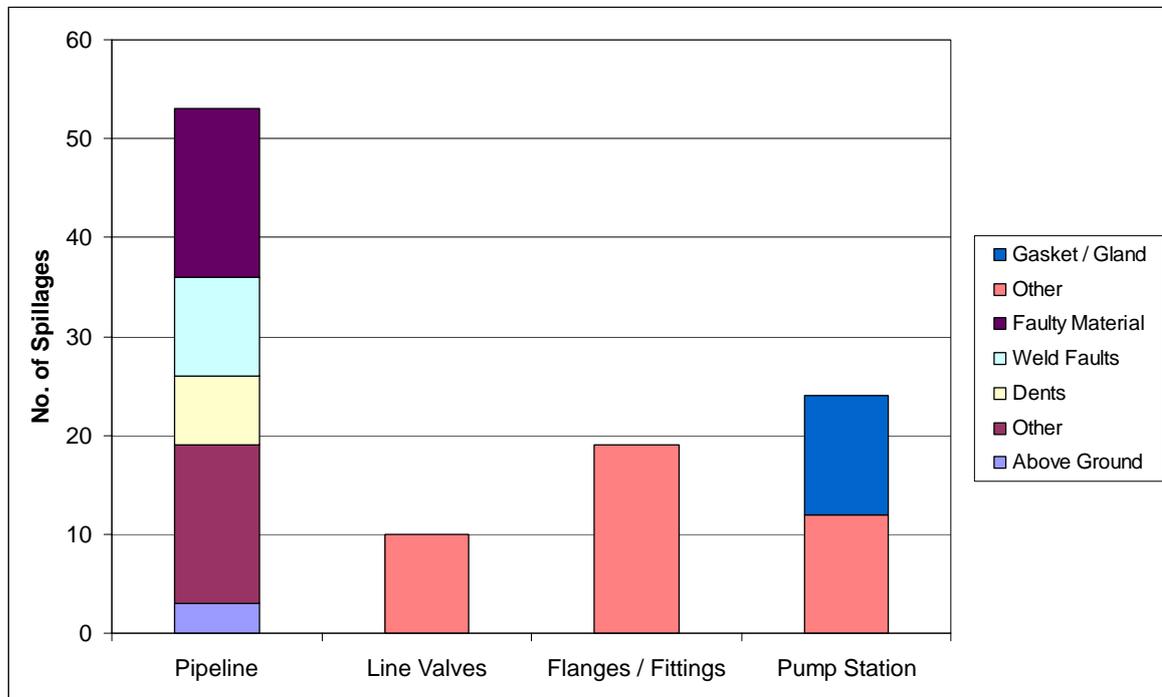
6.1. DEFAILLANCE MECANIQUE

On a dénombré 106 défaillances mécaniques, soit 24% environ du total des 436 fuites. Cela représente une moyenne de 3 fuites par an. 40 défaillances étaient dues à des défauts de construction et 66 à des défauts de matériaux.

Les causes de défaillances mécaniques les plus courantes sont illustrées dans la Figure 18.

Il faut noter que, par définition, les enfoncements à l'origine de la défaillance mécanique remontent nécessairement à la construction du pipeline. Les enfoncements faits ultérieurement et provoquant une éventuelle fuite sont classés dans la catégorie activité de tiers.

Figure 18 Causes des défaillances mécaniques



Bien que nous ne disposions pas de chiffre précis sur le sujet, l'élément le plus important du matériel en place pour un pipeline est de loin la partie souterraine du pipeline. Le fait que seulement 53 fuites sur 106 aient eu lieu dans ces parties souterraines montre que les éléments les plus vulnérables sont, d'un point de vue mécanique, les vannes, les joints et autres équipements ainsi que les stations de pompage. Ajouter des éléments apparemment utiles comme des vannes de sectionnement, des piquages pour l'instrumentation, des systèmes d'échantillonnage peut de ce fait avoir un impact potentiellement négatif sur la fréquence des fuites. Dans la mesure du possible, ces éléments vulnérables devraient être éliminés.

Rien n'indique une augmentation des défaillances mécaniques potentiellement liée à l'âge du pipeline, telles que des défaillances dues à la fatigue du métal pour des lignes utilisées près de leur limite élastique et soumises à des cycles de pression. Si de tels pipelines existent, ils ne représentent qu'une très faible proportion dans l'inventaire, et le fait qu'aucune fuite ne ce soit produite montre qu'aucun pipeline n'a encore atteint le stade où apparaissent des défaillances à répétition dues à l'âge.

6.2. OPERATIONNEL

Il y a eu 31 fuites dans cette catégorie (21 erreurs humaines et 10 défaillances système), c'est à dire un peu moins de 1 par an ou 7% de la totalité. Hormis leur propension à causer des fuites de moindre importance, aucune tendance générale ne se dessine.

6.3. CORROSION ET IMPACT DU VIEILLISSEMENT

On a dénombré 125 fuites dans cette catégorie soit 3,6 par an et 29% de la totalité. Cependant, comme on l'a constaté auparavant, 54 d'entre elles se sont produites sur les pipelines produits "chauds" les plus vulnérables et au cours des premières années. Pour les pipelines produits "froids" les causes de corrosion ne représentent que 19% de la totalité. Les incidents ont été subdivisés en deux catégories, la corrosion externe et la corrosion interne, et il y a dix ans, on a rajouté une catégorie supplémentaire pour la corrosion fissurante (SCC Stress Corrosion Cracking). Le nombre de fuites dans chaque sub-catégorie et la moyenne des volumes de fuites sont présentés dans le **Tableau 6**.

Tableau 6 Fuites dues à la corrosion

	Hot	Cold	All	Average spilled volume	
	Number			Gross	Net loss
	m ³				
External	53	46	99	76	179
Internal	1	21	22	179	546
SCC	0	4	4	546	151

SCC = Corrosion fissurante (Stress Corrosion Cracking)

La corrosion interne est moins courante que la corrosion externe. Environ 73% des incidents de corrosion interne sur les pipelines produits "froids" se produisent pendant le transport de pétrole brut bien que les pipelines de brut ne représentent que moins d'un tiers de l'inventaire des pipelines produits "froids". Ainsi, les pipelines de brut apparaissent comme étant beaucoup plus vulnérables à la corrosion interne que les pipelines de produits finis. Sur 22 cas déclarés, un seul pipeline a essuyé une fuite malgré l'utilisation d'un inhibiteur de corrosion, un n'a pas précisé, et les 20 autres n'ont pas eu recours à un inhibiteur.

Plus que toutes les autres causes, excepté la cause opérationnelle, la corrosion externe a provoqué les fuites de plus petite taille. Le chiffre est plus élevé pour la corrosion interne mais un seul et même incident de fuite de 2 000 m³ a fortement impacté ce chiffre.

Bien qu'il n'y ait eu jusqu'à présent que quatre fuites causées par la corrosion fissurante (y compris une classée initialement dans la catégorie corrosion externe), celles-ci ont été relativement importantes, probablement à cause des défaillances plus graves qu'entraîne ce type de corrosion.

Parmi toutes les combinaisons possibles associant les types de pipelines (type de produits transportés) et les catégories de corrosion, trois sont particulièrement utiles pour souligner des aspects spécifiques : corrosion externe et interne sur pipelines produits "froids", corrosion externe sur pipelines produits "chauds" et corrosion interne sur tous type de pipelines.

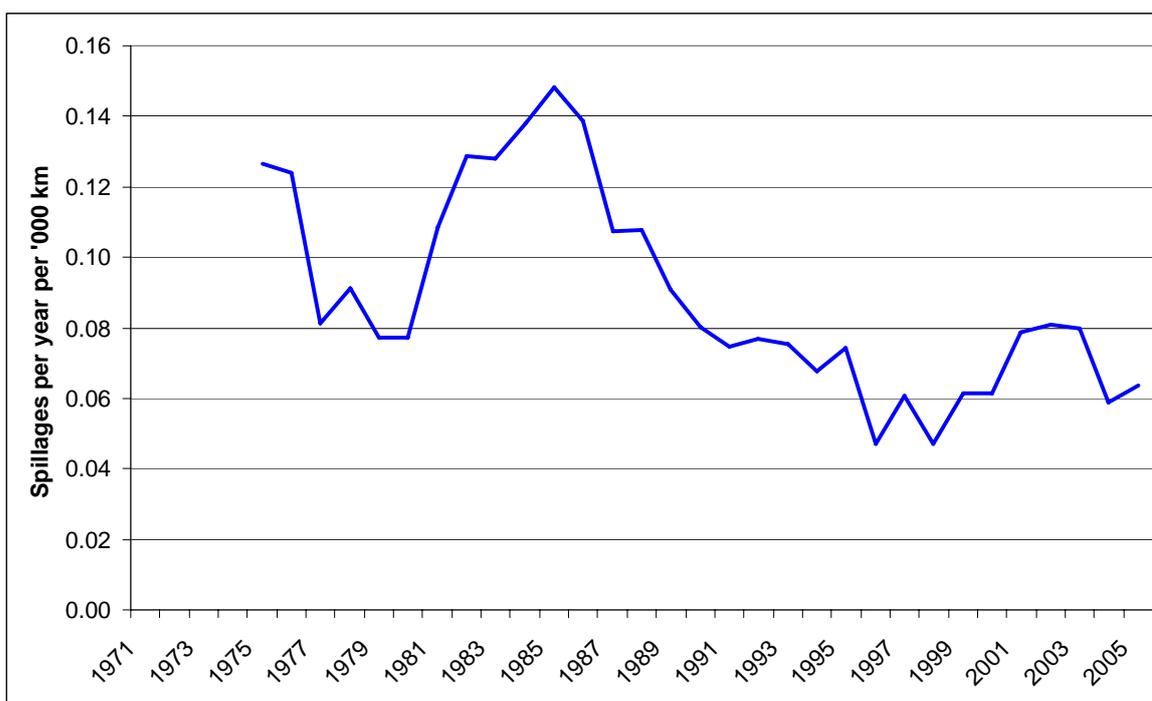
Dans un inventaire de pipelines qui vieillissent progressivement, l'augmentation des incidents dûs à la corrosion est une préoccupation que les opérateurs pipelines prennent en compte par l'utilisation grandissante de techniques d'inspection sophistiquées. Comme déjà mentionné dans la section 5.1, la fréquence des défaillances sur les pipelines produits "chauds", principalement liées à la corrosion,

a chuté de façon spectaculaire au fil des ans. La **Figure 19** ne fait ressortir aucune tendance à la hausse des défaillances dues à la corrosion sur les pipelines produits "froids", le taux aurait plutôt baissé.

Parmi les 71 défaillances dues à la corrosion sur pipelines produits "froids", 24 étaient liées à des caractéristiques spéciales comme traversées de routes, points d'ancrage, manchons etc. qui par conséquent apparaissent particulièrement vulnérables.

On s'attend à ce que les inspections par racleur intelligent améliorent cette situation. Cela devrait empêcher qu'un "décollage" du nombre de fuites ne se produise sur les pipelines "en fin de vie". D'ailleurs, on devrait voir encore diminuer les fuites dues à la corrosion en détectant cette corrosion avant qu'elle ne soit trop avancée.

Figure 19 Fréquence des fuites liées à la corrosion (tous types) sur les pipelines produits "froids"



Par conséquent, rien ne permet encore d'affirmer que la corrosion généralisée devient problématique. Bien sûr, on ne peut pas garantir que cela n'arrivera pas à un moment donné et par conséquent il est nécessaire de continuer la surveillance de la performance sur cette base. Des méthodes d'inspection utilisant des racleurs intelligents sont maintenant disponibles pour surveiller l'état des pipelines et identifier très tôt un début de corrosion. Ces techniques associées à l'adoption de systèmes de management de l'intégrité par toutes les compagnies de pipelines de l'Union Européenne, devraient faire en sorte qu'une augmentation importante de fuites dues au vieillissement soit évitée ou à tout le moins repoussé pour de nombreuses années à venir.

6.4. RISQUE NATUREL

Le risque naturel n'a été à l'origine que d'une quinzaine de fuites, dont 10 ont été provoquées par des glissements de terrain ou affaissements, 2 causés par des inondations et 3 par d'autres types de risques. Cette catégorie représente 3,44% du nombre total de fuites. Le volume du total brut de ces fuites a été de 2 921 m³, 104 m³ net, 3,4% du volume de fuite brut et 3,2% du volume de fuite net de l'ensemble des autres causes. La taille des fuites causées par les risques naturels est de 195 m³ brut, 68 m³ net par fuite c'est-à-dire très proche de la taille moyenne de la totalité des fuites.

Pas moins de 10 fuites, ayant pour origine des risques naturels, se sont produites dans le même pays. Ceci est une conséquence directe du terrain difficile et des conditions hydrologiques qui s'appliquent à une partie spécifique du réseau pipeline de ce pays.

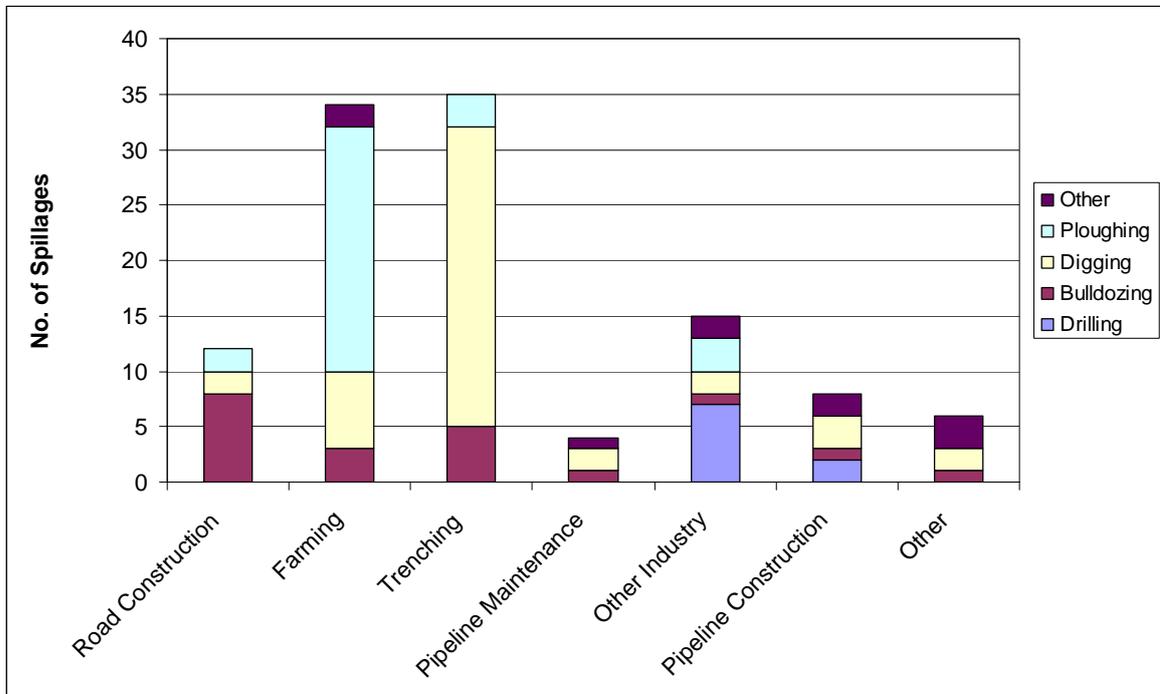
6.5. ACTIVITE DE TIERS

Les activités de tiers ont causé le plus grand nombre de fuites avec 159 incidents, en moyenne 4,5 par an et plus de 36% de la totalité. 114 incidents ont été accidentels, 19 ont été intentionnels (pour la plupart des tentatives de vols) et 26 ont été fortuits c'est-à-dire qu'ils ont résultés d'un dommage préalablement causé au pipeline par un tiers à un certain moment dans le passé. Comme nous l'avons examiné dans la section 5, les activités de tiers ont aussi été à l'origine de fuites relativement importantes et représentent le plus gros volume de fuites sur l'ensemble des causes.

6.5.1. Dommage accidentel

Les fuites ayant pour origine des causes accidentelles provoquées par des tiers et que l'on retrouve le plus fréquemment sont présentées sur la **Figure 20**. La taille de ces fuites est présentée sur la **Figure 21**.

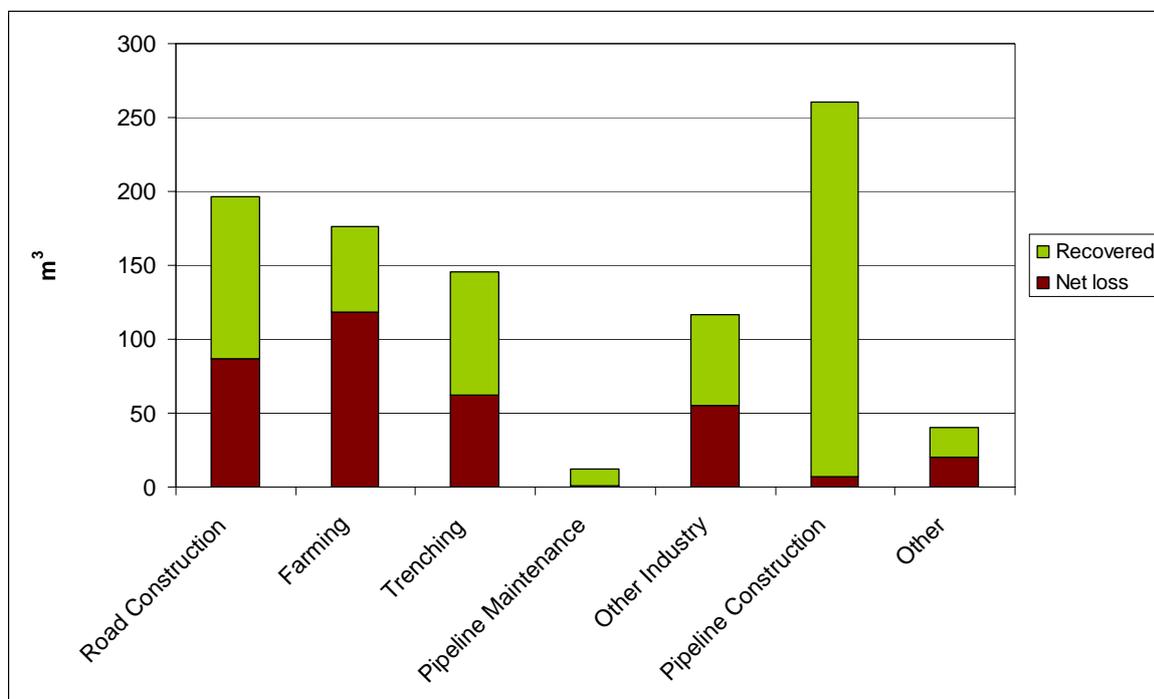
Figure 20 Causes des fuites accidentelles provoquées par des tiers



Deux incidents n'ont pas été causés par des dommages directs occasionnés par le creusement de fouilles ou par tout autre engin d'excavation. Dans le premier cas, une insuffisance de la mise à la terre d'un système électrique est survenue sur un pipeline qui ne présentait aucun problème auparavant et cela suite à l'électrification d'une ligne de chemin de fer à proximité. Dans l'autre cas, un pylône électrique est tombé et un des bras du pylône a perforé le pipeline.

Les dommages causés par des machines se produisent quand sont associés le manque de communication, le défaut d'information ainsi que le manque de précaution et de compétences. Les opérateurs de pipelines ne sont pas toujours informés de l'imminence de travaux de terrassement et de ce fait ne peuvent pas fournir d'indications appropriées sur l'emplacement du pipeline, les procédures de travail à respecter et procéder à une supervision adéquate des travaux. Même quand une bonne communication a été établie entre l'opérateur de pipeline et la compagnie tierce, le conducteur d'engins lui-même peut n'être que partiellement ou mal informé de la présence d'un pipeline et de ne pas être en mesure de mettre en pratique les précautions ou les compétences requises.

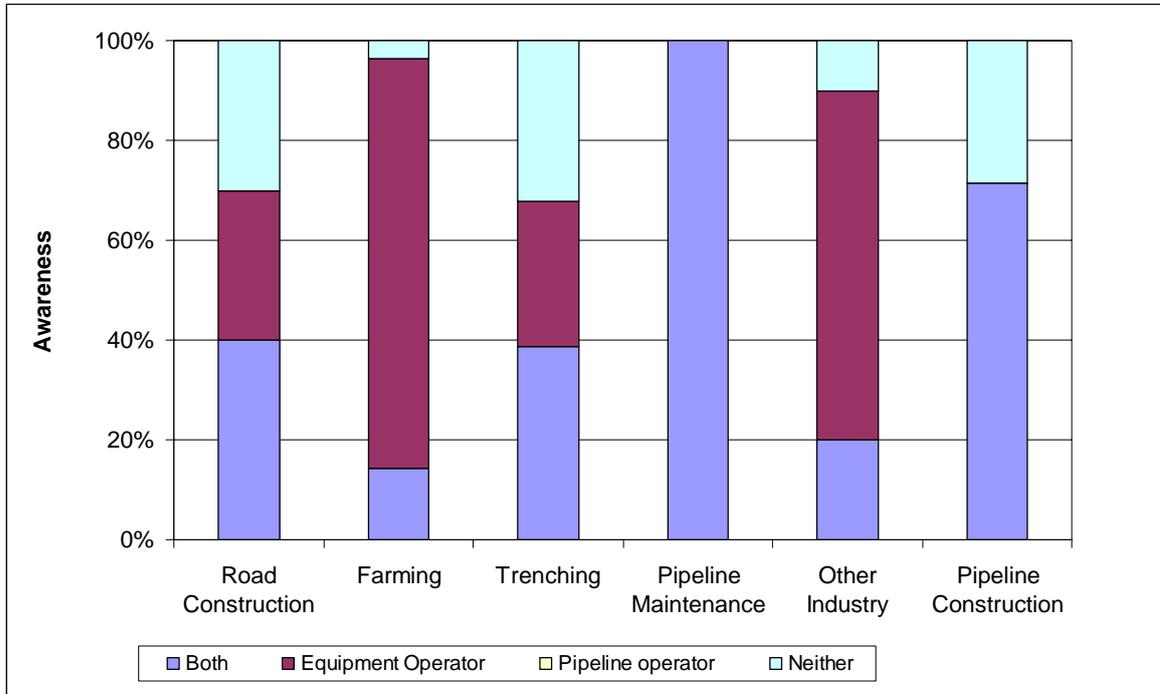
Figure 21 Moyenne des volumes de fuites par type d'activité de tiers ayant causé la fuite



La **Figure 22** présente les données sur la "connaissance du risque" (signalé pour 79% des fuites liées à des tiers) par le pourcentage de cas où chaque partie avait connaissance soit de l'activité imminente (opérateur pipeline) soit de la présence d'un pipeline (conducteur d'engins). On remarque qu'il n'y a pas de cas où l'opérateur du pipeline avait connaissance des travaux mais où le conducteur d'engin n'était pas informé de la présence du pipeline.

Le manque d'information des compagnies exploitantes de pipelines est un facteur presque universel que l'on retrouve pour les fuites causées par des activités agricoles et dans 60-80% des travaux qui ne sont pas liés à l'activité pipeline. En général, environ 65% des fuites accidentelles causées par des tiers auraient pu être évitées si les tiers avaient correctement communiqué avec l'opérateur du pipeline. Le manque de précaution ou de compétences de la part des tiers gestionnaires de travaux ou des conducteurs d'engins est responsable de 35% des fuites.

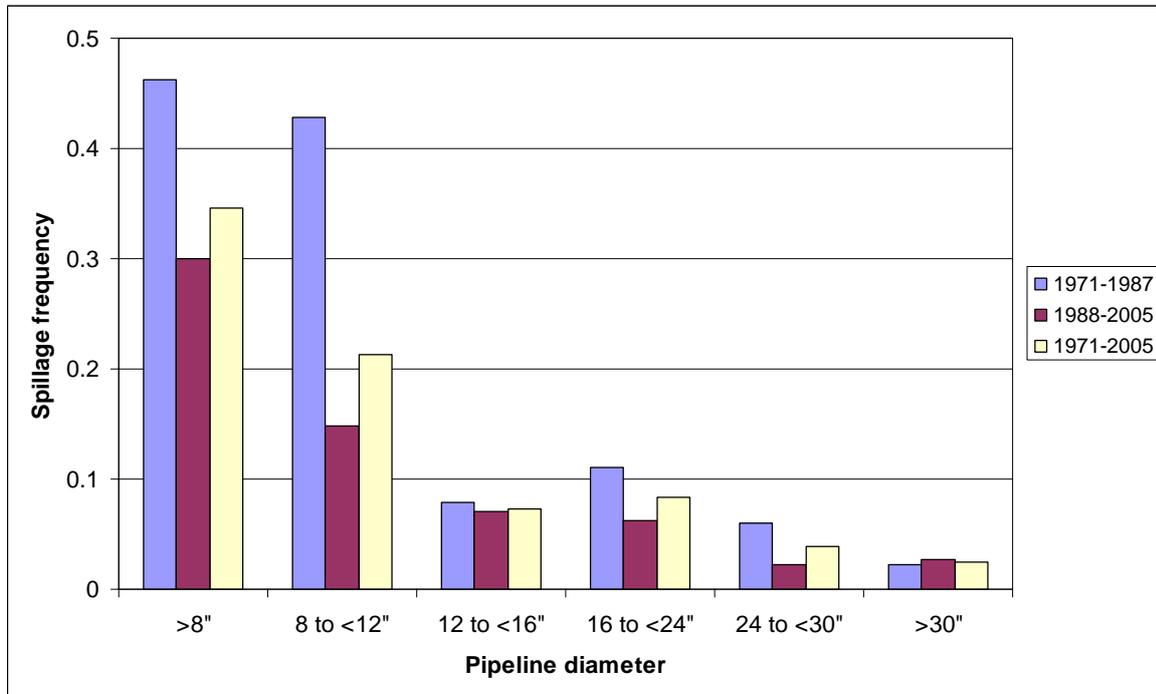
Figure 22 Connaissance de travaux imminents et de l'emplacement du pipeline



Une analyse a été réalisée sur la relation entre la vulnérabilité aux dommages causés par des tiers et diverses caractéristiques physiques. La relation la plus forte est avec le diamètre du pipeline comme le montre la **Figure 23**. Dans ce cas, les fréquences de fuites causées par dommages accidentels provoqués par des tiers ont été calculées pour la longueur moyenne de chaque groupe de diamètres sur les périodes de 1971 à 1987, de 1988 à 2005 et de 1971 à 2005. Ces périodes ont été choisies à cause du changement majeur intervenu dans l'inventaire des pipelines entre 1987 et 1988 quand les pipelines non-commerciaux ont été rajoutés. Bien que les valeurs absolues varient, les valeurs relatives sont très nettes et montrent que plus le pipeline est gros, moins il est susceptible de subir, par des tiers, de graves dommages conduisant à une fuite. Si on considère l'ensemble des valeurs moyennes, la gamme de pipelines de moins de 8" de diamètre est quatorze fois plus vulnérable que les pipelines de 30" et plus. On peut invoquer plusieurs raisons possibles à cela, mais, avec les données dont nous disposons, il n'est pas possible de déterminer la contribution éventuelle des différents facteurs de risque. Nous ne disposons pas non plus de données suffisantes sur la profondeur d'enfouissement pour indiquer de combien le risque est réduit quand l'enfouissement est plus profond. On ne sait pas non plus si les plus gros pipelines sont plus profondément enfouis que les petits.

La prévention des fuites causées par des dommages accidentels provoqués par des tiers est une priorité majeure compte tenu de la place qu'elle occupe dans le classement des causes de fuites. C'est aussi celle que l'on pourra le plus facilement améliorer en partageant les expériences et en comparant les pratiques opérationnelles et de contrôle des travaux entre les opérateurs de pipelines de compagnie et de pays différents.

Figure 23 Fréquence des dommages accidentels causés par des tiers par rapport au diamètre des pipelines



6.5.2. Dommage intentionnel

Il y a eu 19 fuites causées par dommage intentionnel provoqué par des tiers.

Tableau 7 Dommage intentionnel provoqué par des tiers

Cause	Number of spills	Gross spillage	Net loss
		m ³	
Terrorism	2	920	710
Vandalism	5	612	568
Theft	12	1377	606
Totals	19	2909	1884

Aucun des incidents de terrorisme ou de vandalisme n'a concerné la partie enterrée du pipeline, un incident s'est produit sur une section aérienne d'un pipeline et tous les autres ont concerné des vannes ou des appareils sur des stations de pompage ou des traversées de route / rivière, etc. Depuis 1999, les tentatives de vols par percage des pipelines est une donnée qui revient régulièrement dans les statistiques de fuites, bien que ce type d'incident n'ait été signalé ni en 2004 ni en 2005. Néanmoins, des tentatives de vol ont été découvertes mais n'ont heureusement pas provoqué de fuites.

Cette catégorie de fuites représente 4,4% du nombre total de fuites et compte pour 4% du volume total de fuite brut et 6% du volume total de fuite net.

6.5.3. Dommage fortuit

Cette catégorie est un peu une catégorie "fourre-tout" et regroupe les incidents où les dommages ont été occasionnés à un moment indéterminé de la vie du pipeline, dommage qui par la suite a évolué au fil du temps conduisant éventuellement à une fuite. En général, c'est le résultat de dommages non-signalés qui ont eu lieu après la construction initiale quand le pipeline a été heurté sciemment ou non pendant des travaux de terrassement de tiers.

On a dénombré 19 incidents qui ont causé des dommages fortuits. Ils ont tous été causés par des entailles, des griffures ou des dommages similaires. Par conséquent, ils ont en commun d'être détectables au moyen d'inspections par racleur intelligent.

7. INSPECTIONS PAR RACLEUR INTELLIGENT

7.1. ACTIVITE D'INSPECTION PAR RACLEUR INTELLIGENT

Le CONCAWE collecte les données sur l'activité "inspection par racleur intelligent" depuis les quinze dernières années et a également collecté les données relatives aux inspections réalisées avant cette date, les premières inspections ayant débuté en 1977. On a enregistré séparément les données des inspections par racleurs perte de métal, détecteur de fissures et géométrique (calliper). Chaque inspection peut comporter un ou plusieurs passages de racleur dans la section de pipeline "inspectable par racleur".

On utilise aussi quelquefois des racleurs détecteurs de fuites mais leur fonction est assez différente. Ils peuvent réduire les conséquences d'une fuite qui a déjà commencée en la détectant plus rapidement. Ils n'ont aucune action préventive.

7.2. ACTIVITE EN 2005

En 2005, la longueur totale des pipelines inspectés par racleur intelligent, tous type confondus, était de 6 226 km ou 18% de la longueur totale de l'inventaire. Sur un total de 663 sections, 109 ont été inspectées par un racleur ou plus. Les inspections ont été divisées entre les différentes classes de racleur comme suit :

- Racleur détecteur de perte de métal 5 860 km, 105 sections
- Racleur détecteur de fissures 2 132 km, 34 sections
- Racleur géométrique 2 643 km, 50 sections

On peut déjà constater que la plupart des programmes d'inspection impliquent le passage de racleurs de différents types.

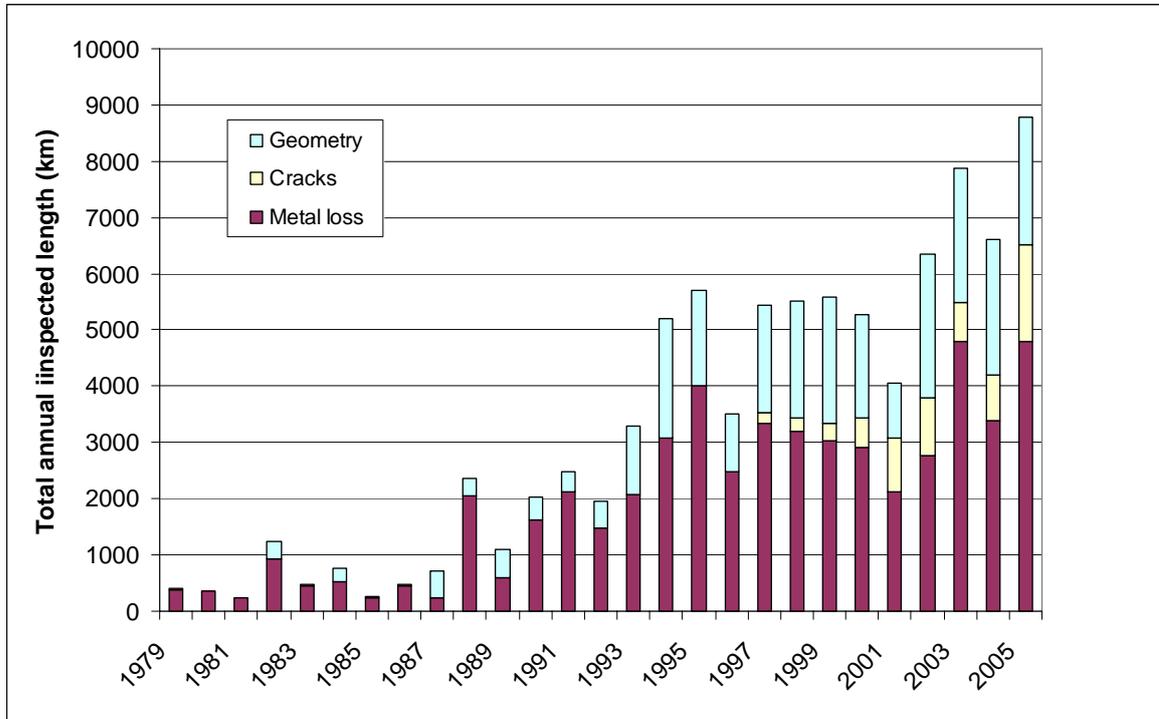
60 inspections se sont déroulées en utilisant seulement des racleurs de détection de perte de métal et/ou détection de fissures, alors que 49 ont été réalisées à l'aide de l'un ou l'autre de ces racleurs associés à des racleurs géométriques. Il n'y a eu qu'une seule inspection au cours de laquelle un racleur géométrique a été utilisé sans l'un ou l'autre des racleurs détecteurs de perte de métal ou de fissure.

7.3. ACTIVITE DEPUIS 1971

Comme le montre la **Figure 24**, l'utilisation de racleurs intelligents pour l'inspection interne des pipelines a enregistré une croissance spectaculaire jusqu'à 1994, mais elle s'est ensuite ralentie pour retomber à des niveaux suffisants pour maintenir l'intégrité des pipelines. On a constaté une nouvelle augmentation ces cinq dernières années, 2005 étant l'année au cours de laquelle on a inspecté la plus grande longueur de pipeline. Cela s'explique en partie par l'augmentation de la longueur de pipelines enregistrée dans l'inventaire.

Pendant les 28 années d'utilisation de cette technique, la proportion de pipelines de l'inventaire qui ont été inspectés a atteint un sommet en 1995 avec 19% de l'ensemble du système pipeline. Après une première inspection sur un grand nombre de pipelines, le taux d'inspection est retombé entre 10 et 15% de l'inventaire annuel mais il affiche presque 18% en 2005.

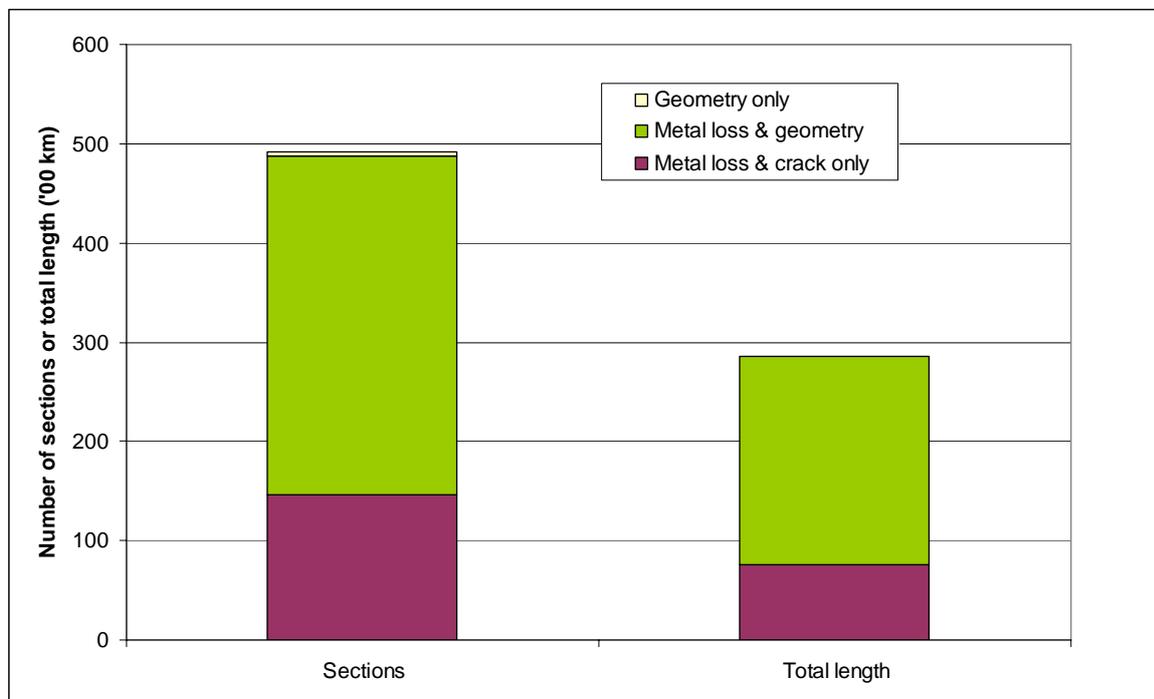
Figure 24 Croissance de l'utilisation des racleurs intelligents



Fin 2005, le CONCAWE a dénombré un total de 5 934 km (17.0%) de pipelines comportant 172 sections (25.9%), longueur sur laquelle aucune inspection par racleur n'a été enregistrée. (Figure 25). La diminution est considérable par rapport aux chiffres de 2004 de 6 966 km (19,7%) en 185 sections (28,2%). La différence entre les pourcentages de kilomètres non-inspectés et le nombre de sections indique que la majorité des sections non-inspectées sont courtes. Il y a certainement quelques sections de pipelines (principalement les plus anciennes) qui n'ont pas été conçues pour recevoir le passage d'un racleur et en raison de leur petite taille, de coudes étroits ou de l'absence de gares racleur adaptées qui de ce fait ne peuvent pas être inspectées par racleur intelligent. L'introduction relativement récente de racleur pour inspecter les pipelines de 150 mm (6 inch) de diamètre montre que les petits diamètres ne sont plus un obstacle aux inspections par racleur. Les pipelines ayant un diamètre inférieur à 150 mm ne représentent qu'une proportion très faible de l'inventaire des pipelines.

La raison principale qui expliquerait la longueur encore importante de pipelines apparemment non-inspectés est probablement le fait que le compte rendu est incomplet, en particulier parce que nous n'avons commencé à récolter des informations sur les inspections par racleurs intelligents qu'à partir de 1995 et les réponses concernant cette partie du questionnaire n'ont jamais été aussi complètes que pour les autres sections. De plus, un certain nombre de compagnies de pipelines d'Europe de l'Est se sont récemment rajoutées à l'étude et les enregistrements d'inspection par racleur effectués auparavant n'ont dans l'ensemble pas été communiqués. Par conséquent, la longueur de pipelines non-inspectés est certainement inférieure aux chiffres mentionnés ci-dessus et devrait continuer à baisser dans le futur.

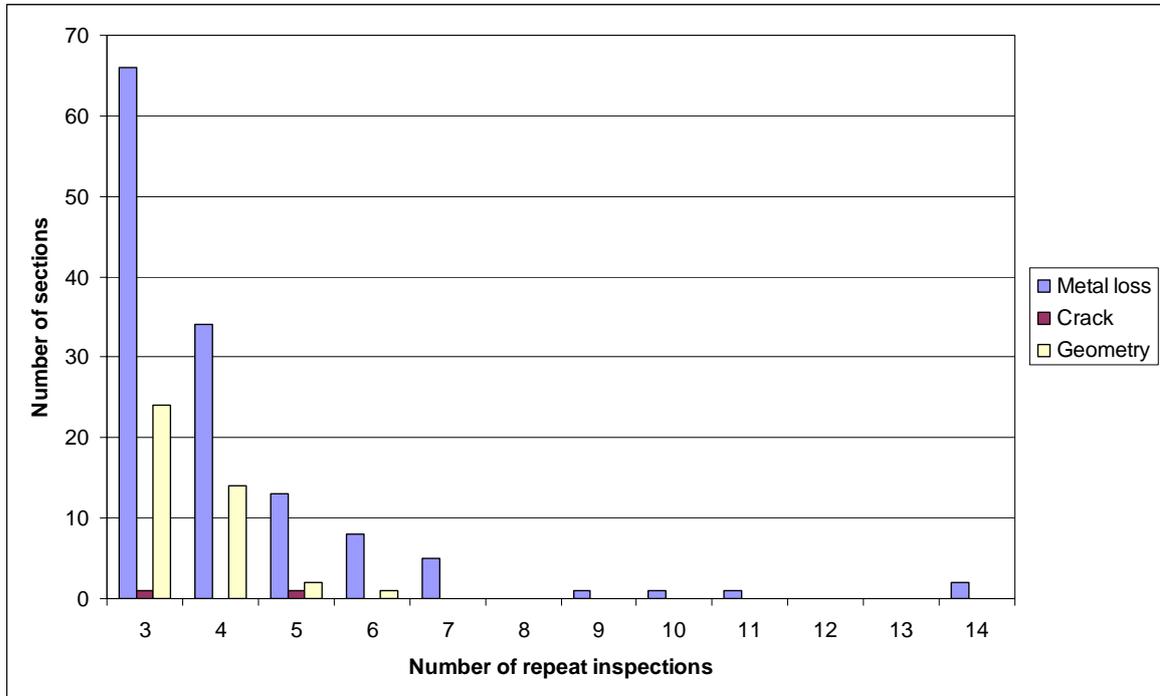
Figure 25 Pipelines inspectés par racleur à la fin de l'année 2005



7.4. INSPECTIONS REPETEES

Un grand nombre de pipelines ont été inspectés plusieurs fois. D'ailleurs, pour certains pipelines, une inspection régulière par racleur intelligent est exigée par les autorités de contrôle. Environ 142 pipelines ont été inspectés 2 fois par racleur perte de métal, 11 pipelines ont été inspectés 2 fois par racleur détecteur de fissures et 98 pipelines ont été inspectés 2 fois par racleur géométrique. Le nombre d'inspections répétées est représenté sur la **Figure 26** qui indique que 2 pipelines ont été inspectés pas moins de quatorze fois.

Figure 26 Inspections répétées



La technique d'inspection par racleur intelligent ne détecte que les défauts, la corrosion et d'autre type de dommages qui se trouvent dans ou sur les parois internes ou externes du pipeline. Au cours des 35 dernières années, comme le montre le tableau ci-dessous, il y a eu 126 fuites, environ 3,6 par an, pour lesquelles une inspection interne aurait suffi à déceler un problème avant que celui ne provoque une défaillance.

Tableau 8 Historique des fuites qui auraient probablement pu être évitées grâce à une inspection interne

Mechanical failures (line pipe welds, pipe material faults)	45
Corrosion (excluding excess historic hot incidents)	59
Third party incidental (non-construction scrapes and dents)	22
Total	126

Ces catégories de causes auront toutes tendance à augmenter dans le futur. Des inspections internes devraient garantir que des réparations seront faites avant que des fuites ne se produisent.

8. REFERENCES

1. Office of Pipeline Safety (OPS) USA pipeline spillage data. Washington DC: US Department of Transportation
2. CONCAWE (1972) Spillages from oil industry cross-country pipelines in Western Europe. Statistical summary of reported incidents 1966 - 1970. Report No. 2/72. Brussels: CONCAWE
3. CONCAWE Performance of oil industry cross-country pipelines in Western Europe. Statistical summary of reported spillages. Reports No. 2/73, 1/74, 5/74, 7/75, 7/76, 9/77, 3/78, 6/79, 10/80, 2/82, 11/82, 9/83, 12/84, 9/85, 7/86, 8/87, 8/88, 9/89, 6/90, 4/91, 4/92, 2/93, 5/94, 4/95, 4/96, 7/97, 6/98, 3/99, 3/00, 4/01, 1/03, 7/04, 3/05, 3/06. Brussels: CONCAWE
4. CONCAWE (1998) Western European cross-country oil pipelines - 25 year performance statistics. Report No. 2/98. Brussels: CONCAWE
5. CONCAWE (2002) Western European cross-country oil pipelines - 30 year performance statistics. Report No. 1/02. Brussels: CONCAWE

ANNEXE 1 DEFINITIONS

Volume de fuite

Volume de fuite brut : Estimation de la quantité totale d'hydrocarbures qui s'est écoulée du système pipeline suite à l'incident, exprimée en m³.

Produit récupéré : Estimation de la quantité d'hydrocarbures récupérée pendant les opérations de nettoyage, soit sous forme d'hydrocarbure liquide soit contenue dans les terres contaminées qui ont été enlevées, exprimée en m³.

Perte nette : Différence entre le volume de fuite brut et le produit récupéré.

Catégories de causes de fuites

Le CONCAWE classe les causes de fuites en 5 grandes catégories : défaillance mécanique, opérationnelle, corrosion, risque naturel et activité de tiers.

Mécanique : une défaillance résultant d'un défaut de matériau (par ex. imperfection dans le métal) ou un défaut de construction (par ex. soudure défectueuse, soutien inadapté etc.). Cela englobe aussi une défaillance du système d'étanchéité (joint d'étanchéité, soudure de pompe etc.).

Opérationnelle: une défaillance résultant d'un désordre opérationnel, d'un dysfonctionnement ou de systèmes de protection inadaptés (par ex. instrumentation, système mécanique de contrôle de la pression) ou d'erreurs humaines de la part des opérateurs.

Corrosion : une défaillance résultant d'une corrosion interne ou externe sur un pipeline ou un équipement.

Risque naturel : une défaillance résultant d'un événement naturel tel qu'une inondation, un glissement de terrain, la foudre etc.

Activité de tiers : une défaillance résultant d'une action de tiers accidentelle ou malveillante. Cela inclus les dommages "fortuits", non-détectés lorsqu'ils se sont produits et qui sont à l'origine d'une fuite qui s'est déclarée ultérieurement.

Ces grandes catégories sont divisées en 13 sous-catégories représentées dans le **Tableau 1.1**.

Tableau 1.1 Catégories de causes de fuites

Main	Secondary		
	A	B	C
A Mechanical Failure	Construction Fault	Material Fault	
B Operational	System Malfunction	Human Error	
C Corrosion	External	Internal	Stress Corrosion
D Natural Hazard	Landslide / Subsidence	Flooding	Other
E Third Party Activity	Accidental	Intentional	Incidental

Dans l'Annexe 2, une liste détaillée permet d'identifier une cause principale dans chaque catégorie.

ANNEXE 2 SOMMAIRE DES FUITES

Légende du tableau

Produits transportés

1	Pétrole brut
2	Produit blanc
3	Gasoil
4	Brut/Produit blanc
5	Autres

Détection

1	Surveillance de la bande de servitude
2	Surveillance de routine
3	Maintenance
4	Test de pression
5	Système automatique de détection
6	Tiers
7	Rapport d'inspection interne du pipeline

Partie du Système

1	Pipeline enterré
2	Pipeline aérien
3	Traversée de route/voie ferrée
4	Traversée de rivière
5	Vanne de ligne
6	Equipement de ligne
7	Manifold
8	Terminal
9	Station de pompage
10	Equipement (autre)

Nature du terrain

1	Commercial
2	Industriel
3	Résidentiel
4	Agricole
5	Forêt
6	Montagne
7	Terrain aride
8	Eau de surface

Cause principale

1	Enfoncement
2	Soudure défectueuse (non-défecté)
3	Soudure défectueuse (réparée)
4	Defaut de traitement thermique
5	Equipement pipeline
6	Joint d'étanchéité
7	Laminage
8	Matériau défectueux
9	Compensation température
10	Presse-étoupe
11	Trafic routier
12	Exploitation minière
13	Surpression
14	Vibration
15	Variations de température
16	Boulon/vis/cheville
17	Conception
18	Bypass/bras mort
19	Courant électrique
20	Brûleur/dommage soudure

Spillage ID	Year	Pipe diameter	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume		Discovery	System part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss					Category	Primary	Water bodies	Contaminated land area m ²
1	1971	11	2			1	1	3	1	3	4	AA	6	60,000	
2			1			4		3	9				AA		
3		11	2			0		6	4	6		AA	3		
4			1			40	5	5	9	5		AB	6		
5		20	1			350		3	9	9	2	BA			
6			1			25		3	9			BB			
7			3			3		6	1	8		CA			
8		8	2			6	6	2	1	20		CA			
9		20	1			300	50	3	1	5		EA			
10		34	1			2000		3	1	9		EA			
11		8	2			2	2	6	1	20		EB			
12	1972	16	2			5		3	1	4		AB	5	30,000	
13		28	1			800	150	2	9	12	2	AB	2		
14		12	2			70	39	6	6	5	4	AB	6		
15		9	1			10	5	6	3	29		CA			
16		9	1			40	35	6	3	29		CA			
17		10	1			1	1	3	2	39	2	CA			
18		10	1			1	1	3	2	39	2	CA			
19		12	3			500		6	1	12	1	CA			
20		12	3			5	1	6	1	12	1	CA			
21		10	2			150	50	2	1	7		CA			
22		4	3			0		6	1	15	2	CA			
23		6	3			1	0	6	1	15		CA			
24		20	1			200	60	3	1	8	1	EA			
25		20	1			250	100	3	1	8		EA			
26		28	1			60	12	6	1	16		EA			
27		10	1			90		6	1	6		EA			
28		8	1			7		6	1	8	4	EA			
29		10	2			30		6	1	9		EA			
30		8	2			400	350	2	1	2	4	EA			
31		10	2			99	96	6	1	6	4	EA			
32	12	3			0		6	1	5		EC				
33	1973	5	3			4		1	1	8		AA	15	30,000	
34		20	1			25	3	6	9	1	2	AA	6		
35		16	1			0		3	9	3	2	AB	6		
36		24	1			4		3	9	11	2	AB	14		
37			2			25		3	9	2	2	AB	10		
38		18	1			11	1	2	9	13	2	AB	6		
39		6	2			12	6	6	1	1	2	AB	14		
40		9	1			12	12	1	1	32		CA			
41		5	3			15		1	1	8		CA			
42		5	3			15		1	1	8		CA			
43		12	3			200	2	6	1	13		CA			
44		12	3			12	2	3	2	13		CA			
45		12	3			250	5	6	2	13		CA			
46		12	3			150	2	1	2	13		CA			
47		12	3			310	10	6	1	13	1	CA			
48		28	1			100	40	6	1	16		DA			
49		10	3			8		6	1	9	4	EA			
50		12	3			0		6	1	6		EC	11		
51		12	3			1		6	1	6		EC	11		
52		12	3			0		1	1	6		EC	11		
53	1974		1			1	0	3	9	4	2	AA	11	1,000	
54			1			3	2	2	9	5	2	AA	14		
55		6	1			20		6	6	15		AA	15		
56			1			10		1	1	33		CA			
57		9	2			2	2	3	10	6		CA			
58		10	3			1		2	1	9	2	CA			
59		12	3			5		6	1	8		CA			
60		13	3			5		6	1	8		CA			
61		4	3			1		6	1	17	2	CA			
62		6	3			0		6	1	16		CA			
63		16	3			1		6	1	9	4	CB	P		
64		7	1			1		6	1	8	4	CB			
65		16	1			500		6	3	10		EA			
66		5	2			1	0	6	1	21		EA			
67		8	2			30	4	2	4	22		EA			
68		8	2			200	2	6	1	22		EA			
69		10	2			668	668	2	1	18		EA			
70		10	2			489	405	2	1	18	4	EA			

Spillage ID	Year	Pipe diameter	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume		Discovery	System part	Age Years	Land use	Cause		Impact			
						Gross	Net loss					Category	Primary	Water bodies	Contaminated land area m ²		
71	1975	20	2	4		30	10	4	10	11	4	AB	2				
72		34	1			30	2	6	1	12	AB	2					
73		10	3			3	2	10	5	3	AB	6					
74		1	1			10	2	3	9	2	BA						
75		2	2			4	5	9	2	2	BA						
76		8	2			20	10	3	9	4	2	BB					
77		1	1			5	3	9	2	2	BB						
78		10	3			50	2	3	11		CA						
79		12	3			3	6	1	9		CA						
80		6	3			25	1	1	9		CA						
81		10	3			1	0	2	9	6	2	CA					
82		4	3			1	6	1	18		CA						
83		8	3			0	7	1	6		CA						
84		8	3			0	1	1	6	4		CA					
85		12	3			0	3	9	6	2		CA					
86		6	1			15	0	6	1	23	4	EA					
87		18	1			5	0	2	1	12		EA					
88		8	1			120	3	2	1	9		EA					
89	8	2	60	60	2	1	23		EA								
90	6	1	15	6	6	1		4	EA								
91	1976	8	2					6	1	9	2	AA	3				
92		8	3					6	5	13	4	4	AA			8	
93		1	1					9	2	5	13	2	2			AB	6
94		24	2					17	1	6	10	17	2			AB	8
95		16	1					1322	433	2	1	13				AB	13
96		10	3					80	2	1	11		CA				
97		4	2					90	90	6	1	16				CA	
98		24	1					200	2	1	10		DA				
99		10	3					50	25	2	1		DA				
100		10	1					40	2	6	1	13	4			EA	
101		8	2					44	14	2	1	24	4			EA	
102		18	1					802	606	6	1	7	4			EA	
103		8	2					153	153	2	1		4			EA	
104		14	2					358	358	6	4	23	4			EC	12
105	1977	20	2					3	9	9	2	AB	6	150 140			
106		2	2					28	3	9	9	2	AB			6	
107		2	2					2	6	1	8	4	AB			8	
108		36	1					2	3	5	3	2	AB			10	
109		1	1					50	2	9	19	2	BB				
110		1	1					1	3	9	7	2	BB				
111		12	2					350	220	4	1	10	4			CA	
112		10	3					315	90	2	1	8	3			CA	
113		1	1					6	3	9	9	2	CB				
114		12	2					103	6	1	19		DA				
115		20	1					550	500	1	4	13	4			DB	
116		24	1					600	25	5	4	11	4			DC	
117		10	1					160	2	1	12	4	4			EA	1,500
118		18	1					80	2	1	5	4	4			EA	400
119	8	2	3	3	2	1	25	4	EA								
120	8	2	3	1	2	1	13	4	EA								
121	12	2	191	2	1	19	4	4	EA								
122	8	2	269	6	1	19	4	4	EA								
123	20	2	2530	2500	2	4	9	4	EC	12							
124	1978	34	1					6	4	16	4	AB	8	1,800			
125		8	2					235	205	2	5	16	4			AB	7
126		22	1					19	6	1	7	4	4			AB	8
127		6	2					12	6	1	18	1	1			CA	
128		10	2					100	10	2	4	14	4			CA	
129		12	3					2	6	3	14	4	4			CA	
130		8	3					120	60	4	1	7	4			CA	
131		8	3					80	40	4	1	7	4			CA	
132		12	3					2	1	1	12	2	2			CA	
133		18	3					4	1	6	1	6	2			CA	
134		16	4					400	250	2	1	14	4			DA	
135		11	2					3	0	6	1	10	4			EA	
136		12	2					58	40	4	1	10	4			EA	
137		24	1					1	6	5	4		4			EA	
138	16	1	255	245	2	1	15	4	EA	5,865							
139	1979	22	1					4	1	8	4	AA	1	16,000 2,700 350 500 100 2,500			
140		24	1					100	1	6	1	5				AA	1
141		9	2					50	6	1	17	4	4			CA	
142		2	2					300	200	1	1	23	4			CA	
143		18	3					20	1	1	12	1	1			CA	
144		18	3					5	1	1	12	1	1			CA	
145		18	1					50	1	6	1	16	4			EA	
146		12	2					90	50	6	1	23	4			EA	
147		8	1					245	150	6	1	23	4			EA	
148		11	2					950	380	2	2	15	2			2	EB

Spillage ID	Year	Pipe diameter	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume		Discovery	System part	Age Years	Land use	Cause		Impact		
						Gross	Net loss					Category	Primary	Water bodies	Contaminated land area m ²	
149	1980	13	2			8	1	2	9	12	2	AB	6			
150		40	1			4800	400	6	1	9	4	AB	8		10,000	
151		10	3			80		6	3	10	4	CA				
152		10	3			10		1	1	10	4	CA				
153		7	3			1		1	1	15	4	CA			10	
154		12	3			111	12	6	3	15	4	DA		P	10,000	
155		10	4			762	135	2	1	15	4	EA			10,000	
156		12	2			270		6	1			4	EA			
157		8	2			313		2	1				EA			
158		1			30		6	9			2	EB				
159	1981	34	4			10	2	6	5	6		AB	10			
160		40	1			10		6	7	5	2	AB	6		80	
161		10	2			600	150	2	1			AB	8			
162		20	1			19	1	6	1	17	4	CA				
163		8	3			5		4	5	12	4	CA				
164		8	3			19		4	5	12	4	CA				
165		12	3			5	2	6	1	15	2	CA			50	
166		10	2			92	58	2	1	25	4	CA				
167		20	1			5	3	6	1	15	2	CA				
168		10	2			10		6	3			CA				
169		26	2			125	45	6	1	18	4	DA				
170		24	3			30	10	4	5	14	2	DC				
171		7	1			132	132	2	1	15	4	EA				
172		8	2			322	317	2	1	24	4	EA				
173	5	1			96		6	1			EA					
174	28	1			5	0	1	3	16	2	EC					
175	1982	8	2			12	12	6	2	20	4	AA	1	P		
176		24	1			9		6	1	18	4	AB	8		1,000	
177		8	1			2		1	1	20	4	CA				
178		12	3			8		6	1	16	2	CA			30	
179		10	3			400	16	6	1	19	4	CA				
180		5	1			20		6	9	10	2	CB				
181		7	1			140	140	6	1	16	4	CB			3,000	
182		22	1			15	5	6	3	18	3	CB				
183		6	1			31		6	1	20	4	EA				
184		8	2			7	1	2	1	30	2	EC	1			
185	1983	4	5			10		2	1	22	4	AA	9		100	
186		4	5			1		5	1	22	4	AA	9		9	
187		4	5			4		6	6	22	4	AB	9		80	
188		16	4			442	111	4	1	18	4	BB				
189		6	2			12		4	3	15	2	CA			3,600	
190		7	1			182	120	2	1	17	4	CB			20,000	
191		7	1			148	110	6	1	17	4	EA			18,000	
192		10	2			213	171	6	1	29	4	EA				
193		14	2			675	470	6	3	3	4	EB				
194		12	1			1	0	6	1	20	2	EC	1		15	
195	1984	28	1			4363	3928	1	1	10	4	AA	1		6,500	
196		24	1			141		6	1	18	4	AA	4		4,500	
197		28	1			3		5	10	11	4	AB	8		120	
198		8	2			16	3	6	10	17	4	AB	8		720	
199		34	1			5	2	2	9	13	2	BA			1,000	
200		16	1			10		2	9	18	4	BA			50	
201			1			10	10	3	1	21	4	BB			50	
202		12	3			2		1	3	17	2	CA				
203		6	1			20	16	6	1	24	2	CA			250	
204		16	2			5	1	6	9	11	2	CA			10	
205		9	2			236	236	6	1	11	4	CB			200	
206		10	1			150	1	6	1	23	5	EA			100	
207		11	2			244	240	5	1	21		EB				
208	1985	24	1			1	1	1	1	14	4	AA	1		18	
209		20	1			25	4	6	9	9	2	BA				
210		10	2			16		5	9	17	2	BA				
211		10	2			7		5	9	17	2	BA				
212		6	2			4		5	9	17	2	BA				
213		16	1			1100	756	2	1	9	4	CC	2		13,000	
214		8	2			211	195	2	1	33	4	EC			1,000	
215		1986	16	2			160	6	5	9	17	4	AB	6		200
216	20		1			53	6	2	1	12	4	AB	6		3,000	
217	24		2			292	4	3	5	26	4	AB	7		3,000	
218	16		3			20	5	6	3	38	3	CA				
219	20		2			2	2	6	1	22	3	CA				
220	8		3			10		4	1	25	4	CA			20	
221	9		1			10	10	6	1	45	4	CB			180	
222	34		1			7	7	1	1	14	2	CB			84	
223	8		2			192	95	6	1	15	4	EA			1,500	
224	14		2			280	56	5	1	18	4	EA			100	
225	6		2			52	41	5	1	13	4	EA			10	
226	8		2			11	6	5	4	19	4	EB			3	

Spillage ID	Year	Pipe diameter	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume		Discovery	System part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss					Category	Primary	Water bodies	Contaminated land area m ²
227	1987	20	2			1000	120	4	1	20	2	AA	3		
228		26	4			2	1	6	1	25	4	AA	4		1,000
229		9	1			25	2	6	1	46	4	AB	5		200
230		16	3			550	150	2	3	39	4	CA			200
231		9	1			8	1	6	1	46	3	CB		P	280
232		12	2			12	10	6	1	21	4	DA		P	2,000
233		22	2			3	1	3	1	20	2	EA			10
234		16	2			300	115	6	1	18	2	EC	1	P	
235	1988	34	1			10	1	6	6	26	2	AB	6		200
236		12	2			90	42	6	1	30	3	AB	8	P	1,500
237		8	2			97	21	2	9	28	4	AB	6		500
238		34	1			81	1	6	3	17	2	CA			5,000
239		11	2			80	80	2	1	35	3	CA			
240		28	1			5	1	6	10	31	3	CA			400
241		10	2			305	5	2	4	23	4	DA			5,000
242		20	2			40	10	6	1	24	2	EA			30
243		3	1			2	1	6	1	28	4	EA			100
244		10	1			14	1	6	1	23	4	EA			100
245		8	2			3	1	6	3	35	3	EA			20
246		16	2			3	1	6	1	16	4	EA			150
247		16	1			650	650	5	3	23	3	EA			550
248		4	2			2	1	6	1	26	4	EA			9
249		6	2			63	56	6	1	33	4	EA			1,200
250	6	2			18	1	6	1	33	4	EA			1,800	
251	1989	26	1			3	2	6	1	26	4	AA	2		100
252		12	3			1		6	6		2	AA	2		6
253		1	2			25	7	6	2	1	4	AA	6		10,000
254		26	1			155	5	6	1	26	4	AB	2	P	2,000
255		10	2			66	16	2	1	27	4	BB			
256		9	1			25	5	4	1	48	4	CA			50
257		12	3			240	150	2	4	17	2	CA			
258		10	2			400	90	5	1	24	4	CB			2,000
259		16	2			253	253	6	1	22	4	EA		P	500
260		16	2			660	472	5	1	20	4	EA		P	
261		10	2			82	4	5	2	24	4	EA			200
262		12	2			298	298	2	1	32	4	EA			6,000
263	6	2			52	27	6	1	33	4	EA			2,000	
264	8	2			3		3	1	32	4	EA			66	
265	8	2		3	186	126	6	1	29	4	EA				
266	40	1			40	5	6	1	17	4	EC	1		4,000	
267	11	1			2		6	4	26	4	EC	17			
268	1990	13	2			105	105	3	5		4	BB			30
269		10	2			252	221	6	9	33	4	BB			1,500
270		8	2			9		3	10	48	4	BB			10
271		11	3			325	11	2	3	22	2	CA			
272		11	2			225	194	6	1	11	4	EA			3
273		6	2			3	1	6	1	34	4	EA			324
274		10	2			189	34	6	1	24	4	EA			
275	1991	20	2			275	118	5	1	24	4	AA	17		14,000
276			2			50	38	6	5	10	4	AA	16		1,200
277		20	1			20	13	6	1	24	4	AA	1		4,500
278		12	2			25	7	2	9	20	2	AA	16		150
279		12	2			5	2	6	5	21	4	AA	17		320
280		12	2			29	29	6	1	38	4	AB	5		600
281			2			4	1	5	9	31	2	AB	8		250
282			2			172	68	5	9	11	2	AB	8		100,000
283			2			2		6	10		4	AB	6		
284		10	2			80	4	6	1	26	4	CA			1,500
285		7	1			20		6	6	30	4	CB			300
286		8	2			100	60	4	3	17	4	CB			10,000
287		8	2			15	10	4	1	17	2	CB			25
288		8	2			4		6	1	49	4	EA			6
289		6	2			21	13	6	1	34	4	EA			500
290	6	2			1		6	1	37	4	EA			2	
291		2			84	75	5	9	1	4	EB				
292	13	2			485	485	2	9	24	4	EB			7,000	
293	8	2			10	1	6	1	24	4	EC	1		30	
294	1992	8	2			1000	400	2	1	34	2	AA	1		
295			2			128	98	2	5		4	AB	2		5,400
296			2			113	8	3	9	12	2	AB	8		
297		8	2			30	15	3	7	33	2	AB	6		
298		8	2			5	5	7	1	13	5	AB	8		10
299			2			275	248	2	9		2	BB			1,100
300			2			5	1	2	7	22	2	BB			1,350
301		10	2			2		3	5	30		BB			
302		8	3			200		6	1	25	4	CA			300
303		24	2			13	1	6	1	27	2	CA			250
304		6	2			3	3	4	1	49	4	CA			2
305		12	2			75	75	6	1	28	4	DB			
306		8	2			50	50	4	1	25	4	EC	1		20
307		8	2			25	25	4	1	25	4	EC	1		60

Spillage ID	Year	Pipe diameter	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume		Discovery	System part	Age Years	Land use	Cause		Impact		
						Gross	Net loss					Category	Primary	Water bodies	Contaminated land area m ²	
308	1993	34	1			248	18	4	1	31	4	AA	8		45,000	
309			2			3		6	9	2	2	AB	16		80	
310		12	2			2	1	1	5	23	2	AB	6		400	
311			2			14	13	7	3	27	1	CA			400	
312		13	2			580	500	2	4	26	4	CB			800	
313		20	1			2000	500	2	3	19	4	CB			25,000	
314		26	2			10	7	6	1	31	6	DA		P		
315		9	2			8	6	6	1	30	4	EA			50	
316		24	2			49	39	6	1	33	4	EA			40,000	
317		8	2			3	1	6	1	37	4	EA			100	
318		12	2			101	19	6	4	31	4	EA				
319		20	2			3050	1450	2	1	29	2	EC	1			
320	7	2			3	3	6	1	13	3	EC	1		6		
321	1994	16	1			200	160	5	1	31	4	AB	8		6,000	
322			1			1350	1295	2	1	31	4	AB	8		25,000	
323		6	2			250	14	2	9	16	2	AB	6		50	
324		6	2			1	1	1	1	16	2	AB	8		25	
325		11	2			5	5	6	10	9	4	AB	6		100	
326		1	1			2	2	6	9	9	2	BA			100	
327		12	3			90	60	6	1	24	4	CA				
328		32	1			10	5	2	8	21	2	CB	18		500	
329		10	2			285	285	6	4	26	4	EA				
330		9	2			195	170	5	1	37	4	EA		P	8,000	
331		8	2			46		6	1	36	4	EA			1,150	
332		1995	10	2			280	80	2	7	22	1	AA	8		10,000
333	2					30	30	6	3	35	4	AA	2		750	
334	2				53	41	6	6	5	4	AB	8				
335	6		2			115		1	1	36	4	AB	8		500	
336	16		1			132	82	5	1	30	4	BB			6,500	
337	10		2			1000	270	1	1	31	2	CA			55,000	
338	9		2			48	18	5	1	28	4	EA			1,500	
339	9		2			20	20	5	1	39	2	EA			100	
340	13		2			139	113	6	1	5	4	EA			300	
341	6		2			12		5	1	37	4	EA			30	
342	1996		9	2			165	99	2	9	5	2	AB	6		40
343				2			292	209	6	1	40	3	BB			300
344		12	3			1		6	1	30	1	CA			16	
345		9	2			437	343	2	1	40	2	EA			20	
346		7	2	1		19	19	6	1	40	4	EA			350	
347		10	2			500	62	6	1	64	2	EC	20		23,000	
348	1997	12	2			19	3	1	1	27	4	CA			2,800	
349			1			2	0	1	1	7	2	CB			20	
350		12	2			422	341	2	1	30	4	CC	2			
351		12	2			435	267	2	1	30	3	CC	2	P		
352		8	2			13	2	2	1	33	4	EA			150	
353		12	2			40	1	6	1	24	2	EC				
354	1998	6	1			30	4	3	9	30	2	AB	5		400	
355			3			0	0	6	1	34	4	BB				
356		13	2			486	247	2	1	42	4	BB			100	
357		16	2			250	20	6	1	30	2	CA				
358		10	2			340	313	5	1	6	3	EA			500	
359		10	2			15	14	1	1	4	4	EA			600	
360		9	2			176	67	5	1	42	4	EA			160	
361		2	2			30	2	5	6	4	4	EA			650	
362		8	2			0		6	1	25	4	EA			4	
363		1999	1	1			7		2	9	2	2	BB			200
364	3					30		2	3	32	2	CA			300	
365	11		2			167	64	2	1	32	4	CA			60	
366	6		2			1	1	5	1	25	4	CA			5	
367	4		1			1	1	6	9	35	2	CA				
368	8		2			80	20	6	1	48	4	EA			500	
369	13		2			84	13	5	1	10	2	EA				
370	6		2			29	14	6	1	40	4	EA				
371	8		2	1		80	30	6	1	35	4	EB			1,000	
372	11		2			36	28	5	1	5	4	EB			100	
373	12		2			1		2	1	36	2	EC	1			
374	2000		12	2			175	3	6	10	24	2	AB	5		60
375		1				10	7	6	1	30	2	CB			150	
376		12	2			8	8	6	1	31	4	EA				
377		11	2			159	64	5	1	8	4	EA			5,000	
378		12	2			7	1	6	3	26	3	EA				
379		24	2			1	1	6	1	41	4	EC	1		150	

Spillage ID	Year	Pipe diameter	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume		Discovery	System part	Age Years	Land use	Cause		Impact		
						Gross	Net loss					Category	Primary	Water bodies	Contaminated land area m ²	
		"				m ³										
380	2001		1			800	8	6	2		4	AA	2			10,000
381		10	2			1	1	6	3	39	4	AA	2			10
382		10	2			5	5	6	1	38	4	AB	8			500
383		6	2			37	7	4	1	27	4	AB	8			900
384		12	2			10	2	6	1	15	2	AB	8			120
385		34	1			6	1	5	1	29	2	CA				500
386		12	2			4	4	6	1	26	4	CA				1,000
387		13	1			103	50	2	9	23	2	CB				225
388		11	2			55	51	6	1	9	4	EA				
389		10	2			10	1	6	1	11	4	EA				
390		6	2			5	5	6	1	47	3	EA				400
391		12	1			10	7	6	1	30	4	EB				250
392		12	1			17	12	6	1	30	4	EB				400
393		16	2			2	2	6	1	18	4	EB				350
394		8	2			85	24	2	1	47	4	EB		P		404
395	2002	8	2			10	10	6	1	47	4	AB	5			325
396		20	1			100		2	1	36	2	CA				500
397		10	2			80	20	6	1	38	2	CA				10,000
398		10	3			1		6	1	28	4	CA				14,000
399		6	2			17		2	7	33	2	CA				400
400		8	2			70		2	6	?	2	CA				
401		13	2			225	58	5	1	46	4	CC	2			400
402		24	2			250	20	6	5	39	2	DA				5,000
403		30	1			2		3	10	40	2	EA				40
404		8	2			170	120	4	1	57	4	EA				
405		16	1			750	45	1	1	39	4	EA				20,000
406		20	1			280	30	6	1	40	4	EA				12,000
407		12	1			40	15	6	1	33	4	EB				6,000
408		8	2			190		5	1		2	EC	1			
409	2003	14	2			30	30	5	1			AA				
410		20	4			2		2	1	52	2	CA		S		2
411		12	2			2		6	1	32	2	EA		S		5
412		11	2			83	74	5	1	46	4	EA				1,800
413		11	2			45	31	6	1	46	1	EA				600
414		6	2			2		5	1			EA				
415		11	2			74	49	5	1	46	4	EB				500
416		16	1			5	5	1	1	41	5	EB				120
417		16	2			28	10	6	1	29	4	EB				400
418		16	2			52	3	4	1	29	4	EB				400
419		12	2			11	7	4	1	45	2	EC	20			800
420		20	2			2500	1100	6	1	31	7	EC		P		80,000
421	2004	16	2			2	0	1	1	32	4	AA				4,000
422		10	2			26	18	2	10	40	4	AA	1			6,000
423		22	1			20	6	2	9	5	2	AB				200
424		8	2			90	50	6	1	5	4	EA				1,500
425		10	2					5	1	29	2,3	EA				2,000
426	2005	12	2			19	19	2	9		4	AA	14			
427		12	2					3	1		2	AA	2	G		
428		20	1			350	10	5	1	45	4	AA		G		15,000
429		6	2			20		2	1	28	4	AB	7	S		58
430		6	2			38		6	1	28	4	AB	7	S		42
431		9	1			30	4	5	3	14	4	BB		G		1,000
432		10	1			15		6	10	22	4	BB		G		1,000
433		10	2			3	1	6	1	25	2	CA		S		50
434		24	1			64	63	2	1	40	2	CB	18	G		150
435		8	2			15	8	6	1	41	4	EA		G		1,000
436		24	2			0		6	1	46		EC	1	S G		3,000

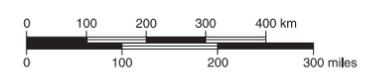
Refineries & Oil pipelines in Europe 2006



LEGEND

- ★ Small Refinery (< 30,000 bbl/d)
- ⊕ Refinery in Operation (> 30,000 bbl/d)
- ⊕ Two or more Refineries in Operation
- Depot

Pipelines:
Crude Oil ————
Oil Products ————



The contents of this map are believed correct and the most up to date at the time of printing. Users finding any errors or omissions please contact either of the following e-mail addresses: info@europa.com, info@concawe.org
Neither Europa nor Concawe are held liable for any inaccuracies on this map.

