

Performance des pipelines terrestres européens

Statistiques récapitulatives des fuites signalées en 2008 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
F. Gambardella
F. Uhlig

K. den Haan (Coordinateur technique)
J-F. Larivé (Consultant)

Reproduction permise après autorisation spécifique

© CONCAWE
Brussels
June 2010

RESUME

Le CONCAWE a rassemblé 38 ans de données sur les performances des pipelines terrestres en Europe. L'inventaire actuel couvre plus de 35 000 km et comprend la vaste majorité des pipelines de ce type en Europe, transportant environ 780 millions m³ par an de brut et produits pétroliers. Ce rapport couvre la performance de ces pipelines pour l'année 2008 et donne également l'historique depuis 1971. La performance sur l'ensemble des 38 années est analysée sous plusieurs angles, à savoir les volumes de fuites brut et net et les causes de fuites que l'on a classées en cinq grandes catégories : défaillance mécanique, opérationnelle, corrosion, risque naturel et activité de tiers. Le taux d'inspections réalisées par racleurs intelligents est également indiqué. En 2008, on a enregistré 12 incidents de fuite, ce qui correspond à 0,34 fuites pour 1 000 km de pipeline, soit un peu plus que la moyenne sur 5 ans qui est de 0,28, mais très en-dessous de la moyenne sur le long terme qui est de 0,54, en constante baisse depuis le milieu des années 70 quand la moyenne était alors de 1,2. Ni incendie, ni décès, ni blessure n'a été signalé en rapport avec les fuites survenues en 2008. 7 incidents ont été provoqués par des défaillances mécaniques, 1 incident provoqué par la corrosion et 4 incidents liés à des activités de tiers. Sur le long terme, l'activité de tiers reste la cause principale des incidents de fuite. Cependant, les incidents causés par les défaillances mécaniques ont augmenté ces dernières années, une tendance à surveiller dans les années à venir.

MOTS CLÉS

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 DE 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	3
2.3.	EVOLUTION DE L'INVENTAIRE 1971-2008	3
2.3.1.	Produit transporté, longueur et diamètre	3
2.3.2.	Répartition par âge	5
2.4.	DEBIT ET TRAFIC	6
3.	SECURITE DES PIPELINES	8
3.1.	INCIDENTS MORTELS ET BLESSURES	8
3.2.	INCENDIES	8
4.	FUITES REPERTORIEES AU COURS DES 5 DERNIERES ANNEES (2004-08)	10
4.1.	INCIDENTS SURVENUS EN 2008	10
4.1.1.	Défaillance mécanique	11
4.1.1.1.	Défauts de construction	11
4.1.1.2.	Défauts de conception & de matériau	11
4.1.2.	Incidents opérationnels	12
4.1.3.	Corrosion	12
4.1.4.	Causes naturelles	12
4.1.5.	Activité de tiers	12
4.2.	2004-2008 REVUE DE L'ENSEMBLE DES FUITES	13
5.	ANALYSE HISTORIQUE DES FUITES DE 1971 À 2008	16
5.1.	NOMBRE ET FREQUENCE	16
5.2.	VOLUMES DE FUITES	19
5.2.1.	Volume des fuites total annuel	19
5.2.2.	Volume de fuite par incident	22
5.3.	TAILLE DES BRECHES	24
5.4.	EMPLACEMENT DES FUITES SUR LES INSTALLATIONS	26
5.5.	FUITES CLASSEES PAR DIAMETRE	26
5.6.	IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT	27
5.6.1.	Utilisation du terrain à l'emplacement de la fuite	27
5.6.2.	Zone de terrain pollué	28
5.6.3.	Impact sur les eaux	29
5.7.	DETECTION DES FUITES	29
6.	ANALYSE DETAILLEE DES CAUSES DE FUITES	31
6.1.	DEFAILLANCE MECANIQUE	33
6.2.	DEFAILLANCE OPERATIONNELLE	34
6.3.	CORROSION ET IMPACT DU VIEILLISSEMENT	34
6.4.	RISQUE NATUREL	36
6.5.	ACTIVITE DE TIERS	36
6.5.1.	Dommage accidentel	37
6.5.2.	Dommage intentionnel	39
6.5.3.	Dommage fortuit	39

7.	INSPECTIONS PAR RACLEUR INTELLIGENT	40
8.	GLOSSAIRE	43
9.	REFERENCES	44
ANNEXE 1	DEFINITIONS	45
ANNEXE 2	SOMMAIRE DES FUTES	46

RESUME

Le CONCAWE a rassemblé les données concernant les fuites des pipelines terrestres sur une période de 38 années en s'intéressant tout particulièrement au volume des fuites, les opérations de nettoyage et de réhabilitation, les conséquences sur l'environnement et les causes de ces incidents. Les résultats ont été publiés dans des rapports annuels, et ce depuis 1971. Ce rapport couvre la performance de ces pipelines pour l'année 2008 et fait l'historique depuis 1971. La performance sur l'ensemble des 38 années est analysée sous plusieurs angles, à savoir les volumes de fuites brut et net et les causes de fuites que l'on a classées en cinq grandes catégories : défaillance mécanique, opérationnelle, corrosion, risque naturel et activité de tiers. Le taux d'inspections réalisées par racleurs intelligents est également indiqué.

Actuellement, plus de 70 compagnies et autres entités, opérant des pipelines en Europe, fournissent les données statistiques nécessaires à l'élaboration du rapport annuel du CONCAWE. Les données pour l'année 2008 proviennent de 70 opérateurs, ce qui représente plus de 160 pipelines et une longueur totale de 35 486 km, légèrement plus qu'en 2007. La différence s'explique en partie par les corrections apportées au rapport, 5 compagnies n'ayant pas fourni de données et elle avaient donc été exclues des statistiques. En 2008, le volume de pétrole brut et produits finis transportés s'est élevé à 780 Mm³, quoique certaines données soient manquantes, aussi les volumes doivent être légèrement supérieurs. Cette valeur est demeurée stable au cours de ces dernières années. Le trafic total pour 2008 est estimé à 130x10⁹ m³ km.

En 2008, 12 incidents de fuite ont été signalés, ce qui correspond à 0,34 fuite pour 1000 km, légèrement plus que la moyenne sur les 5 dernières années mais bien moins que la moyenne long terme qui diminue régulièrement au fil des ans depuis la valeur de 1,2 enregistrée dans les années 70. 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 968 m³, soit 27 m³ pour 1 000 km de pipeline comparé à la moyenne long terme de 89 m³. 83% du volume des fuites a été récupéré ou éliminé en toute sécurité.

La plupart des fuites sont mineures et 20% des fuites sont à l'origine de 80% du volume brut ayant fui, un chiffre qui est resté assez stable au fil des ans. 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. La majorité d'entre eux ont été arrêtés ou convertis au transport de produits froids, c'est pourquoi aujourd'hui la plupart des pipelines transportent des produits non-chauffés et du pétrole brut. A ce jour, on dénombre seulement 159 km de pipeline de produits chauffés. La dernière fuite sur un pipeline de produits chauffés remonte à 2002.

Sur les 12 incidents signalés en 2008, 7 sont liés à une défaillance mécanique, 1 à la corrosion externe et 4 sont accidentels (c.à.d. non-intentionnel) et liés à des activités de tiers. Sur le long terme, les activités de tiers restent la cause principale des incidents de perte de produit même si le nombre d'incident a progressivement diminué au cours des années. La défaillance mécanique est la deuxième grande cause de fuite. Cependant, après d'énormes progrès constatés sur les 20 premières années pour réduire la fréquence des défaillances mécaniques, on observe une tendance à la hausse au cours de ces dix dernières années.

En 2008, 70 sections ont été inspectées par racleurs intelligents, tous types confondus, sur une longueur totale de 8 446 km. La plupart des programmes d'inspection ont impliqué le passage de plus d'un type de racleur dans la même section ; c'est pourquoi la longueur réellement inspectée n'est que de 5 018 km (14% de l'inventaire).

La plupart des pipelines ont été construits dans les années 60-70. Ainsi en 1971, les pipelines de 10 ans et moins constituaient 70% de l'inventaire, en 2008 ils ne représentaient plus que 5% et 47% des pipelines dataient de plus de 40 ans. On constate cependant que cela n'a pas conduit à une augmentation du nombre de fuites.

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, en particulier pour les défaillances mécaniques et défaillances liées à la corrosion, 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 transport et le trafic annuels, les incidents et les inspections par racleur intelligent sont recueillies 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.

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. Depuis 2005, le format de présentation et le contenu du rapport ont été modifiés afin d'y inclure non seulement la performance de l'année mais aussi une analyse complète de l'historique depuis 1971. Ce rapport est rédigé sous le même format et de ce fait, remplace le rapport 10/09 de 2007. La carte générale des pipelines d'hydrocarbures terrestres d'Europe inclus dans l'inventaire 2008 du CONCAWE est à présent disponible en format digital et interactif sur le site www.concaawe.org.

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 leurs futurs efforts. Le CONCAWE a également organisé plusieurs séminaires, aussi appelé séminaire "COPEX" (CONCAWE Oil Pipelines Experience Exchange) 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. Le dernier séminaire COPEX s'est tenu à Bruxelles en mars 2010.

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 transport et le trafic.

La Section 3 est axée sur la performance sécurité, c'est à dire 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 2008 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.

Le volume minimum de fuite "déclarable" a été fixé à 1 m³ (sauf si une fuite < 1 m³ a eu des conséquences exceptionnellement graves sur la sécurité ou l'environnement).

L'ensemble des critères ci-dessus sont des paramètres importants à prendre en compte lorsque l'on compare l'ensemble des données de plusieurs fuites, car des critères différents peuvent considérablement affecter les résultats.

A l'origine, la zone géographique couverte correspondait au premier mandat du CONCAWE, à savoir 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, les pipelines de pétrole brut et de produits finis de la Slovaquie en 2001 et ceux de la Croatie en 2007.

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. Les exceptions notables sont les lignes de l'OTAN en Italie, Grèce, Norvège et Portugal ainsi que les pipelines de pétrole brut et de produits finis en Pologne.

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 de l'année considérée 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 2008, sur les 75 compagnies exploitantes qui sont en contact avec le CONCAWE, 70 ont présenté leurs résultats. Sont incluses dans ce nombre les compagnies affiliées et joint venture de grand groupe pétroliers. Ce nombre est resté plus ou moins constant car l'impact de l'arrivée de nouvelles compagnies a été compensé par les compagnies qui ont fusionné.

2.3. EVOLUTION DE L'INVENTAIRE 1971-2008

2.3.1. Produit transporté, longueur et diamètre

Actuellement, on compte 160 systèmes de pipelines enregistrés dans la base de données du CONCAWE, répertoriés en 702 sections distinctes couvrant une longueur 35 486 km. Les 5 compagnies qui n'ont pas présenté leurs résultats exploitent 294 km de pipelines répertoriés en 22 sections. 7 sections représentant 103 km ont été définitivement mises hors service en 2008 alors que 2 sections totalisant 99 km ont été mises en service.

La **Figure 1** montre l'évolution de l'inventaire du CONCAWE depuis 1971. 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 décennie, 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.

Au fil des ans, 210 sections au total ont été mises hors service réduisant ainsi l'inventaire de 9 200 km.

Il faut noter que la **Figure 1** représente la longueur de pipeline déclarée chaque année au CONCAWE et donc ne rend pas compte de l'année de mise en service de ces pipelines. La majorité des pipelines a effectivement été construite dans les années 60-70 et une grande partie de ces pipelines étaient déjà en service depuis un certain temps quand ils ont été pour la première fois déclarés au CONCAWE. Cet aspect est traité dans la section suivante consacrée à la répartition des pipelines par ancienneté.

Les pipelines sont classés en fonction du type de produits transportés : les pipelines transportant du pétrole brut, les pipelines transportant des produits blancs, les pipelines transportant des produits noirs réchauffés et les autres produits. Quelques pipelines transportent à la fois du pétrole brut et des produits pétroliers. Même si ces produits sont classés séparément dans la base de données, ils sont totalisés dans la catégorie des pétroles bruts. Certains pipelines peuvent être signalés hors service une année sans pour autant l'être définitivement. Dans ce rapport, ces trois familles sont référencées sous les appellations pétroles bruts, produits finis et produits chauds.

La **Figure 1** montre que les deux premières catégories représentent le plus gros de l'inventaire. Parmi les 198 sections de pipelines qui ont été définitivement mises hors service depuis 1971, 24 (1 147 km) étaient exploitées en produits chauds. Cela représente 2/3 de l'inventaire initial des pipelines de produits chauds parmi lequel

270 km répartis en une douzaine de sections sont encore exploités. Cela 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 2008. Dans l'ensemble, les pipelines de pétrole brut ont un diamètre beaucoup plus grand que celui des pipelines figurant dans les deux autres catégories. Environ 88% des pipelines de pétrole brut ont un diamètre supérieur à 16" (400 mm) avec un maximum de 48" (1 200 mm) alors qu'environ 86% 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 1 Inventaire du CONCAWE et principales catégories de pipelines par type de produits transportés

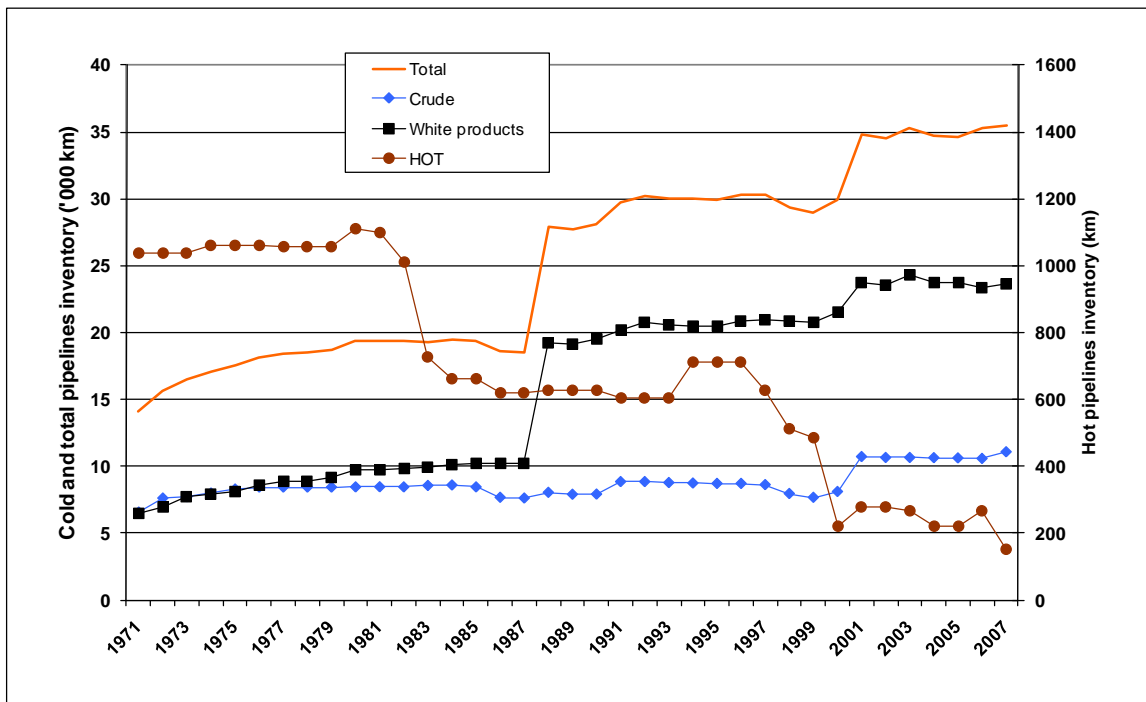
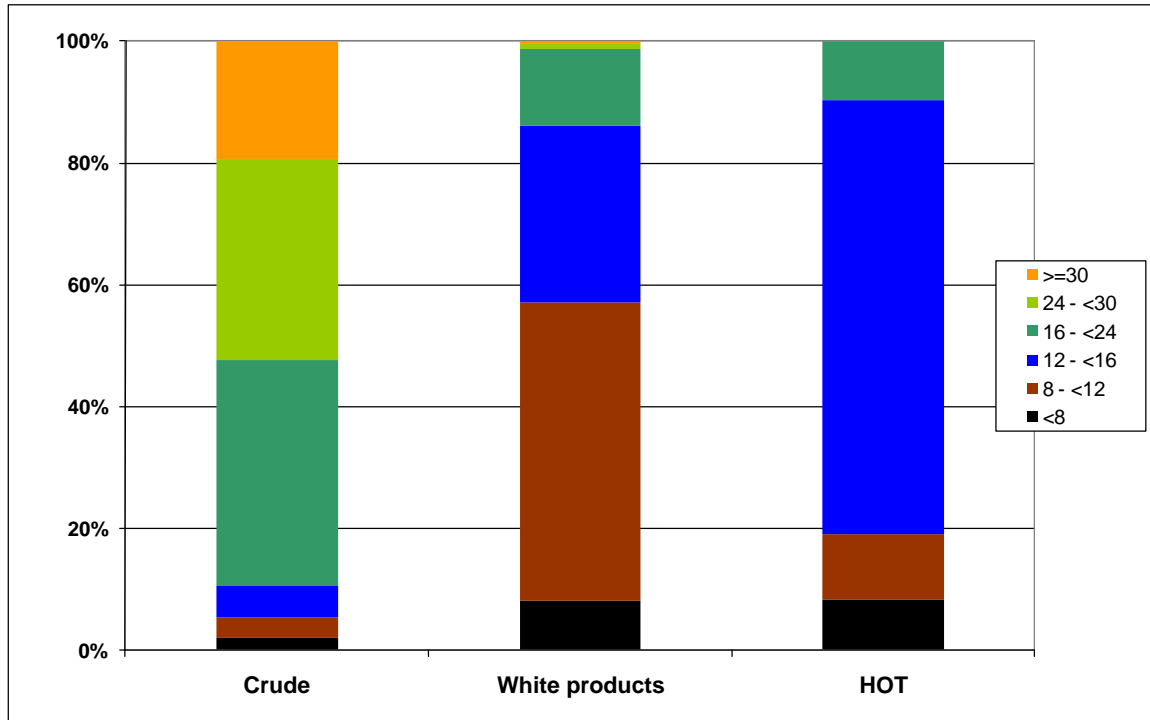


Figure 2 Répartition des diamètres de pipelines Européens par type de produits transportés en 2008



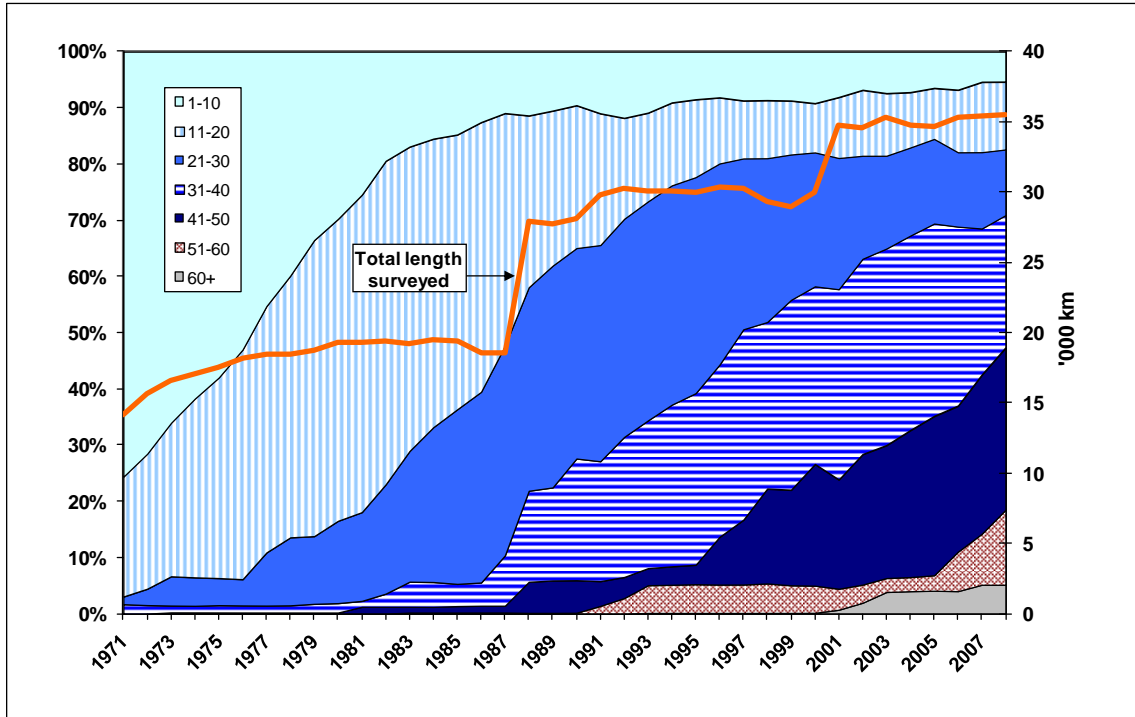
2.3.2. Répartition par âge

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 2008, seulement 1 890 km, c'est à dire 5% de la totalité dataient de 10 ans ou moins et 16 820 km (47%) 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 européens par âge, en 2008



2.4. DEBIT ET TRAFIC

Au total, environ 530 Mm³ de pétrole brut et 250 Mm³ de produits raffinés ont été transportés par le système de pipelines au cours de l'année 2008, un chiffre relativement stable d'une année sur l'autre (pour un inventaire équivalent). Le pétrole brut transporté représente 70% du transport total des raffineries Européennes. 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 passe". En effet, il y a quelques pipelines où le transport 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 2008, la valeur totale du trafic a été de 130x10⁹ m³.km, plus ou moins pareille qu'en 2007, 95x10⁹ m³.km pour le pétrole brut et 35x10⁹ m³.km pour les produits finis (valeur négligeable pour les produits chauds).

Le transport et le trafic sont indiqués ici pour donner une dimension de l'industrie des pipelines d'hydrocarbures en Europe. Cependant, 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 transport, 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.

3.1. INCIDENTS MORTELS ET BLESSURES

En 2008, aucun incident mortel consécutif à une fuite n'a été rapporté. Sur les 38 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 naphta, 3 personnes présentes sur les lieux ont été tuées par le feu, ces mêmes personnes étant probablement à l'origine de l'allumage 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 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.

Au total, on a relevé 3 cas faisant état de blessures. Deux rapports de fuites font état d'une blessure non-mortelle en 1988 et 1989, dans les deux cas à la suite d'inhalation / ingestion de pétrole par effet aérosol. En 2006, on a enregistré un cas pour blessure sur tiers.

3.2. INCENDIES

En 2008, aucun incendie consécutif à une fuite n'a été signalé. 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 (2004-08)

4.1. INCIDENTS SURVENUS EN 2008

Au total, 12 fuites ont été recensées en 2008. 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 2008

Incident (1)	Lieu	Taille de la ligne (")	Produit répandu	Blessés Morts (2)	Incendie	Volume de fuite (m ³)		Pollution	
						Brut	Net	Sol m ²	Eau (3)
Défaillance Mécanique									
Construction 458	Pipeline souterrain	16	Gasoil ou mazout	-	-	4,1	3,6	25	
462	Pipeline aérien	11	Essence	-	-	12,0	0,0	0	
Conception & matériaux									
459	Pipeline aérien	40	Pétrole brut	-	-	6,0	0,0	0	
460	Station de pompage	10,75	Carburéacteur	-	-	30,0	0,0	40	
461	Pipeline souterrain	10,75	Carburéacteur	-	-	52,0	36,8	50	
463	Pipeline souterrain	10,75	Carburéacteur	-	-	129,4	108,4	90000	
468	Pipeline souterrain	16	Pétrole brut	-	-	328,0	0,0	3600	
Corrosion externe									
469	Pipeline souterrain	18	Pétrole brut			1,1	1,1	0	ES
Activité de tiers (accidentel)									
464	Pipeline souterrain	9	Gasoil ou mazout			43,7	17,3	3600	
465	Pipeline souterrain	6	Carburéacteur			40,0	0,0	5000	
466	Pipeline souterrain	4	Carburéacteur			28,0	0,0	250	
467	Pipeline souterrain	16	Pétrole brut	-	-	294,0	0,0	11000	

(1) Les incidents ont été comptabilisés depuis le début de l'étude en 1971

(2) B = Blessés, M = Morts

(3) NP = Nappe phréatique, ES = Eau de surface

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 7 incidents suite à des défaillances mécaniques. deux causés par des défauts de construction et 5 par des défauts de conception ou de matériaux.

4.1.1.1. Défauts de construction

Incident 458:

La fuite a été détectée par inspection acoustique. Les fouilles ont confirmé la présence d'une petite fuite intermittente sur une soudure circulaire. Les terres souillées ont été enlevées. Des piézomètres ont été installés pour surveiller la migration des hydrocarbures.

Incident 462:

L'incident de fuite s'est produit au cours du lancement d'un racleur instrumenté. Le joint, qui avait été mal posé, a été partiellement arraché et emporté par le racleur. Les agents de terrain ont immédiatement alerté le dispatching et le pompage a été arrêté. Le joint endommagé a été remplacé et le pompage a repris. Le produit répandu a été confiné dans la zone bétonnée des installations et ensuite récupérée dans un puits de drainage puis dirigé vers le bac de stockage d'eaux contaminées.

4.1.1.2. Défauts de conception & de matériau

Incident 459:

Les pompiers ont découvert une zone contaminée d'environ 50 m² à la sortie d'une gare racleur sur un pipeline de brut. Le pipeline a été arrêté et dépressurisé. Des barrières de confinement ont été installées dans les fossés alentours à l'aide de bottes de paille tandis que les pompiers et le personnel d'exploitation contrôlaient le risque d'incendie et d'explosion.

Les cuvelages béton situés sous les gares racleur servent à récupérer les petites quantités de produit qui s'échappent lorsque l'on extrait un racleur. Les cuvelages sont reliés par une ligne souterraine à un (bac) séparateur qui lui-même est relié à un autre petit cuvelage. C'est sur ce cuvelage que se trouvait la fuite. Après un fort épisode pluvieux, le pétrole issu de la fuite a suivi le chemin d'écoulement des eaux pour réapparaître à l'extérieur de l'installation.

Le pétrole brut a été récupéré et 300 tonnes de terres contaminées ont été enlevées pour être biologiquement traitées.

Incident 460:

Une fuite est survenue sur le joint mécanique d'une pompe. La pompe a été immédiatement stoppée. Le pétrole a été récupéré dans les zones bétonnées autour de la pompe pouvant ainsi être dirigé vers le bac de stockage d'eaux contaminées via les puits de drainage. Une zone de graviers (sur une sous-couche de polythène) située en bordure a été contaminée sur une surface de 40 m². Il n'y a pas eu davantage de contamination.

Incident 461:

Une fuite a été provoquée par un joint défailant situé sur une vanne à bride de sectionnement d'un pipeline. Le système de détection de fuite a émis une alarme, le pompage a été arrêté et les vannes du pipeline fermées. La fuite a été confinée dans le puits de vanne puis pompée dans un camion citerne qui a ramené le produit vers les installations de l'opérateur. La vanne était située près d'un canal mais le produit n'a pas atteint l'eau. Des piézomètres ont été installés pour surveiller la migration des hydrocarbures.

Incident 463:

Le système automatique de détection de fuite a décelé une fuite sur un pipeline principal. Le pompage a été arrêté et la section isolée. L'équipe de secours a du suivre le tracé du pipeline pour trouver exactement l'endroit où se situait la fuite. Environ 130 tonnes de produit ont été déversées, contaminant une surface au sol d'environ 90 000 m². La cause de cette défaillance a été établie comme étant une délamination du matériau à l'intérieur du pipeline.

Une partie du produit a été évacuée via des tranchées drainantes et des piézomètres ont été installés pour surveiller la migration des hydrocarbures.

Incident 468:

Cet incident a eu lieu à la suite de l'incident 467 (voir ci-dessous). La section de pipeline endommagée par une activité de tiers a été réparée, remplie et préparée en vue d'un test opérationnel de pression. Pendant ce test de pression à 43.6 bars (MAOP=49 bars), la ligne a cédé, s'ouvrant sur une déchirure longitudinale d'environ 60 cm à 12 heures, à environ 20 mètres de l'endroit où s'était produit le premier incident. La défaillance a été attribuée à la fatigue du métal.

Une surface de 3600 m² a été polluée et les terres ont été enlevées pour décontamination.

4.1.2. Incidents opérationnels

Aucun incident de cette catégorie n'a été signalé en 2008.

4.1.3. Corrosion

Il y a eu un incident dû à une corrosion externe.

Incident 469:

Le pipeline de pétrole brut reliant un dépôt à une raffinerie est principalement souterrain et traverse un cours d'eau d'environ de 6-7 m de large. Une petite fuite s'est produite à cet endroit là. Les recherches ont révélé que sur ce tronçon, le pipeline de pétrole brut était en contact direct avec un manchon de protection (protection externe du pipeline) provoquant ainsi une corrosion externe du pipeline.

Une barrage a été déployée sur le cours d'eau, en aval du pipeline afin de stopper l'avancée du pétrole. Le pétrole a été récupéré par des hydrocureurs. Les terres contaminées ont été enlevées et éliminées en toute sécurité. Trois puits ont été construits dans lesquels le pétrole est régulièrement récupéré par un camion hydrocureur. L'eau des puits est analysée environ tous les mois et demi.

4.1.4. Causes naturelles

Aucun incident de cette catégorie n'a été signalé en 2008.

4.1.5. Activité de tiers

Il y a eu quatre incidents provoqués par des activités de tiers, tous dans la catégorie dommages fortuits.

Incident 464:

Lors de la construction d'un chemin dans une zone agricole, la pelleteuse a heurté et percé le pipeline. La fuite a été détectée par le système de détection de fuite, le pompage fut arrêté et la section isolée. L'opérateur du pipeline n'avait pas été informé de ces travaux et il y avait un manque de communication entre le propriétaire (qui connaissait l'existence du pipeline) et le conducteur de la pelleteuse.

Aucun cours d'eau ne se trouvait à proximité. Des tranchées ont été creusées pour récupérer le produit répandu. Les terres polluées ont été évacuées pour traitement.

Incident 465:

Un tiers a heurté et percé le pipeline avec son bulldozer. La fuite a été détectée par l'opérateur en salle et le pompage a été immédiatement stoppé. Environ 40 m³ de produit ont été répandus, polluant ainsi une surface d'environ 5000 m². L'opérateur du pipeline n'était pas au courant de ces travaux et l'entrepreneur n'avait pas connaissance de l'existence du pipeline.

Environ 12 000 m³ de terres polluées ont été évacuées pour traitement.

Incident 466:

Un fermier a heurté et percé un pipeline dans une zone agricole. La fuite a été immédiatement signalée, la pression a été baissée et les vannes de sectionnement manuelles ont été fermées. Malheureusement, l'incident s'est produit à un point bas et 28 m³ de produit se sont déversés par gravité, affectant ainsi une zone d'environ 250 m². L'exploitant du pipeline n'était pas informé de ces activités alors que le tiers était au courant de la présence du pipeline.

Incident 467:

L'incident s'est produit dans une zone industrielle en construction. Le propriétaire savait que la bande de servitude du pipeline traversait son terrain et qu'il était nécessaire de déposer une demande d'autorisation avant d'effectuer des travaux au sol. Le pipeline était signalé de façon permanente par la présence de balises, l'entrepreneur était au courant de la présence du pipeline et savait qu'il y avait des restrictions concernant les fouilles dans cette zone. Malgré tout, les travaux au sol ont débuté sans autorisation et le bulldozer qui nivelait le terrain a heurté le pipeline et, avec sa lame a fait une encoche triangulaire de 15x12x10 cm. L'incident a été immédiatement détecté par le système automatique de détection de fuite, mais le terrain vallonné a fourni suffisamment de hauteur hydrostatique pour provoquer une fuite importante d'environ 300 m³ de pétrole brut. Quelques 11 000 m² de terres ont été polluées.

Les terres contaminées ont été évacuées pour traitement puis remplacées.

4.2. 2004-2008 REVUE DE L'ENSEMBLE DES FUITES

Le Tableau 2 présente la performance en termes de fuite pour la période quinquennale de 2004 à 2008. Sur les 44 fuites signalées pendant cette période, 40 ont temporairement causé une pollution de l'environnement. 6 fuites ont touché les eaux de surface et 12 fuites ont eu des conséquences sur la nappe phréatique mais aucune fuite n'a touché les réserves d'eau potable.

Avec 12 fuites signalées dans l'année, les chiffres de 2008 sont plus élevés que la moyenne sur les 5 dernières années et juste en dessous de la moyenne de 12,4 par an enregistrée depuis le début du rapport CONCAWE en 1971.

En termes de volume de fuites, l'année 2008 se situe au-dessus de la moyenne pour la période 2004-2008 avec au total un volume de fuite brut de 968 m³. Néanmoins, la récupération de produit a été satisfaisante, avec un volume de perte net dans l'environnement de seulement 167 m³. On a enregistré une perte nette de moins de 5 m³ pour 1 000 km (contre la moyenne à long terme de 38 m³ pour 1000 km).

Tableau 2 Tableau comparatif des cinq années 2004 à 2008, par cause, volume et impact

	2004	2005	2006	2007	2008	2004-2008
Longueur km x 10 ³	34.7	34.6	35.3	35.3	35.3	35.1
Transport m ³ x 10 ⁶	847	789	805	763	780	797
Trafic m ³ x km x 10 ⁹	142	127	130	129	130	132
Incidents	5	11	12	9	12	44
Défaillance mécanique						
Construction	2	2	2		2	8
Matériau	1	3	4		5	8
Opérationnel						
Défaut système		2				2
Erreur humaine						0
Corrosion						
Externe		1		1	1	3
Interne		1	2	1		4
Corrosion fissurante						0
Risques naturels						
Affaissement de terrain						0
Inondations						0
Autres						0
Activité de tiers						
Accidentelle	2	1	2	4	4	13
Malveillance			2	2		4
Fortuite		1		1		2
Volume de fuite m³						Moyenne
Volume de fuite brut	138	554	651	984	968	659
Perte nette	0	105	9	466	167	149
Moyenne perte brute /incident	34	55	54	109	81	67
Moyenne perte nette /incident	0	10	1	52	14	15
Moyenne perte brute /1000 km	4	16	18	28	27	29
Moyenne perte nette /1000 km	0	3	0	13	5	11
Volume de fuite brut/transport ppm	0.2	0.7	0.8	1.3	1.2	1
Volume de fuite brut par cause						
Défaillance mécanique	48	427	132	0	562	234
Opérationnelle	0	45	0	0	0	9
Corrosion	0	67	12	195	1	55
Risque naturel	0	0	0	0	0	0
Activité de tiers	90	15	507	793	406	362
Répartition perte						
Nombre d'incidents						
< 10	3	2	13	4	9	31
11-100	1	7		3	2	13
101-1000		1		2	1	4
> 1000 m ³						0
Impact environnemental						
Aucun		1			3	4
Sol						
< 1000 m ²	1	5	13	6	4	29
> 1000 m ²	4	5		3	5	17
Eaux						
Eaux de surface		3	1	2		6
Nappe phréatique	1	6	4	1		12
Eau potable						0

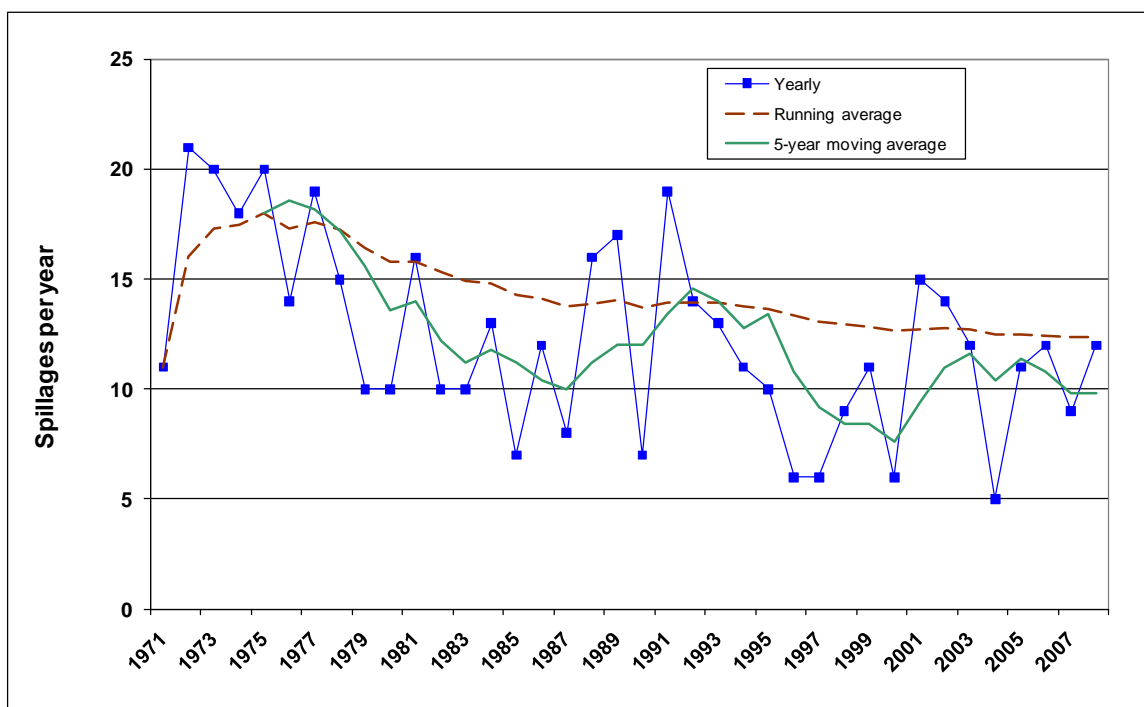
5. ANALYSE HISTORIQUE DES FUITES DE 1971 À 2008

5.1. NOMBRE ET FREQUENCE

Sur la période de 38 ans que couvre cette étude, il y a eu 469 incidents de fuite 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.

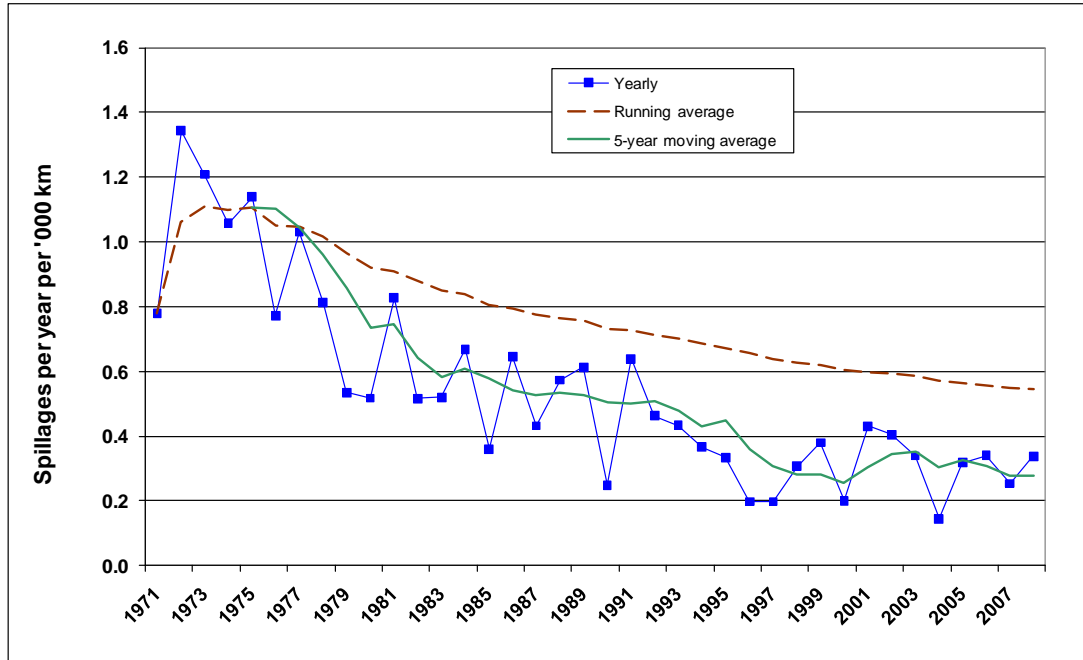
La **Figure 4** indique le nombre de fuites par an pour l'ensemble des pipelines et les tendances de la moyenne mobile et de la moyenne sur 5 ans pour la période de 38 années depuis 1971. On remarque une nette tendance à la baisse sur le long terme qui témoigne de l'amélioration apportée par les industriels au contrôle de l'intégrité des pipelines. La moyenne mobile globale a diminué en passant de 18 fuites par an dans le début des années 70 à 9.8 en 2008. 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 38 années (tous pipelines confondus)



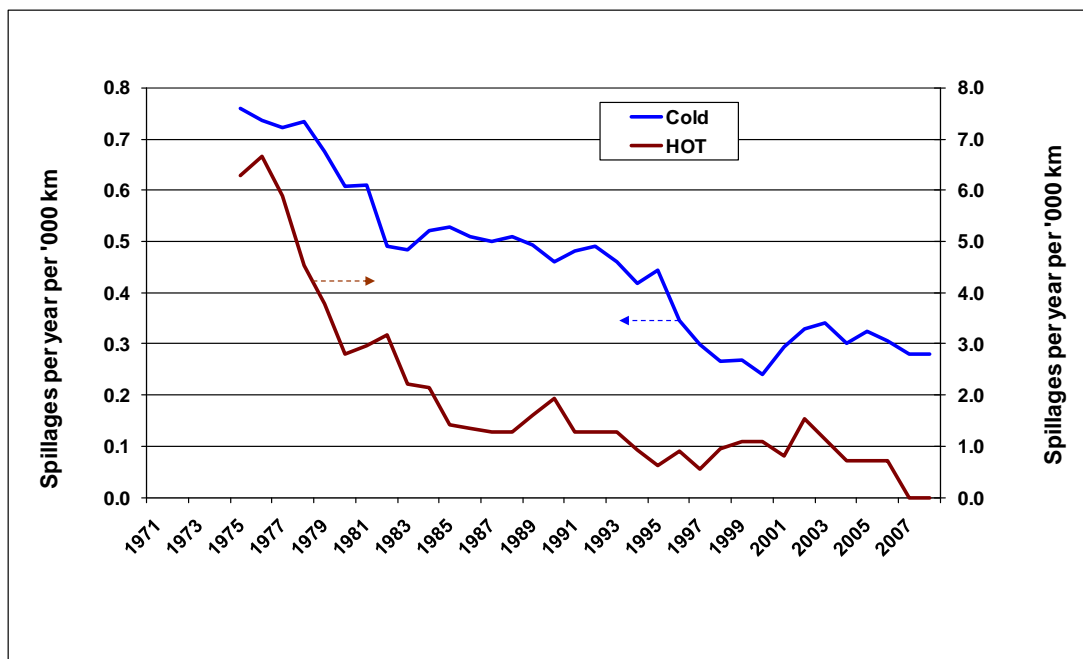
Les importants changements intervenus dans l'inventaire suivi par le CONCAWE au cours des années rendent évidemment difficile l'interprétation des valeurs absolues. La fréquence des fuites, c'est à dire le nombre de fuites par unité de longueur de pipeline est donc une meilleure mesure. La **Figure 5** 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 38 années



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 montre que la fréquence des fuites pour les pipelines de produits chauds est d'un ordre de grandeur plus élevé que pour les pipelines de produits froids. Les pipelines de produits chauds sont maintenant presque complètement supprimés, d'où une fréquence basse au cours de ces dernières années.

Figure 6 Moyenne mobile de la fréquence des fuites (pipelines produits chauds et froids) sur 5 années



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", 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. Depuis 2002, il n'y a eu aucune fuite due à la corrosion sur pipelines de produits chauds.

Si l'on exclut les données relatives aux pipelines produits "chauds", les pipelines produits froids montrent une tendance à l'amélioration plus lente. La fréquence des fuites a diminué de deux tiers au cours des 38 dernières années. Cette statistique est la meilleure représentation de l'amélioration de la performance réalisée par les opérateurs de l'ensemble du système de pipelines.

En dépit des fluctuations, l'analyse par causes montre que la corrosion, en ce qui concerne les 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 7 Fréquence de fuites des pipelines produits chauds

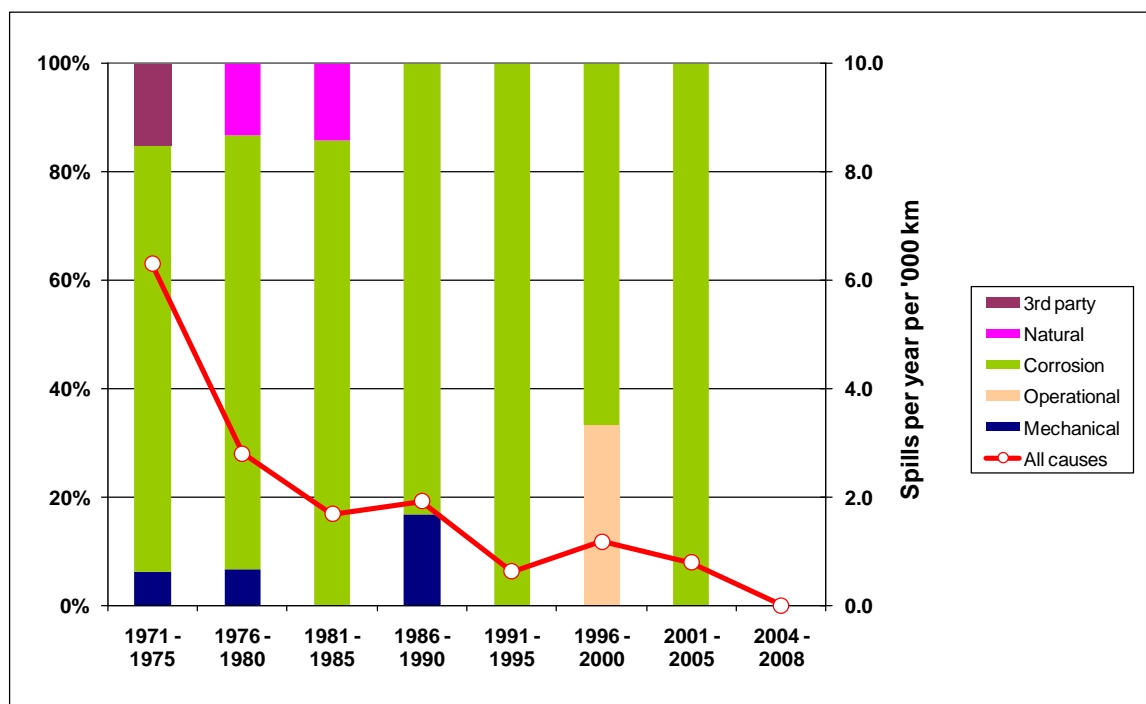
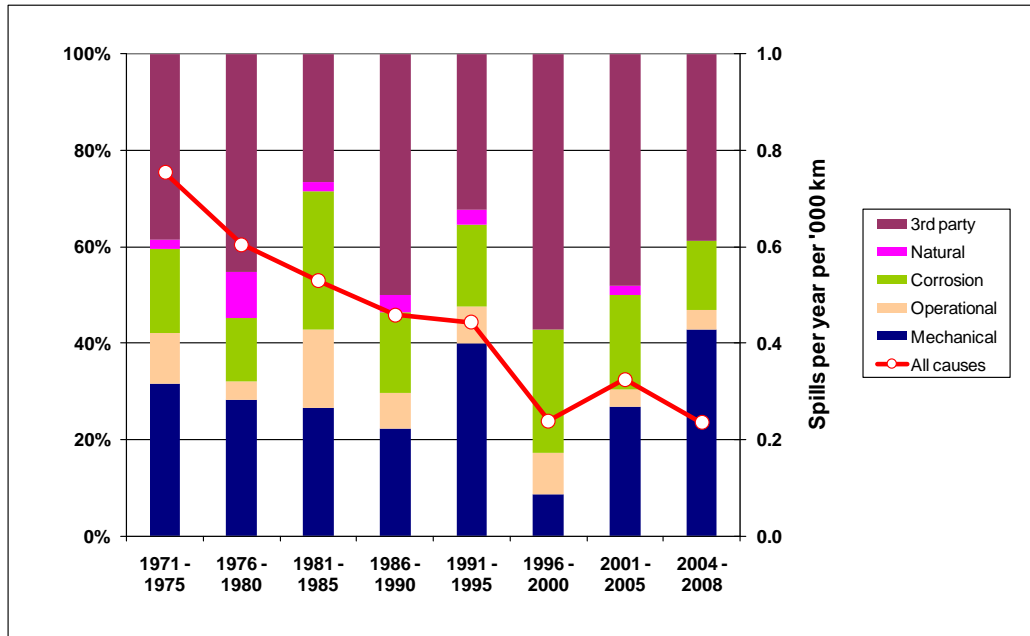


Figure 8 Fréquence de fuites des pipelines produits froids



5.2. VOLUMES DE FUTES

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 mobile et mobile sur 5 ans. Les mêmes données sont montrées pour 1 000 km de pipelines dans la **Figure 10** et en fonction du transport 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 0.8 partie par million (ppm) ou 0.00008%, du volume de produit transporté.

On pourrait s'attendre à ce que l'évolution de l'écart entre le volume annuel de fuite 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 des terres polluées 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 (brut moins net / brut) représenté dans la **Figure 12** n'indique aucune tendance significative. L'amélioration apparente constatée sur ces dernières années n'est pas encore significative statistiquement. Sur l'ensemble de la période, la moyenne du volume de fuite récupéré est de 57%, ce qui fait en moyenne une perte nette dans l'environnement de 70 m³ par fuite.

Figure 9 Volume de fuites brut

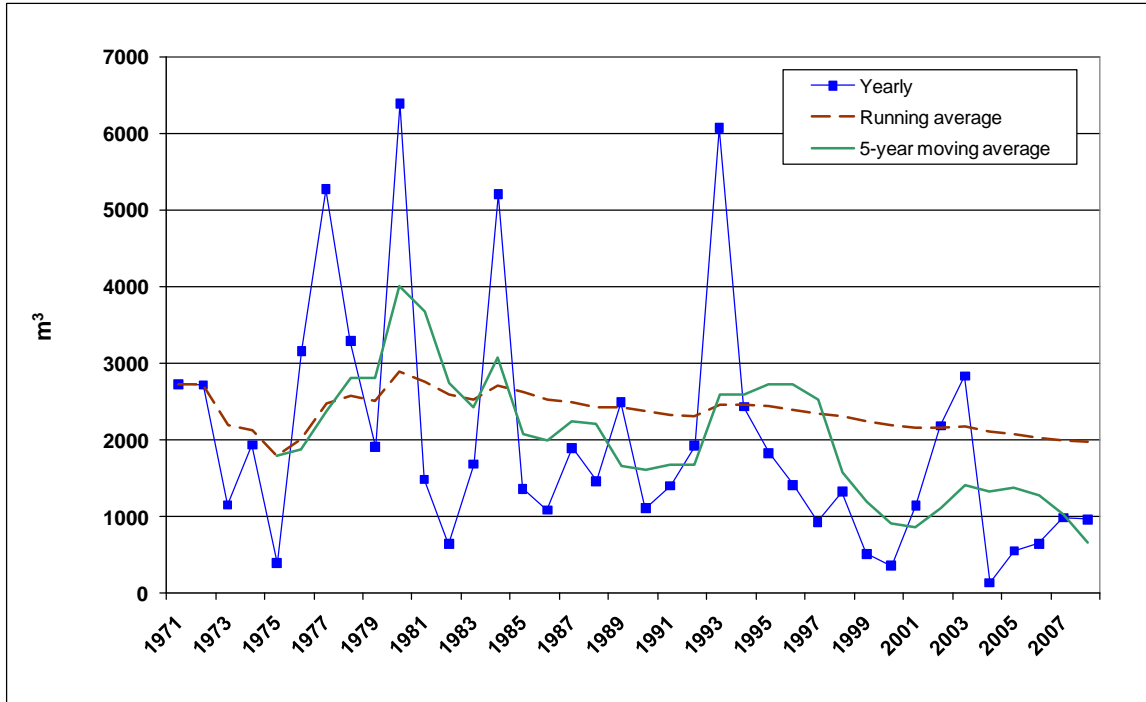


Figure 10 Volume de fuites brut pour 1000 km

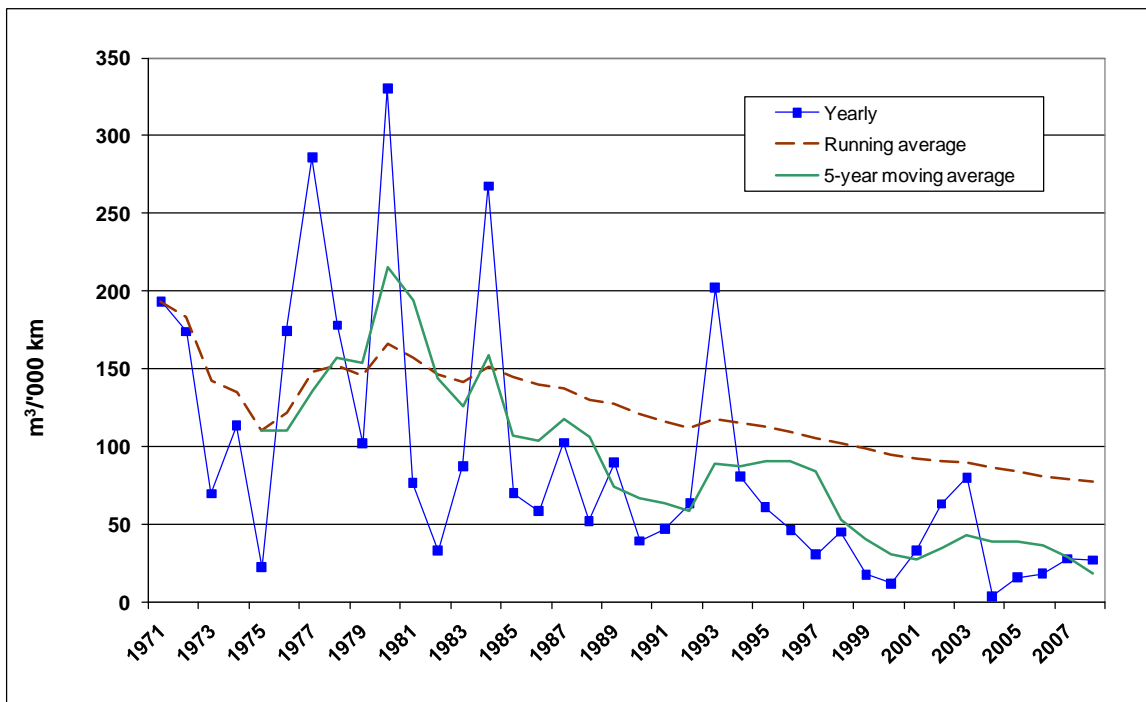


Figure 11 Volume de fuites brut annuel en fonction du transport

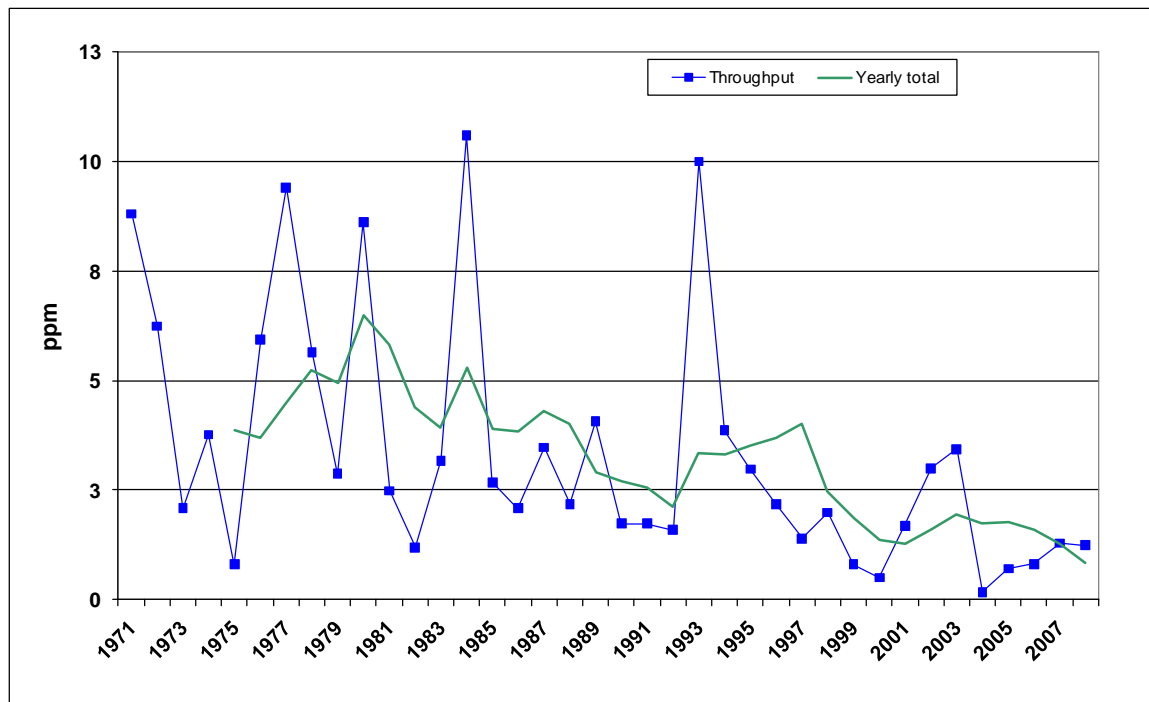
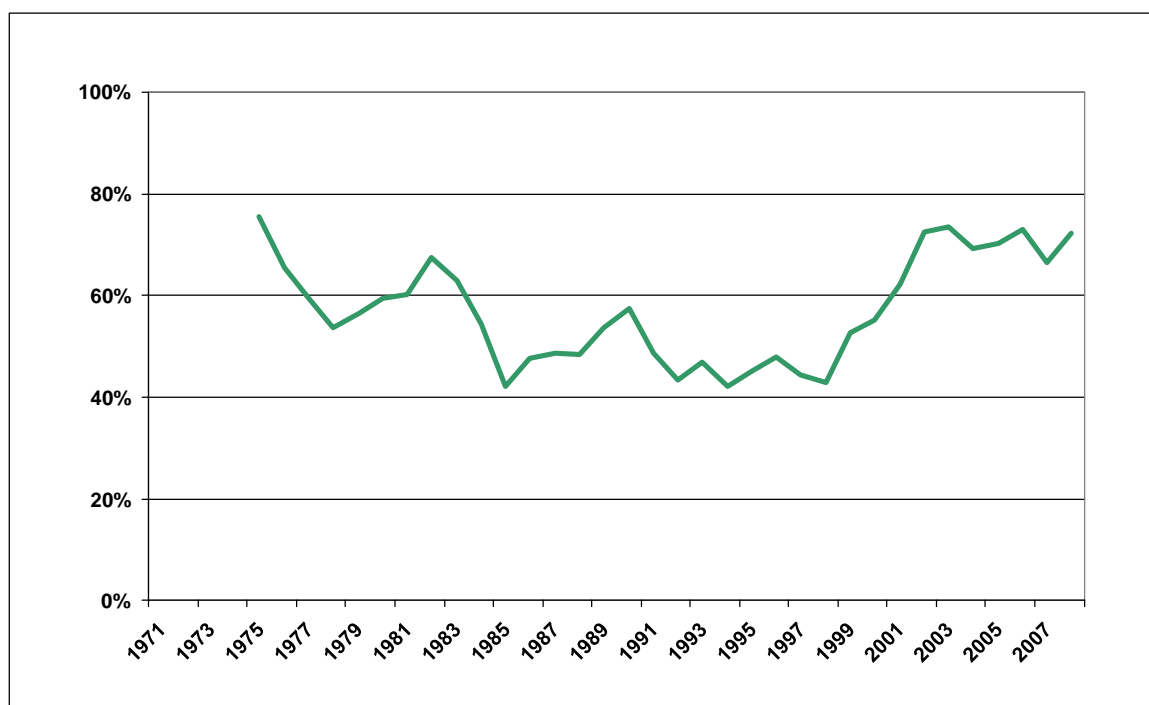


Figure 12 Récupération des fuites d'hydrocarbures (moyenne mobile sur 5 années)

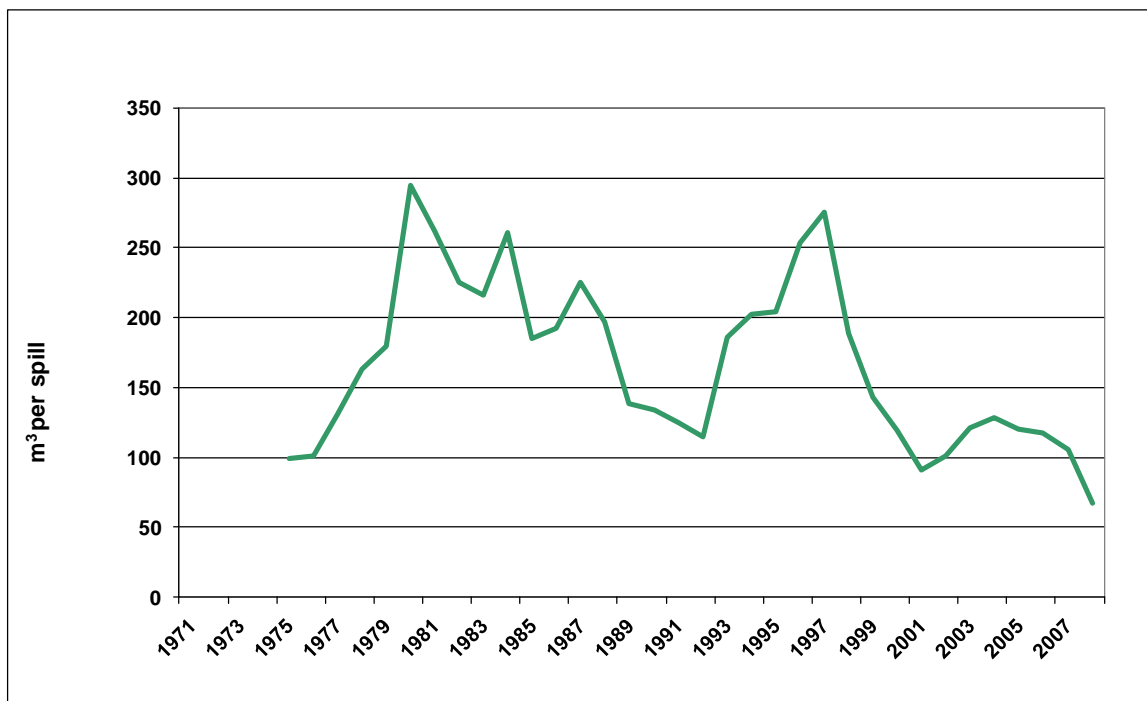


5.2.2. Volume de fuite par incident

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, on constate une légère tendance à la réduction en ce qui concerne la moyenne des tailles de fuite par incident depuis le début des années 80. 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**).

Avec une valeur autour de 100 m³ par fuite, la moyenne mobile sur 5 années a invariablement été plus basse comparé à la moyenne de 160 m³ par fuite pour le long terme et ce pour les 8 dernières années approximativement. 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.

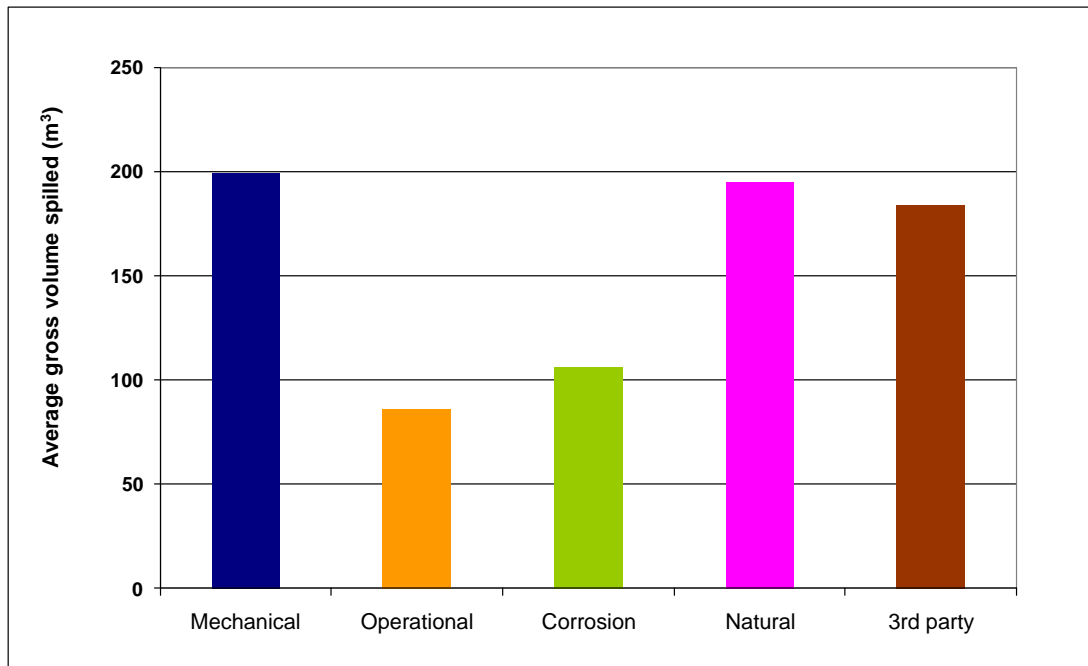
Figure 13 Moyenne annuelle des volumes bruts de fuites par incident (moyenne mobile sur 5 années)



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

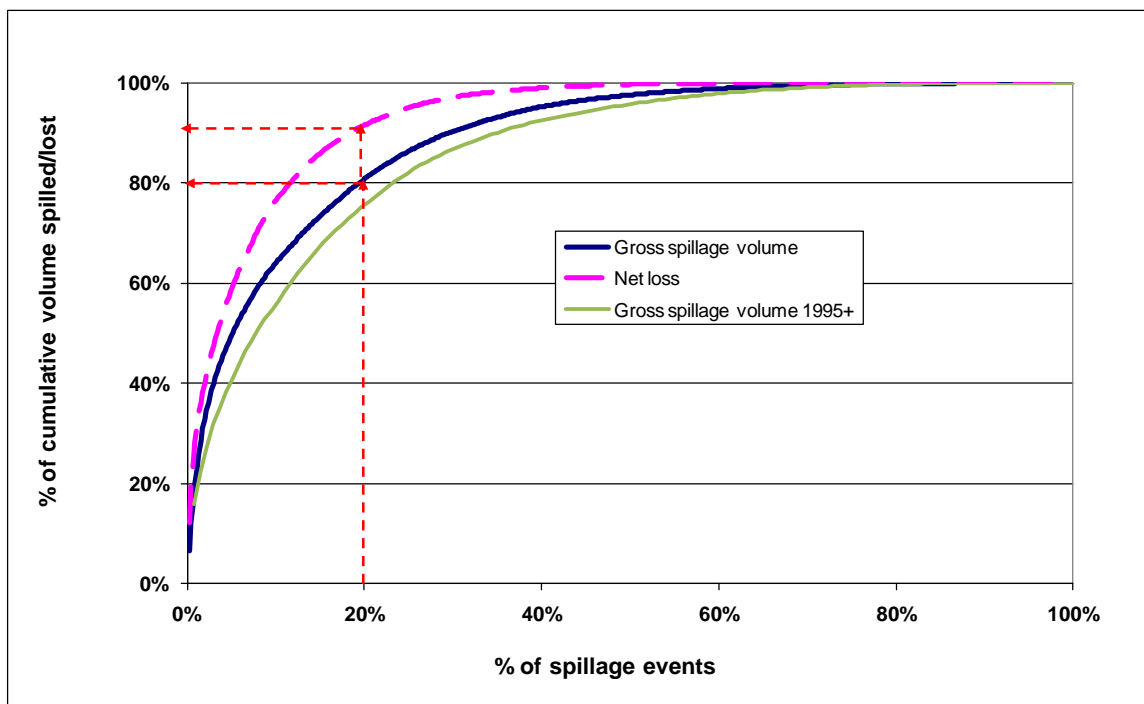
importantes" entraînent des fuites qui sont deux fois plus importantes que les deux catégories regroupant les "fuites les plus petites".

Figure 14 Moyenne des volumes bruts de fuites par incident et par cause sur 38 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 et plus de 90% du volume de fuite net, avec de très faibles variations au fil des ans. 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 38 ans)



5.3. TAILLE DES BRECHES

Dans ce rapport, 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.

“Pas de brèche” signifie que la fuite a pour origine une défaillance sur un joint ou une soudure ou encore une rupture mécanique.

Sur 469 fuites de pipelines, on ne dispose de données sur la taille des brèches que pour 260 d'entre elles (55%). Les statistiques correspondantes sont indiquées dans le **Tableau 3**.

Tableau 3 Répartition des fuites par taille des brèches

Hole type	No hole	Pinhole	Fissure	Hole	Split	Rupture	Overall
Number of events	8	26	40	83	49	54	260
%	3%	10%	15%	32%	19%	21%	100%
Gross average spillage per event m ³	45	62	274	91	245	667	289
Hole caused by %							
Mechanical	63%	12%	33%	14%	33%	11%	21%
Operational	0%	0%	3%	1%	6%	6%	3%
Corrosion	0%	73%	28%	28%	35%	9%	29%
Natural hazard	0%	4%	5%	0%	4%	4%	3%
Third party	38%	12%	33%	57%	22%	70%	44%
Sizes of hole by %							
Mechanical	9%	5%	24%	22%	29%	11%	
Operational	0%	0%	13%	13%	38%	38%	
Corrosion	0%	25%	15%	31%	23%	7%	
Natural hazard	0%	14%	29%	0%	29%	29%	
Third party	3%	3%	11%	41%	10%	33%	

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 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 de la brèche.

Le Tableau 4 montre les fréquences par type de brèche. Notons que les chiffres pour les premières années (disons avant 1980) ne sont pas très fiables car les types de brèches n'étaient généralement pas signalés à cette époque là.

Tableau 4 Fréquence de fuite par taille des brèches

Incident/1000 km	1976-80	1981-85	1986-90	1991-95	1996-2000	2001-05	2006-08
Pas de brèche	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23
Trou d'épingle	0,27	0,10	0,08	0,13	0,07	0,20	0,11
Fissure	0,32	0,21	0,29	0,20	0,24	0,17	0,08
Brèche	0,16	0,41	0,54	0,37	0,54	0,63	0,25
Déchirure	0,64	0,41	0,46	0,23	0,10	0,20	0,03
Rupture	0,27	0,31	0,33	0,43	0,17	0,26	0,23
Tous incidents	1,67	1,45	1,70	1,37	1,110,20	1,47	0,93

5.4. EMPLACEMENT DES FUITES SUR LES INSTALLATIONS

L'élément le plus important des équipements en place sur un système de pipeline est de loin la partie enterrée du pipeline lui-même. De ce fait, c'est sans surprise que l'on constate que la majorité des fuites ont lieu sur le pipeline principal (**Tableau 5**). Cependant, une proportion assez grande d'incidents est liée à des défaillances sur des vannes, des joints et des petits piquages, ce qui montre que les vannes, les brides et autres équipements sont des éléments vulnérables. 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. Les petits piquages sont assez communément sujets à des fuites car mécaniquement vulnérables et souvent sujet à la corrosion. Dans la mesure du possible, ces éléments vulnérables devraient être éliminés.

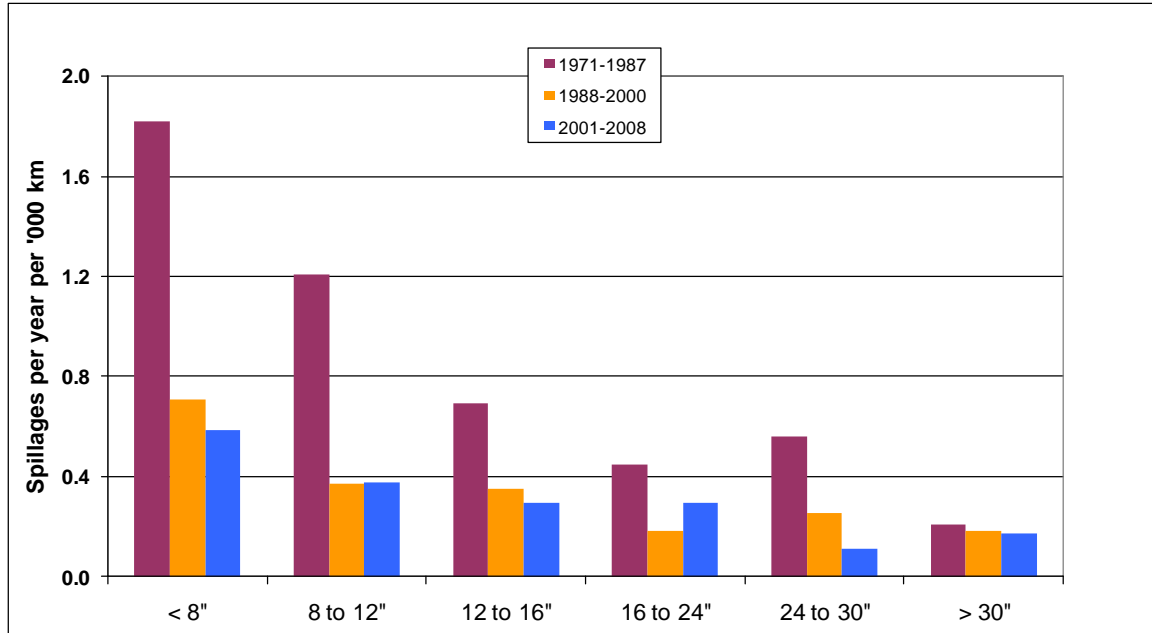
Tableau 5 Emplacement des fuites, par causes

	Total	Bend	Joint	Pipe run	Valve	Pump	Pig trap	Small bore	Unknown
Mechanical	31	3%	3%	6%	6%	2%	0%	3%	3%
Operational	6	0%	0%	10%	3%	0%	3%	0%	3%
Corrosion	28	1%	2%	17%	0%	0%	0%	0%	2%
Natural	1	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	0%
3rd party	62	1%	1%	30%	1%	0%	0%	1%	2%
All	128	6	7	85	10	2	1	6	11

5.5. FUITES CLASSEES PAR DIAMETRE

Dans la Figure 16, les fréquences de fuites ont été calculées pour la longueur moyenne de chaque groupe de diamètres pour les périodes comprises entre 1971 et 1987, 1988 et 2000, 2001 et 2008. Ces périodes ont été choisies en raison du changement majeur qui est intervenu dans l'inventaire des pipelines entre 1987 et 1988 à la suite de l'introduction des pipelines non commerciaux et au début de la décennie actuelle avec un certain nombre d'opérateurs de pipelines d'Europe de l'Est qui ont rejoint l'étude.

Figure 16 Fréquence des fuites par diamètre



Il apparait clairement que les pipelines de petit diamètre risquent plus d'avoir des fuites que ceux de gros diamètre. 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.

5.6. IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

5.6.1. Utilisation du terrain à l'emplacement de la fuite

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, industriel..) étant également enregistrée. Nous constatons sans surprise que la plupart des incidents se produisent sur les pipelines terrestres proprement dits (78%). Le type d'emplacement a été signalé pour 398 fuites. Les résultats de cette analyse se trouvent dans le **Tableau 6**.

Tableau 6 Emplacement des incidents de fuites

Type de terrain	Pipeline souterrain			Pipeline aérien		Station de pompage	
	Nombre	Brut/P. fini	%	Nombre	%	Nombre	%
Résidentiel à forte densité	16	3/13	5	2	6	0	0
Résidentiel à faible densité	194	55/139	62	11	34	8	15
Agricole	17	0/17	5	3	9	2	4
Industriel ou commercial	76	18/58	24	15	47	45	82
Forêts, collines	7	2/5	2	0	0	0	0
Lande	1	0/1	0	0	0	0	0
Point d'eau	0	0/0	0	1	3	0	0
TOTAL	311			32		55	
Non spécifié				71			

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.

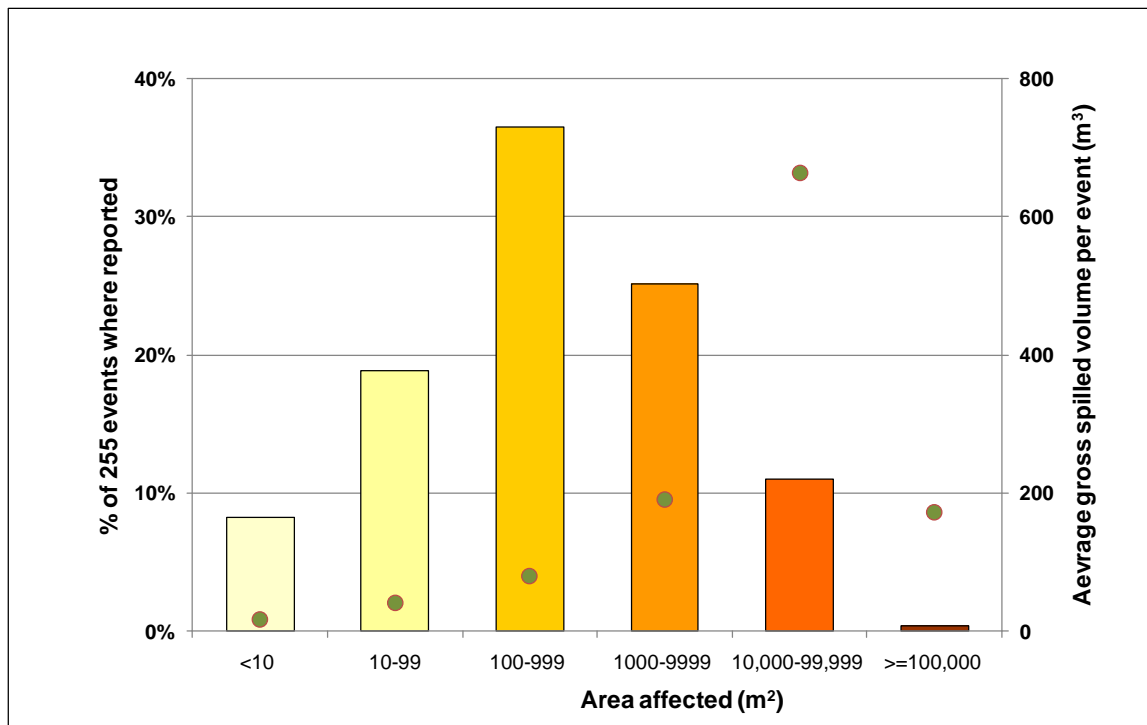
5.6.2. Zone de terrain pollué

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 469 fuites signalées, nous disposons de données relatives à la zone pour 255 d'entre elles (54%). 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 l'on exclut la fuite qui a affecté plus de 100 000 m² et pour laquelle le volume 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 fuite 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 17 Surface au sol (m²) touchée par les fuites (% nombre de fuites signalées)



5.6.3. 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% de la totalité, ont provoqué quelques effets. On suppose que ces effets ont tous été temporaires. Depuis 2001, on a relevé des impacts sur d'autres types d'eaux. Sur les 90 fuites signalées depuis cette date, 10 ont affecté des eaux de surface, 10 des eaux souterraines mais seulement 2 ont touché la fourniture d'eau potable.

5.7. DETECTION DES FUITES

Les circonstances dans lesquelles une fuite a été détectée sont regroupées en sept catégories (**Tableau 7**) et pour 3 types d'installations. Le schéma diffère pour les fuites survenues dans les stations de pompage de celles sur les pipelines.

La détection de fuites sur les pipelines enterrés est le plus fréquemment faite par des tiers (52%) alors que les systèmes automatiques de détection de fuites ne détectent que 11% de fuites. Même si cela semble être une faible proportion, il faut savoir que les tiers sont souvent sur place quand la fuite arrive et que la mise en place des systèmes de détection est relativement récente. En 5 ans, la proportion de fuites découvertes grâce aux systèmes de détection a augmenté et atteint 27%.

Les moyens des compagnies de pipelines ont permis de détecter environ 83% des fuites sur les stations de pompage. Quand les tiers ont découvert des fuites, 17% du

total, ces fuites étaient en général parmi les plus petites, probablement celles qui sont indétectables par instrumentation, du fait de leur taille.

Tableau 7 Détection des fuites

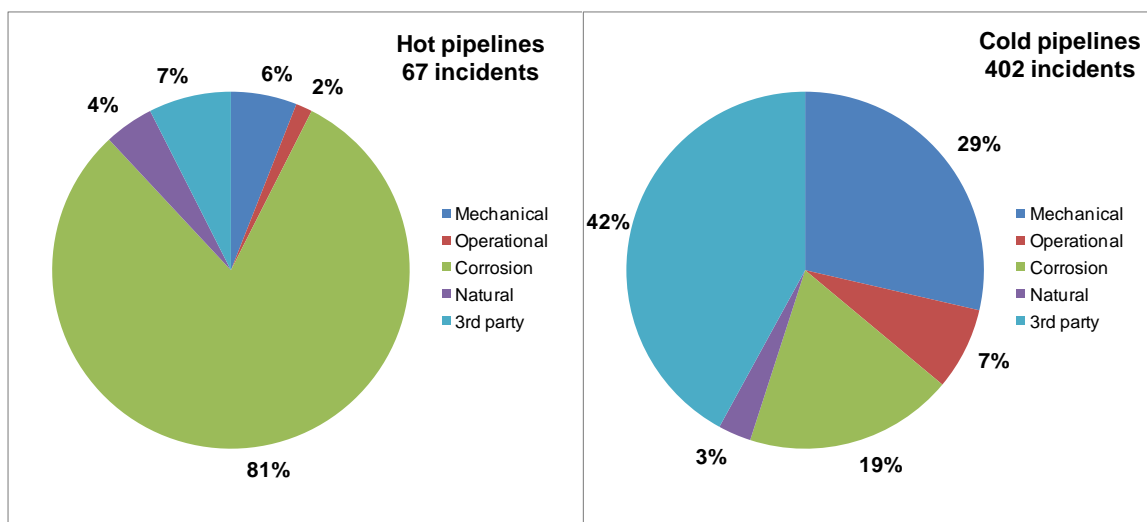
Circonstances détection	Pipeline souterrain			Pipeline aérien			Station de pompage		
	Nombre	%	Moyenne volume de fuite brut (m3)	Nombre	%	Moyenne volume de fuite brut (m3)	Nombre	%	Moyenne volume de fuite brut (m3)
Bande de servitude par personnel pipeline	31	8	234	4	11	43	0	0	0
Contrôle de routine par personnel pipeline	82	22	312	14	39	97	35	60	85
Système de détection automatique	42	11	158	2	6	43	10	17	52
Test de pression	20	5	145	1	3	30	3	5	18
Tiers	196	52	131	15	42	92	10	17	37
Inspection interne	4	1	6	0	0	0	0	0	0
TOTAL	375		182	36		84	58		52

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-mêmes 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 18. 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 18 Répartition des causes principales de fuites



Les Figures 19 et 20 montrent la répartition des causes premières et secondaires de fuites, pour tous les pipelines et pour les pipelines produits froids respectivement, illustrant une fois de plus le fort impact de la corrosion sur les pipelines produits chauds. La répartition des causes secondaires n'appelle aucune remarque à l'exception peut-être de la proportion importante de causes accidentelles parmi les incidents découverts par des tiers.

Il y a un débat général concernant l'âge de plus en plus avancé des pipelines inventoriés et les problèmes potentiels sur l'intégrité qui peuvent être liées à de telles infrastructures vieillissantes. Parmi les 5 catégories de défaillance, les défaillances mécaniques et la corrosion seraient les plus susceptibles d'être liées à un tel phénomène. Cela fait l'objet d'une attention toute particulière comme on le verra ci-après.

Figure 19 Répartition des causes de fuites premières et secondaires – Tous pipelines

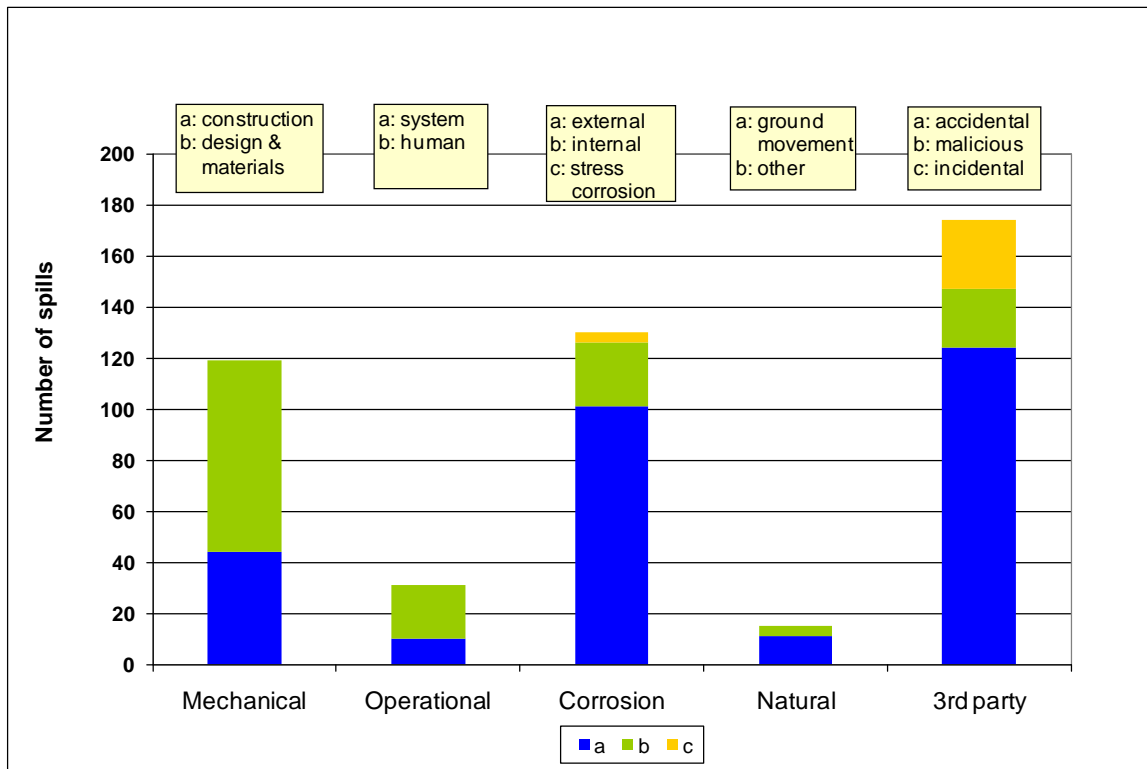
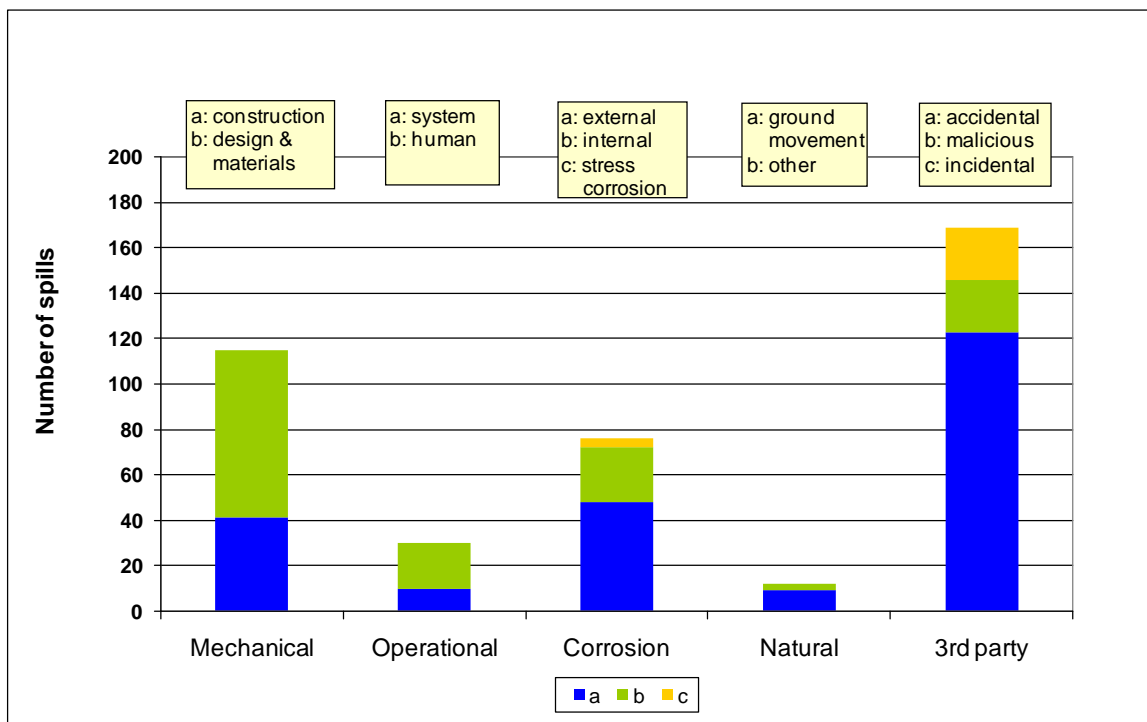


Figure 20 Répartition des causes de fuites premières et secondaires – Pipelines produits froids



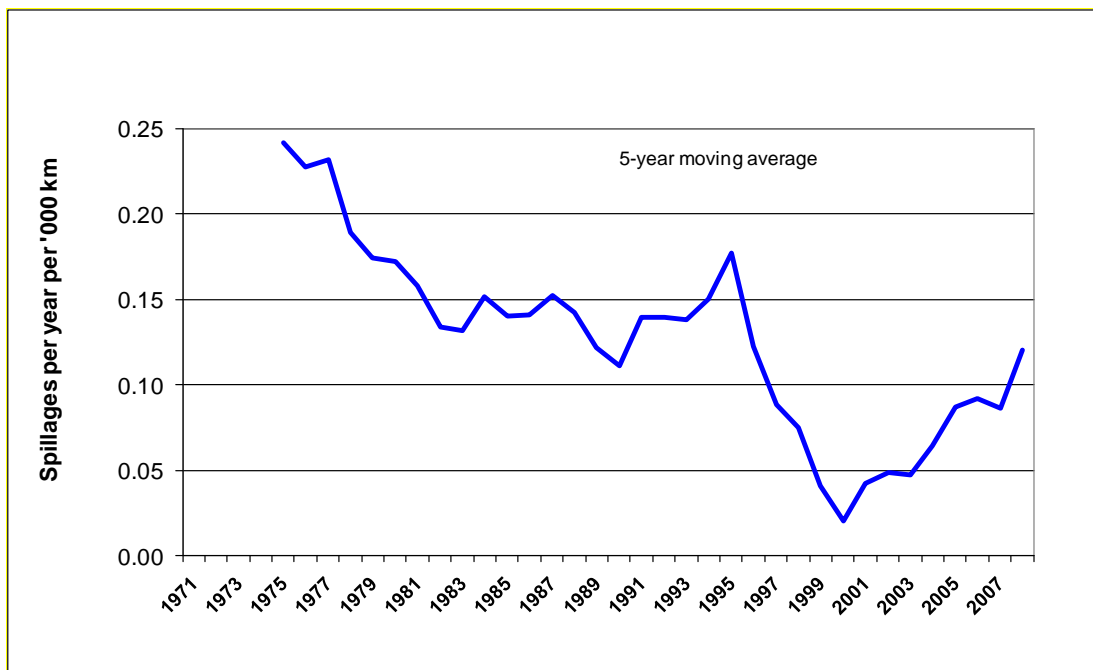
6.1. DEFAILLANCE MECANIQUE

On a dénombré 119 défaillances mécaniques, soit 25% du total des 469 fuites. Cela représente une moyenne de 3,1 fuites par an. 44 fuites étaient dues à des défauts de construction et 75 à des défauts de conception ou de matériaux.

Nota : Il n'est pas toujours évident de classer certains types de défaillances. Par exemple, certaines fuites peuvent être le résultat de dommages causés au pipeline, comme un enfoncement. Quand il est clairement établi que ce dommage a été causé après l'installation du pipeline, il est alors classé dans la catégorie "incident de tiers / fortuit", sinon il est classé dans la catégorie "défaillance mécanique / construction"

La Figure 21 montre la moyenne mobile sur 5 ans de la fréquence de défaillance mécaniques

Figure 21 Fréquence de défaillances mécaniques pour les pipelines produits froids



Cette tendance est historiquement à la baisse mais semble s'être inversée depuis quelques années.

Les causes les plus courantes des défaillances mécaniques dans chaque sous-catégorie, sont illustrées dans le **Tableau 8**.

Tableau 8 Causes de défaillances mécaniques

Nombre de fuites causées par					
Construction	Soudure défaillante	Dommages construction	Installation incorrecte		NC
	11	6	11		16
Conception & matériaux	Conception incorrecte	Défaillance matériau	Spécification matériau incorrecte	Age ou fatigue	NC
	7	30	0	8	30

Le nombre total de défaillances dues à l'âge ou à la fatigue demeure peu élevé. Cependant, sur les 8 incidents enregistrés, 4 se sont produits au cours des 4 dernières années de l'étude (2 en 2008).

L'augmentation d'incidents causés par des défaillances mécaniques combinée à une augmentation d'incidents dus à la fatigue pourrait être un signe du processus de vieillissement. Cela n'est peut être qu'un premier signe et des données supplémentaires seront nécessaires pour établir une tendance statistique significative. Le CONCAWE est tout particulièrement attentif à cet aspect.

6.2. DEFAILLANCE OPERATIONNELLE

Il y a eu 31 fuites liées à une défaillance opérationnelle soit 7% du total des 469 incidents de fuites. Cela représente une moyenne de 0,8 fuite par an. 21 défaillances ont été causées par des erreurs humaines et 10 par des défaillances systèmes. Les causes les plus courantes de défaillances opérationnelles sont illustrées dans le **Tableau 9**.

Tableau 9 Causes des défaillances opérationnelles

Nombre de fuites causées par					
Système	Equipement	Systèmes d'instrumentation et de contrôle	NC		
	2	3	5		
Humain	Non dépressurisé ou non drainé	Opération incorrecte	Maintenance ou construction incorrecte	Procédure incorrecte	NC
	3	13	4	0	1

6.3. CORROSION ET IMPACT DU VIEILLISSEMENT

On a dénombré 130 défaillances liées à la corrosion soit 28% du total des 469 incidents de fuites. Cela représente une moyenne de 3,4 fuites par an. Cependant, comme on l'a constaté auparavant, 54 de ces défaillances se sont produites sur des pipelines "produits chauds", qui sont les plus vulnérables et au cours des premières années. Pour les pipelines "produits froids", il n'y a eu que 76 défaillances, soit 16% du total et une moyenne de 2,0 fuites par an.

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 est présenté dans le **Tableau 10**.

Tableau 10 Fuites liées à la corrosion

Nombre de fuites causées par			
	Pipelines Produits "chauds"	Pipelines Produits "froids"	Tous pipelines confondus
Corrosion externe	53	48	101
Corrosion interne	1	24	25
Corrosion fissurante	0	4	4

La corrosion interne est moins courante que la corrosion externe. Sur 24 incidents dus à la corrosion interne sur des pipelines de produits "froids", 18 se sont produits pendant le transport de pétrole brut alors que les pipelines de brut ne représentent que moins d'un tiers de l'inventaire des pipelines produits "froids". Ainsi, les pipelines de pétrole brut apparaissent comme étant beaucoup plus vulnérables à la corrosion interne que les pipelines de produits finis. Seul un pipeline a enregistré une fuite

malgré l'utilisation d'un inhibiteur de corrosion, un n'a pas précisé, et les autres n'ont pas eu recours à un inhibiteur.

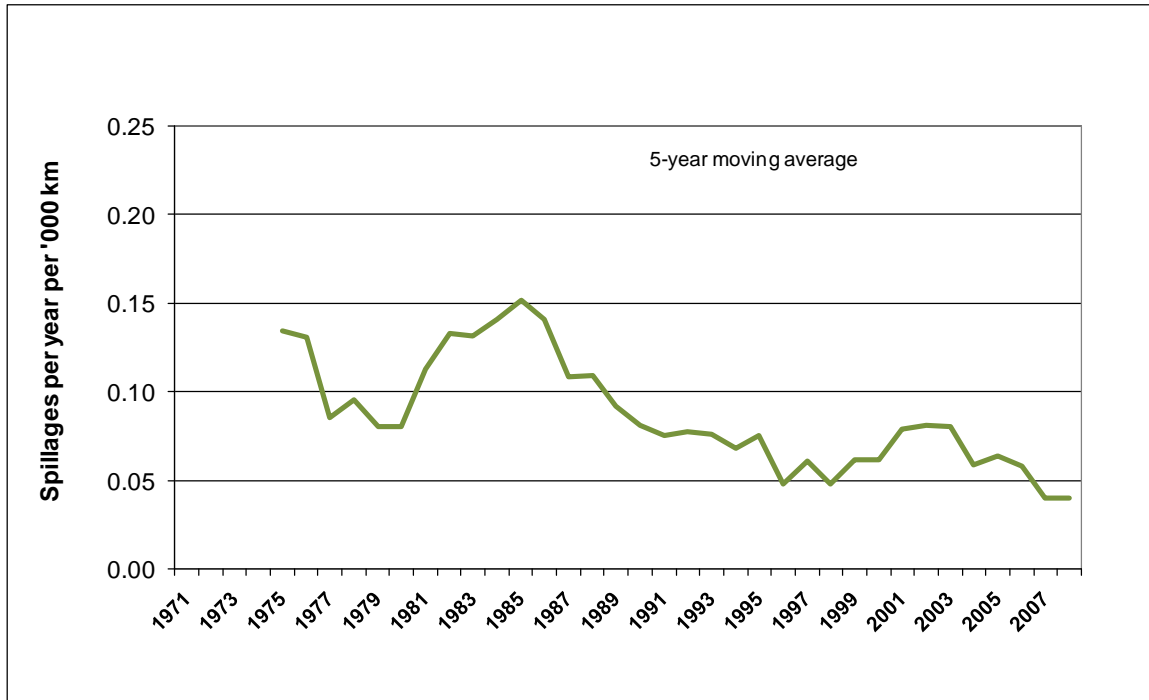
Bien qu'il n'y ait eu jusqu'à présent que quatre fuites causées par la corrosion fissurante (y compris une classée initialement dans la catégorie corrosion externe), celles-ci ont été relativement importantes, probablement à cause des défaillances plus graves qu'entraîne ce type de corrosion.

Parmi les 76 défaillances dûes à la corrosion sur pipelines produits "froids", 25 étaient liées à des caractéristiques spéciales comme traversées de routes, points d'ancrage, manchons etc. qui par conséquent apparaissent particulièrement vulnérables.

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 22** ne fait ressortir aucune tendance à la hausse des défaillances dûes à la corrosion sur les pipelines produits "froids", le taux aurait plutôt baissé.

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 dûes au vieillissement soit évitée ou à tout le moins repoussé pour de nombreuses années à venir.

Figure 22 Fréquence des fuites liées à la corrosion (tous types) sur les pipelines produits "froids"



6.4. RISQUE NATUREL

Le risque naturel n'a été à l'origine que d'une quinzaine de fuites, soit 3% du total de 469 incidents de fuites. Cela représente une moyenne de 0,4 fuites par an. 10 fuites ont été causées par des glissements de terrain et 4 par d'autres types de risques naturels.

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.

Tableau 11 Détails des causes naturelles de mouvement de terrain

Nombre de fuites causées par					
Mouvement de terrain	Glissement de terrain	Affaissement de terrain	Séisme	Inondation	NC
	5	3	1	3	1

6.5. ACTIVITE DE TIERS

Les activités de tiers ont causé le plus grand nombre de fuites avec 174 incidents, en moyenne 4,6 par an et 37% de la totalité. 124 incidents ont été accidentels, 23 ont été intentionnels (pour la plupart des tentatives de vols) et 27 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.

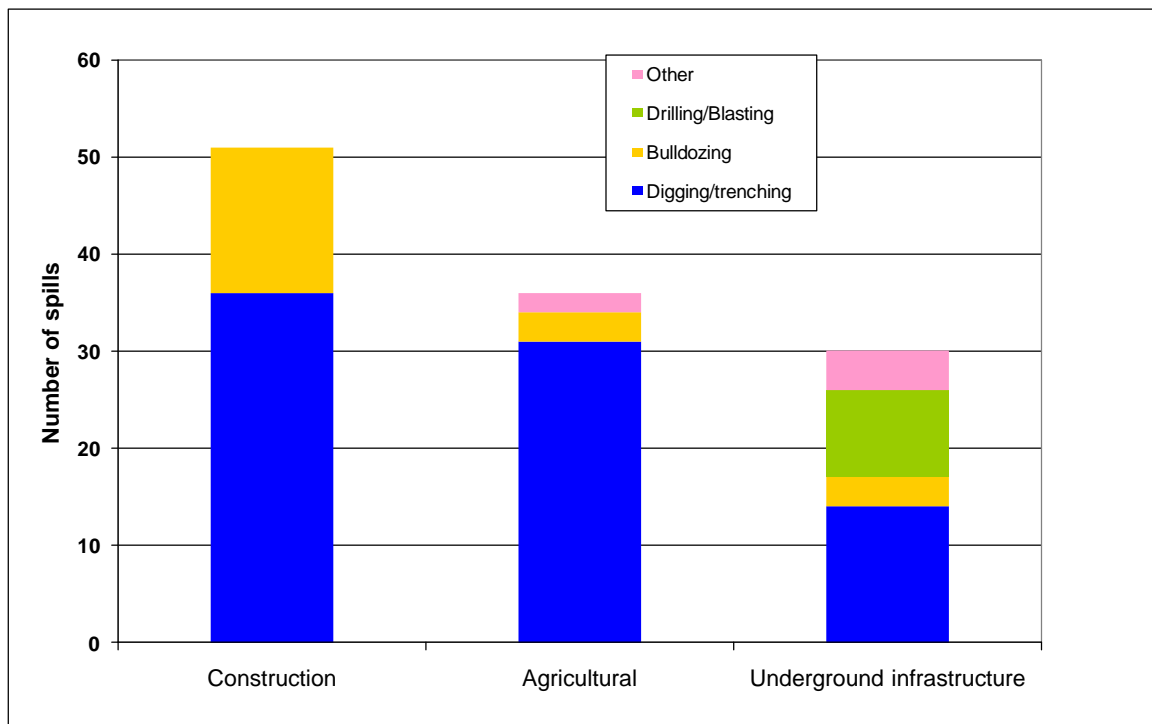
6.5.1. Dommage accidentel

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 23**.

Dans un 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 un autre cas, un pylône électrique est tombé et un des bras du pylône a perforé le pipeline.

Cependant, la grande majorité des incidents a été causée par dommage direct occasionné par des engins de terrassement ou autres. Les dommages causés par des machines se produisent quand sont associés le manque de communication, de conscience du risque 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 la supervision adéquate des travaux à mettre en place. 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 ne pas être en mesure de mettre en pratique les précautions ou les compétences requises.

Figure 23 Causes des fuites accidentelles provoquées par des tiers

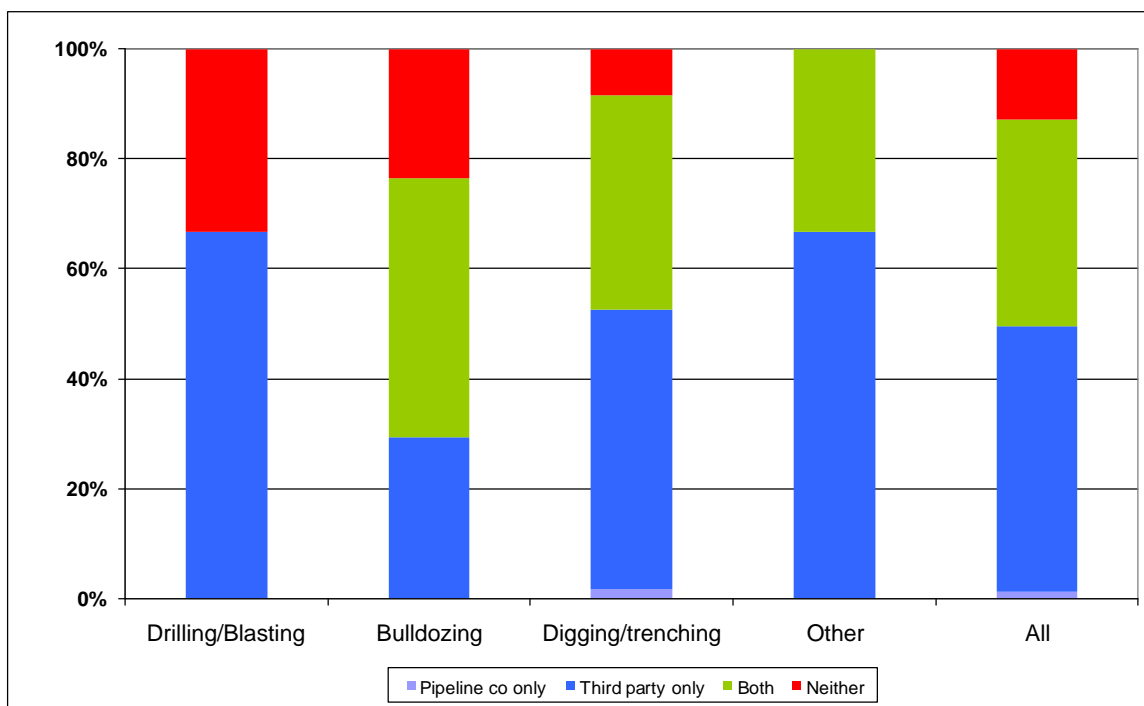


La **Figure 24** présente les données sur la "connaissance du risque" (signalé pour 80% des fuites liées à des tiers) par le pourcentage de cas où chaque partie avait

connaissance soit de l'activité imminente (opérateur pipeline) soit de la présence d'un pipeline (conducteur d'engins).

Dans 50% des cas, le tiers a entamé des travaux de fouilles en ayant pleinement connaissance de la présence du pipeline à proximité mais sans que la compagnie exploitante du pipeline soit au courant de ces travaux. En revanche, dans un cas seulement, la compagnie exploitante du pipeline avait connaissance des travaux mais le tiers n'était pas informé de la présence du pipeline. Dans 14% des cas, aucune des deux parties n'était informée des activités de l'autre. Dans les 34% des cas restants, le pipeline a été heurté malgré le fait que l'opérateur pipeline était informé des travaux et le tiers avait connaissance de la présence du pipeline. Ces cas dénotent souvent le manque de communication au niveau des travaux ou le manque de précaution ou de compétences de la part des tiers gestionnaires de travaux ou des conducteurs d'engins.

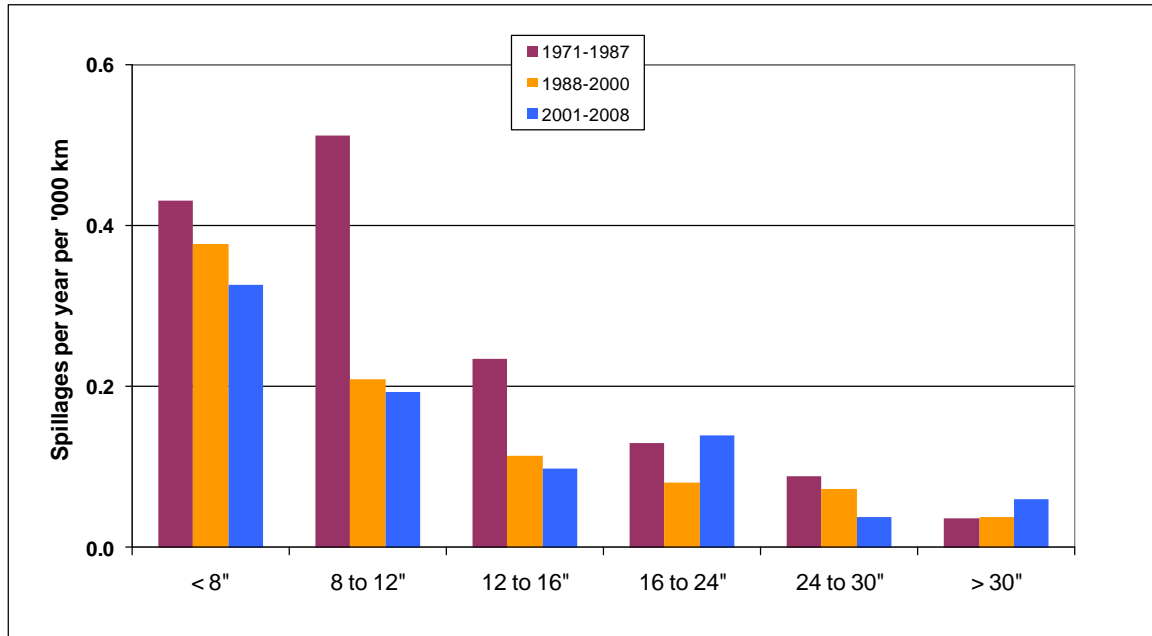
Figure 24 Connaissance de travaux imminents et de l'emplacement du pipeline



La forte relation existant entre la fréquence des fuites et le diamètre, évoquée dans la section 5.5, est aussi évidente pour les dommages accidentels (**Figure 25**).

La prévention des fuites causées par des dommages accidentels provoqués par des tiers est une priorité majeure compte tenu de la place qu'elles occupent dans le classement des causes de fuites. C'est aussi celles que l'on pourra le plus facilement améliorer en partageant les expériences, en améliorant la communication, la prise en compte du risques et en comparant les pratiques opérationnelles et de contrôle des travaux entre les opérateurs de pipelines de compagnies et de pays différents.

Figure 25 Fréquence des dommages accidentels causés par des tiers par rapport au diamètre des pipelines



6.5.2. Dommages intentionnel

Il y a eu 23 fuites causées par dommages intentionnel provoqué par des tiers : 2 à la suite d'incidents terroristes, 5 par vandalisme mais la majorité (16) résulte de tentatives de vols ou de vols de produit.

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 perçage des pipelines est une donnée qui revient régulièrement dans les statistiques de fuites, avec deux incidents de ce type en 2006 et 2008. De plus, des tentatives de vol ont été découvertes mais n'ont heureusement pas provoqué de fuites.

6.5.3. Dommages fortuit

Cette catégorie regroupe les incidents où les dommages qui ont été occasionnés à un moment indéterminé de la vie du pipeline, dommages 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 27 incidents qui ont causé des dommages fortuits. Ils ont tous été causés par des enfoncements, 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

Le CONCAWE collecte les données sur l'activité "inspection par racleur intelligent" depuis les 18 dernières années et a également collecté les données relatives aux inspections réalisées avant cette date, les premières inspections ayant débuté aux alentours de 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.

En 2008, 70 sections au total ont été inspectées par racleur intelligent, tous types confondus, couvrant une longueur totale de 7842 km. La plupart des programmes d'inspection a impliqué le passage de plus d'un type de racleur dans la même section de sorte que la réelle longueur totale inspectée représente un peu moins de 5018 km (14% de l'inventaire). Les inspections ont été divisées entre les différentes classes de racleurs comme suit :

- Racleur détecteur de perte de métal 3 451 km, 69 sections
- Racleur détecteur de fissures 2 192 km, 31 sections
- Racleur géométrique 2 199 km, 41 sections

Comme le montrent les **Figures 25 et 26**, l'utilisation de racleurs intelligents pour l'inspection interne de pipelines a enregistré une croissance régulière jusqu'en 1994. Après une période de stabilisation et une légère baisse de l'activité au passage du millénaire, l'activité est à nouveau à la hausse avec une moyenne totale de presque 8 000 km inspectée par racleur de tous types, 4 890 km ayant en fait été inspectés ces 5 dernières années.

Au cours des dix dernières années, période considérée comme un cycle raisonnable pour ce type d'activité intense, sur un total de 702 sections actives, 443 ont été inspectées au moins une fois par un type de racleur, ce qui représente 76% de la longueur totale du réseau de pipelines. Ce qui laisse supposer que les sections inspectées sont plus longues que la moyenne. 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 ne peuvent pas être inspectées par racleur intelligent. Il faut également noter que nous ne disposons pas des rapports d'inspection pour les sections qui ont été ajoutées à l'inventaire les deux dernières années de cette étude. 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 Inspections annuelles par type de racleur

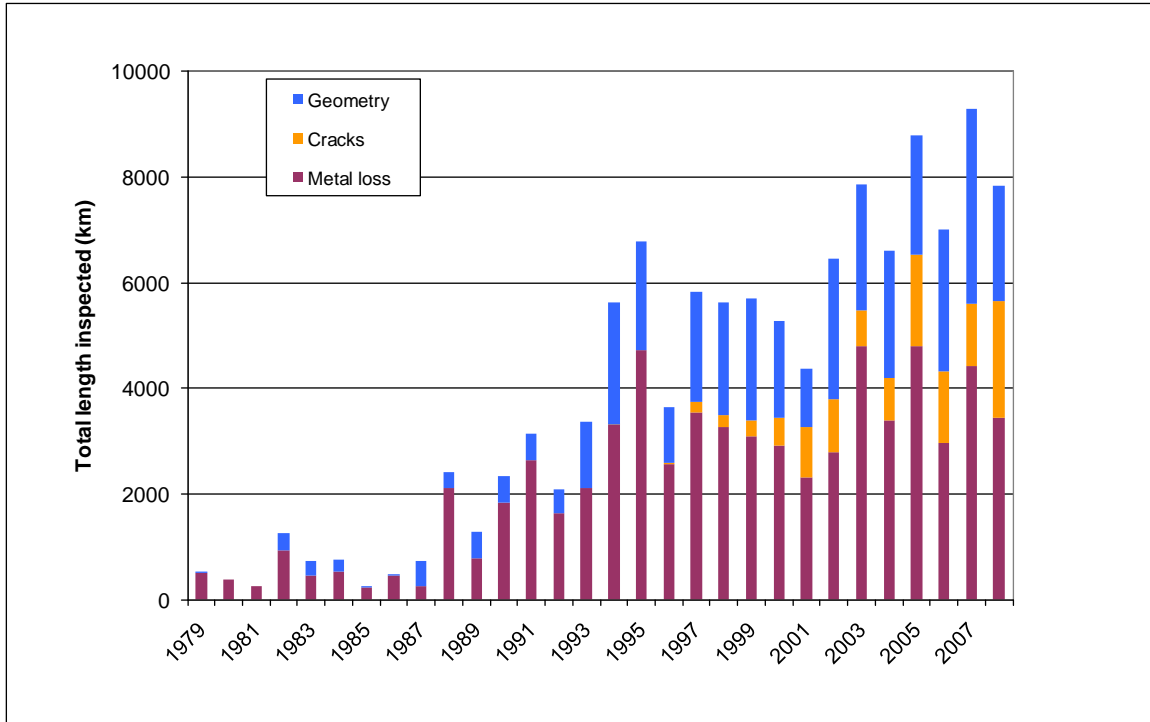
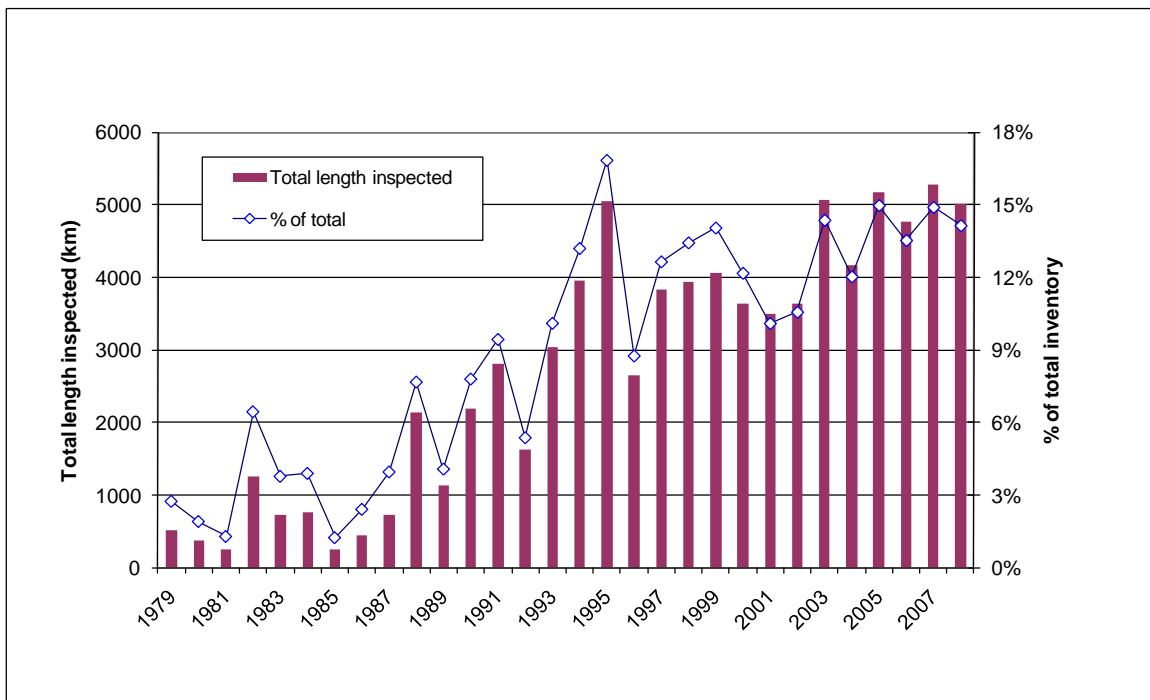
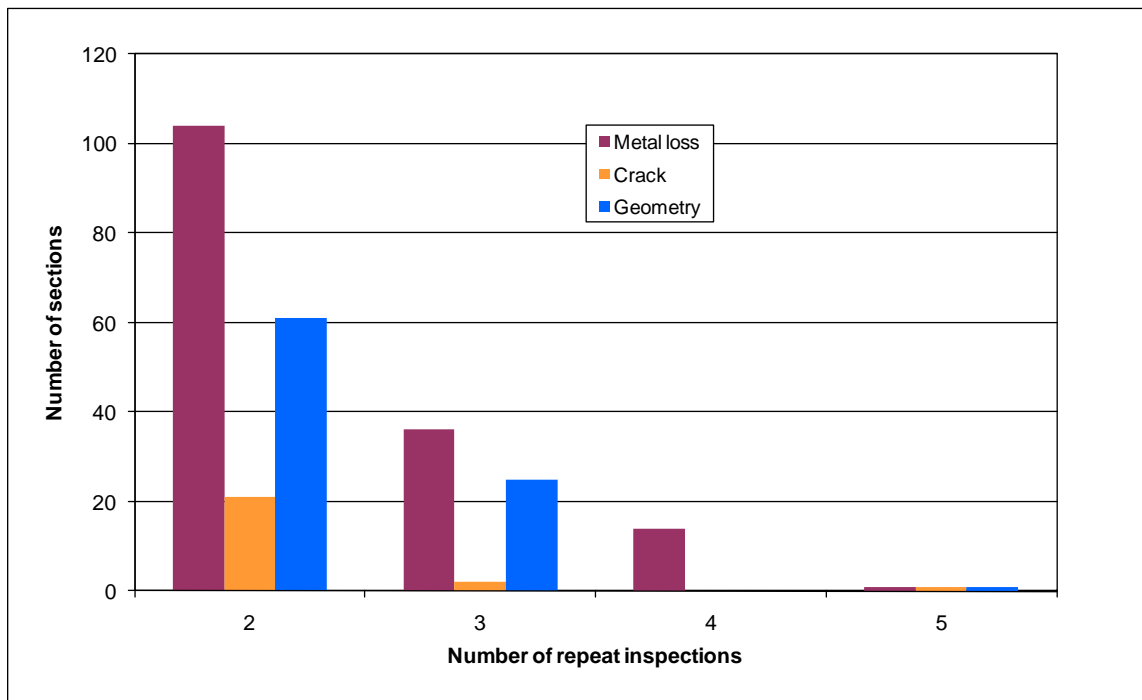


Figure 26 Pourcentage annuel total des pipelines inspectés par racleur intelligent



Comme le montre la **Figure 27**, un grand nombre de sections de pipelines a été inspectées plusieurs fois au cours de ces dix dernières années. En effet, pour certains pipelines, des inspections régulières par racleur intelligent sont exigées par les autorités.

Figure 27 Inspections répétées des dix dernières années



La technique d'inspection par racleur intelligent ne détecte que les défauts, la corrosion et autres types de dommages situés sur les parois internes ou externes du pipeline. Au cours des 38 années passées, 18 fuites ont été causées par un dommage mécanique ou des soudures défectueuses qui auraient pu, en principe; être détectées par racleur intelligent. 7 d'entre elles ont eu lieu au cours de ces dix dernières années. On trouve également 101 fuites liées à la corrosion externe et 25 à la corrosion interne, dont quelques unes au moins auraient pu être détectées par racleur intelligent. Notons que presque deux tiers des 101 fuites liées à la corrosion externe se sont produites sur des pipelines chauds qui aujourd'hui sont hors service. Au cours de ces dix dernières années, il n'y a eu que 16 incidents dus à la corrosion externe et 6 à la corrosion interne

8. GLOSSAIRE

COPEX	CONCAWE Oil Pipeline Operators Experience exchange
RDA	République Démocratique Allemande
MAOP	Maximum Allowable Operating Pressure
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OTAN	Organisation du traité de l'Atlantique Nord
OPMG	Oil Pipelines Management Group
SCC	Stress Corrosion Cracking

9. REFERENCES

1. 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
2. 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, 4/07. Brussels: CONCAWE
3. CONCAWE (1998) Western European cross-country oil pipelines – 25-year performance statistics. Report No. 2/98. Brussels: CONCAWE
4. 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. Une catégorie à part est prévue pour la corrosion fissurante.

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 12 sous-catégories représentées dans le **Tableau 1.1**.

Tableau 1.1 Catégories de causes de fuites

Cause principale		Cause secondaire		
		A	B	C
A	Défaillance mécanique	Défaut de construction	Défaut matériau	
B	Opérationnelle	Dysfonctionnement système	Erreur humaine	
C	Corrosion	Externe	Interne	Corrosion fissurante
D	Risque naturel	Glissement de terrain / Affaissement	Inondation	
E	Activité de tiers	Accidentelle	Malveillance	Fortuite

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

1	Pétrole brut
2	Produits blancs
3	Gasoil
4	Pétrole brut ou produit fini
5	Lubrifiants

Détection

1	Surveillance de la bande de servitude
2	Contrôle de routine
3	Système de détection automatique
4	Test de pression
5	Tiers
6	Inspection interne du pipeline

Nature du terrain

1	Résidentiel à forte densité
2	Résidentiel à faible densité
3	Agricole
4	Industriel ou commercial
5	Forêts collines
6	Terrain nu
7	Cours d'eau

Installation

1	Pipeline enterré
2	Pipeline aérien
3	Station de pompage

Partie du système

1	Coude
2	Raccordement
3	Pipeline
4	Vanne
5	Pompe
6	Gare racleur
7	Petit sondage
8	Inconnu

Cause

1	Défaut de conception
2	Matériau défectueux
3	Spécification matériau incorrecte
4	Age ou fatigue
5	Soudure défectueuse
6	Domage construction
7	Installation incorrecte
8	Equipement
9	Système d'instrumentation et de contrôle
10	Non-dépressurisé ou non-drainé
11	Erreur opérationnelle
12	Défaut de maintenance ou de construction
13	Procédure incorrecte
14	Défaut du revêtement
15	Défaillance de la protection cathodique
16	Défaillance de l'inhibiteur
17	Construction
18	Agricole
19	Infrastructure souterraine
20	Glissement de terrain
21	Affaissement de terrain
22	Séisme
23	Inondation
24	Terrorisme
25	Vandalisme
26	Vol (y compris les tentatives)

Spillage ID	Year	Pipe dia (")	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume (m ³)		Leak first detected by	Facility	Facility part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss						Category	Reason	Water bodies	Contaminated land area (m ²)
1	1971	11	2			1	1	2	1	2	3	2	Aa	7		
2		1	1			4		2	3	2			Aa			
3		11	2			0		5	1	3	6		Aa	5		
4		20	1			40	5	3	3	2	5		Ab			60,000
5			1			350		2	3	8	9	4	Ba	9		
6			1			25		2	3	7			Bb	11		
7		5	3			3		5	1	3	8		Ca			
8		8	2			6	6	2	1	3	20		Ca			
9		20	1			300	50	5	1	3	5		Ea	19		1,000
10		34	1			2000		5	1	3	9		Ea	19		
11		8	2			2	2	5	1	3	20		Eb	25		
12	1972	16	2			5		2	1	4	4		Ab	12		
13		28	1			800	150	2	3	1	12	4	Ab	5		
14		12	2			70	39	5	1	2	5	2	Ab			
15		9	1			10	5	5	1	3	29		Ca			
16		9	1			40	35	5	1	3	29		Ca			
17		10	1			1	1	2	2	3	39	4	Ca			
18		10	1			1	1	2	2	3	39	4	Ca			
19		12	3			500		5	1	3	12	4	Ca			
20		12	3			5	1	5	1	3	12	4	Ca			
21		10	2			150	50	2	1	3	7		Ca			
22		4	3			0		5	1	3	15	4	Ca			
23		6	3			1	0	5	1	3	15		Ca			
24		20	1			200	60	2	1	3	8	4	Ea	17		
25		20	1			250	100	2	1	3	8		Ea	17		
26		28	1			60	12	5	1	3	16		Ea	17		
27		10	1			90		5	1	3	6		Ea			
28		8	1			7		5	1	3	8	2	Ea	17		
29		10	2			30		5	1	3	9		Ea	17		
30		8	2			400	350	2	1	3	2	2	Ea	18		
31		10	2			99	96	5	1	3	6	2	Ea			
32		12	3			0		5	1	3	5		Ec			
33	1973	5	3			4		1	1	3	8		Aa	4		
34		20	1			25	3	5	3	2	1	4	Aa			
35		16	1			0		2	3	4	3	4	Ab			
36			1			4		2	3	7	11	4	Ab	4		
37		24	2			25		2	3	2	2	4	Ab			
38		18	1			11	1	2	3	5	13	4	Ab	4		
39		6	2			12	6	5	1	2	1	4	Ab			
40		9	1			12	12	1	1	3	32		Ca			
41		5	3			15		1	1	3	8		Ca			
42		5	3			15		1	1	3	8		Ca			
43		12	3			200	2	5	1	3	13		Ca			
44		12	3			12	2	2	2	3	13		Ca			
45		12	3			250	5	5	2	3	13		Ca			
46		12	3			150	2	1	2	3	13		Ca	14		
47		12	3			310	10	5	1	3	13	4	Ca			30,000
48		28	1			100	40	5	1	3	16		Da			
49		10	3			8		5	1	3	9	2	Ea	18		
50		12	3			0		5	1	3	6		Ec			
51		12	3			1		5	1	3	6		Ec			
52		12	3			0		1	1	3	6		Ec			
53	1974		1			1	0	2	3	7	4	4	Aa	7		
54			1			3	2	2	3	7	5	4	Aa	4		1,000
55		6	1			20		5	1	1	15		Aa	4		
56		9	1			10		1	1	3	33		Ca			
57			2			2	2	2	2	7	6		Ca			
58		10	3			1		2	1	3	9	4	Ca	14		
59		12	3			5		5	1	3	8		Ca	14		
60		13	3			5		5	1	3	8		Ca	14		
61		4	3			1		5	1	3	17	4	Ca	14		
62		6	3			0		5	1	3	16		Ca	14		
63		16	3			1		5	1	3	9	2	Cb		P	
64		7	1			1		5	1	3	8	2	Cb			
65		16	1			500		5	1	3	10		Ea	17		
66		5	2			1	0	5	1	3	21		Ea	19		
67		8	2			30	4	2	1	3	22		Ea	19		
68		8	2			200	2	5	1	3	22		Ea	17		
69		10	2			668	668	2	1	3	18		Ea	18		
70		10	2			489	405	2	1	3	18	2	Ea	17		

Spillage ID	Year	Pipe dia (")	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume (m ³)		Leak first detected by	Facility	Facility part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss						Category	Reason	Water bodies	Contaminated land area (m ²)
71	1975	20	2			30	10	4	2	7	11	2	Ab	5		
72		34	1	4		30	2	5	1	2	12		Ab	5		
73		10	3			3		2	2	2	5	1	Ab			
74			1			10	2	2	3	8		4	Ba	11		
75			2			4		3	3	7		4	Ba	9		
76		8	2			20	10	2	3	7	4	4	Bb	11		
77			1			5		2	3	7		4	Bb	11		
78		10	3			50		2	1	3	11		Ca	15		
79		12	3			3		5	1	3	9		Ca	14		
80		6	3			25		1	1	3	9		Ca	14		
81		10	3			1	0	2	3	6	6	4	Ca			
82		4	3			1		5	1	3	18		Ca			
83		8	3			0		6	1	3	6		Ca			
84		8	3			0		1	1	3	6	2	Ca			
85		12	3			0		2	3	3	6	4	Ca			
86		6	1			15	0	5	1	3	23	2	Ea	18		
87		18	1			5	0	2	1	3	12		Ea	19		
88		8	1			120	3	2	1	3	9		Ea	17		
89		8	2			60	60	2	1	3	23		Ea	19		
90		6	1			15	6	5	1	3		2	Ea	18		
91	1976	8	2					5	1	7	9		Aa	5		
92		8	3					5	1	4	13	2	Aa	2		
93			1			9		2	1	4	13	4	Ab	2		
94		24	2			17	1	5	2	2	17	4	Ab	1		
95		16	1			1322	433	2	1	2	13		Ab	1		
96		10	3			80		2	1	3	11		Ca	14		
97		4	2			90	90	5	1	3	16		Ca	15		
98		24	1			200		2	1	3	10		Da	21		
99		10	3			50	25	2	1	3			Da	21		
100		10	1			40	2	5	1	3	13	2	Ea	18		
101		8	2			44	14	2	1	3	24	2	Ea	18		
102		18	1			802	606	5	1	3	7	2	Ea	18		
103		8	2			153	153	2	1	3		2	Ea	18		
104		14	2			358	358	5	1	3	23	2	Ec			
105	1977		2			32		2	3	4	9	4	Ab			150
106			2			28		2	3	2	9	4	Ab			140
107		20	2			2		5	1	2	8	2	Ab	2		
108		36	1					2	1	4	3	4	Ab	1		
109			1			50		2	3	4	19	4	Bb	11		
110			1			1		2	3	4	7	4	Bb	11		
111		12	2			350	220	4	1	3	10	2	Ca	15		
112		10	3			315	90	2	1	3	8	1	Ca			
113			1			6		2	3	7	9	4	Cb			
114		12	2			103		5	1	3	19		Da	20		
115		20	1			550	500	1	1	3	13	2	Da	23		
116		24	1			600	25	3	1	3	11	2	Db			
117		10	1			160		2	1	3	12	2	Ea	17		1,500
118		18	1			80		2	1	3	5	2	Ea	18		400
119		8	2			3	3	2	1	3	25	2	Ea	18		
120		8	2			3	1	2	1	3	13	2	Ea	17		
121		12	2			191		2	1	3	19	2	Ea	17		
122		8	2			269		5	1	3	19	2	Ea	17		
123		20	2			2530	2500	2	1	2	9	2	Ec			
124	1978	34	1			2000	300	5	1	2	16	2	Ab	2		
125		8	2			235	205	2	1	4	16	2	Ab	2		
126		22	1			19		5	1	3	7	2	Ab	2		1,800
127		6	2			12	6	5	1	3	18	4	Ca	15		
128		10	2			100	10	2	1	3	14	2	Ca	15		
129		12	3			2		5	1	3	14	2	Ca	15		
130		8	3			120	60	4	1	2	7	2	Ca	15		
131		8	3			80	40	4	1	3	7	2	Ca	15		
132		12	3			2		1	1	3	12	4	Ca			
133		18	3			4	1	5	1	3	6	4	Ca	15		
134		16	4			400	250	2	1	3	14	2	Da	23		
135		11	2			3	0	5	1	3	10	2	Ea	17		
136		12	2			58	40	4	1	8	10	2	Ea	19		
137		24	1			1		5	1	7	4		Ea	19		
138		16	1			255	245	2	1	3	15	2	Ea	18		5,865
139	1979	22	1			100	40	4	1	3	8	2	Aa	6		16,000
140		24	1			100	1	5	1	3	5		Aa	6		2,700
141		9	2			50		5	1	3	17	2	Ca	14		350
142		12	2			300	200	1	1	3	23	2	Ca	15		
143		18	3			20		1	1	3	12	4	Ca	15		500
144		18	3			5		1	1	3	12	4	Ca	15		100
145		18	1	5		50	1	5	1	3	16	2	Ea	17		2,500
146		12	2			90	50	5	1	3	23	2	Ea	18		
147		8	1			245	150	5	1	3	23	2	Ea	18		
148		11	2			950	380	2	2	3	15	4	Eb	26	P	6,400

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

Spillage ID	Year	Pipe dia (")	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume (m ³)		Leak first detected by	Facility	Facility part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss						Category	Reason	Water bodies	Contaminated land area (m ²)
227	1987	20	2			1000	120	4	1	2	20	4	Aa	5		
228		26	4			2	1	5	1	3	25	2	Aa	7		1,000
229		9	1			25	2	5	1	1	46	2	Ab	2		200
230		16	3			550	150	2	1	3	39	2	Ca	15		200
231		9	1			8	1	5	1	3	46	1	Cb			280
232		12	2			12	10	5	1	3	21	2	Da	20	P	2,000
233		22	2			3	1	5	1	7	20	4	Ea	19		10
234		16	2			300	115	5	1	8	18	4	Ec		P	
235	1988	34	1			10	1	5	1	2	26	4	Ab			200
236		12	2			90	42	5	1	1	30	1	Ab	2	P	1,500
237		8	2			97	21	2	3	2	28	2	Ab	4		500
238		34	1			81	1	5	1	3	17	4	Ca	15		5,000
239		11	2			80	80	2	1	3	35	1	Ca	15		
240		28	1			5	1	5	2	2	31	1	Ca	15		400
241		10	2			305	5	2	1	3	23	2	Da	20		5,000
242		20	2			40	10	5	1	3	24	4	Ea	17		30
243		3	1			2	1	5	1	3	28	2	Ea	17		100
244		10	1			14	1	5	1	3	23	2	Ea	18		100
245		8	2			3	1	5	1	3	35	1	Ea	17		20
246		16	2			3	1	5	1	3	16	2	Ea	19		150
247		16	1		1	650	650	3	1	3	23	1	Ea	17		550
248		4	2			2	1	5	1	3	26	2	Ea	19		9
249		6	2			63	56	5	1	3	33	2	Ea	17		1,200
250		6	2			18	1	5	1	3	33	2	Ea	18		1,800
251	1989	26	1			3	2	5	1	2	26	2	Aa	5		100
252		12	3			1		5	1	2		4	Aa	5		6
253		1	2			25	7	5	2	7	1	2	Aa	7		10,000
254		26	1			155	5	5	1	3	26	2	Ab	5	P	2,000
255		10	2			66	16	2	1	2	27	2	Bb	11		
256		9	1		1	25	5	4	1	3	48	2	Ca	14		50
257		12	3			240	150	2	1	3	17	4	Ca	15		
258		10	2			400	90	3	1	3	24	2	Cb			2,000
259		16	2		3	253	253	5	1	3	22	2	Ea	19		500
260		16	2			660	472	3	1	3	20	2	Ea	18	P	
261		10	2			82	4	3	2	3	24	2	Ea	17		200
262		12	2			298	298	2	1	3	32	2	Ea	18		6,000
263		6	2			52	27	5	1	3	33	2	Ea	18		2,000
264		8	2			3		5	1	3	32	2	Ea	19		66
265		8	2			186	126	5	1	3	29	2	Ea	18		
266		40	1			40	5	5	1	3	17	2	Ec			4,000
267		11	1			2		5	1	3	26	2	Ec	18		
268	1990	13	2			105	105	5	1	4		2	Bb	12		30
269		10	2			252	221	5	3	6	33	2	Bb	11		1,500
270		8	2			9		2	2	4	48	2	Bb	12		10
271		11	3			325	11	2	1	3	22	4	Ca	15		
272		11	2			225	194	5	1	3	11	2	Ea	17		3
273		6	2			3	1	5	1	3	34	2	Ea	18		324
274		10	2			189	34	5	1	3	24	2	Ea	18		
275	1991	20	2			275	118	3	1	3	24	2	Aa	1		14,000
276			2			50	38	5	1	7	10	2	Aa	1		1,200
277		20	1			20	13	5	1	3	24	2	Aa	7		4,500
278		12	2			25	7	2	3	7	20	4	Aa	6		150
279		12	2			5	2	5	1	7	21	2	Aa	7		320
280		12	2			29	29	5	1	3	38	2	Ab	2		600
281			2			4	1	3	3	7	31	4	Ab	4		250
282			2			172	68	3	3	4	11	4	Ab	2		100,000
283			2			2		5	2	2		2	Ab			
284		10	2			80	4	5	1	3	26	2	Ca	15		1,500
285		7	1			20		5	1	2	30	2	Cb			300
286		8	2			100	60	4	1	3	17	2	Cb			10,000
287		8	2			15	10	4	1	3	17	4	Cb			25
288		8	2			4		5	1	3	49	2	Ea	19		6
289		6	2			21	13	5	1	3	34	2	Ea	18		500
290		6	2			1		5	1	3	37	2	Ea	19		2
291			2			84	75	3	3	4	1	2	Eb	25		
292		13	2			485	485	2	3	3	24	2	Eb	25		7,000
293		8	2			10	1	5	1	3	24	2	Ec			30
294	1992	8	2			1000	400	2	1	3	34	4	Aa	2		
295			2			128	98	2	1	2		2	Ab			5,400
296			2			113	8	2	3	4	12	4	Ab	2		
297		8	2			30	15	2	2	2	33	4	Ab	5		
298		8	2			5	5	6	1	3	13	5	Ab	2		10
299			2			275	248	2	3	4		4	Bb	11		1,100
300			2			5	1	2	2	8	22	4	Bb	10		1,350
301			2			2		2	1	4	30		Bb			
302		8	3			200		5	1	3	25	2	Ca			300
303		24	2			13	1	5	1	2	27	4	Ca			250
304		6	2			3	3	4	1	3	49	2	Ca	15		2
305		12	2			75	75	5	1	3	28	2	Da	23		
306		8	2			50	50	4	1	3	25	2	Ec			20
307		8	2			25	25	4	1	3	25	2	Ec			60

Spillage ID	Year	Pipe dia (")	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume (m ³)		Leak first detected by	Facility	Facility part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss						Category	Reason	Water bodies	Contaminated land area (m ²)
308	1993	34	1			248	18	4	1	3	31	2	Aa	2		45,000
309			2			3		5	3	2	2	4	Ab			80
310		12	2			2	1	1	1	4	23	4	Ab			400
311		18	2			14	13	6	1	3	27	4	Ca			400
312		13	2			580	500	2	1	8	26	2	Cb			800
313		20	1			2000	500	2	1	3	19	2	Cb			25,000
314		26	2			10	7	5	1	3	31	5	Da	20	P	
315		9	2			8	6	5	1	3	30	2	Ea			50
316		24	2			49	39	5	1	3	33	2	Ea	18		40,000
317		8	2			3	1	5	1	3	37	2	Ea	19		100
318		12	2			101	19	5	1	3	31	2	Ea	19		
319		20	2			3050	1450	2	1	3	29	4	Ec			
320		7	2			3	3	5	1	3	13	1	Ec			6
321	1994	16	1			200	160	3	1	3	31	2	Ab	2		6,000
322		16	1			1350	1295	2	1	3	31	2	Ab	2		25,000
323		6	2			250	14	2	3	2	16	4	Ab			50
324		6	2			1	1	1	1	3	16	4	Ab	2		25
325		11	2			5	5	5	2	2	9	2	Ab			100
326			1			2	2	5	3	8		4	Ba	9		100
327		12	3			90	60	5	1	3	24	2	Ca	14		
328		32	1			10	5	2	2	3	21	4	Cb			500
329		10	2			285	285	5	1	3	26	2	Ea	17		
330		9	2			195	170	3	1	3	37	2	Ea	18	P	8,000
331		8	2			46		5	1	3	36	2	Ea	17		1,150
332	1995		2			280	80	2	2	6	22	4	Aa	7		10,000
333		10	2			30	30	5	1	2	35	2	Aa	5		750
334			2			53	41	5	1	7	5	2	Ab	2		
335		6	2			115		1	1	3	36	2	Ab	2		500
336		16	1			132	82	3	1	3	30	2	Bb	11		6,500
337		10	2			1000	270	1	1	3	31	4	Ca	15		55,000
338		9	2			48	18	3	1	3	28	2	Ea	17		1,500
339		9	2			20	20	3	1	3	39	4	Ea	17		100
340		13	2			139	113	5	1	3	5	2	Ea	17		300
341		6	2			12		3	1	3	37	2	Ea	17		30
342	1996	9	2			165	99	2	3	2	5	4	Ab			40
343		14	2			292	209	5	1	3	40	1	Bb	10		300
344		12	3			1		5	1	3	30	4	Ca			16
345		9	2	1		437	343	2	1	3	40	4	Ea	19		20
346		7	2			19	19	5	1	3	40	2	Ea	17		350
347		10	2			500	62	5	1	3	64	4	Ec			23,000
348	1997	12	2			19	3	1	1	3	27	2	Ca	14		2,800
349		10	1			2	0	1	1	2	7	4	Cb			20
350		12	2			422	341	2	1	3	30	2	Cc			
351		12	2			435	267	2	1	3	30	1	Cc			
352		8	2			13	2	2	1	4	33	2	Ea	19		150
353		12	2			40	1	5	1	3	24	4	Ec	17		
354	1998		1			30	4	2	3	5	30	4	Ab	1		400
355		6	3			0	0	5	1	3	34	2	Bb	11		
356		13	2			486	247	2	1	3	42	2	Bb	11		100
357		16	2			250	20	5	1	3	30	4	Ca	14		
358		10	2			340	313	3	1	3	6	1	Ea	17		500
359		10	2			15	14	1	1	3	4	2	Ea	19		600
360		9	2			176	67	3	1	3	42	2	Ea	18		160
361			2			30	2	3	1	7		2	Ea	19		650
362		8	2			0		5	1	3	25	2	Ea	19		4
363	1999		1			7		2	3	6		4	Bb	11		200
364		1	3			30		2	1	3	32	4	Ca	14		300
365		11	2			167	64	2	1	3	32	2	Ca	14		60
366		6	2			1	1	3	1	3	25	2	Ca	14		5
367		4	1			1	1	5	3	8	35	4	Ca	14		
368		8	2			80	20	5	1	3	48	2	Ea	17		500
369		13	2			84	13	3	1	3	10	4	Ea	17		
370		6	2			29	14	5	1	3	40	2	Ea	18		
371		8	2			80	30	5	1	3	35	2	Eb	26		1,000
372		11	2	1		36	28	3	1	7	5	2	Eb	26		100
373		12	2			1		2	1	3	36	4	Ec			
374	2000		2			175	3	5	2	4	24	4	Ab			60
375		12	1			10	7	5	1	3	30	4	Cb			150
376		12	2			8	8	5	1	3	31	2	Ea	17		
377		11	2			159	64	3	1	3	8	2	Ea	17		5,000
378		12	2			7	1	5	1	3	26	1	Ea	19		
379		24	2			1	1	5	1	3	41	2	Ec	19		150

Spillage ID	Year	Pipe dia (")	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume (m ³)		Leak first detected by	Facility	Facility part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss						Category	Reason	Water bodies	Contaminated land area (m ²)
380	2001	20	1			800	8	5	2	8	35	2	Aa	5		10,000
381		10	2			1	1	5	1	2	39	2	Aa	5		10
382		10	2			5	5	5	1	3	38	2	Ab	2		500
383		6	2			37	7	4	1	1	27	2	Ab	2		900
384		12	2			10	2	5	1	1	15	4	Ab	2		120
385		34	1			6	1	3	1	3	29	4	Ca	14		500
386		12	2			4	4	5	1	3	26	2	Ca	14		1,000
387		13	1			103	50	2	3	8	23	4	Cb			225
388		11	2			55	51	5	1	3	9	2	Ea	17		
389		10	2			10	1	5	1	3	11	2	Ea	17		
390		6	2			5	5	5	1	3	47	1	Ea	18		400
391		12	1			10	7	5	1	3	30	2	Eb	26		250
392		12	1			17	12	5	1	3	30	2	Eb	26		400
393		16	2			2	2	5	1	3	18	2	Eb	26		350
394		8	2			85	24	2	1	3	47	2	Eb	26	P	404
395	2002	8	2			10	10	5	1	3	47	2	Ab			325
396		20	1			100		2	1	3	36	4	Ca	15		500
397		10	2			80	20	5	1	3	38	4	Ca	14		10,000
398		10	3			1		5	1	3	28	2	Ca	15		14,000
399		6	2			17		2	2	3	33	4	Ca			400
400		8	2			70		2	1	2	?	4	Ca			
401		13	2			225	58	3	1	3	46	2	Cc			400
402		24	2			250	20	5	1	7	39	4	Da	22		5,000
403		30	1			2		5	2	2	40	4	Ea	19		40
404		8	2			170	120	4	1	3	57	2	Ea	18		
405		16	1			750	45	1	1	3	39	2	Ea	17		20,000
406		20	1			280	30	5	1	3	40	2	Ea	17		12,000
407		12	1			40	15	5	1	3	33	2	Eb	26		6,000
408		8	2			190		3	1	3		4	Ec	19		
409	2003	14	2			30	30	3	1	8			Aa			
410		20	4			2		2	1	3	52	4	Ca		S	2
411		12	2			2		5	1	3	32	4	Ea		S	5
412		11	2			83	74	3	1	3	46	3	Ea	18		1,800
413		11	2			45	31	5	1	3	46	4	Ea	17		600
414		6	2			2		3	1	8			Ea			
415		11	2			74	49	3	1	8	46	3	Eb	26		500
416		16	1			5	5	1	1	3	41	5	Eb	26		120
417		16	2			28	10	5	1	3	29	2	Eb	26		400
418		16	2			52	3	4	1	3	29	2	Eb	26		400
419		12	2			11	7	4	1	3	45	4	Ec			800
420		20	2			2500	1100	5	1	3	31	6	Ec	19	P	80,000
421	2004	16	2			2	0	1	1	3	32	3	Aa			4,000
422		10	2			26	18	2	2	7	40	2	Aa			6,000
423		22	1			20	6	2	3	8	5	4	Ab			200
424		8	2			90	50	5	1	1	5	3	Ea	18		1,500
425		10	2					3	1	8	29	1	Ea			2,000
426	2005	12	2			19	19	2	3	4		3	Aa	7		
427		12	2					5	1	2		4	Aa	5		
428		20	1			350	10	3	1	8	45	2	Ab	1	G	15,000
429		6	2			20		2	1	1	28	3	Ab	4	S	58
430		6	2			38		5	1	1	28	3	Ab	4	S	42
431		9	1			30	4	3	1	8	14	2	Bb	12	G	1,000
432		10	1			15		5	2	4	22	3	Bb	12		1,000
433		10	2			3	1	5	1	3	25	4	Ca	14	S	50
434		24	1			64	1	2	1	8	40	4	Cb		G	150
435		8	2			15	8	5	1	3	41	2	Ea	17	G	1,000
436		24	2			0		5	1	3	46		Ec	19	S G	3,000
437	2006	12	2			75		5	1	4	58	4	Ab			50
438		8	2			6	6	2	1	4	19	4	Ab	2		60
439		9	2			5		1	2	2	1	3	Aa	7		
440		14	2			5		2	2	4		4	Ab	2		
441		11	2					2	1	3	13	3	Ea	18		
442		11	2		1	245		5	2	3		3	Aa	5		
443		11	2			37		5	1	3		5	Ea	17		
444		13	2			223		5	1	3		5	Ea	17		
445		20	2			4		1	2	7		4	Ab	1		
446		12	1			2		3	1	3		4	Cb		S G	
447		6	2			10	3	5	1	1	8	4	Cb			50
448		6	2			23		3	1	3	41	5	Eb	26	G	100
449		6	2			16		3	1	3	41	5	Eb	26	G	80
449	2007	8	2			150	70	3	1	3		4	Ec	4		400
450		8	2			30	1	5	1	3		2	Ea	17		2,000
451		11	2			12	10	2	1	4	28	3	Eb	26		1,600
452		13	2			301	38	5	1	3	17	3	Ea	19		452
453		9	2			117	54	2	1	3	50	3	Ea	19		120
454		9	2			2	2	5	1	3	16	3	Eb	26		100
455		11	2			182	133	5	1	3	50	3	Ea	19	S	500
456		13	2			185	159	2	1	3	50	3	Ca	14		1,200
457		16	1			7		5	3	3	40	3	Cb		S G	700

Spillage ID	Year	Pipe dia (")	Service	Fatalities	Injuries	Spillage volume (m ³)		Leak first detected by	Facility	Facility part	Age Years	Land use	Cause		Impact	
						Gross	Net loss						Category	Reason	Water bodies	Contaminated land area (m ²)
458	2008	16	2			4	4	6	1	3	40	4	Aa	5		25
459		40	1			6		5	2	7	36	7	Ab	2		
460		11	2			30		3	3	5	29	4	Ab	2		40
461		11	2			52	37	3	1	4	29	3	Ab	4		50
462		11	2			12		1	2	4	20	4	Aa	7		
463		11	2			129	108	3	1	3	29	3	Ab	2		90,000
464		9	2			44	17	3	1	3	16	3	Ea	17		3,600
465		6	2			40		2	1	3	52	4	Ea			5,000
466		4	2			28		5	1	3	3	3	Ea	18		250
467		16	1			294		3	1	3	46	4	Ea	17		11,000
468		16	1			328		3	1	3	46	4	Ab	4		3,600
469		18	1			1	1	5	1	3	1972	2	Ca	14	S	