

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES

DÉPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences & Technologie

Filière : Génie Mécanique

Parcours : Master Professionnel

Spécialité : Maintenance Industrielle

THÈME

Application des Études Statistiques à la Maintenance Préventive Industrielle des Pipelines de la Direction Maintenance de Laghouat

Préparé par : M. BENSEDIK Lotfi

M. BENOUIS Mostapha

Soutenu le :

Devant le Jury :

Nom et prénom	Grade	Lieu d'exercice	Qualité
M. BENAMAR Badr	MAA	DGM-UIK Tiaret	Président
M. MOULGADA Abdelmadjid	MCA	DGM-UIK Tiaret	Examineur
M. BENOUIS Osema	Docteur en GM	DGM-UIK Tiaret	Examineur
Mme. MAKHFI Souâd	MCB	DGM-UIK Tiaret	Encadreur

DÉDICACE

Nous dédions ce travail :

A mes parents

A mes frères

A ma famille

A mes amis

A tous mes enseignants

REMERCIEMENTS

Nous voulons remercier Dieu, notre Créateur qui nous a donné la force de réussir dans nos études.

*NOUS remercions mon Encadreur madame :
" MAKHFI SOUAD " et notre co-encadreur
monsieur : BENZAOUCHA ABD KADER que nous
ont guidé pour achever ce travail.*

*Nous remercions aussi tous nos enseignants du
département de génie mécanique, sans oublier le
personnel des DML, en particulier :*

- > Mr. BEN ZAOUCHA ABD KADER (chef
service)*
- > Mr. MAICHA ATALLAH (chef service)*
- > Mr. BOUAKAZTAYEB (chef département)*
- > Mr. BENZAOUCHA BELKACEM*

*Et mes collègues ainsi que mes amis, et
toutes les personnes qui ont contribué de
près ou de loin.*

Liste des figures

Chapitre 1

Figure 1.1 : Organigramme de la DML

Figure 1.2 : Organigramme décrivant les types et actions maintenance

Chapitre 2

Figure 2.1 : Éclatement d'un pipeline

Figure 2.2 : Rupture d'un pipeline

Figure 2.3 : Types de corrosion

Figure 2.4 : corrosion par goutte d'eau

Figure 2.5: Corrosion dans le pipe) interne et externe(

Figure 2.6 : corrosion par piquer

Figure 2.7 : déformation

Figure 2.8 : corrosion généralisé

Figure II.9 : Dispositif de la protection cathodique des canalisations

Figure 2.10 : Soudure de raboutage dans une canalisation

Figure 2.11 : Fissure dans des joints soudés

Figure 2.12 : Attaque localisée

Figure 2.13 : Fissuration par corrosion sous contrainte

Figure 2.14 : pipeline enfoncé

Figure 2.15 : Une éraflure

Figure 2.16 : Photos présentant divers racleurs de nettoyage mécanique. **a)** Racleurs mousse de Tailles et de formes variables. Certains sont munis de brosses, **b)** Racleurs à mandrin portant différentes combinaisons de disques et/ou de coupelles, **c)** Outil de nettoyage magnétique a brosses métalliques (T.D. Williamson); **d)** Racleurs munis de brosses Ce sont des racleurs moulés en une seule pièce en polyuréthane.

Figure 2.17 : racleur de calibrage

Figure 2.18 : principe de fonctionnement

Figure 2.19 : caliper pig

Figure 2.20 : Racleur instrumenté à flux magnétique

Figure 2.21 : instrumenté basé sur le principe de perte de flux magnétique

Figure 2.22 : principe de fonctionnement a flux magnétique

Figure 2.23 : gare de racleur

Figure 2.24 : Système simplifié de la gare d'expédition

Figure 2.25 : Système simplifié de la gare de réception

Chapitre 3

Figure 3.1 : la température de caliper par a pour a distance 180 Km

Figure 3.2 : La vitesse de caliper par a pour a distance 180 Km

Figure 3.3 : température de MFL par a pour a distance 180 Km

Figures 3.4 : la vitesse de MFL par a pour a distance 180 Km

Figure 3.5 : La magnétisation de MFL par a pour distance 180 Km

Figure 3.6 : Graphique ERF (Mod B31G) de paroi a épaisseur 12.70 mm

Figure 3.7 : Mod B31G ERF sur de la distribution des anomalies

Figure 3.8 : distribution des anomalies en fonction de profondeur

Figure 3.9 : Distribution des pertes en métal.

Figure 3.10 : Location et dimensions de l'anomalie de perte en métal

Figure 3.11 : dimension de défaut

Liste des tableaux

Chapitre 2

Tableau 2.1 : Composition chimique de l'acier du pipeline

Tableau 2.2 : Caractéristiques mécaniques de l'acier X70.

Chapitre 3

Tableau 3.1 : Données du pipeline

Tableau 3.2 : les données statistiques des outils d'inspection

Tableau 3.3: Défauts détectés dans le pipeline.

Tableau 3.4 : Résultats des pertes en métal

Tableau 3.5 : résumé des défauts du seuil ERF

Tableau 3.6 : Parcours de l'outil de calibrage

Tableau 3.7 : parcours des outils de nettoyage

Tableau 3.8 : parcours caliper

Tableau 3.9 : conditions opérationnelles de CLP

Tableau 3.10 : parcours du MFL

Tableau 3.11 : conditions opérationnelles de MFL

Tableau 3.12 : liste des objets métalliques adjacents

Tableau 3.13 : anomalies de soudures circonférentielles

Tableau 3.14 : anomalies de soudure hélicoïdale

Tableau 3.15 : anomalies de soudure hélicoïdale (suite)

Tableau 3.16 : Liste de gravité des défauts

Résumé

Selon l'aspect économique du pays le transport de carburant par des pipelines ,le travaux de maintenance fait des études pour éviter les dommages au niveau des tuyaux(pipelines)

En connaissant leur contenu de l'intérieur et l'extérieur pour minimiser les pertes due à des

Mauvais condition u outil sophistiqué devraient être utilisées pour détecter et installer le problème par ASME BG31 dans une courte temps sans provoquer une altération sur l'environnement et l'être humain .

INTRODUCTION GENERALE

Chapitre 1 : présentation de l'entreprise et généralités sur la maintenance

1.1	Présentation de l'entreprise	3
1.1.1	Création de la Direction Maintenance Laghouat - SONATRACH.....	3
1.2	Domaines d'activités de la DML.....	3
1.3	Organigramme de la DML.....	4
1.4	Département Opérations Spéciales (DOS)	4
1.4.1	Missions du DOS.....	5
1.5	Généralités sur la maintenance.....	5
1.5.1	Définition de la maintenance.....	5
1.5.2	But de la maintenance.....	5
1.5.3	Objectifs de la maintenance.....	5
1.5.4	Types de maintenances.....	6
1.5.4.1	Maintenance préventive.....	6
1.5.4.2	Maintenance corrective.....	8
1.5.5	Opérations de maintenance.....	9
1.5.6	Niveaux de maintenance.....	11
1.5.7	Echelons de maintenance.....	14
1.5.8	Activités connexes.....	14
1.6	Sécurité industrielle.....	16
1.6.1	Accidents de travail dus aux machines.....	17
1.6.2	Risques d'origine mécaniques.....	17
1.6.3	Facteurs à prendre en compte.....	17
1.6.4	Mise en place des solutions de prévention.....	18
	Conclusion.....	18

Chapitre 2 : Etude descriptive et maintenance préventive des pipelines de la DML

Introduction.....	20
2.1 Facteurs métallurgiques des pipelines.....	20
2.2 Différents types de défauts précurseurs de la rupture des canalisations.....	21
2.2.1 Défaillances par corrosion.....	21
2.2.1.1 Définition de la corrosion.....	21
2.2.1.2 Différents types de corrosion.....	21
2.2.1.3 Corrosion des pipelines.....	24
2.2.1.4 Protection des pipelines de la corrosion.....	25
2.2.2 Fissuration.....	26
2.2.2.1 Fissuration par corrosion.....	27
2.2.2.2 Fissuration par corrosion sous contrainte.....	27
2.2.3.1 Enfouissement.....	28
2.2.3.2 Éraflure.....	29
2.3 Racleur.....	29
2.3.1 Piston Racleur.....	30
2.3.2 But du raclage.....	30
2.3.3 Fonctionnement.....	30
2.3.4 Inspection par <i>intelligent pig</i>	32
2.3.5 Positionnement des défauts.....	36
2.3.6 Enregistrement et analyse.....	36
2.3.7 Gare de lancement et de réception.....	36

Chapitre 3 : Applications statistiques à la maintenance prédictive des pipelines de la DML

Introduction.....	42
3.1 Données du pipeline.....	42
3.2 Sommaire et données statistiques.....	43
3.3 Résultats d’inspection.....	43
3.4 Données opérationnelles.....	45
3.4.1 Parcours de l’outil de calibrage	45
3.4.2 Programme de nettoyage.....	46
3.4.3 Enquête d’inspection intelligente par diamètreur CLP.	46
3.4.4 Enquête d’inspection intelligente par MFL.....	48
3.5 Rapport des objets métalliques adjacents.....	50
3.6 Rapport des anomalies de soudures circonférentielles.....	50
3.7 Rapport des anomalies de soudures hélicoïdales.....	52
3.8 Rapport sommaire de la canalisation	55
3.8.1 Graphique de la pression enregistrée.....	55
3.8.2 Histogrammes basés sur la pression.....	56
3.8.3 Histogrammes basés sur la profondeur.....	57
3.9 Distribution et Orientation.....	58
3.10 Liste de gravité des défauts.....	59
3.11 Location et dimension de l’anomalie de perte en métal.....	61
3.12 Clarification sur la méthode de calcul de la pression de sécurité selon code ASME MODIFIED B31 G - 0.85 dL Area.....	61
3.13 Evaluation des anomalies de perte en métal.....	63

Introduction Générale

Le transport des hydrocarbures par canalisation est d'une importance majeure, due d'une part aux besoins énergétiques énormes et considérables du monde moderne et d'autre part parce que c'est le moyen le plus économique et le plus sûr par rapport aux autres moyens de transport qui existent et qui sont toujours utilisés.

Dans les années 1870, un travailleur pipelinier eut l'idée de faire passer quelque chose de solide à travers un pipeline dans le but de le nettoyer et d'éliminer les obstructions. Une botte de paille entourée de fil de fer s'avéra très efficace à cet effet, et c'est ainsi qu'était né le premier racleur de pipelines.

Quelques années plus-tard les racleurs à mousse, les racleurs à coupelles et les racleurs à brosses ont vu le jour.

En 1960 apparaît le racleur intelligent pour voir et inspecter l'intérieur des pipelines.

Les racleurs intelligents comme tout autre racleur sont de taille diverses et possèdent des caractéristiques variées adaptées au pipeline que l'on désire inspecter.

Néanmoins, la multiplication des accidents plus ou moins graves, notamment dus à la corrosion et à l'érosion, ainsi que leur incidence sur l'économie mondiale et leur impact sur l'environnement rendent le transport des hydrocarbures de plus en plus préoccupant.

Cette préoccupation incite les maintenanciers et les chercheurs à développer une vaste gamme de méthodes et de techniques particulièrement avancées pour entretenir les pipelines et leur garantir davantage de survie.

Parmi ces techniques, on peut citer :

- les patrouilles le long de l'emprise du pipeline pour des inspections visuelles (en marchant, en volant ou à l'aide de drones)
- les mesures de contrôle électroniques depuis des salles de commande très sophistiquées
- les vérifications par contrôle non destructif à l'intérieur du pipeline en production à l'aide de racleurs instrumentés.

L'inspection de l'intérieur des canalisations transportant des hydrocarbures est actuellement la solution la plus économique et la plus adaptée au contrôle systématique de l'intégrité des pipelines en exploitation.

Cette méthode a atteint aujourd'hui sa pleine maturité et les outils utilisés permettent un diagnostic exhaustif et extrêmement efficace.

Elle offre ainsi un résultat complet sur les dégradations des pipelines (défauts, corrosion, érosion, accidents, enfoncements)

Les racleurs instrumentés offrent un regard très documenté et présente un très riche résultat (graphiques, schémas, dessins et clichés explicatifs).

Cette méthode technique s'adresse aux techniciens et ingénieurs de l'industrie pétrolière et gazière (fabrication, pose et maintenance des pipelines), aux organismes de contrôle et de certification (sécurité et environnement).

Dans ce mémoire nous nous proposons d'étudier un cas réel d'inspection interne d'un tronçon de 180 km du gazoduc GO1 – 48'' reliant Hassi Rmel et l'Italie, par outil intelligent appelé racleur instrumenté, dont le principe de fonctionnement et d'utilisation sera décrit ci-après.

Le développement de ce sujet se fera à partir des paramètres et des conditions d'exploitation et des conditions climatiques, tout en respectant les normes et codes internationaux ainsi que la réglementation nationale.

Cette approche nous permet ainsi d'avoir une vision concrète d'un point de vue théorique et pratique, avec toute la rigueur que cela implique.

Chapitre 1

Présentation de l'entreprise et généralités sur la maintenance

1.1 Présentation de l'entreprise

Créé le 31 décembre 1963, SONATRACH devient un moyen efficace de récupération et de développement des richesses minières nationales, encore, un puissant soutien à l'industrie et à l'économie nationale, souvent un pionnier dans les acquisitions technologiques et également, un facteur performant dans les relations économiques internationales de l'Algérie.

Pour assurer le bon déroulement de ces fonctions, SONATRACH est subdivisé en plusieurs branches, chacune d'elles a des objectifs bien déterminés.

Cependant, la structure chargée de la maintenance des ouvrages et canalisations des hydrocarbures est la Direction Maintenance Laghouat (DML).

1.1.1 Création de la Direction Maintenance Laghouat - SONATRACH

La Direction Maintenance Laghouat (DML) a été créé le 16 avril 1987 portant l'organisation générale SONATRACH, amendée et modifiée le 04 juillet et 11 novembre 1989 et le 16 mai 1990 a été procréé, relevant l'organisation de la structure chargée des activités liées au développement et à l'exploitation du réseau du transport des hydrocarbures par canalisations de SONATRACH.

1.2 Domaines d'activités de la DML

Les activités principales de la DML :

- Maintenance préventive et corrective des machines tournantes principales (Turbines à gaz, Moteurs électriques, Pompes, Compresseurs, Alternateurs ...) et de leurs accessoires.
- Rénovation de sous-ensembles et réparation d'éléments nobles de machines tournantes (rotors, directrices, corps de pompes ...).
- Réalisation et/ou suivi des actions de maintenance améliorative des machines (rétrofits de contrôle-commande, amélioration matériaux ou conception ...).
- Contrôle et étalonnage des soupapes de sûreté.
- Analyse des défaillances.
- Étude et réalisation des piquages en charge et des opérations stopple sur les canalisations et ouvrages concentrés.

1.3 Organigramme de la DML

La DML est composée de sept départements et d'un centre d'informatique :

- Département administration et communications.
- Département finances et juridique.
- Département d'approvisionnement (ATR).
- Département méthodes et ordonnancement.
- Département mécanique industrielle.
- Département électricité et instrumentation.
- Département opérations spéciales.



Figure 1.1 : Organigramme de la DML.

1.4 Département Opérations Spéciales (DOS)

Au cours de notre stage au sein de la DML, on a eu l'opportunité de percevoir les missions du Département Opérations Spéciales et de traiter des travaux de maintenance préventive sur les gazoducs.

1.4.1 Missions du DOS

- Elaboration des procédures de piquages en charge et stopple sur les canalisations des hydrocarbures.
- Réalisation des opérations spéciales sur les ouvrages.
- Contrôle et inspection des travaux réalisés.
- Réalisation des travaux de préfabrication.
- Maintenance des équipements de piquage en charge et stopple.

1.5 Généralités sur la maintenance

La fonction maintenance a pour but d'assurer la disponibilité optimale des installations de production et de leurs annexes, impliquant un minimum économique de temps d'arrêt.

1.5.1 Définition de la maintenance

D'après la norme AFNOR X 60-000, la maintenance est l'ensemble de tous les actions techniques, administratives et de managements durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise.

1.5.2 But de la maintenance

- Redonner au matériel des qualités perdues et nécessaires aux fonctionnements.
- Faire le nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du bien, donc de réduire le nombre de défaillances et augmenter la MTBF.
- Ramener le plus vite possible le matériel en état de fonctionnement et par la suite diminuer la MTTR.

1.5.3 Objectifs de la maintenance

Le service de la maintenance doit fixer régulièrement des objectifs pour qu'il soit bien efficace:

a. Objectifs financiers :

- Réduire au minimum les dépenses de maintenance.
- Assurer le service de maintenance dans limites d'une coudrette.

b. Objectifs opérationnels :

- Maintenir les équipements dans les meilleures conditions possibles.
- Assurer la disponibilité maximale de l'équipement à un prix minimum.
- Augmenter la durée de vie des équipements.
- Entretenir les installations avec le minimum de cout et les remplacer à des Périodes prédéterminées.
- Assurer un fonctionnement sûr et efficace à tout moment.
- Augmenter le rendement des équipements.

1.5.4 Types de maintenances

Il existe deux façons complémentaires d'organiser les actions de maintenance :

1.5.4.1 Maintenance préventive

a. Définition

C'est la maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien.

b. Avantages de la maintenance préventive

La mise en place d'une pratique de maintenance préventive présente un certain nombre d'avantages :

- Une amélioration de la productivité de l'entreprise.
- Un coût de réparation moins élevé.
- La diminution des stocks de production.
- La limitation des pièces de rechange.
- Une meilleure crédibilité du service maintenance.
- Une plus grande motivation du personnel de maintenance.

c. Maintenance systématique

C'est une maintenance préventive qui est effectuée selon un échéancier établi suivant le temps ou le nombre d'unités d'usage. Les principales opérations de maintenance systématique sont :

- Les remplacements.
- Le graissage et la lubrification.
- Les nettoyages.
- La protection des surfaces.
- Les réglages.

d. Maintenance conditionnelle

On y effectue au préalable un diagnostic avant de remplacer l'organe en question. Elle s'applique particulièrement aux machines tournantes elle est basée sur l'analyse :

- Externe des machines (corrosion, ...).
- Des paramètres de prises (température, pression, débit, ...).
- Des huiles de lubrifications et étanchéité.
- Des températures d'organes des machines.
- Des vibrations et des bruits au niveau des organes.

La maintenance conditionnelle permet donc d'éviter les inconvénients de la maintenance systématique. Par le fait qu'elle permet de déterminer quel organe défaillant devra être remplacé et la date à laquelle s'impose l'intervention en se basant uniquement sur les analyses en temps réel de la machine et non sur des données statistiques.

e. Gamme de maintenance préventive

C'est un document sur lequel on trouve le mode opératoire, pas à pas qui détaille le contenu d'une opération du plan de maintenance préventive. Il décrit la manière de réaliser l'opération, la chronologie, les outillages spécifiques nécessaires, les valeurs de référence, les consignes de sécurité, ...

f. Principe de la maintenance préventive

Afin de mettre en place un plan de maintenance préventive il convient d'avoir une démarche structurée, qu'on a procédé en 4 étapes :

Estimer la criticité des équipements à travers une échelle de classement (PARETO).

Etude fonctionnelle : Déterminer les emplacements des équipements à étudier dans les stations (Bête à corne, FAST, SADT, Pieuvre, ...).

Analyse des mécanismes de défaillance : Identification des modes de défaillance, leurs causes, leurs effets, leurs moyens de détection et leur criticité (Ishikawa, AMDEC).

Proposition des actions préventives : Etablir un plan de maintenance avec toutes les informations nécessaires au bon déroulement des entretiens, ainsi que les gammes et/ou fiches de maintenance.

Evaluation de la justification techno-économique : Suivant des Simulations et les indices de performance du tableau de bord.

1.5.4.2 Maintenance corrective

Maintenance exécutée après détection d'une panne et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise.

- a. Maintenance palliative** : caractérise les actions de dépannage (remise en état provisoire).
- b. Maintenance curative** : caractérise les actions de réparation au sens de « guérir ».

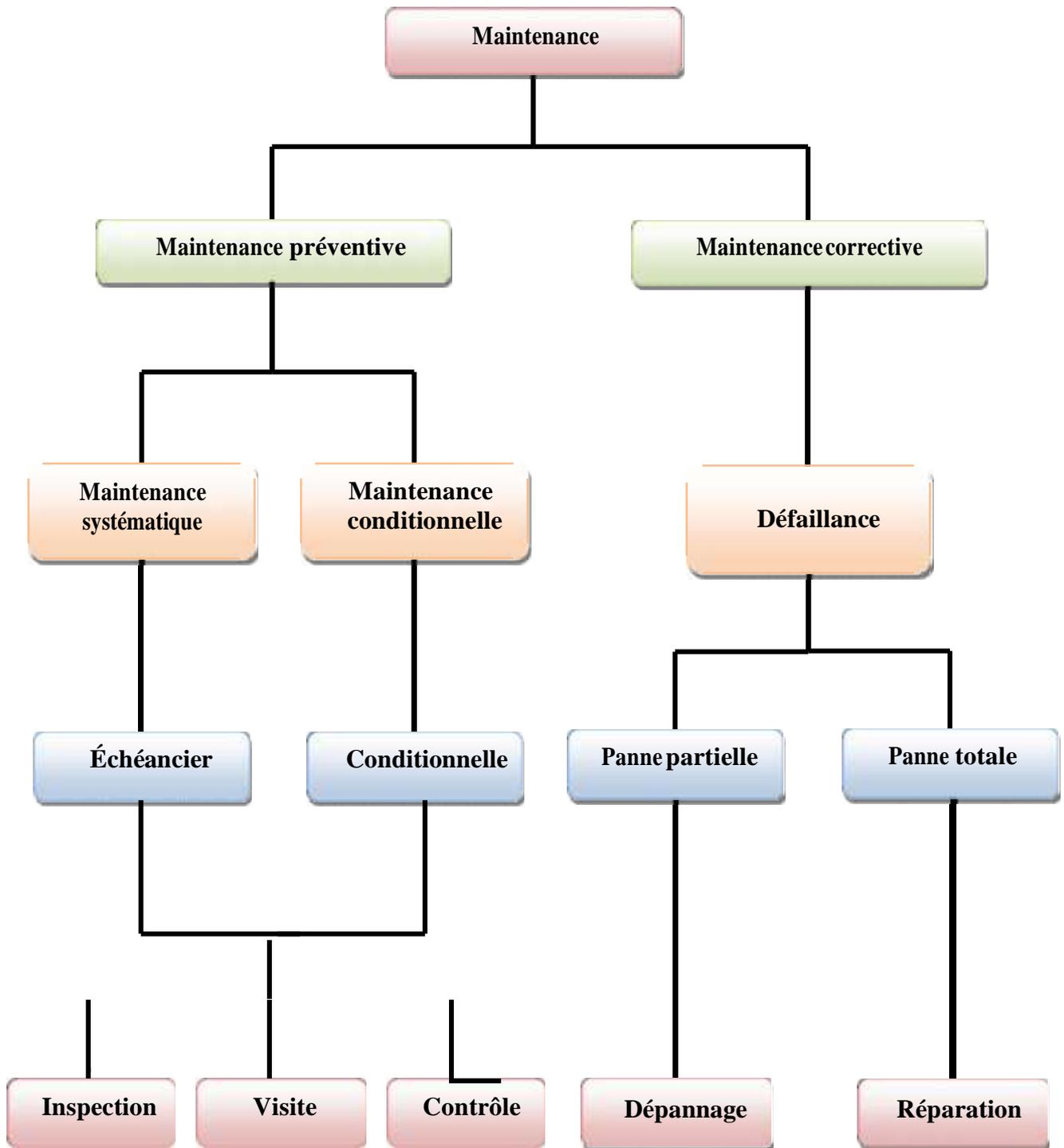


Figure 1.2 : Organigramme décrivant les types et actions maintenance.

1.5.5 Opérations de maintenance

- **Réparation :** (extrait de la norme AFNOR X 60-010) [1]

Action définitive et limitée de la maintenance à la suite d'une défaillance.

- **Dépannage :** (extrait de la norme AFNOR X 60-010) [1]

Action consécutive à la défaillance de bien, en vue de rendre apte à accomplie une fonction requise, au moins provisoirement.

- **Vérification : (extrait de la norme AFNOR X 60-010) [1]**

Confirmation par examen et établissement des preuves que les exigences spécifiées ont été satisfaites ...

- **Vérification préliminaire : (extrait de la spécification E2Mn°E/970101/C) [2]**

Une opération de vérification effectuée après l'opération de contrôle fonctionnel et avant toute opération.

- **Contrôle : (extrait de la norme ISO8402-1994) [3]**

Activité tel que mesurer, examiner, essayer ou passer au calibre une ou plusieurs caractéristiques d'une entité et comparer les résultats aux exigences spécifiées en vue de déterminer si la conformité est obtenue pour chacune de ces caractéristiques.

- **Ajustage : (extrait de la norme AFNOR X 60-010) [1]**

Opération destinée à amener un appareil de mesure à un fonctionnement et à une justesse convenable pour son utilisation.

- **Calibrage : (extrait de la spécification E2Mn°E/970101/C) [2]**

Remettre un appareil à un niveau de précision optimale.

- **Etalonnage : (extrait de la norme AFNOR X 60-010) [1]**

Ensemble des opérations établissant, dans des conditions spécifiées, la relation entre les valeurs indiquées par un appareil de mesure ou un système de de mesure et les valeurs connues correspondantes d'une grandeur mesurée ...

- **Expertise technique : (extrait de la spécification E2Mn°E/900505/A) [4]**

En vue des valeurs l'état d'un appareil présumé défectueux, l'expertise technique comprend :

- Des examens visuels (externe, interne, sécurité).

- Un examen fonctionnel.
- Une vérification si l'examen fonctionnel c'est avéré satisfaisant.

L'expertise technique ne remet en aucun cas l'appareil dans des conditions de fiabilité, de sécurité ou de précision.

- **Réglage : (extrait du vocabulaire international des termes fondamentaux et généraux de métrologie – 1993)**

Ajustage utilisant uniquement les moyens mis à la disposition de l'utilisateur.

- **Déclassement : (extrait de la norme AFNOR X 60-010) [1]**

Action par laquelle un bien est affecté à une classe d'utilisation moins sévère.

- **Réforme : (extrait de la norme AFNOR X 60-010) [1]**

Action administrative par laquelle il est décidé d'exclure de toute utilisation, un bien usagé dont on a constaté l'inaptitude totale ou partielle à accomplir la fonction requise et qu'il n'est pas possible de déclasser.

- **Recette fonctionnelle : (extrait de la spécification E2Mn°E/970101/C) [2]**

La recette fonctionnelle permet de s'assurer de l'état de fonctionnement global d'un appareil de mesure sans préjuger de sa précision.

- **Recette technique : (extrait de la spécification E2Mn°E/970101/C) [2]**

La recette technique correspond à une recette fonctionnelle suivie d'une opération de vérification. Ceci permet d'assurer qu'un appareil de mesure, neuf ou d'occasion, satisfait aux prescriptions qui autorisent sa mise en service.

1.5.6 Niveaux de maintenance

La maintenance et l'exploitation d'un bien s'exercent à travers de nombreuses opérations, parfois répétitives, parfois occasionnelles, communément définies jusqu'alors en 5 niveaux de maintenance.

Le classement de ces opérations permet de les hiérarchiser de multiples façons. Ce peut être en fonction des critères suivants :

Définir qui fait quoi au regard de chacun des niveaux de maintenance :

- le personnel de production,
- le personnel de maintenance en tenant compte de la qualification de l'intervenant,
- le personnel de l'entreprise ou un sous-traitant,
- une combinaison des 3.

1^{er} niveau :

Il s'agit de réglages simples prévus par le constructeur ou le service de maintenance, au moyen d'éléments accessibles sans aucun démontage ou ouverture de l'équipement.

Exemples:

Echanges en toute sécurité d'éléments consommables tels que :

- fusibles.
- voyants.
- Dégagement d'un produit défectueux sur une machine automatisée après la mise en sécurité de la machine.
- Graissage.

Ces interventions de premier niveau peuvent être réalisées par l'exploitant du bien, sans outillage, particulier à partir des instructions d'utilisation.

2^{ème} niveau :

Il s'agit de dépannages par échange standard des éléments prévus à cet effet et d'opérations mineures de maintenance préventive.

Exemples:

- Contrôle du bon fonctionnement d'un four de traitements thermiques.
- Remplacement d'une électrovanne sur un système de serrage de pièce.

Ces interventions de deuxième niveau peuvent être réalisées par un technicien ou l'exploitant du bien dans la mesure où ils ont reçus une formation pour les exécuter en toute sécurité.

3^{ème} niveau :

Il s'agit d'identification et de diagnostic de pannes suivis éventuellement :

- Echanges de constituants.
- Réparations mécaniques mineures.
- Réglage et d'étalonnage général des mesureurs.

Exemples :

- Remplacement d'une bobine de contacteur défectueuse à la suite d'une surtension.
- Démontage d'un manomètre donnant des indications erronées, réétalonnage sur un banc de contrôle, remontage sur la machine.
- Remplacement d'une clavette cisailée nécessitant l'ajustage de la nouvelle clavette.

Les interventions de troisième niveau peuvent être réalisées par un technicien spécialisé directement sur le site ou dans un atelier de maintenance.

4^{ème} niveau :

Il s'agit de tous les travaux importants de maintenance corrective ou préventive à l'exception de la rénovation et de la reconstruction.

Exemples:

- Révision générale d'un compresseur.
- Démontage, réparation, remontage, réglage d'un treuil de levage.
- Remplacement du coffret d'équipement électrique de démarrage d'une machine-outil.

Ces interventions de quatrième niveau peuvent être réalisées par une équipe disposant d'un encadrement technique très spécialisé et de moyens importants bien adaptés à la nature de l'intervention.

5^{ème} niveau :

Il s'agit de tous les travaux de rénovation, de reconstruction ou de réparation importante, confiés à un atelier central de maintenance ou à une entreprise extérieure prestataire de services.

Exemples:

- Conception d'une machine neuve à partir d'une ancienne.
- Remplacement d'un matériel ancien par un matériel nouveau du commerce.

Le personnel de maintenance en charge de ces travaux doit posséder des compétences technologiques multiples (électricité, mécanique, pneumatique, automatique...) et doit connaître les règles de gestion d'un projet technique.

1.5.7 Echelons de maintenance

Il est important de ne pas confondre les niveaux de maintenance avec la notion d'échelon de maintenance qui spécifie l'endroit où les interventions sont effectuées.

On définit généralement 3 échelons qui sont :

- La maintenance sur site : l'intervention est directement réalisée sur le matériel en place.
- La maintenance en atelier : le matériel à réparer est transporté dans un endroit, sur site, approprié à l'intervention.
- La maintenance chez le constructeur ou une société spécialisée : le matériel est alors transporté pour que soient effectuées les opérations nécessitant des moyens spécifiques.

Bien que les 2 concepts de niveau et d'échelon de maintenance soient bien distincts, il existe souvent une corrélation entre le niveau et l'échelon : les opérations de niveaux 1 à 3, par exemple, s'effectuant sur site, celles de niveau 4 en atelier, et celles de niveau 5 chez un spécialiste hors site (constructeur ou société spécialisée). (Si cela se vérifie fréquemment, il convient cependant de ne pas en faire une généralité. On peut rencontrer en milieu industriel des tâches de niveau 5 effectuées directement sur site.

1.5.8 Activités connexes

Ces activités complètent les actions de maintenance citées précédemment et participent pour une part non négligeable à l'optimisation des coûts d'exploitation.

i. Maintenance d'amélioration

L'amélioration des biens d'équipements consiste à procéder à des modifications, des changements, des transformations sur un matériel. Dans ce domaine, beaucoup de choses restent à faire. Il suffit de se référer à l'adage suivant : « *on peut toujours améliorer* ». C'est un état d'esprit qui nécessite une attitude créative. Cependant, pour toute maintenance d'amélioration une étude économique sérieuse s'impose pour s'assurer de la rentabilité du projet.

Les améliorations à apporter peuvent avoir comme objectif l'augmentation des performances de production du matériel ; l'augmentation de la fiabilité (diminuer les fréquences d'interventions) ; l'amélioration de la maintenabilité (amélioration de l'accessibilité des sous-systèmes et des éléments à haut risque de défaillance) ; la standardisation de certains éléments pour avoir une politique plus cohérente et améliorer les actions de maintenance, l'augmentation de la sécurité du personnel.

ii. Rénovation : (extrait de la NORME FRANCAISE X 50-501, février 1982)

Inspection complète de tous les organes, reprise dimensionnelle complète ou remplacement des pièces déformées, vérification des caractéristiques et éventuellement réparation des pièces et sous-ensembles défaillants, conservation des pièces bonnes .La rénovation apparaît donc comme l'une des suites possibles d'une révision générale.

iii. Reconstruction

Remise en l'état défini par le cahier des charges initial, qui impose le remplacement de pièces vitales par des pièces d'origine ou des pièces neuves équivalentes .La reconstruction peut être assortie d'une modernisation ou de modifications. Les modifications apportées peuvent concerner, en plus de la maintenance et de la durabilité, la capacité de production, l'efficacité, la sécurité, ...

Remarque : Actuellement entre la rénovation et la reconstruction, se développe une forme intermédiaire : « la cannibalisation ». Elle consiste à récupérer, sur du matériel rebuté, des éléments en bon état, de durée de vie connue si possible, et à les utiliser en rechanges ou en éléments de rénovation.

iv. Modernisation

Remplacement d'équipements, accessoires et appareils ou éventuellement de logiciel apportant, grâce à des perfectionnements techniques n'existant pas sur le bien d'origine, une amélioration de l'aptitude à l'emploi du bien.

Cette opération peut aussi bien être exécutée dans le cas d'une rénovation, que dans celui d'une reconstruction .La rénovation ou la reconstruction d'un bien durable peut donner lieu pour certains de ses sous-ensembles ou organes à la pratique d'un échange standard.

1.6 Sécurité industrielle

Les opérations maintenance doivent être considérées comme dangereuses par nature.

Les équipements doivent être conçus de façon que leur mise en place, leur utilisation et leur maintenance n'exposent pas les personnes à un risque d'atteinte à leur sécurité ou leur santé.

Définitions

- **Risque Mécanique:** Ensemble des facteurs physiques qui peuvent être à l'origine d'une blessure par l'action mécanique d'éléments de *machines*, d'outils, de pièces ou de matériaux solides ou de fluides projetés.

- **Machine:**

* c'est un ensemble de pièces ou d'organes liés entre eux dont au moins un est mobile et le cas échéant, d'actionneurs, de circuits de commande et de puissance réunis de façon solidaire en vue de transformer, traiter ou conditionner des matériaux ou déplacer des charges .

* Un ensemble de machines qui concourent à un même résultat et sont solidaires dans leur fonctionnement est considéré comme une machine.

* Un équipement interchangeable destiné à être assemblé à une ou plusieurs machines différentes par l'utilisateur lui-même en vue d'en modifier la fonction est considéré comme une machine.

1.6.1 Accidents de travail dus aux machines

- **L'appréciation des risques**

Définitions:

- **Domage** : lésion physique ou atteinte à la santé ou aux biens.
- **Le danger** : Est la propriété ou la capacité propre à un équipement ou une installation de causer un dommage pour la santé du personnel.
- Le danger n'est mis en évidence que par le dommage.
- **Phénomène dangereux** : événement susceptible de provoquer un dommage.
- **Situation dangereuse** : situation dans laquelle une personne est exposée à un ou plusieurs phénomènes dangereux.
- **Risque** : combinaison de la probabilité et de la gravité d'un dommage pouvant survenir dans une situation dangereuse.
- **Risque résiduel** : risque qui subsiste lorsque les mesures de sécurité ont été prises.
- **Mesure de sécurité** : moyen qui élimine un phénomène dangereux ou réduit un risque.

1.6.2 Risques d'origine mécaniques

- Ecrasement.
- Cisaillement.
- Coupure, sectionnement.
- Happement, enroulement.
- Entraînement, engagement.
- Chocs.
- Perforation, piqûre.
- Abrasion.
- Ejection de fluides sous haute pression.
- Projection de pièces, outils, poussières ...

1.6.3 Facteurs à prendre en compte

- la forme: éléments coupants, arêtes vives,
- la disposition relative des pièces en mouvement,
- la masse et la stabilité (chute),

- la masse et la vitesse (énergie cinétique),
- l'accélération,
- la résistance mécanique (rupture, éclatement, flexion),
- l'énergie potentielle (ressorts, éléments élastiques, gaz et liquides sous pression).

1.6.4 Mise en place des solutions de prévention

Prévention :

Dispositif qui vise à éviter l'accident de travail.

Protection :

Dispositif qui vise à protéger le personnel en cas de situation accidentelle.

Solutions :

- L'environnement technique.
- L'organisation du travail.
- Le comportement du personnel.

Conclusion

Avec l'automatisation à grande échelle et l'arrivée en force du juste-à-temps, du « zéro-panne », ou du « zéro-arrêt », les nouvelles pratiques de maintenance industrielle pénètrent dans les mœurs des managers des entreprises. Elle est devenue la fonction clé de la production.

Aujourd'hui, dans le domaine de la production d'avant-garde, autant pour les biens de consommation que pour les biens de production, c'est la sûreté de fonctionnement et la pleine disponibilité de l'équipement de fabrication qui prime.

Désormais, la maintenance fait partie intégrante des stratégies d'entreprise, au même titre que la qualité, l'innovation ou le marketing.

Le chapitre qui suit sera consacré à la description du problème au niveau de la DML.

Chapitre 2

*Étude descriptive
et maintenance préventive
des pipelines de la DML*

Introduction

Un pipeline est une canalisation formée par un ensemble des tubes en acier soudés bout à bout, destinée à l'acheminement d'un endroit à un autre de matières gazeuses ou liquides. Ces tubes sont souvent revêtus extérieurement et voir même intérieurement, et presque toujours enterrées sauf dans certaines régions(4).

2.1 Facteurs métallurgiques des pipelines

a. Propriétés des tubes

Depuis plus de 25 ans, les industries de la métallurgie et de la sidérurgie développent de nouveaux types d'aciers, appelés Aciers à Haute limite d'Elasticité (acier HLE), afin de diminuer le prix de revient des pipelines. Ces métaux, qui possèdent de bonnes propriétés mécaniques (tableau 2.1), permettent de diminuer l'épaisseur des pipelines, donc de minimiser la quantité de matériau nécessaire à leur élaboration. Le coût de fabrication d'un pipeline étant essentiellement déterminé par cette quantité, l'usage d'aciers HLE permet de réaliser de fortes économies.

L'acier est un alliage métallique constitué principalement de fer et de carbone (dans des proportions comprises entre 0,02 % et 2 % en masse pour le carbone).

C'est essentiellement la teneur en carbone qui confère à l'alliage les propriétés du métal qu'on appelle « acier ».

b. Composition chimique

Elle est obtenue par l'analyse par spectrométrie (mesure d'onde d'élément). L'acier X70 contient une faible teneur de carbone (0.085%). La composition chimique est détaillée dans le tableau qui suit.

Element	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Al	Co
Valeur %	0.085	0.321	1.52	0.002	0.006	0.033	0.018	0.003	0.038	0.003
Element	Cu	Nb	Ti	v	w	Sn	B	Fe	S +d	Ceq
Valeur %	0.013	0.053	0.007	0.063	0.003	0.604	0.001	97.8	0.0073	0.36

Tableau 2.1 : Composition chimique de l'acier du pipeline.

c. Propriétés mécaniques

Caractéristiques	Epaisseur (mm)	Re (Mpa)	Rm (Mpa)	A (%)	Re/Rm
X70	5-25	483-605	565-605	18	0.90

Tableau 2.2 : Caractéristiques mécanique de l'acier X70.

Avec:

Re : la limite d'élasticité.

Rm : la résistance à la traction.

A% : le pourcentage d'allongement après rupture.

2.2 Différents types de défauts précurseurs de la rupture des canalisations

Les canalisations sont largement employées pour le transport de fluides et de gaz car c'est le mode d'acheminement actuellement le plus économique. L'accroissement de leur diamètre et de la pression de service augmentent le risque de rupture amorcée à partir de défauts. La présence d'un défaut dans une canalisation associée à l'effet de la pression interne pourra provoquer une rupture localisée induisant une fuite et éventuellement une explosion.

Généralement, pour les canalisations, on distingue les défauts suivants: les cratères de corrosion, les fissures, les enfoncements et les éraflures.



Figure 2.1 : Éclatement d'un pipeline.



Figure 2.2 : Rupture d'un pipeline.

2.2.1 Défaillances par corrosion

2.2.1.1 Définition de la corrosion

On définit la corrosion, d'une manière générale, comme étant la destruction des métaux qui se produit sous l'effet de réaction chimique ou électronique lorsqu'ils sont en contact avec un milieu gazeux ou aqueux.

2.2.1.2 Différents types de corrosion

D'un point de vue général et macroscopique, il existe deux types de corrosion :

- ❖ La corrosion uniforme ou généralisée.
- ❖ La corrosion localisée.

- Le premier type affectant la totalité de la structure du métal.
- La corrosion localisée est plus dangereuse car les dégâts qu'elle provoque en profondeur diminué fortement la résistance du métal en général ce type de corrosion ce manifeste sur les matériaux qui présente une hétérogénéité sur leur surface.

a. Corrosion par piqûre

La corrosion par piqûres et la corrosion caverneuse sont des cas particuliers de corrosion galvanique dans lesquels la perte de métal est localisée sur une zone de métal relativement petite.

Dans de tels cas, la corrosion se produit à cause des différences de concentration localisées de l'oxygène ou d'un ion agressif, par exemple un ion de chlore, ou encore à cause d'une différence de pH. Cette situation peut survenir lorsque les conditions de l'écoulement provoquent un faible débit ou une stagnation, par exemple, dans les petites fissures, les espaces ou les criques, comme celles associées à la présence de joints d'étanchéité, ou encore aux points de contact entre les métaux. La corrosion par piqûres est associée au tartre et aux dépôts d'impuretés qui forment une barrière entre l'écoulement principal et l'eau stagnante piégée sous le tartre ou les dépôts d'impuretés. Dans ces conditions, l'oxygène dissous dans l'eau industrielle ne peut pénétrer le tartre. En l'absence relative d'oxygène, le métal sous le dépôt devient anodique, c'est-à-dire qu'il tend à se dissoudre et à former une piqûre profonde.

b. Corrosion inter granulaire

Elle se caractérise par une dissolution des joint de grains du métal elle conduit à la décohésion et modifie considérablement les propriétés intrinsèque mécanique du métal.

c. Corrosion Transgranulaire

Ce type de corrosion est caractéristique de la corrosion sous contrainte, elle se manifeste par la progression de fissure perpendiculairement à la contrainte principale.

d. Corrosion uniforme

La corrosion uniforme est caractérisée par un taux de corrosion relativement uniforme sur l'ensemble d'une surface exposée. Ce type de corrosion affecte tous les métaux communs. Dans le cas des aciers au carbone, le fer réagit avec l'oxygène pour former de la magnétite minérale, qui est de

l'oxyde de fer dont la formule chimique est Fe_3O_4 .

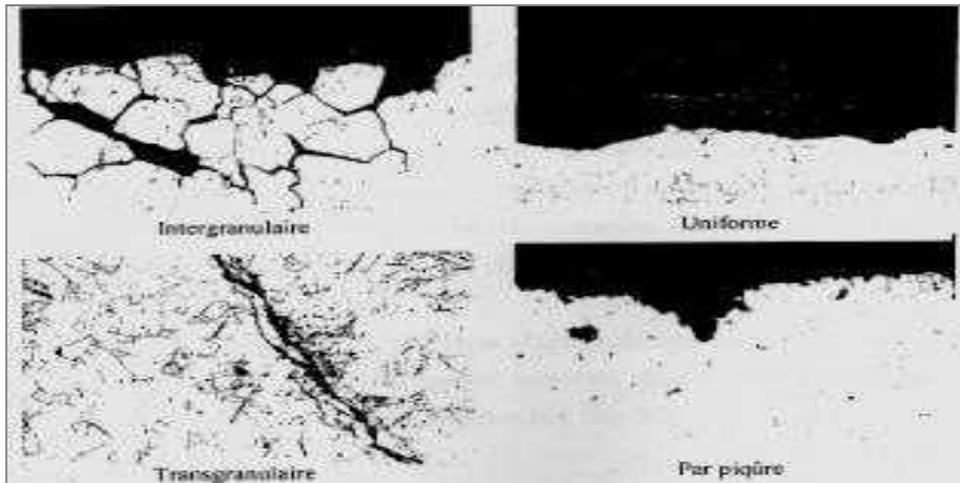
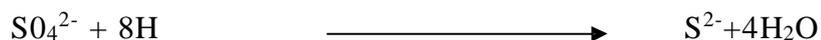


Figure 2.3 : Types de corrosion.

e. Corrosion biologique

Si l'on met un matériau en présence d'oxygène et de bactéries anaérobies, il y a une réaction qui se forme avec le soufre, donnant des sulfures provoquant une violente attaque encore accrue par les phénomènes électrochimiques. Ce type de corrosion est principalement dû à deux bactéries :

Les bactéries sulfato-réductrices, strictement anaérobies qui réduisent les sulfates en sulfures :



La réaction globale de la formation de produit de corrosion FeS est :



Les sulfabactéries qui, en métabolisant les sulfures, produisent de l'acide sulfurique corrosif.

f. Corrosion par goutte d'eau

Les métaux mêmes purs, sont corrodés par des gouttes d'eau. Ce phénomène, dit corrosion par aération différentielle, est dû au fait que la concentration en oxygène de l'eau n'est pas uniforme dans la goutte. La teneur en oxygène décroît quand on pénètre vers l'intérieur de la goutte.

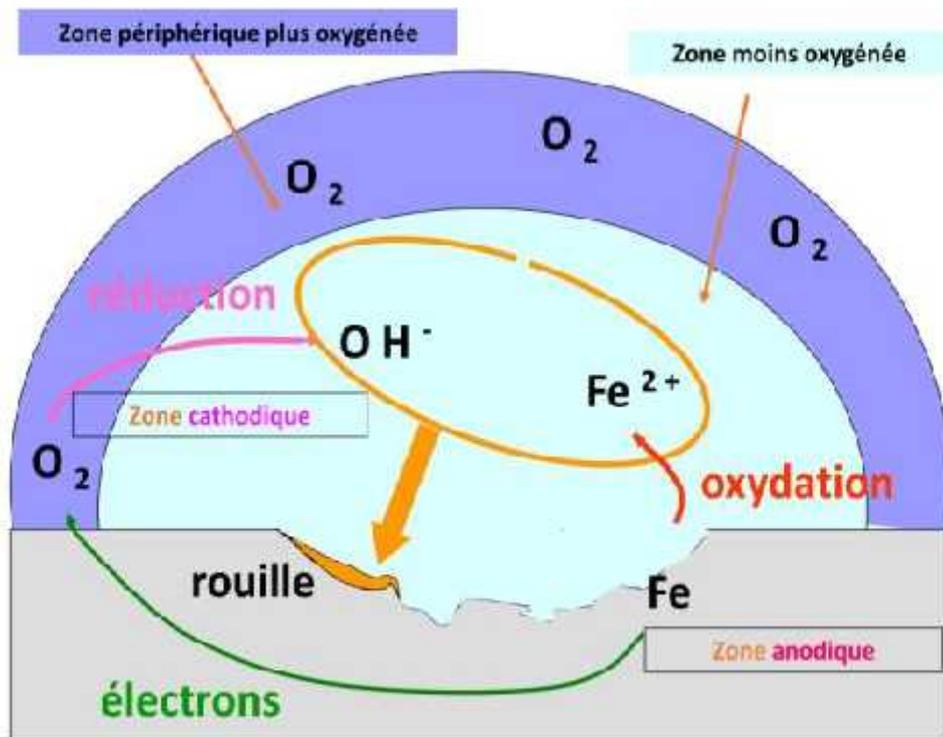


Figure 2.4 : Corrosion par goutte d'eau.

2.2.1.3 Corrosion des pipelines

La corrosion des pipelines de pétrole et de gaz est la dégradation de celui-ci ou de ses propriétés mécaniques sous l'effet de l'environnement immédiat qui peut être le sol, l'atmosphère, l'eau ou d'autres Fluides. Compte tenu du nombre important de paramètres intervenant dans le processus électrochimique, la corrosion est un phénomène très complexe.

Les figures suivantes présentent des exemples de la corrosion interne et externe des pipelines



Figure 2.5 : Corrosion dans le pipeline (interne et externe).



Figure 2.6 : corrosion par piquer.



Figure 2.7 : Corrosion par déformation.



Figure 2.8 : Corrosion généralisée.

2.2.1.4 Protection des pipelines de la corrosion

Pour protéger les pipelines contre la corrosion, on recouvre l'acier d'un revêtement isolant et on les relie à des appareils spéciaux appelés redresseurs pour protection cathodique. De minuscules arrachement du revêtement des pipelines, non détectés lors de leur inspection peuvent avoir lieu, puisque ceux-ci sont habituellement enfouis sous terre ou posés sur le plancher marin, mettent l'acier des pipelines en contact avec le sol, l'eau ou l'air humide et le soumettent à la corrosion.

Cette réaction électrochimique peut être inhibée en maintenant l'acier des pipelines au pôle négatif (cathode) par rapport au sol environnant (anode). Pour ce faire, il suffit de brancher le pôle négatif d'une alimentation électrique en courant continu sur le pipeline et le pôle positif aux dispositifs à anode installés dans le sol (a) de sorte que les courants électriques circulent de l'anode au pipeline (b).

Dans ce dispositif, le pipeline est la cathode du circuit (c), ce qui a donné son nom à la méthode, de la protection cathodique, figure 2.9. Le système de protection protège le pipeline du sol en maintenant son potentiel électrique .

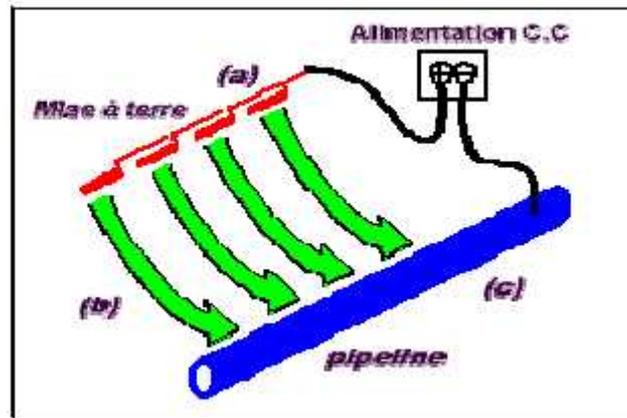


Figure 2.9 : Dispositif de la protection cathodique des canalisations.

2.2.2 Fissuration

La fissure est un « défaut » ou une discontinuité brutale apparue ou apparaissant dans un matériau sous l'effet de contraintes internes ou externes, où la matière est séparée sur une certaine surface. Tant que les forces de contraintes ne sont pas libérées, elle entraîne une grande concentration de contrainte à son fond.

Ces défauts de surface résultent par exemple dans : la corrosion, les endommagements causés par des agressions de forces externes ou aussi les défauts de soudures et sont assimilés à des fissures semi elliptiques par conservatisme.

Les canalisations sont le plus souvent assemblées à partir de la jonction de tubes d'acier soudés. Ces tubes sont roulés et soudés spiral en usine, par contre les soudures bout à bout (soudure de rabouillage) sont réalisées sur chantier.

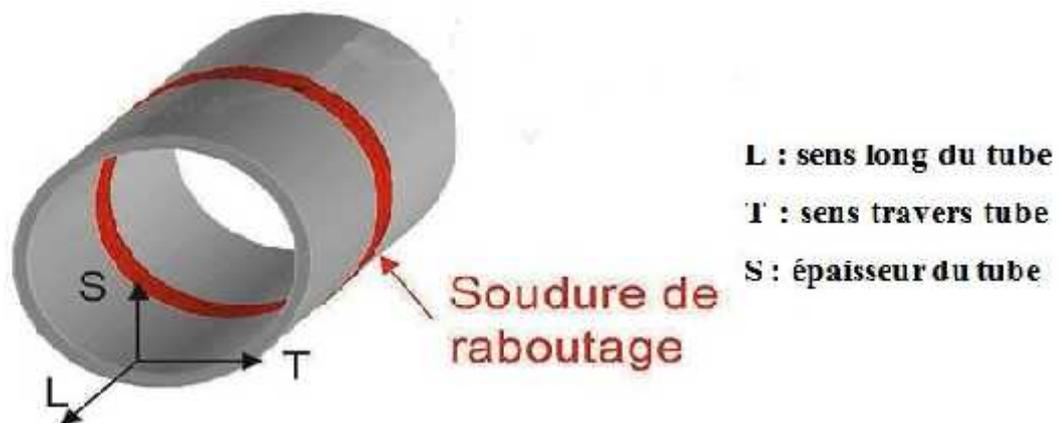


Figure 2.10 : Soudure de rabouillage dans une canalisation.

Les soudures spirales réalisées lors du formage du tube en usine sont considérées comme moins critiques vis-à-vis de la rupture de la canalisation, car elles sont contrôlées avant de transférer les tubes sur chantier. Par contre, les soudures réalisées sur chantier (soudage bout à bout) peuvent présenter des fissures car elles sont parfois réalisées dans des conditions difficiles. De plus, elles ne sont pas forcément contrôlées.

Les défauts rencontrés dans les joints soudés sont généralement assimilés à des fissures, comme celles résultant d'un manque de pénétration de la matière.

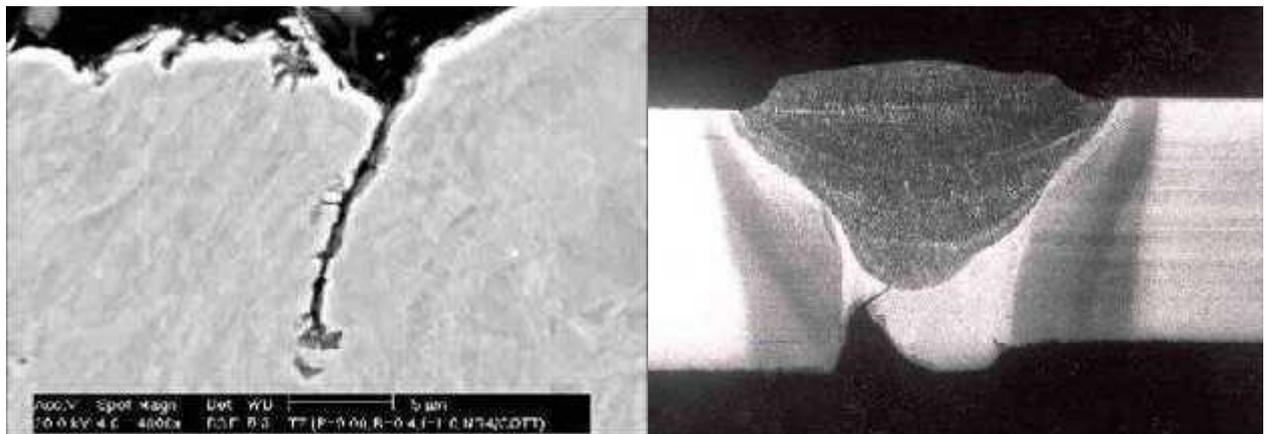


Figure 2.11 : Fissure dans des joints soudés.

2.2.2.1 Fissuration par corrosion

On constate souvent que la corrosion aqueuse attaque les métaux de manière localisée autant que ou plutôt uniforme, et ceci peut conduire à la rupture d'une pièce beaucoup plus rapidement.



Figure 2.12 : Fissuration localisée.

2.2.2.2 Fissuration par corrosion sous contrainte

La corrosion sous contrainte (CSC) implique l'interaction entre la contrainte et l'environnement pour provoquer la fissuration, CSC implique la mécanique à travers l'interaction

avec l'environnement.

Les contraintes de compression ne sont pas dangereuses. Ce sont les contraintes de tension (CST) qui sont dangereuses, elle se produit la plupart du temps dans les milieux non agressifs, la C.S.T se manifeste par une fissuration dans le métal habituellement perpendiculaire à la contrainte mécanique et peut conduire à une cassure.

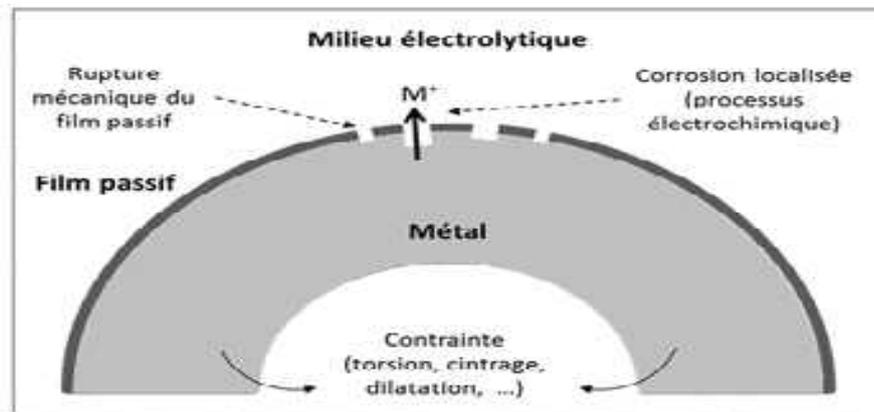


Figure 2.13 : Fissuration par corrosion sous contrainte.

2.2.3 Enfoncement

Un enfoncement dans un pipeline est une déformation plastique permanente de la section circulaire de la paroi du tube dû à un impact avec un corps étranger (exemple : le godet d'un engin en travaux pour les canalisations enterrées ou posées par terre, les ancres des bateaux pour les pipelines immergés). Autrement dit un enfoncement est un changement de la courbure de la paroi du pipeline sans changement d'épaisseur. La profondeur de cet enfoncement est définie comme la réduction maximale du diamètre du tuyau par rapport à son diamètre initial.

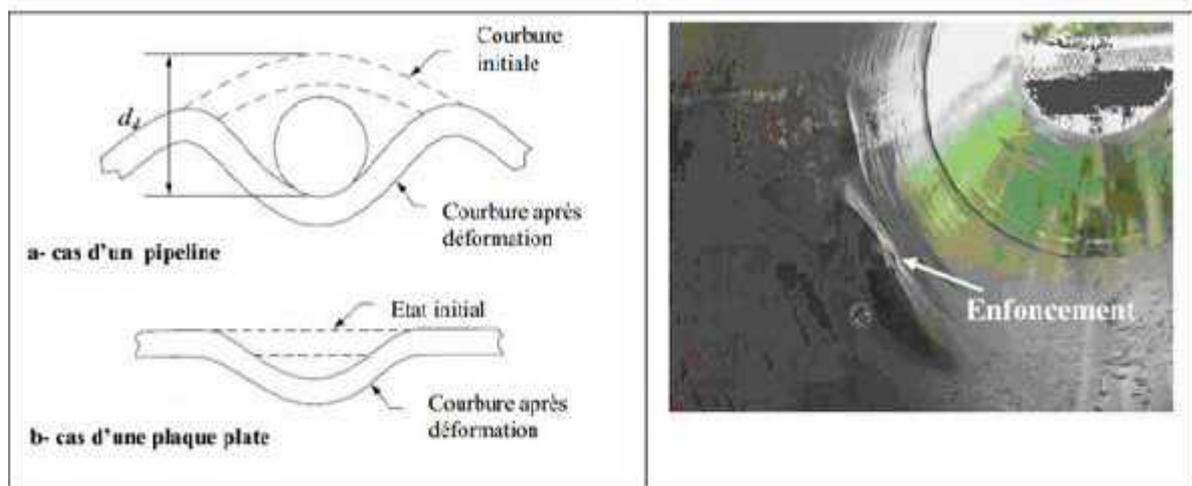


Figure 2.14 : Pipeline enfoncé.

2.2.3 Éraflure

Une éraflure est un endommagement superficiel de la surface dû à un contact avec un objet étranger qui provoque un enlèvement de matière (figure 2.15). Cette éraflure peut être considérée comme une entaille. Les dimensions d'une éraflure sont définies de façon que la longueur soit plus grande que la largeur.

Le choc causé par l'agression externe peut néanmoins provoquer de graves endommagements au tuyau. En service, l'action de la pression pourra provoquer une rupture localisée qui provoquera elle-même une fuite et éventuellement une explosion.

Un exemple récent de grave accident résultant de ce processus a eu lieu en Belgique en été 2004 dans la figure qui suit.

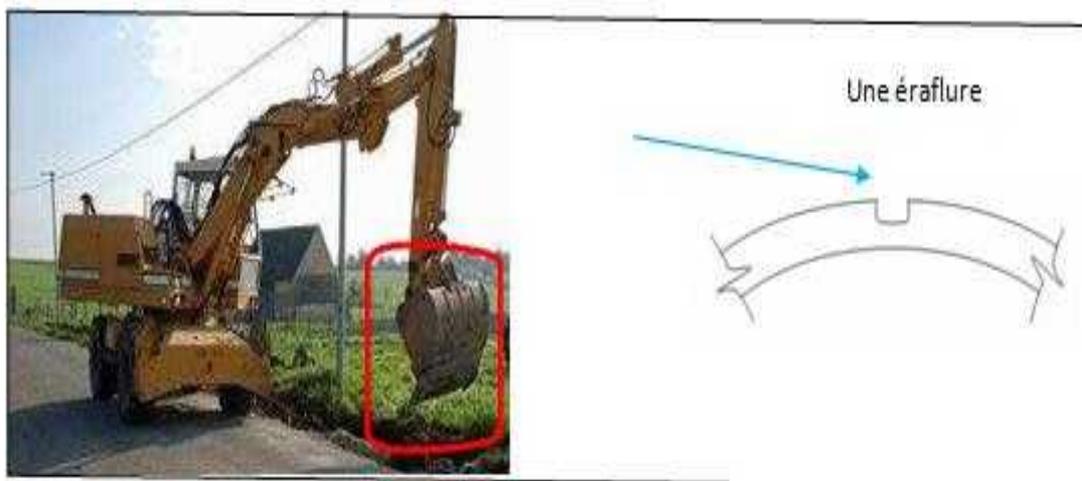


Figure 2.15 : Éraflure.

2.3 Racleur

Dans les années 1870, un travailleur pipelinier eut une idée qui allait changer l'industrie pour toujours : « Si on faisait passer quelque chose de solide à travers un pipeline, s'est-il demandé, cela parviendrait-il à le nettoyer et à éliminer les obstructions ? » Une botte de paille entourée de fil de fer s'avéra très efficace à cet effet, et c'est ainsi qu'était né le premier racleur de pipelines. En 1960 apparaît le racleur intelligent pour voir et inspecter l'intérieur des pipelines.

Les racleurs intelligents comme tout autre racleur sont de taille diverses et possèdent des caractéristiques variées adaptées au pipeline que l'on désire inspecter.

2.3.1 Piston Racleur

Un piston racleur (ou plus simplement racleur) est un outil utilisé pour l'entretien des canalisations. Une autre famille, les racleurs instrumentés, sont utilisés pour l'inspection des canalisations. Ces pistons racleurs sont notamment utilisés pour les oléoducs et gazoducs ainsi que les réseaux de distribution d'eau. Les termes anglais *pig* (pipeline inspection gauge) pour un racleur et *intelligent pig* pour un racleur instrumenté sont aussi utilisés.

2.3.2 But du raclage

Un pipe destiné à transporter un effluent liquide ou gazeux a été en général, dimensionné pour travailler :

- ❖ en continu, c'est-à-dire sans interruption de débit,
- ❖ avec des pertes de charges minimales pour un débit donné.

Ceci implique :

- ❖ De maintenir un diamètre intérieur maxi, sans dépôts ni débris qui réduiraient le passage de produit.
- ❖ Un état de surface de la paroi intérieure, le plus parfait possible.
- ❖ Éviter tout percement de la pipe par corrosion chimique ou bactériologique.
- ❖ S'il s'agit d'un effluent gazeux, éviter les bouchons liquide qui, d'une part augmentent la P dans le pipe, et d'autre part peuvent, par leur volume à l'arrivée, engorger les unités de traitement et provoquer l'arrêt du pipe.

2.3.3 Fonctionnement

Le raclage peut avoir plusieurs fonctions :

- Nettoyage.
- Calibrage.
- L'inspection par les *intelligents pig*.

A. Fonction nettoyage

La fonction nettoyage se définit comme l'enlèvement de tous les dépôts, quelle que soit leur origine ou nature, qui existe de la pipe.

L'efficacité du nettoyage dépend entre autres de trois paramètres :

- ❖ La vitesse du racleur.
- ❖ La différentielle de pression, amont/aval racleur.
- ❖ Le débit à travers le by-pass.

Il a plusieurs formes et caractéristiques, illustrés dans la figure qui suit :

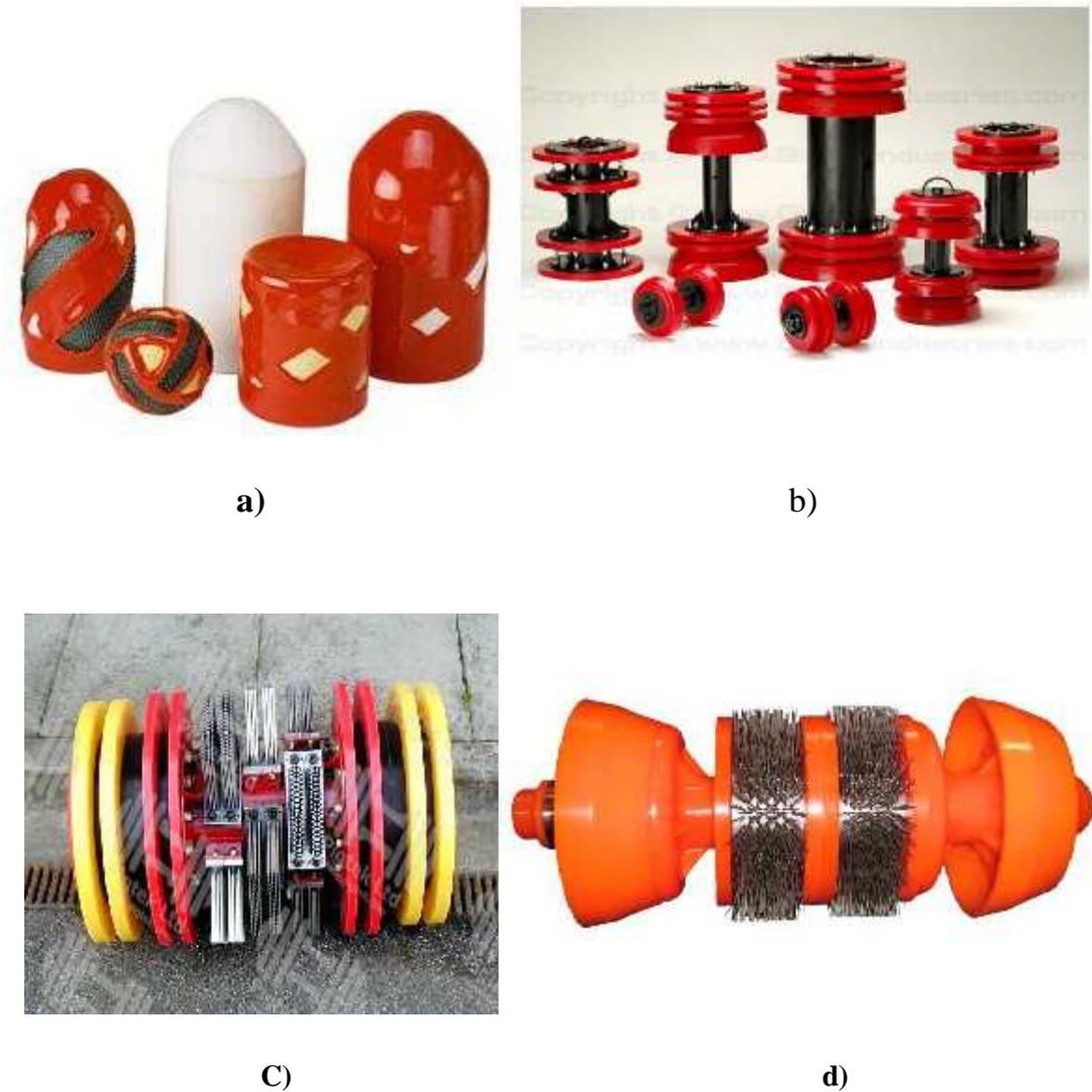


Figure 2.16 : Racleurs de nettoyage mécanique. **a)** Racleurs mousse de tailles et de formes variables. **b)** Racleurs à mandrin portant différentes combinaisons de disques et/ou de coupelles. **c)** Outil de nettoyage magnétique à brosses métalliques et **d)** Racleurs munis de brosses.

B. Fonction calibrage

Le contrôle de base d'une canalisation est réalisé par le passage d'un disque de calibrage en aluminium monté sur un racleur classique.

Le disque de calibration ne donne qu'une information partielle sur la géométrie interne du tube, d'autant plus que le site de restriction est encore inconnu et ne permet pas la détection de déformations de faible amplitude.

Il se compose d'un ensemble de disques d'étalonnage, nettoyage et de disques en aluminium montés sur un mandrin soudés ou vissés. Le critère de libre passage d'un disque de diamètre égal à 95% du diamètre intérieur de la canalisation est généralement retenu.



Figure 2.17 : Racleur de calibrage.

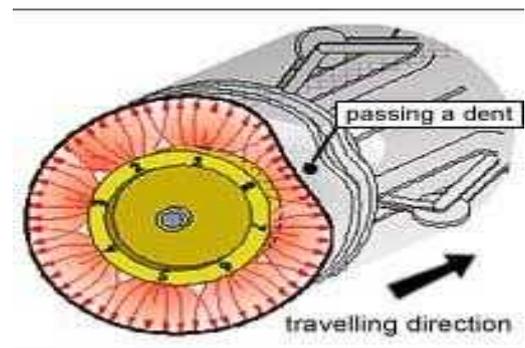


Figure 2.18 : Principe de fonctionnement.

Ce besoin est satisfait par l'usage de racleurs instrumentés, communément dénommés *intelligent caliper*, qui enregistrent le profil interne tout le long de la canalisation.

2.3.4 Inspection par *intelligent pig*

On dit qu'ils sont « intelligents » car ils se servent de technologies intelligentes telles que les capteurs, les émetteurs, les GPS, les champs magnétiques, le courant de Foucault, les ultrasons et la détection acoustique afin de repérer les problèmes potentiels et d'en pour identifier la cause.

a) **Contrôle géométrique** : le contrôle géométrie nous permet de suivre toutes les modifications du diamètre du tube interne et de distinguer les débris et les dépôts et des autres.

*** Principe de fonctionnement :**

Les outils *pig* envoyés dans le pipeline, ils possèdent des bras de capteur qui lui permettent de détecter tous les changements de diamètre interne du tube, en distinguant les enfoncements, les débris et les autres caractéristiques techniques en même temps.

L'odomètre mesure la distance parcourue par le racleur et lorsque la vitesse est ralentie, il passe à une mesure automatique en fonction du temps, qui garantit la précision des données enregistrées, même à faible vitesse.

Le capteur de vibration basé avec le temps de roue d'odomètre forme un mélange qui fournit une identification fiable de toutes les données urgentes dans le pipeline.

Le capteur dans le racleur vous permet de fournir des données sur la vitesse et la température.

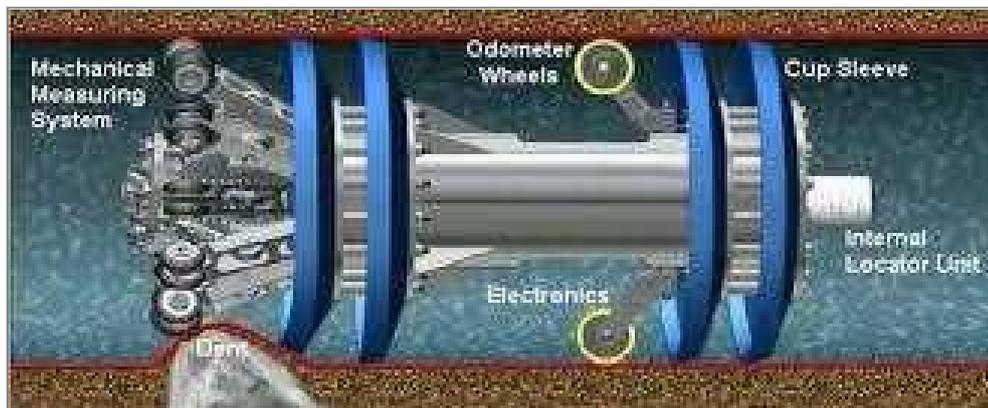


Figure 2.19 : Caliper pig.

b) **Contrôles par flux de fuite magnétique :** Les contrôles par flux de fuite magnétique (MFL, Magnetic Flux Leakage) qui est une technique rapide adaptée au contrôle des tubes de pipelines en matériau ferromagnétiques.

Cette technique permet la détection de défauts internes et les pertes d'épaisseur. MFL est aussi adapté aux examens de câbles en permettant la détection des cordons cassés.



Figure 2.20 : Racleur instrumenté à flux magnétique.

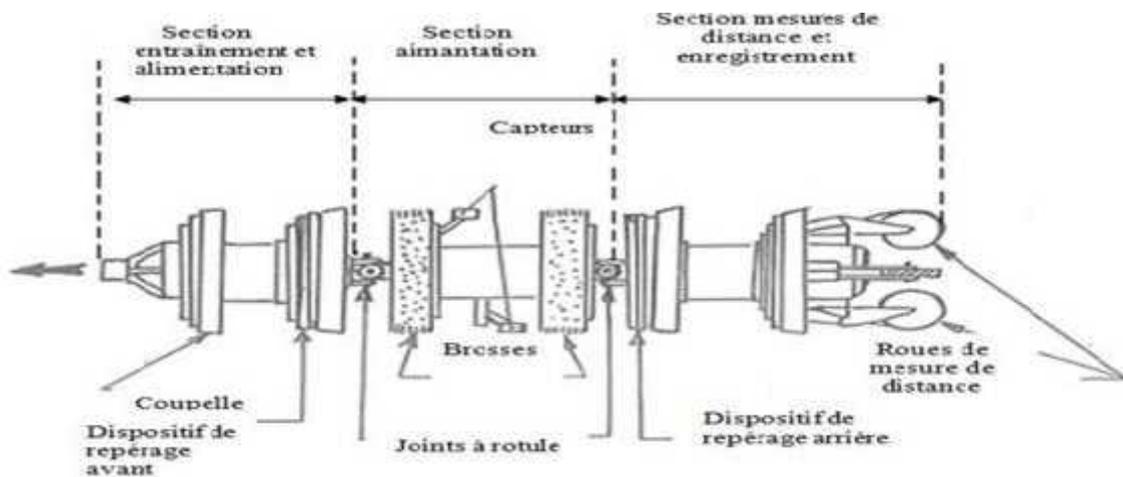


Figure 2.21 : Instrumentation basée sur le principe de perte de flux magnétique.

Description du système de détection de défaut dans le pipeline

Le détecteur d'inspection en ligne MFL prend le transport moyen dans le pipeline comme puissance avancée. Il peut détecter les pipelines de manière non destructive et immédiatement. Figure 2.21 montre sa structure globale.

Cet outil est composé d'une section dynamique, d'une section de mesure, d'une section d'enregistrement et d'une section batterie. Ils utilisent des joints universels pour connecter ces sections. La section de mesure conte un dispositif de magnétisation et des sondes de hall. En outre, en tant que source d'excitation, l'aimant permanent dans le dispositif d'aimantation n'a pas besoin d'une source de courant et a un produit à haute énergie magnétique.

Principe de fonctionnement de flux de fuite magnétique:

Le détecteur d'inspection en ligne MFL lui-même porte un aimant permanent. Il utilise l'aimant pour produire un circuit magnétique longitudinal dans le cercle de paroi du pipeline. Lorsque le détecteur avance, si des défauts ne se produisent pas dans la paroi du pipeline, les lignes de force magnétiques seront parallèles à la direction du mur. Si des défauts apparaissent sur la surface externe ou interne, les lignes magnétiques traverseront à travers la paroi du pipe et produiront une fuite magnétique, Comme le montre la figure 2.22.

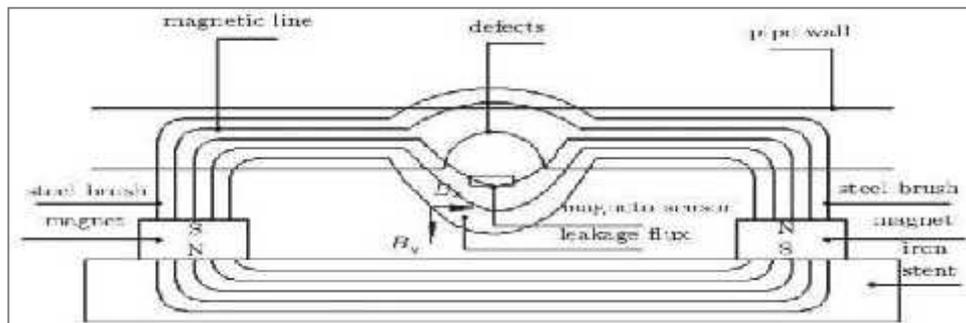


Figure 2.22 : Principe de fonctionnement à flux magnétique.

Le champ magnétique de fuite se situe entre les deux pôles magnétiques, de sorte qu'il sera détecté par des sondes qui s'accrochent à la paroi de la pipe. Pendant ce temps, les sondes produisent des signaux d'induction correspondants. Ces signaux seront enregistrés en mémoire après avoir été filtrés et amplifiés. Ensuite, nous jugeons et analysons la situation au moyen de la lecture et du traitement des données.

Avantages et inconvénients du MFL

Avantages :

- Simple et rapide (utilisation facile).
- Détection des défauts débouchant et sous-jacents.
- Possibilité d'extraire des statistiques : fond complet ou tôle par tôle pour une analyse.
- Localisation instantanée des pertes d'épaisseurs par coordonnées (X, Y) tôle par tôle.

Inconvénients :

- Applicable seulement aux matériaux ferromagnétiques.
- Aimantation dépend de la perméabilité de la pièce examinée.

La sensibilité de détection des défauts dépend en effet de la nature, de la direction et de l'intensité de la magnétisation de la pièce.

2.3.5 Positionnement des défauts

En complément de la détection et du dimensionnement de défauts, la localisation exacte (longitudinale et angulaire) se doit d'être connue, en vue d'étudier leur origine et de définir les mesures compensatrices à mettre en place, et éventuellement les réparations.

2.3.6 Enregistrement et analyse

Les signaux recueillis par les différents capteurs sont enregistrés, avec traitement préalable, dans un module mémoire du racleur instrumenté. Ces données sont déchargées, à réception du racleur, pour une analyse assistée par ordinateur compte tenu de leur quantité.

Les résultats obtenus de l'état de paroi d'une canalisation est analysée à l'aide de représentations diverses de ces informations, tels qu'histogrammes des différentes anomalies le long de la canalisation, carte de position angulaire.

La criticité de pertes d'épaisseur est évaluée par rapport à des critères de tenue en pression de la section de canalisation affectée, donnant l'état d'intégrité de la canalisation et permettant de définir éventuellement les réparations nécessaires.

La répétition à plusieurs années d'intervalle d'inspection par racleur instrumenté permet d'apprécier l'évolution de l'état des canalisations.

2.3.7 Gare de lancement et de réception

Une gare à racleur permet l'introduction ou la réception d'un racleur dans une pipe, sans en interrompre le débit.

C'est donc un sas, monté en by-pass sur la ligne, en général aux extrémités de Celle-ci.



Figure 2.23 : Gare de racleur.

Description :

Les gares de lancement et de réception sont symétriques. En partant de la pipe, on trouve :

- Porte de la gare racleur (émetteur ou récepteur).
- Un passage intégral (vanne de lancement ou de réception).
- Une languette court entre la vanne de lancement et le réducteur.
- Valve d'air, indicateur de pression.
- Vanne de drain, Vanne de by-pass.
- Indicateur de passage du racleur

Phase opératoire

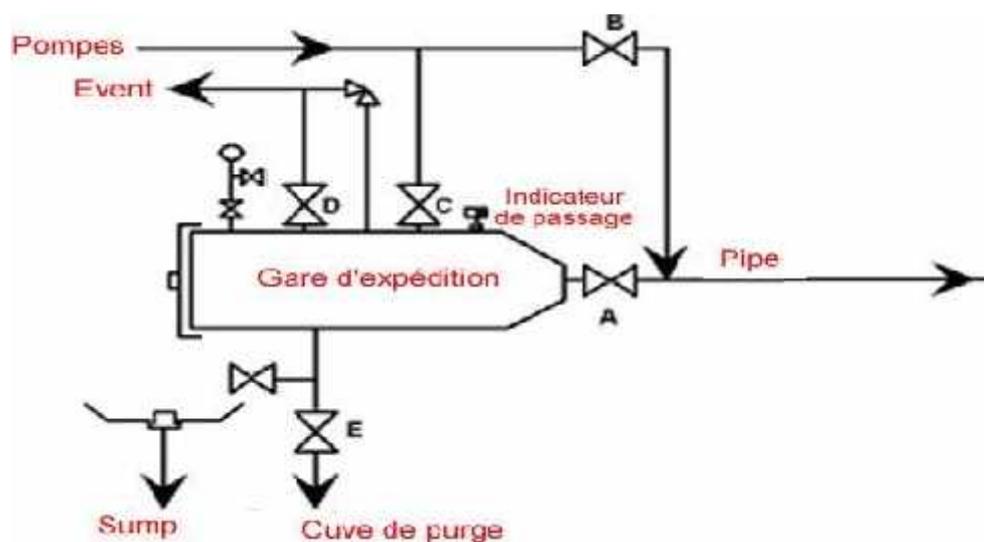


Figure 2.24 : Système simplifié de la gare d'expédition.

Gare d'expédition (Lancement) :

a. Mise en place et expédition du racleur.

1-Contrôle systématique du piquage des manomètres et de leur vanne d'isolement :

- S'assurer que la pression lue est bien la pression contenue dans la gare.

2-Chronologie des opérations :

- Fermeture de la vanne de sortie gare (A).
- Fermeture de la vanne d'entrée gare (C).
- Fermeture de la vanne d'égalisation de pression.
- Décompression partielle de la gare (par vannes de décompression (D)) suivi d'un test d'étanchéité des vannes d'isolement (surveillance remontée de pression éventuelle durant 10 minutes après avoir refermé les vannes de décompression). Si le test est satisfaisant, poursuivre la décompression à zéro de la gare.
- Vidange complète de la gare (par ouverture des vannes de drain (E)).
- S'assurer que la pression est nulle (pression = 0).
- Effectuer des mesures de toxicité.
- Fermeture de la vanne de purge.
- Ouverture de la porte de la gare.
- Fermeture de la vanne de décompression (éviter le retour de torche).

La mise en place du racleur dans la gare se fait après :

- Vérification du racleur : diamètre, face avant, système de détection embarqué installé,
- Réarmement du témoin de passage racleur (si système existant), Mise en place du racleur tête en avant, amené en butée contre la réduction de diamètre.

L'envoi du racleur se fait après :

- Fermeture de la porte, verrouillage (éventuel bouchon de sécurité), Mise en pression progressive avec contrôle visuel de l'étanchéité par la vanne d'entrée (C) ou d'égalisation si existante.
- Ouverture de la vanne sortie gare (A).
- Fermeture du by pass de la gare(B).

Gare de réception :

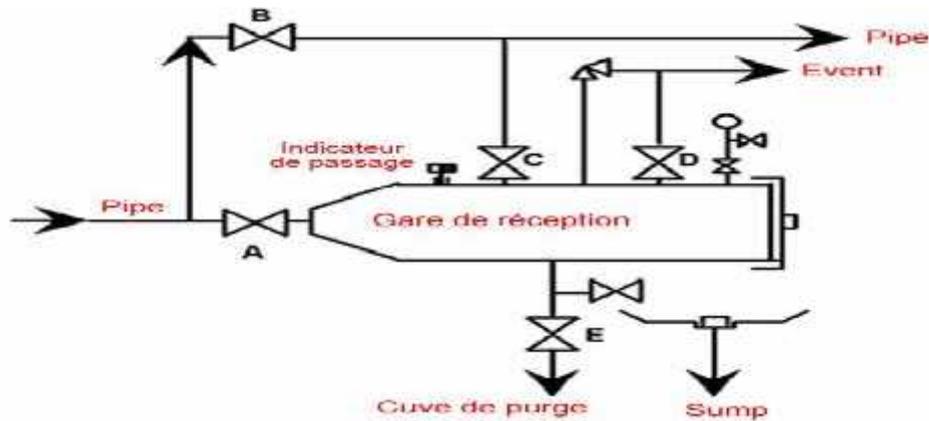


Figure 2.25 : Système simplifié de la gare de réception.

b. Mise en service et récupération du racleur.

Contrôle systématique des piquages des manomètres et de leur vanne d'isolement :

➤ S'assurer que la pression lue est bien la pression contenue dans la gare.

Avant de lancer l'opération il faut s'assurer de :

- Fermeture de la porte de la gare.
- Fermeture des vannes de vidange (décompression et drain), Mise en pression progressive avec contrôle visuel de l'étanchéité par la vanne de sortie gare (C) ou d'égalisation.
- Ouverture de la vanne d'entrée gare (A).
- Fermeture de la vanne de by-pass (B).
- L'arrivée de racleur.
- Noter l'heure et le jour d'arrivée (et si possible la variation de pression après l'arrivée).
- Ouvrir le by pass de la gare (B).
- Fermer la vanne d'entrée gare (A).
- Fermer la vanne de sortie gare (C).
- S'assurer que la vanne d'égalisation est fermée.
- Décompression de la gare par la vanne (D) et vidange de la gare par la vanne (E).
- S'assurer que la pression est nulle (pression = 0),
- Effectuer des mesures de toxicité.
- Fermeture vanne de purge.

- Porter des équipements de protection (lunettes, gants, etc....) pendant les manœuvres de vannes, de porte ou d'extraction de racleur.
- Ouvrir la porte de la gare en se plaçant sur le côté.
- Fermeture vanne de décompression (éviter le retour de torche).
- Evacuer les débris de raclage (échantillons éventuels), puis extraire le racleur.
- Remettre la gare en position normale de sécurité (fermée), après nettoyage du joint et des portées de joint.

Chapitre 3

*Applications statistiques
à la maintenance préventive
des pipelines de la DML*

Introduction

Cette inspection a été réalisée par LIN SCAN, SONATRACH, le 15 avril 2015. Des données de résultats par l’outil de géométrie CLP et l’outil MFL pour le pipeline 48 GO2 Tronçon 2 de PC1 à PC2, 180 km, nous a été transmis, afin de faire des études statistiques à la maintenance préventive du pipe de la DML [4].

LIN SCAN est la marque « LIN SCAN ADVANCED PIPELINES & TANKS SERVICES», un fournisseur mondial de services d’inspection de pipelines incluant le support de la gestion de l’intégrité à l’industrie pétrolière et gazière.

Les services LIN SCAN incluent l’inspection en ligne à l’aide des technologies MFL, CLP. Aussi, la fourniture de porcs de nettoyage, la fourniture de pièges (lanceurs et récepteurs), les services de revêtement de canalisations, etc....

3.1 Données du pipeline

Nom du pipeline	48 GO2 Tronçon 2 de PC1 à PC2, 180 km
Lancement	PC1
Réception	PC2
Diamètre	48 pouce = 1200mm
Longueur	180 km
Nuance de l’acier	API 5L X70
Type du pipeline	Spiral soudure / Cordon de soudure
Épaisseur nominale*	12.70 – 22.23 mm
Pression de calcul**	72.4 Bar
MAOP**	71.0 Bar
Produit	Gaz
Code d’évaluation des défauts	ASME B31G MODIFIED
Année de la mise en service	1988

Tableau 3.1 : Données du pipeline.

3.2 Sommaire et données statistiques

L'enquête d'inspection de calibrage, de nettoyage, de géométrie et d'inspection MFL a été effectuée du 01 avril 2015 au 14 avril 2015. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Outil d'inspection	Numéro de parcours	Lancé	Reçu
Calibrage	1	17:24 , 01.04.2015	16:00 , 02.04.2015
MBCT	1	14:34 , 03.04.2015	11:07, 04.04.2015
MBCT	2	12:20 , 05.04.2015	08:55, 06.04.2015
MBCT	3	10:26 , 08.04.2015	07:00 , 09.04.2015
CLP	1	11:23, 10 avril2015	11:10, 11.04.2015
MFL	1	13:08, 13 avril 2015	14:45, 14.04.2015

Tableau 3.2 : Donnée statistiques des outils d'inspection.

3.3 Résultats d'inspection

Type des défauts	Nombre totale
Pertes en métal	4371
Pertes en métal sur la paroi interne	3996
CLUSTERS (anomalies regroupées)	105
Anomalies de fabrication	3891
Nombre total des pertes en métal sur la paroi externe	375
CLUSTERS (anomalies regroupées)	42
Corrosions	161
Anomalies de fabrication	172
Anomalies générales	938
Piqûres	20
Rainures (axiales et circonférentielles)	1686

Anomalies de soudure circonférentielle	14
Anomalies de soudure hélicoïdale	41
Coudes	64
Points de référence	154
Objets métalliques externes	3

Tableau 3.3 : Défauts détectés dans le pipeline.

Nos constats, selon le tableau 3.3 :

On peut résumer les conditions du pipeline de la façon suivante :

La plupart des anomalies signalées sont de type fabrication (3991).

La plupart des anomalies de perte en métal signalées sont internes (3996).

Aucune anomalie géométrique a été détectée lors l'inspection.

Le tableau suivant résume toutes les anomalies détectées par leur profondeur et situation sur la surface :

Profondeur	Anomalies interne	Anomalies externe	Total
Perte métal 80%	-	-	-
70% perte métal <80%	-	-	-
60% perte métal <70%	-	-	-
50% perte métal <60%	-	-	-
40% perte métal <50%	-	-	-
30% perte métal <40%	-	-	-
20% perte métal <30%	1	15	16
10% perte métal <20%	1289	184	1473
perte métal <10%	2706	176	2882
Nombre total des anomalies	3996	375	4371
Anomalies la plus profondeur	24%	29%	

Tableau 3.4 : Résultats des pertes en métal.

La signification de chaque anomalie de perte en métal à la suite de la corrosion a été évaluée en utilisant les formules de pression basées sur ASME B31G MODIFIED. Conformément à la

norme les défauts avec une profondeur maximum <10% et 80% ont été omis du calcul.

Nos constats, selon le tableau 3.4 :

Un total de 4371 anomalies de perte en métal ont été détectées dans le pipeline. L'anomalie de perte en métal la plus profonde signalée est contenue dans l'épaisseur de 12.70 mm et a une profondeur maximum de 29%.

Le tableau suivant résume les défauts du seuil du facteur de réparation estimé (ERF) associé au défaut de la perte en métal :

ERF	Anomalies interne	Anomalies externe
ERF < 0.6	0	0
0.6 ERF < 0.8	0	0
0.8 ERF < 1.0	1290	199
ERF > 1.0	0	0
Total	1290	199

Tableau 3.5 : Résume les defaults du seuil ERF.

3.4 Données opérationnelles

L'enquête d'inspection intelligente de la canalisation 48 GO2, Section 2 PC1 à PC2 comprenait les activités suivantes :

- Nettoyage du pipeline par les outils de nettoyage de LIN SCAN.
- Inspection du pipeline avec l'outil CLP de LIN SCAN.
- Inspection du pipeline avec l'outil MFL de LIN SCAN.
- L'enquête d'inspection intelligente se composait d'un (1) parcours de calibrage, de trois (3) parcours de nettoyage, d'un (1) parcours de caliper, d'une(1) inspection MFL.

3.4.1 Parcours de l'outil de calibrage

Le véhicule de calibrage est conçu pour effectuer trois fonctions :

1. Vérification des rayons de courbure.
2. Identification des concavités/obstructions.
3. Vérification des changements d'épaisseur de paroi ou des réductions.

Les détails des parcours du véhicule de calibrage sont résumés dans le tableau ci-dessus :

Nb course	Vitesse moyenne de l'outil	Lancé		Reçu		Condition de l'outil	
		Date	Temps	Date	Temps	Plaque de calibrage	Plaque de courbure
1	2.2 m/s	01.04.2015	17:24	02.04.2015	16:00	Endommagé	Sans détériorations

Tableau 3.6 : Parcours de l'outil de calibrage.

Nos constats, selon le tableau 3.6 :

L'outil a été reçu avec détérioration sur la plaque de calibrage.

3.4.2 Programme de nettoyage

Au cours de l'exécution du programme de nettoyage, ils ont utilisé une brosse magnétique (MBCT). Le programme a été accompli le 09 avril 2015. Les détails des parcours de nettoyage sont résumés dans le tableau suivant :

Nb Course	Type de l'outil	Vitesse moyenne de l'outil	Lancé		Reçu		Condition de l'outil		Débris	
			Date	Temps	Date	Temps	Disques-guides	Disques-étanches	Poids	Type
1	MBCT	2.2 m/s	03.04.2015	14:34	04.04.2015	11:07	Sans détériorations	Sans détériorations	65 kg	Electrode
2	MBCT	2.0 m/s	05.04.2015	12:20	06.04.2015	08:55	Sans détériorations	Sans détériorations	5 Kg	Bourbe
3	MBCT	2.3 m/s	08.04.2015	10:26	09.04.2015	07:00	Sans détériorations	Sans détériorations	Négligeable	Négligeable

Tableau 3.7 : Parcours des outils de nettoyage.

3.4.3 Enquête d'inspection intelligente par diamètre CLP

Les détails du parcours du diamètre CLP sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Nb Course	Vitesse moyenne de l'outil	Lancé		Reçu		Condition de l'outil		Débris	
		Date	Temps	Date	Temps	Manchettes & disques	Capteurs	Poids	Produit
1	2.1 m/s	10.04.2015	11:23	11.04.2015	11:10	Sans détériorations	Sans détériorations	Négligeable	Négligeable

Tableau 3.8 : Parcours de CLP.

Nos constats :

La qualité des données d'inspection a été vérifiée et a été trouvée satisfaisant aux critères d'acceptabilité de LIN SCAN. Les données ont été considérées comme acceptables pour effectuer une évaluation cohérente de la canalisation.

Les conditions opérationnelles suivantes ont été observées pendant le parcours d'inspection :

Vitesse moyenne	2.1 m/s
Vitesse maximum	2.2 m/s
Vitesse minimum	1.4 m/s
Pression maximum	56.0 Bar
Température maximum	34.0
Durée du parcours	23 heures 47 minutes
Distance enregistrée	180 km

Tableau 3.9 : Conditions opérationnelles de CLP.

Les profils de température et de vitesse sont présentés dans les figures 3.1 et 3.2, respectivement.

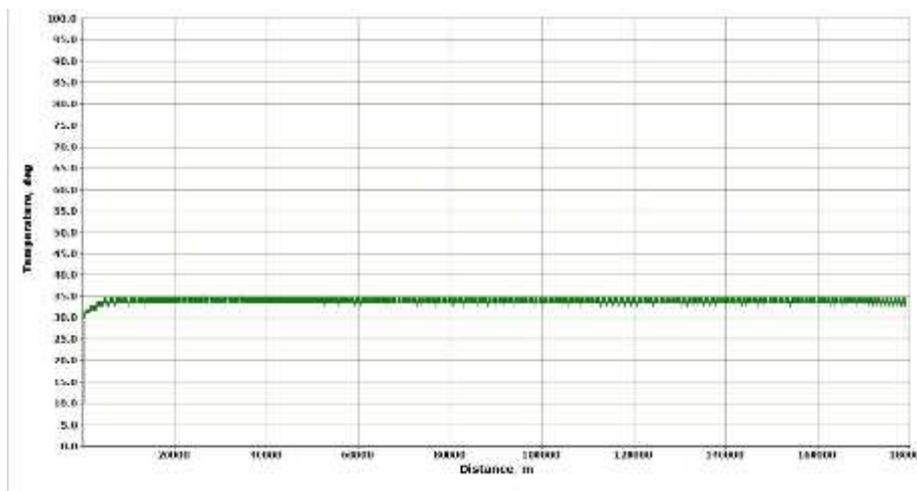


Figure 3.1 : Température de CLP pendant 180 km.

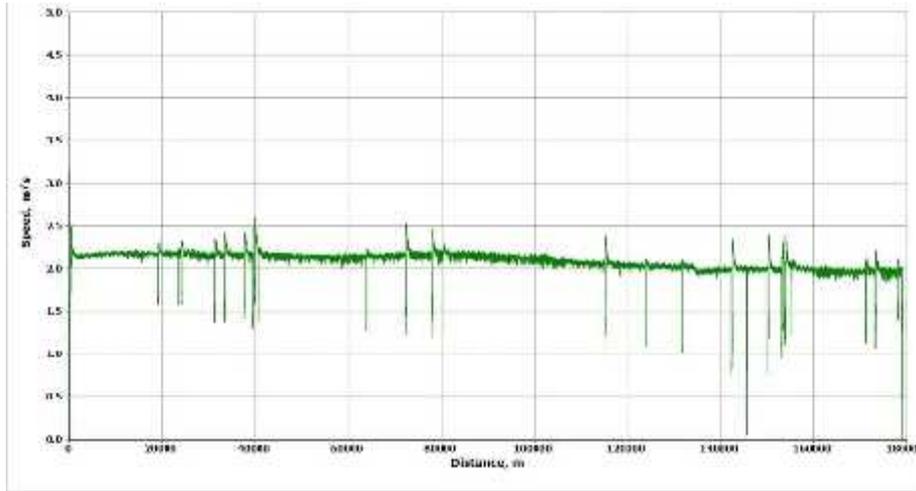


Figure 3.2 : Vitesse de CLP pendant 180 km.

3.4.4 Enquête d'inspection intelligente par MFL

Les détails du parcours de l'outil MFL sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Nb Course	Vitesse moyenne de l'outil	Lancé		Reçu		Condition de l'outil		Débris	
		Date	Temps	Date	Temps	Manchettes & disques	Capteurs	Poids	Produit
1	2.0 m/s	13.04.2015	13:08	14.04.2015	14:45	Sans détériorations	Sans détériorations	Négligeable	Négligeable

Tableau 3.10 : Parcours du MFL.

Les conditions opérationnelles pendant le parcours d'inspection :

Vitesse moyenne	2.1 m/s
Vitesse maximum	2.8 m/s
Vitesse minimum	0.5m/s
Pression maximum	56.0 Bar
Température maximum	28.0
Durée du parcours	20 heures 15 minutes
Distance enregistrée	180 km

Tableau 3.11 : Conditions opérationnelles de MFL.

Les profils de température et de vitesse sont présentés dans les figures 3.3 et 3.4, respectivement.

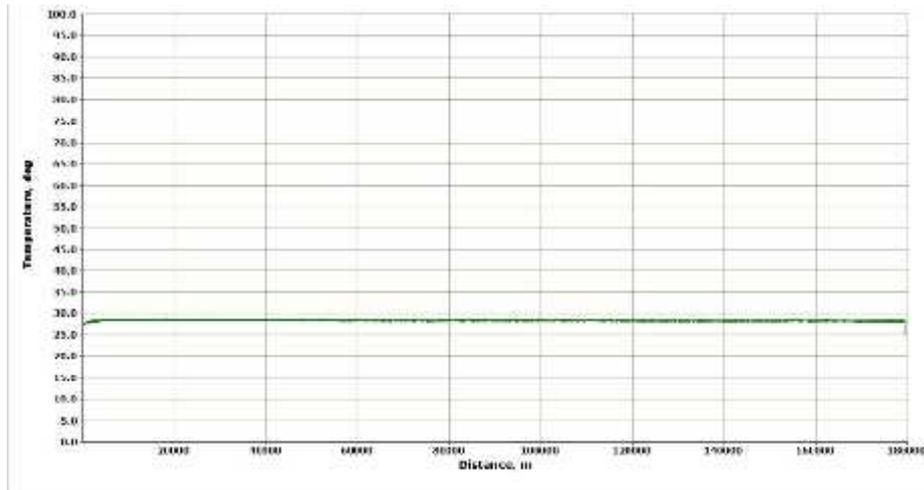


Figure 3.3 : Température de MFL pendant 180km.

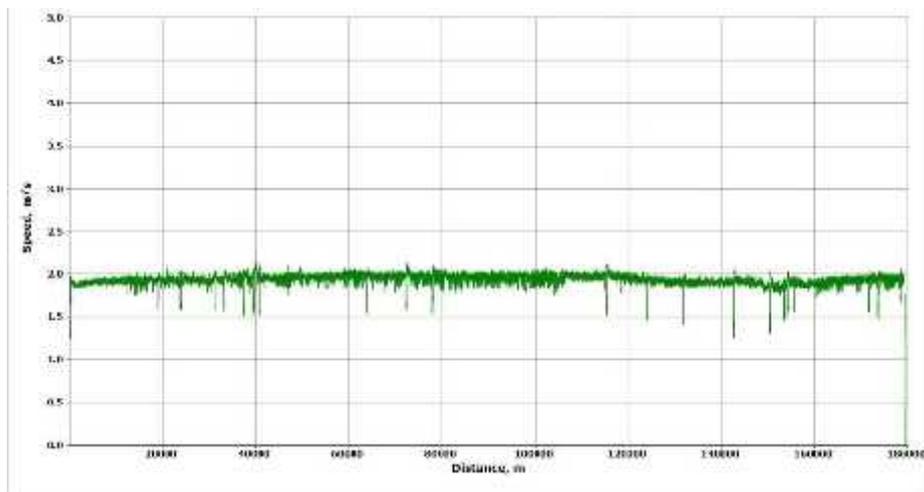


Figure 3.4 : Vitesse de MFL pendant 180 km.

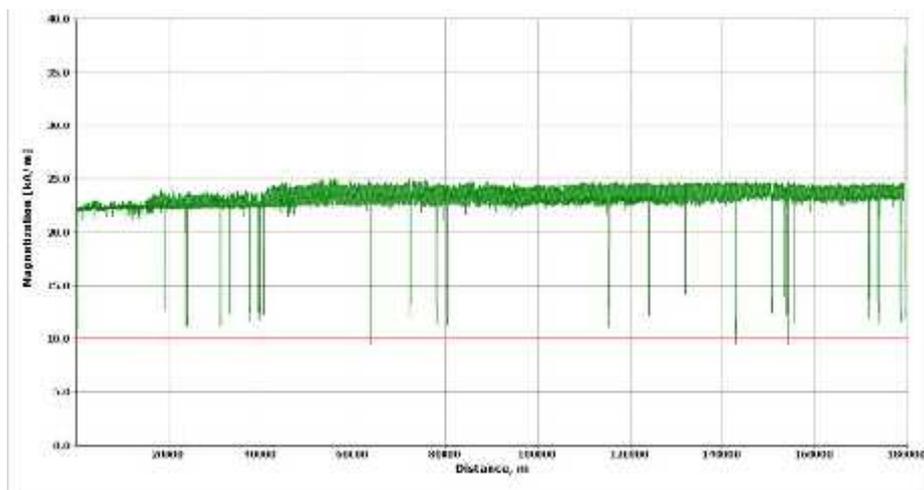


Figure 3.5 : Magnétisation de MFL pendant 180 km.

Nos constats :

La plage de vitesse acceptable pour les outils CLP et MFL est de 0.3 – 2.8 m/s. Si un véhicule excède la vitesse maximum spécifiée, la performance de l'inspection peut empirer.

Le profil de vitesse indique la vitesse moyenne pendant les parcours d'inspection CLP et MFL ont été de 2.1 m/s, 2.0 m/s et 2.4 m/s respectivement.

La bande de magnétisation de l'outil d'inspection MFL est de 10 – 30 kA/m. Si le niveau de magnétisation s'abaisse au-dessous de ou excède le seuil spécifié, la performance de l'inspection peut empirer. Pendant le parcours le niveau de magnétisation a été dans les limites nécessaires.

3.5 Rapport des objets métalliques adjacents

Le tableau suivant présente tous les objets métalliques adjacents :

Distance (m)	Jonction	Longueur de la jonction (m)	Type	Identification	Orientation (h:min)	Latitude	Longitude	Altitude
6921.014	6630	10.7	Métal externe	Touchant	8:14	34.1363182	4.4522991	406.73
7873.816	7560	8.3	Métal externe	Touchant	9:52	34.1404696	4.4613363	402.36
18782.329	17760	9.1	Métal externe	Touchant	2:32	34.1878168	4.5650410	56.12

Tableau 3.12 : Liste des objets métalliques adjacents.

Nos constats :

Le rapport des objets métalliques adjacents fournit une liste détaillant de la situation de tous les objets métalliques ferreux signalés à proximité du pipeline. Ces événements peuvent altérer le revêtement protecteur ou le système de la protection cathodique sur le pipeline et au fil du temps peuvent également cabosser ou gêner le support de tube.

3.6 Rapport des anomalies de soudures circonférentielles

Nos constats selon le tableau 3.13 :

Les anomalies de soudures circonférentielles telles que le manque de la fusion, le manque de la pénétration, fissures, etc... Si un type de défaut ne peut pas être classé définitivement, le défaut sera identifié simplement comme Anomalie de soudure circonférentielle selon les inspecteurs expérimentés.

Le tableau suivant présente tous les défauts circonférentiels :

Distance (m)	Jonction	Longueur de la jonction (m)	Type	Orientatio (h:min)	épaisseur (mm)	Largeur (mm)	Commentaire	Latitude	Longitude	Altitude
74675.110	70110	11.0	Anomalie de soudure circonférentielle	7:54	12.7	67		34.3417257	5.1241822	239.12
77730.865	72960	11.0	Anomalie de soudure circonférentielle	7:58	12.7	920		34.3541744	5.1537979	225.26
77730.871	72960	11.0	Anomalie de soudure circonférentielle	4:08	12.7	340		34.3541745	5.1537980	225.26
124321.507	115560	11.9	Anomalie de soudure circonférentielle	3:22	12.7	80		34.5406317	5.6080356	78.09
134919.218	125250	10.7	Anomalie de soudure circonférentielle	3:10	12.7	107		34.5718741	5.7171092	51.92
136609.206	126810	11.5	Anomalie de soudure circonférentielle	3:50	12.7	180		34.5768500	5.7345078	46.55
145103.664	134450	12.1	Anomalie de soudure circonférentielle	4:02	12.7	60		34.6013408	5.8222203	28.38
163561.348	151190	10.4	Anomalie de soudure circonférentielle	5:26	12.7	33		34.6406949	6.0175555	-4.52
168799.109	156210	10.8	Anomalie de soudure circonférentielle	5:34	12.7	47		34.6508190	6.0733135	-8.94
176675.624	163840	7.8	Anomalie de soudure circonférentielle	8:36	12.7	73		34.6683545	6.1563687	-12.01
179262.867	166320	8.9	Anomalie de soudure circonférentielle	7:02	12.7	187		34.6753009	6.1832470	-8.26
179666.153	166700	7.6	Anomalie de soudure circonférentielle	0:56	22.2	1360	à vérifier	34.6764689	6.1873766	-4.28
179666.165	166700	7.6	Anomalie de soudure circonférentielle	8:40	22.2	553		34.6764688	6.1873766	-4.28
179666.174	166710	7.4	Anomalie de soudure circonférentielle	5:50	22.2	520		34.6764687	6.1873767	-4.29

Tableau 3.13 : Anomalies de soudures circonférentielles.

3.7 Rapport des anomalies de soudures hélicoïdales

Distance (m)	Jonction	Longueur de la jonction (m)	Type	Orientation (h:min)	épaisseur (mm)	Longueur axiale (mm)	Largeur (mm)	Commentaire	Latitude	Longitude	Altitude
24158.076	22810	10.4	Anomalie de Soudure hélicoïdale	7:04	12.7	46	33		34.2026974	4.6198408	369.86
77587.166	72840	9.9	Anomalie de soudure hélicoïdale	3:12	12.7	39	73		34.3535880	5.1524075	225.86
77767.620	73000	9.8	Anomalie de soudure hélicoïdale	2:32	12.7	76	133		34.3543249	5.1541532	225.41
92450.359	86740	10.4	Anomalie de soudure hélicoïdale	6:44	12.7	18	47		34.4141608	5.2966797	175.03
102285.834	95880	11.8	Anomalie de soudure hélicoïdale	2:20	12.7	74	100		34.4541313	5.3922165	139.71
106814.566	100030	10.7	Anomalie de Soudure hélicoïdale	8:04	12.7	26	33		34.4724863	5.4362444	118.56
108607.654	101580	9.9	Anomalie de soudure hélicoïdale	3:58	12.7	78	47		34.4797582	5.4536796	116.44
111349.169	103970	11.1	Anomalie de Soudure hélicoïdale	5:22	12.7	50	60		34.4908892	5.4803469	110.65

Tableau 3.14 : Anomalies de soudures hélicoïdales.

Distance (m)	Jonction	Longueur de la jonction (m)	Type	Orientation (h:min)	Épaisseur (mm)	Longueur axiale (mm)	Largeur (mm)	Commentaire	Latitude	Longitude	Altitude
114333.234	106570	10.9	Anomalie de soudure hélicoïdale	5:02	12.7	36	20		34.5029889	5.5094296	101.26
114785.138	106960	11.7	Anomalie de soudure hélicoïdale	2:30	12.7	260	560	vérifié	34.5048228	5.5138301	105.60
114785.439	106960	11.7	Anomalie de soudure hélicoïdale	0:48	12.7	13	40		34.5048236	5.5138332	105.40
115082.480	107230	11.8	Anomalie de soudure hélicoïdale	2:38	12.7	10	27		34.5060273	5.5167206	101.93
122939.205	114320	11.9	Anomalie de soudure hélicoïdale	7:58	12.7	46	53		34.5365363	5.5938160	76.21
132842.329	123330	11.5	Anomalie de soudure hélicoïdale	8:40	12.7	66	107		34.5657612	5.6957302	58.24
132843.666	123330	11.5	Anomalie de soudure hélicoïdale	0:02	12.7	27	47		34.5657651	5.6957440	58.22
132856.815	123340	12.3	Anomalie de Soudure hélicoïdale	6:10	12.7	42	47		34.5658036	5.6958794	57.99

Tableau 3.15 : Anomalies de soudures hélicoïdales (suite).

Nos constats selon les tableaux 3.14 et 3.15 :

Le rapport des anomalies de soudures hélicoïdales fournit une liste détaillant l'emplacement de toutes les anomalies de soudures hélicoïdale détectées le long du pipeline.

Si un type de défaut ne peut pas être classé définitivement, le défaut sera identifié simplement comme Anomalie de soudure circonférentielle selon les inspecteurs expérimentés.

3.8 Rapport sommaire de la canalisation

Le rapport sommaire de la canalisation fournit un aperçu de l'état de la canalisation. Les sommaires de toutes les caractéristiques de perte en métal détectées dans le pipeline sont présentés dans les formats suivants :

- Graphique de pression.
- Histogrammes de pression.
- Histogrammes de profondeur.

3.8.1 Graphique de la pression enregistrée

Le graphique de la pression enregistrée montre l'importance relative de chaque caractéristique de perte en métal en traçant la profondeur maximum prédite de la caractéristique contre sa longueur axiale prédite et en indiquant sur le graphique une courbe appropriée qui représente un ERF de 1.

Les caractéristiques de perte en métal avec des valeurs calculées comme $ERF > 1.0$ seront tracées au-dessus de la courbe. Plus loin de la courbe un défaut est tracé, plus grande est son importance pour une exploitation sûre du pipeline.

La courbe ERF correspond aux caractéristiques de perte en métal qui doivent supporter une pression égale à la MAOP déterminée multipliée par le facteur de sécurité applicable.

Les profondeurs des anomalies (axe Y) en pourcentage de la perte en métal sont tracées en fonction de longueur des anomalies (axe X).

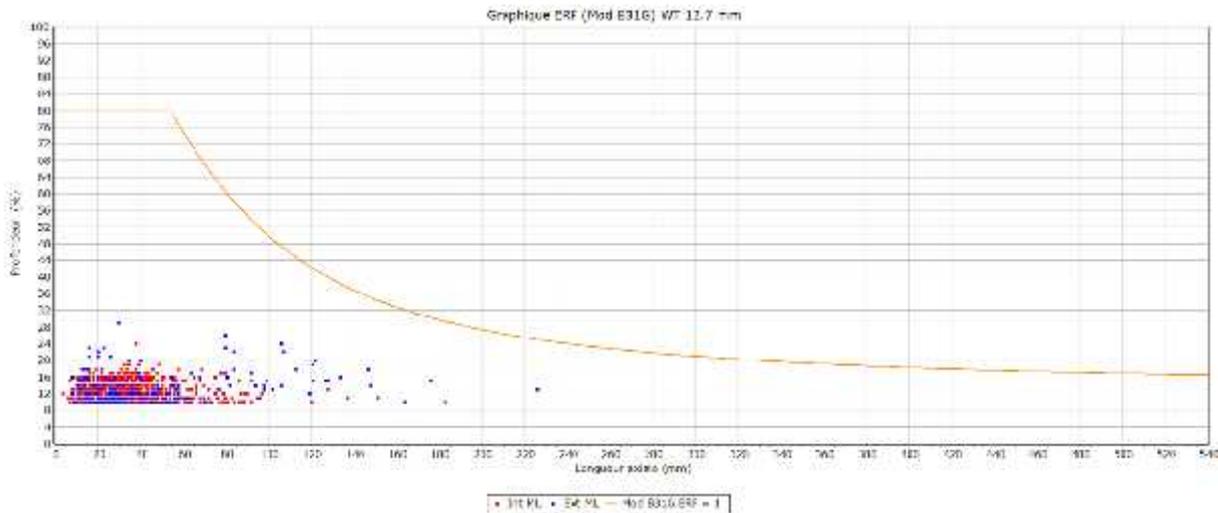


Figure 3.6 : Graphique ERF (Mod B31G) de paroi d'épaisseur 12.70 mm.

3.8.2 Histogrammes basés sur la pression

Les histogrammes de pression montrent la répartition des caractéristiques les plus importantes sur toute la longueur du pipeline.

Chaque caractéristique de perte en métal a été évaluée en utilisant les formules de pression basées sur la base de l'ASME B31G MODIFIED. Les caractéristiques de perte en métal qui ont été identifiées comme d'origine mécanique ou de fabrication ne sont pas incluses dans les histogrammes de pression.

Chaque histogramme montre la répartition le long du pipeline des caractéristiques de perte en métal avec des valeurs de l'ERF aux seuils choisis, avec chaque barre de l'histogramme représentant une section de 5000 m de la canalisation.

Détails et sommaire des seuils de pression :

- 0 caractéristiques de perte en métal associées $ERF \leq 0.6$.
- 0 caractéristiques de perte en métal associées $0.6 < ERF \leq 0.8$.
- 1489 caractéristiques de perte en métal associées $0.8 < ERF \leq 1.0$.
- 0 caractéristiques de perte en métal associées $ERF > 1.0$



Figure 3.7 : Mod B31G ERF sur de la distribution des anomalies.

3.8.3 Histogrammes basés sur la profondeur

Les histogrammes basés sur la profondeur montrent la répartition de toutes les caractéristiques de pertes en métal détectées sur toute la longueur du pipeline.

Les caractéristiques de perte en métal sont baguées en quatre seuils, avec chaque barre de l'histogramme représentant une section de 5000 m de la canalisation.

Détails et sommaire des seuils de pression :

- **4371** caractéristiques de perte en métal associées profondeur < 40%.
- **0** caractéristiques de perte en métal associées 40% profondeur < 60%.
- **0** caractéristiques de perte en métal associées 60% profondeur < 80%.
- **0** caractéristiques de perte en métal associées profondeur 80%.

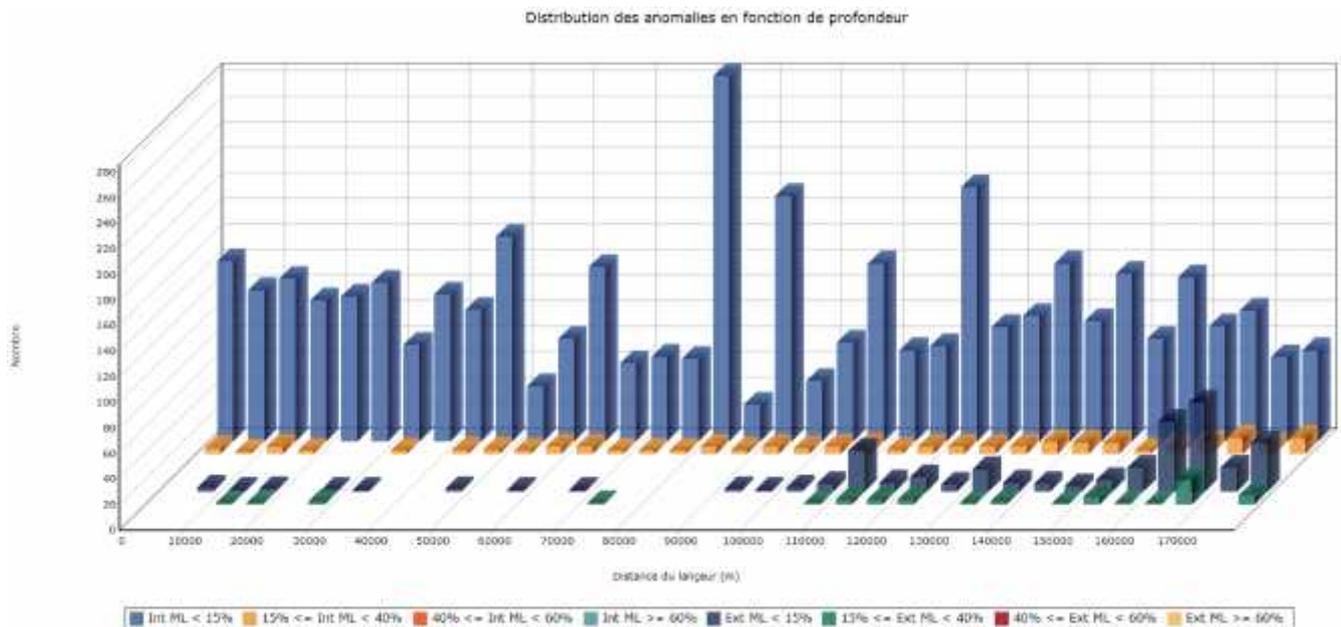


Figure 3. 8 : distribution des anomalies en fonction de profondeur.

3.9 Distribution et Orientation

Le graphique d'orientation montre l'emplacement de chaque caractéristique de perte en métal sélectionnée tracée comme distance absolue contre l'orientation sur la surface du tube.

Un graphique de distribution et d'orientation sont présentés pour illustrer la distribution des défauts sur la surface de la conduite :

- Distribution toutes les anomalies externes et les anomalies internes

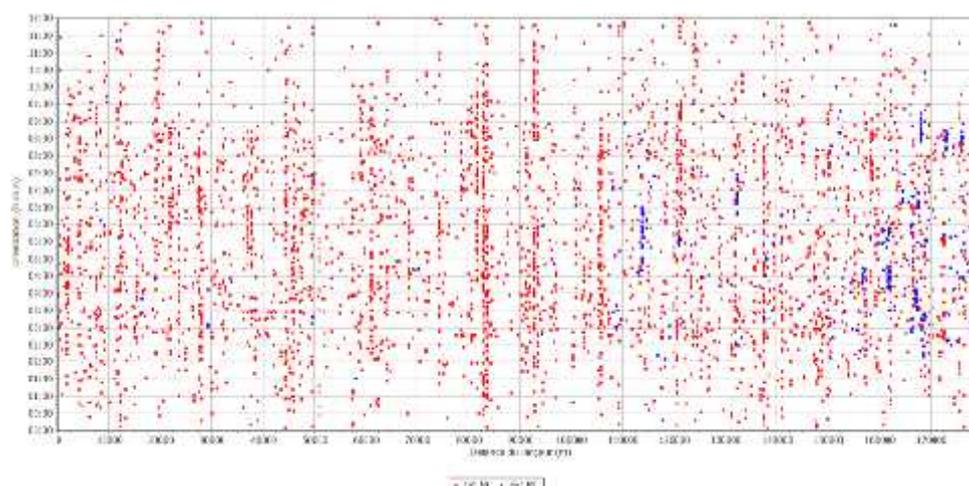


Figure 3.9 : Distribution des pertes en métal.

3.10 Liste de gravité des défauts

Après l'inspection on trouve beaucoup des défauts, on choisit dans le tableau suivant qui vraiment dangereux :

Liste de gravité des défauts																
Distance (m)	Jonction	Longueur de la jonction (m)	Type	Identification	Dimension	Orientation #1 (h:min)	épaisseur (mm)	Longueur axiale (mm)	Largeur (mm)	Profondeur (%)	Location	ERF Mod B31G	Psafe Mod B31G (MPa)	Latitude	Longitude	Altitude
16467.166	15630	11.6	Perte en métal	Corrosion du Cluster	Rainurage circonferentiel	3:26	12.7	30	67	29	Externe	0.897	7.574	34.1776150	4.5431625	363.42
29398.775	27830	10.1	Perte en métal	Corrosion	Rainurage circonferentiel	3:06	12.7	16	80	23	Externe	0.893	7.686	34.2016468	4.6750675	367.24
108791.770	101740	9.2	Perte en métal	Défaut de fabrication	Général	3:38	12.7	80	150	26	Externe	0.917	7.623	34.4805054	5.4554698	115.59
138064.604	128110	11.5	Perte en métal	Défaut de fabrication	Général	5:00	12.7	106	120	24	Externe	0.921	7.671	34.5811328	5.7494944	42.90
150602.366	139390	10.3	Perte en métal	Défaut de fabrication	Général	2:06	12.7	84	113	22	Externe	0.916	7.716	34.6155120	5.8795910	15.31
167511.902	155020	10.9	Perte en métal	Corrosion	Rainurage circonferentiel	3:38	12.7	23	47	23	Externe	0.895	7.701	34.6483437	6.0596060	-11.47
168166.603	155620	12.3	Perte en métal	Corrosion du Cluster	Général	8:26	12.7	80	347	23	Externe	0.910	7.70	34.6496026	6.0665791	-7.72
169395.134	156750	10.6	Perte en métal	Défaut de fabrication	Piqûres	4:58	12.7	38	47	24	Interne	0.912	7.686	34.6519732	6.0796495	-9.46
177173.076	164340	9.3	Perte en métal	Défaut de fabrication	Général	4:52	12.7	107	226	22	Externe	0.921	7.716	34.6696851	6.1615443	-12.76
178428.249	165530	11.0	Perte en métal	Corrosion	Rainurage circonferentiel	3:04	12.7	20	67	22	Externe	0.895	7.731	34.6731027	6.1745794	-8.73

Tableau 3. 16: Liste de gravité des défauts

3.11 Location et dimension de l'anomalie de perte en métal

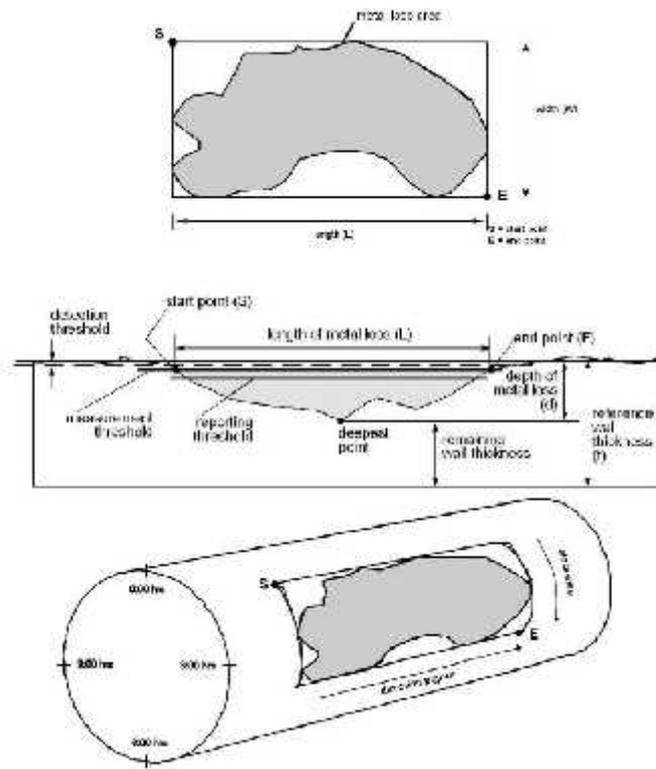


Figure 3.10 : Location et dimensions de l'anomalie de perte en métal.

3.12 Clarification sur la méthode de calcul de la pression de sécurité selon code ASME MODIFIED B31 G - 0.85 dL Area

Clarifications sur la démarche à suivre pour le calcul des pressions de sécurité.

$$P_{\text{sécurité}} = P_{\text{rendement}} * [(1-Q) / (1 - (Q/M))] \quad (1)$$

- Q : 0.85 d/t
- M : Facteur de Folias
- d : Profondeur maximale de perte de métal
- t : Epaisseur du tube de la canalisation

Avec

$$P_{\text{rendement}} = (2t/D) * (SMYS + 68.95 \text{ MPa}) * F_d \quad (2)$$

- Fd : Facteur désigne
 D : Diamètre nominal externe
 SMYS : Limite élastique minimum exigée

Et

$$F_d = \sigma_{adm} / SMYS \quad (3)$$

Le règlement de sécurité algérien des canalisations de transport d'hydrocarbures régissant la contrainte transversale maximale admissible pour une canalisation :

$$\sigma_{adm} = \text{Min} (X_i * SMYS ; Y_i * SMUTS) \quad (4)$$

Avec :

- σ_{adm} : Contrainte transversale maximale admissible
 X_i : Facteur de zone relatif à la limite élastique
 Y_i : Facteur de zone relatif à la résistance à la rupture
 SMYS : Limite élastique minimum exigée
 SMUTS : Résistance à la rupture minimum exigée

Les facteurs de zone et les épaisseurs y afférentes pour le cas du gazoduc GO2 48 sont résumés ci-dessous :

zone	X_i	Y_i	Epaisseur nominale (mm)	Nuance d'acier API 5L X70	
				SMYS (MPa)	SMUTS (MPa)
I	0.60	0.36	22.22	483	565
II	0.73	0.55	14.27		
III	0.80	0.60	12.70		

Applications :

A. Calculer la pression de sécurité

1^{er} défaut : d=29%
 12.7 $\xrightarrow{\quad}$ 100 x
 $29 \text{ x} = 29 * 12.7 / 100 = 3.683$
 $\sim 3.7 \text{ mm}$

$$\begin{aligned}
1 \text{ pouce} &= 2.54 \text{ cm}, d = 3.7 \text{ mm} \\
\sigma_{\text{adm}} &= \text{Min} (0.80 * 483; 0.60 * 565) \\
\sigma_{\text{adm}} &= 339 \text{ MPa} \\
F_d &= \sigma_{\text{adm}} / \text{SMYS} \\
F_d &= 339 / 483 \\
F_d &= 0.702 \\
P_{\text{rendement}} &= (2t/D) * (\text{SMYS} + 68.95 \text{ MPa}) * F_d \\
P_{\text{rendement}} &= (2 * 0.5 / 48) * (483 + 68.95) * 0.702 \\
P_{\text{rendement}} &= 8.0722 \text{ MPa} \\
Q &= 0.85 * 3.7 / 12.7 \\
Q &= 0.2476 \\
P_{\text{sécurité}} &= P_{\text{rendement}} * [(1-Q) / (1 - (Q/M))] \\
P_{\text{sécurité}} &= 8.0722 * [(1-0.2476) / (1 - (0.2476/1.25))] \\
P_{\text{sécurité}} &= 7.574 \text{ MPa}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
2^{\text{ème}} \text{ défaut} : d &= 3 \text{ mm} \\
Q &= 0.85 * 3 / 12.7 \\
Q &= 0.2008 \\
P_{\text{sécurité}} &= P_{\text{rendement}} * [(1-Q) / (1 - (Q/M))] \\
P_{\text{sécurité}} &= 8.0722 * [(1-0.2008) / (1 - (0.2008/1.25))] \\
P_{\text{sécurité}} &= 7.686 \text{ MPa}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
3^{\text{ème}} \text{ défaut} : d &= 3.4 \text{ mm} \\
Q &= 0.85 * 3.4 / 12.7 \\
Q &= 0.2276 \\
P_{\text{sécurité}} &= P_{\text{rendement}} * [(1-Q) / (1 - (Q/M))] \\
P_{\text{sécurité}} &= 8.0722 * [(1-0.2276) / (1 - (0.2276/1.25))] \\
P_{\text{sécurité}} &= 7.623 \text{ MPa}
\end{aligned}$$

3.13 Evaluation des anomalies de perte en métal

Il existe plusieurs approches qui ont été utilisées pour caractériser le comportement des défauts de corrosion de la paroi.

Approche ASME B31 G

ASME est un manuel largement utilisé pour évaluer la résistance résiduelle des canalisations uniformément corrodées. Ce supplément B31 a été développé il y a 20 ans, bien qu'il ait été récemment réédité. ASME B31G est un critère très conservateur qui aide les opérateurs à éviter des interruptions inutiles. Il est basé sur un ajustement empirique à une vaste série d'essais en vraie grandeur sur des navires avec d'étroites fentes usinées. La base de l'équation utilisée dans B31G est relativement simple et comporte les éléments suivants :

Hypothèse selon laquelle la charge circonférentielle maximum de la canalisation est égale à la limite élastique du matériau de la canalisation; et

Caractérisation de la géométrie de la corrosion par une forme parabolique pour les corrosions relativement courtes et par une forme rectangulaire pour les corrosions longues.

Les dimensions des défauts et les paramètres sont les suivants :

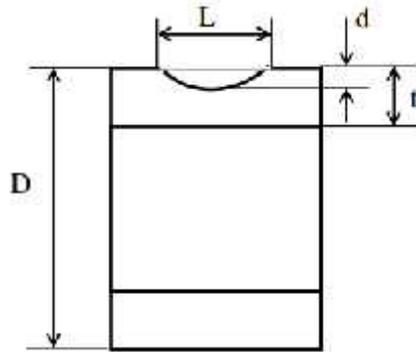


Figure 3.11 : dimension de défaut.

1. Calcul des paramètres des caractéristiques géométriques - A :

$$A = 0.893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right) \tag{5}$$

Où,

L_m= Étendue longitudinale mesurée de la zone corrodée, mesurée en pouces.

D=Diamètre nominale extérieur du tube, mesurée en pouce.

t=Épaisseur nominale de la paroi du tube, mesurée en pouce.

2. Calcul de la pression maximale de sécurité de la zone corrodée

a) Pour les valeurs de A inférieur ou égal à 4.0

d = Profondeur maximum mesurée de la zone corrodée, mesurée en pouces.

P_f= Pression maximale de sécurité de la zone corrodée.

P = Pression opératoire maximum admissible.

$$P_f = 1.1P \left(\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t \sqrt{A^2 + 1}} \right)} \right) \tag{6}$$

Sauf que P_f ne peut excéder P.

P=Pression opératoire maximum admissible ou

$$P=2StFT/D \tag{7}$$

Où

S =Limite élastique minimum spécifiée (SMYS), psi.

F =Facteur de conception approprié de ASME B31.4, ASME B31.8, ou ASME B31.11.

T =Facteur de température de réduction des valeurs nominales du Code B31 approprié (si aucun n'est répertorié, T = 1).

D=Diamètre nominal extérieur du tube, mesuré en pouces.

t=Épaisseur nominale de la paroi, mesurée en pouces. Une épaisseur de la paroi supplémentaire requise pour les charges externes simultanées ne sera pas incluse dans les calculs.

b) Pour les valeurs de A supérieur à 4.0

P_f =Pression maximum de sécurité pour la zone corrodée.

$$P_f = 1.1P \left(1 - \frac{d}{t} \right) \tag{8}$$

Enfin, le facteur de réparation estimé (ERF) associé au défaut de la perte en métal est calculé en utilisant l'équation suivante:

$$ERF = \frac{MAOP}{P_f} \tag{9}$$

MAOP est la pression opératoire maximum admissible du pipeline. D'où, quand ERF est, le défaut est acceptable, et quand ERF est >1, le défaut n'est pas acceptable selon la norme ANSI B31G et devrait être analysé complémentaiement en utilisant une procédure d'évaluation moins conservatrice ou le défaut devrait être réparé en utilisant une procédure approuvée (remplacement du tronçon affecté ou encerclement par un crampon de retenue de la pression).

Applications :

1^{er} défaut :

D=48 pouce, **d**=3.7 mm= 0.14567 pouce, **t**=12.7 mm=0.5 pouce, **L_m**=30 mm=1.1811 pouce, **P**=72.4 bar.

$$A = 0.893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right)$$

A=0.22

$$P_f = 1.1P \left(\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t \sqrt{A^2 + 1}} \right)} \right)$$

$$P_f = 79.1942 \text{ bar}$$

$$\text{ERF} = \text{MAOP} / P_f$$

$$\text{ERF} = 71 / 79.1942$$

$$\text{ERF} = 0.90$$

2^{ème} défaut :

D=48 pouce, **d**=3 mm=0.11811 pouce, **t**=12.7 mm=0.5 pouce, **Lm**=16 mm =0.6299 pouce , **P**=72.4 bar.

$$A = 0.893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right)$$

$$A = 0.1148$$

$$P_f = 79.5429 \text{ bar}$$

$$\text{ERF} = \text{MAOP} / P_f$$

$$\text{ERF} = 71 / 79.5429$$

$$\text{ERF} = 0.893$$

3^{ème} défaut :

D=48 pouce, **d**=3.4 mm= 0.1693 pouce, **t**=12.7 mm=0.5 pouce, **Lm**=80 mm=3.2 pouce, **P**=72.4 bar.

$$A = 0.893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right)$$

$$A = 0.5833$$

$$P_f = 77.3510 \text{ bar}$$

$$\mathbf{ERF=MAOP/Pf}$$

$$\text{ERF}=71/77.3510$$

$$\text{ERF}=0.917$$

4^{ème} défaut :

D=48 pouce, **d**=3.1 mm=0.1220 pouces, **t**=12.7 mm=0.5 pouce, **Lm**=106 mm=4.1732 pouce,
P=72.4 bar.

$$A = 0.893 \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right)$$

$$A=0.76071$$

$$Pf=77.0814 \text{ bar}$$

$$\mathbf{ERF=MAOP/Pf}$$

$$\text{ERF}=71 / 77.0814$$

$$\text{ERF}=0.921$$

En faisant les calculs des quatre défauts, nous avons trouvé tous les défauts sont acceptables selon l'évaluation ASME B31G, d'où, ERF est ≤ 1 , donc, le défaut est acceptable, et quand ERF est >1 , le défaut n'est pas acceptable.

Conclusion générale

Conclusion générale

Avec l'automatisation à grande échelle et l'arrivée en force du juste-à-temps, du « zéro-panne », ou du « zéro-arrêt », les nouvelles pratiques de maintenance industrielle pénètrent dans les mœurs des managers des entreprises. Elle est devenue la fonction clé de la production.

Aujourd'hui, dans le domaine de la production d'avant-garde, autant pour les biens de consommation que pour les biens de production, c'est la sûreté de fonctionnement et la pleine disponibilité de l'équipement de fabrication qui prime.

Désormais, la maintenance fait partie intégrante des stratégies d'entreprise, au même titre que la qualité, l'innovation ou le marketing.

Plus les technologies de racleurs intelligents évoluent, plus elles deviennent capables de détecter les petites anomalies, de plus en plus rapidement. Elles aident les exploitants pipeliniers à prendre des décisions quant à la sécurité de leurs pipelines avec toujours plus d'efficacité, bien avant qu'une menace ne cause de réels problèmes de sécurité ou d'exploitation.

Références bibliographiques

- [1] Extrait de la norme AFNOR X 60-010
- [2] Extrait de la spécification E2Mn°E/970101/C
- [3] Extrait de la norme ISO8402-1994
- [4] LIN SC AN Document: 48” GO2 Tronçon 2: de PC1 à PC2, 180 km FR Rev.1