

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République algérienne démocratique et populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique  
المركز الجامعي بلحاج بوشعيب لعين تموشنت  
Centre Universitaire BLHADJ Bouchaib d'Ain Témouchent

Institut des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Mécanique



## FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master en :

Domaine : Science Et Technologie

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Mécanique Et Énergétique

### *Thème*

***Les outils de contrôle interne et l'étude  
Mécanique des pipelines***

Présenté en juin 2015 Par :

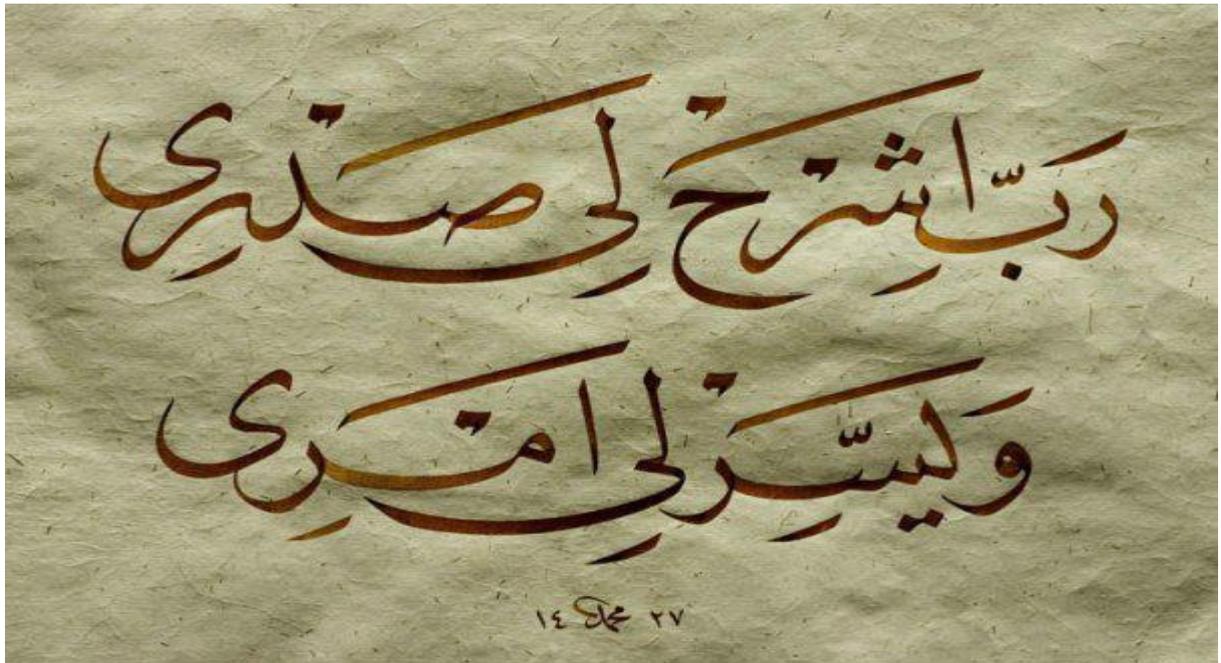
- 1) ARBADJI Kawter
- 2) BRAHIMI Yesin

Devant le jury composé de :

Président	: Mr. NHARI Driss,	Pr,	CUBBAT
Encadrant	: Mr BELHAMIANI Mohamed,	MCB,	CUBBAT
Examineur	: D <sup>r</sup> OUDAD Wahid,	MCA,	CUBBAT

## دعاء

اللهم بك استعين و عليك أتوكل اللهم ذلك لي  
صعوبة أمري و سهل لي مشقاتي و ارزقني من  
الخير كله أكثر مما اطلب اصرف عني كل شيء \* رب  
اشرح لي صدري \* و يسر لي أمري كله يا كريم و  
احل عقدة من لساني يفقهوا قولي هذا اللهم اني  
أسالك أن تيسر لي هذا الأمر..... و اجعل الخيرة  
في ذلك انك علي كل شيء قدير



# *Dédicace 1*

*Je dédie ce mémoire à :*

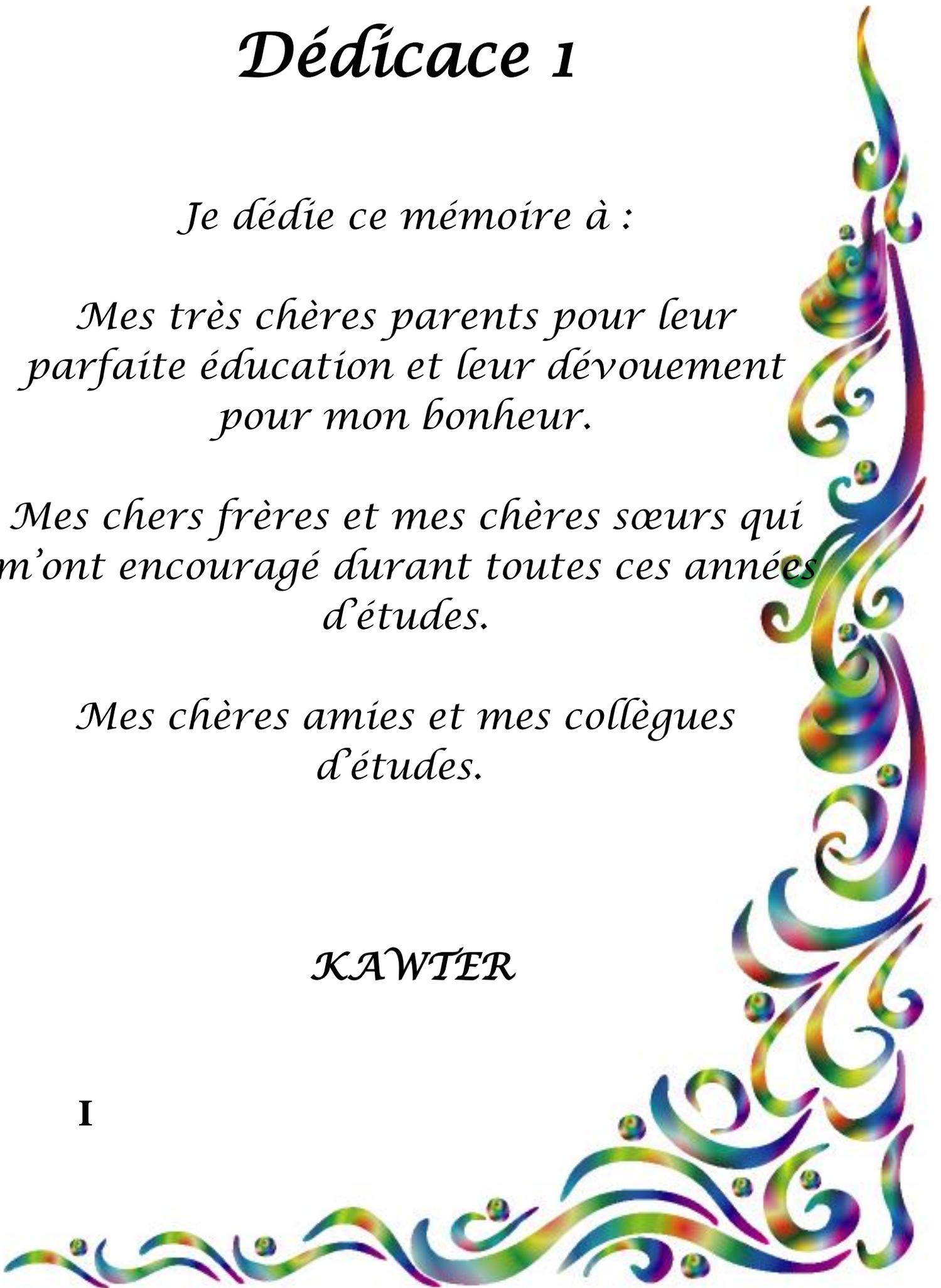
*Mes très chères parents pour leur parfaite éducation et leur dévouement pour mon bonheur.*

*Mes chers frères et mes chères sœurs qui m'ont encouragé durant toutes ces années d'études.*

*Mes chères amies et mes collègues d'études.*

*KAWTER*

**I**



# Dédicace 2

*Avec un grand honneur et un grand plaisir que je tiens à dédier ce modeste travail à :*

*Mes très chers parents pour tout dévouement et bienveillance durant mes années d'études.*

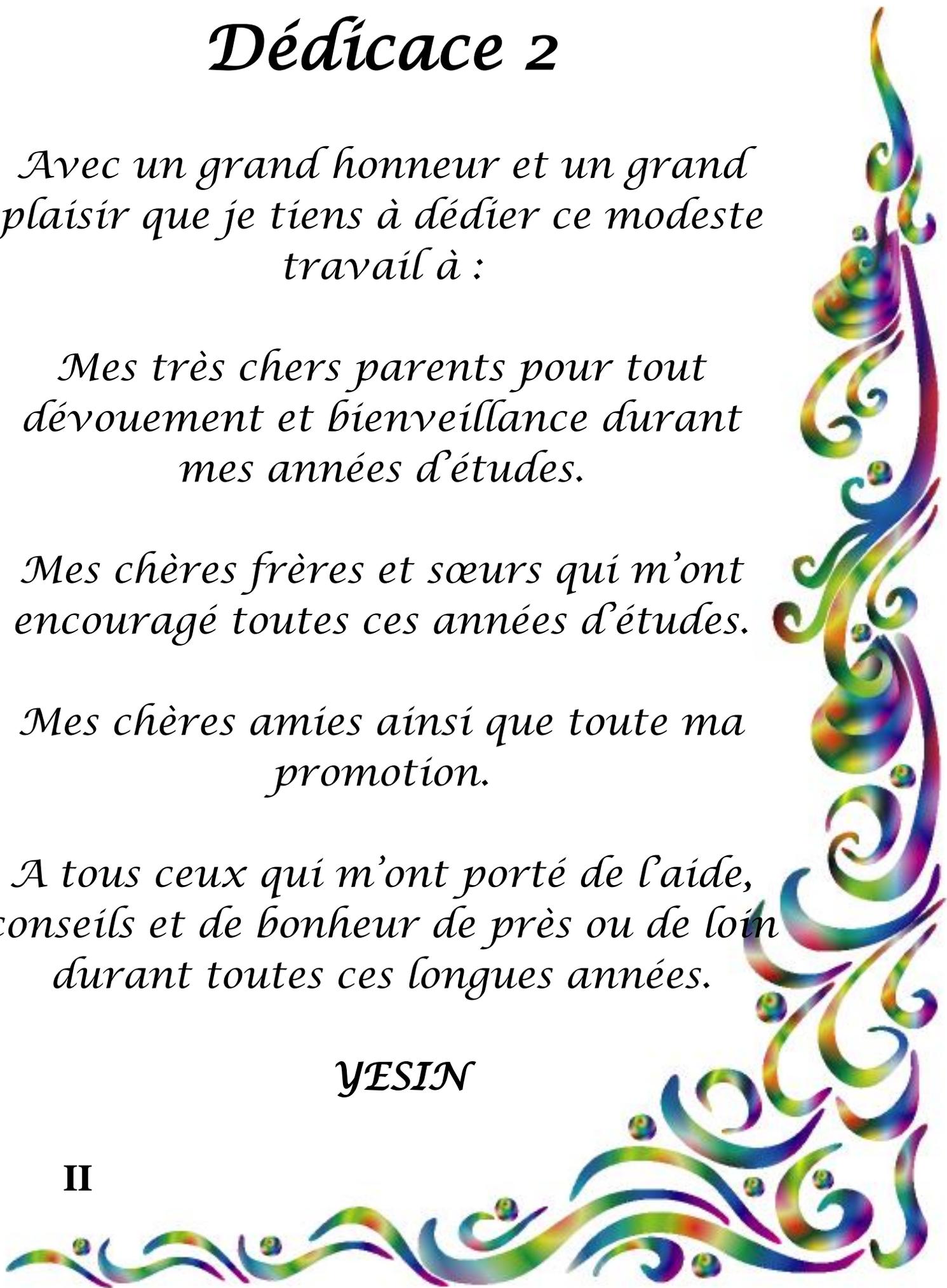
*Mes chères frères et sœurs qui m'ont encouragé toutes ces années d'études.*

*Mes chères amies ainsi que toute ma promotion.*

*A tous ceux qui m'ont porté de l'aide, conseils et de bonheur de près ou de loin durant toutes ces longues années.*

**YESIN**

**II**



# Remercîment

*En préambule à ce mémoire nous remerciant ALLAH qui nous aide et nous donne la patience et le courage durant ces années d'étude*

*En préambule à ce mémoire, je souhaitais adresser mes remerciements les plus sincères aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de cette formidable année universitaire.*

*Je tiens à remercier sincèrement Monsieur (Dr. BELHAMAINI MOHAMED), qui, en tant que Directeur de mémoire, s'est toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer et sans qui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour.*

*J'exprime ma gratitude à tous les consultants et internautes rencontrés lors des recherches effectuées et qui ont accepté de répondre à mes questions avec gentillesse.*

*Merci à toutes les personnes qui ont accepté de m'aider dans la relecture et la correction de ce mémoire.*

*Je tiens à remercier tous ceux qui m'ont soutenue de près comme de loin, tout au long de cette année, qui se reconnaîtront.*

*Merci d'avance à ceux ou celles qui voudront bien me lire ou m'écouter et surtout m'aider à progresser*

*Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous mes proches et amis, qui m'ont toujours soutenue et encouragée au cours de la réalisation de ce mémoire.*

*Merci à tous et à toutes.*

## *Résumé*

Le pipeline est un outil essentiel au transport massif de fluide : discret, non polluant et possédant un débit important de transport, sont sollicités par des phénomènes de corrosion interne par les sols particulièrement ou ils sont enfouis les méthodes de détection de ces défaillances se fait par contrôle non destructif (par ultrasons) ou bien par fuite de flux magnétique (MFL).

Des outils permettant l'inspection du pipeline depuis l'intérieur ont été développés : les racleurs instrumentés L'idée est d'utiliser les racleurs, originellement des gabarits équipés de coupelles qui étaient envoyés dans le tube afin de le nettoyer, en leur intégrant un système mécanique ou électronique permettant de vérifier l'intégrité de la Canalisation.

Nous avons étudié dans ce travail sur le pouvoir de vie et de liquides gazeux pipelines de différentes façons et moyens les plus consultés.

**Mot clés** : pipelines, corrosion interne, défaillance, racleur instrumentés, ultrason, Modèle pipe check, canalisation PEHD, Contrainte circonférentielle.

## المخلص

نضرا للمشاكل التي تتعرض لها الأنابيب التي تعتبر من الوسائل الضخمة لنقل السوائل بصفة عامة خاصة مشكل التآكل الداخلي و نضرا لعبورها تحت الأرض الذي يجعل تتبع حالتها جد صعبة و بما أن استعمال أداة تتبع بالأقمار الصناعية كل مرة مكلف جدا لهذا وضعنا هذه الدراسة لتوقع حياة الأنبوب لجعل عملية تتبعها سهلة من طرف مصلحة الصيانة .

قد تتضمن هذه الدراسة عن أدوات لفحص خط الأنابيب لتقليل التآكل من الداخل باستعمال الكاشطات المجهزة أو التيار الكهربائي أو طرق الكشف من خلال الموجات فوق الصوتية أو عن طريق تسرب الفيض المغنطيسي , وهذه الأنشطة للمحافظة على الأنابيب بأنواعها و زيادة عمرها الافتراضى .

و لقد قمنا في هذا العمل بدراسة حول الحياة لصلاحية الأنابيب لنقل السوائل و الغازات بمختلف الطرق و الوسائل و النماذج.

**الكلمات الرئيسية :** خطوط الأنابيب، التآكل الداخلي، الفشل، مكشطة المجهزة ,الموجات فوق

الصوتية، أنابيب الاختيار النموذجي، أنابيب PEHD ، الإجهاد المحيطي .

## *Abstract*

The pipeline is an essential tool for fluid mass transport: discreet, non-polluting and with a significant flow of transport are solicited by internal corrosion by soils especially where they are buried the failures of these detection methods is through NDT (ultrasound) or by magnetic flux leakage (MFL).

Tools for the inspection of the pipeline from inside have been developed: the scrapers instrumented the idea is to use the scrapers, originally equipped with templates cups that were sent into the tube for cleaning, integrating them mechanical or electronic system to verify the integrity of the Pipe.

We studied in this work on the life of power and gas liquids pipelines in different ways and means Searches.

**Key words:** pipelines, internal corrosion, failure, instrumented scraper, ultrasound, Model check pipe, HDPE pipe, and circumferential stress.

# Liste des figure

## CHAPITRE I

Figure I.1 : Organigramme présente les grandes catégories d'endommagement.....	11
Figure I.2 : Défaut de corrosion sur la paroi externe d'une canalisation métallique.....	12
Figure I.3 : Mécanismes d'érosion par des particules.....	15
Figure I.4 : Soudure de rabouillage et longitudinale dans une canalisation.....	16
Figure I.5 : Fissure dans des joints soudés.....	17
Figure I.6 : Photo d'une explosion d'un tuyau de gaz impacté par un godet d'engin.....	18
Figure I.7 : Géométrie d'un enfoncement.....	18
Figure I.8 : Géométrie d'un défaut combiné.....	19
Figure I.9 : Allure d'un enfoncement simple sur un pipeline.....	21

## CHAPITRE II

Figure II.1 : l'évaluation de l'intégrité des pipelines.....	31
Figure II.2 : racleur contrôleur géométriques.....	35
Figure II.3 : Quelques exemples de racleurs (pas ou peu intelligents).....	36
Figure II.4 : Les différents racleurs et leur utilisation.....	37
Figure II.5 : Schéma type d'un racleur instrumenté (différentes parties).....	38
Figure II.6 : Fuite de flux magnétique (racleur MFL).....	41

Figure II.7 : la Méthode de contrôle US.....	44
Figure II.8 : Mesure de l'épaisseur de la paroi par ultrasons.....	45
Figure II.9 : Racleur Pipe sonore en configuration.....	48
Figure II.10 : Banc d'essais dynamiques.....	49
Figure II.11 : Maquette métrologique.....	50
Figure II.12 : les trois secteurs technologiques impliqués dans la maintenance des pipelines.....	51
Figure II.13 : Concept de racleur monobloc 20''.....	56

### ***CHAPITRE III***

Figure III.1 : les éléments composant prise d'eau.....	58
Figure III.2 : pression hydrostatique interne sur la conduite .....	63
Figure III.3 : pression hydrostatique longitudinale.....	64
Figure III.4 : Application des charges interne d'un tub aux conditions.....	67
Figure III.5 : Evolution des contraintes circonférentielles en fonction des pressions hydrostatiques calculées Sur Abaques .....	68
Figure III.6 : Evolution des contraintes longitudinale en fonction des pressions hydrostatiques calculées sur Abaques .....	69
Figure III.7: pression hydrostatique externe sur la conduite.....	70
Figure III.8 : Courbe contrainte-déformation pour un test à 20 °C D'un pipeline PE100 soumis à une pression hydrostatique interne.....	72

# *Liste des tableaux*

## **CHAPITRE I**

Tableau I. 1 : Conditions pour l'application du modèle « dent-gouge ».....	26
--	----

## **CHAPITRE II**

Tableau II.1 : les avantage entre ultrasons et MFL.....	46
Tableau II.2 : comparaison entre Ultrasons et MFL .....	47

## **CHAPITRE III**

Tableaux III.1 : les conditions limites de tube à 20 °C.....	59
Tableaux III.2 : les propriétés physiques du PE100.....	59
Tableaux III.3 : les caractéristiques mécaniques du PE100.....	61
Tableaux III.4 : Différentes caractéristique principale de PE100.....	61
Tableaux III.5 : les caractéristiques de l'application numérique.....	65
Tableaux III.6 : Résultat de la charge statique (1).....	66
Tableaux III.7 : Résultat de la charge statique (2).....	73

## NOTATION UTILISEE

$\sigma_r$ :	La contrainte à rupture en (MPa)
$\sigma_f$ :	La contrainte d'écoulement en (MPa)
$\sigma_y$ :	La limite d'élasticité en (MPa)
$Dd$ :	La profondeur de l'enfoncement en (mm)
$2c$ :	La longueur du défaut (éraflure) en (mm)
$R_e$ :	Rayon externe du pipeline en (mm)
$Q$ :	modèle du facteur empirique
$c_v$ :	Capacité spécifique en $(J/Kg K)$
$D_{ext}$ :	Diamètre extraire de la conduite en (m)
$D_{int}$ :	Diamètre intérieur de la conduite en (m)
$D_m$ :	Diamètre moyen de la conduite en (m)
$C_h$ :	coefficient hydraulique
$N$ :	La force de traction en (KN)
$S$ :	l'épaisseur de la paroi en (mm)
$\epsilon_l$ :	Allongement dans la direction longitudinale en (mm)
$\epsilon_r$ :	Allongement dans la direction circonférentielle en (mm)
$V$ :	Coefficient de Poisson
$E$ :	Module du Young en (MPa)

CS :	coefficient de sécurité
Ps :	pression de service maximale en (MPa)
$\sigma_{adm}$ :	Contrainte admissible en (MPa)
$P_{int}$ :	Pression hydrostatique interne sur la conduite en (bar)
$P_{ext}$ :	Pression hydrostatique externe sur la conduite en (bar)
n :	Nombre de nœuds selon lesquels la conduite sera déformée
Sr :	Raideur annulaire de la conduite en $KN/m^2$
I :	Le moment d'inertie de la paroi de la conduite en ( $m^4$ )
K :	Facteur correctif dû à l'ovalisation du tuyau
F :	Facteur de sécurité (= 2)
$\sigma_{buc}$ :	Contrainte de déformation en (MPa)
$P_{buc}$ :	Charge de déformation en (MPa)
$S_{RC}$ :	Raideur annulaire de la conduite à court terme en $KN/m^2$
$S_{RL}$ :	Raideur annulaire de la conduite à long terme en $KN/m^2$
$\sigma_{pem}$ :	La contrainte permise en (MPa)
L :	La longueur initiale de la conduite en (m)
$\Delta L$ :	La variation d'allongement
$d_{PEHD}$ :	La densité du polyéthylène en $KN/m^3$



## Table des matières

Dédicace

Remerciements

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Notation Utilisé

Introduction Générale.....1

### *CHAPITRE I : ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE*

I.1 Introduction .....	4
I.2 Configurations standard sur les pipelines .....	5
I.2.A Les types de pipeline.....	5
I.2.B Les règlements et les normes .....	6
I.2.C Construction du pipeline de transport .....	7
I.2.D L'exploitation des pipelines .....	8
I.3 Différents types de défauts précurseurs de la rupture des canalisations.....	11
I.3.A Les cratères de corrosion .....	12
I.3.B Erosion .....	14
I.3.C Les fissures .....	16
I.3.D Les éraflures .....	17
I.3.E Les Enfoncements .....	18
I.3.F Les défauts combinés (enfoncements + éraflures).....	19
I.4 Les différents modèles de rupture disponibles pour les enfoncements et les éraflures.....	20
I.4.A Cas d'un enfoncement seul .....	20

I.4.B Cas d'une éraflure seule .....	21
I.4.C Cas d'un défaut combiné (enfouissement + éraflure) .....	22
I.4.D Méthodes et outils pour évaluer et contrôler la nocivité des défauts dans les canalisations .....	26
I.5 Conclusion.....	27

## ***CHAPITRE II : METHODE D'INSPECTION ET MAINTENANCE DES PIPELINES***

II.1 Introduction.....	28
II.2 Méthode d'inspection des pipelines.....	29
II.2.A Méthode d'inspection des risques d'une conduite .....	29
II.2.A.1 protection .....	29
II.2.B Méthode d'inspection Pipeline 3D.....	30
II.2.B.1 Fonctions principale.....	31
II.3 Description des racleurs instrumentés .....	33
II.3.A. Racleur instrumentés .....	33
II.3.B Configuration standard du racleur instrumenté.....	32
II.3.C Les racleurs de contrôles géométriques .....	34
II.3.D Les différents types de racleurs .....	35
II.3.E Anatomie d'un racleur .....	37
II.3.F Les domaines d'application d'un racleur .....	38
II.3.G Méthode de contrôle.....	40
II.3.G.1 Méthode de contrôle magnétisme MFL .....	40
II.3.G.2 Méthode de contrôle ultrasonique US ... ..	43
II.3.H Comparaison entre outils magnétique (MFL) et à ultrasons .....	46

II.4 Les travaux réalisés.....	47
II.5 Maintenance des pipelines.....	50
II.6 Emploi des racleurs pour la maintenance des pipelines.....	55
II.7 Conclusion .....	56

**CHAPITRE III : ETUDE MECANIQUE DE LA PRISE D'EAU DE LA  
CENTRALE « SKT »**

III.1 Introduction.....	57
III.2 Design général de la prise d'eau .....	57
III.3 Etudes des efforts mécaniques.....	58
III .3.A Etudes des efforts supportés par la conduite principale .....	58
III .3.A.1 Données et hypothèses de calcul .....	59
III.3.A.1.1 Caractéristiques du polyéthylène .....	59
III .3.A.1.2 Caractéristiques des conduites .....	61
III.3.A.2 Flexion sous contrainte .....	62
III. 3.B Résistance à la pression hydrostatique interne .....	63
III. 3.B.1 Contrainte circonférentielle .....	63
III. 3.B.2 Contrainte longitudinale .....	64
III. 3.B.3 Application numérique .....	65
III.3.B.4 Les Conditions initiales et les conditions aux limites .....	66
III.3.C Résistance à la pression hydrostatique externe.....	69
III. 3.C.1 Application numérique.....	72
III. 3.C.2 Conclusion .....	74
<b>Conclusion et Perspective .....</b>	<b>75</b>
<b>Références Bibliographiques.....</b>	<b>76</b>

# *Introduction*

## *Générale*

## **Introduction Générale :**

L'augmentation de la demande d'énergies telles que le gaz et le pétrole nécessite de plus en plus la construction de nouvelles lignes de pipelines, En effet, ces derniers, sont devenus, ces 50 dernières années le moyen d'acheminement le moins coûteux et le plus sûr pour de grandes quantités d'énergies et sur des longues distances ( plusieurs centaines voire plusieurs milliers de kilomètres).

Le pipeline, c'est le moyen le plus sûr et efficace pour le transport d'importantes quantités de liquides et de gaz, après un certain temps des défauts réduisant l'intégrité des tuyaux pourraient apparaître, l'inspection de la canalisation est reconnue comme jouant un rôle très important pour l'intégrité de la canalisation, par conséquent un programme d'intégrité efficace joue un rôle vital dans l'entretien global des canalisations.

L'inspection en ligne permet les rapports suivants :

- ❖ Longueur
- ❖ Profondeur
- ❖ Largeur
- ❖ Position par rapport à la circonférence
- ❖ Position longitudinal

Quel que soit l'endroit que le pipeline traverse (mer ou terre), ce dernier est toujours exposé aux risques d'endommagements.

Les causes de défaillance des canalisations sont de diverses natures. Elles peuvent se manifester soit par une rupture, soit par une fuite dans les conduites. Les défauts à l'origine de ces défaillances peuvent être classés suivant quatre grandes catégories :

- ❖ Les défauts de corrosion, causés par des piqûres de corrosion ou par des fissurations de corrosion sous contraintes.
- ❖ Les défauts de type éraflures.
- ❖ Les défauts de type enfoncement.
- ❖ Les défauts dans les soudures

La plupart de ces défaillances sont causées par des piqûres de corrosion ou par des fissurations de corrosion sous contrainte mais, il ne faut pas négliger les agressions mécaniques extérieures. En effet, il arrive que les canalisations soient endommagées ou perforées accidentellement lors des travaux d'excavation par des engins de chantier [1].

Les problèmes d'amorçage des fissures de fatigue et les ruptures émanant de concentrations de contraintes, soit à l'origine de plus de 90% des ruptures en service. La présence d'une discontinuité géométrique, telle une entaille, provoque l'affaiblissement de la résistance à la rupture de la canalisation, Elle réduit la section du tuyau en le rendant plus sensible à la pression de service et aux efforts causés par les mouvements des sols ; ensuite l'effet de l'amplification locale de la contrainte accroît exponentiellement la nocivité du défaut.

Ces accidents ont attiré l'attention sur l'importance de la gestion de l'intégrité des pipelines et gazoducs, dans un but de protéger les vies humaines et l'environnement, tout en assurant un transport continu sans interruption. Cet argument est donné pour justifier les politiques des pays à financer la recherche-développement en collaborations avec des organismes de recherche gouvernementaux et des groupes industriels dans le monde.

Permis des projets récents, le programme **Naturalhy**, dont l'un des principaux est de favoriser l'amélioration continue de la sécurité publique, l'intégrité des pipelines et préparer les pays européens à une nouvelle source d'énergie : l'hydrogène le point fort de cette étude est l'utilisation du système étendu et existant de pipelines, servant au transport du gaz naturel l'idée est de transporter conjointement le mélange d'hydrogène et gaz naturel [2].

La maîtrise du risque d'accidents des pipelines sous haute pression doit présenter un bon dossier de sécurité durant leurs années d'existence, allant de la façon dont les pipelines sont installés et exploités ; en passant par les mesures de sécurité prises par les personnes travaillant à proximité, jusqu'à des questions de type qui nous intéressent dans la présente thèse, à savoir l'étude de la nocivité des défauts des canalisations.

Dans une conduite, les contraintes s'exercent dans deux directions, circonférentielle ment (contrainte dite circonférentielle) et longitudinalement (contrainte dite longitudinale ou axiale).

Les fissures de fatigue se forment de façon perpendiculaire à la direction de la contrainte principale de traction. Nous trouvons, le plus souvent, des fissures longitudinales car les contraintes circonférentielles sont les plus élevées ; elles sont situées dans les zones de concentrations de contrainte axiale élevée [3].

Les différentes sources de contraintes circonférentielles sont :

- ❖ La pression interne de service est la composante de contrainte la plus importante.
- ❖ La fabrication de la conduite induit des contraintes résiduelles.
- ❖ La pression interne, s'exerçant sur une conduite ovalisée, donne une contrainte de flexion.
- ❖ Au niveau des soudures, ou associée à des stries, à des piqures de corrosion, à des éraflures, nous avons naissance de concentration de contraintes.
- ❖ Les tassements et glissements de terrain induisent des contraintes secondaires.
- ❖ Les changements de températures le long de l'axe du gazoduc.

Pour les sources des contraintes longitudinales, nous citons :

- ❖ La pression interne de service donne une contrainte pouvant atteindre le tiers, voir la moitié de la contrainte circonférentielle.
- ❖ Les glissements de terrain et tassements de sol.
- ❖ La variation de température le long de l'axe du gazoduc.

Le but de ce mémoire de master est d'étudier les outils de contrôle interne et l'étude mécanique des pipelines, ce travail a été réalisé.

Le manuscrit est composé de trois chapitres :

- Le premier chapitre est une étude bibliographique sur les pipelines.
- Le deuxième chapitre basé sur les Méthodes d'inspection et Maintenance des pipelines.
- Le troisième chapitre contient une étude mécanique de la prise d'eau de la centrale SKT

Enfin, on a donné une conclusion générale et des perspectives sur ce travail.

***Chapitre I :***  
***Etude***  
***Bibliographiques sur***  
***Les pipelines***

## I-1 Introduction :

Le transport des hydrocarbures par pipeline reste le moyen le plus sécurisant pour, acheminer de grandes quantités de pétroles et de gaz, sur de longues distances.

Ces conduites de transport, constituent des constructions coûteuses, dues à la quantité et à la qualité de l'acier des tubes. Généralement enterrés, quelquefois, inaccessibles à l'examen, assurant leur fonction de production et de transport, se faisant même parfois oublier, les gazoducs et oléoducs baignent dans un milieu particulièrement agressif, du fait de son hétérogénéité et du grand nombre d'impuretés qu'il contient.

L'économie mondiale des coûts supplémentaires importants, de plus peut avoir des conséquences désastreuses surtout lorsqu'il entraîne l'arrêt de l'exploitation d'ouvrages de transport.

Dans l'industrie pétrolière, l'endommagement des pipelines et des réservoirs est bien constaté. Il est dû aux conditions de service et aux paramètres d'environnement. Les structures conçues pour les produits pétroliers, sont affectées par plusieurs types d'endommagement érosion, corrosion, fragilisation...Il est de type : fissure, entaille, trou, défaut de géométrie complexe,...etc.

Les tubes sont aussi susceptibles d'être attaqués par un phénomène de corrosion interne et externe, de fissuration ou bien de faille de fabrication. La corrosion interne et externe est la cause principale de fuites et de ruptures des canalisations, se traduisant parfois par des dégâts catastrophiques (dégâts humains, pollution du milieu naturel, frais supplémentaires de réparation, arrêt prolongé du pompage, etc.). Si un pipeline porteur d'eau est affecté d'un éclatement de fuite, au moins cela ne nuit pas à l'environnement. Cependant, si c'est la fuite de pipeline est de pétrole ou gaz, cela peut être un désastre environnemental.

Ce chapitre est basé sur deux parties :

**Dans la première partie** : on a présenté des généralités sur les pipelines, les caractéristiques mécaniques et chimiques des aciers ainsi que la construction et l'exploitation des pipelines

**Dans la deuxième partie** : une étude sur les causes les plus célèbres de défaillance des pipelines, ainsi que les différents types d'endommagement tel que (érosion, corrosion, fissures, éraflures).

## I-2 Configuration Standard sur Les Pipelines :

En général, le pétrole brut, le gaz naturel, les gaz de pétrole liquéfiés (GPL) et les produits pétroliers empruntent un pipeline, à un moment ou à un autre, pour passer du puits de production à une raffinerie, puis de là à un terminal et arriver finalement au consommateur. Des pipelines de surface, sous-marins ou souterrains, de quelques centimètres à un mètre ou plus de diamètre, transportent de grandes quantités de pétrole brut, de gaz naturel, de gaz d'hydrocarbures liquéfiés et de produits liquides à travers le monde, des toundras gelées de l'Alaska et de la Sibérie aux déserts torrides du Moyen-Orient, traversant des cours d'eau, des lacs, des mers, des marécages, des forêts et des montagnes, ou passant sous des villes. Bien que les pipelines soient difficiles et coûteux à construire, une fois installés, convenablement entretenus et exploités, ils sont l'un des moyens les plus sûrs et les plus économiques de transporter ces produits.

Le premier pipeline opérationnel de transport de pétrole brut, un tuyau en fer forgé de 5 cm de diamètre, long de 9 km et d'une capacité d'environ 800 barils par jour, a été ouvert en Pennsylvanie en 1865. Aujourd'hui, les pipelines acheminent le pétrole brut, le gaz naturel comprimé et les produits pétroliers liquides sur de longues distances, à des vitesses allant de 5,5 à 9 km/h, à l'aide de pompes et de compresseurs puissants placés à des intervalles allant de 90 à plus de 270 km. La distance entre les stations de pompage ou de compression est déterminée par la capacité des pompes, la viscosité du produit, le diamètre du pipeline et la nature du terrain traversé. Indépendamment de ces facteurs, les pressions de pompage et les débits sont contrôlés tout au long de l'ouvrage afin de maintenir un écoulement régulier du produit [4].

### I-2-A Les types de pipeline :

Les quatre principaux types de pipelines, dans l'industrie pétrolière et gazière, sont les conduites d'écoulement, les conduites d'amenée, les conduites principales de brut et les conduites principales de produits pétroliers

➤ **Les conduites d'écoulement :** Elles transportent le brut ou le gaz naturel des puits de production aux réservoirs de stockage du champ pétrolifère. Leur diamètre va de 5 cm (Dans les gisements anciens à faible pression ne comptant que quelques puits) à des valeurs beaucoup plus importantes dans les champs à haute pression multi puits. Les plates-formes en mer utilisent des conduites d'écoulement pour amener le brut et le gaz des puits jusqu'aux

installations de stockage et de chargement de la plate-forme. On appelle ligne de concession un type de conduite d'écoulement qui transporte tout le pétrole extrait d'une même concession vers un réservoir de stockage.

➤ **Les conduites d'aménée et les conduites secondaires :** Les conduites d'aménée amènent le brut et le gaz à partir de divers points disséminés vers des points d'accumulation centraux, par exemple depuis des réservoirs de stockage de brut et des raffineries de gaz sur les gisements à des bassins maritimes. Les pipelines secondaires collectent le brut et le gaz en plusieurs points pour l'amener directement à des conduites principales, par exemple depuis des plates-formes en mer à des conduites principales à terre. Les pipelines de collecte et les pipelines secondaires ont en général un plus grand diamètre que les conduites d'écoulement

➤ **Les conduites principales de brut :** Le gaz naturel et le pétrole brut sont transportés sur de grandes distances, depuis les centres de production ou les terminaux portuaires jusqu'aux raffineries, puis des raffineries aux installations de stockage et de distribution, par des conduites principales de 1 à 3 m de diamètre ou plus.

➤ **Les conduites principales de produits pétroliers :** Ces conduites transportent les produits pétroliers liquides, tels que l'essence et le fioul, des raffineries aux terminaux, et des terminaux maritimes et des pipelines aux terminaux de distribution. Elles peuvent aussi distribuer des produits pétroliers des terminaux vers des dépôts de stockage en vrac ou vers les installations de stockage des consommateurs et, parfois, directement des raffineries aux consommateurs particuliers. Elles sont utilisées pour transporter les gaz de pétrole liquéfiés des raffineries aux installations de stockage des distributeurs ou aux gros utilisateurs industriels.

### **I-2-B Les règlements et les normes :**

Les pipelines sont construits et exploités en conformité avec les normes de sécurité et de protection de l'environnement établies par les organismes réglementaires et les associations professionnelles, Aux Etats-Unis, le ministère des Transports (Département of Transportation (USDOT)) réglemente l'exploitation des pipelines; l'Agence de protection de L'environnement (Environmental Protection Agency (EPA)) réglemente les déversements accidentels et les rejets; l'Administration de la sécurité et de la santé au travail (Occupational

Safety and Health Administration (OSHA)) promulgue des normes relatives à la sécurité et à la santé des travailleurs; et la Commission du commerce inter Etats (Interstate Commerce Commission (ICC)) réglemente les pipelines de transport en commun (pipelines multiutilisateurs transportant pour le compte de tiers). Diverses organisations professionnelles, comme l'Institut américain du pétrole (American Petroleum Institute (API)) et l'Association américaine du gaz (American Gas Association (AGA)), publient également des recommandations sur l'exploitation des pipelines [5].

### **I-2-C Construction du pipeline de transport :**

Les tracés des pipelines sont préparés à l'aide de cartes topographiques établies à partir de relevés photo gram métriques aériens, suivis de relevés au sol. Après l'établissement du tracé, l'obtention des emprises et l'autorisation des travaux, il faut installer des camps de base et ouvrir des voies d'accès pour les engins de construction. On peut construire les pipelines en partant de leurs deux extrémités ou en réalisant simultanément les différents tronçons que l'on relie par la suite.

La première étape dans la pose d'un pipeline consiste à construire une voie de desserte de 15 à 30 m de large le long du tracé prévu, afin de disposer d'une base stable pour le matériel de pose et d'assemblage des tubes, et le cas échéant, pour les engins d'excavation et de remblayage. Les différents tronçons sont posés sur le sol le long de la voie de desserte. Les extrémités des tubes sont nettoyées, les tubes sont cintrés horizontalement ou verticalement si nécessaire et mis sur bois au-dessus du sol.

Le pipeline est ensuite nettoyé, enduit d'une couche de peinture à froid, puis revêtu d'un matériau goudronneux posé à chaud pour éviter la corrosion ; il est enfin enveloppé d'une couche extérieure de papier fort, de laine minérale ou de plastique. S'il doit être enterré, le fond de la tranchée est garni d'un lit de sable ou de gravier. On leste parfois les tubes de courts manchons de béton pour empêcher qu'ils ne se soulèvent sous l'effet de la pression des eaux souterraines. Après que le pipeline a été mis en place, la tranchée est remblayée et le sol rendu à son aspect normal. Les conduites en surface, une fois revêtues et enveloppées, sont levées sur des pilotis ou des châssis préparés à l'avance, qui peuvent comporter des amortisseurs antisismiques ou d'autres dispositifs. Les pipelines peuvent être isolés ou équipés de matériel de détection de la chaleur pour maintenir les produits à la température

voulue pendant la durée du transport. Tous les tronçons sont soumis à des essais hydrostatiques avant d'être mis en service.

- **Déboisement et nivellement :** L'emprise est déboisée et débroussaillée, puis nivelée en vue de la construction.
- **Bardage :** Les tubes de canalisation sont chargés à l'aire de stockage à bord de camions munis de remorques spéciales puis transportés et alignés le long de l'emprise.
- **Cintrage :** Opérations consistant à courber la canalisation de manière à lui faire épouser la forme du terrain afin qu'elle repose à plat au fond de la tranchée.
- **Soudage et pose de revêtement :** Les tubes de canalisation sont fixés ensemble à l'aide de soudeuses essentiellement automatiques. Chaque point de soudure est inspecté à l'aide d'un instrument à ultrasons ou à rayons X pour détecter d'éventuelles défauts et les retirer. Le revêtement de la canalisation est effectué par avance en usine, mais les points de soudure sont revêtus sur place à l'emprise afin de prévenir toute corrosion future.
- **Creusement de tranchée :** Une tranchée est creusée à une profondeur suffisante pour enfouir la canalisation de 60 à 90 cm sous la surface. La canalisation est posée à une plus grande profondeur aux franchissements des cours d'eau et des routes.
- **Pose de canalisation :** Des machines munies de bras spéciaux, appelées tracteurs à flèche latérale, sont utilisées pour poser la canalisation dans la tranchée. Le revêtement de la canalisation est vérifié juste avant que celle-ci soit déposée dans la tranchée.
- **Remblayage :** La tranchée est remblayée en prenant soin de ne pas endommager le revêtement de la canalisation.
- **Remise en état :** Le terrain est remis en état et l'on procède au terrassement et à la revégétalisation si c'est nécessaire.

#### **I-2-D L'exploitation des pipelines :**

Un pipeline peut être détenu et exploité par une entreprise privée et ne transporter que les produits de son propriétaire, ou servir de transporteur public et être tenu d'acheminer les produits de n'importe quelle société, à condition que les prescriptions techniques du pipeline et les tarifs soient respectés. L'exploitation d'un pipeline couvre trois grands types d'opérations : la régulation, les stations de pompage du pétrole et de compression des gaz et

Les terminaux de livraison. Le stockage, le nettoyage, les communications et l'expédition sont également des fonctions importantes [6].

**a) La régulation :**

Quels que soient le produit transporté, le diamètre et la longueur du pipeline ou la nature du terrain, les stations de pompage, les pressions et les débits sont entièrement régulés de manière à assurer l'acheminement des quantités voulues et la continuité de marche. En général, un système informatique, placé sous la surveillance d'un opérateur, assure le contrôle et la commande des pompes, vannes, régulateurs et compresseurs sur l'ensemble du réseau à partir d'un poste central.

**b) Les stations de pompage du pétrole et de compression des gaz :**

Des stations de pompage du pétrole brut et des produits pétroliers, ainsi que des stations de compression des gaz, sont placées aux têtes de puits et le long du pipeline pour maintenir la pression et le débit. Les pompes sont entraînées par des moteurs électriques ou diesel et les turbines peuvent être alimentées au fioul, au gaz ou à la vapeur. Le plus souvent, ces stations sont à marche automatique et sans personnel.

On utilise couramment des pompes, avec ou sans canalisation de retour de la vapeur ou d'équilibrage de la pression, dans les petits pipelines transportant du gaz naturel liquéfié, du gaz naturel comprimé ou des gaz de pétrole liquéfiés. Des détecteurs de chute de pression signalent toute fuite, et des soupapes de sur débit ou d'autres dispositifs limitent l'écoulement en cas de fuite. Les cuves et les réservoirs de stockage peuvent être isolés de la canalisation principale par des vannes de réglage, des vannes automatiques ou des vannes à élément fusible, commandées manuellement ou à distance.

**c) Le stockage des produits :**

Les terminaux des pipelines de brut et de produits pétroliers comportent des cuves de stockage de dégagement vers lesquelles les produits peuvent être dirigés jusqu'à ce qu'une raffinerie, un utilisateur ou un autre terminal en ait besoin (voir figure 102.14). D'autres cuves, dans les stations de pompage, contiennent le combustible nécessaire au fonctionnement des moteurs diesel des pompes ou des groupes électrogènes. Le gaz étant extrait et transporté en continu, on procède, dans les périodes de faible demande comme l'été, au stockage du gaz naturel liquéfié et des gaz de pétrole dans des grottes naturelles ou des dômes de sel, en attendant de l'utiliser.

**d) Le nettoyage des pipelines :**

Les pipelines sont nettoyés à intervalles prévus ou lorsque cela est nécessaire pour maintenir le débit en réduisant les frottements et en conservant un diamètre intérieur aussi grand que possible. Un dispositif spécial, appelé « racleur », ou « ramoneur », est introduit dans le pipeline où il est propulsé par le pétrole d'une station de pompage à l'autre. A mesure qu'il avance, il enlève les impuretés, paraffines et autres dépôts accumulés sur les parois. Lorsqu'il atteint une station de pompage, il est récupéré, nettoyé et réintroduit dans la conduite jusqu'à la station suivante.

**e) Les communications :**

Il est indispensable qu'il y ait échange d'informations et accord sur l'ordonnement des acheminements, les débits de pompage, les pressions et les procédures d'urgence, entre les stations et opérateurs d'un pipeline et les clients qui expédient ou reçoivent du pétrole, du gaz ou des produits pétroliers. Certains exploitants de pipelines ont un réseau téléphonique privé qui transmet les signaux le long de la canalisation ; d'autres utilisent la radio ou des lignes de téléphones publiques. De nombreux pipelines ont des systèmes de transmission par micro-ondes ultrahaute fréquence pour les échanges informatiques entre le centre de régulation et les stations de pompage.

**f) L'expédition des produits pétroliers :**

Les produits pétroliers peuvent être expédiés de différentes manières. Dans un premier cas, le raffineur mélange son essence à des additifs spéciaux et expédie le lot de produit ainsi enrichi par pipeline jusqu'à son propre terminal pour distribution ultérieure à ses clients. Une autre méthode consiste, pour la raffinerie, à produire un lot d'essence appelé «frangible», élaboré pour répondre aux spécifications «produits» de l'exploitant d'un pipeline multiutilisateur, et à l'expédier aux terminaux de toute compagnie raccordés au pipeline. Dans une troisième méthode, les compagnies s'échangent des produits entre leurs terminaux afin d'éviter des transports et des manutentions supplémentaires. Les frangibles et les produits d'échange sont généralement mélangés et reçoivent des additifs au terminal d'arrivée, selon les spécifications de chaque compagnie qui s'y approvisionne. Enfin, certains produits sont expédiés par pipeline directement à de gros consommateurs commerciaux (carburacteur aux aéroports, gaz aux compagnies de distribution et fioul aux centrales thermiques).

**g) La réception des produits :**

Les exploitants de pipelines et de terminaux devraient mettre au point des programmes pour la réception des produits et leur transfert dans les réservoirs et coordonner leurs actions en cas d'incident sur le pipeline ou au terminal nécessitant l'arrêt ou le déroutement du produit. Les instructions concernant la réception devraient porter sur les points suivants : vérifier qu'il y a une capacité suffisante en réservoirs pour stocker la quantité envoyée, manœuvrer les vannes des réservoirs et du terminal en prévision de la livraison, s'assurer que le produit est dirigé sur le bon réservoir, procéder à des prélèvements et des contrôles sur le lot au début du transfert, faire des changements de lots et des commutations entre réservoirs si nécessaire, contrôler les réceptions, s'assurer qu'il n'y a pas de débordements et maintenir les communications entre le pipeline et le terminal. Il est utile de prévoir des communications écrites entre les opérateurs du terminal, en particulier lorsqu'il y a un changement d'équipe durant un transfert de produit.

**I-3 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 Généralement, pour les canalisations, on distingue les défauts suivants : les cratères de Corrosion, les fissures, les enfoncements, les éraflures et le défaut dit combiner (enfoncement + éraflures), On trouve trois grandes catégories représenté dans l'organigramme suivant :

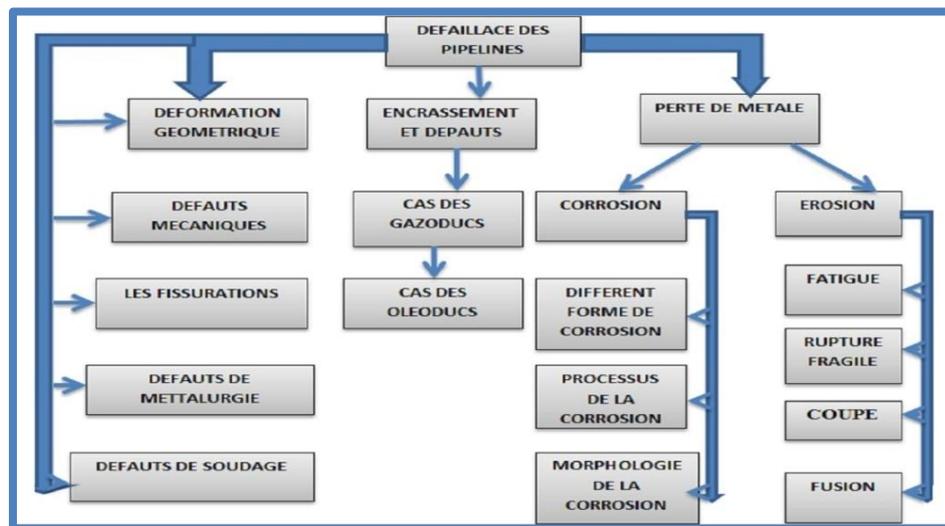


Figure I.1 : Organigramme présente les grandes catégories d'endommagement

### I-3-A Les cratères de corrosion :

Le problème de corrosion dans les pipelines à été traité par plusieurs auteurs Généralement la corrosion est très présente sur les canalisations métalliques, elle conduit à une diminution de l'épaisseur des canalisations dans les zones affectées comme la montre (la figure I.2) [7, 8, 9].



*Figure I.2 : Défaut de corrosion sur la paroi externe d'une canalisation métallique*

#### I-3-A-1 Mécanisme de corrosion des pipelines :

La corrosion des matériaux et plus particulièrement celle des canalisations désigne l'altération de ce matériau (cette canalisation) par réaction avec un oxydant (le dioxygène et le cation  $H^+$  en majorité), L'étude fondamentale des phénomènes de corrosion relève essentiellement de l'électrochimie, La corrosion des matériaux métalliques est électrochimique par nature; elle peut se définir aussi comme la destruction d'un métal par le biais de réactions de transfert d'électrons.

Ce type de corrosion se produit uniquement dans les conditions typiques d'une cellule électrochimique :

- Présence d'une anode et d'une cathode ; la connexion entre l'anode et la cathode permettant le transfert des électrons,
- La présence d'une solution électrolytique qui conduira les ions entre l'anode et la cathode.

On distingue deux types de corrosion dans les pipelines : la corrosion interne ou externe. La corrosion externe est maintenant freinée par des dispositifs de protection cathodique.

### I-3-A-2 Protection des pipelines contre le phénomène de corrosion :

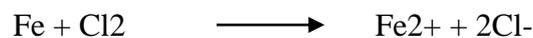
Pour protéger les pipelines contre la corrosion externe, on recouvre l'acier d'un revêtement isolant et on les relie à des appareils spéciaux appelés redresseurs pour protection cathodique.

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 posé 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 le cas de la corrosion interne des pipelines transportant par exemple des fluides, l'anode et la cathode sont des sites à la surface du métal qui présentent un potentiel électrochimique différent, La connexion électrique est assurée par le métal, et le fluide qui se trouve à l'intérieur du pipeline sert d'électrolyte.

La corrosion est un problème important car à l'origine d'un nombre importants d'accidents par rupture des canalisations. La corrosion est un phénomène qui dépend du matériau utilisé, de la conception de la pièce (forme, traitement, assemblage) et de l'environnement.

Le processus de corrosion peut également être ralenti en agissant sur la réaction chimique en elle-même. La formule de corrosion est donnée par :



Cette formule, correspond par exemple à la réaction de corrosion des canalisations métalliques d'eau potable par le dichlore gazeux servant initialement à détruire les microorganismes.

L'atmosphère contient des acides  $\text{HNO}_3$ ,  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , etc., résidus de combustion. Ces acides attaquent les métaux selon :



Ces phénomènes sont à la base de la corrosion atmosphérique qui n'a d'ailleurs pas lieu en absence d'humidité dans l'air, Les différents travaux réalisés à ce jour sur la rupture des canalisations à partir de défauts de corrosion sont basés sur des données expérimentales et la théorie de l'analyse limite est l'outil utilisé pour le traitement de ce genre de problèmes.

### **I-3-B Erosion :**

Le processus d'érosion est un phénomène surfacique associé à un enlèvement de matière causé par des impacts répétés des particules solides sur le matériau. Le problème d'érosion touche plusieurs secteurs industriels tels que les tuyaux, les réservoirs, les turbines, les composants hydrauliques, les pompes, les industries de procédés, ...etc.

En fait, l'élimination complète de l'érosion du matériau est impossible, mais l'étude des caractéristiques du matériau et le mécanisme de rupture est une manière de comprendre la cause de rupture qui permet de minimiser l'endommagement.

#### **I-3-B-1 Théorie de l'érosion :**

Le phénomène d'érosion des matériaux par des particules solides est un processus assez complexe. Les chocs entre les particules solides et la surface d'un matériau entraînent l'enlèvement de matière caractérisé par la rupture fragile. Les types et les dimensions des fissures qui se forment sur la surface, durant l'impact, sont largement étudiés et dépendent de plusieurs facteurs : forme, masse, vitesse des particules, dureté et ténacité du matériau.

#### **I-3-B-2 Mécanismes de l'érosion par des particules solides :**

Les actions mécaniques, chimiques et thermiques sont l'origine des séparations de la matière tel un débris d'érosion, mais les moyens pour atteindre ces actions sont différents. En général, on distingue quatre mécanismes principaux d'érosion par impact des particules solides : coupe, fatigue, rupture fragile et fusion.

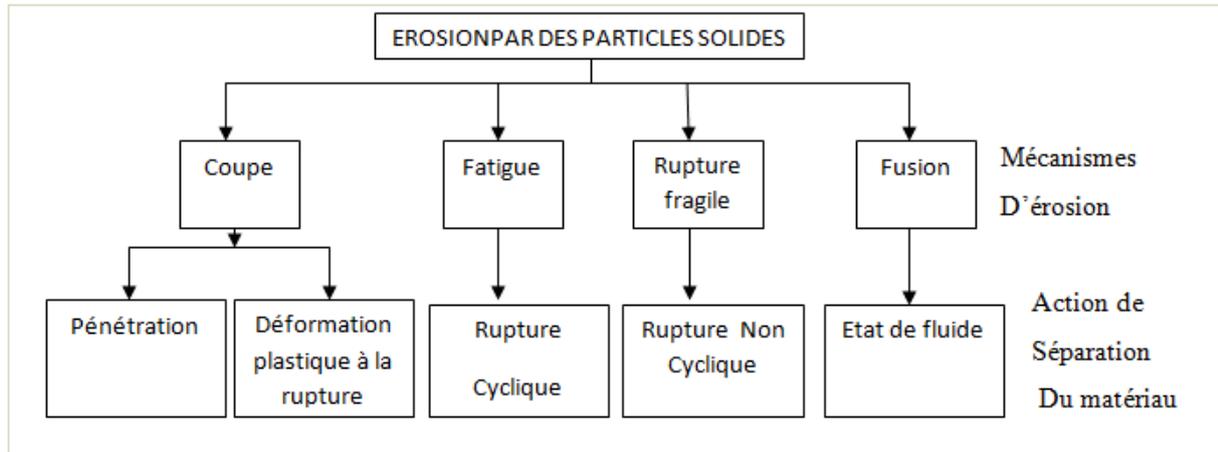


Figure I.3 : Mécanismes d'érosion par des particules

Les actions de coupe peuvent être classées en découpage par pénétration de particules ou en déformation plastique à la rupture, On suggère les mécanismes possibles de l'érosion par impact des particules solides : érosion abrasive, fatigue de surface, rupture fragile, déformation ductile, fusion de surface, érosion macroscopique et érosion atomique.

❖ **Erosion abrasive (Coupe)**

Lorsque des particules frappent une surface à faible angle d'impact, le mécanisme est appelé érosion abrasive. Quand le sable abrasif frappe une surface, il roule ou glisse provoquant l'érosion par frottement ou par découpage. La matière est enlevée par griffures ou par démolition des bords aigus des particules, en formant de petites cicatrices.

❖ **Fatigue de surface**

Ce mécanisme d'érosion ressemble à l'usure par fatigue des surfaces roulées. Lorsque les particules frappent une surface avec un grand angle d'impact et une basse vitesse, la surface ne subit aucune déformation plastique. Cette surface est affaiblie par fatigue, et des fissures apparaissent après des impacts répétés. Les particules se détachent de la surface après plusieurs impacts.

### ❖ Déformation plastique

La déformation plastique de la surface a lieu en raison de la formation des écailles autour du point d'impact, lorsque les particules frappent la surface élastique avec une vitesse moyenne et un grand angle d'impact. En répétant l'impact sur les écailles, le matériau se détache tels des débris.

### ❖ Rupture fragile

Lorsque les particules impactent une surface fragile avec un grand angle d'impact et une vitesse moyenne, l'érosion se fait par rupture fragile. Si les particules sont aigües, la fragmentation fragile s'effectue par détachement des particules de la matière

### I-3-C Les fissures :

Au cours des dix dernières années, plusieurs études ont été réalisées dans le domaine d'évaluation et de contrôle de la nocivité des défauts de surfaces dans les pipelines [10, 11]. 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 longitudinalement en usine, par contre les soudures bout à bout (soudure de raboutage) sont réalisées sur chantier (voire Figure I.4).

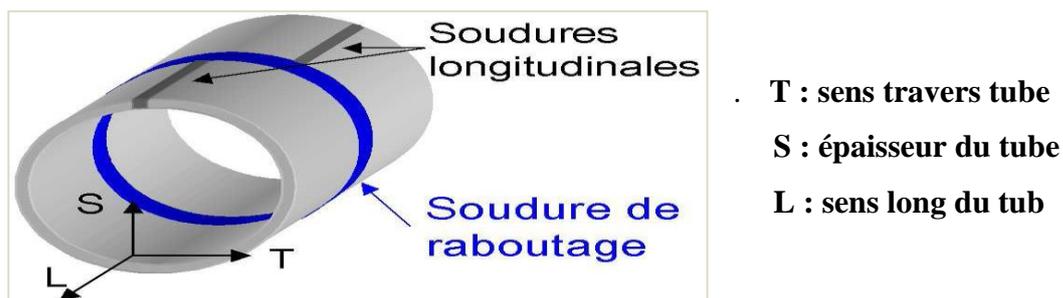
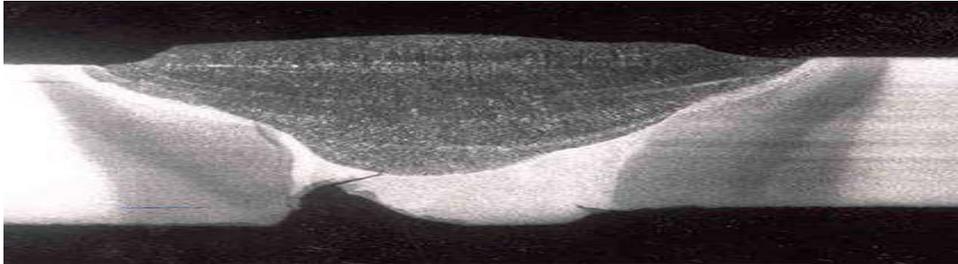


Figure I.4 : Soudure de raboutage et longitudinale dans une canalisation

Les soudures longitudinales 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 [12, 13, 14].

Les défauts rencontrés dans les joints soudés sont généralement assimilés à des fissures, comme celles résultant d'un manque de pénétration de la matière (voir figure I.5).



*Figure I.5 : Fissure dans des joints soudés*

### **I-3-D Les éraflures :**

Lors des opérations de maintenance des tuyaux, il arrive que par maladresse ou négligence ou par défaut de précautions, le tuyau soit soumis à des agressions mécaniques. Lorsque les personnes intervenant sur chantier n'arrivent pas localiser le tuyau enterré avec suffisamment de précision, il arrive fréquemment que le tuyau soit soumis à un choc provoqué par un outil (coup de pic par exemple) ou un engin de chantier (choc d'une dent de godet par exemple). La plupart du temps, l'incident passe inaperçu ou n'est pas signalé tout simplement.

#### **I-3-D-1 Définition d'une éraflure :**

Une éraflure est un endommagement superficiel de la surface dû à un contact avec un objet étranger qui provoque un enlèvement de matière, 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 [15].

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 (voir figure I.6).



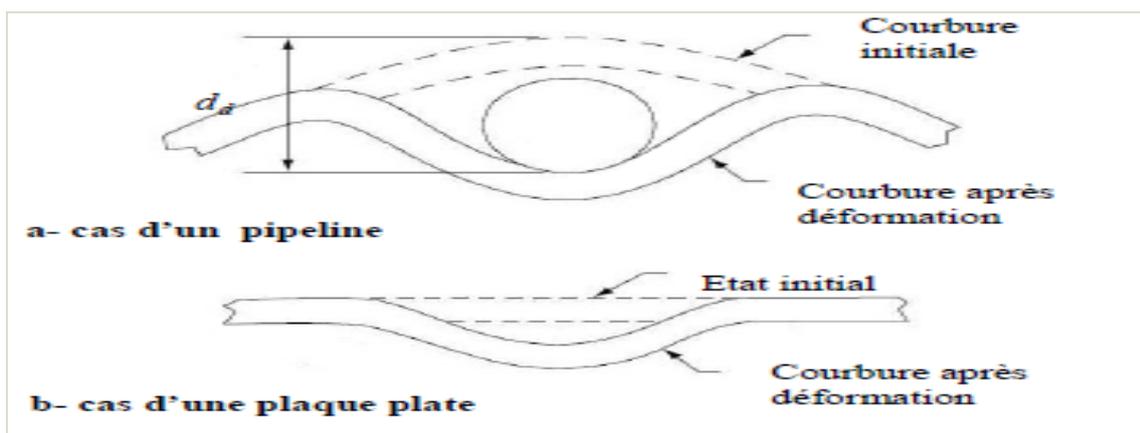
*Figure I.6 : Photo d'une explosion d'un tuyau de gaz impacté par un godet d'engin*

### I-3-E Les Enfoncements :

Lors des opérations de maintenance des canalisations, il arrive par maladresse ou négligence que le tuyau soit soumis à une agression externe. Les enfoncements sont l'un des endommagements qu'on peut rencontrer sur les tuyaux impactés.

#### I-3-E-1 Définition d'un 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 ancras 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 (voir figure I.7).



*Figure I.7 : Géométrie d'un enfoncement*

Un enfoncement provoque une concentration locale de contrainte et de déformation et une réduction locale du diamètre du tuyau. La présence des enfoncements dans les tuyaux peut se résumer au cas suivants [16, 17] :

- indentation lisse (Plain dent) : ce type d'enfoncement correspond à celui où il n'y a pas de réduction de l'épaisseur de la paroi du tube.
- Indentation pliée : c'est un enfoncement qui provoque un changement brusque de la paroi du pipeline
- indentation dans des soudures, cette configuration traduit la combinaison d'un enfoncement et d'un autre défaut car les soudures sont susceptibles de présenter des fissures

### I-3-F Les défauts combinés (enfoncements + éraflures) :

Un enfoncement est une déformation plastique permanente de la section du pipeline du à un contact avec un corps étranger (agression externe), ce même contact peut aussi provoquer un enlèvement de la matière. Dans ce cas, on se retrouve dans une situation où on a un défaut combiné (enfoncement + éraflure), voir figure Ce type de défaut est très compliqué car il implique des non linéarités géométriques et matérielles.

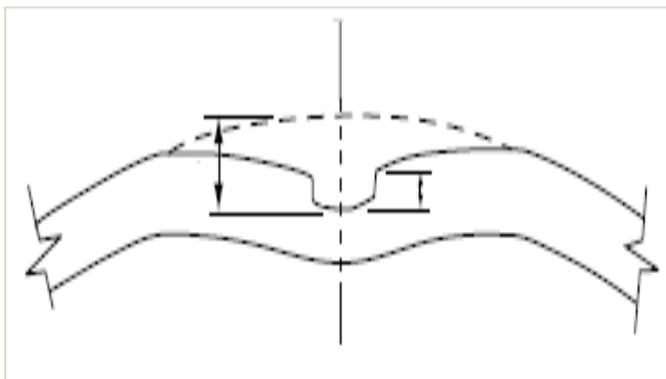


Figure I. 8 : Géométrie d'un défaut combiné

La présence d'un défaut tel qu'un enfoncement + éraflure dans une canalisation est très dangereuse. En effet, en plus de la concentration de contraintes provoquée par l'agression externe, il y a aussi une réduction de l'épaisseur du pipeline due à la présence de l'éraflure. En conséquence, on constate une diminution locale de la résistance mécanique de la canalisation.

Les relations empiriques qui permettent la prédiction de la pression d'éclatement d'un enfoncement contenant une éraflure sont proposées par British Gaz [18, 19].

## **I-4 Différents Modèles de Rupture Disponibles pour les Enfoncements et Les éraflures :**

Lorsqu'un corps étranger agresse une canalisation, il peut provoquer l'un des trois défauts suivant : soit un enfoncement seul, soit une éraflure seule soit l'association des deux en même temps. Les outils utilisés pour contrôler la nocivité de ces défauts sont adaptés et choisis selon le type du défaut rencontré.

### **I-4-A Cas d'un enfoncement seul :**

Les enfoncements dans les canalisations ne sont pas les défauts les plus sévères, néanmoins la question de leur nocivité se pose toujours : est-ce qu'un enfoncement peut réellement affecter la pression d'éclatement de la canalisation ?

Le premier paramètre d'influence d'un enfoncement est sa profondeur. Néanmoins, la forme géométrique de ce dernier peut aussi avoir une influence significative et elle a une relation directe avec la forme du corps étranger qui impacte le pipeline. Des études ont montrées qu'un enfoncement qui se trouve dans un joint soudé n'a pas la même influence sur la pression d'éclatement que celui qui est en éloigné [20, 21].

Il n'y pas à ce jour de méthode analytique publiée qui permette d'évaluer la pression d'éclatement d'un pipeline contenant un enfoncement seul et simple. Des résultats d'essais d'éclatement sont utilisés pour déterminer une limite empirique d'acceptabilité d'un enfoncement simple.

British gaz a déclaré qu'une profondeur inférieur ou égale à 8 % du diamètre extérieur d'un pipeline (et qui peut aller jusqu'à 24%) affecte très faiblement la pression d'éclatement d'un pipeline [18, 21, 22]. Des études récentes ont été menées par l'EPRG qui montrent qu'un enfoncement situé « loin » par rapport à un joint de soudure avec une profondeur allant jusqu'à 10% du diamètre extérieur du pipeline ne conduit pas à la rupture en appliquant une contrainte de membrane inférieur à 72% de la limite d'élasticité.

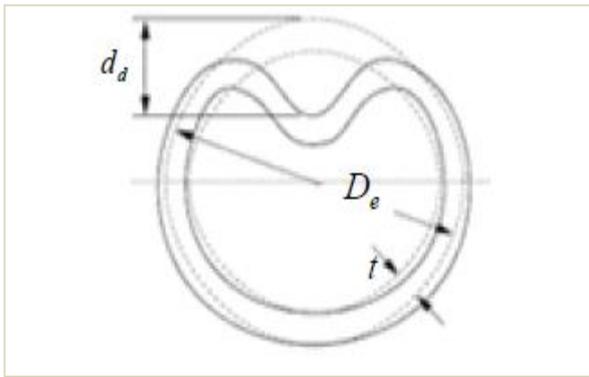


Figure I. 9 : Allure d'un enfoncement simple sur un pipeline

La limite d'acceptabilité d'un enfoncement dans ce cas est donnée par la formule empirique

suivante :

$$\frac{d_d}{D_e} \leq 10 \%$$

Avec :

- $d_d$  est la profondeur maximale de l'enfoncement à l'instant de l'endommagement dans le cas d'une canalisation non soumise à une pression interne, en (mm)

- $D_e$  est le diamètre extérieur du pipeline, en (mm).

La pression interne dans les canalisations pousse l'enfoncement vers l'extérieur. Ainsi la mesure de la profondeur d'un enfoncement dans le cas d'un pipeline en service (sous pression) doit être corrigée avant l'application de critère précédent. L'EPRG a trouvé une relation empirique entre la profondeur de l'enfoncement dans le cas d'une canalisation non pressurisée et celle soumise à une pression interne, cette relation est donnée par la formule suivante :  $d_d = 1.43 d_e^d$

#### I-4-B Cas d'une éraflure seule :

L'évaluation de la pression d'éclatement des canalisations présentant des défauts externes (Éraflure, indentation, rayure, ...) date des années 60 et 70 (Institut Battelle, équations NG-18) [7].

Un critère de rupture a été développé et validé à partir de résultats d'essais d'éclatements. Les défauts sont simulés par des entailles usinées en V orientées longitudinalement. Les équations de NG-18 sont les plus performantes pour évaluer les canalisations contenant des éraflures.

#### I-4-C Cas d'un défaut combiné (enfoucement + éraflure) :

Nous avons précédemment mentionné qu'un enfoucement est une déformation plastique permanente de la section de la canalisation due à un contact avec un corps étranger. Ce même contact peut aussi provoquer un enlèvement de matière. Dans ce cas, on se retrouve dans une situation où l'on a affaire à un défaut combiné (un enfoucement + une éraflure). Ce type de défaut est très compliqué car il implique des non linéarités géométriques et matérielles. Ces non linéarités sont dus essentiellement à des modifications locales des propriétés mécaniques du matériau ainsi que la géométrie du tube tel que la réduction d'épaisseur.

Les canalisations ayant des indentations et des éraflures présentent une concentration de contraintes élevée, un amincissement de la paroi, début de fissure, ...etc.

Le mouvement de l'indentation vers l'extérieur sous l'effet de la pression interne favorise l'amorçage et la croissance des fissures à la base de l'éraflure [22].

L'API 579 [10], stipule que l'enfoucement va disparaître sous l'effet de la pression interne, mais cela n'est pas toujours observé dans tous les cas. Cependant, si l'enfoucement demeure sous pression interne de service, la profondeur utilisée dans les différentes évaluations à rupture est alors donnée par la formule suivante

$$d_d = d^p \left( -0.22 \ln \left[ \frac{\sigma_\theta}{\sigma_f} \right] \right)^{-1} \quad (I.1)$$

- $d_d$  est la profondeur maximale de l'enfoucement à l'instant de l'endommagement en (mm)
- $d(p, d)$  est la profondeur de l'enfoucement après retour élastique en (mm).
- $\sigma_y$  la contrainte circonférentielle associée à l'enfoucement en (MPa).
- $\sigma_f$  la contrainte d'écoulement plastique en (MPa), elle est donnée par la formule Suivante :  $\sigma_f = \sigma_y + 96 \text{ Mpa}$

Les relations empiriques pour prédire la pression d'éclatement d'une indentation contenant une éraflure dans une canalisation sont proposées par plusieurs auteurs et codes : British Gaz [21,23], EPRG [19], Battelle [12, 24]. API 579 [20], ...

Les deux modèles les plus utilisés pour la prédiction de la contrainte de rupture d'une canalisation présentant un enfoucement associé à une éraflure sont :

1. Le facteur empirique Q développé par Battelle institut.
2. Le modèle indentation-éraflure (dent-gouge) développé par British gaz et adopté par EPRG

#### I-4-C-1 Le modèle du facteur empirique Q :

Les chercheurs de Battelle institut ont développé un modèle empirique pour la prédiction de la pression d'éclatement d'une canalisation présentant un enfoncement associé à une éraflure. Ce modèle est basé sur 30 essais d'éclatement de tubes [23, 25]. Les défauts sont réalisés à pression nulle. La contrainte de rupture normalisée par la contrainte d'écoulement est reliée à un paramètre empirique appelé Q.

Le facteur Q est défini comme une fonction de l'énergie d'impact Charpy, de la profondeur de l'enfoncement, de la longueur de l'éraflure et de sa profondeur. L'équation est donnée comme suit :

$$\frac{\sigma_r}{\sigma_f} = \frac{(Q-300)^{0.6}}{90} \quad (I.2)$$

$$Q = \frac{c_v}{\left(\frac{d_r}{2R_e}\right)(2c)\left(\frac{a_g}{t}\right)} \quad (I.3)$$

$$\sigma_f = \sigma_y + 69 Mru \quad (I.4)$$

Avec :

$\sigma_r$  : La contrainte à rupture

$\sigma_f$  : La contrainte d'écoulement

$\sigma_y$  : La limite d'élasticité

$d_d$  : La profondeur de l'enfoncement, en (mm)

$2c$  : La longueur du défaut (éraflure), en (mm)

$R_e$  : Rayon externe du pipeline, en (mm).

#### I-4-C-2 Le modèle dent-gouge de British Gaz :

Le modèle enfoncement + éraflure s'applique à un enfoncement axialement orienté avec une largeur constante et contenant une entaille simple aigue, infiniment longue et située à la

base de l'enfoncement. Les longueurs de l'enfoncement et de l'éraflure ne sont pas considérées. La formule suivante est utilisée (I.5) [19] :

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\sigma_f} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[ \exp - \left\{ 113 \frac{1.5\pi E}{\sigma_F^2} \left[ Y_1 \left( 1 - 1.8 \frac{d_d}{D_e} \right) + Y_2 \left( 10.2 \frac{Rd_d}{tD_e} \right) \right]^{-2} \exp \left[ \frac{\ln(0.738 cv) - k_1}{k_2} \right] \right\} \right]$$

Avec :

$$\left. \begin{aligned} \sigma_f &= 1.15 \sigma_0 \left( 1 - \frac{a_g}{t} \right) \\ Y_1 &= 1.12 - 0.23 \left( \frac{a_g}{t} \right) + 10.6 \left( \frac{a_g}{t} \right)^2 - 21.7 \left( \frac{a_g}{t} \right)^3 + 30.4 \left( \frac{a_g}{t} \right)^4 \\ Y_2 &= 1.12 - 1.39 \left( \frac{a_g}{t} \right) + 7.32 \left( \frac{a_g}{t} \right)^2 - 13.1 \left( \frac{a_g}{t} \right)^3 + 14 \left( \frac{a_g}{t} \right)^4 \\ K_1 &= 1.19 \\ K_2 &= 0.57 \\ d_d &= 1.43 d_d^p \end{aligned} \right\} \quad (I.6)$$

Ce modèle est basé essentiellement sur des essais d'éclatement où les défauts ont été réalisés, Ce modèle est basé essentiellement sur des essais d'éclatement où les défauts ont été réalisés à pression nulle.  $K_1$  et  $K_2$  sont deux facteurs de correction. Il faut bien noter que cette correction est basée sur un nombre limité d'essais.

Ce modèle comprend deux termes : le premier prend en compte la traction sur le tube, le second le moment fléchissant.

$Y_1$  et  $Y_2$  sont deux fonctions de correction géométrique d'un défaut de type fissure dans une plaque soumise à l'effet du chargement par une contrainte de membrane et une contrainte de flexion.

Dans l'équation (I.5) :

- $Y_1$  multiplié par le premier terme est une correction de la contrainte de membrane dans un enfoncement.
- $Y_2$  multiplié par le second terme est une correction de la contrainte de flexion dans un enfoncement.

British Gaz, recommande ce modèle pour évaluer la pression d'éclatement dans le cas d'une canalisation contenant un enfoncement et une éraflure orientée axialement. Néanmoins, le modèle (enfoncement + éraflure) ne donne pas d'estimation de la limite inférieure de la pression d'éclatement (contrainte à rupture) dans le cas d'un défaut combiné [24].

L'étude du défaut combiné (enfoncement + éraflure) est donc très compliquée. La morphologie de l'endommagement est telle que même les techniques d'inspections aux ultrasons ne sont pas fiables [25].

#### I-4-C-3 Gamme d'applicabilité du modèle « dent-gouge » :

Les résultats de calculs donnés par le modèle « dent-gouge » sont comparés aux résultats expérimentaux de 162 essais d'éclatement à grande échelle sur des anneaux contenant des défauts combinés (enfoncement + éraflure). Les différentes caractéristiques géométriques et mécaniques des défauts et des nuances étudiées sont résumées dans le tableau ci-dessous [26].

Diamètre du pipeline, mm	216.3 - 1066.8
Epaisseur du pipeline ( $t$ ), mm	4.8 - 20
Rapport $2Re/t$	33.6 - 107.7
Type de Nuance d'acier (API 5L)	X42 - X65
Limite d'élastique, MPa	279.2 - 543.3
La résistance ultime du matériau, MPa	475 - 701.2
Energie d'impact de Charpy (2/3 épaisseur), j	16.3 - 130.7
Profondeur enfoncement $dd$ , mm	1.5 - 146.5
Rapport $dd/De$	0.42 - 18
Profondeur de l'entaille (éraflure, $ag$ )	0.18 - 6.1
$ag/t$	0.014 - 0.51
Longueur de l'entaille ( $2c$ ), mm	50.8 - 810
Pression d'éclatement, Bars	9.72 - 252.4
Contrainte à rupture, MPa	29.2- 626.8

Tableau I. 1 : Conditions pour l'application du modèle « dent-gouge »

#### **I-4-D Méthodes et outils pour évaluer et contrôler la nocivité des défauts dans les canalisations :**

##### **I-4-D-1 L'analyse limite :**

La théorie de l'analyse limite a fait son apparition à la fin des années 30, elle constitue une partie de la théorie de la plasticité liée à un comportement élastique parfaitement plastique. A partir des années 50, plusieurs études ont débuté sur les défauts dans les pipelines en utilisant l'analyse limite et plus particulièrement les études menées à l'institut Batelle aux USA.

L'objectif de ces études étant de donner des solutions analytiques pour le calcul des charges ultimes (Pression ultime). Cela a conduit par la suite à un remplacement progressive du concept de dimensionnement basé sur la notion de la contrainte admissible par celui basé sur les états limites de chargement. L'analyse limite a été utilisée dans un premier temps pour les tubes corrodés, par la suite elle a été appliquée aux tubes fissurés et récemment on a étendu son utilisation aux tubes enfoncés

##### **I-4-D-2 Quelques rappels sur l'analyse limite appliquée aux matériaux :**

Le calcul de la charge limite d'une structure supposée composée de matériaux rigides parfaitement plastiques, par la méthode de l'analyse limite, nécessite de respecter les hypothèses suivantes :

- Le matériau est rigide parfaitement plastique,
- La loi de comportement est conforme au principe du travail maximum. C'est à dire que les contraintes vérifient un critère de plasticité  $f(\sigma) = 0$ , supposé convexe qui est aussi une fonction potentielle des vitesses de déformation respectant la règle d'écoulement dite loi de normalité,
- Les conditions aux limites sont compatibles avec l'écoulement libre de la structure,
- Les vitesses de déplacements et de déformation sont suffisamment petites.

Les contraintes sont admissibles dans un matériau élastique parfaitement plastique si elles vérifient le critère de plasticité de Von Mises donnée par :  $F(\sigma) \leq \sigma_y$  en un point quelconque.

## **I.5 Conclusion :**

Les canalisations transportant des gaz et des fluides contiennent souvent des défauts pouvant conduire à leur rupture. Ces défauts sont classés en cinq types majeurs : les piqures et cratères de corrosion, les fissures, les entailles (éraflures), les enfoncements (indentations) et les défauts dits combinés (enfoncements + éraflures).

La différence de géométrie et de nature des défauts ont amené les chercheurs à créer des outils spécifiques pour chaque type de défaut en se basant sur l'analyse limite, la mécanique de rupture et la mécanique de rupture d'entaille, ainsi que l'analyse par éléments finis et l'expérimentation.

L'étude bibliographique réalisée correspond à l'état de l'art sur les différents types de défauts contenus dans les canalisations rencontrés dans la littérature ainsi que les outils adaptés pour l'analyse et le contrôle de la nocivité de ces défauts. On s'est attaché plus particulièrement aux deux types de défauts suivants : les enfoncements et les défauts dits combinés (enfoncements + éraflures).

En ce qui concerne les enfoncements seuls, à ce jour aucun modèle analytique ne prévoit la profondeur critique de ce dernier à l'exception des travaux réalisés par British gaz basés sur des essais expérimentaux.

Ils suggèrent une profondeur critique d'un enfoncement seul et simple égale à 10% du diamètre extérieur du pipeline dans le cas où il n'est pas sous pression interne et à 7% du diamètre extérieur du pipeline dans le cas où il est soumis à une pression interne.

En parallèle des études menées sur les enfoncements seuls, les défauts dits combinés (enfoncement + éraflure) sont aussi un sujet qui préoccupe de plus en plus les chercheurs car ce type de défaut est considéré comme plus dangereux qu'un enfoncement seul en raison de la diminution de l'épaisseur due à l'éraflure ou à la griffure qui est supposée se trouver à la base de l'enfoncement.

***Chapitre II :***  
***Méthode***  
***D'inspection et***  
***Maintenance Des***  
***Pipelines***

## **II.1 Introduction :**

Le transport des hydrocarbures par pipeline est réputé d'une grande fiabilité. Cependant, la multiplication des accidents plus ou moins graves, notamment dus à la corrosion, ainsi que leur incidence sur l'économie mondiale et leur impact sur l'environnement rendent ce transport de plus en plus préoccupant.

La moitié du réseau mondial d'oléoducs et de gazoducs, doté d'un parc de plusieurs millions de kilomètres, a aujourd'hui plus de quarante ans. Ne pouvant être remplacé dans sa totalité, il va devoir subir des contrôles d'intégrité de plus en plus fréquents.

S'il est impossible d'inspecter sérieusement ces conduites par l'extérieur aussi bien à terre qu'en mer, l'inspection en ligne est actuellement la réponse la plus adaptée à ce challenge titanesque.

Premier ouvrage sur le sujet, Inspection en ligne des pipelines décrit avec une grande précision l'ensemble des techniques robotisées de contrôle non destructif utilisées pour l'auscultation interne des canalisations en production. Écrit par un des concepteurs de ces instruments ou racleurs instrumentés, l'approche y est à la fois théorique et pragmatique et couvre tous les domaines de l'acquisition de données en milieu hostile.

On trouve les outils de contrôle géométrique, d'épaisseur de contrainte, de cartographie ainsi qu'une multitude d'autres technologies répondant aux problèmes spécifiques des producteurs et exploitants, Destiné en particulier aux professionnels de l'industrie pétrolière et gazière, cet ouvrage ne manquera pas d'intéresser également les acteurs de l'environnement et du développement durable ainsi que les scientifiques et techniciens préoccupés de mesures automatiques en milieu extrême [27].

Les pipelines sont des outils essentiels de transport massif de fluides (liquides, liquéfiés ou gazeux) sur de grandes distances comme sur de petites liaisons. Ils allient débit important et discrétion et confirment année après année qu'ils sont le mode le plus sûr et le plus écologique de transport des hydrocarbures.

Toutefois, si leur enfouissement permet cette discrétion dans la performance, il est aussi problématique dès lors qu'il faut envisager d'assurer la maintenance de ces ouvrages de

transport. Ceci est en particulier le cas pour vérifier l'efficacité des mesures préventives mises en œuvre pour faire face aux diverses menaces auxquelles est soumise une canalisation enterrée ou sous-marine : milieu agressif, endommagement par des tiers ou par des éléments de terrain, fluide transporté corrosif, Il a donc été développé des outils qui permettent d'inspecter les pipelines de l'intérieur, Ces outils sont appelés racleurs ou pistons. Lorsqu'ils comportent des éléments de mesure et d'enregistrement, ils sont qualifiés d'instrumentés ou d'intelligents, Ce bref article propose un aperçu synthétique des différents types de racleurs instrumentés et des principes d'utilisation associés.

## **II-2 Méthode d'inspection des pipelines :**

### **II-2-A Méthode d'inspection des risques d'une conduite :**

Le pipeline, comme tout établissement construit par l'homme, présente des dangers qui, selon la qualité de la conception, de l'utilisation et de la maintenance, peuvent constituer des risques plus ou moins grands pour les populations et l'environnement [28].

Les risques découlent des dangers :

- Le danger est une condition ou une pratique qui peut conduire à un incident susceptible d'engendrer des dégâts importants s'il n'est pas maîtrisé.
- Pour chacune d'entre elles, il faut examiner les parades ou « barrières » qui peuvent éviter cet enchaînement et qui donc préviendront l'incident.

Ces barrières sont rarement d'une efficacité absolue et il est indispensable d'en estimer la fiabilité pour choisir celles qui donneront les meilleures garanties, l'expérience de l'exploitant est précieuse pour faire ces choix.

#### **II-2-A-1 protection :**

La prévention ne permet pas de supprimer tous les risques, pour ceux qui subsistent, il faut trouver des protections pour réduire les conséquences de l'incident.

L'exemple des dalles de protection d'un pipeline montre bien les améliorations qui peuvent être apportées, mais aussi leurs inconvénients :

« Une dalle de béton coulée au-dessus du pipeline empêche les agressions des tiers et prévient l'incident. En cas de fuite liée à une corrosion de l'acier de la paroi du tube, le jet liquide qui se vaporiserait au contact de l'air est stoppé et la risque se trouve grandement diminué. Les riverains sont protégés, en revanche, cette dalle gênera les opérations de contrôle du revêtement et les interventions de maintenance décidées suite aux diverses inspection. » [28].

### **II-2-B Méthode d'inspection Pipeline 3D : (logiciel Pipe check)**

Les exploitation de pipelines et les entreprises de services en contrôle non destructif (CND) doivent composer avec la pression toujours grandissante des autorités réglementaires et des écologistes, et doivent veiller à l'intégrité du réseau de pipelines tout en gardant les couts de maintenance au plus bas, les équipes sur le terrain subissent aussi une grande pression pour réaliser les inspection le plus rapidement possible afin que le site d'excavation soit remblayé et le pipeline remis en service dans les plus brefs délais.[29], Compte de ces facteurs, il est primordial d'utiliser des outils d'inspection de surface faibles efficaces et faciles à utiliser.

Pour répondre à ce besoin, creafom a développé la solution Pipe check pour l'évaluation de l'intégrité des pipelines la solution comprend un scanner à main **Handy SCAN 3D** ainsi que le logiciel Pipe check, une Plateforme unique permettant de faire l'évaluation de la corrosion et des dommages mécaniques sur les pipelines grâce à cette technologie de numérisation 3D unique et à ce nouveau logiciel innovateur, l'inspection de surface a été complètement réinventée.

Les pipelines en service doivent faire l'objet d'inspections sur place afin d'évaluer la profondeur des enfoncements ou l'ampleur des rayures qu'ils ont subies, de même que leur durée de vie utile restante.

Si l'intégrité du réseau de pipelines doit être assurée, les coûts doivent néanmoins être maintenus au plus bas. Compte tenu de ces facteurs, les exploitants de pipelines doivent considérer les critères de portabilité, de rapidité de mesure, de stockage de données et de répétabilité lorsqu'ils font le choix d'un appareil d'inspection.



Figure II.1 : l'évaluation de l'intégrité des pipelines [29]

### II-2-B-1 Fonctions principale

- Le lien dynamique résultant entre la canalisation et le scanner préserve l'exactitude et la résolution en environnement vibratoire sur le terrain
- La qualité des données acquises peut être vérifiée en temps réel pendant l'acquisition
- La répétabilité des données est assurée par le design du scanner, les calculs préprogrammés et les rapports automatisés
- Conforme aux exigences du code (*code ASME B31G*)
- Mesure de rayon
- Mesure de la profondeur maximale dans les deux directions, à l'aide d'une règle rectifiée
- Détection automatique de la profondeur maximale
- Création automatisée de coupes transversales 2D dans les deux directions et à profondeur maximale
- Outil intuitif de création de vues transversales
- Colorimétries 3D et 2D de la zone endommagée
- Outils de visualisation qui permettent de bien évaluer la forme de l'enfoncement
- Rapport de profondeur sur diamètre
- Diamètre maximal à 90 degrés de l'enfoncement
- Mesure en longueur et en largeur de chaque enfoncement
- Analyse d'enfoncements multiples
- Évaluation interne et externe

- Profondeurs personnalisables (export en MS Excel)
- Vue prédéterminé

## **II-3 Description des racleurs instrumentés :**

### **II-3-A Racleur instrumentés :**

Le développement des pipelines et l'avènement avec eux des premiers accidents-fuites éclatement et leurs dommages collatéraux ont conduit les sociétés de pipelines a développé.

Les racleurs précités sont tous exploités en dynamique, la ligne en pompage donc sans handicap majeur pour l'exploitant du pipeline. L'analyse des données enregistrées s'effectue après transfert, au bureau [30].

D'autres catégories de racleur ont été développées :

- ❖ **Les racleurs ombilicaux :** ils ont les mêmes fonctions que les premiers cités, mais ont été développés à l'usage des canalisations en installation concentrées, non raclables par les engins adaptés aux grandes lignes. Ils sont utilisés notamment en raffineries et dépôts de stockage.
- ❖ **Les racleurs bouchons :** ils ont été développés dans les années 1980. Contrairement aux racleurs précédents, leur exploitation s'effectue ligne à l'arrêt et en pression en recherche et localisation de fuite.

### **II-3-B Configuration standard du racleur instrumenté :**

#### **❖ Généralités :**

Pour tout racleur instrumenté les défauts recherchés doivent être localisables facilement sur le terrain, indépendamment de la longueur de la ligne [31].

Pour les deux principaux racleurs que sont les contrôleurs de géométrie et les détecteurs de corrosion/mesureurs d'épaisseurs, les mesures stockées ne concernent pour 99.9 % d'entre elles que les soudures et les auxiliaires de lignes tels que les brides clapets robinets cintres, etc.

Donc un défaut. Enfoncement pour l'un ou corrosion pour l'autre sera systématiquement encadré par deux soudures identifiant un tube recensé par le carnet de soudures et parfaitement situable dans la commune traversée.

Ces deux sortes de racleurs s'auto positionnent donc par le repérage des tubes et accessoires de ligne. Ils sont également équipés d'un odomètre performant.

Il est observé que pour les racleurs détecteurs de fuites (MLD) « **maihak leak detector** », la localisation du défaut est plus compliquée.

Tous ces engins ont une allure générale fonction de leur mission, du diamètre et de la longueur de la ligne à inspecter, soit schématiquement :

- ❖ Les contrôleurs de géométrie ainsi que les détecteurs de fuite sont mono corps, quels que soient le diamètre et la longueur de la ligne
- ❖ Les mesureurs d'épaisseur et détecteurs de corrosion sont multi corps, fonction du diamètre et de la longueur de ligne.

❖ **Energie embarquée :**

Le courant de bord est assuré par des batteries ou des piles logées dans un ou plusieurs modules du racleur. La capacité embarquée est adaptée par le nombre de modules à la durée prévue d'inspection. Cette durée est de l'ordre de 50 heures pour une ligne de 280 km entre gares.

❖ **Stockage des données :**

Les quantités de données à stocker à bord sont fonction des besoins de chaque type d'engin pour les racleurs type mesureur d'épaisseur, l'inspection d'une ligne de Ø40 de 280 km ayant une surface intérieure à inspecter de 900 000 m<sup>2</sup> nécessite une capacité importante de stockage, Alors qu'un détecteur de fuite dans cette même ligne en nécessitera dix mille fois moins.

❖ **Comptage kilométrique (odomètre) :**

Une ou deux roues diamétralement opposées en appui sur le tube distribuent des tops de comptage dont le pas est compris entre 0.1 et 5 cm suivent les engins, cette définition du pas de mesure correspond au niveau de précision souhaité dans la description du défaut.

Dans la configuration deux roues celles-ci sont couplé en « **maitre-esclave** ».

Dans ces deux types de racleurs le comptage orchestre toutes les mesures.

❖ **Repérage en site des défauts :**

Il est important, pour faciliter ultérieurement la visualisation du défaut, d'en connaître la position horaire (en regardant l'aval, 3h est à 90° sur la droite). Pour cette fonction le racleur peut être équipé comme sur les navires de guerre d'un « repère gyoscopique » cette fonction est assurée à

bord par un gyroscope statique ou, plus simple mais moins précis par un disque inertiel, fou sur son axe, gardant une position verticale quelle que soit la rotation en ligne du racleur.

❖ **Système de dépouillement des données :**

Il est composé d'un système informatique propre aux engins composé de plusieurs PC et d'écrans de grandes dimensions pour faciliter l'interprétation par l'imagerie. Si le carnet de soudures d'origine est numérisé, il peut être intégré dans le logiciel de dépouillement.

**II-3-C Les racleurs de contrôles géométriques :**

Il est le premier véritable racleur instrumenté, opérationnel depuis les années 1650 il est mis en œuvre sous le nom **calibrer** (appellation générique de ce type de racleur) par la société **TD Williamson** aux Etats-Unis [32].

Utilisé Pour localiser les déformations géométriques – majoritairement des enfoncements sa structure lui permet de passer des réductions de diamètre de 30%, Cette catégorie de racleur est la plus sollicitée. Les raisons de son lancement sont multiples il est utilisé pour les contrôles suivants :

- Recette d'une ligne après sa pose
- Examen d'une ligne après un glissement de terrain un séisme, une inondation....
- Examen d'une ligne traversant un cours d'eau ayant subi une forte crue
- Vérification de la ligne, précédant le lancement d'un racleur d'un autre type
- Contrôle périodique des lignes
- Examen de l'effet de toit

Les contrôles périodiques permettent de localiser les enfoncements issus des chocs induites par des travaux agricoles (labours profonds, pose de drains, etc.) et/ou des opérations de terrassement sauvages.

D'autres enfoncements sont induits par l'agressivité de terrains rocheux ce sont généralement les tubes de diamètre > 16 en terrains hostiles qui sont les plus sensible à ce

problème, Dans ces cas, seuls les racleurs détecteurs de fissures longitudinales comme le **corro-T de Trapil**.



*Figure II.2 : racleur contrôleur géométriques*

### **II-3-D Les différents types de racleurs :**

Avant de procéder aux travaux d'entretien, il est généralement nécessaire de vider complètement ou partiellement le pipeline (déplacement). Le contenu du pipeline est recueilli et stocké de manière contrôlée. Cette opération de vidage est réalisée à l'aide d'azote en combinaison avec des racleurs dans la plupart des cas.

Outre les racleurs dits instrumentés, il existe des racleurs sans aucun équipement de mesure qui servent, soit à nettoyer les canalisations, soit à isoler les uns des autres différents produits incompatibles. Les racleurs d'isolement, sont généralement équipés de coupelles particulières assurant à la fois leur propulsion et leur étanchéité. Les racleurs de nettoyage sont équipés de brosses, il en existe une grande variété pouvant traiter des problèmes spécifiques : élimination de paraffines, d'oxydes de sédiments, ...

Pour ce qui est des racleurs instrumentés on distinguera plusieurs types répondant à des finalités d'inspection différentes : on trouve ainsi, principalement, des racleurs de contrôle de la géométrie des tubes, des racleurs de détection des pertes de métal, des racleurs de contrôle d'étanchéité et des racleurs spécialisés dans la recherche de fissures longitudinales [33].



*Figure II.3 : Quelques exemples de racleurs (pas ou peu intelligents)*

Le choix du type de racleur dépend de la nature des travaux. Pour le séchage des pipelines, nous utilisons d'autres types de racleurs que ceux employés pour les opérations de déplacement ou de raclage interne on à quelques type sont disponibles sur le marché :

**Les racleurs mous :**

- Ils sont constitués d'un cylindre en mousse polyuréthane éventuellement recouvert d'un revêtement polyuréthane.
- Pistons mousse basse densité : ils sont utilisés pour l'essuyage des canalisations après une vidange.
- Pistons mousse moyenne ou haute densité à fond enduit : ils sont utilisés pour le remplissage en eau ou la vidange de canalisations de faible longueur.
- Pistons mousse haute densité à fond enduit et corps revêtu de bandes croisillonées : même usage que ci-dessus pour des canalisations plus longues.
- Pistons mousse haute densité à fond enduit et corps revêtu de bandes croisillonées équipées de poils métalliques : ils sont utilisés pour le nettoyage de canalisations, le dépoussiérage des canalisations de gaz.

**Les "gelly-pigs" :**

- Les "gelly-pigs" sont des cylindres de gelée que l'on fabrique sur place juste avant leur lancement dans une canalisation.

Ils sont généralement utilisés pour la vidange de canalisations fortement déformées ou présentant des restrictions sévères.

**Les racleurs de séparation :**

- Ils sont utilisés pour :
  - la séparation des produits dans les oléoducs,
  - le remplissage des canalisations pour épreuve en eau,
  - la vidange des canalisations après épreuve.

**Les racleurs de nettoyage :**

- Ils sont utilisés pour :
  - le raclage périodique des oléoducs (transport de pétrole brut),
  - le raclage en exploitation des canalisations de transport de produits susceptibles de créer des dépôts,
  - le nettoyage de canalisations encrassées, voire partiellement obstruées,
  - l'élimination de revêtements interne.



*Figure II.4. : Les différents racleurs et leur utilisation*

**II-3-E Anatomie d'un racleur :**

Un racleur instrumenté se compose généralement de 4 sections fonctionnellement distinctes : une unité de traction qui assure l'entraînement du racleur par le fluide transporté, une alimentation électrique embarquée, un système de mesure et un système d'acquisition et d'enregistrement des mesures.

Ces différents systèmes sont regroupés dans des éléments reliés entre eux par des cardans assurant la flexibilité de l'ensemble (cf. figure). Cette flexibilité est nécessaire pour que les racleurs puissent évoluer dans les coudes des canalisations à inspecter. Plus le diamètre de la canalisation est faible, plus il est nécessaire d'étirer les racleurs en longueur et de multiplier le nombre d'éléments afin d'embarquer tous les modules. Ceci conduit à des racleurs pouvant atteindre 6 mètres de longueur.

Enfin les racleurs sont équipés d'une ou plusieurs roues codeuses qui permettent d'enregistrer la distance parcourue dans la canalisation afin de positionner ultérieurement les signaux relevés. Ils sont aussi souvent équipés d'un pendule qui permet de connaître l'orientation de l'outil à tout instant.

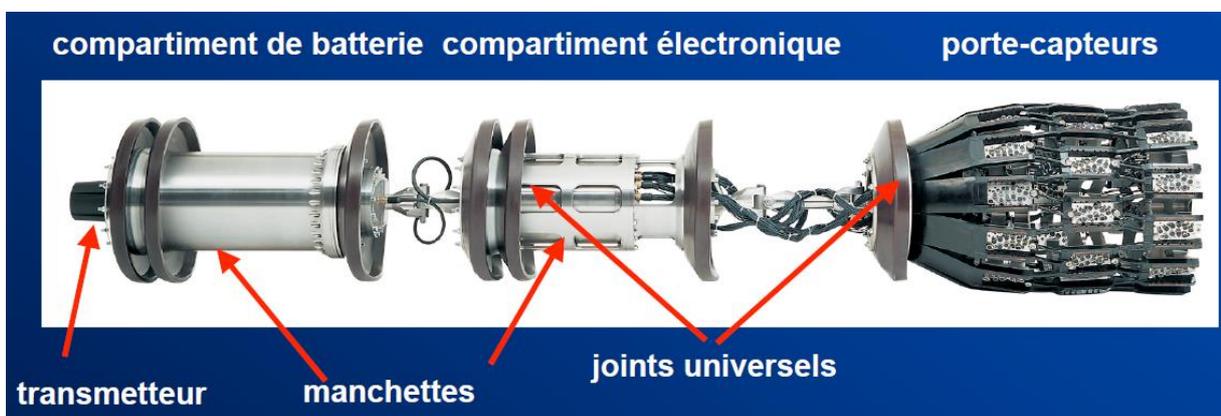


Figure II.5. : Schéma type d'un racleur instrumenté (différentes parties)

### II-3-F Les domaines d'application d'un racleur :

Les domaines d'application ciblés avec ce type d'outillage sont essentiellement dans le monde de la Pétrochimie et du Raffinage, En effet, à l'aide d'un racleur instrumenté par ultrasons, il est possible de contrôler :

- Les pipelines transportant des produits raffinés, des produits chimiques ou de l'eau
- Les interconnexions entre plusieurs sites industriels, (port, raffinerie, bacs, etc...)
- Les canalisations et tubes se trouvant dans les usines
- Les tubes de fours ou de réacteurs des usines pétrochimiques

### **II-3-F-1 Les performances à Atteindre :**

Pour la réalisation du premier racleur instrumenté, nous avons défini les spécifications techniques suivantes :

- Type : Outil autonome pour inspection interne 6'' et 8''
- Contrôle : Recherche de corrosions interne et externe, épaisseurs, enfoncements, métallurgie, ...
- Plus petit défaut détectable : 5 mm
- Plus petit défaut mesurable : 10 mm
- Gamme d'épaisseur du tube : de 2 mm à 30 mm
- Résolution mesure d'épaisseur : < 0,2 mm
- Précision positionnement axial : + / - 10 mm par rapport à la soudure
- Précision positionnement angulaire : + / - 5°
- Passage des coudes : 1D
- Vitesse de déplacement maxi : 3 m/s
- Longueur inspectée : 50 km avec un module batterie
- Pression d'utilisation maxi : 40 bars
- Température : de 0°C à 50° C
- Pas d'acquisition axial : 2 mm
- Nombre de sondes pour 6'' : 64
- Résolution angulaire 6'' : 7,5 mm
- Nombre de sondes pour 8'' : 128
- Résolution angulaire 8'' : 5 mm

Le racleur doit pouvoir se déplacer à l'intérieur du tube de façon autonome, porté par le fluide transporté ou bien de l'eau. Ainsi, l'inspection d'un pipeline ou d'une canalisation d'effectue en service.

### **II-3-G Méthode de contrôle :**

#### **II-3-G-1 Méthode de contrôle magnétisme MFL :**

Développée dans les années 70 par l'américain **Tuboscope**, la technologie par **MFL (Magnetic flux leakage)** permet à un « racleur » doté de capteurs d'enregistrer des variations d'épaisseur le long de la paroi du tube. Des variations d'épaisseur traduites en pourcentages. Ce savoir-faire a été ensuite racheté par l'Allemand NDT, et donne de très bons résultats selon les praticiens du secteur.

En règle générale, un outil MFL se compose de deux ou plusieurs organismes. Un corps est le magnétiseur avec les aimants et les capteurs et les autres organismes contiennent l'électronique et des batteries. Le corps de magnétiseur abrite les capteurs qui se trouvent entre les puissants "terres rares" aimants. Les aimants sont montés entre les balais et le corps d'outil pour créer un circuit magnétique le long de la paroi du tuyau.

Un outil MFL peut prendre des lectures de capteurs basés soit sur la distance l'outil se déplace ou incréments de temps. Le choix dépend de nombreux facteurs tels que la longueur de la course, la vitesse à laquelle l'outil a l'intention de voyager, et le nombre d'arrêts ou de pannes que l'outil peut éprouver [34].

Le second corps est appelé Can Electronique. Cette section peut être divisée en un certain nombre d'organismes, en fonction de la taille de l'outil. Cela peut, comme son nom l'indique, contenir l'électronique ou "cerveau" du cochon intelligent. L'électronique peut également contenir les piles et certains cas, un (**Inertial Measurement Unit**) **IMU** de lier des informations de localisation de coordonnées GPS. Sur le très arrière de l'outil sont des roues d'odomètre qui parcourent l'intérieur de la canalisation pour mesurer la distance et la vitesse de l'outil.

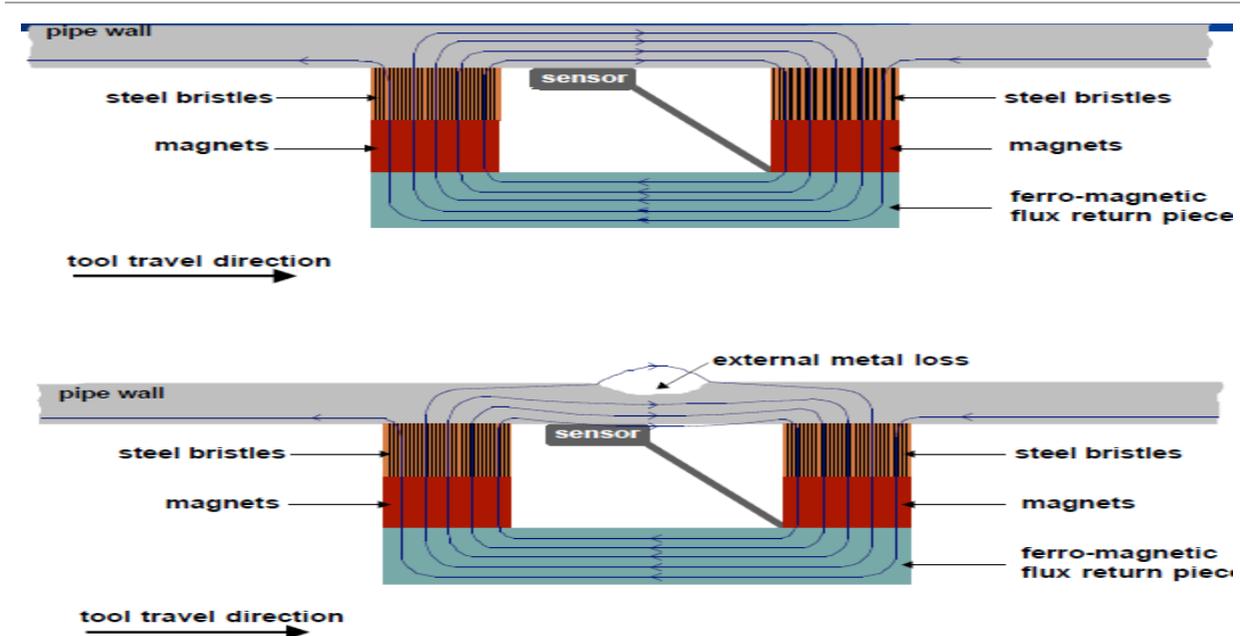


Figure II.6. : Fuite de flux magnétique (racleur MFL)

### II-3-G-1-1 Principe MFL :

Comme un outil MFL navigue le pipeline un circuit magnétique est créé entre le pipeline et l'outil. Brosses agissent généralement comme un émetteur de flux magnétique de l'outil dans le pipeline, et que les aimants sont orientés dans des directions opposées, un flux de flux est créé dans un motif elliptique. Outils haut champ MFL saturent le pipeline à flux magnétique jusqu'à ce que le pipeline ne peut plus retenir plus de flux. Les fuites de flux laissés sur le pipeline et Hall têtes de capteur à effet triaxiale stratégiquement placés peuvent mesurer avec précision le vecteur en trois dimensions du champ de fuite

Compte tenu du fait que les fuites de flux magnétique est une grandeur vectorielle et qu'un capteur à effet Hall ne peut mesurer dans une direction, trois capteurs doivent être orientés dans une tête de capteur pour mesurer avec précision l'axial, radial et les composants périphériques d'un signal MFL. La composante axiale du signal de vecteur est mesurée par un capteur monté orthogonal à l'axe du tube, et le capteur radial est monté pour mesurer la force du flux qui fuit hors de la conduite. La composante circonférentielle du signal de vecteur peut être mesurée par un capteur de montage perpendiculaire à ce champ. Plus tôt outils MFL enregistrées seulement les composants mais à haute résolution outils axiaux mesurent généralement tous les trois composantes. Pour déterminer si la perte de métal se produit sur la

surface interne ou externe d'un tuyau, un capteur de courant de Foucault séparé est utilisé pour indiquer l'emplacement paroi de surface de l'anomalie. L'unité de mesure lors de la détection d'un signal MFL est le gauss ou le tesla et d'une manière générale, plus le changement dans le champ magnétique détecté est grande, plus l'anomalie.

### **II-3-G-1-2 Analyse des signaux :**

Le but principal d'un outil MFL est de détecter la corrosion dans un pipeline. Pour prédire plus précisément les dimensions (longueur, largeur et profondeur) d'une fonction de la corrosion, des tests approfondis est effectuée avant que l'outil pénètre dans un pipeline opérationnel. L'utilisation d'un ensemble connu de défauts mesurés, les outils peuvent être formés et testés pour interpréter correctement les signaux MFL .

Les défauts peuvent être simulés au moyen de diverses méthodes, Création et donc connaître les dimensions réelles d'une caractéristique, il est relativement facile de faire de simples corrélations des signaux à des anomalies réelles trouvées dans un pipeline. Lorsque des signaux en une inspection réelle du pipeline ont des caractéristiques similaires à celles des signaux trouvés lors des essais, il est logique de supposer que les caractéristiques seraient similaires. Les algorithmes et les réseaux de neurones conçus pour calculer les cotes d'une fonction à la corrosion sont compliquées et souvent ils sont étroitement gardés secrets commerciaux. Une anomalie est souvent rapportée de manière simplifiée comme une caractéristique cube avec une longueur estimée, largeur et profondeur. De cette manière, la surface efficace de la perte de métal peut être calculé et utilisé dans les formules reconnus pour prédire la pression d'éclatement estimée du tuyau en raison de l'anomalie détectée.

Après une inspection, les données recueillies sont téléchargées et compilé de sorte qu'un analyste est en mesure d'interpréter correctement les signaux recueillis. La plupart des sociétés d'inspection de pipelines ont un logiciel exclusif conçu pour afficher les données recueillies de leur propre outil. Les trois composantes du champ de vecteur MFL sont considérées indépendamment et collectivement pour identifier et classifier les éléments de corrosion. Caractéristiques de perte de métal ont des signaux que les analystes sont formés pour identifier.

➤ **Estimation du taux de croissance de la corrosion :**

Haute résolution outils MFL recueillent des données à environ tous les 2 mm le long de l'axe d'un tuyau et la présente résolution supérieure permet une analyse complète des signaux recueillis. Pipeline gestion de l'intégrité des programmes ont des intervalles spécifiques pour inspecter segments de pipeline et en employant haute résolution outils MFL une analyse de la croissance exceptionnelle à la corrosion peut être menée. Ce type d'analyse se révèle extrêmement utile dans la prévision des intervalles d'inspection.

➤ **Les autres caractéristiques qui un outil peut identifier MFL :**

Bien que principalement utilisé pour détecter la corrosion, MFL outils peuvent également être utilisés pour détecter des caractéristiques qu'ils ne sont pas conçus à l'origine pour identifier. Quand un outil MFL rencontre une déformation géométrique comme une dent, ride, ni boucle, un signal très distincte est créée en raison de la déformation plastique de la paroi de la canalisation.

➤ **La détection de fissures :**

Il y a des cas où de grandes fissures non-axiales orientées ont été trouvés dans une canalisation qui a été inspecté par un outil de flux magnétique de fuite. Pour un analyste expérimenté de données MFL, une brèche est facilement reconnaissable par marque signal "fer à cheval" dans la composante radiale du champ de vecteur. Ce qui est facilement identifiable à un outil MFL est la signature qui laisse une fissure.

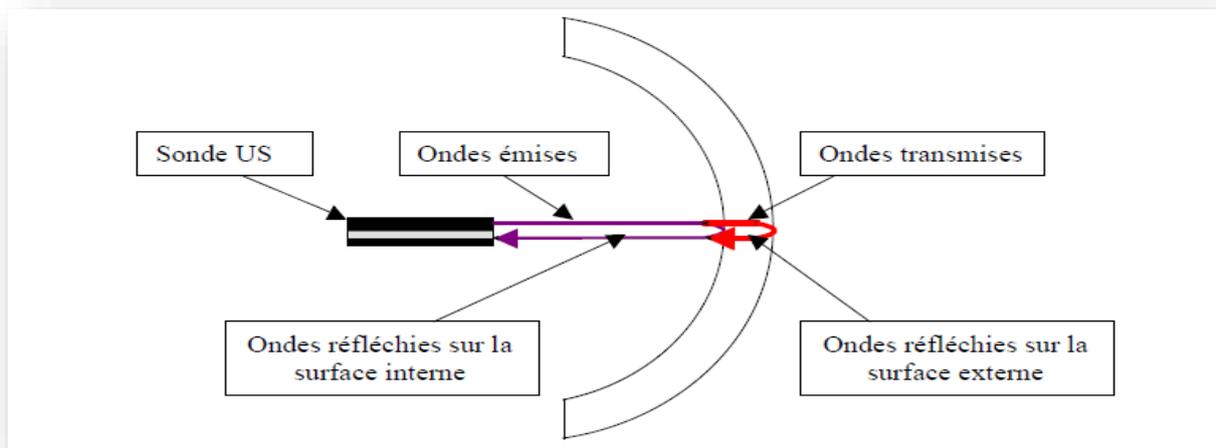
**II-3-G-2 Méthode de contrôle ultrasonique US :**

Un racleur est une machine autonome destinée au contrôle de tubes par l'intérieur. Il est introduit au début de la canalisation, à l'intérieur de celle-ci, par l'intermédiaire d'un dispositif 2 appelés « gare de racleur ». Il se déplace avec le fluide sur plusieurs dizaines de kilomètres en faisant des acquisitions ultrasonores tous les 2 mm et sur 360° à une vitesse pouvant atteindre les 3 m/s. En fin d'inspection, le racleur est récupérées dans la gare d'arrivée, les données sont extraites et vérifiées puis analysées à l'aide des logiciels spécifiques [35].

Le racleur mesure directement l'épaisseur du tube mais en cherche aussi les fissures. La technologie est un peu plus coûteuse que celle de l'outil magnétique, mais les résultats sont plus précis et plus fiables. Elle est particulièrement prisée pour les tuyaux transportant du pétrole brut : déchargé par bateau sur le port de Fos sur mer ou du Havre, le pétrole est en effet contaminé par de l'eau de mer, très corrosive pour l'acier

L'ultrason permet de passer au peigne fin les défauts d'usage qui parsèment le tube. reste que l'ultrason n'est pas applicable à tous les pipelines : il nécessite un couplant liquide entre le capteur et l'acier, à la différence de l'outil magnétique qui s'adapte à tous les produits, même le gaz.

Le racleur contient plusieurs sondes ultrasonores réparties uniformément de façon à Contrôler la totalité de la circonférence du tube Chaque sonde fonctionne en immersion dans le fluide suivant la méthode Pulse Echo. Configuration de contrôle pour une sonde (figure II.7)



*Figure. II.7 : la Méthode de contrôle US*

### **II-3-G-2-1 Principe de la méthode d'acquisition :**

Le signal brut ultrasonore appelé signal ASCAN correspondant à la configuration ci-dessus est représenté de la façon suivante (figure II.8)

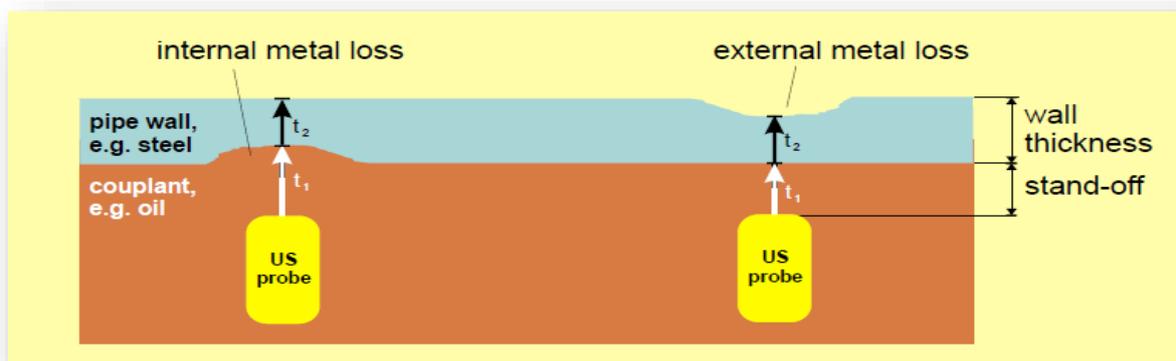


Figure II.8. : Mesure de l'épaisseur de la paroi par ultrasons

### II-3-G-2-2 Paramètres de l'acquisition US :

**Echo 1** : Echo de réflexion sur la surface interne du pipeline

**Echo 2** : Echo de réflexion sur la surface externe du pipeline

**P1** : Porte de mesure en temps de vol de l'écho 1

**P2** : Porte de mesure en temps de vol de l'écho 2

**D1** : Représente la distance entre la sonde et la surface interne du pipeline

**D2** : Représente l'épaisseur du pipeline

**S1** : Seuil de mesure en amplitude de l'écho 1

**S2** : Seuil de mesure en amplitude de l'écho 2

**I1** : Inhibition 1, permet de ne pas prendre en compte l'écho d'émission et tout signal parasite se trouvant avant l'écho 1.

**I2** : Inhibition 2, permet de ne pas tenir compte des alternances successives de l'écho 1, pour pouvoir mesurer l'écho 2, c'est aussi le seuil de mesure en épaisseur [36].

### II-3-G-3 Principe de l'acquisition automatique des données :

Les paramètres Porte (P1 et P2), Inhibition (I1 et I2) et Seuil (S1 et S2) sont réglés en mode « Etalonnage » avant l'acquisition de ligne en fonction des données du pipeline, Les données Distance (D1 et D2), sont enregistrées en mode « Acquisition » pour chaque Point de mesure correspondant à la résolution du racleur c'est-à-dire, 2 mm et 5° (pour 6'') et 2,5° (pour 8'') à la vitesse de 3 m/s.

**II-3-H Comparaison entre les outils magnétique (MFL) et à ultrasons (US) :**

Evidemment, il existe un outil optimal pour chaque demande pourtant ce n'est pas une tâche très simple que d'identifier cet outil, cela exige [39] :

- ❖ Bonne compréhension de l'ampleur de l'inspection
- ❖ Bonne compréhension de la technologie de l'outil et de ses facultés.
- ❖ Prise en considération de tous les paramètres critiques de l'opération.

**Caractéristiques :** Ce tableaux suivent qui résumé les avantages de deux méthode principale pour l'inspection la canalisation.

<b>Ultrasons</b>	<b>MFL</b>
Précision	Gazoducs
Epaisseur	Vélocité
Défauts spéciaux	Nettoyage
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lamination</li> <li>• Blistering (HIC)</li> <li>• Caniveau longitudinal</li> </ul>	Prix

*Tableau II.1 : les avantage entre ultrasons et MFL*

**Facteurs du choix de la technologie de contrôle :**

- ❖ Canalisations pour liquides : ultrasons
- ❖ Gazoducs : magnétique
- ❖ Défauts spéciaux et première inspection après la mise en service : ultrasons

	<b>Ultrasons</b>	<b>Magnétiques(MFL)</b>
Mesure	Quantitative (mm)	Qualitative (% Wt)
Localisation Int/Ext.	Oui	Oui
Produit	Liquide (gaz exige batch)	Liquide, gaz
Epaisseurs de la paroi	Jusque 50 mm	Dépend de l'outil
Influence de la		Circulaire : surestimée

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Direction</li> <li>• Forme</li> </ul>	<p>Indépendant</p> <p>Indépendant</p>	<p>longitudinal : sousestimée</p> <p>Trans.douce : sousestimée</p> <p>Bord vif : sousestimée</p>
Défauts à l'int de la paroi	Oui	Non
Brides manchons	Aucune influence	Fuite de flux causée par matériau surépais
Caniveau longitudinal	Oui	Longitudinal MFL-non Circulaire MFL - oui
Canalisation sans soudures	Pas d'influence sur la mesure d'épaisseur	Fuite de flux motivée par des variations d'épaisseur
Inspection initiale	Bonne application	Application limitée
Flexibilité mécanique	Bonne	Limitée
Pression maximale de service promise	Excellente	Applicable
Brides, manchons	Pas d'influence	Magnétisation peut causer des problèmes

*Tableau II.2 : comparaison entre Ultrasons et MFL*

**Une nouvelle génération :**

- Vitesse augmentée : perte de production minimale
- Gamme plus grande : moins d'inspections
- Outils plus courts : peu de modifications des gares
- Fissures et pertes de métal ; réduction des dépenses mob / demob
- Traitement de données mise à l'épreuve : rapport plus rapide

**II-4 Les Travaux Réalisent :**

Un racleur est constitué de différents modules placés bout à bout ayant chacun ses propres fonctionnalités. Développer un racleur nécessite des compétences pointues dans les domaines suivants : méthode ultrasons, mécanique de précision, électronique embarquée, informatique industrielle et bien sûr câblage. [38], L'ensemble des cartes électroniques de la chaîne d'acquisition a été conçu au sein de la société Euro sonique, de même que tous les logiciels nécessaires à l'acquisition et l'analyse des données.

Concernant la validation des différentes fabrications, nous avons testé unitairement chaque composant, en termes de fonctionnalités, mais également en termes de résistance à la pression à l'aide d'une enceinte de tests spécifiquement fabriquée pour le projet.

Les principaux modules du racleur développés (figure. II.9) sont les suivants :

- Un fût tracteur qui permet de « tirer » le racleur sous la pression du fluide
- Un ou plusieurs fûts batterie pour l'énergie de l'ensemble du racleur
- Un fût « PK » qui contient deux roues « codeur » en contact avec le tube et qui permettent de déterminer la position des défauts et effectuer les dimensionnements
- Un fût électronique qui permet de gérer l'ensemble des capteurs et les acquisitions
- Un fût stockage contenant plusieurs giga-octets de capacité pour les données
- Un fût US pour les cartes d'acquisition
- Un fût sonde



*Figure II.9 : Racleur Pipe sonique en configuration*

### **II-4-A Les phases de validation :**

Pour mener à bien un tel projet, il est nécessaire de prévoir des phases de validation intermédiaires qui permettent de vérifier tout au long du projet le respect du cahier des charges quant aux spécifications techniques et aux fonctionnalités du racleur [38].

Les principales phases de validation sont les suivantes :

**II-4-A-1 Validation table :**

**Objectif :** valider le fonctionnement électronique de l'ensemble de la chaîne d'acquisition du racleur , Le racleur étant « éclaté » sur la table, tous les composants sont facilement accessibles, et cette phase permet de faire les différentes corrections, mises au point et optimisation de la chaîne d'acquisition.

**II-4-A-2 Validation Statique :**

**Objectif :** vérifier le fonctionnement du racleur une fois l'intégration de l'ensemble des fûts terminée, Le racleur est complètement monté, les composants ne sont donc plus accessibles. Le racleur est testé dans un tube rempli d'eau.

**II-4-A-3 Validation Dynamique :**

**Objectif :** vérifier la capacité du racleur à franchir des coudes de diamètre 1D (Figure II.10)



*Figure II.10 : banc d'essais dynamiques*

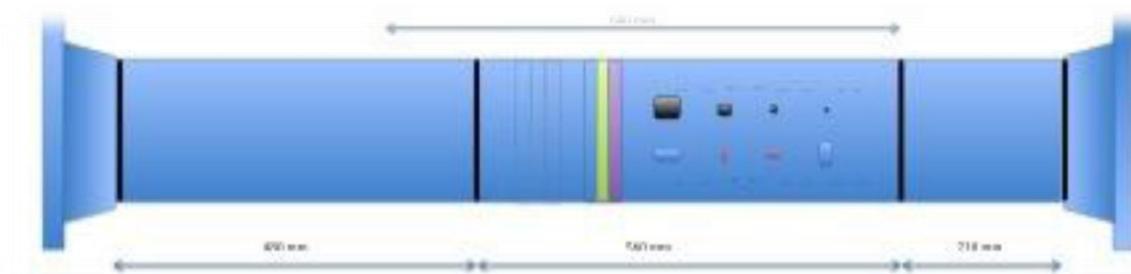
Le franchissement des coudes de diamètre 1D est un des critères les plus difficiles à tenir et dépend du type de liaison entre fûts à utiliser, de la longueur et du diamètre des fûts.

Avant de réaliser les essais dynamiques sur le banc d'essais (figure II.10), nous avons travaillé sur une maquette de coude transparente à l'échelle, En effet, une simulation graphique n'est pas suffisante pour apprécier les différentes contraintes subies par le racleur dans le coude, Ainsi afin d'analyser précisément le comportement du racleur, nous avons réalisé une maquette transparente qui permet de visualiser le racleur dans le coude, et d'essayer plusieurs

configurations mécaniques. Ces essais grandeur réelle et très représentatifs ont permis de figer les paramètres mécaniques du racleur.

#### **II-4-A-4 Validation Métrologique :**

**Objectif :** vérifier les performances métrologiques du racleur sur un tube contenant des défauts de référence usinés conformément au document du POF (Pipeline Operator Forum) et déterminer les POD (Probability Of Détection) du racleur (figure II.11).



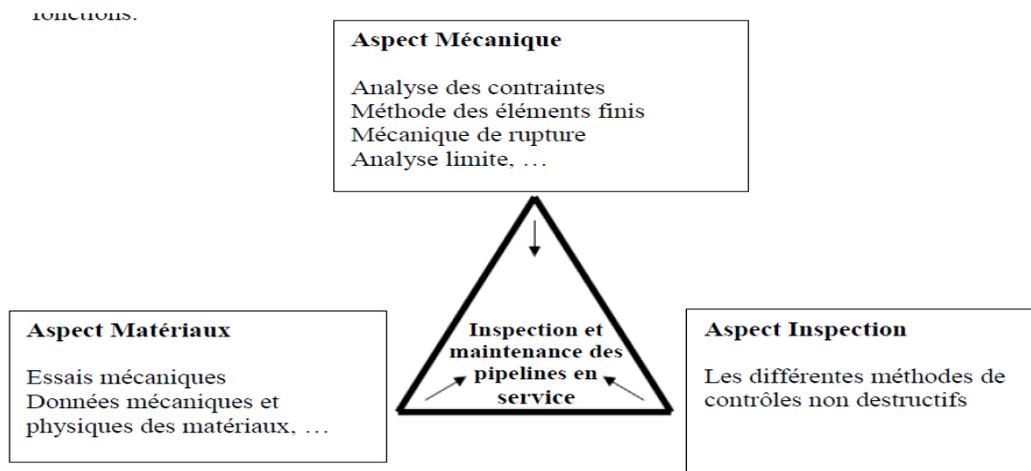
*Figure II.11 : Maquette métrologique*

#### **II-4-A-5 Validation Finale :**

**Objectif :** Tester le racleur en configuration finale sur une boucle d'essais contenant la maquette métrologique avant la première intervention en ligne.

### **II-5 Maintenance des pipelines :**

L'inspection et la maintenance des canalisations en services est un domaine multidisciplinaire, il associe trois secteurs technologiques: Inspection, Matériaux et Mécanique. Ces trois secteurs sont présentés dans la (figure II.12) avec leurs diverses fonctions [20].



*Figure II.12 : les trois secteurs technologiques impliqués dans la maintenance des pipelines en service*

Ces trois secteurs sont représentés par les sommets du triangle de la (figure II.12) Les inspecteurs sont les yeux et les oreilles de chaque unité opérationnelle ; ils examinent, regardent et recueillent des données critiques à l'issue de l'inspection. Ils examinent les problèmes et spécifient le type et la procédure de réparation.

Les spécialistes des matériaux représentent le second secteur, ces derniers ont connaissances des différents matériaux utilisés ainsi que leurs différentes propriétés mécaniques et physiques pour en optimiser le choix. Le troisième et dernier secteur est celui de la mécanique, il a comme objectif l'évaluation des contraintes auxquelles sont soumises les canalisations au moyen de diverses techniques analytiques et théoriques existantes à ce jour (Exemple: les éléments finis, la mécanique de la rupture, l'analyse limite, ...).Le besoin économique et sécuritaire a conduit les chercheurs et les ingénieurs à mener des études très poussées dans cette perspective afin de faire une évaluation plus précise de la nocivité des défauts rencontrés dans les canalisations.

Maintenance, le support et l'inspection sont de plus en plus important de prolonger le cycle de vie des pipelines. Mais la hausse du coût croissant de carburant, les matériaux et les opérateurs de la pression du travail pour améliorer l'efficacité de l'entretien et de soutien.

Pipelines impliquent toujours du travail à exécuter dans les circonstances les plus difficiles en raison de la mise en page, l'emplacement, l'âge, et les variations et la capacité non-cochon. Il est vital que les pipelines sont testés sur la force, sont étanche et nettoyé et inspecté régulièrement pour garantir l'intégrité du pipeline.

**PNS** un programme complet de services de pipeline à partir de la mise en service d'entretien et de déclassement pour préserver le fonctionnement de l'oléoduc en toute sécurité et en douceur pendant tout le cycle de vie de ce précieux actif. **PNS** Pipeline services sont exécutés au cours Construction, Commissioning Opération Maintenance d'inspection et d'abandon [40].

### **II-5-A- définition :**

Les travaux de nettoyage intérieur sont constitués par des opérations de ramonage de la canalisation à l'aide de pistons racleur ou de sphères en néoprène.

### **II-5-B- Objectif :**

- Nettoyer les parois intérieures de la canalisation
- Eviter les dépôts d'impureté (poussières, boues, produits liquides, etc.)
- Susceptibles de gêner ou d'empêcher l'écoulement du gaz.
- Chasser les dépôts en formation.
- Améliorer le coefficient d'écoulement.

### **II-5-C Mode d'exécution :**

Selon l'importance et la nature des impuretés à chasser, les pistons utilisés doivent être de différents modèles et conception, Pour les produits liquides, boue, poussière grasse et sèche :

On utilise la sphère en néoprène, piston mousse ou caoutchouc et piston à coupelle Pour le grattage de la poussière adhérente aux parois intérieures de la canalisation (calamine)

### **II-5-C-1 Matériels utilisés :**

On utilise des pistons mixtes coupelle / brosses.

Afin de s'assurer de l'état de propreté de la canalisation, il est prudent d'effectuer plusieurs passages de piston. Ce constat est fait généralement durant l'opération elle-même au niveau des torches situées le long de la canalisation ou des purges et torches des gares de racleur de réception.

Aussi, il est important que le grattage et le brassage, ne doivent être entrepris qu'après que le passage successif de piston, ait bien montré qu'il ne subsiste plus aucune accumulation d'impuretés dans la canalisation en utilisant successivement :

- Une sphère en néoprène ou piston mousse
- Un piston à coupelle
- Un piston mixte coupelle / brosse métallique.

Il est à noter que : que les pistons progresser dans les deux sens. Cette possibilité permet quelque fois de remédier au blocage du piston et d'éviter ainsi la coupe de la canalisation,

Que les ressorts servant de support aux brosses métallique des pistons de grattage, ont l'avantage de maintenir le piston centré et d'éviter ainsi l'inégale usure des coupelles et de permettre à celles-ci de conserver toute leur efficacité.

Que l'usure excessive de certaines coupelles, peut contribuer à gêner sinon empêcher la progression normale du piston (étanchéité insuffisante). Il est donc indispensable d'utiliser des pistons comprenant au moins trois coupelles de bonnes qualités aux dimensions appropriées au diamètre da la canalisation.

Que la plaque avant du piston doit avoir un diamètre adapté au diamètre intérieur de la canalisation (tenir compte du renforcement au niveau des points spéciaux) afin d'éviter le blocage de ce dernier.

**Important :** Avant l'exécution du ramonage, il est indispensable de prendre toute les dispositions nécessaires afin d'assure avec succès le bon déroulement des opérations :

- S'assurer de toutes les conditions de sécurité aux gares de racleur départ et arrivée.
- S'assurer de l'ouverture totale de toutes les vannes automatiques de sectionnement se trouvant sur le parcours du piston afin d'éviter que le boisseau ou l'opercule de celle-ci soit heurté ou endommagé par le piston.
- De placer en piston de position de blocage manuel les dispositifs de commande automatiques des vannes, de fermer les robinets des circuits d'alimentation et de dépressuriser les bouteilles de l'opérateur éventuellement.
- Vidanger les ports de purge.

#### **II-5-C-2 Mode opératoire :**

L'opération de ramonage d'une canalisation se caractérise par trois phases d'exécution successives, déterminant ainsi le cycle de l'opération :

**1<sup>ème</sup> phase :** Envoi du piston du piston

**2<sup>ème</sup> phase :** Déplacement du piston dans la ligne

**3<sup>ème</sup> phase :** Réception du piston.

Une grande attention doit être apportée à chaque ; une procédure sera mise en œuvre afin de garantir la réussite de l'opération.

#### **II-5-C-3 Fréquence d'exécution :**

La fréquence est variable avec l'importance des canalisations, leur situation dans le réseau, du régime d'exploitation et avec la nature et l'importance des dépôts ou des impuretés habituellement recueillis, Les opérations de ramonage doivent être effectuées de préférence en été [38].

#### **II-5-C-4 Recommandation :**

Il est spécialement recommande : de soumettre à l'avance le programme de ramonage des conduites du réseau de transport au mouvement gaz et de prévenir les exploitations et unités susceptibles d'être touchées par chaque opération.

De désigner un personnel hautement qualifié pour l'exécution de ces travaux d'assurer une liaison permanente entre le personnel des différents points de control, Mettre tous les moyens humains et matériels nécessaires à l'exécution et à la réussite de cette opération de ramonage.

S'assurer de la fiabilité des appareils de mesures (manographes et manomètres), Lancer une campagne spéciale d'entretien des filtres et changer éventuellement les cartouches, de tous les postes gaz alimentés par la conduite nettoyée.

## **II-6 Emploi des racleurs pour la maintenance des pipelines :**

En premier lieu il est important de noter qu'un pipeline doit disposer d'équipements particuliers

Pour pouvoir être inspecté par des racleurs instrumentés. Il s'agit notamment d'équipements permettant le lancement et la réception des racleurs. Ces « **gares de racleur** » peuvent parfois être fournies temporairement par des prestataires extérieurs. Il faut aussi que les rayons des coudes présents dans le pipeline permettent le passage du racleur. Cette condition n'est pas toujours remplie dans des réseaux construits avant l'existence de racleurs instrumentés.

Ces racleurs instrumentés regroupent donc un ensemble d'outils aptes à détecter la plupart des défauts susceptibles d'être présents à la surface (interne ou externe) des pipelines. De plus ce sont des outils d'inspection qui permettent de couvrir l'intégralité de la surface d'une canalisation.

Après l'inspection de sa conduite par un racleur, un exploitant de réseau dispose donc d'un ensemble de signaux correspondant à des défauts localisés et dimensionnés, dans les limites des capacités de l'outil employé bien sûr, Dans un premier temps, un certain nombre de ces défauts pourront apparaître comme inacceptables au regard des conditions d'exploitation : ils seront réparés sans délais ou bien les conditions d'exploitation seront adaptées, au moins temporairement [40].

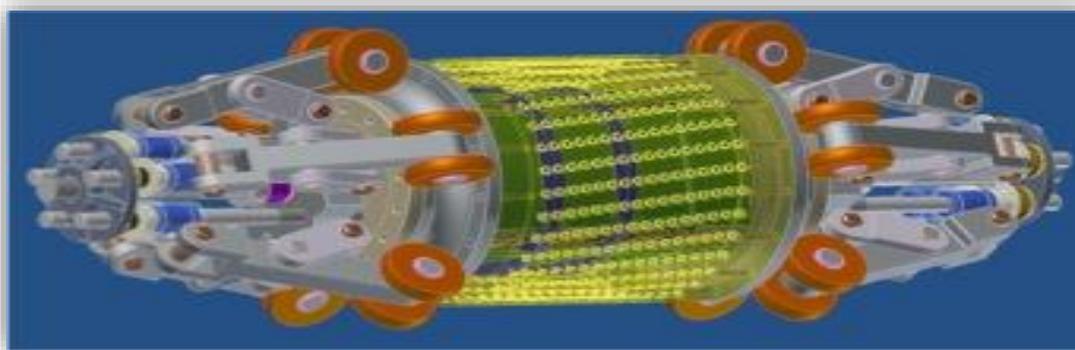
L'ensemble des signaux fournissent par ailleurs une indication de l'efficacité des moyens de prévention mis en place. Des évolutions adaptées pourront être décidées si nécessaire.

## **II-7 Conclusion :**

Nous disposons aujourd'hui d'une solution technique performante pour pouvoir contrôler par l'intérieur les tubes de diamètres différents sur une certaine longueur.

Le développement dans cette gamme de petits diamètres était volontaire malgré les difficultés techniques évidentes que nous allons rencontrer. En effet une miniaturisation extrême des composants était nécessaire pour mener à bien ce projet.

Mais aujourd'hui, l'énorme avantage est que nous disposons d'une technologie nouvelle qui va nous permettre de concevoir pour des diamètres plus importants des racleurs monoblocs (un seul fût) qui seront très facilement mis en œuvre pour le contrôle de pipelines



*Figure II.13 : Concept de racleur monobloc 20''*

Avec les racleurs instrumentés, les exploitants de canalisations disposent, pour les ouvrages le permettant, d'un ensemble d'outils autorisant un contrôle efficace de l'état de leur réseau à un instant donné.

Associés aux diverses méthodes de prévention des endommagements applicables aux canalisations enterrées ou sous-marines, ces outils autorisent la définition de politiques de maintenance et d'inspection garantissant l'intégrité de celles-ci sur le long terme.

Bien que d'un coût unitaire élevé, ces inspections permettent aussi une anticipation et une planification dans la gestion des canalisations et contribuent ainsi à maîtriser les coûts d'exploitation des pipelines.

# *Chapitre III :*

## *Etude Mécanique de la prise d'eau de la Centrale SKT*

### **III-1 Introduction :**

La centrale électrique de Terga est parmi les grands projets en Algérie, utilisant une technologie très récente. Les systèmes et les machines de production d'énergie dégagent une chaleur assez importante nécessitant un système de refroidissement adéquat. C'est pour cela une étude mécanique a été menée pour le design et la construction d'une chaîne de prise d'eau de refroidissement qui est l'objectif de notre étude.

Ce chapitre est consacré à l'étude des contraintes mécaniques appliquées sur la canalisation de refroidissement fabriquée en polyéthylène à haute densité sous différents chargements mécanique.

### **III-2 Design général de la prise d'eau :**

La prise d'eau est constituée de 5 conduites de longueurs différentes, elles seront appelées B, C D et E. La conduite A étant la plus au Nord et la E la plus au Sud, Chaque conduite est elle-même divisée en 4 parties :

- Une manchette de raccordement au puits d'environ 20m
- Un tronçon de 350 à 375m
- Une manchette de raccordement à la tête d'aspiration d'environ 20
- Un tronçon variant de 330m à 365

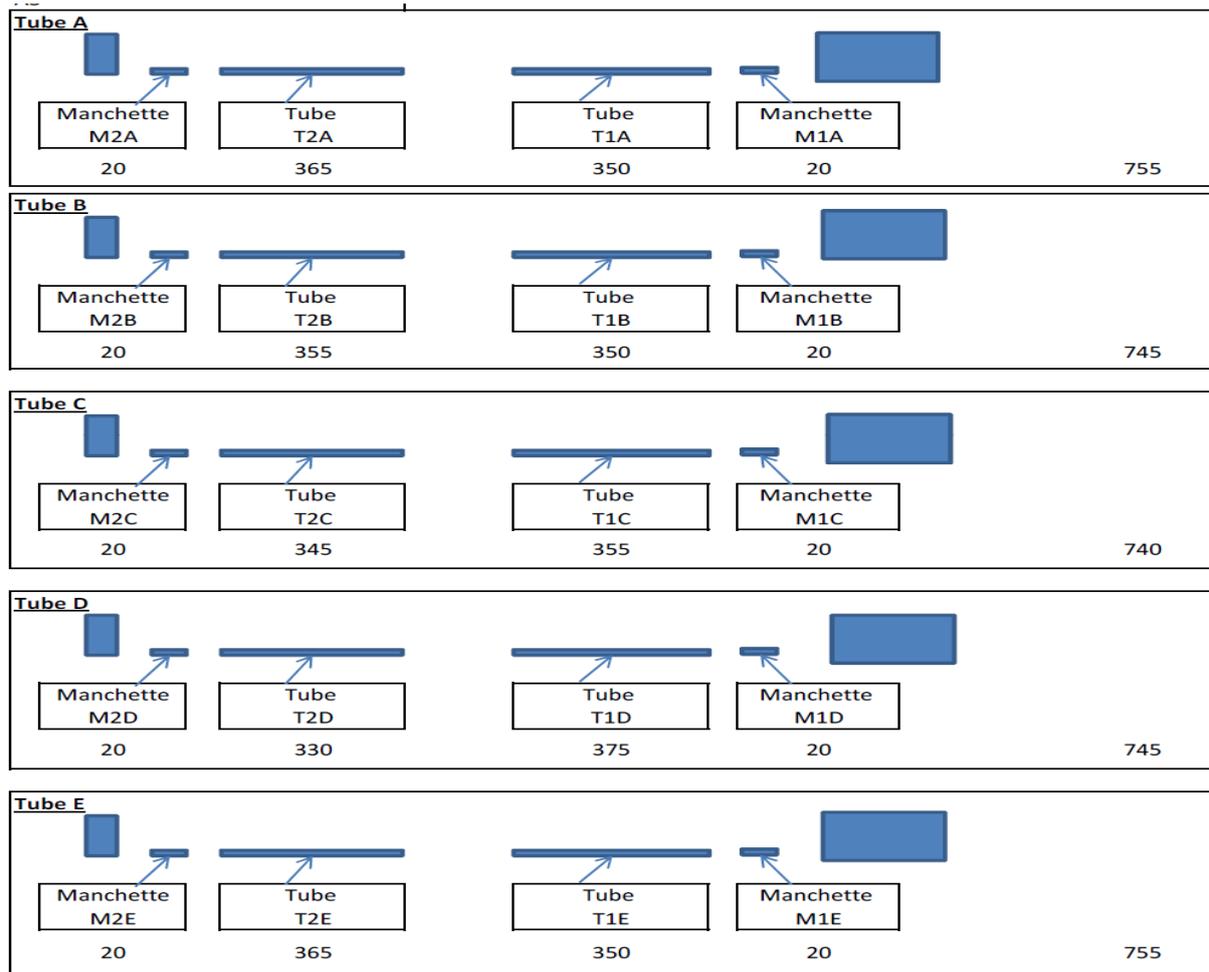


Figure III.1 : les éléments composant prise d'eau

Elles sont réalisées en tube circulaire de PEHD, Les caractéristiques principales sont :

- Diamètre extérieur : 2000 mm.
- Type : SDR 26, PE100.
- Epaisseur : 76,9 mm.

### III-3 Etudes des efforts mécaniques :

#### III-3-A Etudes des efforts supportés par la conduite principale :

Le but de cette étude est de définir les efforts auxquels est soumise la canalisation PEHD sous l'action de son environnement, et des éléments qui composent la prise d'eau [41].

Les efforts auxquels la conduite principale peut être soumise sont donc :

- Efforts induits par son propre poids quand ce dernier est en portée libre entre 2 points.
- Efforts induits par les forces hydrodynamiques sur le tube en suspension entre 2 blocs.
- Efforts induits par une pression hydrostatique interne (pression de service)
- Efforts induits par une pression hydrostatique externe (remblai, route, dépression, etc).

### III-3-A-1 Données et hypothèses de calcul :

#### III-3-A-1-1 Caractéristiques du polyéthylène :

- a) **Les résines** : Les matières synthétiques sont sujettes au fluage et à la fissuration dans des conditions limites de température et de pression. Une approche expérimentale, extrapolée à long terme, indique la tenue d'une canalisation PEHD en fonction de la durée d'application de la contrainte et de la température [42].

Les fabricants de tube utilisent principalement deux résines : **PE100** et **PE80**.

Classification de la résine	Contrainte minimale Requise	Résistance hydraulique
PE100	10MPa	8MPa
PE80	80MPa	6.3MPa

*Tableaux III.1 : les conditions limites de tube à 20 °C*

#### b) Propriété Physique :

Les propriétés physiques du PE100 sont montrées sur (le tableau III-2)

Propriété	Valeur	Unités
Densité	961	Kg /m <sup>3</sup>
Comportement au Feu	M4	
Absorption d'eau	0.02	%

*Tableaux III.2 : les propriétés physiques du PE100*

c) **Propriétés mécaniques :**

- **Comportement aux chocs :** les PEHD (haute densité) et PEMD (moyenne densité) ont une excellente résistance aux chocs et sont capables de dissiper une partie de l'énergie transmise au cours du choc par des mécanismes de déformation [43].
- **Comportement au fluage :** le phénomène de fluage qui désigne l'évolution au cours du temps de la matière soumise à charge constante est une des manifestations de la nature viscoélastique des matières plastiques. Cette propriété doit nécessairement être prise en compte dans le dimensionnement des tuyaux qui sont soumis à contrainte et destinés à des applications de longue durée.
- **Résistance à la fissuration :** les nouvelles générations de PE présentent un excellent comportement à la fissuration des tubes. En plus de la pression interne, d'autres charges peuvent être exercées sur un tube lors de son installation ou lorsqu'il est en service comme par exemple des poinçonnements et des défauts de surface causés par une pose peu précautionneuse.  
Une haute résistance à la propagation lente de fissures est dès lors importante pour atteindre la durée de vie calculée. Différents tests permettent de s'assurer de cette tenue à la fissuration.
- **Résistance à l'abrasion :** la structure du PE lui assure un coefficient de friction faible, permettant dans certaines limites un frottement à sec avec les métaux. La résistance à l'abrasion des tuyaux en PE est remarquable et ces tuyaux se révèlent supérieurs à l'acier pour le transfert de substances abrasives en suspension [44].
- **Résistance aux coups de béliers :** la nature de la matière limite les efforts du coup de bélier par un effet d'amortissement rapide. La longévité du réseau s'en trouve améliorée.
- **Ductibilité et flexibilité :** la Ductibilité du PE permet aux réseaux de bien résister aux vibrations et contraintes liées aux mouvements de terrain. Le tube est flexible; ainsi il s'adapte parfaitement à des conditions de pose nécessitant des changements de direction et des tracés difficiles, Le tube PE s'adapte aussi au mouvement du sol.

d) **Caractéristiques mécaniques :** Le Tableau III-3 résume les caractéristiques mécaniques du matériau utilisé à savoir le PE100.

<b>Propriétés</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unités</b>
Résistance à la traction	23	N/mm <sup>2</sup>
Allongement à la traction	15	%
Résistance à la rupture	32	N/mm <sup>2</sup>
Elongation à la rupture	300 à 800	%
Limite de résistance à la flexion	28	N/mm <sup>2</sup>
Module de fluage en flexion	800	N/mm <sup>2</sup>
Résistance aux chocs	400	J/m

*Tableaux III.3 : les caractéristiques mécaniques du PE100*

#### **III-3-A-1-2 Caractéristiques des conduites :**

Les différentes caractéristiques des conduites en PEHD utilisés comme prise d'eau sont résumées sur Le tableau III-4

<b>Propriétés</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unités</b>
Diamètre extérieur	2000	mm
Epaisseur	76.9	mm
Diamètre intérieur	1846.2	mm
PN	6.3	bar
SDR	26	
Masse linéaire	478.8	Kg/m
Contrainte maximale admissible	23	MPa
Contrainte permise	18.4	MPa
Module d'Young	1100	MPa
Coefficient de poisson	0.40	
Module élastique PE	1 100 000	KN/m <sup>2</sup>

*Tableaux III.4 : Différentes caractéristique principale de PE100*

### III-3-A-2 Flexion sous contrainte :

Cette étude consiste à vérifier les contraintes induites dans la canalisation sous :

- Son propre poids afin de calculer la distance de portée libre maximum admissible (free span)
- Sous les efforts hydrodynamiques afin de valider qu'un espacement de 5m

Il s'agit ici de calculer la résistance mécanique de la conduite et de la portée libre admissible (**L max**) lorsque cette dernière est exposée au courant du projet, [45] à la houle centennale et à son propre poids, La portée libre admissible est calculée par la formule suivante :

$$FSadmi = \sqrt{3 \times \pi \times \frac{(D_{ext}^4 - D_{int}^4)}{8 \times D \times Ch} \times \text{contrainte} - \text{permise} \times 10^6} \quad (III.1)$$

Pour que la conduite soit stable, celle-ci doit avoir un poids linéaire de 1309 kg/m avec un sur-lestage sur les 70 derniers mètres de 3273 kg/m afin de contrer les efforts hydrodynamiques et les efforts dus au courant.

- **Calcul du free span pour une charge donnée**

**Charge: 1309 Kg/m [12841 N/m]**

**Free Span admissible : 60 m**

Nous allons déterminer la longueur de portée libre maximum sur l'extrémité de la canalisation (Zone sur lesté) soit 3273 kg/m (32108N/m).

- **Calcul du free span pour une charge donnée :**

**Charge: 3273 kg/m [32108 N/m]**

**Free Span admissible: 35 m**

Les deux valeurs de portée libre obtenu pour les deux cas sont très nettement inférieures au 5 m d'espacement des blocs béton, Cependant se calcul met en évidence qu'un portée libre supérieur à 35m est critique pour l'extrémité de la conduite et 60 m pour les reste de la conduite.

### III-3-B Résistance à la pression hydrostatique interne :

La pression interne à la conduite crée une contrainte dans la paroi du tuyau à la fois dans la direction circonférentielle et dans la direction longitudinale [46].

#### III-3-B-1 Contrainte circonférentielle :

La pression interne à la conduite induit une contrainte de traction à l'intérieur de la paroi de Celle-ci.

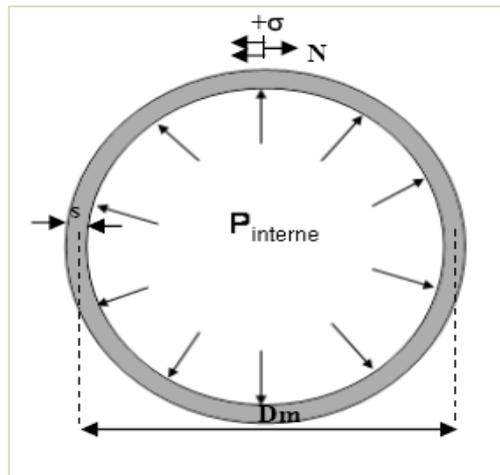


Figure III.2 : La pression hydrostatique interne appliquée sur la conduite

$$\left. \begin{aligned} N &= \frac{P \times D_m}{2} \\ D_m &= \frac{D + d}{2} = D - s \end{aligned} \right\} \quad \text{(III.2)}$$

Avec :

$D_m$  : diamètre moyen de la conduite

$D$  : diamètre extérieur du conduit

$d$  : diamètre intérieur de la conduite

$S$  : épaisseur de la conduite

$C_h$  : coefficient hydraulique

Si la force de traction est divisée par l'épaisseur de la paroi (s), une contrainte de traction circonférentielle  $\sigma_r$  est obtenue :

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= \frac{N}{S} = \frac{P \times Dm}{2 \times s} \\ P_{max} &= \frac{\sigma_{adm} \times 2 \times s}{Dm} \end{aligned} \right\} \quad (III.3)$$

### III-3-B-2 Contrainte longitudinale :

La pression interne génère une déformation dans la direction longitudinale si le tuyau est libre de mouvement.

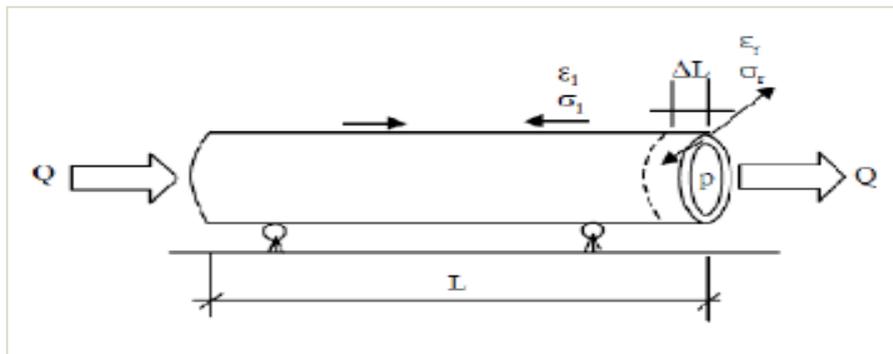


Figure III.3 : pression hydrostatique longitudinale

Le tuyau essaie de se réduire par contraction :

$\epsilon_l$  : Allongement dans la direction longitudinale

$\epsilon_r$  : Allongement dans la direction circonférentielle

$\nu$  : Coefficient de Poisson

Pour estimer  $\epsilon_r$ , on utilise la loi de Hook

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_l &= -\nu \times \epsilon_r \\ \epsilon_r &= \frac{\sigma_r}{E} \end{aligned} \right\} \quad (III.4)$$

Dans la plupart des cas, le mouvement du tuyau est évité grâce aux blocs de lestage, au recouvrement du sol, etc., Cela signifie que les contraintes se produiront dans la direction longitudinale.

$$\sigma_{tmax} = v \times \sigma_r = \frac{v \times p}{2} \times (SDR - 1) \quad (III.5)$$

La contrainte dans la direction longitudinale diminue avec le temps suite à la relaxation du PE alors que la contrainte dans la direction circonférentielle reste constante.

**III-3-B-3 Application numérique :**

<b>Données</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unités</b>
SDR	26	
Pression nominale(PN)	6.3	bar
Charge d'entrée maximale	60.00	m
Accélération de la pesanteur(g)	9.81	m/s <sup>2</sup>
Densité des effluents (rho)	1 025.00	Kg/m <sup>3</sup>
Diamètre de la conduite(D)	2 000.00	mm
Epaisseur de la conduite(s)	76.90	mm
Pression de service maximale (PS)	6.03	bar
Contrainte minimale requise(MRS)	10.00	Mpa
Coefficient de sécurité (CS)	1.25	
Contrainte admissible (Sigmad)	8.00	Mpa
Coefficient de poisson (nu)	0.44	
Module de fluage instantané du PEHD100 (Eti)	1 420 000.00	KN/m <sup>2</sup>
Module de fluage différé du PEHD100 (Etv)	283 000.00	KN/m <sup>2</sup>
Diamètre moyen de la conduite(Dm)	1 923.10	mm
Epaisseur minimale de la paroi en service (e min)	72.67	mm

*Tableaux III.5 : les caractéristiques de l'application numérique*

**Résultat de la charge statique (1) :**

<b>Contrainte de traction circonférentielle</b>		
Pression de service maximale	$P_{smax} = P_s \times \frac{D_m}{2 \times s} \times \frac{1}{10}$	7.54 Mpa
Pression maximale admissible	$P_{maxad} = P_{smax} \times \frac{2 \times s}{D_m}$	0.64 Mpa
Pression maximale admissible	$P_{maxad} \times 10$	6.40 bar
<b>Contrainte longitudinale</b>		
Pression de service maximale	$P_s = nu \times \frac{ps}{10} \times \frac{1}{2 \times (SDR-1)}$	3.32 Mpa
Allongement correspondant à court terme	$E_{psls} = \frac{P_s}{E_{ti}}$	0.23%
Contrainte longitudinal à long terme	$S_{igmalslong} = E_{tv} \times E_{psls}$	0.66 Mpa

*Tableaux III.6 : Résultat de la charge statique (1)*

**III-3-B-4 Les Conditions initiales et les conditions aux limites :**

➤ **Vérification des résultats par simulation :**

Afin de valider les résultats obtenus par les formules précédents, nous avons utilisé le code de calcul par élément finis pour déterminer les différents paramètres.

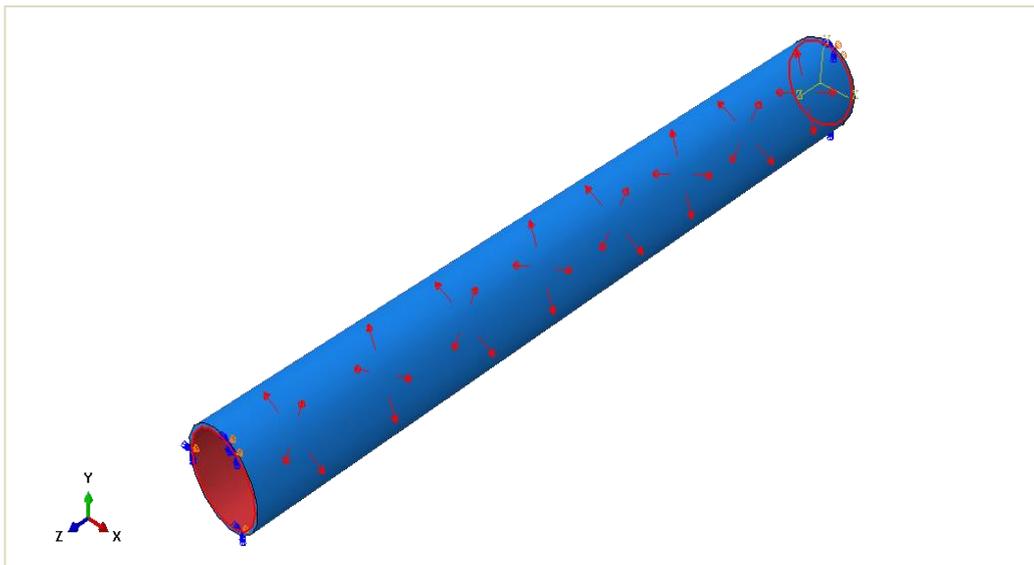
Pour mener notre étude par modélisation numérique, on a utilisé le logiciel numérique ABAQUS, qui est l'un des codes de calcul, basé sur la méthode d'éléments finis.

Le logicielle « ABAQUS » comprend plusieurs composantes telles que : With CFD Model, With Standard/Explicit Model , Chaque composante est destinée à l'un des domaines d'ingénierie, et son choix met automatiquement à la disposition de l'utilisateur les processus adéquats (type d'élément, conditions aux limites, tracés,...etc.).

Dans notre analyse, on a utilisé les modules (static general et heat transfer) dans ABAQUS With Standard/Explicit Model, qui permet de traiter la majorité des problèmes de mécanique et des transferts de chaleur. Il offre des outils puissants pour l'analyse en deux et trois dimensions.

On trouve dans le manuel d'aide de «ABAQUS » toutes les instructions qui permettent son exploitation à travers son interface utilisateur graphique " Graphical User Interface " ainsi que toute la documentation nécessaire. de nombreux processus de calcul sont disponibles dans ce code et chaque processus est une sorte d'ensemble de fonctions qui effectuent une tâche spécifique.

Le modèle étudié est un tube en PEHD soumis à une pression interne comme représenté sur la figure III-4, Les conditions initiales et Les conditions aux limites utilisées sont représentées sur la même figure.



*Figure. III- 4 Application des charges hydrostatiques interne d'un tub aux conditions*

a) Calcul des contraintes circonférentielle :

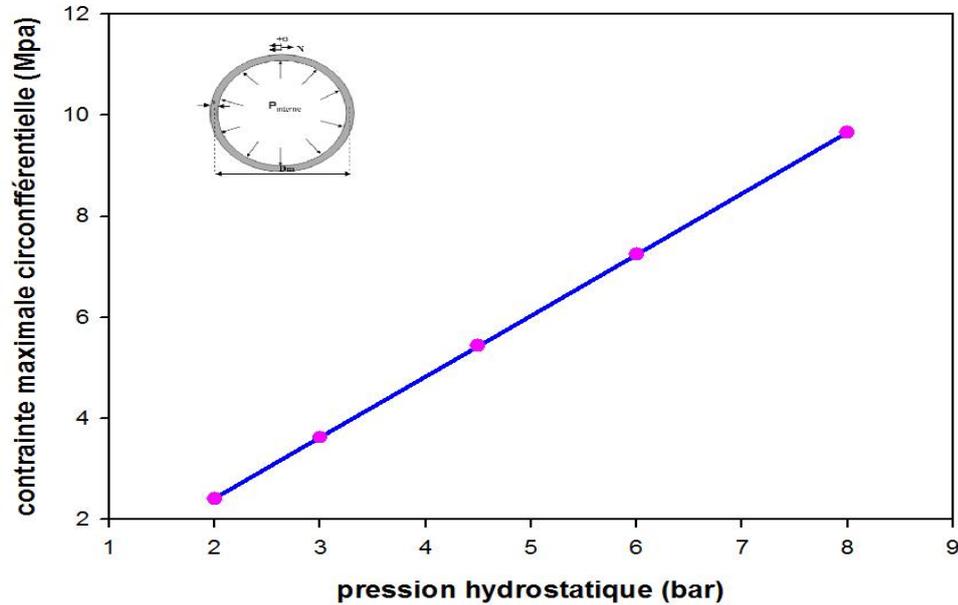


Figure. III-5 évolutions des contraintes circonférentielles en fonction des pressions hydrostatiques calculées sur Abaqus

➤ **Interprétations :**

La figure (III-5) nous illustre la variation des contraintes maximale circonférentielle en fonction de la pression hydrostatique appliquée, Cette figure montre bien que la variation des contraintes circonférentielle en fonction la pression hydrostatique est nettement linéaire et elle atteint une valeur maximale de 9.66 Mpa pour une pression hydrostatique de 8 bar. Pour une pression ne dépassant pas la pression nominale de 6.3 bar les contraintes circonférentielles ne vont pas dépassées la contrainte maximale admissible de 23 Mpa comme le montre clairement sur le graphe.

b) Calcul des contraintes longitudinales :

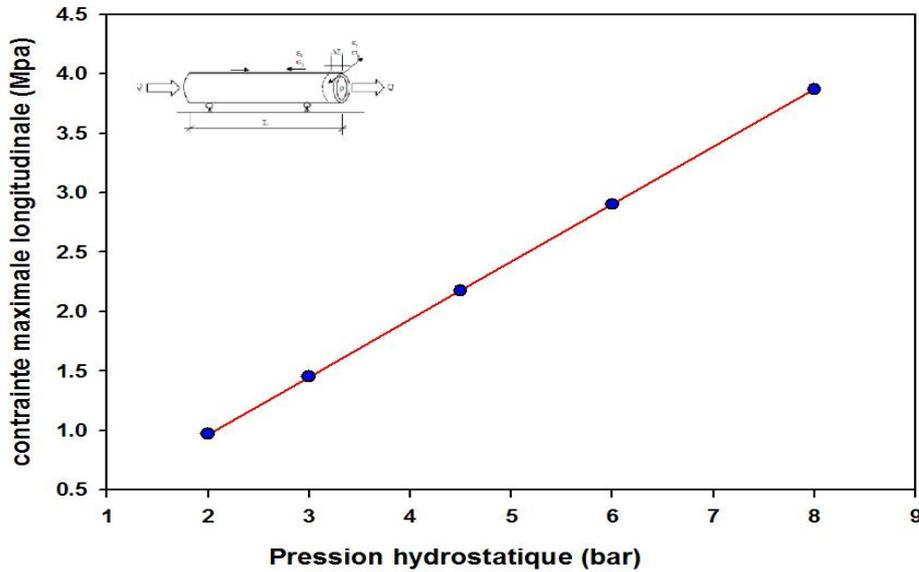


Figure. III-6 évolutions des contraintes longitudinales en fonction des pressions hydrostatiques calculées sur Abaqus

➤ **Interprétations :**

La figure (III-6) nous illustre la variation des contraintes maximale longitudinale en fonction de la pression hydrostatique appliquée sur la conduite, Cette figure montre bien que la variation des contraintes longitudinale en fonction la pression hydrostatique est nettement linéaire et elle atteint une valeur maximale de 4 Mpa pour une pression hydrostatique de 8 bar, Pour une pression ne dépassant pas la pression nominale de 6.3 bar les contraintes longitudinale ne vont pas dépassées la contrainte maximale admissible de 23 Mpa comme le montre clairement sur le graphe.

**III-3-C Résistance à la pression hydrostatique externe :**

Pour une canalisation continue soumise à une surpression externe  $P_{buc}$  (ou une surpression interne) [47] une force compressive circonférentielle par unité de longueur est obtenue par la formule (III-6):

$$N = \frac{P_{buc} \times Dm}{2} \quad (III-6)$$

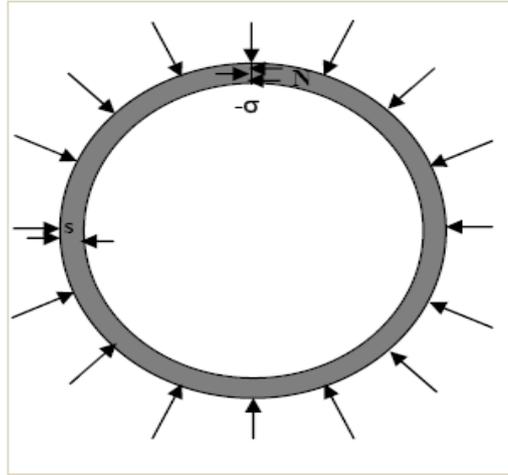


Figure III.7 : pression hydrostatique externe sur la conduite

Qui à son tour, peut être remplacée par une contrainte de compression circonférentielle si la pression est augmentée, la paroi de la conduite est finalement soumise à la contrainte  $\sigma_{buc}$  qui cause des déformations dans la canalisation. Avec une contrainte de déformation de :

$$\left. \begin{aligned} \sigma_c &= \frac{P_{buc} \times D_m}{2 \times s} \\ \sigma_{buc} &= \frac{E}{(1 - \nu^2)} \times (S/D_m)^2 \end{aligned} \right\} \quad (III.7)$$

La charge limite correspondante pour la stabilité, charge de déformation  $P_{buc}$  est obtenue par :

$$p_{buc} = \frac{2 \times E}{(1 - \nu^2)} \times (S/D_m)^3 \quad (III.8)$$

E : Module d'élasticité de la conduite

$\nu$  : Coefficient de contraction (=0.44)

s : Epaisseur de la conduite

Dm : Diamètre moyen de la conduite

La déformation de la conduite avant flambement est ici supposée suivre une forme elliptique, et l'étape finale de flambement est reconnue comme un collapse à 2 nœuds.

La résistance théorique au flambement suit l'équation :

$$P_{buc} = 8 Sr (n^2 - 1) \quad (III.9)$$

n : Nombre de nœuds selon lesquels la conduite sera déformée

Sr : Raideur annulaire de la conduite

I : le moment d'inertie de la paroi de la conduite

En posant n = 2, on obtient :  $P_{buc} = 24 Sr$

$$Sr = \frac{E \times I}{Dm^3 \times (1 - \nu^2)} \quad (III.10)$$

La validité de la formule suppose que la conduite est élastique et initialement circulaire. Il est de plus supposé que tout au long de la période de déformation, la charge externe est constamment dirigée en angle droit avec la paroi de la conduite, comme dans le cas d'une pression hydrostatique [48].

Les plastiques ne sont pas élastiques mais viscoélastiques, ce qui signifie que le module d'élasticité doit être remplacé par le module de fluage, Si on prend en compte un facteur correctif dû à l'ovalisation du tuyau et un facteur de sécurité, on obtient la formule suivante :

$$p_{bs} = 24 Sr \times K \times F \quad (III.11)$$

K : Facteur correctif dû à l'ovalisation du tuyau (= 0.65 pour une ovalisation de 1%)

F : Facteur de sécurité (= 2)

III-3-C-1 Application numérique :

Calcul des contraintes longitudinales

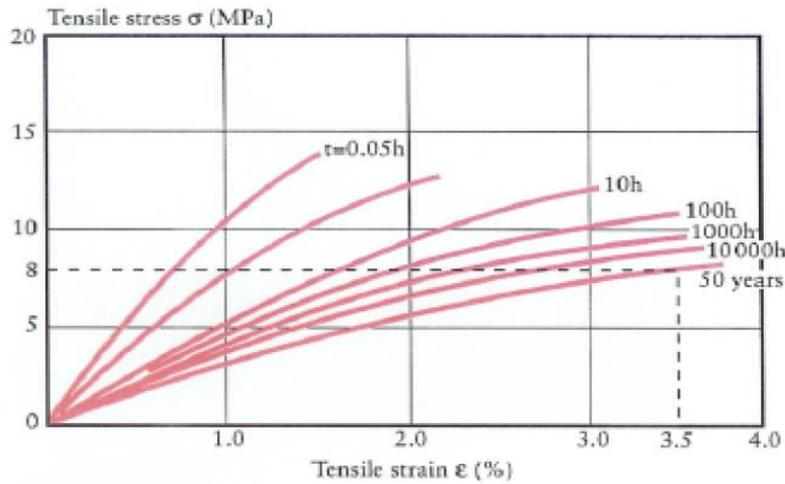


Figure III.8 : Courbe contrainte-déformation pour un test à 20 °C D'un pipeline PE100 soumis à une pression hydrostatique interne

➤ **Interprétations :**

La courbe théorique (III-8) nous illustre la variation des contraintes de déformation maximale  $\sigma$  (Mpa) avec des pressions verticale de déformation différent en fonction de Allongement dans la direction circonférentielle  $\epsilon$  (%) Appliqué sur la conduite, dans ce courbe en à plusieurs cas qui montré la relation entre la déformation et l'allongement et dépende de temps court terme (minute) et long terme (année)

Comme l'exemple en prendre la contrainte de déformation 8 Mpa après la projection dans le graphe si en trouve deux valeur de l'allongement court terme et long terme qui vérifié par l'équation (III.12)

Le fléchissement d'une conduite flexible augmente normalement avec le temps et dépend de plusieurs facteurs, Il faut donc un certain temps avant que la charge du sol soit maximale. En même temps, un compactage du remblai prend place. L'augmentation du fléchissement de la conduite cesse normalement après 2 – 3 ans, quand les conditions de sol sont stabilisées.

$$E = \frac{1}{1 - \nu^2} \times \frac{\sigma}{\epsilon} \quad \text{(III.12)}$$

$\sigma = 8 \text{ MPa}$

$\varepsilon : \text{à court terme (3 minutes)} = 0.7 \%$

$\varepsilon : \text{à long terme (50 ans)} = 3.5 \%$

Le module de fluage On obtient alors :

- E à court terme = 1 417 MPa
- E à long terme = 283.5 MPa

**Pression externe :**

Raideur annulaire de la conduite à court terme :  $S_{rc} = E \times \frac{I}{Dm^3} \times \frac{1}{(1 - \nu u^2)} = 9.63 \text{ KN/m}^2$

Raideur annulaire de la conduite à long terme :  $S_{rl} = E \times \frac{I}{Dm^3} \times \frac{1}{(1 - \nu u^2)} = 1.87 \text{ KN/m}^2$

Moment d'inertie de la paroi de la conduite :  $I = \frac{S^3}{12} = 0.000037896384 \text{ m}^3$

**Résultat de la charge statique (2):**

<b>Résistance théorique au flambement à court terme</b>		
La pression maximum externe	224,75 KN/m <sup>2</sup>	$P_{max} = 24 \times S_{rc}$
avec facteur de correction et sécurité	73,04 KN/m <sup>2</sup>	$P_{max} = 24 \times S_{rc} \times \frac{K}{F}$
<b>Résistance théorique au flambement à long terme</b>		
La pression maximum externe	44,95 KN/m <sup>2</sup>	$P_{max} = 24 \times S_{rc}$
avec facteur de correction et sécurité	14,61 KN/m <sup>2</sup>	$P_{max} = 24 \times S_{rc} \times \frac{K}{F}$

*Tableaux III.7 : Résultat de la charge statique(2)*

Nous constatons que la pression maximum externe applicable sur le tube est de 224,75kN/m<sup>2</sup> à court terme et de 44,95 KN/m<sup>2</sup> à long termes.

Cette pression peut être induite par les éléments suivants :

- Blocs de lestage
- Mouvement relatif entre la tête et le tube
- Mouvement relatif entre le tube et la station de pompage
- Pression induite par le remblai et de la route

### **III-3-C-2 Conclusion :**

La paroi de la conduite sera alors soumise à la fois à des contraintes de compression et des efforts de flexion, Ces dernières contraintes sont donc fonction de la différence entre la pression de sol verticale et horizontale.

L'étude des pressions hydrostatiques internes permet d'approuver l'épaisseur de la conduite dans les conditions de pression de service ainsi que de déterminer les contraintes limites acceptable dans la direction circonférentielle et dans la direction longitudinale dans les parois de la conduite.

La pression externe cause des forces annulaires de compression dans la paroi de la conduite, Quand les forces de compression sont importantes dans la direction circonférentielle, elles peuvent causer des défaillances dues au flambement de la paroi de la conduite.

Les conduites de prise d'eau vérifient le critère de résistance à la pression des matériaux de souille pour la profondeur d'ensouillage, L'ovalisation maximale à court terme et à long terme des conduites ne dépassent pas les Recommandations et ne pas dépasser une déformation de 5% pour l'ovalisation à court terme et 10% pour l'ovalisation à long terme.

# *Conclusion et Perspectives*

## **Conclusion et perspectives :**

Cette étude nous a permis d'avoir une large connaissance sur le transport des hydrocarbures par pipeline et de maîtriser le domaine de la maintenance de ces moyens de transport par l'utilisation des technologies fiables et récentes tels que :

- l'inspection par ultrasonique et aussi par flux magnétique (MFL).
- Réhabilitation qui consiste à des opérations de réparation par chargement et par collage.

Notre projet s'est basée aussi sur une étude mécanique de la prise d'eau de refroidissement de la centrale à cycle combinée de Terga, qui nous a permis au premier lieu de connaître mieux le fonctionnement de tels type de centrale électrique, et en deuxième lieu de faire des calculs sur la résistance mécanique de la prise d'eau sous différents chargement hydrostatique interne ou externe.

Ainsi que notre stage au sein de la société SKT, nous a permis d'avoir des explications sur les inspections réelles des prise de canalisations et les moyens matériels et humains utilisées pour cette opération.

D'avantage les technologies d'inspection des pipelines s'améliore de jours en jours et nécessite une connaissance du comportement mécanique des matériaux composants ces pipelines sans négliger l'environnement dans lequel elles fonctionnent.

*Références*  
*Bibliographiques*

## **RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

- [1]: ACPRE. Risk Management Program Standard (for use in the Pipeline Risk Management Demonstration Program), Produced by the Joint Risk Management Standard Team, The Office of Pipeline Safety, American Petroleum Institute, Interstate Natural Gas Association of America, National Association of Pipeline Safety Representatives, Gas Research Institute (1996).
- [2]: Mannucci, G. and Demofonti, G. (2001) – Fracture properties of API X100 gas pipeline steels. In: 13<sup>th</sup> Joint Meeting PRCI – EPRG, New Orleans.
- [3]: Rapport de l'enquête MH-2-95, Fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et des gazoducs canadiens, Office National d'énergie (1996).
- [4]: EGIG (2002) – Gas pipeline incidents, 5th report of the European gas pipeline incident data group.
- [5]: Gray, J.M. (2002) – Niobium bearing steels in pipeline projects. In: Niobium science and technology, Niobium 2001.
- [6]: Battelle. "Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume IV - Identification of Risk, GRI-95/0228.4 (October 1995).
- [7]: J. F. Kiefner, W. A. Maxey, R. J. Eiber, A.R. Duffy, "Failure stress loads of flaws in pressurised cylinders", ASTM STP vol. 536. Philadelphia, p. 461–81, 1973.
- [8]: G. Pluvinage, "Méthodes d'analyse limite pour les tuyaux présentant des défauts tels Des cratères de corrosion, des fissures et des indentations", Forum Alpha Hydrogène, 2005.
- [9]: H. Adib-Ramezani, J. Jeong, G. Pluvinage, "Structural integrity evaluation of X52 gas pipes subjected to external corrosion defects using the SINTAP procedure", International Journal of Pressure Vessels and Piping, Volume 83, Issue 6, Pages 420- 432, 2006.
- [10]: Fitness-for-Service. API Recommended Practice 579, 1st ed. American Petroleum Institute, January 2000.
- [11]: A. El Hakimi, "Etude numérique et expérimentale de la nocivité des coques Cylindriques et sphériques sous pression", Thèse de Doctorat, 2006.
- [12]: M. E. Mayfield, W. A. Maxey, and G. M. Wilkowski, "Fracture Initiation Tolerance Of Line Pipe", Paper F, 6th Symposium on Line Pipe Research, American Gas Association, Houston, Texas, 1979.
- [13]: W. A Maxey et al, "Ductile fracture initiation, propagation and arrest in cylindrical Pressure vessels". ASTM, STP 514, 1972.

- [14]: G. T Hahn., M. Sarrate, A. R. Rosenfeld, “Criteria for crack extension in cylindrical pressure vessels“, *Int. J. Fract. Mech.*, 5:187–210, 1969.
- [15]: K.A. Macdonald, A. Cosham, “Best practice for the assessment of defects in pipelines – Gouges and dents“, *Engineering Failure Analysis* Vol.12, 720–745, 2005.
- [16]: K.A. Macdonald, A. Cosham, C.R. Alexander and P. Hopkins, “Assessing mechanical damage in offshore pipelines – Two case studies“, *Engineering Failure Analysis*, In Press, Corrected Proof, Available online 21 December 2006.
- [17]: A. Cosham, P. Hopkins, “The effect of dents in pipelines - guidance in the pipeline Defect assessment manual“, *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Volume 81, Issue 2, February, Pages 127-139, 2004.
- [18]: P. Hopkins, I. Corder, P Corbin, “The resistance of gas transmission pipelines to Mechanical damage“, *international conference on pipelines reliability*, 1992.
- [19]: D. G. Jones, “The Significance of Mechanical Damage in Pipelines“, *3R International*, 21, Jahrgang, Heft, 1982.
- [20]: A. Keith Escoe, “Piping and Pipelines assessment guide, Volume I“, *British Library Cataloguing-in-Publication Data*, ELSEVIER 2006
- [21]: P. Hopkins, D. G. Jones, A. J. Clyn, “The significance of dent in transmission Pipelines“, *Second conference on pipe work, engineering & operation*“, 1989.
- [22]: P Hopkins, P. A Corbin, “Study of external damage of pipelines“, In: Paper 5, NG 18/EPRG seventh joint biennial technical meeting on line pipe research, Calgary, Alberta, 1988.
- [23]: P. Hopkins, “The application of fitness for purpose methods to defects detected in Offshore transmissions pipelines“, *Int. Conference on welding and weld performance in the Process industry*, London; 1992.
- [24]: W.A. Maxey, “Outside Force Defect Behaviour“, *Report to Line Pipe Research Supervisory Committee of the Pipeline Research Committee of the American Gas Association*, NG-18 Report No. 162, AGA Catalogue No. L51518, Battelle, 1986
- [25]: R. J. Eiber, W. A. Maxey, C. W. Bert, and G. M. McClure, “The Effects of Dents on The Failure Characteristics of Linepipe“, *Battelle Columbus Laboratories*, NG-18, Report No. 125, AGA Catalogue No. L 51403, 1981.
- [26]: I.B. Iflefel, D.G. Moffat, J. Mistry, “The interaction of pressure and bending on dented Pipe“, *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 82, 761–769, 2005.

- [27] : Kaouther Louati. Modelés Mathématiques pour l'Inspection Non destructive des Pipelines. Mathématiques. Ecole Polytechnique X, 2006. French. <tel-00125751>
- [28] : Thèse de doctorat BELLAHCEN Tassadit : « étude de la Nocivité des défaut dans les canalisation sous environnement Hydrogène » Université Mouloud Mammeri de Tisi -ouazou
- [29] : Documentation Pipecheck, "solution de numérisation 3D pour l'évaluation de l'intégrité des pipelines, site internet : [www.creaform3d.com](http://www.creaform3d.com), 2014.
- [30] : Thèse de doctorat Clément Fouquet : « Détection et Reconnaissance de Défauts dans les Pipelines d'Hydrocarbure à partir d'Images Ultrasoniques » Université de Cergy-Pontoise - Ecole doctorale Sciences et Ingénierie
- [31] : livre de stephane saimson ingénieur conseil indépendant, docteur en géophysique : thème « Inspection en ligne des pipelines (principe et Méthode) » 05 /2007
- [32] : livre de Technipe amazone. Paris 2011 : « Le Transport par Pipelines aspect économique et environnementaux »
- [33] : livre de Mo-Mohitpour , thomas van Hardevelde , warren peterson ASME 2010 : « Pipelines operation & Maintenance , A practical Approach »
- [34]: Pipeline Operator Forum Draft. Specifications and requirements for intelligent pig Inspection of pipelines, 2009.
- [35]: R. Huang and L.W. Schmerr Jr. Characterization of the system functions of ultrasonic Linear phased array inspection systems. Ultrasonics 49, 2008.
- [36]: S. Iyer and S.K. Sinha. Ultrasonic signal processing methods for detection of defects In concret pipes. Automation in Construction 22, 2011.
- [38]: C. AMSELLEM, JF. SANCHEZ, R. EDERY, L. MARTIN, ultrasonic pig for inline inspection of pipelines, Eurosonic – France, 2008.
- [39]:M. HAFIFI. Inspection en ligne et diagnostic. Direction de traitement de canalisation warren peterson
- [40]: J. Vincent-Genod. (1989). Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par pipelines. Institut français du pétrole. Société des éditions technique paris.
- [41] : ORASCOM CONSTRUCTION INDUSTRIES. Prise d'eau – Centrale Électrique de TERGA. Document Etude mécanique de la canalisation
- [42] : Documents GEOCEAN. Etude la stabilité de PEHD
- [43] : Etude des propriétés mécanique de mélanges à base de PVC et PVC- PEHD et les Phénomènes de dégradation. Mémoire de magister-2012. Université Kasdi Merbah OUARGLA

[44] : S.FUZESSERY (1997) Polyéthylènes basse densité .Thèse de docteur Ingénieur

[45] : TUBEX SARL Guide d'utilisation des canalisations en PEHD

[46] : R. Khelif, Étude et analyse de la rupture des tubes en polyéthylène pour le transport de gaz : optimisation par la fiabilité, Thèse, Université d'Annaba, 2006

[47] : Documentation STPM Chiali, Tubes polyéthylène (PE) et accessoires, Catalogue Technique, Sidi Bel-Abbes, Algérie, 2000

[48]: Plastics Pipes for Water Supply and Sewage Disposal by Lars-Eric Jansons (K-Values)  
– 4th édition – Borealis