



---

Département de Génie Mécanique

## MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du diplôme de :

### MASTER

En Génie Mécanique

**Option : TECHNIQUES DE PRODUCTION INDUSTRIELLES**

Présenté par :

**ABD ELKANI MEFTAH & BENSAAD DJAMEL**

### Thème

---

**Recherche sur la maîtrise de la technique d'élaboration des  
pipes pour le transport du pétrole ou du gaz naturel**

---

Devant le jury composé de :

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
MOUSSAI Ahmed Toufik	MAA	Président
CHOUKI FARSI	MCA	Encadreur
AISSI Adel	MCB	Examineur

*Année Universitaire : 2020 / 2021*

N° d'ordre: GM/ ...../2021

## **REMERCIEMENT**

*Nous tenons à remercier ALLAH de nous avoir aidés à arriver au terme de ce travail, arrivé a terme de la rédaction de ce mémoire, il nous est particulièrement agréable d'exprimer nos gratitude et nos remerciements à tous ceux qui, par leur enseignement, leur soutien et leurs conseils, nous ont aidé à sa réalisation qui a été effectué à l'université de Mohamed Boudiaf*

*M'sila*

*On remercie de tout cœur :*

*notre encadreur de Mémoire le Dr. **FARSI Chouki** pour la confiance et l'attention qu'il nous a accordé tout le long de cette étude.*

*Je remercie **Mr. FOURA Abdemalek** et **M'HAMEDI Yazid** de **MEI. M'sila.***

# Dédicaces

Nos dédicaces, A nos Parents qui nous ont donné la chance de poursuivre nos études et qui nous ont appris surpasser les moments difficiles, à nos précieux collègues.

A tous les membres de notre promotion.

A tous nos enseignants depuis nos premières années d'études.  
A ceux et celles qui nous ont accompagné et Soutenu durant cette année de formation

## Résumé

La demande internationale de pétrole et de gaz naturel augmente de jour en jour. Comme résultats de ce travail on a trouvé qu'il est nécessaire d'augmenter le débit des pipes de leur alimentation avec l'augmentation de leurs pressions d'exploitation ainsi avec l'élargissement du réseau de canalisations. Malgré que ce soit très cher en raison des grands projets et des problèmes géopolitiques qui peuvent être rencontrés. Par conséquent, on voit aussi la nécessité d'augmenter la résistance des pipes. De l'autre côté, l'épaisseur des pipes, et les propriétés de résistance mécaniques et Les produits chimiques transportés doivent être améliorés en tenant compte de divers problèmes de dégradation de ces pipes qui subissent des attaques de corrosion qui contribue grandement à la réduction des propriétés de leurs durée de service.

**Mots clés:** Pipes, corrosion, contraintes internes, réseau de distribution

## Abstract:

The international demand for oil and natural gas is increasing day by day. As a result of this work it has been found that it is necessary to increase the flow rate of the pipes of their supply with the increase of their operating pressures as well as with the expansion of the pipeline network. Although it is very expensive due to the big projects and the geopolitical problems that can be encountered. Therefore, we also see the need to increase the resistance of the pipes. On the other hand, the thickness of the pipes, and the properties of mechanical resistance and the chemicals transported must be improved taking into account various degradation problems of these pipes which undergo corrosion attacks which greatly contributes to the reduction. properties of their service life.

**Keywords:** Pipes, corrosion, internal stresses, distribution network

## ملخص

يتزايد الطلب العالمي على النفط والغاز الطبيعي يوماً بعد يوم. نتيجة لهذا العمل ، وجد أنه من الضروري زيادة معدل تدفق أنابيب إمداداتها مع زيادة ضغوط التشغيل وكذلك مع توسيع شبكة خطوط الأنابيب. على الرغم من أنها مكلفة للغاية بسبب المشاريع الكبيرة والمشاكل الجيوسياسية التي يمكن مواجهتها. لذلك ، نرى أيضاً الحاجة إلى زيادة مقاومة الأنابيب. من ناحية أخرى ، يجب تحسين سماكة الأنابيب وخصائص المقاومة الميكانيكية والمواد الكيميائية المنقولة مع مراعاة مشاكل التدهور المختلفة لهذه الأنابيب التي تتعرض لهجمات التآكل والتي تساهم بشكل كبير في تقليل خصائص العمر التشغيلي لها.

الكلمات المفتاحية: مواسير ، تآكل ، ضغوط داخلية ، شبكة توزيع

## LISTE DES FIGURES:

### Chapitre I:

<b>Figure I.1</b> : Canalisation entrée	4
<b>Figure I.2</b> : Canalisation aérienne	4
<b>Figure. I.3.</b> La première utilisation connue de pipelines pour le transport d'hydrocarbures remonte aux environs de 500 av. J.-C. en Chine	5
<b>Figure .I.4.</b> Dès 1976. International pipeline étend son réseau jusqu'à Montréal	6
<b>Figure .I.5</b> : l'expansion du réseau canadien commencera dès années 1950 avec la découverte d'importants gisements de pétrole brut et de gaz naturel dans l'ouest	7
<b>Figure. I.6:</b> Système de transport des hydrocarbures par canalisation (BS, 2003).	9

### Chapitre II:

<b>Figure II.1.</b> Développement des pipelines en acier à haute résistance dans le temps, grade et mise en forme	26
<b>Figure II.2.</b> Aciers de grade API et épaisseur du tube (mm)	26
<b>Figure II.3.</b> Développement des pipelines (composition, procédé TMCP, microstructure, API grade)	27
<b>Figure II.5.</b> Tube soudé longitudinalement	30
<b>Figure II.6.</b> Les étapes de fabrication de tubes soudés le long du matériau (CTOA) [27].	31
<b>Figure II.7.</b> Fabrication des tubes soudés. (a) Formage en U, (b) formage en O et(c) soudage	31
<b>Figure II.8.</b> Tube en soudure spirale	32
<b>Figure II.9.</b> Le positionnement de la bobine	32
<b>Figure II.10.</b> La forme de la soudure	32
<b>Figure II.11</b> : Technique de fabrication des tubes soudés en spiral	33
<b>Figure II.12</b> : Fabrication de pipe sans soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure »	33
<b>Figure II.13.a</b> : Revêtement extérieur	34

<b>Figure II.13.b</b> : Revêtement extérieur	
<b>Figure II.14</b> : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau	35
<b>Figure II.15.</b> Effet de la pré-déformation. (a) déformation uniforme vraie (b) limite d'élasticité	37
<b>Figure II.16</b> Dimensions du pipe.	40

### Chapitre III:

<b>Figure III. 1:</b> causes des incidents significatifs des pipelines souterrain et sous-marin1	57
<b>Figure III. 2:</b> causes des incidents significatifs des pipelines de transmission de gaz naturel souterrain et sous-marin	57
<b>Figure III. 3:</b> corrosion dans le pipe. (a) :internes(b) : externe	59
<b>Figure III.4:</b> corrosion par piqûration	60
<b>Figure III. 5:</b> corrosion bactérienne	60
<b>Figure III. 6</b> : Fissuration par corrosion sous contrainte	61
<b>Figure III.7:</b> courbe rationnelle de traction	62
<b>Figure III. 8</b> : Modes de ruptures	64
<b>Figure III.9</b> Éraflure	64
<b>Figure III.10</b> Lieu d'accident d'explosion de pipeline en Belgique (été 2004).	65
<b>Figure III.11.</b> Photo d'un pipeline enfoncé	66
<b>Figure III.12</b> Géométrie d'un enfoncement	66

### Chapitre IV:

<b>Figure IV.1.</b> Les trois secteurs technologiques impliqués dans l'inspection et la maintenance du pipeline en service	75
<b>Figure IV.2.</b> Examen visuel	77
<b>Figure IV.3.</b> Le principe de détection par ultrasons	77
<b>Figure IV.4.</b> schéma de piston instrumenté basé sur le principe de perte de flux magnétique	78
<b>Figure IV.5.</b> Piston instrumenté basé sur le principe de perte de flux magnétique	79
<b>Figure IV.6.</b> Décapage manuelle	80
<b>Figure IV.7.</b> Sableuse automatique	81

<b>Figure IV.8.</b> Sableuse manuelle	81
<b>Figure IV.9.</b> réparation d'un pipe par collage de patch a) collage par adhésif de film b) collage par adhésif de pâte	86
<b>Figure IV.10 :</b> Géométrie de demi-coquilles	88
<b>Figure IV.11 :</b> Opération de soudages de demi coquilles (STT)	88
<b>Figure IV. 12:</b> Réparation par clock spring.	89
<b>Figure IV.13 :</b> installation de Clock Spring (STT)	90

## LISTE DES TABLEAUX :

### Chapitre I:

<b>Tableau. (I.1) :</b> Données du réseau de transport par canalisation fournies par TRC(2012)	10
<b>Tableau.I. 2:</b> Exemple fonctionnel du réseau de transport par canalisation	11

### Chapitre II:

<b>Tableau II-1:</b> Données sur la consommation et la production mondiale de gaz naturel	21
<b>Tableau II.2.</b> Evolution progressive de propriétés des pipelines et découverte scientifique Comme l'explique Gray	22
<b>Tableau II.3.</b> Evolution des conditions de transport des pipelines	23
<b>Tableau II.4.</b> Les pipelines en acier de grade API	27
<b>Tableau II.5.</b> Dimensions des tubes API 5L X60	40
<b>Tableau II.6.</b> Pressions maximales admissibles en service	41
<b>Tableau II.7</b> les contraintes maximales	53

### Chapitre IV:

<b>Tableau IV-1 :</b> propriété des composites communs	85
<b>Tableau IV.2 :</b> caractéristiques des adhésifs	85
<b>Tableau IV.3:</b> Qualité d'activateur pour l'adhésif	91

# TABLES DES MATIERES

## Introduction Générale

### Chapitre I: Généralités sur les pipelines de transport de pétrole et de gaz naturel

I.1. INTRODUCTION.....	3
I.2 Définition d'une canalisation .....	3
I.2.1 Les caractéristiques de la canalisation.....	4
I.2.2 Les types de canalisation.....	4
I.3 Historique des pipelines .....	4
I.3.1. L'un des trois plus longs réseaux au monde.....	7
I.4. Composants d'un système de transport par pipeline.....	8
I.5. Réseau de transport des hydrocarbures par canalisation en Algérie.....	9
I.6. Cadre Institutionnel et législatif.....	12
I.7.Règlementation française du transport par pipeline.....	12
I.7.2.La réglementation de sécurité pour le transporteur.....	12
I.7.3.La réglementation sur les travaux de tiers.....	13
I.7.4. Institutions Algériennes.....	13
I.7.5. Dispositions réglementaires.....	14
I.7.6 Discussion.....	15
I.8.Mise en place d'un système pipelines.....	16
I.8.1.Planification... et conception .....	16
I.8.2.Construction (dont la planification préalable à la construction).....	17
I.8.3.Mise en service et exploitation.....	17
I.8.4.Cessation d'exploitation (ou désaffectation).....	18
I.9.Conceptions et normes des pipelines.....	18
I .10. Conclusion.....	18

### Chapitre II: Fabrication des pipelines

#### INTRODUCTION

II.1.1.Les aciers à hauts grades pour les pipelines.....	20
II.1.2.Evolution des dimensions des pipes et des conduits.....	29
II.1.3 Evolution des caractéristiques mécaniques des pipes.....	29
II.2.1 Fabrication de pipes soudés longitudinalement.....	30
II.2.2.Fabrication des pipes par soudure spirale .....	32

II.2.3 Les tubes sans soudure.....	33
II.3.1 Revêtements extérieurs.....	34
II.3.1.1 Revêtement Fusion Bonde Epoxy.....	34
II.3.1.2 Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches.....	34
II.3.2 Revêtements intérieurs.....	35
II.3.2.1 Revêtements pour l'amélioration du débit.....	35
II.4. Défauts rencontrés dans les canalisations.....	35
II.5.Effets de fabrication.....	36
II.6. Simulation numérique des contraintes et déformations dans un pipeline(Exemple Mémoire de Fin d'Études Thème étude et conception des tubes pour pipelines .Pr.saidfares.2013/2014).....	38
II.6.1 Modélisation et simulation numérique .....	38
II.6.2 Méthode des éléments finis .....	38
II.6.3 Conditions aux limites .....	39
II.6.4 Simulation d'un tube par CATIA V5 .....	39
II.6.4.1Définition du logiciel CATIA .....	39
II.6.4.2 Les étapes de simulation.....	40
1) Caractéristiques de pipes .....	40
2) Conception du tube sur CATIA .....	41
3) Atelier Analyse statique.....	44
Conclusion.....	53

### Chapitre III :Les risques sur les pipelines

#### Introduction

III.1. Les risques liés au transport de l'oléoducs.....	56
III.2 Défaillances dans les ouvrages de pipelines.....	56
III.3. Accidentologie.....	57
III.3.1 Sources de données d'accident par canalisation.....	57
III.4.Corrosion.....	59
III.4.1 Corrosion dans les pipelines.....	59
III.4.2Types de corrosion.....	59
III.4.2.1 Corrosion uniforme.....	59
III.4.2.2 Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse.....	59

III.4.2.3 Corrosion induite microbiologiquement (CIM).....	60
III.4.3.Mécanisme de la corrosion.....	61
III.4.4 Fissuration des pipelines.....	61
III.4.5 Défaillances par déformation plastique.....	62
III.4.6 Défaillances par rupture fragile.....	63
III.4.7 Défaillances par rupture ductile.....	63
III.5 Les éraflures .....	64
III.5.1 Définition d'une éraflure .....	65
III.6 Les Enfoncements .....	65
III.6.1 Définition d'un enfoncement .....	66
III.6.2 Les défauts combinés (enfoncements avec éraflures) .....	67
III.7 Sécurité industrielle du transport par pipeline.....	67
Conclusion .....	68

## Chapitre IV : Maintenance et réparation des Pipelines

### Introduction

IV.1.Maintenance.....	70
IV.1.1.Objectif de la maintenance.....	70
IV.1.2.Planning de maintenance .....	71
IV.1.3.Stratégies de maintenance .....	72
IV.1.4.Activités de maintenance .....	73
IV.1.4.1.Emploi de racleurs.....	73
IV.1.4.2.Essais hydrostatiques.....	74
IV.1.4.3.Protection cathodique.....	74
IV.1.4.4.Dégagement de la zone de droit de passage.....	74
IV.1.4.5. Inspection et maintenance des canalisations en service .....	75
IV.1.4.5.1. Méthodes de contrôle non destructif (CND).....	76
IV.2 Méthodes de traitement des surfaces.....	79
IV.2.1.Décapage .....	79
IV.2.2. Sablage .....	80
IV.2.3.Détection des fuites .....	82
IV.2.4. Réparation par patches en composites.....	82

---

IV.2.4.1. Analyse des contraintes du système.....	82
IV.2.4.2. Conception de patches.....	84
IV.2.4.3. Sélection de composite.....	84
IV.2.4.4. Sélection d'adhésif.....	85
IV.2.4.5. Modèle mécanique.....	86
IV.2.4.6. la méthode des éléments finis.....	86
IV.7 Méthodes de réparation des pipes .....	87
IV.7.1 Réparation par demi-coquilles soudées .....	87
IV.7.2 Réparation par Clockspring.....	88
Conclusion.....	91
Conclusion générale	

# Introduction Générale

Dans l'industrie pétrolière, l'objectif principal est d'extraire, transporter, raffiner les produits pétroliers en très grandes quantités dans les conditions économiques les plus performantes et pour des conditions de sécurité et de fiabilité des équipements optimales. Le transport des hydrocarbures sous forme liquide ou gazeuse (gazoducs).se fait par pipelines qui sont des canalisations enterrée ou aérienne.

Ce travail de mémoire est divisé en 4 chapitres, au premier chapitre on a donné des généralités sur les pipelines de transport de pétrole et de gaz naturel qui sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique ou politiquement instable. Au contraire de leur investissement initial ; leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances [1] .On termine ce chapitre par une discussion sur la mise en place d'un système pipelines de sa planification... et son système de conception Dans le Chapitre II on a touché les méthodes de fabrication des pipelines qui sont des canalisations qui acheminent du gaz naturel entre les zones d'extractions et les zones de consommation ou d'exportation. On estime la longueur totale des gazoducs dans le monde à un million de kilomètres, soit plus de 25 fois la circonférence terrestre. Au chapitre III ,on a fait une étude sur les risque du transport de ces fluides sur les pipes En Algérie, le réseau de pipelines est estimé à plus de 18 000 Kms tout diamètre confondu. Les gazoducs sont en majorité terrestre, soit enfouis à environ un mètre de profondeur dans les zones habitées, soit posés à même le sol en zone désertique, ou en zone à sol dur. Leur diamètre varie entre 50 mm (2 pouces) et 1400 mm (56 pouces) pour les plus importants[1]. Toutefois, le tarissement des sources de proximité et l'éloignement croissant des zones d'exploitation ont conduit à l'établissement de gazoducs sous-marins., ils sont des canalisations transportant uniquement le gaz. Au chapitre IV :on trouve les pricipaux étapes et méthodes de maintenance et réparation des pipes .

Les structures métalliques dans l'industrie pétrolière sont particulièrement sensibles aux défaillances par corrosion et fissuration et à l'instabilité géométrique. Leur dimensionnement s'opère en ayant recours à des règles simplifiées, cette approche est généralement conservative. En effet ces structures sont très sensibles à la moindre imperfection de forme (défauts géométriques). Le dimensionnement s'appuie en général sur la connaissance de l'état initial réel ou supposé. Or cette configuration évolue dans le temps, on constate généralement l'adjonction de nouveaux défauts de forme dus au fonctionnement (charges accidentelles, déformation) mais aussi à des pertes de matière localisées dans les zones corrodées.

## **Chapitre I :**

# **Généralité sur les pipelines de pétrole et de gaz naturel**

## I.1. INTRODUCTION:

Actuellement le mode de transport par pipeline a connu une ample importance à l'échelle nationale comme à l'échelle internationale, qui s'explique par une hausse des quantités des produits transportés et des consommations en énergie. Cette situation exige des entreprises de développer davantage leur logistique, voir même de varier leur mode de transport afin de garantir un approvisionnement régulier, pour faire face à la progression de la demande sur le marché. C'est dans cette vision que les entreprises pétrolières algériennes ont abordé un programme d'investissement important, visant à sécuriser l'approvisionnement du pays en produits pétroliers, à travers un maillage intelligent de pipelines, répondant au vrai besoin des différentes zones du pays. Le mode de transport par canalisation coopère sensiblement à la réduction à la fois des coûts, des délais de livraison, du trafic routier et assure aussi des transports massifs d'hydrocarbures, en veillant au respect de l'environnement avec des conditions les plus strictes de sécurité. S'il n'existait pas ! Il serait inévitable de faire circuler sur les routes, les autoroutes et les rails des milliers de camions et wagons citernes, pour assurer le même transport [2].

La technologie actuelle est révolutionnée et orientée vers les pipelines multi-produits. Cette dernière présente à son tour l'inconvénient de naissance d'une zone de mélange ou contaminât entre deux produits en contact, et qui circulent séquentiellement dans le pipeline [2].

Le mélange en question est généré à chaque contact produit-produit lors du transport des carburants, donc une séquence de plusieurs batch favorise proportionnellement plusieurs lots de contaminât, nécessitant un parc important pour leur stockage.

## I.2. Définition d'une canalisation :

Un pipeline est un mode de transport des matières fluides réalisé au moyen de conduites constituant généralement un réseau [3], et au sens large, le pipeline est une installation utilisée pour le transport de marchandises, du point de réception au point de livraison. Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique ou politiquement instable. Au contraire de leur investissement initial, leur utilisation

Est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances. [4].



Figure I.1 : Canalisation enterrée [5] Figure I.2: Canalisation aérienne [6]

### I.2.1 Les caractéristiques de la canalisation :

Les caractéristiques de la canalisation ainsi définies, diamètre et épaisseur permettant de fixer pression de service et perte de charges, conduisant à la détermination de l'énergie de pression à fournir au fluide par pompage ou par compression, le problème simple pour les fluides incompressibles, pour lesquels la perte de charges est proportionnelle à la distance, devient évidemment plus complexe pour les gaz, pour lesquels la perte de charge dépend de la pression moyenne dans le tronçon de la canalisation, donc l'espacement des points d'injection de puissance, c'est-à-dire des stations de compression.

### I.2.2 Les types de canalisation :

Le nom et le type d'une canalisation dépendent des caractéristiques physiques et des conditions d'acheminement du produit à déplacer[7].

- Pour le gaz naturel, on parle de **gazoduc**.
- Pour le pétrole, on parle **d'oléoduc**.
- Pour l'eau on parle **d'aqueduc**.
- Pour l'eau salée, on utilise le terme de **saumoduc**.
- Pour l'oxygène, on utilise le terme d'oxygénoduc ou **d'oxyduc**.
- Pour l'hydrogène, on utilise le terme **d'hydrogénoduc**.

## I.3 Historique des pipelines

On différencie le pipeline de l'aqueduc en raison de l'évacuation gravitationnelle des eaux. Des réseaux d'aqueducs pour la distribution d'eau potable existent depuis des temps

historiques. La première utilisation connue de pipelines pour le transport d'hydrocarbures remonte aux environs de 500 av. J.-C. en Chine[8].

Des pipelines en bambou étaient alors utilisés pour le transport du gaz naturel issu de puits de saumure et de gaz afin de chauffer ladite saumure pour en recueillir le sel. Les segments de bambou étaient fendus dans la longueur pour en retirer les nœuds horizontaux. Les moitiés étaient ensuite recollées et liées par de la ficelle



**Figure. I.3.** La première utilisation connue de pipelines pour le transport d'hydrocarbures remonte aux environs de 500 av. J.-C. en Chine.

Le premier concept de pipeline aurait été formulé par le Russe Dimitri Mendeleïev en 1863. Il suggéra d'utiliser des tubes pour transporter du pétrole. Un autre Russe, Vladimir Choukhov aurait construit l'un des premiers oléoducs à la fin du XIXe siècle, en 1878-1880 près de Bakou.

Au XIXe siècle, les installations industrielles comprenaient des systèmes de transport locaux par canalisations en fonte, bois, acier, céramique, d'ampleur modeste. Le premier concept industriel de transport par canalisation aurait été formulé par le Russe Dimitri Mendeleïev en 1863. Il suggéra d'utiliser des tubes pour transporter du pétrole. Un autre Russe, Vladimir Choukhov aurait construit l'un des premiers oléoducs à la fin du XIXe siècle, en 1878-1880 près de Bakou. Entre-temps, un oléoduc reliant un champ de production de Pennsylvanie à une gare de chemin de fer à Oil Creek aurait été construit vers 1860 par la Oil Transport Association. Le début du réseau pipelinier canadien remonte à 1853, date de l'installation d'un tuyau en fonte, d'une étendue de 25 kilomètres, conçu pour le transport de gaz naturel, vraisemblablement depuis Louisville jusqu'à Trois-Rivières (1).

À cette époque, c'était probablement le pipeline le plus long au monde. En 1862, le Canada construisit aussi l'un des premiers oléoducs au monde, qui reliait le champ pétrolifère .



**Figure .I.4.**Dés 1976. International pipeline étend son réseau jusqu'à Montréal

En 1947, il n'existait que trois oléoducs au Canada pour transporter le pétrole. Le premier de la Turner Valley (AB) jusqu'à Calgary ; le deuxième des côtes du Maine à Montréal (QC) ; et le troisième du centre des États-Unis jusqu'en Ontario. L'expansion du réseau commencera dès les années 1950 avec la découverte d'importants gisements de pétrole brut et de gaz naturel dans l'Ouest, et stimulera l'économie canadienne[9].



**Figure .I.5 :** l'expansion du réseau canadien commencera dès années 1950 avec la découverte d'importants gisements de pétrole brut et de gaz naturel dans l'ouest

### **I.3.1. L'un des trois plus longs réseaux au monde**

Vers la fin des années 1940, les réserves pétrolifères et les gisements de gaz naturel sont suffisants en Alberta pour permettre l'exportation de ces ressources dans l'Est et aux États-Unis. Puisque le pipeline est le moyen de transport le plus économique pour les liquides et les gaz, le système de canalisation prend rapidement de l'expansion au Canada. Globalement, il est d'ailleurs l'un des plus longs au monde à l'heure actuelle (242 400 km), égal à celui de l'ex-URSS (242 400 km) et suivant celui, grand premier, des États-Unis (2 080 000 km) [9].

L'Alberta possède le système le plus développé au Canada, s'étendant à quelque 105 850 km. Viennent ensuite l'Ontario avec 52 690 km, la Saskatchewan avec 43 120 km, la Colombie-Britannique avec 24 570 km, le Manitoba avec 8 380 km et le Québec avec 6 060 km. Aujourd'hui, le record mondial de longueur d'un seul et même oléoduc appartient à l'oléoduc Druzhba (Amitié), qui part de Russie et s'étend jusqu'en Europe centrale. Pour ce qui est des gazoducs, le plus long est chinois : le West-East Gaz Pipeline II.

La première Loi sur les pipelines a été adoptée en 1949. Puis le gouvernement fédéral crée l'Office national de l'énergie (ONÉ) en 1959, afin de réglementer les pipelines transfrontaliers. La première tâche de cet organisme consiste à délivrer des permis d'exportation et à établir les tarifs[9].

## I.4. Composants d'un système de transport par pipeline:

L'ensemble du système est composé de sous-systèmes qui sont les suivants (BS, 2003):

- **Installation de stabilisation et séparation** (gaz et liquide) : le produit issu des puits passe par un ensemble de phase ou il subira plusieurs traitements, des traitements simples basée sur la stabilisation et la séparation selon la densité des constituants(eau, huile, gaz) du produits ou bien des traitements par des paramètres de procédés température, pression, débit, niveau..)

.Cette phase donnera trois produits : eau, gaz, huile Fig. (I.4).

- **Station de pompage et station de compression** : permettent de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux.

- **Postes de sectionnement** : permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite. Ces postes sont parfois équipés de coupure pour introduire et recevoir des pistons (pig en anglais), destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation: géométrie, propreté, perte de métal, fissuration, etc. La distance entre deux postes de sectionnement consécutifs dépend de la réglementation applicable, selon le fluide transporté et le pays concerné. La distance entre deux postes de coupure (ou de demi-coupure) consécutifs varie d'une dizaine de kilomètres pour de courtes antennes ou points spéciaux, à quelques centaines de kilomètres pour de grandes canalisations de transit.

- **Les postes de détente ou postes de régulation** : permettent de diminuer la pression du fluide à l'aval. Ces postes sont, souvent, associés à des postes de livraison. Ils peuvent, aussi, séparer des portions de réseau exploitées à des pressions différentes.

- **Les stations d'arrivée** : marquent l'extrémité d'un réseau de transport. Cela peut être un réservoir de stockage dans une raffinerie pour les opérations de raffinage ou le début d'un réseau aval de transport ou de distribution.

Selon le produit transporté, les canalisations ont des noms ainsi que des réglementations, des techniques de construction et d'exploitation différentes. Les principaux systèmes de transport par canalisation concernent :

- **Le gaz naturel**, transporté par gazoduc ;
- **Les hydrocarbures liquides**, dont surtout le pétrole, transporté par oléoduc.

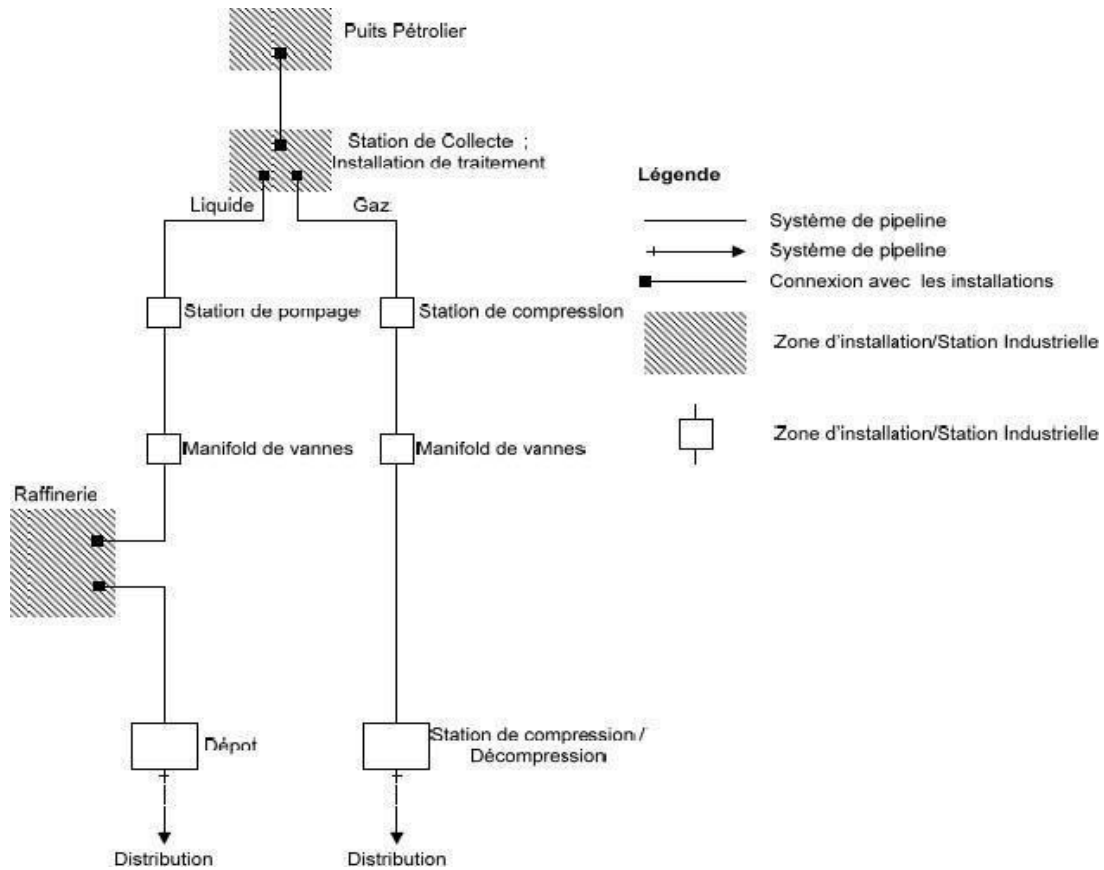


Figure. (I.6):Système de transport des hydrocarbures par canalisation (BS, 2003).

### I.5 Réseau de transport des hydrocarbures par canalisation en Algérie

Le transport par canalisation constitue le maillon intermédiaire entre l'Amont pétrolier et gazier, les activités Aval de raffinage et de pétrochimie et la commercialisation des hydrocarbures.

L'Algérie dispose d'un réseau de transport par canalisation qui est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs.

Les capacités de transport de TRC sont de 341 Millions de tonnes équivalent pétrole(MTEP) (TRC, 2006). TRC dispose de 78 STC d'une longueur de plus de 18 487 km, dont 2 gazoducs destinés à l'exportation du gaz naturel (TRC, 2006) :

- L'un vers l'Italie (via la Tunisie) appelé Gazoduc Enrico Mattei (GEM),
  - L'autre vers l'Espagne (via le Maroc) appelé Gazoduc Pedro Duran Farel (GPDF).
- Sur les 78 STC dont

## **Chapitre I Généralités sur les pipelines de transport de pétrole et de gaz naturel**

dispose TRC, 34 sont réservés au pétrole brut, 3 pour le condensat, 9 pour le GPL et 32 pour le gaz naturel (TRC, 2006).

Un programme intensif d'extension du réseau est lancé par TRC. Ce programme portera la longueur totale du réseau à 21 500 km à l'horizon 2012. Un autre programme intensif de réhabilitation des installations existantes est lancé. Il est doté d'une enveloppe de 1 milliard de dollars. Tab. (I.1).

**Tab. (I.1) :** Données du réseau de transport par canalisation fournies par TRC(2012)

Caractéristiques de canalisation	<b>Brut</b>	<b>condensat</b>	<b>GPL</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>total</b>
<i>Nombre de STC</i>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>10</b>	<b>22</b>
<b>Longueur(km)</b>	<b>5638</b>	<b>1717</b>	<b>3343</b>	<b>12102</b>	<b>22800</b>
<b>Capacité totale</b>	<b>151</b>	<b>35</b>	<b>26</b>	<b>239</b>	<b>445</b>
<b>Unité</b>	<b>Millions de TM</b>			<b>B cm</b>	<b>MTEP</b>

Tableau.I. 2: Exemple fonctionnel du réseau de transport par canalisation

	Pétrole Brut	Condensat	GPL	Gaz Naturel	TOTAL
Nombre des STC	7	3	2	10	22
Nombre des Canalisations	12	3	6	18	39
Longueur (Km)	4 973	1 718	3 255	10 981	20 927
Nombre de Stations	34	5	11	33	83
Nombre de Bacs	100	27	-	-	127
Capacité Design Stockage (10 <sup>6</sup> TM)	3,3	0,87	-	-	4,17
Capacité Design Transport (MTEP)	172,9	44,905	29,747	186,833	434,385

Le système de transport par canalisation présente de nombreuses règles de conception, de construction et d'exploitation pour le transport des produits qui sont classés comme produit dangereux. En effet, ces règles techniques ne permettent pas de gérer la totalité des risques que peut présenter la canalisation et ceux qu'elle encourt du fait de son environnement, De ce fait, en Algérie comme dans le reste du monde, il y a des dispositions réglementaires relatives aux institutions et les différents textes réglementaires pour maîtriser d'avantage l'aspect de la gestion des risques liés au transport par canalisation.

L'étude de la réglementation algérienne ci-après permet de montrer son évolution ainsi que son insuffisance pour réduire les risques liés au transport des hydrocarbures par canalisation.

## **I.6 Cadre Institutionnel et législatif**

L'idée de prévention des risques majeurs a immergé suite aux différents accidents apparus dans le domaine de l'industrie. Depuis, le législateur Algérien a élaboré plusieurs lois qui relèvent de la prévention des risques majeurs, la définition et la mise en œuvre des procédures et des règles visant à limiter l'exposition des hommes et des biens aux risques naturels et industriels[10].

## **I.7 Règlements française du transport par pipeline**

En France, il existe plusieurs niveaux de réglementation pour le transport par canalisation :

### **I.7.1 Les régimes juridiques de transport:**

Des lois, décrets et arrêtés déterminent les conditions générales dans lesquelles une société, nommée "transporteur", est autorisée à construire et exploiter un ou plusieurs ouvrages de transport par pipeline. Ils sont différents selon le type de fluides et selon la nature des risques à maîtriser.

### **I.7.2 La réglementation de sécurité pour le transporteur:**

La sécurité du transport par pipeline est réglementée par le code de l'environnement et l'arrêté dit "multi fluides" [11] (AMF), rénové et unifié en date du 5 mars 2014. Ce règlement et les documents normatifs ou interprofessionnels qui le déclinent (guides GESIP, normes NF EN... ) définissent les conditions techniques que doivent respecter les transporteurs de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés, de produits chimiques, lors de la construction et durant l'exploitation de leurs ouvrages, avec un niveau de sécurité acceptable et dans le respect de l'environnement.

Dans ce contexte, les matières dangereuses transportées par pipeline ne sont pas soumises à la réglementation sur le transport de matières dangereuses (TMD).

### **I.7.3 La réglementation sur les travaux de tiers:**

Le décret 2011-1241 du 5 octobre 2011 détermine les précautions que doivent prendre les entreprises et riverains avant de réaliser des travaux au voisinage d'ouvrages de transport, afin de préserver l'intégrité de ces ouvrages et la sécurité des biens et des personnes.

Il est instauré un télé service "Réseaux et Canalisations" [12] au moyen duquel les exploitants (maîtres d'ouvrage) de réseau de canalisations ou de tout réseau de (distribution de gaz, d'eau, de pétrole et d'hydrocarbures ... ) déclarent la présence et l'emprise de leurs ouvrages. Les porteurs de projets et les entreprises de travaux doivent préalablement déclarer leurs chantiers au moyen de formulaires préremplis: DT/DICT (Déclaration de Travaux et Déclaration d'Intention de Travaux). Ce site dédié leur procure les coordonnées des exploitants auprès desquels ils obtiendront la localisation précise des ouvrages et les règles à respecter.

### **I.7.4 Institutions Algériennes:**

Les principales institutions Algériennes qui veillent à la création, le contrôle et le respect de l'application des textes réglementaires relatifs aux hydrocarbures sont les suivantes

- Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM).
- Ministère de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement et du Tourisme (MATET).
- Haut Conseil de l'Environnement (HCE).
- L'Inspection Générale de l'Environnement (IGE).
- Direction de l'Environnement de Wilaya (DEW).
- Agence de Régulation des Hydrocarbures (ARH).
- Agence Nationale de la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT).

Ces institutions fonctionnent en relation étroite afin de contrôler les installations existantes et celles en voie de construction surtout entre le Ministère de l'Énergie et des Mines représenté par l'Agence de Régulation des Hydrocarbures (ARH) (créée suite à la loi 05-07) et ce de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement et du Tourisme (MATET) représenté par la direction de wilaya concernant l'approbation des études de danger et celles d'impact environnemental[13],

### I.7.5 Dispositions réglementaires:

L'Algérie a suivi l'évolution réglementaire constatée au niveau international. De ce fait, plusieurs textes ont été créés pour réglementer l'activité de transport des hydrocarbures par canalisation. Ces textes ont été répartis entre : lois, décrets, décrets exécutifs, arrêtés. L'application de ces textes a bien contribué à la bonne gestion de ce secteur. Les textes promulgués et qui sont en relation directe avec le transport par canalisation sont les suivants (SGG Algérie, 2012):

- Décret exécutif N° 07-297 du 27 septembre 2007, relatif à l'autorisation pour construction par canalisation.
- Arrêté interministériel du 12 décembre 1992, portant réglementation de sécurité pour les canalisations de transport d'hydrocarbures liquides, liquéfiés sous pression et gazeux et ouvrages annexes.
- Décret N° 88-35 du 12 février 1988, définissant la nature des canalisations et ouvrages annexes relatifs à la production et au transport d'hydrocarbures ainsi que les procédures applicables à leur réalisation.
- Arrêté ministériel du 23 septembre 2008, portant octroi en concession à l'entrepreneuse SONATRACH-SPA du système de transport par canalisation de gaz.
- Décret exécutif N°90-277 du 15 septembre 1990, portant création, mission, composition et fonctionnement du comité technique du transport de matières dangereuses (C.T.T.M.D.).
- Loi 02- 01 du 5 février 2002, relative à la distribution de gaz.
- Décret N° 90 -245 du 18 août 1990, relatif aux appareils à pression de gaz.
- Loi 05-07 du 28 avril 2005, relative aux Hydrocarbures

Les textes cités ci-dessus sont directement liés au transport des hydrocarbures par canalisations. Néanmoins, il existe des textes qui sont en relation avec la construction, l'exploitation et l'abandon de ces ouvrages que SONATRACH doit les prendre en considération et cela par rapport aux textes législatifs en relation avec :

- l'environnement, les installations classées et la protection de l'environnement.
- les parcs nationaux, les autres espaces protégés, les espèces protégées ou en voie d'extinction.
- Les forêts.
- l'urbanisme.
- les zones industrielles et infrastructures.
- l'incendie, secours, risque industriel.
- le patrimoine archéologique et culturel.

- la législation maritime et la problématique liée au littoral.

L'Algérie est signataire d'un grand nombre de protocoles ou conventions internationales.

Les projets relatifs à la construction des canalisations de transport des hydrocarbures sont, également, concernés par un certain nombre de textes internationaux [13].

### **I.7.6 Discussion :**

La réglementation algérienne n'a pas prévu des textes relatifs aux systèmes de l'information intégrés sur le transport par canalisation malgré tous les textes déjà existants liés directement ou en relation avec le transport des hydrocarbures par canalisation, et ce vu son étendu sur un champ d'action important caractérisé par la différence:

- De densité des infrastructures,
- Géologique des sites du passage de tracé,
- Démographique,
- Climato graphique.

Cela nous oblige à penser à maîtriser ce flux important d'informations et surtout son évolution afin d'éviter l'apparition des risques qui sont catastrophiques[12]. Donc, nous proposons d'adopter des textes législatifs qui exigent aux transporteurs d'installer un Système d'Information Géographiques (SIG) qui sera lié à l'importance du réseau en question.

Le cadre technique et législatif sera abordé, dans ce qui suit à travers l'étude des différents accidents et incidents survenus dans le monde.

Ainsi, un retour d'expérience a été élaboré suite à l'étude de l'accidentologie du domaine du transport des hydrocarbures par canalisation. Une collecte de bases de données spécifiques à ce domaine a été réalisée (EGIG, UKOPA, ARIA, CONCAWE, etc.). Toutefois, les accidents étudiés, dans ce travail, ont été collectés de sources différentes sur une période entre 1965 et 2011. (DECHY, 2002), (IGS, 2010), (MEDD, 2011), (G.ENV, 2009).

## I.8 Mise en place d'un système pipelines:

### I.8.1 Planification... et conception

La planification commence plusieurs années avant le début de la construction, dès que le promoteur du pipeline juge ce dernier économiquement viable, sachant que des clients actuels ou potentiels ont besoin de transporter un produit. C'est au cours de cette première étape, qui vise à établir la portée du projet, qu'on estime les volumes de produit et qu'on définit le point de départ et d'arrivée du pipeline, afin de déterminer le diamètre de la conduite et le nombre d'installations en surface nécessaires.

On peut alors établir un tracé préliminaire et concevoir le pipeline au moyen des activités suivantes :

- conversations et consultations avec des propriétaires fonciers, des collectivités locales et des groupes autochtones pour recueillir des commentaires en vue de sélectionner un tracé;
- sélection d'un tracé et détermination de la structure physique du pipeline;
- choix de l'emplacement des installations connexes, comme des stations de compression;
- évaluation des impacts éventuels sur l'environnement, des richesses historiques ainsi que de l'utilisation actuelle et traditionnelle des terres;
- conception technique initiale, p. ex. analyse de la structure et de la résistance du pipeline, choix des matériaux et évaluations des risques.

Les demandes d'approbation contiennent toutes les informations pertinentes pour assurer l'organisme de réglementation que le projet est nécessaire, qu'il ne présente pas de dangers pour la population, que les consultations et les évaluations ont été menées en bonne et due forme, et qu'il repose sur des principes d'ingénierie solides. Ces documents portent sur :

- le trace proposé;
- les détails des consultations avec les propriétaires fonciers, les collectivités et les groupes autochtones;
- la description du terrain et de l'environnement que le pipeline traversera.

Les promoteurs du pipeline définissent également les étapes visant à atténuer les effets sur l'environnement, comme la pollution sonore et lumineuse, le calendrier de construction et les mesures d'atténuation en période d'activités restreintes, les moyens de gestion des espèces envahissantes, la protection de l'usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et les procédures de remise en état.

### **I.8.2 Construction (dont la planification préalable à la construction)**

Au cours des étapes de planification et de construction, il est particulièrement important que le promoteur applique des mesures préventives visant à éviter ou atténuer les effets environnementaux. Les méthodes exposées par écrit doivent maintenant être mises en œuvre pour veiller à ce que le pipeline réponde à l'ensemble des normes de sécurité et des exigences réglementaires.

Sur le plan technique, les promoteurs doivent s'assurer que le pipeline est conçu, construit et exploité conformément à la norme canadienne CSA Z662.

### **I.8.3 Mise en service et exploitation**

Le terme « mise en service » décrit le processus consistant à « brancher » le nouveau pipeline afin qu'il puisse transporter des produits. Cette étape a lieu après que le pipeline a été testé avec de l'eau, qu'on injecte à une pression au moins 25 % plus élevée que la pression d'exploitation maximum. Cette étape vise à confirmer l'absence de fuites.

Lors de l'étape d'exploitation, les activités d'ingénierie ont pour principal objectif de garantir l'intégrité du pipeline. On tient compte de plusieurs considérations environnementales, comme la réduction de la pollution sonore et lumineuse au cours des activités courantes, le contrôle de l'érosion et de la sédimentation, la conservation des espèces rares, la gestion des émissions atmosphériques, ainsi que les mesures d'atténuation et d'intervention en cas de contamination du sol et de l'eau. La gestion des urgences constitue également un aspect important.

### **I.8.4 Cessation d'exploitation (ou désaffectation)**

L'étape finale consiste à désaffecter le pipeline, c'est-à-dire à en cesser l'exploitation. La société exploitante doit décider si elle enlèvera totalement ou partiellement le pipeline, si elle le laissera sur place ou si elle optera pour une combinaison de ces deux méthodes suivant les résultats de son évaluation des répercussions potentielles sur les terres, l'environnement et la sécurité, qu'elle mène en consultation avec les propriétaires fonciers[14].

Le cycle de vie des pipelines est un système compliqué qui requiert une expertise et des ressources à la pointe de l'industrie. Il s'agit d'un processus essentiel pour continuer à transporter de manière sûre et responsable l'énergie dont dépend la qualité de vie des Canadiens et Canadiennes, et ce pendant les décennies à venir.

### **I.9 Conceptions et normes des pipelines**

La conception et la construction d'un pipeline est un procédé long et complet qui prend en considération divers facteurs et exige un certain nombre d'étapes et d'engagements avant que le produit commence à circuler. Ceci inclut un partenariat étendu avec les parties prenantes ainsi qu'un examen approfondi des sociaux et environnementaux facteurs[15].

Avant même de construire un pipeline, une analyse détaillée du tracé doit d'évaluer correctement les facteurs topographiques être faite dans le but environnementaux et sociaux spécifiques dont il faut tenir compte le long de l'emprise (bande de terre où se trouve le pipeline)

### **I.10. Conclusion**

Ce chapitre a été consacré à la présentation de quelques généralités sur le transport par canalisation du pétrole brut et du condensat. Les principales notions étant définies, Nous pouvons aborder notre étude.

## Chapitre II : Fabrication des pipelines

## INTRODUCTION

L'accroissement de la demande d'énergies tels que le gaz et le pétrole nécessite la construction de nouvelles lignes de pipelines. Ces derniers sont devenus le moyen d'acheminement le moins coûteux et le plus sûr pour de grandes quantités d'énergie et sur plusieurs milliers de kilomètres. Par conséquent, améliorer la fiabilité des ouvrages de transport des hydrocarbures est un objectif primordial des concepteurs des pipelines, puisqu'il intéresse la sûreté des biens et des personnes, la disponibilité et la performance des pipelines ainsi que et l'économie du transport des hydrocarbures. Un tel objectif ne peut être atteint sans l'analyse des propriétés et caractéristiques des aciers utilisés dans la production des tubes et leur influence sur la fiabilité des pipelines. Du point de vue métallurgique, les tubes de transport pétrolier non traités, doivent présenter des propriétés chimiques, structurales et mécaniques uniformes, non seulement pour les parois externes mais aussi pour les parois internes. Ils doivent supporter d'importantes contraintes et posséder donc, de bonnes propriétés mécaniques. Par conséquent, on utilise des aciers à haute limite d'élasticité (HLE), contenant un pourcentage considérable de carbone et d'autres éléments d'alliages.

C'est dans ce contexte que s'inscrit la présente étude qui porte sur un acier au manganèse utilisé généralement dans la fabrication des tubes sans soudures, qui servent pour le transport pétrolier (pipelines). Les tubes sans soudure sont des produits tubulaires en acier forgé sans ligne de soudure. Ils sont obtenus à partir d'une ébauche cylindrique par un travail du métal à chaud en vue de produire la forme, les dimensions et les propriétés requises. Le travail à chaud consiste en un laminage ou le passage d'un réducteur dans l'ébauche cylindrique.

### II.1.1 Les aciers à hauts grades pour les pipelines

Des pipelines d'hier aux pipelines d'aujourd'hui

La demande en gaz naturel risque de connaître une augmentation mondiale, les canalisations sur longues distances sont un moyen sûr et économique de transporter le gaz entre les sites d'exploitation et les consommateurs, qui sont parfois séparés par plus de 5000 km [16].

**Tableau II-1:**Données sur la consommation et la production mondiale degaz naturel [17]

Région	1973			2001			A	B
	Cons	%	Prod	Cons	%	Prod		
Europe de l'Est/union soviétique	222	23.0	222	502	48.6	600	280	651
Amérique du Nord	562	28.8	575	623	23.2	645	61	538
Asie en voie De	16	1.4	17	249	8.3	210	233	396
Développement Europe du Louest	135	9.7	125	403	22.4	246	268	340
Amérique du sud	22	9.8	22	85	18.8	87	63	226
Monde	980	16.2	999	2120	21.2	2139	509	2151

Comme l'explique Gray [18], les pipelines d'aujourd'hui sont l'aboutissement d'une évolution progressive de leurs propriétés depuis la seconde guerre mondiale, suite à un évènement économique, une catastrophe ou à une découverte scientifique ( Tableau II-3).

**Tableau II.2.** Evolution progressive de propriétés des pipelines et découverte scientifique Comme l'explique Gray [18].

Date	Evènements	Réactions de l'industrie
1943	Observation de transition ductile – fragile dans les aciers au carbone et navires	Introduction de l'énergie de rupture minimale de 20J dans les spécifications des plaques pour navires
1954	La transition ductile-fragile est considérée pertinente pour les Pipelines	TUV introduit l'énergie requise de 34,3J/cm <sup>2</sup> pour les pipelines
1960	Rupture fragile sur 13Km dans un gazoduc NPS 30	Développement de l'essai Battelle (BDWTT)
1968	Propagation par rupture ductile dans un matériau non fragile supposé résistant aux fissures	Introduction de l'énergie Charpy minimale issue de différents modèles de Rupture
1970	Proposition de construction du gazoduc Alaska/Canada (CAGL)	Développement centré frénétiquement sur l'X80 (551MPa) et des résilience requise à -69°C
1972	Fissuration induite par l'hydrogène dans un pipeline X65-BP à (E.A.U.)	Introduction du test BP (NACE TM-02-84[Solution B])
1974	Arrêt de fissure imprévu lors d'un essai à échelle réelle, attribué aux gaz riches, aux séparations, aux fortes contraintes circonférentielles et aux modèles Erronés	Introduction de stop-fissure (crack arrestors). Amélioration de la modélisation de l'arrêt de fissure et révision des idées de laminage pour les pipelines à hautes résistances.
1978	Défaillance par fissuration par corrosion sous contrainte dans des pipelines nouvellement installés en Australie et au Canada	Meilleur contrôle métallurgique (dureté) et amélioration des revêtements externe. Amélioration des protocoles de mise en œuvre.
1978	Pénurie de molybdène et augmentation des prix	X70 sans molybdène. Ajout de Nb-Cr+TMCP
1988-89	Augmentation du prix du vanadium à 50%/Kilo	Aciers sans vanadium, substitué par du Mo, Cr+TMCP

1990	Développement des réserve en pétrole et gaz eau profonde et nouveaux pipelines : Oman jusqu'en inde et la mer noire	Pipeline DSAW (roulé soudé) de forte épaisseur résistant au flambement sous pression, développement en même temps que les pipelines en acier à haute grades de 80 Ksi (552MPa) sans soudure
------	---	---

Cette évolution est encore plus marquante lorsqu'on observe les données chiffrées en termes de pression, de diamètre et de capacité volumique, présentées dans Tableau II-3.

**Tableau II.3.** Evolution des conditions de transport des pipelines [19].

Année	Pression [bar]	Diamètre [mm]	Capacité annuelle [millions m³]	Perte de pression 6000Km [%]
1910	2	400	80	49
1930	20	500	650	31
1965	66	900	830	14
1980	80	1420	2600	11
2000	120	1620	52000	8

L'augmentation des propriétés mécaniques permet une réduction de l'épaisseur du tube, le gain de masse (Figure II-3) permet des économies sur l'acier, le transport et le soudage. Par exemple, le surcoût de la production de 10 % lors du passage de l'acier de grade X65 (65 ksi) à l'acier de grade X80 (80 ksi) est largement rentabilisé par le gain de masse de 6%. Les augmentations de performance ont été possibles grâce à l'amélioration des caractéristiques mécaniques des aciers utilisés pour la fabrication des tubes. En effet, la contrainte maximale circonférentielle ( $\sigma_H$ ) d'un tube minces ou mis à une pression interne est donnée par la relation suivante:

$$\sigma_H = \frac{PD}{2e} \dots\dots\dots (I.1)$$

Où D, e et P sont respectivement le diamètre, l'épaisseur et la pression de service du tube.

**Formules de résistance de matériau d'un tube cylindrique :****a. Contrainte circonférentielle :**

$$\sigma_c = \frac{P.d}{2.t} \dots\dots\dots(2)$$

$\sigma_c$ : Contrainte circonférentielle.

P : pression.

d : diamètre.

t : épaisseur de la paroi.

**b. Contrainte longitudinale :**

$$\sigma_L = \frac{P.d(3)}{4.t}$$

$\sigma_L$ : Contrainte longitudinal.

P : pression.

d : diamètre.

t : épaisseur de la paroi.

**Les critères de résistances limites :****Critère de tresca :**

Le domaine élastique est défini par la relation :

$$\sigma_T = 2c_{max} = \max(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) - \min(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) \leq \sigma_E(4)$$

La quantité  $\sigma_T$  est appelée contrainte équivalente de Tresca.

**Critère de Von mises :**

Le domaine élastique est défini par la relation :

$$\sigma_{VM} = \left[ \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_2)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \leq \sigma_E(5)$$

La quantité  $\sigma_{VM}$  est appelée contrainte équivalente de Von Mises.

Pour éviter une augmentation trop importante de l'épaisseur des tubes rendant les coûts de production et d'investissement rédhibitoires, il faut développer des aciers possédant une limite d'élasticité de plus en plus élevée. Le développement des pipelines en acier dans le temps est ainsi donné par la figure II.2. Les aciers sont classés d'après l'American Pétroleur Institute (API). Le tableau II.3 rassemble les

propriétés mécaniques minimales requises pour les pipelines en acier. Les recherches sur la mise au

point des aciers à très haute résistance sont essentielles.

Un gazoduc est une structure dont l'intégrité doit être garantie. En particulier, pour éviter tout amorçage de rupture, le dimensionnement de la structure est effectué pour travailler dans le domaine élastique avec un coefficient de sécurité adéquat, ce qui autorise une taille critique de défaut. De plus, la température de transition ductile-fragile de l'acier est choisie de façon à empêcher une rupture fragile du tube. Cependant, la probabilité d'amorçage n'est jamais nulle. Des statistiques établies par Européen Gas pipeline Incident Group [19]. Recensent, en effet, 1060 cas de rupture en service entre 1970 et 2001 ; 50% de ces ruptures sont causées par des "agressions extérieures". Les autres causes d'incidents notables sont: la présence de défauts dans le matériau (17%), la corrosion (15%), ou encore les mouvements de sol (7%). Pour atteindre un niveau de sécurité plus grand, il est nécessaire de comprendre sous quelles conditions une fissure amorcée dans un pipeline peut s'arrêter rapidement. Pour cela, les spécifications requises pour les aciers de gazoducs prévoient un niveau de résilience suffisant dans les conditions de service.

La plus grande partie des tubes est composée de matériaux de grade standard, inférieur aux aciers de grade X70. Les grades supérieurs X70 et X80 sont aujourd'hui utilisés pour les pipelines sur longues distances, et les grades X90 et X100 sont en cours d'évaluation. Les développements des aciers X70 et X120 sont en cours [ 21]. La recherche sur l'X100 a commencé depuis 1978 et se poursuit toujours (Figure II-2).

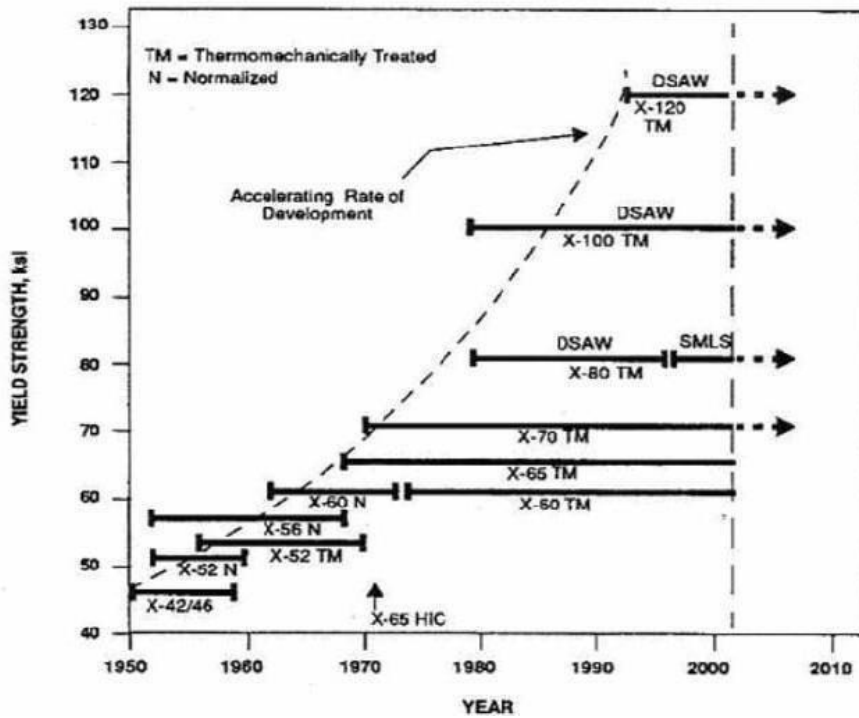


Figure II.2. Développement des pipelines en acier à haute résistance dans le temps, grade et mise en forme [22].

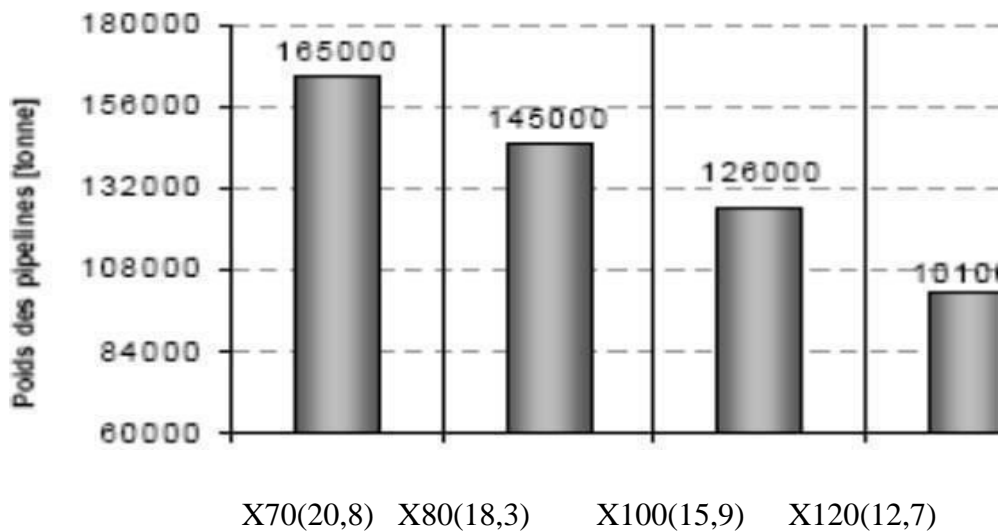


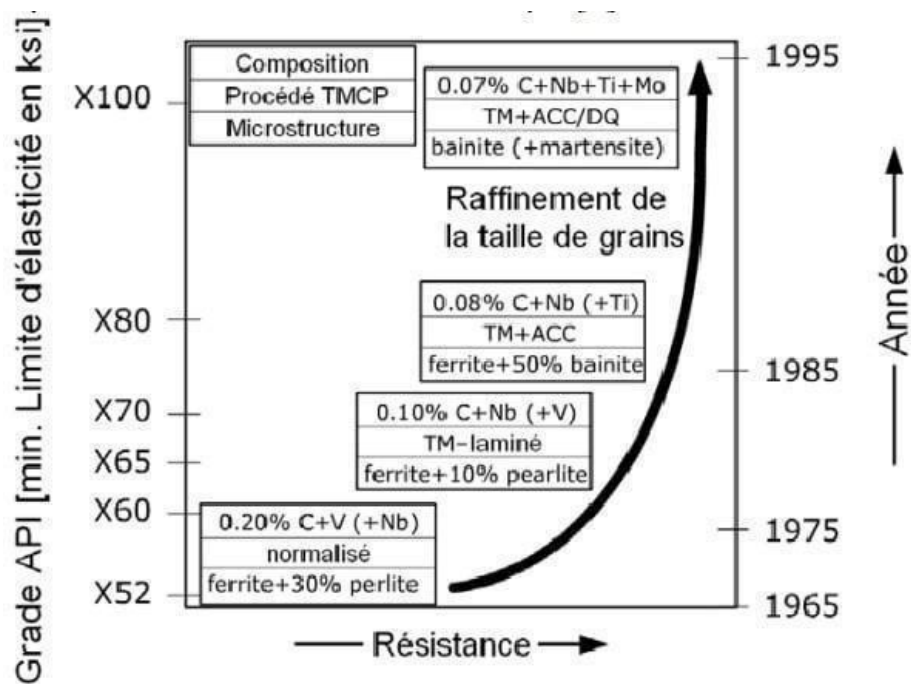
Figure II.1. Aciers de grade API et épaisseur du tube (mm) [21]

Le Tableau I.4 rassemble les propriétés mécaniques requises pour les pipelines en acier, d'après American Pétroleur Institute (API).

**Tableau II.4.** Les pipelines en acier de grade API.

Grade ( $\geq$ )	Limite élasticité (MPa)	Rm (MPa)	Allongement (%)
API-X65	448	530	24
API-X70	483	566	23
API-X80	551	620	22
API-X100	690	770	25

Dans une recherche sur les aciers moderne 'X100, X80, X70,..', on rencontre de nombreuses dénominations telles que les aciers 'HY', 'HSLA' et 'TMCP'. L'HY (High Yields trength) est un acier bas carbone trempé et revenu, allié avec du Ni, du Mo et du Cr. Il aété massivement utilisé par la construction de bateaux pour la marine, puis remplacé par les aciers bas carbone HSLA (High Strength Low Alloy) contenant du cuivre(HSLA80 et100), plus soudables [23]. Le cuivre est le principal durcissant dans cet acier à l'opposé des HY où le carbone était utilisé comme élément de durcissement de la martensite [24]. Ce sont des aciers multiphasés contenant de la ferrite polygonale et une seconde phase de bainite et/ou de martensite avec de fins précipités de cuivre. Les aciersTMCP(Thermo Mechanical Controlled Processing) sont les matériaux des pipelines modernes car ils possèdent de meilleures propriétés mécaniques que leurs prédécesseurs et ils sont moins coûteux que les aciers trempés revenus. L'amélioration des propriétés mécaniques des aciers est due à l'obtention d'une microstructure fine qui résulte de la mise au point de la composition chimique et du traitement thermomécanique [16].



**Figure II.3.** Développement des pipelines (composition, procédé TMCP, microstructure, API grade) [19].

Le développement des aciers à haute limite d'élasticité est présenté dans la Figure II.4. Dans les années 70, le laminage thermomécanique (TM) remplace le laminage suivi d'une normalisation. Le laminage thermomécanique permet de produire des matériaux équivalents à des X70, à partir d'aciers à faible teneur en carbone et micro alliés au niobium et vanadium. Un procédé amélioré émerge dans les années 80, il s'agit de la combinaison d'un laminage thermomécanique avec un refroidissement accéléré (TM+ACC). Par cette méthode, il est devenu possible de produire des matériaux à plus haute limite d'élasticité, tels que l'X80, qui contiennent encore moins de carbone et de ce fait possèdent une excellente soudabilité. Dans les années 90, le laminage thermomécanique est suivi d'un refroidissement accéléré et d'une trempe (TM+ACC/DQ). Ce dernier procédé, laminage thermomécanique combiné à un refroidissement accéléré, en plus des additions de molybdène, de cuivre et de nickel permet d'augmenter le niveau de résistance jusqu'au grade X100 [25].

### II.1.2 Evolution des dimensions des pipes et des conduits

L'amélioration de l'efficacité du transport par canalisation est possible par l'accroissement de la capacité de transport en augmentant les diamètres des conduites, la pression de service, par le refroidissement du gaz transporté, la diminution de la rugosité de la surface interne des tubes et enfin par l'amélioration de la fiabilité de fonctionnement. Ainsi, tous les facteurs améliorant l'efficacité du transport du gaz naturel par canalisation d'une manière ou d'une autre sont liés à l'évolution de la technique et la technologie de soudage employées lors de la construction des pipelines. De nombreuses études montrent que les facteurs ayant une influence maximale sur la capacité portante des gazoducs sont par ordre décroissant : le diamètre, la pression de service, les distances entre les stations de compression, les taux de compression et la température moyenne du gaz transporté. Alors ce n'est pas par hasard que ces trente dernières années, on était témoin de la construction des gazoducs magistraux de grand diamètre de plus de 1420 mm et le passage de la pression de service de 7,5 MPa à 100 MPa et même 120 MPa. La dépense spécifique en métal des tubes diminue avec l'accroissement du diamètre à la puissance 0,6 et est proportionnelle à l'augmentation de la limite de rupture des aciers selon le matériau. Si l'on considère qu'actuellement on atteint le diamètre limite des gazoducs (1420 mm), alors la tendance principale pour réaliser une économie de métal est l'amélioration des propriétés mécaniques des aciers des tubes. L'augmentation des caractéristiques de résistance de l'acier, seule permet de garder le niveau actuel des épaisseurs des tubes et éviter les problèmes liés au soudage et montage de la conduite sur le tracé. D'autre part, l'augmentation de la capacité de transport des gazoducs est réalisable par l'augmentation de la fiabilité structurelle des tubes et leurs joints de soudure. Le passage à la construction des gazoducs pour des pressions plus élevées est réalisable par la conception des tubes à construction spéciale : tubes à parois épaisses, à multicouches et à bandage.

### II.1.3 Evolution des caractéristiques mécaniques des pipes

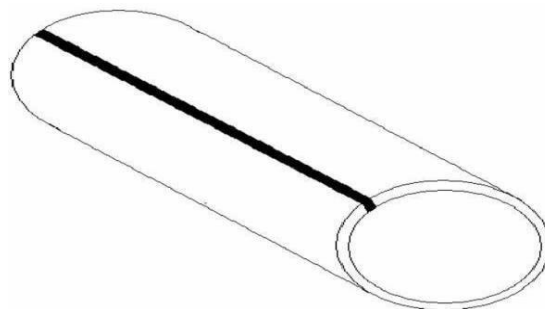
Le développement des transports à grande distance de quantités importantes d'hydrocarbures a nécessité l'emploi de tubes de grand diamètre, exploités à des pressions plus élevées. Pour éviter d'atteindre des épaisseurs difficiles à souder et faire des économies d'acier, on a eu recours à de nouvelles nuances à caractéristiques mécaniques améliorées. C'est ainsi qu'on a vu apparaître les grades X60, X65, X70, X80 et même X100. Les aciers des tubes peuvent être divisés en deux groupes : aciers

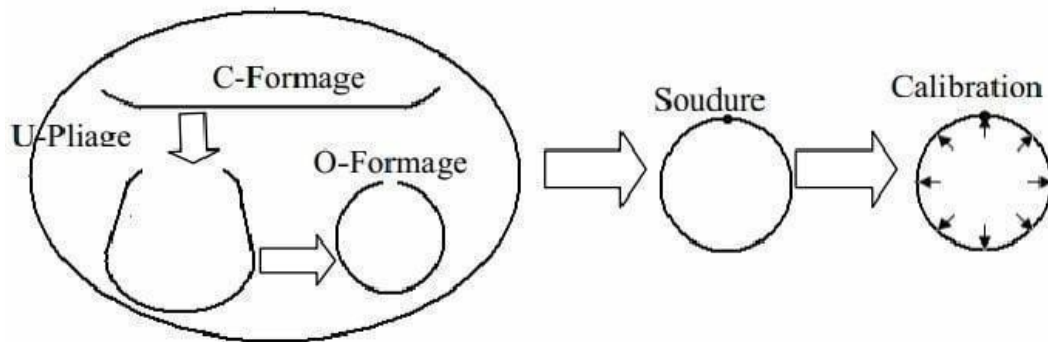
au carbone faiblement alliés et aciers à faible teneur en carbone faiblement alliés. Dans le premier groupe on trouve les aciers ferrito-perlitique X42 à X52 (selon API) contenant jusqu'à 0,3 % C, 1,6 % Mn, 0,7 % Si. Dans le deuxième groupe on trouve les aciers ferrito-perlitiques faiblement alliés à basse teneur en carbone X56, X50, X65, X70 contenant 0,12 % C, 0,45 % Si, 0,25 % S, 1,9% Mn, 0,1 % V, 0,1Nb,0,015 % Al. Pour les conduites de diamètre supérieur à 1020 mm, destiné à fonctionner sous des pressions élevées, on utilise généralement des tubes en acier de laminage contrôlé [25] Les propriétés mécaniques des structures ferrito-perlitique peuvent être modifiées, entre autre par l'affinement des grains erratiques ; c'est le seul procédé qui permet d'améliorer à la fois les caractéristiques de traction et la température de transition. L'objectif est l'obtention d'une structure ferrito-perlitique à grains fin des produits plats laminés. Ces dernières années le laminage contrôlé a été complété par le refroidissement accélérer par arrosage à l'eau afin d'améliorer les caractéristiques mécaniques des tôles. Cela a permis d'accroître la résistance de l'acier de laminage contrôlé, jusqu'à 700 MPa, sans modifier pratiquement la ténacité à la rupture et la tenue au froid. Des études récentes montrent que l'efficacité de l'emploi de l'acier bénitique de composition chimique : 0,03 % C, 0,15 % Si, 1,90 % Mn, 0,04 Ni, 0,02 % Ti, dans la fabrication des tubes de dimensions 1420 x 18,7 mm. De tels tubes ont une ténacité élevée à la rupture ductile, à des températures proches de  $-30^{\circ}\text{C}$  avec une tenue au froid suffisante et des limites de résistance à la rupture  $\sigma_R = 644 \text{ MPa}$  et à l'écoulement  $\sigma_{0,2} = 600 \text{ MPa}$ : Britishsteel.(1995) [26].

### II.2.1 Fabrication de pipes soudés longitudinalement

Les pipes de grand diamètre soudé longitudinalement sont essentiellement utilisés pour le transport du pétrole et du gaz. Ils sont fabriqués par des tuberiers comme Euro pipe par le procédé "UOE" (Fig. I.5). La fabrication de ces pipes comporte trois étapes: formage, soudage et expansion et calibrage. De plus, la première étape est divisée en trois sous- étapes: cloquage, formage en U et formage en O [27].

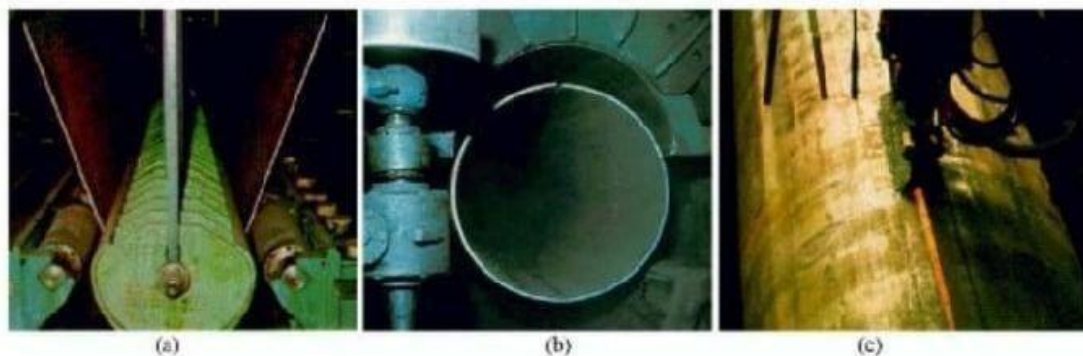
**Figure II.5.** Tube soudé longitudinalement





**Figure II.6.** Les étapes de fabrication de pipes soudés le long du matériau (CTOA) [27].

**Formage:** Le formage des gros pipes soudés longitudinalement s'effectue à partir de tôles dont la largeur est voisine du périmètre du tube fabriqué et l'épaisseur égale à celle du tube. La mise en forme de la tôle est réalisée de façon unitaire par croquage des rives (C formage, Fig. II.6) et formage à la presse (Fig. II.7a, b). Plus précisément, la tôle est cisillée dans le sens de largeur et chanfreinée. Les rives sont croquées au rayon du tube, soit à la presse, soit par des galets. La tôle est ensuite formée en "U" et "O" par des presses extrêmement puissantes (2000 à 20 000 tonnes).



**Figure II.7.** Fabrication des pipes soudés. (a) Formage en U, (b) formage en O et (c) soudage [28].

**Soudage:** Le soudage est effectué intérieurement et extérieurement à l'aide de têtes soudeuses automatiques en utilisant la technique de soudage à l'arc sous flux (Fig. II.7 c). Le cordon intérieur est en général réalisé le premier.

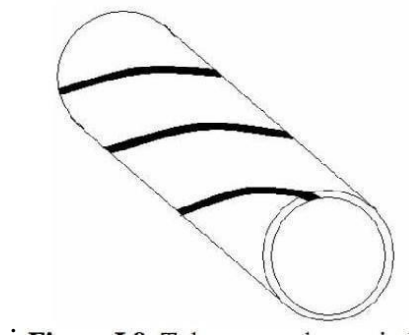
**Calibrage:** Dans le but d'obtenir des pipes de section parfaitement circulaire, ceux-ci sont soumis à une expansion mécanique qui leur fait subir une augmentation de diamètre de 1 à 1,5%. Cette troisième étape permet également de corriger l'inflexion longitudinale due au

soudage.

La mise en forme du tube est complexe et les paramètres de fabrication influencent considérablement les caractéristiques mécaniques du produit final. Il est ainsi intéressant de comparer les caractéristiques mécaniques de la tôle servant à fabriquer un tube et celles du pipe fini [29].

### II.2.2. Fabrication des pipes par soudure spirale

Le pipe soudé en spirale **Figure II-8** est obtenu à partir d'un formatage à froid d'une bobine d'acier **Figure II-9**, conformément aux normes API 5L et NFA 49150. La soudure des bords est faite en automatique à l'arc émergé sous flux, l'une à l'intérieur, l'autre à l'extérieur dont, la tête intérieure existe dans la machine juste au début de sortie de tube, mais l'autre à une distance de 3 mètres **Figure II-10**. Les deux têtes sont stables et le tube à un mouvement vis écrou. Afin de quelque mètres le tube coupé automatiquement



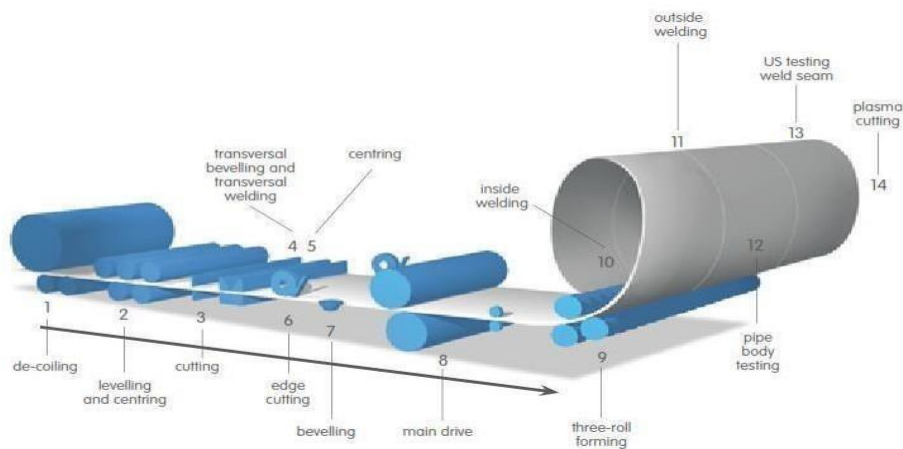
**Figure II.8.** Tube en soudure spirale



**Figure II.9.** Le positionnement de la bobine



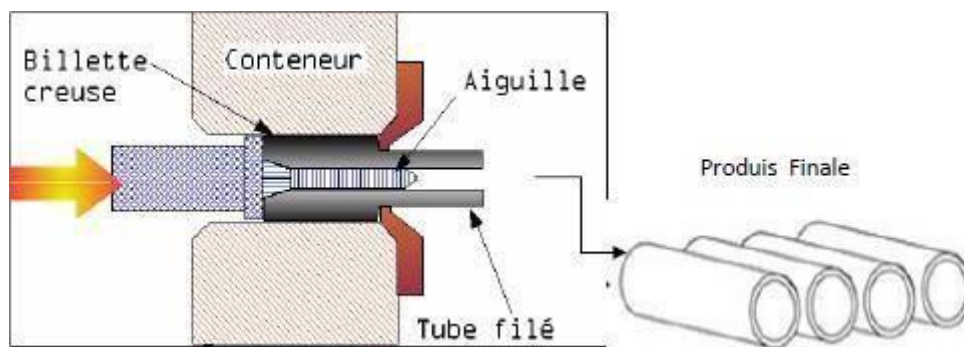
**figure II.10.** La forme de la soudure



**Figure II.11** :Technique de fabrication des pipes soudés en spiral

### II.2.3 Les pipes sans soudure

Les tubes formés sans soudure, sont généralement de petits diamètres et de longueur de moins de 450 mm, les méthodes principales de fabrication de ce type de tub Comportent, le métal est contenu entre la filière et l'aiguille. On obtient un tube monobloc sans soudure. Il existe une variante dite filage sur nez d'aiguille où l'aiguille est fixe.



**Figure II.12** : Fabrication de pipe sans soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure »

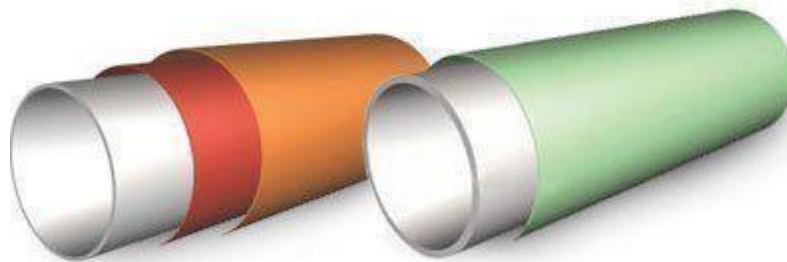
On utilise généralement la technique classique des trois couches et du Fusion-BondedEpoxy (FBE) pour l'isolation extérieure. Nous utilisons aussi bien de la polyoléfine que du polyéthylène (PE) et du polypropylène (PP). L'objectif principal est de protéger le tube par le processus de Revêtement de la corrosion interne et externe.

## II.3.1 Revêtements extérieurs

### II.3.1.1 Revêtement Fusion Bonde Epoxy

Les revêtements FBE constituent des couches de résine durcissant thermoplastiques, qui sont apposées par un procédé thermostatique sur les tubes d'acier et les protègent de la corrosion.

Le FBE peut être utilisé à des températures d'exploitation allant jusqu'à 110 degrés C, l'épaisseur typique est comprise entre 350 et 450 micromètres. Une deuxième couche entraîne une excellente résistance aux détériorations du pipeline, même dans les conditions environnementales les plus difficiles



**Figure II.13.a : Revêtement extérieur**

### I.3.1.2 Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches

Le revêtement polyoléfine 3 couches est une combinaison de résine thermoplastique durcissant, de couche d'adhérence copolymère et de thermoplastique apposée sur les pipes d'acier afin de garantir leur protection contre la corrosion et les détériorations mécaniques.

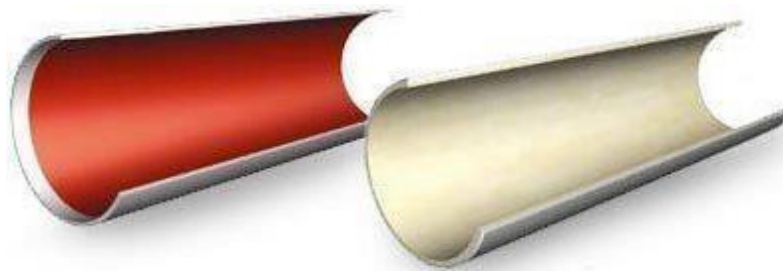


**Figure II.13.b : Revêtement extérieur**

## II.3.2 Revêtements intérieurs

### II.3.2.1 Revêtements pour l'amélioration du débit

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur typique de 60 à 100 micromètres. Il en résulte une amélioration de la capacité de transport du gaz, une minimisation des résistances de friction et donc une réduction des stations de compresseurs. La simplification du nettoyage et la protection temporaire contre la corrosion font du revêtement Flow Cotinga une solution unique et économique pour le transport du gaz.



**Figure II.14 :** Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur de 400 à 500 micromètres. Pour ce faire, nous utilisons une nouvelle génération de résines époxy sans solvants. Un objectif permanent de l'exploitation des pipelines est d'assurer des transports massifs d'hydrocarbures dans le respect de l'Environnement et de la Sécurité. Cet objectif est atteint par la mise en œuvre de plan de surveillance et de maintenance qui est destiné à maintenir l'intégrité des lignes et éviter toute perte de confinement. La présentation expose les risques auxquels sont soumis les pipelines et les mesures qui sont mises en œuvre pour y répondre[30].

## II.4 Défauts rencontrés dans les canalisations

Bien que le transport de produits dangereux par pipeline soit considéré comme un moyen de transport sûr et malgré la gestion rigoureuse du réseau de pipelines, des défaillances sont identifiées principalement dans la surveillance des travaux effectués dans ce couloir. La sécurité du réseau de transport et la disponibilité, exempte de perturbations de l'agent énergétique gaz naturel sont incontournables si l'on veut garantir la prospérité économique. 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 le transport des hydrocarbures de plus en plus préoccupant. Les cas les plus fréquents sont relatifs à des incidents amorcés à partir de défauts issus soit de l'élaboration du matériau, soit

de la fabrication, de l'assemblage, de la réparation ou des conditions d'exploitations des tubes et qui ont conduit à la naissance et à la propagation des fissures superficielles où traversâtes suivies de fuites. On trouve six catégories principales de causes des accidents[30] :

- Agression externe ou activité tierce (les plus répandus) ;
- Corrosion interne ou externe ;
- Défaut de construction ou défaillance de matériels ou défaut mécanique ;
- Mouvement de terrain ou risques naturels en général ;
- Erreurs opérationnelles;
- Autres et causes inconnues.

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 le transport des hydrocarbures de plus en plus préoccupant.

L'examen des incidents sur les tuyauteries montre que dans un certain nombre de situations, les méthodes traditionnelles de calcul de résistance ne permettent pas un dimensionnement fiable.

## II.5 Effets de fabrication

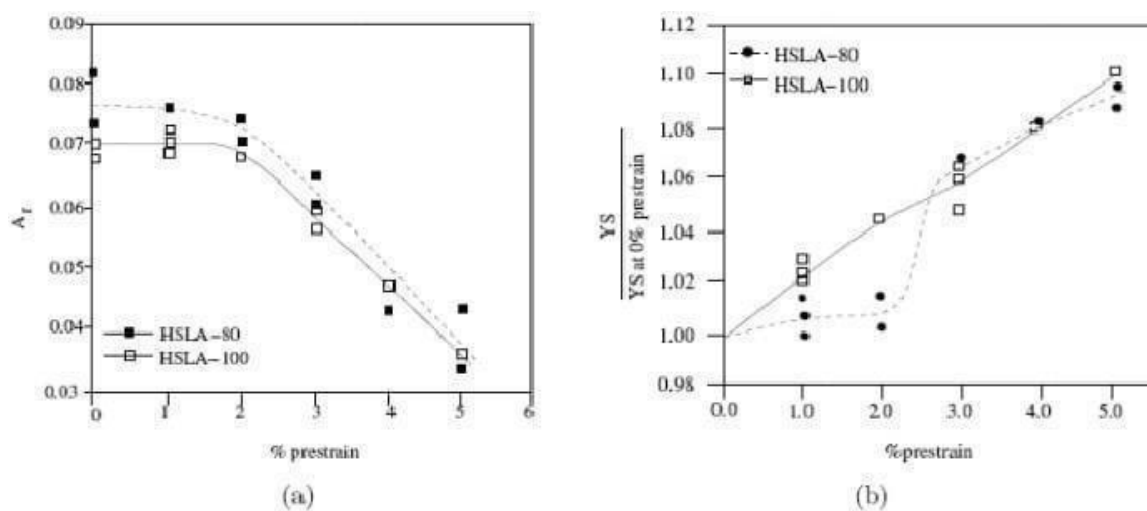
### a). Interaction : " Soudage -Tubes "

Sur chaque kilomètre de conduite de diamètre 1420 mm, la longueur des soudures exécutées en usine est de 2 Km et celle de leur assemblage est de 0,4 Km. C'est pourquoi, il n'est pas toujours possible d'assurer la stabilité et la bonne qualité des joints de soudure, il y a toujours la possibilité qu'une partie des défauts des joints, non détectés par les contrôles, constitue un danger potentiel pour l'intégrité de la conduite. Les joints de soudure sont sollicités par des chargements complexes durant le transport, le bardage des tubes, la construction et l'exploitation de la conduite. D'autre part, la demande croissante en tubes impose des vitesses de soudage qui atteignent plus de 180 m/h en usine et l'emploi de soudage à multi arcs sous flux. Les modifications les plus importantes de la structure et des propriétés du métal de base résultant de l'échauffement et du refroidissement dans la zone adjacente au cordon sont : la diminution de la plasticité, de la résilience et l'accroissement de la tendance à la formation des fissures à froid et à chaud. Les matériaux de soudage et les processus de thermo-déformations ayant lieu lors du soudage des tubes provoquent l'hétérogénéité des propriétés mécaniques de la ZAT, où plus de 85% des ruptures des oléoducs sont observées. Notons que presque 20% des défaillances enregistrées lors des essais hydrauliques sont des ruines des joints de soudure circulaires, exécutées sur les chantiers de

construction des conduites. On note que la technologie de soudage des aciers à structure ferrito-perlétique est basée sur la vitesse de refroidissement admissible dans l'intervalle des températures de faible stabilité de l'austénite. Ce paramètre détermine l'énergie et les régimes électriques du soudage des tubes d'une épaisseur donnée. La particularité caractéristique des aciers des tubes des conduites magistrales est la tendance à la formation de fissures à froid lors du soudage. Ces fissures se forment le plus souvent sur la partie adjacente au cordon de soudure à des températures inférieures à 300 °C. Avec l'augmentation de l'épaisseur des parois, la tendance à la fissuration à froid augmente et cela nécessite l'augmentation de la température de préchauffage. L'augmentation de cette dernière est dans ce cas fonction de la composition chimique, de la catégorie de résistance et de l'épaisseur des parois des tubes [31].

### b) Effet de la pré-déformation

Une pré-déformation a des effets sur les propriétés de traction et sur la ténacité du matériau. L'effet immédiat d'une pré-déformation est d'augmenter la limite d'élasticité par écrouissage. L'effet sur les autres propriétés de traction est moins évident. D'après Reed et Knout [31] pour l'acier A533B seule la limite d'élasticité varie, sauf à -196°C où la résistance à la traction  $R_m$  diminue après une pré-déformation. De même le coefficient de striction reste constant après pré-déformation, sauf à 196°C où il chute. Sur des aciers HSLA-80 et HSLA-100, ont observé une chute de l'allongement uniforme  $A_r$  après pré-déformation avec  $\Delta A_r = \varepsilon_{pré}$  où  $\varepsilon_{pré}$  est la pré-déformation plastique (Fig. II.13a). En présence d'un palier de Ludres sur la courbe de traction, une pré-déformation n'a pas d'effet immédiat sur la limite d'élasticité,  $R_e$ , que lorsqu'elle est supérieure à la longueur du palier (Fig. II-13b)[22].



**Figure II.15.** Effet de la pré-déformation. (a) déformation uniforme vraie (b) limite d'élasticité [22].

## **II.6 Simulation numérique des contraintes et déformations dans un pipeline(Exemple Mémoire de Fin d'Études Thème étude et conception des tubes pour pipelines .Pr. said fares .2013/2014)**

### **II.6.1 Modélisation et simulation numérique**

La simulation numérique constitue une première étape de validation aussi proche que possible des données et conditions d'expérimentation. L'échantillon de structure est essentiellement composé d'une éprouvette cylindrique. Les matériaux en présence sont en acier, relevant de modèles de comportement élastique ou last-plastique. [33]

La simulation associe une représentation géométriques un calcul à l'aide des méthodes numériques, en général la méthode des éléments finiss contraintes et déformations des tubes. Il existe actuellement des logiciels de simulation telle que CATIA V5 pour faciliter le travail.

### **II.6.2 Méthode des éléments finis :**

La conception d'un produit industriel passe par une phase de tests permettant de déterminer sa tenue en service face à son environnement. Dans le domaine de la mécanique, et dans les exemples les plus simples, l'environnement peut être modélisé par des efforts imposés, des déplacements imposés, des conditions de contact, etc... Une fois que cette première modélisation est effectuée, on peut écrire un certain nombre d'équations (plus ou moins fiables) régissant le comportement du milieu continu dans son environnement. L'ensemble de ces équations forme le problème de mécanique des milieux continus, problème que l'on cherche à résoudre pour connaître, à terme, les contraintes et déplacements dans tout le milieu.

Malheureusement, dans la très grande majorité des cas, il est impossible de donner une expression analytique de la solution du problème, même dans les cas standard où l'on peut démontrer l'existence et l'unicité de la solution.

C'est pour cette raison que des méthodes numériques, permettant de fournir à l'ingénieur (producteur ou bien le fabricant) une solution approchée du problème de mécanique des milieux continus, ont été proposées. Parmi elles, la méthode des éléments finis est la plus utilisée actuellement dans l'industrie.

Avant d'aborder cette simulation, il faut donc garder à l'esprit deux points essentiels :

- Le problème de mécanique des milieux continus est un modèle très imparfait de la réalité.

- La géométrie du produit est généralement approchée, son environnement réel en service est souvent difficile à maîtriser et les conditions aux limites du problème sont donc floues. Enfin, son comportement matériau est identifié sur un échantillon, mais il est souvent simplifié à l'extrême pour ne tenir compte que des phénomènes les plus criants.
- La solution obtenue par éléments finis n'est qu'une solution approchée du problème de mécanique des milieux continus.

Il est donc primordial de toujours rester critique face aux résultats obtenus.

### **II.6.3 Conditions aux limites :**

Pour des simulations concernant le fonctionnement des cavités et trous et tube, la définition des conditions aux limites a une grande importance sur les résultats obtenus. En pratique, ces conditions traduisent les conditions de fixation de la cavité. Ainsi, si l'on veut comparer ultérieurement les résultats de simulations aux résultats de mesure, la prévision de fixation de la cavité doit être la plus réaliste que possible. De l'autre côté, les simulations permettent de voir les possibilités de mieux répartir les contraintes, en modifiant les paramètres et les conditions aux limites pour que le choix du niveau de fixation soit le plus judicieux. Il convient par la suite, lors de la réalisation des expériences, de respecter le plus possible le cahier des charges optimisé par les calculs.[34]

### **II.6.4 Simulation d'un tube par CATIA V5 :**

#### **II.6.4.1 Définition du logiciel CATIA :[34]**

CATIA (Computer Aided Three-dimensional Interactive Application) est un logiciel développé par la société Dassault Systèmes. Il regroupe un nombre important de modules totalement intégrés dans un seul et même environnement de travail. Ces modules permettent de modéliser une géométrie (CAO), de réaliser des analyses et des simulations (IAO), de mener une étude d'industrialisation (conception des outillages), de générer les programmes de commande numérique pour les machines-outils (FAO), d'établir les plans d'usines etc.

L'ensemble de ces fonctionnalités permettent de mettre en œuvre la « maquette numérique » et de définir de façon conjointe le produit et certains processus qui lui sont liés (on parle alors d'ingénierie concourante produit/processus).

La version 5 de Catia est sortie en 2000 et sa dénomination commerciale est « Catia V5 ». Des mises à jour sont régulièrement proposées : R1, R2 ...R20 (version actuelle au 08/12/10).

Pour toutes ces versions des correctifs (service packs) sont également disponibles : SP1, SP2 ...SP7. Au final, la dénomination précise d'une configuration doit être du type « Catia V5R19 SP5 ». Enfin, 3 déclinaisons sont possibles P1, P2 et P3 qui se distinguent par le nombre de fonctionnalités proposées.

### II.6.4.2 Les étapes de simulation

#### 1) Caractéristiques de pipes :

Le type de tube choisi pour notre conception numérique présente les dimensions données sur la figure suivante :

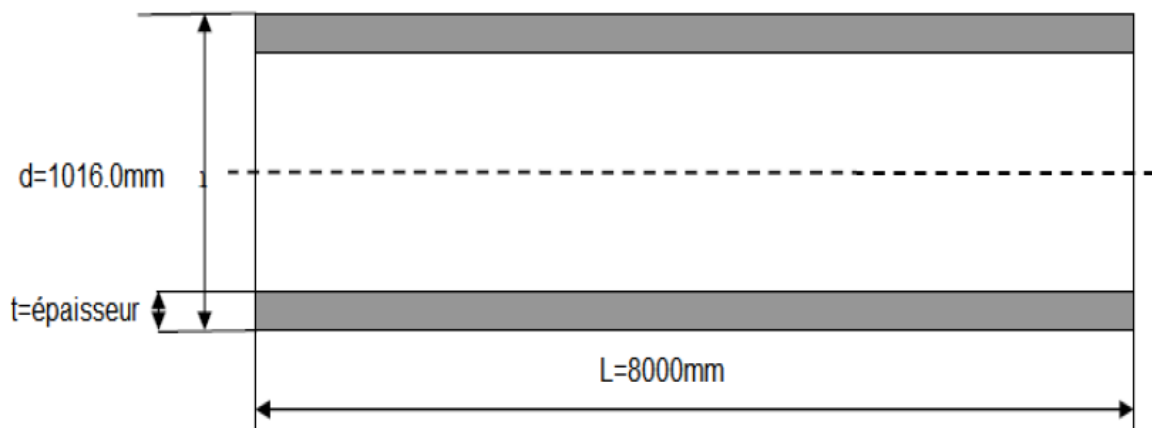


Figure II.16 Dimensions du pipe.

La compagnie algérienne pétrolière et gazière Sonatrach utilisé les tubes d'acier de nuance API 5L X60 pour les gazoducs et les oléoducs dans manière très vaste.

Tableau II.5. Dimensions des tubes API 5L X60[35]

Diamètre nominal		Diamètre intérieur		Epaisseur	
En pouce	mm	En pouce	mm	En pouce	mm
40"	1016,0	39,12"	993,7	0,438"	11,13
		39,00"	990,0	0,500"	12,70
		38,50"	977,6	0,750"	19,05

### La pression interne dans les trois zones:

Nous calculons la pression dans la première catégorie de coefficient de sécurité Y: conduite enterré ou à l'air libre) (voir le tableau II.4)

- La limite élastique  $\sigma_{0.2}=414\text{MPa}$
- Module de Young environ de 200 000 MPa
- Diamètre nominale  $d=1016.0\text{ mm}$
- $L=8000\text{mm}$  (8m).

La longueur des tubes entre 6000 (6m) et 8000mm (8m) jusqu'à 1400mm (14m) et 18000mm (18m) selon la matière de construction et diamètre et la pression utilisé, il existe plusieurs compagnie de fabrication des tube pour pipeline, chaque entreprise utilisé les lois et les normes locaux pour façonné des tubes donc nous trouvons grand gamme des produits. D'après les conditions précédentes les résultats obtenus les résultats suivants :

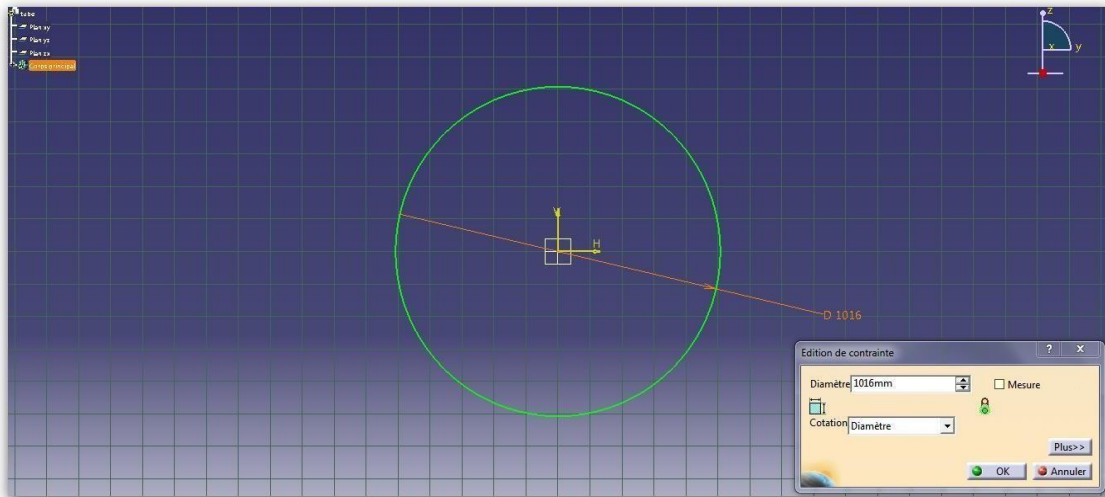
**Tableau II.6.** Pressions maximales admissibles en service.

Les zones	Y	Epaisseur	Pression maximale admissible en service (Mpa).
Zone I	0.67	11,13 mm	6,077 MPa (60,77 bar)
		12,70 mm	6,934MPa (69,34 bar)
		19,05 mm	10.401MPa (104,01 bar)
Zone II	0.75	11,13 mm	6,802MPa (68,02 bar)
		12,70 mm	7,762MPa (77,62 bar)
		19,05 mm	11,643MPa (116,43 bar)
Zone III	0.82	11,13 mm	7,437MPa (74,37 bar)
		12,70 mm	8,487MPa (84,87 bar)
		19,05 mm	12,73MPa (127,3 bar)

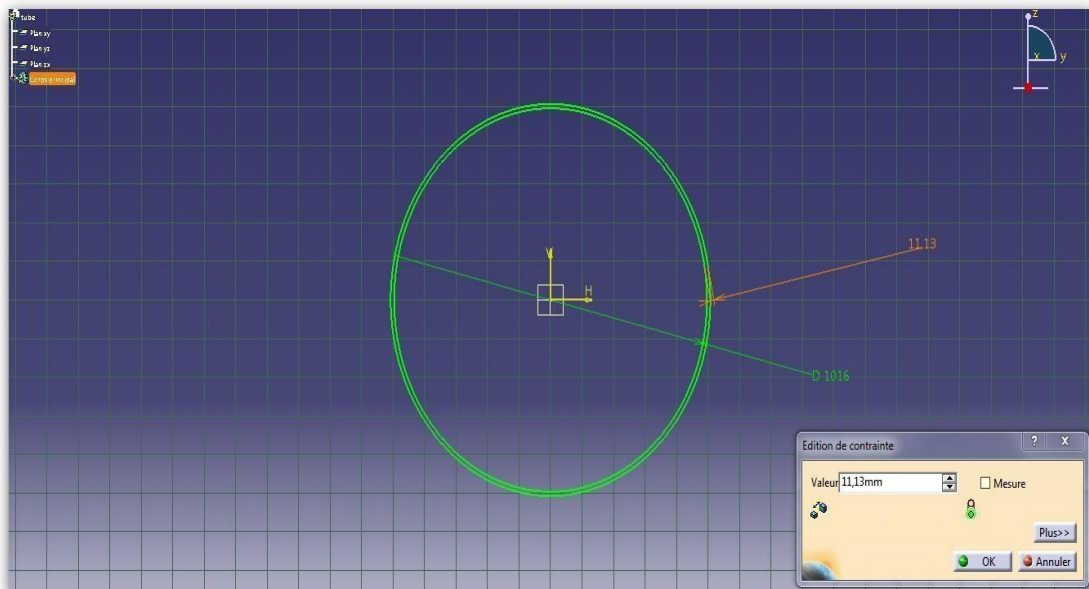
### 2) Conception du tube sur CATIA :

Avant la fabrication d'un produit (tube) il est nécessaire de faire la conception de ce produit, pour cela nous avons choisi le logiciel CATIA V5 R20 pour faire la CAO (conception assisté par ordinateur).

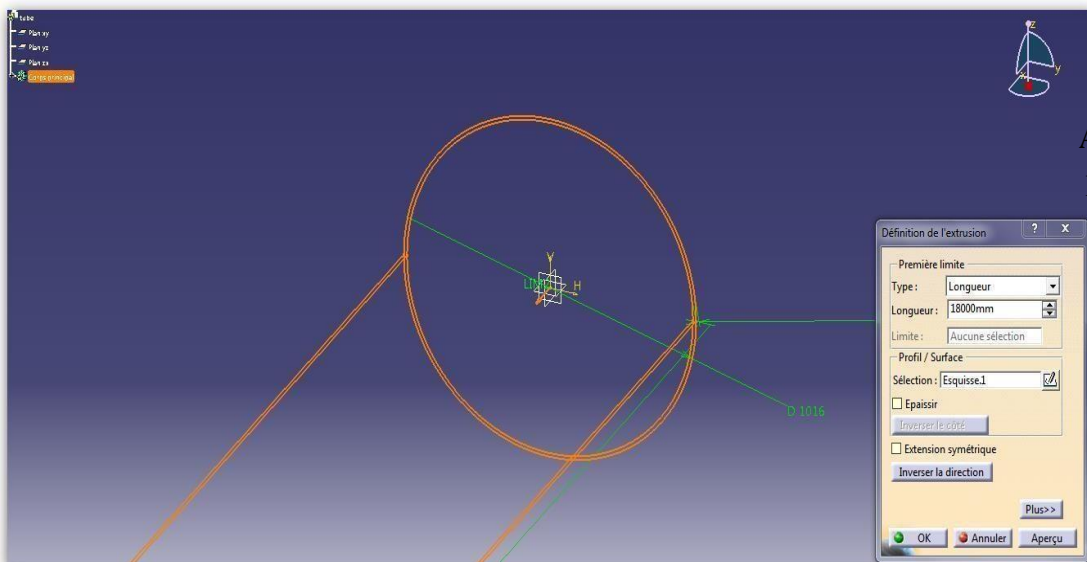
En premier pas, nous ouvrons un nouveau fichier de type **Part Design**.



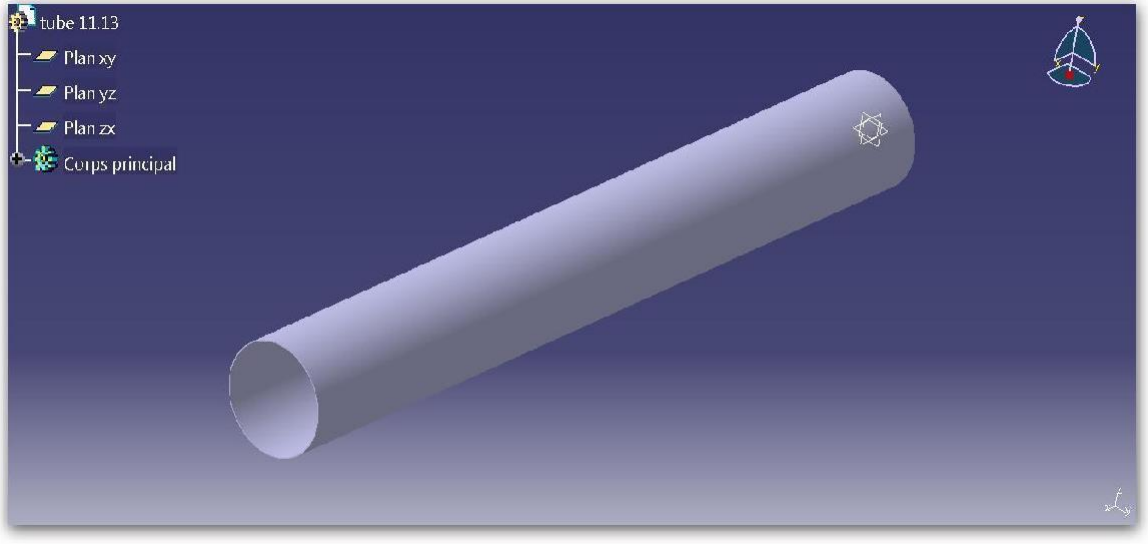
- Dessinent cercle de diamètre 1016 mm




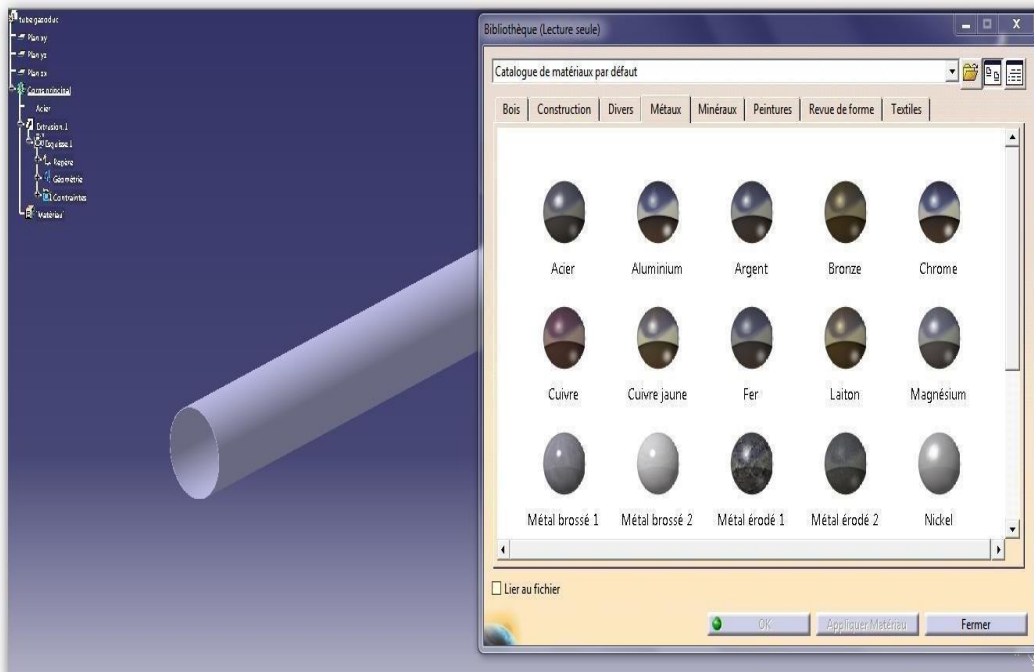
- Dessine deuxième cercle de diamètre et épaisseur défini par le tableau précédent.



dessin, appuis sur l'icône APR pour sortir l'esquisse et appuis sur l'icône pour effectuer l'extrusion.



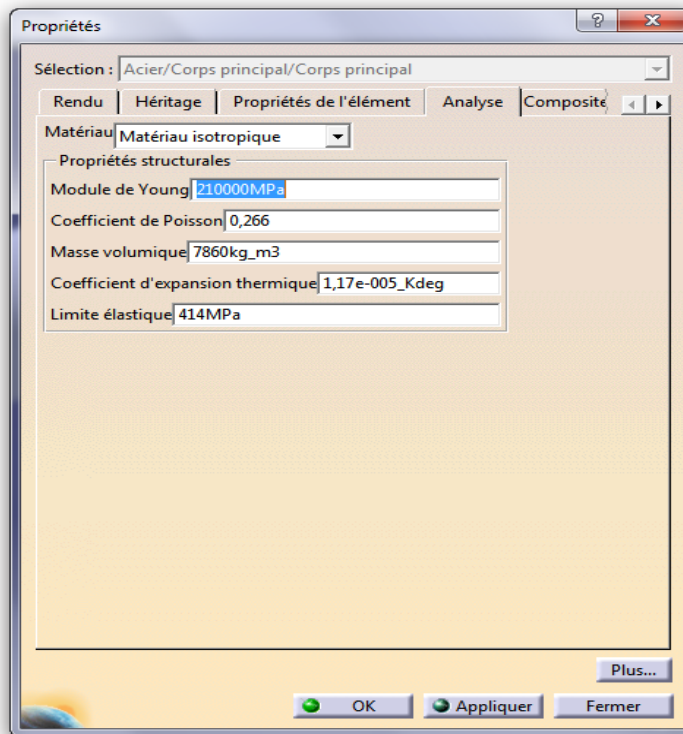
- Appuis sur l'icône  pour choisit le matériau de fabrication (acier).



- Après le choix de matériau nous capable de changer la propriété d'acier comme suivant :

-La limite élastique  $\sigma_{0.2}=414$  MPa.

-Module de Young environ de 200000 MPa



### 3) Atelier Analyse statique :

Pour passe vers l'atelier analyse statique nous sélectionnons le menu Démarrer> Analyse et Simulation>Generative Strucural Analysis .

- choisit Analyse Statique et confirme par OK



- Pour la fixation appuyez sur l'icône Fixation Isostatique.

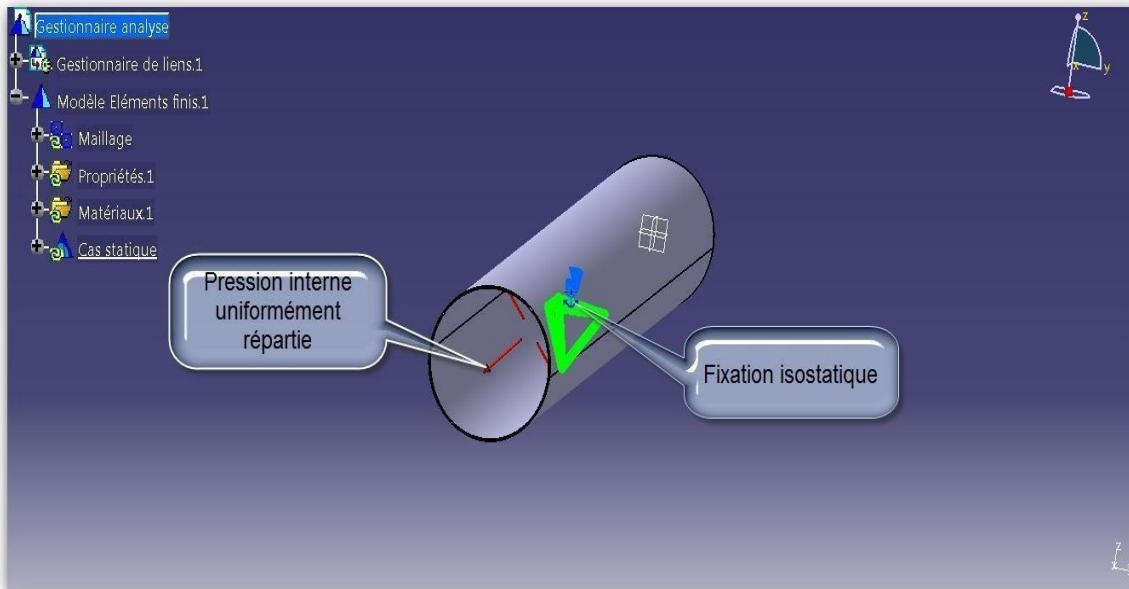


- Pour appliquer les efforts de pression interne appuyez sur l'icône




- Entré la valeur de pression :

Il y a neuf(9) différents pression, à chaque zone trois épaisseurs et trois pression (voir le **tableau II.5**).

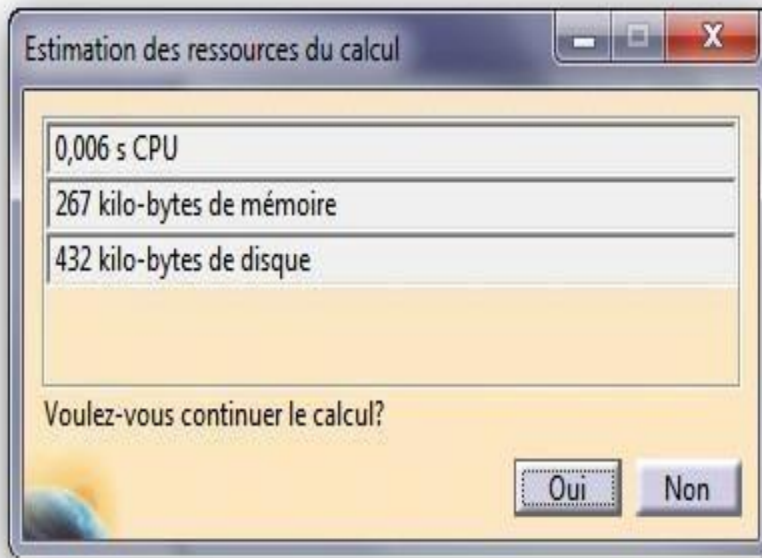


- Le choix du maillage : pour plus de précision nous choisissons une petite valeur.








Pour le lancement du calcul appuis  l'icône et on obtient les fenêtres suivantes :

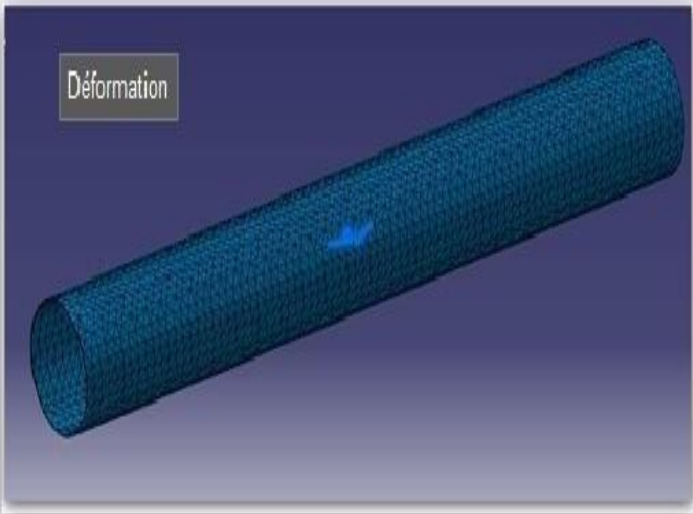
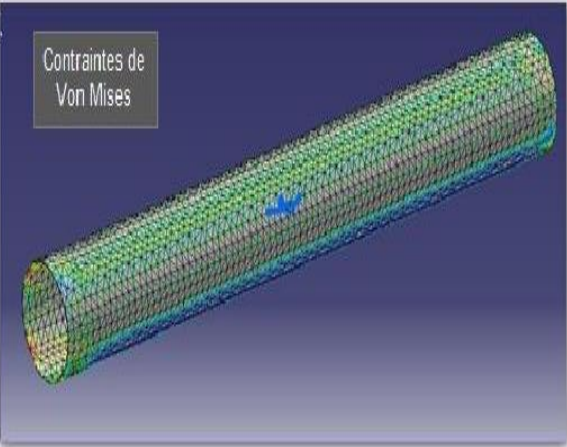
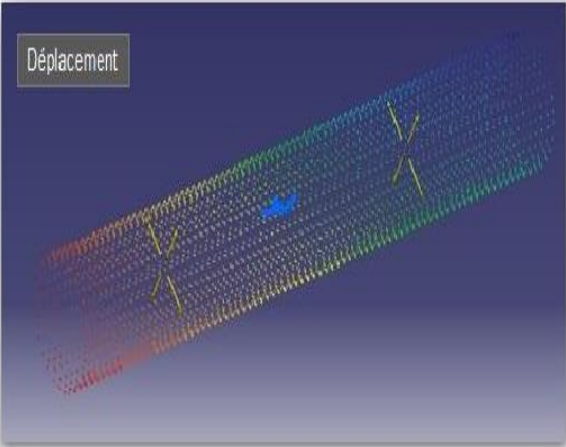
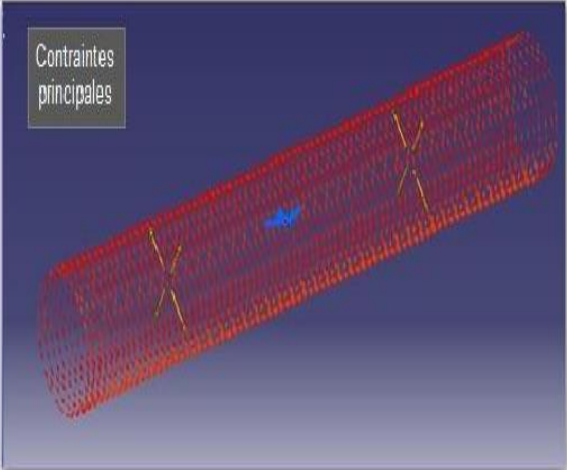
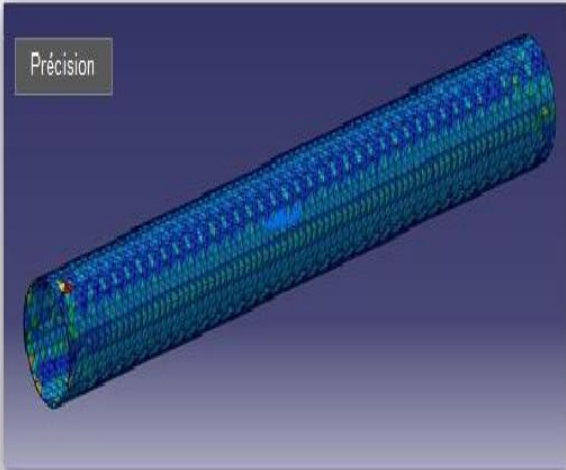




- Pour visualisation les résultats de calcul appuis sur l'icône



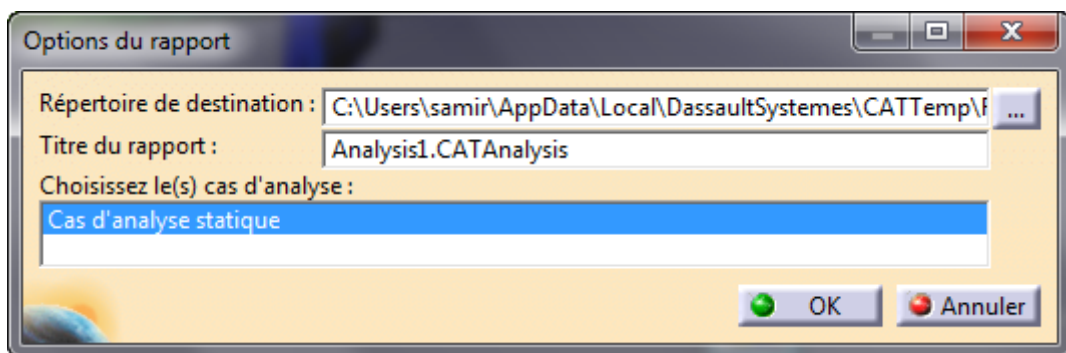
- clique sur l'icône  pour avoir la Déformation.
- Cliquez sur l'icône  pour avoir la Contraintes Von Mises.
- Cliquez sur l'icône  pour avoir le Déplacement.
- Cliquez sur l'icône  pour avoir les contraintes principales.
- Cliquez sur l'icône  pour avoir la précision.



**Génération du rapport :**

Un rapport est une synthèse des résultats de calcul et des messages de statut d'un jeu d'objets, enregistrée dans un fichier modifiable. Lorsqu'un jeu d'objets est calculé (ce qui signifie que les spécifications définies par l'utilisateur ont été converties en commandes de solveur, lesquelles ont elles-mêmes été transformées en données de degré de liberté et traitées), toutes les données contenues dans l'objet sont prêtes à être utilisées dans le prochain calcul d'élément fini et l'objet peut être analysé.

- Cliquer sur l'icône Rapport de l'analyses' affiche la boîte de dialogue Options du rapport

**Visualisation des contraintes Von Mises :**

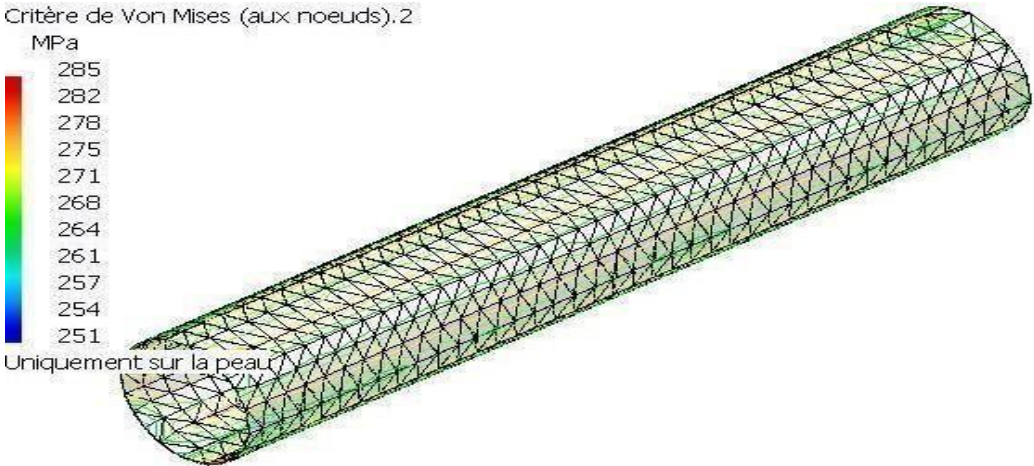
Les images de contraintes Von Mises permettent de visualiser des modèles de champ de contrainte Von Mises représentant une quantité de champ scalaire obtenue à partir de la densité d'énergie de la distorsion du volume et utilisés pour mesurer l'état de contrainte.

Les objets Contraintes Von Mises appartiennent aux jeux d'objets Solution statique. La densité d'énergie de distorsion du volume est souvent utilisée conjointement à la limite élastique du matériau pour contrôler l'intégrité structurelle de la pièce conformément au critère Von Mises. Pour obtenir une conception de structure correcte, la valeur maximale des contraintes Von Mises doit être inférieure à cette valeur de rendement.

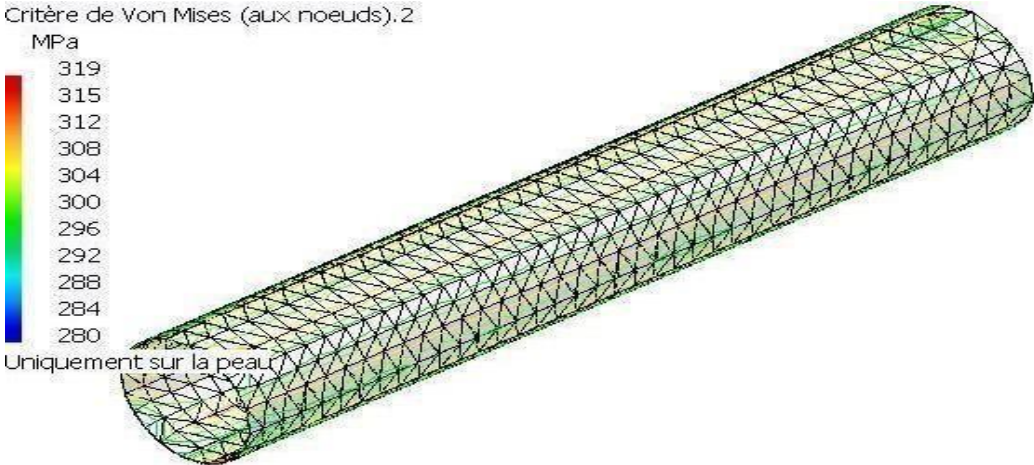
En fin de simulation nous visualisé les contraintes de Von Mises, parce que nous utilisons trois différents épaisseur et neuf pressions les résultats venue comme suivant :

**Première cas : épaisseur 11,13mm**

- Pression=6,077MPa

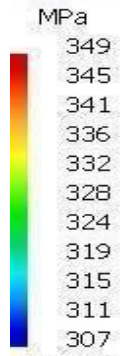


➤ pression=6,802MPa

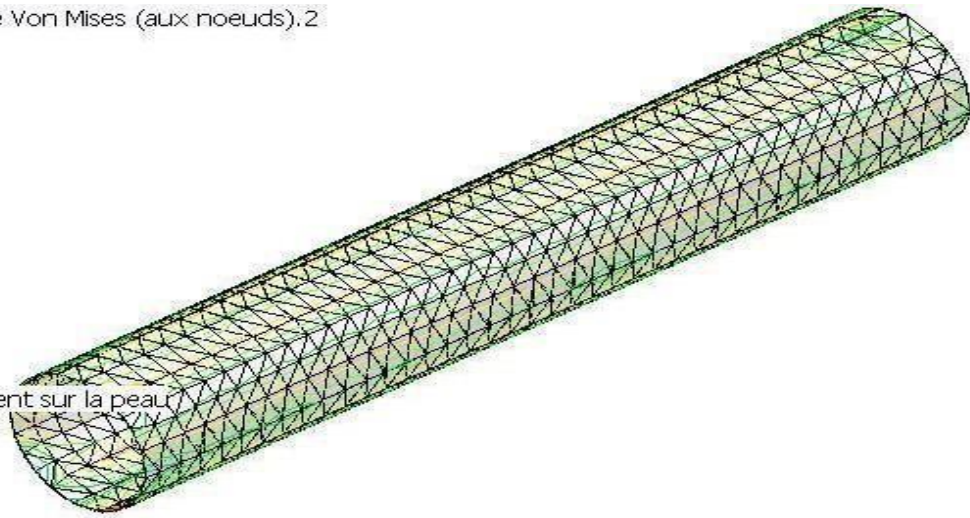


➤ Pression=7,437MPa

Critère de Von Mises (aux noeuds).2



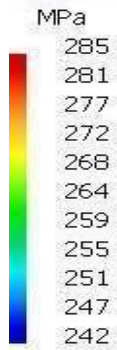
Uniquement sur la peau



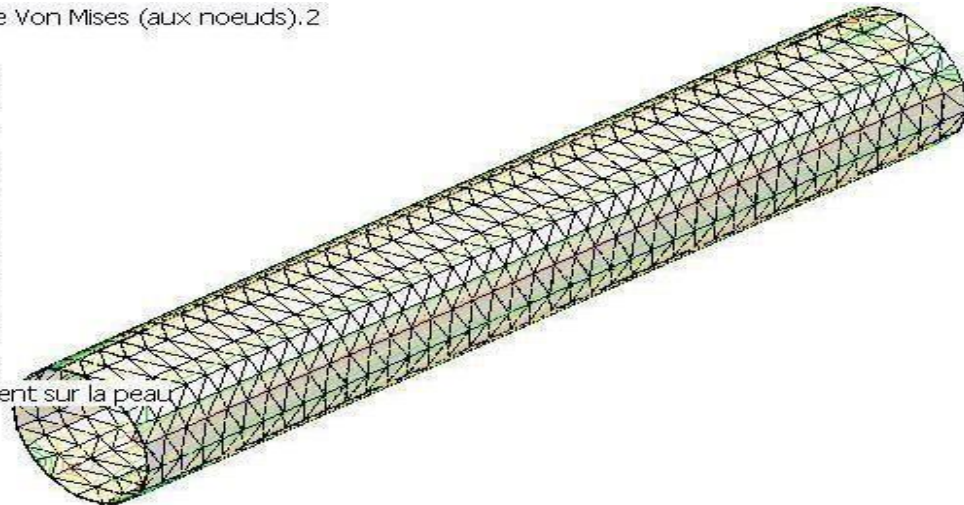
**Deuxième cas : épaisseur 12,70mm**

- Pression=6,934MPa

Critère de Von Mises (aux noeuds).2



Uniquement sur la peau

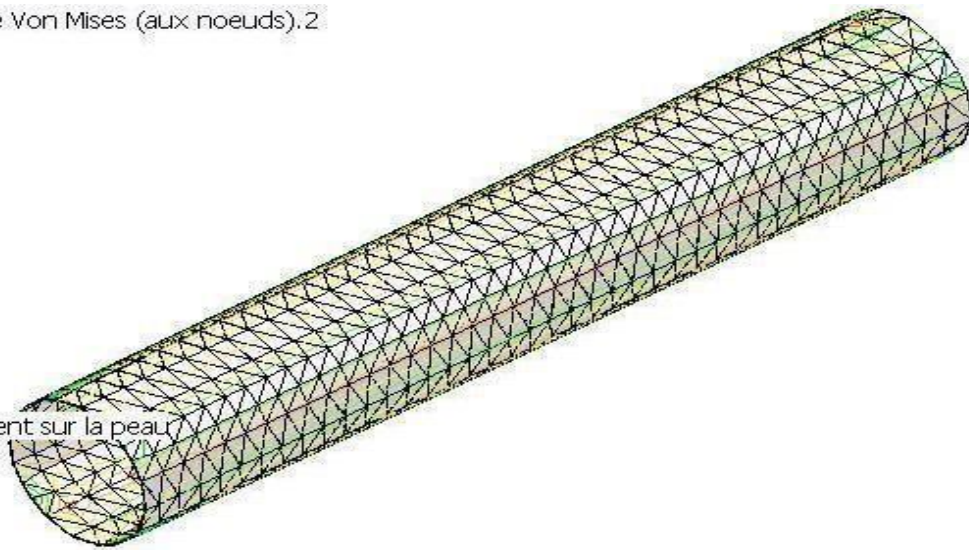


- Pression=7,762MPa

Critère de Von Mises (aux noeuds).2

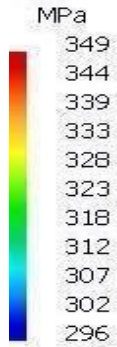


Uniquement sur la peau

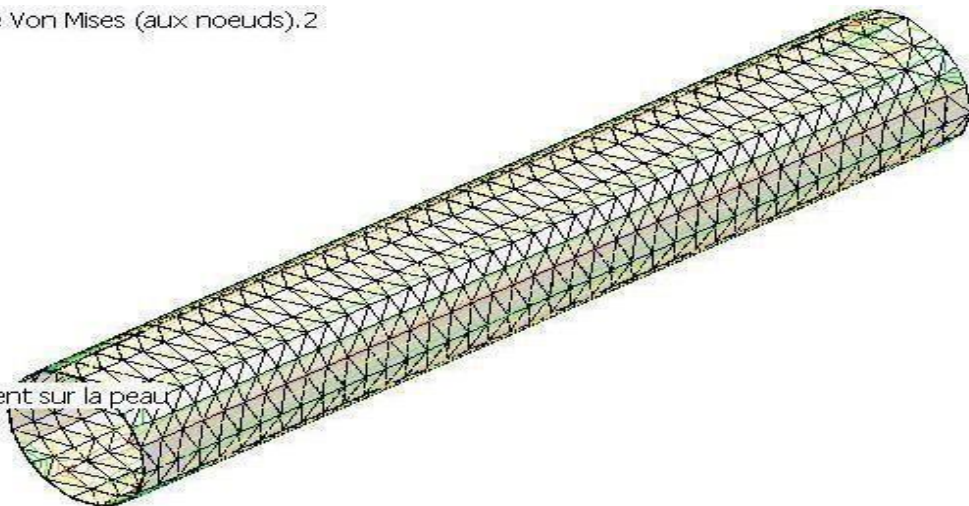


➤ Pression=8,487MPa

Critère de Von Mises (aux noeuds).2



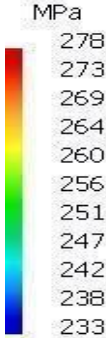
Uniquement sur la peau



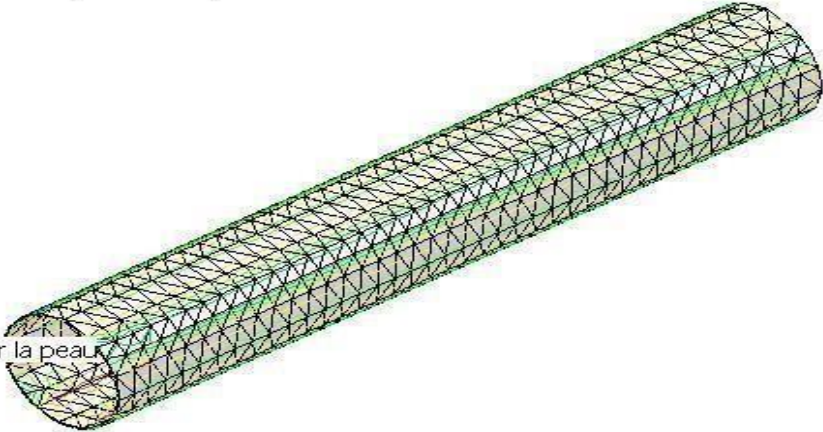
**Troisième cas : épaisseur 19,05mm**

➤ Pression=10,401MPa

Critère de Von Mises (aux noeuds). 1

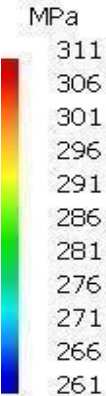


Uniquement sur la peau

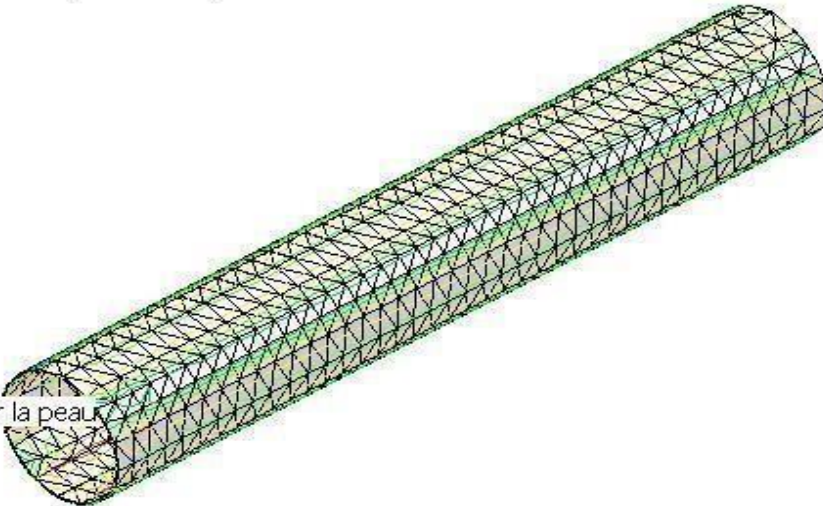


➤ Pression=11,643MPa

Critère de Von Mises (aux noeuds). 1



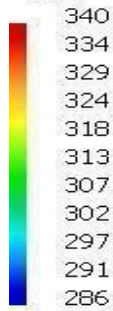
Uniquement sur la peau



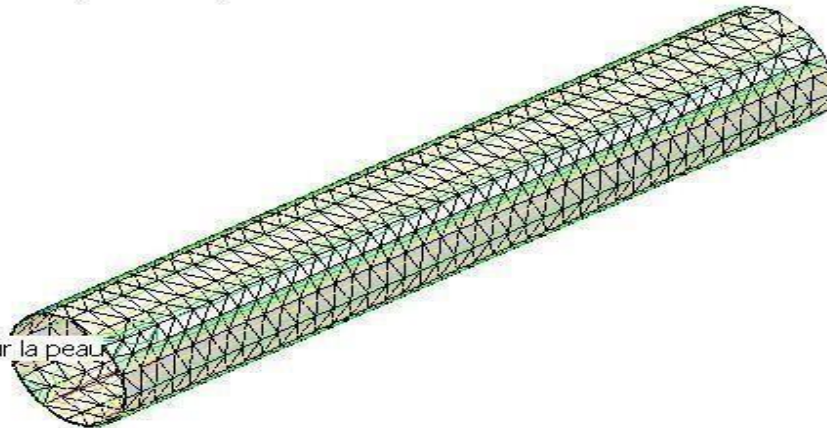
➤ Pression=12,73MPa

Critère de Von Mises (aux noeuds), 1

MPa



Uniquement sur la peau



Les contraintes maximales pour les différentes pressions utilisées dans chaque zone et selon leurs coefficients de sécurité respectifs sont formulées dans le tableau suivant :

**Tableau II.7** les contraintes maximales

Les zones	Coefficient de sécurité Y	Epaisseur (mm)	Pression (MPa)	Critère de Von-Mises (MPa)	Déplacement (mm)	Contraintes principales (MPa)
Zone I	0,67	11,13	6,077	285	3,19	273
		12,70	6,934	325	3,63	311
		19,05	10,401	488	5,45	467
Zone II	0,75	11,13	6,802	280	3,1	268
		12,70	7,762	319	3,54	306
		19,05	11,643	479	5,31	459
Zone III	0,82	11,13	7,437	199	2,16	190
		12,70	8,487	277	2,47	217
		19,05	12,73	340	3,7	326

**Conclusion**

Dans cette partie, nous avons parlé des techniques de fabrication des pipelines pour le transport du pétrole et du gaz naturel, telles qu'elles se sont développées à travers les âges, ainsi que le matériau à partir duquel ils sont fabriqués et l'utilisation de types de revêtements internes et externes. , nous avons abordé la simulation et les tests de pression, avec tout enregistré.

**Chapitre III :**  
**Les risque sur les pipelines**

### Introduction

L'augmentation de la demande d'énergies telles que le gaz et le pétrole nécessite de plus en plus la maîtrise de la conception, la construction et l'exploitation des moyens de transport, dont la canalisation. En effet, ces dernières sont devenues durant ces 50 dernières années le moyen d'acheminement le moins coûteux pour de grandes quantités d'énergies et sur des longues distances (plusieurs centaines voire plusieurs milliers de kilomètres).

Quel que soit l'endroit que la canalisation traverse (mer ou terre), cette dernière est toujours exposée aux risques d'endommagements que ce soit par des interférences externes ou environnementales (ALLOUTI, 2010) avec l'occurrence des risques majeurs (incendie, explosion, fuite de produits polluants). Celles-ci ont abouti à l'élaboration de méthodes plus globales, systématiques et sophistiquées de l'ingénierie de sécurité, telles que, l'analyse des risques et évaluation des risques pour améliorer l'intégrité, la fiabilité et la sécurité des opérations d'hydrocarbures. Mais malgré, ce développement, les risques continuent à faire des bilans lourds en matière de conséquences néfastes, pour différentes raisons, telles que la difficulté d'exploiter les informations relatives aux réseaux de transport qui s'étendent sur des distances très longues et passent par des géographies très variées, l'absence des échanges techniques permanents entre les sociétés exploitant les canalisations en matière de sécurité concernant le matériel, la prévention des accidents et les leçons à tirer des accidents survenus dans le monde (VALIN & al, 2008), la difficulté de localiser rapidement l'occurrence de ces risques afin de minimiser les dégâts.

Ainsi, les décideurs souhaitent confronter ces problèmes complexes avec le maximum d'éléments objectifs et prendre leur décision en tenant compte des intérêts de toutes les parties prenantes. Ces éléments doivent leur permettre de choisir rationnellement la meilleure solution, d'être en mesure d'expliquer et de justifier leur choix (URBANI, 2006). Pour répondre aux exigences liées à l'exploitation des réseaux de transport, le développement de l'informatique à travers les systèmes informatiques d'aide à la décision et les liens qui existent entre la modélisation du problème et l'aide à la décision a entraîné des modifications importantes pour la géographie et la cartographie, la production de données, retraitement des données localisées, la saisie numérique des données graphiques, cartes et plans, avec les systèmes de gestion de bases de données et les capacités de stockage des systèmes informatiques.

### III.1. Les risques liés au transport de l'oléoducs

Les principaux risques sont ceux d'une rupture de la canalisation ou d'une fuite. Cependant les mesures qui entourent les canalisations rendent aujourd'hui cette probabilité extrêmement faible. Le principal danger provient des agressions humaines du fait des activités industrielles ou rurales ou de tiers en général à proximité de la canalisation. Les ruptures d'oléoduc ne sont pas rares. En Amérique du Nord, deux accidents récents, en juillet 2010 dans la rivière Kalamazoo, près de Marshall (Michigan) et l'autre, au nord de la rivière de la Paix (Alberta) en 2011, ont entraîné respectivement le déversement de plus de 3 000 et 4 000 mètres cubes (m<sup>3</sup>) de pétrole [36].

La fuite ou la rupture d'une canalisation peut entraîner différentes conséquences: une pollution de l'environnement, une explosion, un incendie déclenché par l'inflammation du produit. Afin d'éviter ces risques différentes mesures de prévention sont prises études multiples (géologiques, de dangers ...) réalisées par l'exploitant avant la construction du pipeline ; visites et surveillance régulières par l'exploitant (surveillances aérienne et pedestre) ; élaboration d'un Plan de Surveillance et d'Intervention (PSI) par chaque exploitant en liaison avec les services de l'État ; réglementation de l'aménagement dans les zones à proximité de la canalisation ; information de la population et signalisation visuelle le long du tracé du pipeline.

### III.2 Défaillances dans les ouvrages de pipelines :

Les principales causes des défaillances dans les canalisations sont de diverses natures. Elles peuvent se manifester soit par une rupture, soit par une fuite. La plupart de ces défaillances sont causées par des piqûres de corrosion (pitting corrosion) ou par des fissurations comme la corrosion sous contrainte (cracking corrosion), mais il existe également des problèmes liés aux défauts de soudage. Les mouvements de terrain (glissement du sol, tremblement de terre,...) peuvent aussi être la cause de dommage sur les gazoducs enterrés. Les exploitants de gazoducs étudient ces problèmes depuis longtemps et possèdent une bonne connaissance des méthodes permettant de les gérer. Ces causes sont enregistrées par les membres de PHMSA [Source : PHMSA] dans les années entre 1988 à 2008 cf. Aux figures III.1 & III.2.

La figure suivante présente les causes des incidents significatifs des pipelines souterrain et sous-marin.

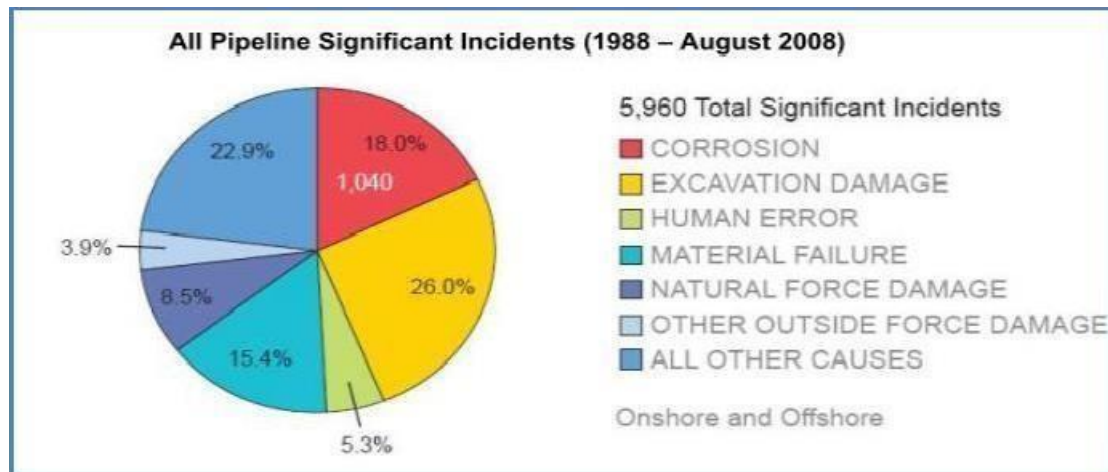


Figure III. 1: causes des incidents significatifs des pipelines souterrain et sous-marin1[37]

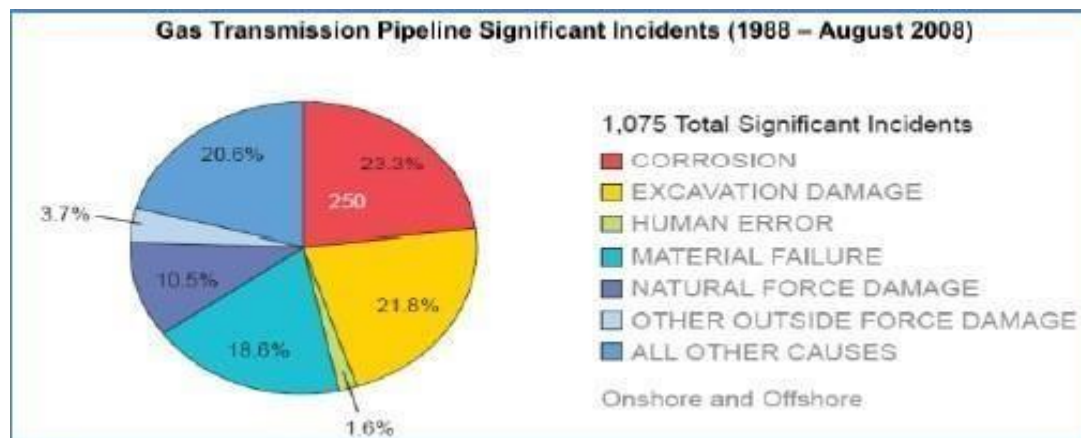


Figure III. 2: causes des incidents significatifs des pipelines de transmission de gaz naturel souterrain et sous-marin.

## Accidentologie

### Sources de données d'accident par canalisation

Les principales organisations qui réalisent la collecte et la publication des données d'accidents dans le domaine des canalisations d'hydrocarbures sont les suivantes :

**UKOPA** (UK On shore Pipelines Opérateurs Association): une base de données des accidents de canalisations de l'Association des Opérateurs de Canalisations Terrestres du Royaume-Uni, de l'UKOPA. Cette association regroupe les quatre opérateurs principaux de canalisations au Royaume-Uni qui transportent du gaz, des hydrocarbures liquides et d'autres produits sur 20 045 km (DECHY, 2002).

Toutefois, certaines données d'accidents du Royaume-Uni sont reprises par d'autres réseaux de collecte et d'études telles que l'EGIG ou la CONCAWE. (DECHY, 2002).

**CONCAWE** (Conservation of Clean Air and Water in Europe) : Can concerne les statistiques de l'industrie pétrolière en Europe de l'Ouest sont collectées depuis 1970 et publiées annuellement par la CONCAWE (L'Organisation Européenne des Compagnies Pétrolières pour l'Environnement, la Santé et la Sécurité). (CONCAWE, 2006).

□ EGIG (Européen Gaz Incident Group) : les données d'accidents de canalisations de gaz naturel sont collectées depuis 1970. (EGIG TEAM, 2008).

**ARIA du BARPI** (Bureau d'Analyse des Risques et des Pollutions Industrielles) :rattaché au Service de l'Environnement Industriel du Ministère de l'Écologie et du Développement Durable (MEDD/DPPR/SEI/BARPI) (MEDD, 2011).

**BST** (Bureau de la sécurité des transports) : ce bureau publie annuellement un bilan des études, enquêtes, analyses et enseignements, des enjeux de la sécurité des canalisations.(DECHY, 2002).

**NTSB** (National Transportation Safety Board), US DOT (Department Of Transportation) : les données des accidents de canalisations de gaz naturel et liquides dangereux sont collectées depuis 1970 par l'US DOT. Les enquêtes après accidents sur des canalisations sont menées par le NTSB Les deux organisations publient périodiquement des synthèses de données d'accidents de canalisations ainsi que des rapports d'accidents.

**OPS** (L'Office of Pipeline Sadet) : dispose de tableaux de synthèses statistiques sur lesaccidents de canalisations (DECHY, 2002).

En Algérie, le reportions des incidents et accidents relatif au transport par canalisation se fait par les compagnies même appartiennent à ce secteur, mais, récemment une nouvelle directive du Ministère de l'Energie et des Mines a obligé ces compagnies de reporter quotidiennement tous types d'accidents (BOLT, 2006).Ce rapport contient des informations relatives à :

- La nature de l'accident/incident.
- La cause de l'incident.
- Les fatalités et blessés.
- Le dommage matériel et environnemental.
- La source de l'information.

Bien que ces organismes publient des statistiques d'accidents de canalisation, celles-ci sont souvent difficilement exploitables, car les données disponibles ne permettent pas de discerner les informations relatives à chacun des événements qui sont souvent limités[38].

### III.4 Corrosion :

#### II.4.1 Corrosion dans les pipelines :

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



Figure III. 3:corrosion dans le pipe. (a) :internes (b) : externe.[39]

#### II.4.2 Types de corrosion :

##### II.4.2.1 Corrosion uniforme :

La corrosion uniforme est caractérisée par un taux de corrosion relativement uniforme sur l'ensemble d'une surface exposée. Ce type de corrosion est habituellement prévu pour les pièces faisant partie d'élément structural qui peuvent être sacrifiés au fil du temps, mais elle affecte tous les métaux communs. Dans le cas des aciers au carbone, le fer réagit avec l'oxygène pour former de la magnétite minérale, qui est de l'oxyde de fer dont la formule chimique est  $Fe_3O_4$ .

##### II.4.2.2 Corrosion par piqûres et corrosion cavernueuse :

La corrosion par piqûres et la corrosion cavernueuse sont des cas particuliers de la corrosion galvanique dans lesquels la perte de métal est localisée sur une zone de métal relativement petite. Dans de tels cas, la corrosion se produit à cause des différences de concentration localisées de l'oxygène ou d'un ion agressif, par exemple un ion de chlore, ou encore à cause d'une différence de pH. La corrosion par piqûres est associée au tartre et aux dépôts d'impuretés qui forment une barrière entre l'écoulement principal et l'eau stagnante

piégée sous le tartre ou les dépôts d'impuretés. Dans ces conditions, l'oxygène dissous dans l'eau industrielle ne peut pénétrer le tartre. En l'absence relative d'oxygène, le métal sous le dépôt devient anodique, c'est-à-dire qu'il tend à se dissoudre et à former une piqûre profonde.

La figure suivante présente la corrosion par piqûration.

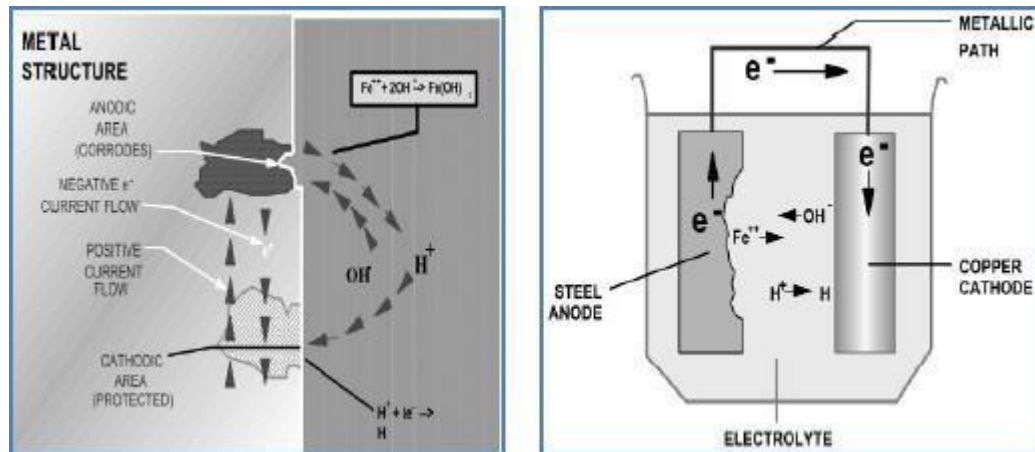


Figure III.4: corrosion par piqûration

**II.4.2.3 Corrosion induite microbiologiquement (CIM) :**

Les bactéries, que l'on trouve couramment dans l'eau stagnante, favorisent la corrosion induite microbiologiquement (CIM). Le phénomène peut se produire avec ou sans oxygène, parce que certaines bactéries ont évolué de manière à se reproduire dans l'une ou l'autre condition.

La figure suivante présente la corrosion bactérienne.

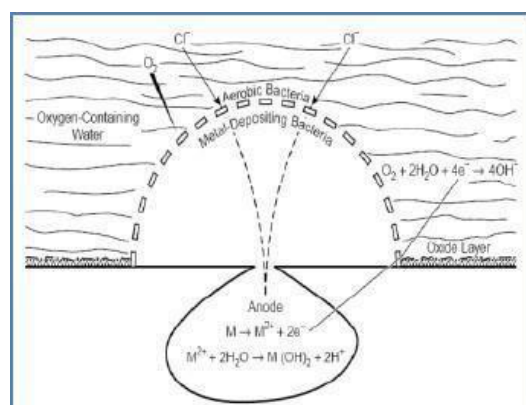


Figure III. 5: corrosion bactérienne. [40]

### III.4.3.Mécanisme de la corrosion :

Le principal agent corrosif dans l'industrie pétrolière est l'hydrogène sulfuré ( H<sub>2</sub>S) qui provient à la fois du brut mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés . Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H<sub>2</sub>S et de la température, mais elle est indépendante de la pression [41].

### III.4.4Fissuration des pipelines :

La fissure est un défaut ou une discontinuité brutale apparue ou apparaissant dans un matériau sous l'effet de contraintes internes ou externes, où la matière est séparée sur une certaine surface. Tant que les forces de contraintes ne sont pas libérées, elle entraîne une grande concentration de contrainte à son fond. Sa propagation, sous l'effet de contraintes suffisantes, combinée ou non avec un environnement agressif (corrosion sous contrainte) mène à la rupture.

La figure suivante présente fissuration par corrosion sous contrainte.

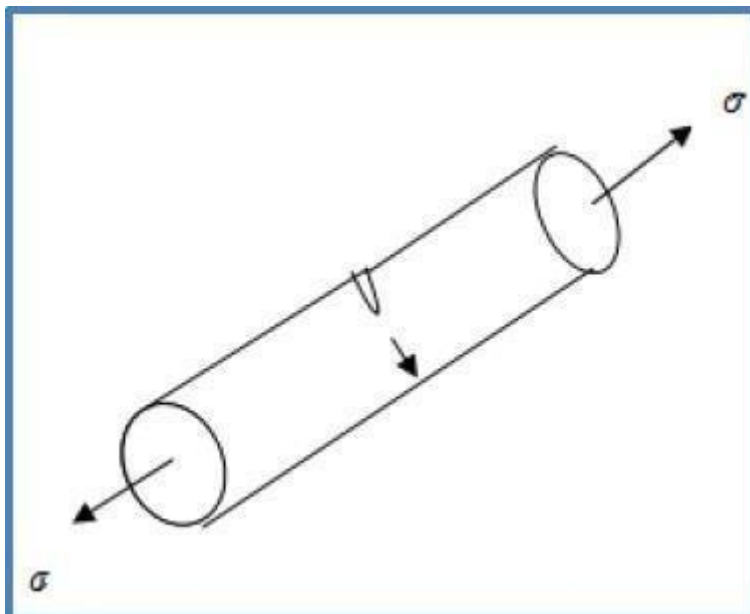
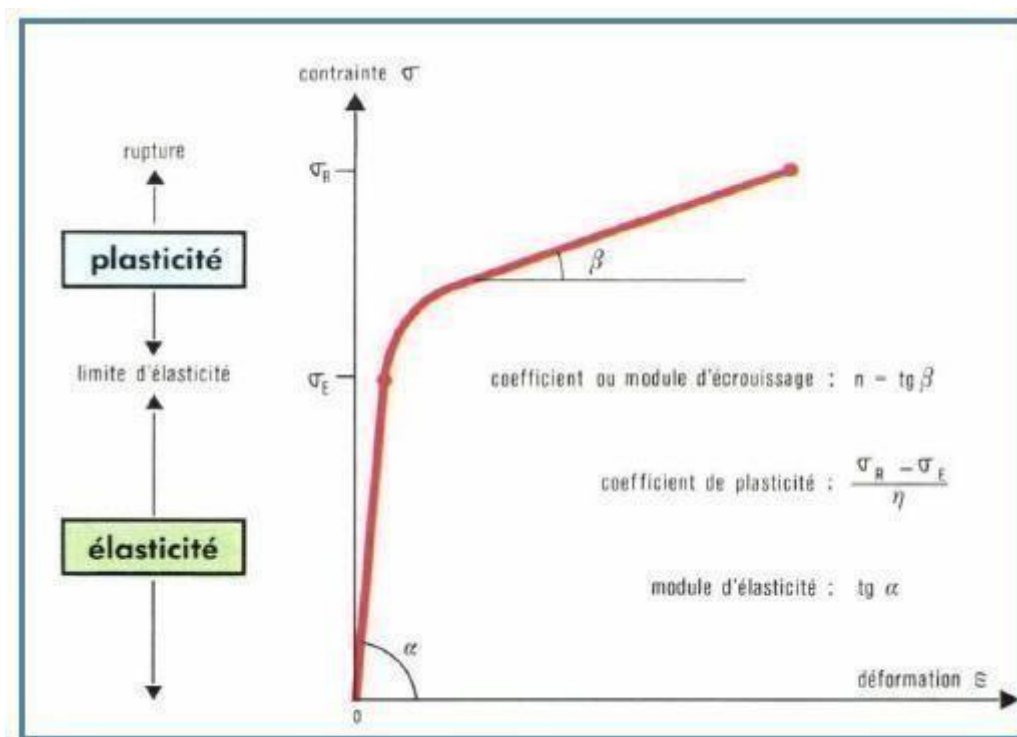


Figure III. 6 : Fissuration par corrosion sous contrainte

### III.4.5 Défaillances par déformation plastique:

Tout solide auquel est appliqué un effort mécanique se déforme. Différents essais de laboratoire (traction, compression, torsion...) permettent d'étudier les modes de déformation des matériaux d'un point de vue macroscopique et phénoménologique, et de déterminer leurs lois de comportement. Lors de tels essais, tant que le matériau est soumis à une contrainte inférieure à une valeur spécifique (appelée limite d'élasticité), il va se comporter de manière réversible : si l'on effectue une décharge (annulation de la contrainte appliquée), le matériau recouvre sa forme initiale. A l'inverse, si l'on contraint le matériau au-delà de sa limite d'élasticité, une déformation persiste après la décharge : c'est la déformation plastique (Figure. I.6). La déformation plastique est donc (essentiellement) irréversible. En général, elle est isochore : le volume de l'objet qui se déforme reste inchangé tout au long du processus de déformation plastique [41].

La figure suivante présente la courbe rationnelle de traction.



**Figure III.7:** courbe rationnelle de traction [source : LAROUSSE]

Déformations plastiques sous contrainte mécanique : dues à un dépassement de la limite élastique du matériau. Une inspection des pièces vérifiant l'apparition d'une zone de striction peut prévenir le risque d'une rupture prochaine. Déformation plastique sous contrainte thermique et dans le temps : c'est le fluage qui est une déformation apparaissant sous

contrainte mécanique associée à des températures de service supérieures à 40% de la température de fusion.

#### III.4.6 Défaillances par rupture fragile :

La rupture fragile ou la rupture par clivage s'accompagne de très peu de déformation plastique. La rupture se produit alors que les déformations sont purement élastiques. Dans les alliages métallique ce type de rupture est soit :

- Transgranulaire : rupture par clivage ou par glissement dans un grain.
- Intergranulaire : rupture par glissement le long des joints de grain.

Le clivage se produit préférentiellement le long de plan cristallographique bien définis selon les matériaux, les cubiques centrées (CC) alors que les cubiques a face centrée (CFC) clive difficilement. Dans les cristaux HC à basse température se produit également par clivage.

#### III.4.7 Défaillances par rupture ductile :

La rupture ductile se caractérise par une forte énergie de rupture, une importante déformation à rupture, un faciès mat et fibreux et par la possibilité de déformation plastique importante. Elle se manifeste essentiellement par la présence des inclusions ou précipités. Elle résulte de la naissance des cavités, l'allongement de ces cavités dans le sens de déformation et coalescence de celles-ci par striction ou cisaillement qui conduisent à la rupture finale. Les défauts responsables de l'amorçage dans la rupture ductile sont essentiellement les éléments d'addition dans les alliages, les inclusions, les précipités (par traitement thermique) et les joints de grain (points triples). À l'échelle macroscopique, on voit des micro-reliefs appelées cupules.

Dans les matériaux des gazoducs alliés, il existe des particules composées de différents éléments d'alliages très fragiles et ne peuvent accommoder la déformation plastique de la matrice. Comme ces particules ne peuvent pas se déformer aussi facilement que la matrice, elles perdent leur cohérence avec la matrice quand une déformation plastique intense se produit dans leur voisinage et permettent la formation de minuscules trous qui croissent par glissement et qui provoquent la rupture.

La figure suivante présente les modes de rupture.

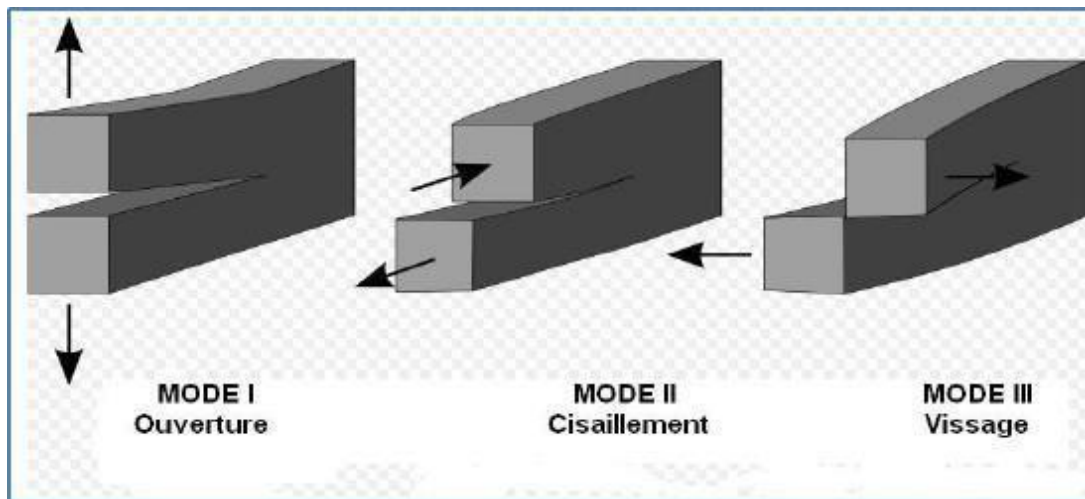


Figure III. 8 : Modes de ruptures.

### III.5 Les éraflures :

Lors des opérations de maintenance des canalisations, il arrive que par maladresse ou négligence ou par défaut de précautions, le tube soit soumis à des agressions mécaniques.

Lorsque les personnes intervenant sur chantier n'arrivent pas à localiser le pipeline enterré avec suffisamment de précision, il arrive fréquemment que le pipeline 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 de engin).La plupart du temps, l'incident passe inaperçu ou n'est pas signalé tout simplement.[43]



Figure III.9 Éraflure.

### III.5.1 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. [44]

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 (explosion d'un pipeline).



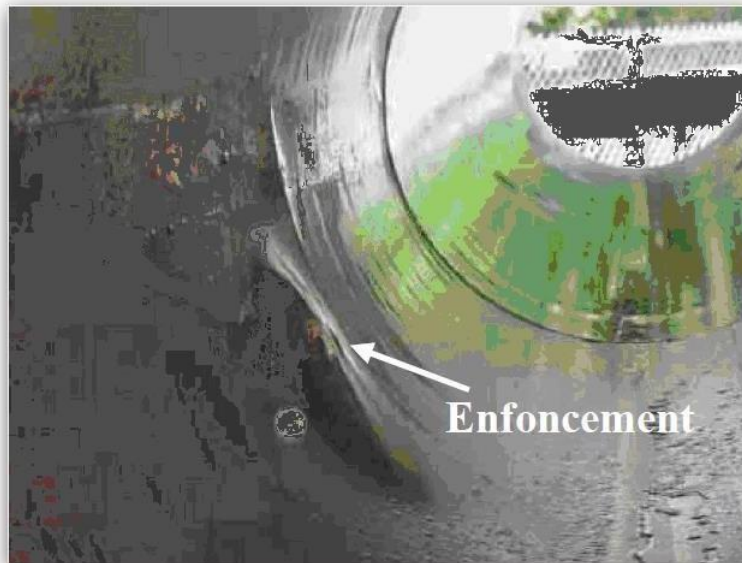
**Figure III.10** *Lieu d'accident d'explosion de pipeline en Belgique (été 2004).*

### III.6 Les Enfoncements :

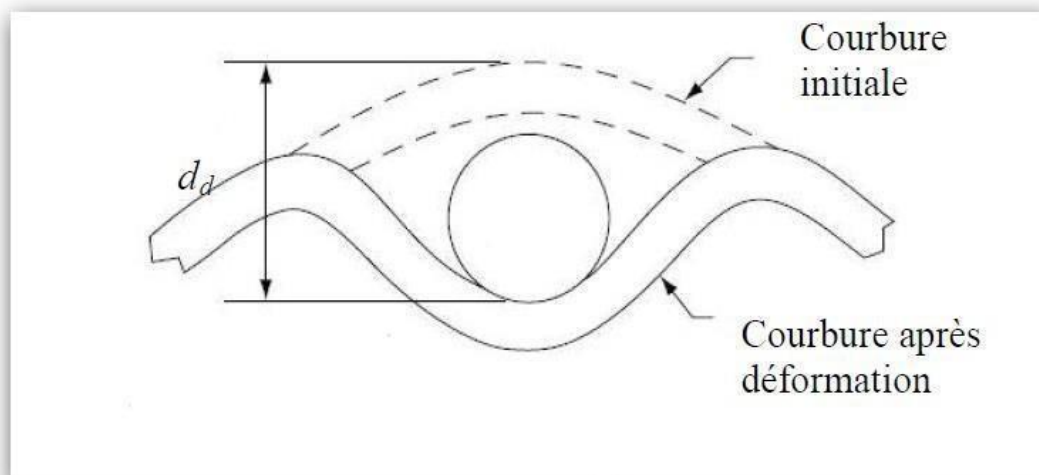
Comme on l'a mentionné dans le paragraphe précédent des opérations de maintenance des canalisations, il arrive par maladresse ou négligence que le tuyau soit soumis à une agression externe. Les enfoncements sont l'un des endommagements qu'on peut rencontrer sur les tuyaux impactés .

**III.6.1 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 ancres des bateaux pour les pipelines immergés). Autrement dit un enfoncement est un changement de la courbure de la paroi du pipeline sans changement d'épaisseur.(voir la figure III.11).



**Figure III.11.**Photo d'un pipeline enfoncé.



**Figure III.12** 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 [45]:

- 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 (kinked dent) : c'est un enfoncement qui provoque un changement brusque de la paroi du pipeline.
- indentation dans des soudures : cela traduit la combinaison d'un enfoncement et d'un autre défaut car les soudures sont susceptibles de présenter des fissures.

### III.6.2 Les défauts combinés (enfoncements avec éraflures) :

Un enfoncement est une déformation plastique permanente de la section du pipeline dû 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 avec éraflure, voir figure). Ce type de défaut est très compliqué car il

La présence d'un défaut tel qu'un enfoncement avec 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. Le résultat fatal d'un défaut combiné c'est l'explosion de pipeline.

### III.7 Sécurité industrielle du transport par pipeline

Le transport par canalisation mobilise des fluides et des énergies qui représentent, comme toute activité industrielle, un danger. Le risque industriel lié à ce danger est estimé et traité, dans le cadre des réglementations locales et internationales en vigueur, pour être ramené à un niveau résiduel acceptable par la société, représentée par les organismes de contrôle et diverses associations.

En France, une mise en cohérence de nombreuses règles antérieures et une augmentation des exigences ont été concrétisées notamment par l'entrée en vigueur des divers règlements de sécurité de transport multi fluide par canalisation, entre 2006 et 2014[47].

Ainsi, au-delà des opérations classiques d'entretien faisant partie de l'exploitation de l'ouvrage, un diagnostic poussé des ouvrages de transport est réalisé périodiquement, en fonction des réglementations nationales et des pratiques locales. En particulier, l'intégrité

physique des canalisations fait l'objet de contrôles non destructif (CND) notamment par des mesures électriques de surface (courant de Foucault), par auscultations électromagnétiques ou par ultrasons, réalisées à partir de pistons racleurs instrumentés[48].

Quel que soit le niveau de sécurité visé et les moyens mis en œuvre pour l'obtenir, l'accident reste toujours possible. Tous les scénarios d'accident se ramènent à une perte de confinement du produit transporté et à une interaction néfaste du produit libéré avec l'environnement inerte ou vivant. Des plans d'urgence sont établis, en relation avec les pouvoirs publics.

### **Conclusion**

Le système de transport des hydrocarbures par pipeline est un système en évolution à travers le monde en recherchant les solutions appropriées pour un transport fiable. Cependant les aciers de pipelines sont exposés à des sollicitations mécaniques chimiques aboutissant à des défaillances de différents types comme la corrosion, la fissuration, déformations, rupture... L'environnement défavorable et les dommages dans les conduites a conduit à explorer différentes options de réparation pour les garder fonctionnels tels que les renforcements en matériaux composites par des fibres.

**Chapitre IV :**  
**Maintenance et réparation des pipelines**

## Introduction

Les maintenances des pipelines offrent des possibilités d'augmenter la capacité de transport des hydrocarbures (gaz et pétrole) par l'élévation de la pression de service et la récupération des structures après la défaillance des conduites de transport qui ne sont pas encore utilisées de nos jours de manière assez rationnelle, alors que les tendances mondiales dans ce domaine prévoient augmentation de leur durée de vie. Le passage à des pressions de service élevées à long terme nécessite l'amélioration des propriétés mécaniques des aciers de ces derniers et de trouver des solutions techniques, de manière à réduire les épaisseurs des parois contre les défaillances des pipelines destinés au transport des hydrocarbures. En d'autres termes, la qualité des hydrocarbures de grand débit et les risques naturels ou des effets mécaniques dépend du choix de la meilleure combinaison entre les propriétés des pipes, à savoir la résistance et la ténacité.

Les valeurs des charges extérieures sollicitant la conduite et sa capacité portante ont un caractère aléatoire qu'on exprime par certaines fonctions de distributions. En effet, la conduite est conçue d'un nombre fini de tubes, dont les caractéristiques géométriques et la résistance diffèrent de manière aléatoire suite aux imperfections résultant des processus technologiques de fabrication des tôles et des pipes.

A l'heure actuelle, la qualité de réparation des pipelines destinés au transport par canalisation des hydrocarbures est une question primordiale. L'objectif dans ce cas est de réduire les ruptures (ou les éclatements) des pipes dont les conséquences sont souvent désastreuses[49].

### IV.1 Maintenance :

#### IV.1.1 Objectif de la maintenance :

L'objectif de la maintenance des pipelines est de s'assurer que les actifs physiques continuent à fonctionner de manière que l'utilité du produit final ne soit pas affectée et à préserver la fonction du système. Dans le cas des systèmes de pipelines, les actifs physiques sont les tuyaux, les vannes, les équipements actifs (pompes, compresseurs, etc.), les instruments, les équipements fixes (cuves, échangeurs de chaleur, etc.), les composants en ligne (siphons, filtres, etc.) et soutiens. Il existe également des systèmes de support permettant au système de pipelines de remplir sa fonction : instrumentation et contrôles, traçage thermique, alimentation électrique des opérateurs de vannes, etc.

La maintenance est le lieu où l'ingénieur peut s'approprier le matériel qui va le guider dans son travail. Le système fournit des informations importantes à l'ingénieur lorsqu'il fonctionne

parfaitement, est en dysfonctionnement ou en panne. Les entreprises traitent ces informations de différentes manières :

- Les informations de maintenance sont ignorées. Les problèmes sont corrigés au moment de la rupture.
- Les informations de maintenance sont enregistrées sous forme de données, numériques ou physiques
- Les données de maintenance sont converties en connaissances pour quelques mécaniciens de maintenance et éventuellement l'ingénieur système.
- Les connaissances en matière de maintenance sont converties en expérience, grâce à l'analyse, aux tendances et à la communication avec l'ensemble de l'organisation.
- Cette progression de rien aux données, à la connaissance, à l'expérience différencie les opérations excellentes des opérations médiocres.

### **IV.1.2 Planning de maintenance**

---

Les étapes d'un plan de maintenance sont les suivantes :

1. Pour chaque système, déterminer une stratégie de maintenance : proactive ou réactive.
2. Pour chaque système identifié comme maintenance proactive, préparer une liste de composants (segments de conduite, vannes, pompes, etc.). Pour chaque composant, spécifiez la fonction requise, son mode de défaillance et sa cause.
3. Pour chaque cause de défaillance d'un composant, sélectionner la technique d'inspection appropriée. L'objectif est de décider de ce qui doit être inspecté, quand, où et comment.
4. Déterminer les critères d'acceptation qui seront utilisés pour évaluer les résultats de l'inspection.
5. Planifier et mettre en œuvre les inspections de maintenance, soit en cours de fonctionnement (en ligne), soit en cas de panne (arrêt).
6. Documenter les résultats et maintenir une base de données

### IV.1.3 Stratégies de maintenance :

Il existe deux stratégies de maintenance : une approche réactive (maintenance corrective, fonctionnement des composants jusqu'à défaillance ou presque) ; ou une approche proactive (inspection de l'équipement et mesures préalables en vue d'une révision, réparation ou remplacement avant l'échec). Dans le cadre de la stratégie proactive, nous pouvons différencier la maintenance préventive lorsque les inspections sont basées sur le temps, planifiée à intervalles fixes (par exemple, le changement d'huile tous les mois) et la maintenance prédictive lorsque les inspections sont basées sur des conditions justifiées par l'analyse et la tendance des résultats d'inspection. La maintenance prédictive a pour objectif d'atteindre un degré de fiabilité nécessaire et suffisant. Par nécessaire, nous voulons dire que cette approche ne devrait être mise en œuvre que lorsque cela est nécessaire. Il existe des systèmes pour lesquels une maintenance proactive n'est pas nécessaire. Ce sont des systèmes dont la défaillance aurait peu d'incidence sur la sécurité et l'opération, et ils peuvent être facilement réparés et remis en service. Une maintenance corrective serait appropriée dans ces cas. Par suffisant, nous entendons que, lorsque la maintenance prédictive est jugée nécessaire, elle doit être effectuée de manière à minimiser les coûts, tout en garantissant le niveau de fiabilité souhaité. L'objectif n'est pas d'avoir un équipement aussi bon que neuf, mais suffisamment performant pour s'acquitter de sa fonction de manière fiable et sûre. Les systèmes faisant partie d'une stratégie de maintenance proactive incluent :

- Base de la sécurité des installations : systèmes essentiels pour prévenir ou atténuer les accidents crédibles qui auraient des conséquences inacceptables pour les travailleurs, le public ou l'environnement.
- Perte de production : systèmes indispensables pour maintenir un niveau de débit de production acceptable.
- Coût de maintenance : systèmes avec équipement qu'il serait coûteux de remplacer ou qui nécessiteraient de longs délais.
- Risque de défaillance : systèmes présentant un risque plus élevé de défaillance, par exemple en raison de la corrosion, d'un fonctionnement à haute pression ou à haute température, d'un fonctionnement supérieur aux recommandations du fournisseur ou fondé sur les expériences passées de l'entreprise ou du secteur.

· Exigences réglementaires : systèmes ou composants devant être contrôlés ou testés périodiquement par réglementation[50].

#### **IV.1.4 Activités de maintenance :**

Les activités de maintenance visent à garantir que les pipelines et les équipements utilisés fonctionnent de manière sécurisée. Les exigences réglementaires détaillant les normes minimales d'inspection, de maintenance et de protection ont considérablement augmenté ces dernières années et l'industrie améliore continuellement ses connaissances concernant les techniques de prévention et de protection des pipelines .Ces activités, régulièrement effectuées, sont les suivantes:

##### **IV.1.4.1 Emploi de racleurs:**

Un pipeline doit être doté d'équipements spécifiques à l'inspection par des racleurs instrumentés. Il s'agit notamment de "gares de racleur" permettant le lancement et la réception de ces racleurs qui peuvent parfois être fournies par des prestataires extérieurs. Il faut aussi s'assurer que les rayons de courbure du pipeline permettent le passage de tels racleurs. Si cette condition n'est pas remplie, par exemple sur des lignes construites antérieurement à l'existence des racleurs instrumentés, des travaux, souvent importants, sont impératifs.

Ces racleurs instrumentés regroupent un ensemble d'outils d'inspection apte à détecter les défauts susceptibles d'être présents sur l'intégralité de la surface tant interne qu'externe du pipeline.

Après une inspection par racleur, l'exploitant du réseau dispose d'un ensemble de données révélant des défauts qualifiés (nature et localisation) et quantifiés (valeurs ou position sur une grille d'acceptabilité). Cet ensemble met en valeur l'efficacité des moyens de prévention mis en place. Des adaptations/améliorations sont décidées si nécessaire.

Si certains défauts sont inacceptables au regard de la réglementation ou des conditions d'exploitation, ils sont réparés sans délai ou parfois les conditions d'exploitation seront temporairement adaptées.

Enfin, certains défauts, ne mettant pas en cause l'intégrité de la ligne, sont laissés "en l'état" et historisés. La modélisation de leur progression permet d'évaluer leur durée de vie potentielle,

c'est à dire jusqu'à l'arbitrage entre la réparation différée ou la nécessité de refaire une inspection avant le délai réglementaire. A l'inverse il peut être intéressant de réparer par anticipation des défauts acceptables notamment si cela permet de repousser une coûteuse inspection par racleur.

#### **IV.1.4.2 Essais hydrostatiques:**

Le test de pression hydrostatique est une méthode de test des pipelines utilisés depuis des décennies. Ces tests sont utilisés afin de vérifier que les canalisations des pipelines sont conformes au service demandé. Ils sont également utilisés dans diverses applications annexes : - tests de résistance avant la mise en service d'un pipeline nouvellement construit ; - tests d'un tronçon de remplacement avant son raccordement au pipeline principal ; - méthode de requalification périodique d'un pipeline durant son exploitation ; - fixation d'une nouvelle pression maximale de service (PMS).

Les essais hydrostatiques consistent à retirer le produit transporté du tronçon de pipeline à tester et à le remplir d'eau. L'eau est ensuite pressurisée à des niveaux supérieurs à la pression maximale de service (PMS) afin de vérifier la bonne résistance du tube. L'évolution de cette surpression est surveillée en continu durant toute la durée de l'essai (8 heures minimum pour les canalisations enterrées). S'il y a une baisse inexplicée de cette pression il y a forte présomption de fuite et les essais sont stoppés. Plusieurs méthodes sont utilisées pour sectionner la ligne et identifier l'emplacement de la fuite. Dans certains cas, l'eau d'essai est colorée avec un produit identifiable, biodégradable et sans danger pour l'environnement. Une fois les réparations terminées, la ligne est à nouveau testée dans les mêmes conditions hydrostatiques jusqu'à ce que le test soit réussi. L'essai hydrostatique réussi, l'eau du test est évacuée et la conduite remplie du produit initial. La conduite peut reprendre son fonctionnement à la PMS normale ou révisée.

#### **IV.1.4.3 Protection cathodique:**

Les pipelines sont protégés par un système de protection cathodique (PC) en prévention de la corrosion. Ce système nécessite l'équipement de stations d'alimentation électrique et de test connecté au pipeline pour maintenir et mesurer le potentiel électrique correct de la conduite par rapport au sol, l'assurant ainsi catholiquement contre la corrosion. Périodiquement des campagnes de mesure et rapports sont établis.

#### **IV.1.4.4 Dégagement de la zone de droit de passage:**

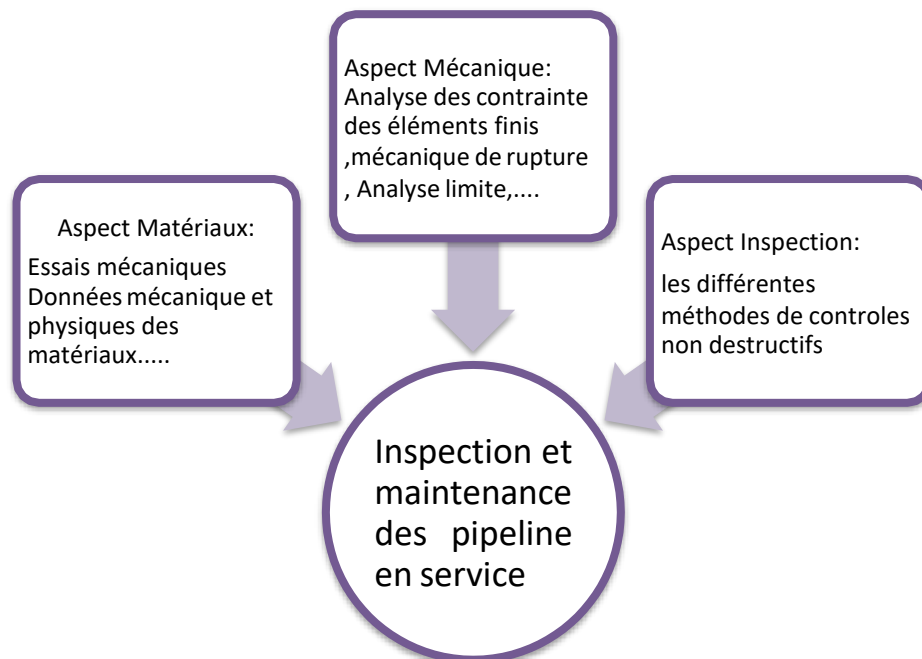
Le dégagement de tout arbre et le défrichage de toute végétation racinaire dans la zone de droit de passage facilite une intervention rapide et sûre sur le pipeline. En effet toute plante

racinaire est attirée par la chaleur et l'humidité présentes à proximité d'une conduite enterrée et cela favorise la croissance des racines qui peuvent s'enrouler autour, endommager son revêtement de protection et réactiver ainsi la corrosion du pipes.

Une emprise dégagée du pipeline fournit un efficace repère visuel informant le public de sa présence et lui rappelant l'interdiction de tout excavation ou aménagement de cette zone. De même elle facilite l'inspection aérienne qui est effectuée périodiquement afin de détecter toute anomalie.

#### IV.1.4.5 Inspection et maintenance des canalisations en service :

L'inspection et la maintenance des canalisations en services est un domaine multidisciplinaire il demande la présence d'équipe et des équipements de contrôle tous le temps, il associe trois secteurs technologiques: Inspection, Matériaux et Mécanique. Ces trois secteurs sont présentés dans la figure avec leurs diverses fonctions[51].



**Figure IV.1.** Les trois secteurs technologiques impliqués dans l'inspection et la maintenance du pipeline en service.

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 décisions de réhabilitation de canalisations reposent essentiellement sur les résultats des inspections suivantes:

- Mesures du potentiel de la protection cathodique ;
- Mesures de résistance du revêtement ;
- Inspections par outil instrumenté.

**Principales causes des dégradations de canalisations:**

Mauvaise application des revêtements durant la construction ;

- Dégradation rapide des revêtements appliqués ;
- Agressivité des sols traversés ;
- Défaillance des systèmes de protection cathodique ;
- Interférences entre les systèmes de PC de différentes pipes.

**IV.1.4.5.1 Méthodes de contrôle non destructif (CND):**

Le contrôle non destructif ou encore le CND est l'ensemble des théories et procédés aptes à fournir les informations sur l'état de bon fonctionnement d'une pièce ou d'une structure sans qu'il en résulte des altérations préjudiciables à leur utilisation ultérieure, on distingue les types suivants :

**a) Examen visuel :**

Une équipe de contrôleurs expérimentés inspecte toutes les surfaces extérieures et intérieures du tube. Ils signalent tous les anomalies d'aspect ou forme qui pourront être corrigées[52]. Lors des mesures de pertes d'épaisseurs, il est indispensable de réaliser une inspection visuelle préliminaire afin de fournir un rapport :

- l'état général des surfaces (produits de corrosion, pollution).
- les désordres (nature, localisation et ampleur).
- le relevé précis des réparations réalisées antérieurement.
- les déformations constatées.

Les inspections visuelles ont aussi leur importance. Sur le terrain, le personnel des pipelines parcourt l'emprise à la recherche de tout indice tel que les flaques de pétrole ou la modification de l'environnement.



Figure IV.2.Examen visuel.

**b) Détection par ultrasons :**

Deux bancs de contrôle ultrasonores sont utilisés pour inspecter à nouveau toute la zone soudée. Les appareils installés permettent une recherche très fine des anomalies. Chaque "tête" de recherche est équipée de 6 palpeurs qui sont réglés en particulier pour déceler les plus fines fissures transversales ou longitudinales.

Les deux bancs de contrôle permettent de réaliser cette opération à vitesse réduite tout en assurant un écoulement normal de la production. Bien entendu la fiabilité des appareils est surveillée à l'aide de plaques étalon immédiatement accessibles. [53]

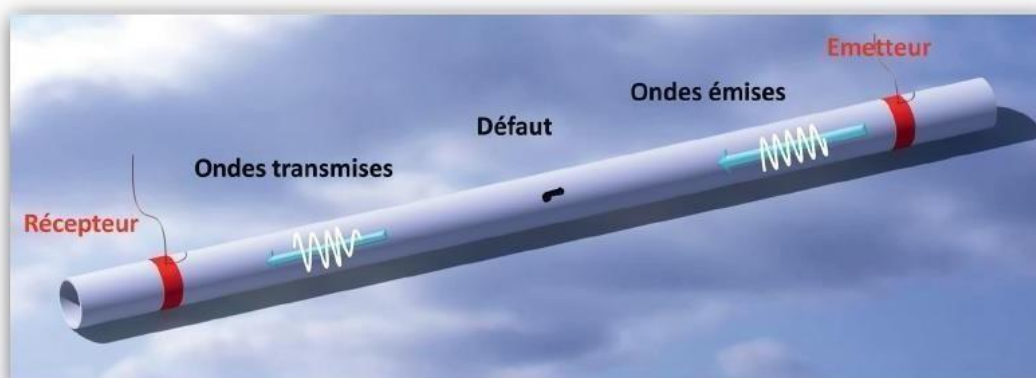
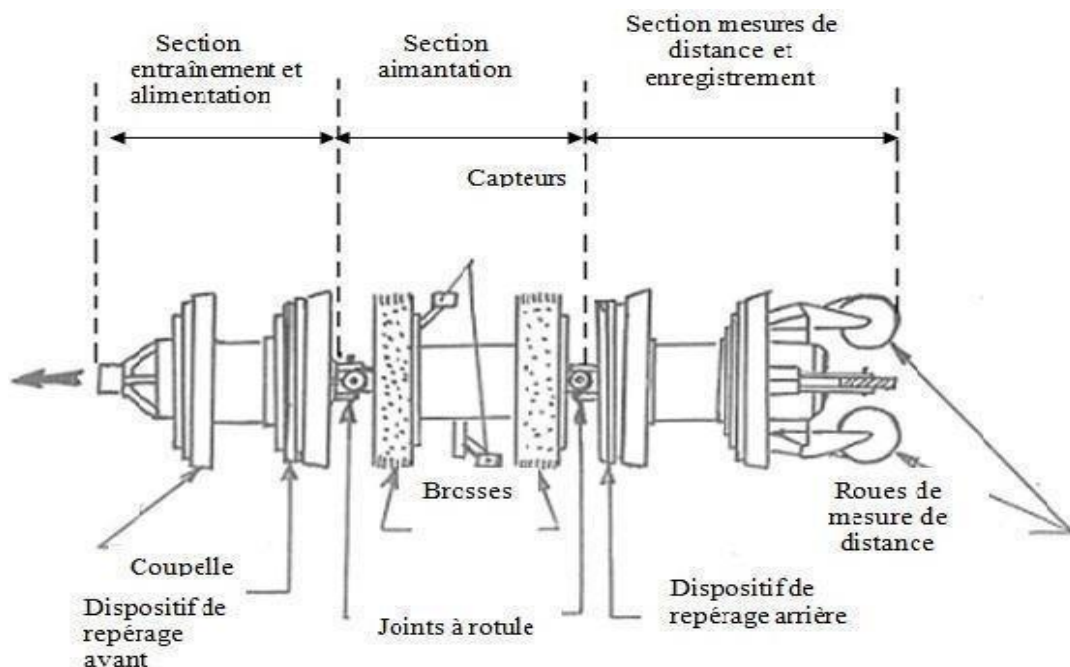


Figure IV.3.Le principe de détection par ultrasons.

## c) Détection par flux magnétique :

Cette technique utilise de puissants aimants induisant un flux magnétique dans la paroi de la conduite. Des capteurs placés entre les pôles détectent tout changement d'intensité résultant d'une perte de métal ou d'un changement d'épaisseur. La puissance du flux magnétique requise est relativement élevée. Les premiers outils MFL (magnétique flux leakage) ont particulièrement souffert de cet inconvénient surtout pour les grands diamètres. La firme TUBOSCOPE, qui commercialisé le premier outil intelligent, a choisi d'utiliser des électroaimants permanents. BRITISH GAZ a ainsi réussi à multiplier par dix la puissance des aimants permanents en développant de nouveaux matériaux magnétiques tels que le N.I.B (Neodinium-Iron-Bore). Un autre axe ayant favorisé le développement des technologies MFL concerne les progrès réalisés dans la technologie des capteurs. Les premiers capteurs étaient très larges et donnaient lieu à des pertes de contact avec la paroi à chaque changement de direction de la conduite (au niveau des zones de courbure particulièrement). Les capteurs actuels se sont considérablement améliorés au point où la détection des pertes de métal et même possible au niveau des cordons de soudure et sur la face interne et externe de la paroi. Ils peuvent même être adaptés pour mesurer l'épaisseur absolue de la conduite[53].



**Figure IV.4.**schéma de piston instrumenté basé sur le principe de perte de flux magnétique.

[53]



**Figure IV.5.**Piston instrumenté basé sur le principe de perte de flux magnétique.

#### **d) Détection par radiographie :**

C'est disposé de trois chambres de radiographie installées en parallèle.

Les tubes sont amenés par trains de rouleaux. Chaque chambre est équipée d'appareils

Emetteurs Rx(rayons x ) de 300 kV, 3 mA à tir vertical de haut en bas. La génératrice soudée des tubes est placée au point le plus haut. La radiographie obligatoire des zones soudées et réparées et celle des zones signalées au contrôle ultrasons est effectuée sur des films spéciaux placés dans des cassettes plastiques qui sont fixées à l'intérieur du tube par des systèmes magnétiques ou mécaniques[54].

Les films sont ensuite traités dans une machine automatique de développement qui livre le film sec en 10 minutes. L'interprétation des images est faite par des contrôleurs très expérimentés qui transmettent les décisions au poste de répartition par un système de fiches, simple et efficace. Les extrémités des tubes sont contrôlées aux Rx sur deux installations séparées, à la sortie du banc d'épreuve.

## **IV.2 Méthodes de traitement des surfaces**

### **IV.2.1 Décapage :**

Cette opération consiste à enlever l'ancien revêtement et la mise à nu de l'acier. Elle s'effectue manuellement par les ouvriers au le détachement et plus facile après que le revêtement soit dégradé[52].



**Figure IV.6.**Décapage manuelle.

#### **IV.2.2 Sablage :**

L'opération de sablage consiste à projeter les grains d'abrasif (fibre de verre) sur la surface de l'acier des pipes à une vitesse choisie pour bien nettoyer les pipes et sans les détériorations[52]. Cette opération s'effectue par deux types de machines :

- Machine automatique (figure IV.7).
- Machine manuelle (figure IV.8).



**Figure IV.7.**Sableuse automatique.



**a) compresseur d'air projeter l'air comprimé avec des grains abrasif**

**b) enlèvement de revêtement par l'air comprimé**

**Figure IV.8.**Sableuse manuelle.

La matière qui projeter a la surface traité elle est en fibre de verre, L'abrasif nécessite de l'air comprimé donc un compresseur.

Sablage c'est une étape de préparation de surface pour le revêtement final des pipes. Cette opération est très importante pour la qualité de revêtement.

- **Revêtement :**

Les matériaux de revêtements doivent permettre leur application par projection ou pistolet tel que type Airales monté sur les équipements d'application de revêtement de construction courante. Aucune application ne pourra être faite lorsque l'humidité relative est supérieure à 85%, la température des supports lors de l'application doit être d'au moins 3°C au-dessus de point de rosée[52].

#### **IV.2.3 Détection des fuites :**

La détection des fuites le long de la canalisation en condition dynamique est effectuée par la comparaison directe entre la quantité expédiée par le terminal de départ et la quantité reçue par le poste de coupure et de reprise ou le terminal arrivée, ainsi que par la comparaison des valeurs de pressions transmises aux salles de contrôle des stations. Si une différence significative (supérieure à l'erreur du comptage) est détectée, donc une fuite est survenue sur la ligne, et le système de contrôle actif une alarme sur les stations concernées.

En condition statique, le contrôle de la canalisation est effectué par des indicateurs de pressions installés en amont et en aval de chaque ouvrage. Si une pression descend au-dessous de la normale, une signalisation d'alarme est activée sur les stations concernées. [53]

#### **IV.2.4. Réparation par patchs en composites:**

##### **IV.2.4.1 Analyse des contraintes du système**

La réparation de fissures par patchs composites ne peut se limiter à appliquer un patch à la partie endommagée. Certaines conditions doivent être satisfaites. En effet, le patch doit réduire le facteur d'intensité de contraintes à une valeur telle que propagation de la fissure soit arrêtée ou évoluée à un taux acceptable. Aussi pour maintenir l'intégrité du patch, la déformation de cisaillement de l'adhésif et du patch ne doivent pas dépasser certaines valeurs contraintes du couple pipe-patch. Un des aspects les plus importants dans la technologie des patchs composites est l'analyse des contraintes du système pipe- adhésif-patch. On se base sur la théorie de l'élasticité en utilisant les équations d'équilibre et les conditions de compatibilités des déformations ainsi que les conditions limites.

Plusieurs méthodes ont été développées dans ce but. Parmi elles on peut citer la méthode aux éléments finis [54], les éléments frontières [55] et ainsi que les solutions analytiques.

Pour les structures compliquées, une analyse détaillée à trois dimensions par éléments finis peut s'avérer nécessaire. De même qu'il est impératif de développer un modèle pour l'adhésif. Pour lequel on doit tenir compte des contraintes résiduelles qui sont dues aux contractions thermiques qui se produisent durant le refroidissement. En effet lorsqu'un adhésif est collé à une surface, et que ces derniers sont sujets des changements de température, il existe une différence dans l'expansion des deux matériaux. Cette différence dans l'expansion est à l'origine d'une déformation et contrainte sur l'adhésif, la déformation de cisaillement subie par l'adhésif est proportionnelle à la différence dans les coefficients d'expansion, de changement de température, et la grandeur de la surface de collage, et elle est inversement proportionnelle à l'épaisseur de l'adhésif on a alors les relations suivantes :

$$\gamma = (\alpha/2t)(\alpha_1\alpha_2)\Delta T \quad (\text{IV.1})$$

$$\tau = G\gamma \quad (\text{IV.2})$$

$\gamma$ : la déformation de cisaillement.

$a$ : la longueur de la surface de l'adhésif.

$\alpha_1$  : est le coefficient d'expansion du premier matériaux.

$\alpha_2$  : est le coefficient d'expansion du seconde matériaux

$\Delta$ : est le changement de température

$\tau$ : étant la contraintes de cisaillement de l'adhésif.

$G$ : étant une approximation conservative.

Car la contrainte réelle subie par l'adhésif est réduite par la compliance du substrat.

Cependant cette approximation est valable quand l'adhésif est mince comparé au substrat. Si cette contrainte est supérieure à la contrainte de cisaillement de l'adhésif alors le lien sera rompu.

Les équations d'équilibre s'écrivent :

$$\frac{d\sigma_p}{dx} + \frac{\tau\alpha}{h_p} = 0 \quad (\text{IV.3})$$

$$\frac{d\sigma_p}{dx} + \frac{\tau\alpha}{h_s} = 0 \quad (\text{IV.4})$$

$H_p$  et  $h_s$  représentent respectivement les épaisseurs du pipe et le patch.

$$\text{Patches } \sigma_p = E_p \left( \frac{dup}{dx} + \epsilon_{pc} \right) \quad (\text{IV.4.a})$$

$$\text{Pipe } \sigma_s = E_s \frac{dus}{dx} \quad (\text{IV.4.b})$$

$$\text{Adhésif } \tau_s = \frac{V_s}{C_s} (\tau_2 - \tau_b) \quad (\text{IV.4.c})$$

#### IV.1.4.2 Conception de patches:

Comme énoncé précédemment, l'objectif d'une réparation par collage de patch est la restauration, autant que faire se peut, des capacités de supporter les charges ultimes de la structure. L'opération doit être menée sans causer des dommages supplémentaires ou créer un maillon faible dans le pipe.

#### IV.2.4.3 Sélection de composite:

Il existe plusieurs règles régissant le choix du patch. On peut en citer :

- effectuer une stricte analyse de tolérance.
- Utiliser les outils analytiques pour dimensionnement.
- les lois de l'analyse linéaire ne doivent être appliquées que lorsque les déformations restent dans le domaine élastique.
- parfaite évaluation des contraintes auxquelles le patch est soumis.

Les tensions appliquées au système pipe-adhésif-patch créent des contraintes de cisaillement dans les lignes du collage. De même que l'adjonction du patch provoque un déplacement de l'axe neutre, ce qui se traduit par des efforts de flexion aux bords du patch.

Pour ce qui est des propriétés intrinsèques des matériaux, il faut également s'assurer que les rigidités des adhérents soient aussi proches que possible.

$$E_{pep} \cong E_{ses} \quad (\text{IV.5})$$

Le choix du matériau composite doit être adapté. Le couple adhérent-buron, graphite, fibre de glass etc. doit marier les propriétés. Les deux importantes étant la contrainte uni-axiale ultime ( $\sigma_{ult}$ ) et la rigidité (module de Young).

Le tableau IV-1 [56] [57] présente les propriétés de quelques composites communs.

Tableau IV-1 : propriété des composites communs

Matériau	ET/ET	Poisson ratio	Raideur (Mpa)	$\alpha$ ( $\mu\text{m}/\text{m}^\circ\text{C}$ )
Boron/ Epoxy	210/25	.168	1590	4.5
Glare2	65.6/50.7	.33	390	17.9
Graphite/ Epoxy	138/14.5	.20	1447	-1
Glass/Epoxy	50/14.5	.33	1130	6.9

**IV.2.4.4 Sélection d'adhésif :**

Les adhésifs sont disponibles sous trois formes : mousse, pâte, ou films.

Les mousseux se dilatent pendant la préparation et sont généralement utilisés pour remplir les fissures d'autres ouvertures.

Les pâtes sont généralement présentées en deux mixtures, aussi le mélange doit être préparé minutieusement. Ils ont donc l'avantage d'être facile à appliquer, puisqu'ils peuvent être préparés à température ambiante. Toute fois ils contiennent porosités qui peuvent nuire à la bonne adhérence.

Les films sont les meilleurs. Ils présentent les meilleurs résistances et durances. Ils se caractérisent aussi par une meilleure adhérence à la surface. Tableau IV.2 présente les paramètres physiques de préparation des adhésifs et de leur stockage.

**Tableau IV.2 : caractéristiques des adhésifs.**

Adhésif	Type	Prépar.( temps /temp)	Stockage
FM-39	Mousse	1h/121°C	6 mois à 18°C
EC-1386	Pâte (Perp I)	1hr/171°C	4.5°C ou moins
EA-9309	Pâte (Perp II)	3jrs/Temp Ambiante	12 mois/ TempAmb
FM-73	Film	1h/121°C	6 mois à 18°C
AF 163-2M	Film	1hr/121°C	6 mois à 18°C



**Figure IV.9.**réparation d'un pipe par collage de patch  
a) collage par adhésif de film b)collage par adhésif de pâte

Sur les figures IV.2 a et b sont illustrés les collages pour des adhésifs pour forme de film ou de pâte.

#### IV.2.4.5 Modèle mécanique :

Un des aspects les plus importants de la réparation par patchs composites est l'analyse des contraintes du système complet.

La méthode d'analyse mécanique qui est utilisée pour évaluer les tensions doit modéliser Aussi exactement que possible le comportement de la partie réparée dans les conditions de service. Ce choix de modèle n'est pas aisé à cause des géométries et de l'état des contraintes résultantes.

En effet, un pipe soumis à des contraintes planes, développe des contraintes à trois dimensions suite à l'adjonction du patch (symétrique ou asymétrique).Plusieurs techniques numériques ont été utilisées pour résoudre ce type de problèmes. Certains [58-59] assument des contraintes planes et négligent leurs variations les longs de l'épaisseur. Malgré cette simplification, ils obtiennent des résultats acceptables .Le collage n'est possible que sur une seule face de la structure, alors des facteurs correctifs doivent être introduits [60,61].La méthode des éléments finis permet de résoudre ces difficultés [62].

#### IV.2.4.6 la méthode des éléments finis :

La procédure de la méthode des éléments finis est basée sur la démarche suivante : on divise la structure en éléments reliés entre eux par des nœuds. Les déplacements de tout point d'un élément sont définis par vecteur colonne {d} selon la relation :

$$\{d\} = [N][\delta]e \quad (\text{IV.6})$$

N'étant des fonctions de formes et  $\delta$  représente les déplacements nodaux de l'élément.

Une fois dans les déplacements d'un point donné de l'élément connus, il est possible de déterminer les déformations correspondantes.

$$\{\varepsilon\} = [D][\delta]e \quad (\text{IV.7})$$

Lorsque les effets thermiques sont pris en compte, l'élément peut être assujéti à une déformation initiale que l'on notera  $\{\varepsilon_0\}$ . Ainsi les différences entre les déformations totales et initiales sont à l'origine de ces contraintes. En plus des parties de la structure peuvent être soumises à des contraintes résiduelles initiales  $\{\sigma_0\}$  résultant du processus de refroidissement durant la réparation. En assumant un comportement élastique, relation entre contraintes et déformations s'écrit sous la forme :

$$\{\varepsilon\} = [D][\delta]e \quad \{\sigma\} = [D](\{\varepsilon\} - \{\varepsilon_0\}) + \{\sigma_0\} \quad (\text{IV.8})$$

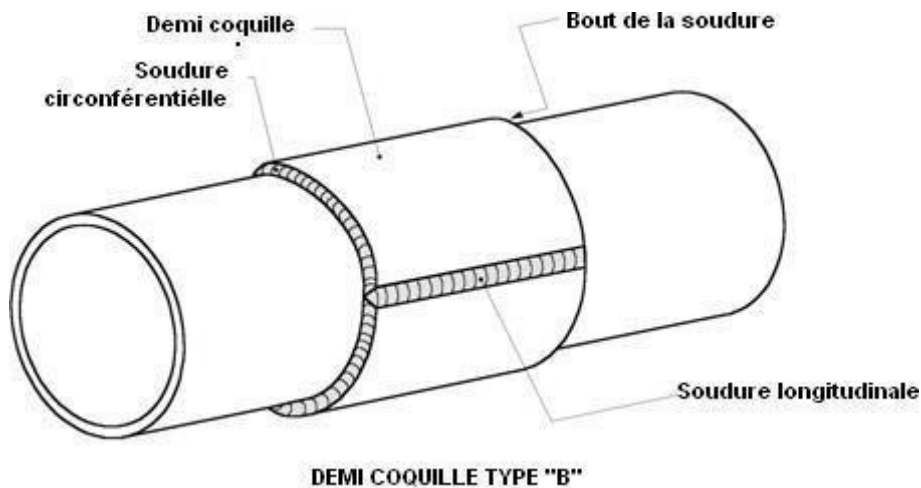
D'étant la matrice d'élasticité, contenant les paramètres intrinsèques des matériaux. A partir de ces équations on dérive les forces nodales qui provoquent les déplacements nodaux de même que le travail interne par unité de volume. Le calcul matricide prégnant le relayas.

## IV.7 Méthodes de réparation des pipes:

### IV.7.1 Réparation par demi-coquilles soudées :

La procédure de réparation en charge des canalisations de transport d'hydrocarbures par l'installation de demi-coquilles soudées à encerclement total. Les demi-coquilles soudées à encerclement total, également connues sous le nom de demi-coquilles de type B, renforcent la zone défectueuse et contiennent toute éventuelle fuite, et sont par conséquent utilisées pour réparer des défauts débouchant ou non-débouchant d'orientation axiale ou circonférentielle.

La figure suivante présente la géométrie de demi-coquilles.



**Figure IV.10** : Géométrie de demi-coquilles [63].

Les demi-coquilles soudées permettent de réparer les défauts suivants :

- Corrosions internes et externes ;
- Enfoncements simples ou combinés à d'autres défauts ;
- Entaille et rayures ;
- Fissures au niveau du corps du tube ou du cordon de soudure circconférentiel.

La figure suivante présente l'opération de soudages de demi coquilles (STT).



**Figure IV.11** : Opération de soudages de demi coquilles (STT).

### II.7.2 Réparation par Clockspring :

Les compagnies d'exploitation de pipelines peuvent périodiquement trouver des défauts dans leurs canalisations pendant les inspections et l'opération normale et l'entretien. Le défaut a pu avoir été provoqué par des dommages d'excavation, la corrosion, des erreurs de

construction, ou le processus de fabrication. Des manchons ou les brides en acier de réparation ont été typiquement utilisées pour réparer des dommages de canalisation ou des défauts ou la section endommagée ont été arrêtés et remplacés. Une fois correctement appliquée le manchon composé de clockspring reconstitue la canalisation à la condition de fonctionnement sûre sans devoir arrêter et remplacer la canalisation. Les manchons composées de clockspring sont utilisées pour dépanner provisoires et permanents sur le gaz naturel et les canalisations liquides. La phase d'installation de clockspring selon les figures IV.12 et IV.13[63]

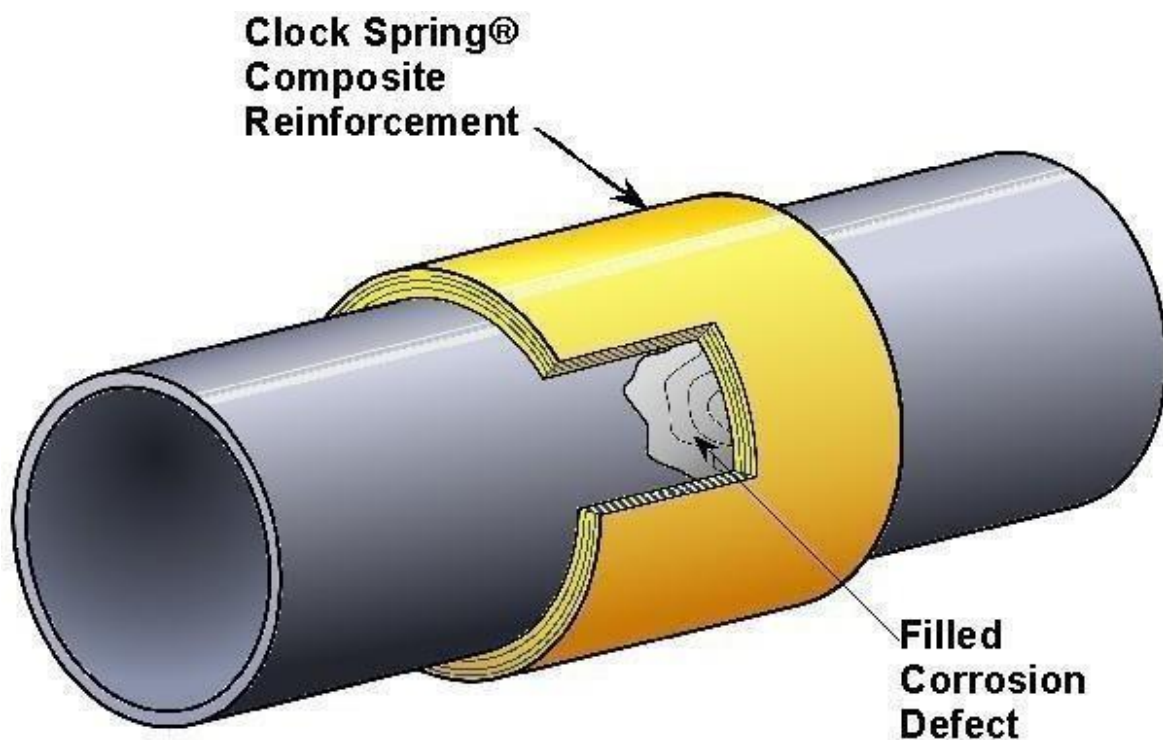


Figure IV. 12: Réparation par clockspring.

► *Installation de ClockSpring dans la STT :*

1. Localisation du point de corrosion par GPS



2. Décapage de la conduit



3. Mesurage de la perte de métal



4. Phase de sablage

5. Phase installation du kit Clockspring



Figure IV.13 : installation de ClockSpring (STT).

La qualité de l'activateur pour l'adhésif de clockspring se définit sur le tableau suivante :

température d'installation °C	quantité d'activateur (g)					approximatif	
	quantité adhésive (g)					temps de travail (minutes)	temps de traitement (heures)
	650	1200	1700	2400	3000		
0	80	150	215	300	380	45	2.5 - 3
10	65	120	175	245	310	45	2.5 - 3
21	50	95	135	190	240	45	2.5 - 3
27	40	75	105	145	180	45	2.5 - 3
32	35	70	95	135	170	35	2 - 2.5
38	35	60	90	120	150	23	1.5 - 2
43	35	60	85	120	150	22	1.5 - 2
49	35	60	85	120	150	21	1.5 - 2

Tableau IV.3: Qualité d'activateur pour l'adhésif [64].

## Conclusion

Les pipes de transport de gaz et de pétroles ont soumises en service à des sollicitations mécaniques donnant lieu à des contraintes généralement multiaxiales et à amplitude variable, , ce qui nous amène à rechercher des solutions pour les réparer, et ce en s'appuyant sur certaines techniques modernes pour détecter les dommages à l'aide de certains appareils, y compris.

- Outil à piston basé sur le principe de la perte de flux magnétique.
- Principe de détection par ultrasons...

Après la détection du défaut, la maintenance est effectuée de plusieurs manières ainsi:

- Réparation de patch composite.
- Méthode des éléments finis.
- Réparation par demi-couquilles.
- Réparation par Clockspring.

## Conclusion générale

### Conclusion générale

Le système de transport des hydrocarbures par pipes est une solution technologique importante appliquée dans l'industrie pétrolière. Ce système est très complexe, car géographiquement, il est réparti sur un vaste territoire, ce qui nécessite des technologies et des méthodologies visant à soutenir l'identification des segments de la canalisation qui sont potentiellement exposés à risque de défaillance (BERSANI & Al ,2009) et dégradation durant la phase d'exploitation dont les causes tel que montré par le retour d'expérience relatif aux accidents /incidents étudiés dans ce chapitre incluent en grande partie la corrosion, tiers parties et en faible degré le mouvement de terrain ou risques naturels en général, la conception et l'erreur opérationnelle. Ces causes prises individuellement ou en combinaison conduisent à une perte de confinement caractérisée par une fuite ou une rupture (DAWOTOLA & al, 2010).

De nombreux accidents avec victimes se sont produits suite à l'endommagement des réseaux. Donc, la mise en œuvre des solutions anti-endommagement est une priorité, tant pour les autorités (la mise en place des institutions de contrôle, la création des textes réglementaires y afférente) que pour les exploitants (la mise en œuvre des bonnes pratiques issues des normes internationales), afin de prévenir de tels accidents. Ces solutions permettent, notamment, d'assurer une meilleure information pour décider sur:

- la participation de la société civile dans les organisations de secours ;
- les systèmes de déclaration de travaux pour la prévention des agressions externes avec la mise à disposition de tracés des réseaux ;
- l'adaptation des mesures compensatoires à la densité urbaine (source d'agression externe) et selon la canalisation (existante ou en projet) ;
- la détection de la corrosion, notamment pour les canalisations anciennes et le contrôle des points favorisant la corrosion (MICHEL, 2012).

Ces solutions peuvent être bien maîtrisées si une évaluation des risques est conduite.

## Références bibliographiques

### Références bibliographiques

- [1] BENDJEBBOUR.A, corrosion localisée des aciers API 5L\_X52 de la ligne ASR /MP sollicité n sol algérien, 2011., mémoire de magister, université de Tlemcen
- [2] Djamel BENNACER, 2011. Etude des phénomènes d'interfaces verticales de écoulements diphasiques dans un pipeline - Cas des Carburants –Mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaid – Tlemcen
- [3] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Ol%C3%A9oduc\\_trans-Alaska](https://fr.wikipedia.org/wiki/Ol%C3%A9oduc_trans-Alaska).
- [4] Fateh AGGOUNE, 2010. Évaluation de L'endommagement des tubes dans leurs Conditions D'exploitation – Mémoire de Magister, Université Mentouri – Constantine
- [5] Travaux de pose d'un gazoduc Séquences de réalisation ; GRTgaz ; [http://www.grtgaz.com/fileadmin/grands\\_projets/cyrenee/documents/fr/Travaux\\_de\\_pose.pdf](http://www.grtgaz.com/fileadmin/grands_projets/cyrenee/documents/fr/Travaux_de_pose.pdf)
- [6] Introduction au transport du pétrole aux quatre coins du monde ; <http://www.explorecuriocite.org/Portals/2/Themes/Energy/Moving%20Oil%20Around%20the%20World%20Primer-FR.pdf>
- [7] :A.ROJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS ; «Le gaz naturel : production, traitement, transport» ; Editions Technip-Paris ; 1994.
- [8] Par Michel Joanny-Furtin
- [9] magazine constas /2016/09/24/historique-des-pipelines
- [10] SLIMANI ABDELKARIM. Contribution à L'Etude de l'Apport des SIG dans la Gestion des Risques Générés par les Canalisations de Transport des Hydrocarbures en Algérie. 2012
- [11] Arrêté multfluides du 5 mars 2014 sur Légifrance
- [12] Dossier du numéro 37 /les pipelines 2021
- [13] Mémoire Contribution à L'Etude de l'Apport des SIG dans la Gestion des Risques Générés par les Canalisations de Transport des Hydrocarbures en Algérie; Présenté par SLIMANI ABDELKARIM;2012
- [14]2016 ASSOCIATION CANADIENNE DE PIPELINES D'ÉNERGIE mars 22, 2019
- [15]Association canadienne de pipelines d'énergie statiques actualisées 2013 \_[www.surlespipelines.com](http://www.surlespipelines.com)
- [16]. Anne-Sophie BILAT [Estimation du risque de rupture fragile de soudures de pipelines en aciers a haut grade : caractérisation et modélisation] Le 1er juin 2007
- [17].. D. YAPP, S.A. BLACKMAN, [Recent Developments in High Productivity Pipeline Welding], J. of the Braz. Soc. Of Mech. Sci. & Eng., Vol. XXVI, NO.1, pages 89, 2004.

## Références bibliographiques

- [18]. Dr. J. Malcolm Gray [Niobium bearing steels in pipeline projects] Micro alloying International, Inc. 10175 Hardin, Suite 110. Houston, Texas 77036, USA.
- [19]. K. HULKA, HSLA [Large diameter pipe plate from standard production to X80/X100, Niobium Information], 1997
- [20]. Gas pipeline incidents, 5th report of the European gas pipeline incident data group 2004
- [21]. M. K. Graf [High-strength Large-diameter Pipe for Long-distance High-pressure Gas Pipelines] Euro pipe GmbH, Mulheim, Germany. H.-G. Hillenbrand. Europipe GmbH, Ratingen, Germany. C. J. Hickman and K. A. Niederhoff.
- [22]. Thant Trung LUU [ Déchirure ductile des aciers a haute résistance pour gazoducs (X100)]. 24 November 2006
- [23]. R.W. FONDA and G. SPANOS, [Micro structural Evolution in Ultra-Low-Carbon Steel Elements], 2000
- [24]. S.K. DHUA, D. MUKERJEE, AND D.S. SARMA, [Influence of Thermo mechanical Treatments on the Microstructure and Mechanical Properties of HSLA100 Steel Plates]. 2003 .117
- [25]. Dr. Hans-Georg Hillenbrand [Development of large-diameter pipe in grade X 100] Euro pipe GmbH, Ratingen, Germany. Dr. Andreas Lessen. Euro pipe Deutschland GmbH, Mulheim, Germany. Dr. Gerhard Knauf.H. G. Hillenbrand. Euro pipe Ambo, Ratingen, Germany.
- [26]. Specification for line pipe API Specification 5L. FORTY-THIRD EDITION. March 2004. Effective Date October 4, 2004
- [27]. J.N.H. TIRATSOO [Welding Metallurgy of Carbon and Alloy Steel British Steel Tubes and Pipes], Corby, North ants, UK.1995 G.E. LINERT, "", AWS, New- York, 1997.
- [28]. M. BOUZIANE Abdelkader [contribution à la détermination des critères de qualité des tubes soudés soumis à une pression intérieure]. 2008
- [29]. entreprise ALFA pipe ANNABA.
- [30]: Mémoire Évaluation De L'endommagement Des Tubes Dans Leurs Conditions D'exploitation; Par Fateh Aggoune ;2010
- [31]. R. BOUZID, E. BOUALI, M. GACEB [Analyse tendancielle et différentielle des interactions entre le procédé de soudage d'assemblage de gros tubes et son environnement] 18ème Congrès Français de Mécanique Grenoble, 27-31 août 2007

## Références bibliographiques

- [32]. P. A. S. Reed 1 J. F. Knott 2. [investigation of the role of residual stresses in the warm prestress (wps) effect. part I-experimental] 1 Department of Engineering Materials, University of Southampton, U.K. 2 School of Metallurgy and Materials, University of Birmingham, U.K. Received in final form 27 November 1995
- [33] Fateh AGGOUNE : « évaluation de l'endommagement des tubes dans leurs conditions d'exploitation » Thèse de magister en génie mécanique option mécanique appliquée en engineering, Université Mentouri Constantine 2010.
- [34] Formation au logiciel CATIA V5 – Guide d'utilisation 3.3, Ecole Centrale Paris.
- [35] Bouzid Rachid : « analyse des propriétés et caractéristiques Des aciers des tubes et leurs influences sur La fiabilité des gazoducs » Thèse de doctorat en génie mécanique option : fiabilité et maintenance industrielle, Université M'hamed Bougara Boumerdes, 2010.
- [36] Tim W. : Les oléoducs : considérations environnementales, Service d'informations et de recherches
- [37] Source :PHMSA Filtered Files
- [38] Mémoire Contribution à L'Etude de l'Apport des SIG dans la Gestion des Risques Générés par les Canalisations de Transport des Hydrocarbures en Algérie; Présenté par SLIMANI ABDELKARIM;2012
- [39] BENDJEBBOUR.A, corrosion localisée des aciers API 5L\_X52 de la ligne ASR /MP sollicité n sol algérien, 2011., mémoire de magister, université de Tlemcen
- [40]Source:Peqbody4s Control of Pipeline Corrosionm.2nd Edition p.280
- [41] DJEDID.I, Étude sur les défaillances des aciers API- 5LX60 pour pipeline Cas de la ligne GZ1, 2013. Mémoire master, université de Tlemcen.
- [42 ] Marie Pierre FOULC, José ALCORTA DURABILITE DES ASSEMBLAGES PAR COLLES : ETAT DE L'ART. (Module Ma5) ,2008
- [43] Mustapha Allouti : « Étude de la nocivité de défauts dans les canalisations de transport de gaz tels les éraflures, les enfoncements ou leurs combinaisons » Doctorat de l'Université Paul Verlaine de Metz.
- [44] 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.
- [45] K.A. Macdonald, A. Cosham, C.R. Alexander and P. Hopkins, "Assessing mechanical damage in offshore pipelines – Two case studies", Engineering FailureAnalysis, In Press, Corrected Proof, Available online 21 December 2006.
- [46] implique des non linéarités géométriques et matérielles.

## Références bibliographiques

- [46] Djedid Ibrahim : « Etude sur les défaillances des aciers API- 5LX60 pour pipeline cas de la ligne GZ1 » Thèse de master en génie mécanique option : maintenance industriel, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2013.
- [47]. Arrêté multfluides du 5 mars 2014 sur Légifrance
- [48]. Stéphane Sainson, Inspection en ligne des pipelines. Principes et méthodes. Ed. Lavoisier. 2007. (ISBN 978-2743009724). 332 p.
- [49]. Brahim ISSASFA. Mémoire de Magister. Etude de l'endommagement, entretien et réparations des tubes de transport des hydrocarbures en utilisant des matériaux composites. 2010
- [50] (en) Georges A. Antaki, Piping and Pipeline engineering : design, construction, maintenance, integrity and repair, New York, Taylor & Francis e-Library, 18 novembre 2018, 541 p. (ISBN 978-0-8247-0964-8 et 0-8247-0964-0, lire en ligne .page 413
- [51] A. Keith Escoe "Piping and Pipelines assessment guide, Volume I", British Library Cataloguing-in-Publication Data, ELSEVIER 2006
- [52] Djedid Ibrahim : « Etude sur les défaillances des aciers API- 5LX60 pour pipeline cas de la ligne GZ1 » Thèse de master en génie mécanique option : maintenance industriel, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2013.
- [53] Amina Ben Djebbour : « corrosion localisée des aciers API 5L – X52 de la ligne ASR/MP sollicitée en sol algérien » Thèse de magister en génie mécanique option : sciences des matériaux, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2011.
- [54] Jones. R, and Calliman, R.J. finite element Analyse of patched cracks. Journal of structural Mechanics, vol 7, 1979, PP 107- 130.
- [55] A yong and DP rook "analyse patched and stiffened cracked Panels using the boundary element method", International Journal of solids structures? Vol 29, No, 17 (1992) PP 2201-2216.
- [56] RS fredell, Damage Tolerant Repair technique for pressurized Aircraft fuselages, Phs dissertature delft University of technology, Delft the Netherlands, June 1994.
- [57] P.K Mallik, fiber reinforced composites ( 2nd revised editions) New York, Marcel decker 993.
- [58] Sun, CT, klug.J. and Arendt,C, "analysis of nacked aluminum plates repaired by bonded composite patches. AIAA Journal, vol 34, 1996, PP 369- 374.

## **Références bibliographiques**

[59] Baker AA and Jones. R, bonded repair of airfat structure, martinus Ni Jhoff Publishers, Dordrecht 1988, P.57

[60] Ibid PP 92-98

[61] Scott Rukke, Pipeline Repair Using Clock Spring, Composite Sleeve Reinforcement, Washington Utilities, Transportation Commission

[62] Clock spring, installation guide and checklist; clock Spring Company, L.P. 14107 Inter drive west Houston, Texas 77032