

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère De L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université MENTOURI Constantine  
Faculté Des Sciences De L'ingénieur  
Département De Génie Mécanique  
École Nationale Doctorale de la Mécanique de Construction

---

N°.d'ordre: .../.../2010

Série :..../GM/2010



## MÉMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de Magister en Génie Mécanique

**OPTION: « Mécanique Appliquée en Engineering »**

**Intitulé :**

# ***ÉVALUATION DE L'ENDOMMAGEMENT DES TUBES DANS LEURS CONDITIONS D'EXPLOITATION***

Par

**Fateh AGGOUNE**

---

### **JURY:**

<b>Président</b>	: Mr. B. NECIB	Prof. Université Mentouri Constantine
<b>Rapporteur</b>	: Mme. Z. LABED	M.C.Université Mentouri Constantine
<b>Examineurs</b>	: Mr. A. BELLAOUAR	Prof. Université Mentouri Constantine
	: Mr. M. BENIDIR	M.C.Université Mentouri Constantine

---

.....2010

## Remerciements

Le remerciement infini avant tous est à dieu le plus puissant qui m'a comblé des bienfaits de l'Islam et de la Science.

J'exprime mes profonds remerciements à Madame **LABED ZOHRA**, Maître de conférences à l'Université de Constantine, encadreur de cette thèse, pour son aide précieuse, sa confiance, ses encouragements, sa patience et son soutien favorable pour l'aboutissement de ce travail.

Je tiens aussi à adresser, mes vifs remerciements à Monsieur **B.NECIB**, Professeur à l'Université de Constantine, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de soutenance de ce mémoire.

Je désire aussi adresser mes remerciements les plus respectueux à Monsieur **A.BELLAOUAR**, Professeur à l'université de Constantine, qui m'a fait l'honneur de bien vouloir juger ce travail.

Mes remerciements vont également à Monsieur **A. BENIDIR**, Maître de conférences à l'Université de Constantine, d'avoir accepté d'examiner ce mémoire et d'être membre de jury.

Sans oublier de remercier vivement tous les enseignants de l'EDNMC qui ont contribué à la formation, et spécialement le Directeur de l'école Monsieur **T.BOUKHAROUBA** professeur à l'université des Sciences et de la Technologie « USTHB » de Bab **EZZOUAR** /Alger.

Ma reconnaissance va à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour que cette œuvre soit achevée ; qu'ils trouvent ici l'expression de ma gratitude.

## Dédicaces

A ma très chère patrie l'Algérie ;

A Mes parents

A ma famille

A tous mes collègues de l'école nationale doctorale de la mécanique de  
construction 'EDNMC'

A tous mes amis

Et partout sur le territoire national pour leur encouragement,  
affection

Et leur Soutien durant toute ma vie ;

Je dédie cet humble travail à tous les étudiants algériens

# Résumé

---

La demande internationale de gaz augmente jour après jour. Alors, il est nécessaire d'augmenter le débit de ses approvisionnements tout en augmentant la pression de fonctionnement ou l'augmentation du réseau de pipelines. Ceci est considéré comme très coûteux en raison des projets énormes et des problèmes géopolitiques qui peuvent être rencontrés. Ainsi, l'augmentation de la résistance de la conduite devient une nécessité. Par conséquent, l'épaisseur du tube doit être augmentée et ses caractéristiques mécaniques et chimiques doivent être améliorées, en prenant en considération les différents problèmes auxquels font face ces tubes tels que la corrosion qui participe en grande partie à la diminution de la pression maximale, à laquelle peut résister le tuyau.

Mots clés: Tubes en acier, Tubes corrodé, Corrosion, Pression interne, Eléments finis, Simulation numérique.

## Abstract

---

The international demand for gas is increasing day after day. In this respect, it is required to raise the flow of its supplies through the increase of the operating pressures or the increase of the pipeline network. This is considered as very expensive as a result of the enormous projects and the geopolitical problems that can be happened. So, the increase of the pipe resisting capacity becomes a necessity .Therefore ,the thickness of the pipe has to be increased and its mechanical and chemical characteristics have to be ameliorated , looking into consideration all the different problems facing these pipes such as corrosion which participates great degree in decreasing the maximal pressure , that can be resisted by the pipe .

**Keys words :** Steel pipe, Cracked tubes, Corrosion, Internal pressure, Finite Elements, Numerical Simulation.

## الملخص

نظرا لتزايد الطلب العالمي على الغاز يوما بعد يوم فإن السير في هذا الاتجاه يتطلب سواء الرفع من تدفق الإمدادات و الذي ينعكس بدوه على ضغوط التشغيل مما يؤدي إلى الرفع منها أو الزيادة في شبكة خطوط الأنابيب والذي يعتبر مكلفا نظرا لضخامة المشاريع والمشاكل الجيوسياسية الممكنة. لذا فإن الزيادة في طاقة تحمل الأنابيب لهذه الضغوط المرتفعة أصبح ضرورة ملحة. وهذا بزيادة في سمك الأنبوب وكذا قطره والتحسين في الخواص الميكانيكية والكيميائية مع الأخذ بعين الاعتبار مختلف المشاكل التي يمكن أن تتعرض لها الأنابيب كمشكل الصدأ والذي يساهم بنسبة كبيرة في التقليل من الضغط الحدي الذي يمكن أن يتحملة الأنبوب .

المفاتيح . الصدأ. المحاكاة الرقمية. قوانين التقييم. العناصر المنتهية.

## LISTE DES FIGURES

Figure I.1 pipelines.....	13
Figure I.2 : Eclatements avec rupture franche de la canalisation .....	14
Figure I.4 : L'angle d'introduction de la bande.....	15
Figure I.3 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale .....	15
Figure I.4.a : Croquage.....	16
Figure I.4.b1 : Formage sous forme "O".....	16
Figure I.4.b : Formage sous forme "U".....	16
Figure I.4.c : Soudage.....	17
Figure I.4.d : Expansion.....	17
Figure I.4.2 : Fabrication de pipe sans soudure « Schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure ».....	18
Figure I.6 : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau .....	19
Figure I.5.b : Revêtement extérieur.....	19
Figure I.5.a : Revêtement FBE.....	20
Figure II.1: Causes des ruptures de pipelines en cours d'exploitation (1985-1995). .....	23
Figure II.2 Causes des ruptures de pipelines en cours d'exploitation (1971-2006) .....	24
Figure II.3 : Eprouvette d'essai de traction.....	25
Figure II.4 Courbe contrainte déformation du matériau.....	26
Figure II.5 Corrosion uniforme.....	29
Figure II.6 Corrosion par piqûres.....	30
Figure II.7: Attaque localisée.....	34
Figure II.8 : Fissuration par corrosion sous contrainte.....	35

Figure II.9 : Fatigue-corrosion .....	35
Figure II.10 : Corrosion aux joints de grains.....	36
Figure II.11 Surface avant et après corrosion.....	36
Figure II.12 : Corrosion par piqures .....	36
Figure III.1 : Comportement d'un acier au carbone (vierge).....	39
Figure III.2 Variation des contraintes en fonction du rayon r.....	41
Figure III.3 Distribution des contraintes radiale, circonférentielle et axiale en fonction de l'épaisseur .....	45
Figure III.4 Le modèle coque cylindrique- maillage retenu pour le $\frac{1}{4}$ de coque.....	47
Figure III.5 : Conditions aux limites pour la pression intérieure.....	47
Figure III.6 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 , $P_i=1$ MPa, $D_{ext}=762$ mm, $t=17.5$ mm).....	48
Figure III.7 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 , $P_i=5$ MPa, $D_{ext}=762$ mm, $t=17.5$ mm).....	48
Figure III.8 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 , $P_i=5$ MPa, $D_{ext}=459.4$ mm, $t=8$ mm).....	49
Figure III.9 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 , $P_i=1$ MPa, $D_{ext}=459.4$ mm, $t=8$ mm).....	49
Figure III.10 Tube sous pression interne (acier grade API 5L X65 , $P_i=1$ MPa, $D_{ext}=219$ mm, $t=6$ mm).....	50
Figure III.11 Tube sous pression interne (acier grade API 5L X65 , $P_i= 1$ MPa, $D_{ext}=219$ mm, $t=6$ mm).....	50
Figure III.12 : Chargement relative de diamètre .....	54
Figure III.13 Représentation de la fissure sur un tube.....	55

Figure III.14 : Défaut de corrosion court projeté selon une forme parabolique.....	56
Figure III.15 : Défaut de corrosion long projeté selon une forme rectangulaire.....	56
Figure III.16 : Face longitudinale imaginaire d'un défaut de corrosion.....	57
Figure III.17 : Surface corrodée parabolique assumée pour le défaut relativement court de corrosion (selon ASME B31G).....	58
Figure III.18 Secteur rectangulaire supposé corrodé pour un plus long défaut de corrosion (selon ASME B31G /34/).....	59
Figure III. 19 : Organigramme de calcul des différents codes.....	66
Figure III.20 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X52 ( $Re=410\text{MPa}, D_{\text{ext}}=762\text{mm}, t=17.5\text{mm}$ ).....	69
Figure III.21: Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X65 ( $Re=468\text{MPa}, D_{\text{ext}}=762\text{mm}, t=17.5\text{mm}$ ).....	69
Figure III.22 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X80 ( $Re=595\text{MPa}, D_{\text{ext}}=762\text{mm}, t=17.5\text{mm}$ ).....	70
Figure III.23: Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X52 ( $Re=410\text{MPa}, D_{\text{ext}}=459.4\text{mm}, t=8\text{mm}$ ).....	72
Figure III.24 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X65 ( $Re=468\text{MPa}, D_{\text{ext}}=459\text{mm}, t=8\text{mm}$ ).....	72
Figure III..25 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X80 ( $Re=595\text{MPa}, D_{\text{ext}}=459.4\text{mm}, t=8\text{mm}$ ).....	73
Figure III.26: Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X52 ( $Re=410\text{MPa}, D_{\text{ext}}=219.1\text{mm}, t=6\text{mm}$ ).....	75
Figure III.27 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X65 ( $Re=468\text{MPa}, D_{\text{ext}}=219.1\text{mm}, t=6\text{mm}$ ).....	75
Figure III.28 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X80 ( $Re=595\text{MPa}, D_{\text{ext}}=219.1\text{mm}, t=6\text{mm}$ ).....	76

---

Figure III.29 : Coque cylindrique avec défaut parabolique .....	77
Figure III.30 : Coque cylindrique avec défaut rectangulaire .....	77
Fig. III.31:Maillage d'un domaine cylindrique en éléments finis tétraédriques .....	78
Figure III.32 Tube sous pression interne défaut parabolique $P_i= 3\text{MPa}$ .....	81
Figure. III.33 Tube sous pression interne défaut parabolique $P_i= 12\text{MPa}$ .....	81
Figure III.34 Tube sous pression interne défaut parabolique $P_i= 14.43\text{MPa}$ .....	82
Figure III.35 tube sous pression interne défaut rectangulaire $P_i= 4 \text{MPa}$ .....	83
Figure III.36 tube sous pression interne défaut rectangulaire $P_i= 8\text{MPa}$ .....	83

---

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 Composition chimique % (Tubes de conduite PSL1). .....	27
Tableau II.2 Composition chimique % (Tubes de conduite PSL2). .....	27
Tableau II.3 Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL1).....	28
Tableau II.4 Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL2).....	28
Tableau II.5 Caractéristiques du gaz naturel à transporter .....	29
Tableau III.1 Variation des dimensions et de la pression.....	46
Tableau III.2 : Coefficients de sécurité selon le RSA.....	52
Tableau III.3 Caractéristiques du gaz naturel à transporter .....	68
Tableau.III.4 : Coefficients de sécurité selon le RSA.....	71

## NOTAIONS ET SYMBOLES

$R_c$ :	Contrainte d'écoulement du matériau ou la limite d'écoulement
$D_{ext}$ :	Diamètre extérieur du tuyau
$D_{int}$ :	Diamètre interne du tuyau
$t$ :	L'épaisseur
$z_c$ :	L'extension maximale longitudinale de la corrosion
$a$ :	Profondeur du défaut
$M$ :	Coefficient du flambage
$Q$	Facteur de correction
$P_{ult}$	Pression ultime d'un tuyau en acier
$R_e$	Limite d'élasticité
$R_m$	Dans le code ASME B31G modifié la limite d'écoulement
$\varepsilon$ ;	est la souche de génie total
$\sigma$	Stress d'ingénierie total
$E$	Module de Young
$\alpha$	Est Ramberg-Osgood constants
$\sigma_e$	La limite d'élasticité en génie à un allongement total de 0,5%
$n$ :	Est un indice de durcissement utilisé pour obtenir l'ajustement de la courbe et caractérisant le degré de durcissement de la courbe.
$\sigma_r$ :	Contrainte radiale est toujours négative
$\sigma_{zz}$ :	Contrainte de traction
$\sigma_\theta$ :	Contrainte circonférentielle
$A_{co}$ :	La surface non corrodée

$A_c$  : La surface corrodée

$A_{pe}$  : La surface de défaut

$f$  : Facteur de conception approprié d'ASME B31.4, d'ASME B31.8, ou d'ASME B31.11, (normalement égale à 0.72)

$T$  : La température sous-sollicitant le facteur du code B31 approprié (si aucun n'énumérait,  $T=1$ ).

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

API: American Petroleum Institute

ASME: American Society of Mechanical Engineers

DNV : Det Norske Veritas

M.E.F : Méthode des éléments finis

---

## TABLE DES MATIERES

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Liste des figures .....	VI
Liste des tableaux .....	X
Symboles –Notation- Abréviations .....	XI
Table des matières.....	XIII
Introduction générale.....	1

### **CHAPITRE I LES PIPELINES ET LE TRANSPORT DE GAZ**

I.1 Définition.....	9
I.2 Les gazoducs.....	9
I.3 Importance économique du transport du gaz au niveau mondial .....	10
I.4 TRANSPORT DU GAZ.....	11
I.5 LES RESEAUX DE GAZODUCS.....	12
I.6 Construction et exploitation des gazoducs.....	12
I.7 Contexte industriel .....	14
I.7.1- Procède de fabrication des tubes de pipelines .....	14
II.7.1.1 Les tubes soudés sous forme spirale .....	14
I.7.2 Les tubes soudés sous forme longitudinale .....	15
I.7.3 Les tubes sans soudure .....	18

---

I.8 Revêtement des tubes .....	18
I.8.1 Revêtements extérieurs .....	18
I.8.1.1 Revêtement Fusion Bonded Epoxy.....	18
I.8.1.2 Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches .....	19
I.8.2 Revêtements intérieurs .....	19
I.8.2.1 Revêtements pour l'amélioration du débit .....	19
I.9 Défauts rencontrés dans les canalisations .....	20

## **CHAPITRE II PRINCIPALES CAUSES DES ACCIDENTS DE CANALISATION DE GAZ**

II.1 Statistiques sur les causes d'accidents .....	23
II.2 Evolution des aciers pour tubes de transport de gaz.....	24
II.2.1 Caractéristiques mécaniques des tubes. ....	24
II.2.2 Evaluation des propriétés mécaniques.....	25
II.3 La corrosion.....	28
II.3.1 Définition de la corrosion.....	28
II.3.2-Types de corrosions.....	29
II.3.2.1 Corrosion uniforme .....	29
II.3.2.2 Corrosion par piqûres et corrosion cavernueuse.....	29
II.3.2.3 Corrosion-érosion.....	30
II.3.4 Caractéristiques du gaz naturel à transporter .....	32
II.3.5 Mesure de la vitesse de corrosion.....	33

II.3.6 L'attaque localisée .....	34
II.3.6.1 Fissuration par corrosion.....	34
II.3.6.2 Fissuration par corrosion sous contrainte.....	34
II.3.6.3 Fatigue-corrosion .....	35
II.3.7 Corrosion aux joints de grains.....	35

## CHAPITRE III MODELISATION ET SIMULATION NUMERIQUE

III.1 Différentes étapes de comportement du matériau.....	39
Figure III.1 : Comportement d'un acier au carbone (vierge) .....	39
III.2 Etude analytique de la variation des rapports contrainte,.....	40
III.2.1 Calcul des contraintes radiale, axiale et circonférentielle $\sigma_{\theta}$ .....	41
III.2.1.1 La contrainte radiale est toujours négative $\sigma_r$ .....	41
<b>III.2.1.2</b> La contrainte de traction $\sigma_z$ .....	41
III.2.1.3 La contrainte circonférentielle $(\sigma_{\theta})_{max}$ .....	42
III.2.1.4 La contrainte de traction $(\sigma_{zz})_{max}$ .....	43
III.2.1.5 La contrainte radiale est toujours négative $(\sigma_r)_{max}$ .....	43
III.3 Analyse élastique des éléments de conduites sans corrosion.....	47
III.3.1 Répartition des contraintes équivalentes de Von Mises.....	48
III.4 Comportement mécanique du tube dans les conditions de service .....	51
III.4.1 Le Règlement Algérien de Sécurité.....	51
III.5 Essai des tubes avant la phase d'exploitation.....	53
III.6 Dimensionnement basé sur l'analyse limite .....	54

---

III.7.1 ASME B31G .....	55
III.7.2 Défauts paraboliques.....	60
III.7.3 Défauts rectangulaires.....	60
III.7 Codes d'évaluation.....	55
III.7.2 Défauts paraboliques.....	60
III.7.3 Défauts rectangulaires .....	60
III.7.4 ASME B31G modifié ou 085DL:.....	60
III.7.5 DNV RP-F101 [16].....	61
III.7.6 Méthode de surface effective .....	62
III.7 .7 Méthode RPA au 085dl modifié .....	63
III.7.8 Méthode PCORRC :.....	63
III.7.9 Choi [ch.03].....	64
III.8 Programmation .....	65
III.8.1 Programmation et exécution numérique.....	65
III.9 Analyse limite .....	67
III.9 Modélisation et simulation numérique.....	76
III.9.1 Représentation géométrique.....	76
III.9.2 Représentation mécanique.....	77
III.9.3 La méthode des éléments finis (MEF).....	77
III.9.3.1 Principe de la Méthode des éléments finis.....	77
III.9.3.2 Discrétisation du domaine d'étude en éléments finis.....	78
III.9.4 Répartition des contraintes équivalentes .....	79

---

III.10 Discussion et conclusion.....	84
Conclusion générale.....	85
Bibliographie.....	88
Appendice .....	93

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

---

## INTRODUCTION GENERALE

Environ 1150 km de pipelines dédiés à l'hydrogène sont exploités aux Etats-Unis (contre près de 2 millions de km à l'échelle du pays pour le gaz naturel). Le plus long réseau est situé sur la côte du Golfe du Mexique où de grandes quantités d'hydrogène sont utilisées dans le raffinage et la production chimique.

Les possibilités offertes d'augmenter la capacité de transport des gazoducs, par l'élévation de la pression de service et des diamètres des conduites de transport de gaz naturel ne sont pas encore utilisées de nos jours de manière assez importante, alors que les tendances mondiales dans ce domaine prévoient leur augmentation. Le passage à des pressions de service élevées nécessite l'amélioration des propriétés mécaniques des aciers de ces derniers, de manière à réduire les épaisseurs des parois des tubes destinés à la construction des gazoducs.

En d'autres termes, la qualité des gazoducs de grand débit dépend du choix de la meilleure combinaison entre les propriétés des tubes, à savoir la résistance et la ténacité. La qualité d'un gazoduc est une question primordiale pour les projets de transport du gaz naturel par canalisation. L'objectif dans ce cas est de réduire les ruptures des gazoducs dont les conséquences sont souvent désastreuses.

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 de résistance diffèrent de manière aléatoire suite aux imperfections résultant des processus technologiques de fabrication des tôles et des tubes. Les facteurs qui influent de manière prépondérante sur le comportement des tubes dans une canalisation sont les agressions externes et les contraintes internes liées aux conditions d'exploitation.

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

Les facteurs qui influent de manière prépondérante sur le comportement des tubes dans une canalisation sont les agressions externes et les contraintes internes liées aux conditions d'exploitation. L'objectif de ce travail est de présenter les défauts des canalisations, tout en présentant les outils pour leur traitement, par l'amélioration des caractéristiques de résistance des matériaux. Notre travail portera surtout sur le calcul des défauts de corrosion,

sur les propriétés mécaniques, ainsi que la détermination des taux d'endommagement des tubes soumis des différentes pressions internes.

Ce mémoire est composé, d'une introduction, de trois chapitres, d'une conclusion, d'une recherche bibliographique, et d'une annexe.

Dans le premier chapitre, nous avons donné une idée sur l'importance des gazoducs, sur le mode de transport de gaz naturel, et sur leur mode d'obtention.

Au chapitre deux, et selon une étude statistique nous nous sommes arrêté devant les principales causes de défaillance de gazoducs, afin de pouvoir entamer notre étude sur certaines défaillances.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation et à la simulation numérique, qui porte sur les défauts de corrosion et leur taux d'endommagement.

Enfin une discussion et une conclusion sont présentées pour commenter les résultats obtenus.

## Recherche bibliographique

La détermination de la résistance des canalisations corrodées est étudiée par plusieurs chercheurs du monde entier, avec la mise en œuvre des méthodes plus précises, toujours en cours d'évolution. Nous présentons dans ce qui suit tout les travaux de recherches élaborés dans ce contexte, et dans certains ont fait la base de notre travail.

Un des pionniers qui avait la plus grande application pratique dans l'évaluation des pipelines défauts isolés, est l'ASME B31G (1984). Une vaste série de tests sur les pipelines érodées réelles, qui ont été mis hors service avait été effectuée en les soumettant à une pression interne jusqu'à la rupture. Sur la base des résultats des expériences, des expressions mathématiques pour calculer la pression maximale dans les canalisations corrodées ont été développés. Ces expressions, bien que semi empirique, basées sur le principe de la mécanique de la rupture.

A partir de ces tests, un test basé uniquement sur la géométrie de la corrosion a été mis au point de refuser les pipelines trop corrodées. Ainsi, par exemple, une conduite serait automatiquement rejetée si sa relation à la corrosion possédait  $d/t$  (profondeur maximale à la corrosion par rapport à l'épaisseur de la paroi de la conduite) égal à 0,7 et le rapport  $a/\sqrt{Rt}$  (longueur de la corrosion par rapport à la racine carrée du rayon moyen et de l'épaisseur de la paroi de la canalisation) supérieur à l'unité. La méthode dont la formulation est présentée dans le chapitre 3 généralise la corrosion à la forme parabolique et estime que la rupture est contrôlée par la limite d'élasticité du matériau et augmentée de 10%. L'indication de nombreux conservateurs, a été modifiée par Kiefner et Vieth (1989), considérant également que la rupture est contrôlée par la limite d'élasticité du matériau, mais augmentée de 69MPa (Valeur déterminée expérimentalement). La géométrie de la corrosion réelle a été approchée par une forme parabolique ou rectangulaire et traduit par un facteur de 0,85 introduit dans la formulation qu'il nomma la méthode 085dL. Alors, suite à cette recherche, un programme appelé RSTRENG (Kiefner et Vieth, 1993) a été développé.

Constatant que la modélisation des pipelines corrodées par les méthodes précédentes, qui compte les défauts n'est pas suffisante pas quand ils se manifestent très proches. Pick Chouchaoui (1996) ont étudié les interférences entre points fermés de la corrosion. Dans ce travail, ont résumé les résultats d'une série de tests de rupture des pipelines contenant des points de corrosion alignés dans leurs axes longitudinaux. Employée au FEM pour simuler les essais et comparé les résultats numériques avec celles expérimentales, et numériquement ils ont enquêté sur les paramètres géométriques qui ont été pas considéré comme expérimentale.

Par la suite, Grigory et Smith (1996) ont effectué des essais expérimentaux à l'échelle sur treize pipelines artificiellement corrodées, sous réserve des efforts combinés de l'effet thermique flexion et pression interne sur chaque spécimen a été introduit par l'usure mécanique, une corrosion rectangulaire d'une taille différente. Les tests ont pour but de fournir une base de données pour confirmer ou pour calibrer les modèles. Une évaluation

numérique de la capacité de charge des pipelines corrodés soumis à des contraintes apparemment effectué par Couque et al (1996).

Les échantillons testés par Grigori et Smith (1996) ont été simulés numériquement par le biais de l'AEF, par Roy et al (1997). Grâce au programme ABAQUS, version 4.9, l'élément hybride hexaédrique de 20 nœuds a été utilisé dans l'analyse. Il a été pris en compte le comportement du matériau élastique-plastique, et la présence de grandes déformations plastiques. Les valeurs obtenues ont été validées numériquement par comparaison avec les résultats expérimentaux. Donc une série d'analyses numériques a été réalisée sur les paramètres de chargement variant afin d'évaluer son influence sur la force de la conduite.

A partir d'une adaptation de la méthode RSTRENG 085dL, Ahmed (1997) a proposé une solution simple pour évaluer la résistance restante de la corrosion des pipelines isolés au fil du temps. On présume, à partir d'œuvres de la littérature, qui a ensuite une certaine période d'exposition à l'environnement (un à cinq ans), le taux de corrosion, à savoir, la variation de la profondeur au fil du temps, tend à être constante. La vitesse peut être mesurée par les deux mêmes mesures séparées par le plus grand à la corrosion période de temps possible. Ainsi, la formulation d'Ahmed (1997) est la même que la méthode 085dL et le facteur 0,85 a été remplacé par l'unité pour simuler la corrosion rectangulaire, et la profondeur (a) de la corrosion est devenue une fonction de leur vitesse, intervalle de temps et de la profondeur initiale.

Plus tard, pour obtenir réellement dans les canalisations en acier de haute résistance, la perturbation, comme observé par la recherche de Stephens et Leis (1997), est le contrôle de la contrainte de rupture de la matière, ces mêmes chercheurs ont mis au point une formulation à base de F.E.A (Analyse par Élément Finis), appelée PCORRC (Stephens et al, 1999).

Suivant les expériences de Grigory et Smith (1996), Smith et al (1998) ont mené une étude visant à déterminer la formation de rides pipeline soumis à des efforts combinés. Certains tests ont été effectués pour validation d'un modèle à éléments finis. Le programme ABAQUS a été utilisé dans cette analyse. L'élément utilisé est le shell S4R ; c'est un élément linéaire avec quatre nœuds et un point d'intégration. Le modèle validé a été utilisé pour étudier les effets sur les rides en variant les paramètres de chargement et la géométrie de corrosion. Ils ont constaté que les paramètres de charge qui influencent le plus les rides sont la pression interne, et la différence de température, et les paramètres de corrosion sont la profondeur et la largeur.

En 1998, un modèle pour prédire les conditions de la rupture des canalisations corrodées enterrées, en acier de grande ductilité, soumis à une pression interne, flexion latérale, les charges thermiques et les contraintes résiduelles, a été présenté par Wang et al (1998). Le modèle était basé sur un total de 17 essais menés par Grigory et Smith (1996) et Smith et al (1998). Les pipelines ont été modélisés par éléments finis en utilisant le S4R élément de coque du programme ABAQUS. Une description détaillée de la procédure par éléments finis peut être trouvée dans Smith et al (1998).

L'année suivante, à partir d'une coopération entre la technologie et de BG DNV (Det Norske Veritas), la méthode semble DNV RP-F101 (DNV, 1999). Cette recommandation est fondée sur une série de tests en laboratoire des échantillons en collaboration avec l'échelle de l'analyse par éléments finis. Dans sa formulation (en partie présentée dans le chapitre 3), le résultat d'analyse non linéaire en trois dimensions permet l'inclusion des charges axiales et la pression interne de flexion, et l'interaction entre les défauts. Une introduction à la méthode est donnée par Bjornoy et al (1999) et une explication centrée sur son utilisation pour défaut d'isolation est faite par Sigurdsson et al (1999).

Chen et al (1998) ont présenté une méthode numérique pour déterminer la charge limite de pipelines endommagés des systèmes soumis à de multiples chargements. La procédure de modélisation a été basée sur le théorème cinématique de la plasticité classique, combinant la méthode des éléments finis avec les techniques de programmation mathématique. Ils ont également proposé un algorithme itératif pour déterminer directement la tension de référence, nécessaire pour déterminer la limite de charge, en fonction de leurs travaux antérieurs (Chen et al, 1997). Poursuivant le travail, Chen et Shu (2001) ont déterminé la capacité de pipelines de marchandises avec trois défauts de quatre tailles et de configurations à travers une méthode simplifiée numérique, qui combine FEM avec la programmation mathématique, déjà développé dans ses travaux antérieurs par (Chen et al, 1998).

Compte tenu de la nécessité de Bureau Veritas, et Bûcherie Saldanha (2001) présenté et testé un algorithme, appelé FEASYP (Fast Finite Element pour le Service d'évaluation de l'intégrité des Pipelines en béton non corrodés) pour la génération du maillage automatique des dimensions des défauts isolés de corrosion des pipelines par le modèle éléments finis à partir des éléments du second degré composé de 20 nœuds.

En 2002, Alves simule les essais menés par Grigory et Smith (1996), par le biais de l'effet d'AEF. La méthode par éléments finis utilisée est effectuée sous le programme shell S4R ABAQUS. Les résultats des modèles numériques ont été comparés avec les résultats expérimentaux et ceux obtenus par Roy et al (1997). Alves (2002) a également mené une étude paramétrique dans les modèles numériques, faire varier la longueur et la profondeur de la corrosion des échantillons testés par Grigori et Smith (1996).

Dans la même année, Diniz effectue la modélisation numérique dans les oléoducs endommagés longtemps isolé de la corrosion, basée sur des tests effectués par Petro bras. Le défaut est tout au long de la discrétion de la méthode ASME B31G, de la relation entre le carré de longueur du défaut et le produit du diamètre extérieur de la conduite par l'épaisseur de ses mur,  $a^2/(Dt)$  allant de 21,2 à 90,2. Dans l'analyse, nous avons utilisé l'élément de huit solides qui a été considéré comme non-linéaire, présentant les propriétés réelles de matériel dans chaque gaine. Les résultats des analyses sont comparés avec les données expérimentales, la validation du numéro de modèle.

Des études qui ont montré que la méthode n'est pas assez prudente pour 085dL défauts long et profond, Benjamin et Andrade (2003) a proposé sa version modification, basée sur des tests effectués dans le laboratoire de Petro bras (Benjamin et al, 2000). Neuf spécimens tubulaires contenant une anomalie isolée corrosion externe ont été soumis à un chargement jusqu'à la rupture artificielle. Une nouvelle formulation (adapté dans le chapitre 4) a été soumis pour les défauts dont la longueur est supérieure à  $Dt/20$ , 085dL elle-même en l'appelant RPA, ou

méthode modifiée. Au lieu de 0,85, un nouveau facteur a été proposé. Il varie de 0,85 à forme rectangulaire moitié-moitié paraboliques lorsque le défaut est l'abréviation de l'unité afin de simuler la corrosion de forme rectangulaire, lorsque le défaut est trop long. Les pressions de rupture mesurée dans le laboratoire de tests PETROBRAS ont été comparés avec ceux obtenus par les méthodes de l'APR, ASME B31G, RSTRENG 085dL et DNV RP-F101 pour les défauts isolés. .

Plus récemment, l'amélioration de la précision, des solutions ont été plus spécifiques au type de corrosion et du matériel de la gaine. Compte tenu de la nécessité une solution plus exacte, en particulier pour les aciers à haute résistance, Choi et al (2003), a proposé une nouvelle formulation spécifique pour les conduits API (American Petroleum Institute) aciers de grades X52, X65 et X80, basée sur des tests de pipelines à l'échelle réelle, corrodé mécaniquement, et l'analyse par éléments finis utilisant un élément iso-paramétriques 20 nœuds.

À la suite d'une thèse, la Côte (2004) a présenté une méthodologie pour l'estimation de la pression interne lors de la rupture d'un oléoduc avec les défauts causés par un défaut isolé de corrosion. Les simulations numériques réalisées en utilisant la méthode des éléments finis, l'aide du programme MARC et PATRAN, a été utilisée pour l'élaboration d'un algorithme de génération automatique de maillages éléments finis, introduction des conditions aux limites et de chargement. Le modèle avait la géométrie en association entre les surfaces elliptiques et cylindriques. Le pipeline a été modélisé par éléments solides dans la région de corrosion et des éléments de coque dans toute la région. Dans la région défaut on a utilisé deux types d'éléments: arbitraire tétraédrique a quatre nœuds et hexaédrique arbitraires paramétriques . À l'extérieur on été utilisé par défaut les éléments suivants: élément de coque mince avec quatre nœuds avec trois degrés de liberté de translation et de rotation par nœud et un élément croûte épaisse de huit nœuds, également avec trois degrés de liberté de translation et de rotation par nœud. Deux moyens ont été utilisés pour faire la transition de l'état solide-l'écorce. Dans la première partie, on a des éléments de coque dans la région solides. L'autre a été faite en utilisant Multipoint Contraintes (MPC) qui combine les degrés de liberté translation et de rotation des éléments de coque avec des degrés de liberté de translation d'éléments solides dans la région de transition. Les résultats de simulations numériques ont été comparés par rapport aux méthodes B31G, 085dL et DNV RP-F101. En outre, Costa (2004) a également une étude paramétrique de la géométrie du défaut.

Cette recherche bibliographique nous a permis d'entreprendre certaines initiatives pour pouvoir étudier et évaluer d'une façon adéquate les principaux défauts des gazoducs et principalement les défauts de corrosion.

# CHAPITRE I

---

## **LES PIPELINES ET LE TRANSPORT DE GAZ**

## LES PIPELINES ET LE TRANSPORT DE GAZ

### I.1 Définition

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.

### I.2 Les gazoducs

La majorité des gazoducs 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. 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. Toutefois, le tarissement des sources de proximité et l'éloignement croissant des zones d'exploitation ont conduit à l'établissement de gazoducs sous-marins. Selon leur nature d'usage, les gazoducs peuvent être classés en trois familles principales :

- **Gazoducs de collecte** : Ramenant le gaz sorti des gisements ou des stockages souterrains vers les sites de traitement.
- **Gazoducs de transport** ou de transit : Acheminant sous haute pression le gaz traité (déshydraté, désulfuré ...) aux portes des zones urbaines ou des sites industrielles de consommation.

- **Gazoducs de distribution** : Répartissant le gaz à basse pression au plus près des consommateurs domestiques ou des petites industries.

### **I.3 Importance économique du transport du gaz au niveau mondial :**

En 1993, la consommation de gaz naturel dans le Monde s'est élevée à 2 158 milliards de m<sup>3</sup> contre 1263 en 1975, soit un taux de croissance moyen proche de 3% par an. Ce taux est nettement inférieur au taux moyen constaté entre 1950 et 1975: plus de 7,5% par an. Il est néanmoins supérieur au taux de croissance moyen de l'ensemble des consommations énergétiques: plus de 2,0% par an de 1975 à 1993. En conséquence, la part du gaz naturel dans la consommation mondiale d'énergie continue de croître; elle est passée de 10% en 1950 à 23% en 1993.

Les réserves mondiales de gaz naturel étaient estimées, au 1er janvier 1994, à 148 200 milliards de m<sup>3</sup> représentant soixante deux années de production actuelle. Elles correspondent, en contenu énergétique, à 98% des réserves prouvées de pétrole qui, cependant, ne représentent qu'une quarantaine d'années de consommation [1]. Depuis quelques années, les volumes de gaz découverts sont supérieurs aux consommations d'où un accroissement des réserves (sauf en Amérique du Nord et plus récemment en Europe Occidentale).

Il faut noter que la recherche actuelle d'hydrocarbures s'oriente vers une exploration du sous-sol très profond (plus de 3500 m de profondeur) où seuls les hydrocarbures gazeux peuvent exister, ce qui ne peut qu'accentuer la différence de tendance entre gaz et pétrole.

Actuellement, 39% des réserves mondiales sont situées en ex-URSS où l'on trouve les plus larges accumulations de gaz naturel jamais découvertes: neuf des dix-huit gisements supergigants du globe. En particulier, Urengoy, avec 7 800 milliards de m<sup>3</sup> de réserves prouvées dépasse l'ensemble des réserves de l'Amérique du Nord et Yamburg, 4 800 milliards de m<sup>3</sup>, elle approche celles de l'Europe Occidentale.

Au-delà de ces réserves raisonnablement démontrées, les évaluations de ressources ultimes (réserves prouvées plus probables et plus possibles) laissent apparaître un potentiel total beaucoup plus considérable. La progression de ces ressources s'inscrit, elle aussi, sur une trajectoire fortement ascendante au cours des trois dernières décennies, d'environ 100 000 à 150 000 milliards de m<sup>3</sup> en 1960, 275 000 à 325 000 dans les estimations les plus récentes.

Par ailleurs, à ces ressources de gaz conventionnel, pourraient s'ajouter des ressources de gaz naturels non conventionnels, dont certaines sont déjà exploitables dans les conditions techniques et économiques actuelles: grisou de mines de charbon, méthane dissous dans certains aquifères, hydrates de gaz dans les pergélisols des zones arctiques, éventuellement méthane magmatique.

Le développement de la demande, entraînant la mise en valeur future de ces réserves, s'accompagnera d'un développement du transport de gaz naturel à grande distance.

#### **I.4 TRANSPORT DU GAZ**

En 1885, la première ligne de transport de gaz naturel était mise en service; il s'agissait d'une conduite de diamètre 200 mm et de longueur 135 km entre la Pennsylvanie et Buffalo, dans l'Etat de New York. En 1964-65, étaient inaugurés les premiers transports réguliers de gaz naturel liquéfié entre l'usine de liquéfaction d'Arzew (Algérie) et les terminaux méthaniers de Canvey Island (Royaume-Uni) et du Havre (France). Il s'agit là des deux formes de transport utilisées dans l'industrie du gaz naturel: la canalisation pour le gaz à l'état gazeux et le navire méthanier pour le gaz à l'état liquide.

On peut dire que tout m<sup>3</sup> de gaz naturel produit est transporté sous l'une et/ou l'autre de ces formes avant consommation. Ce transport a été longtemps international. Le commerce international du gaz naturel ne représentait que 1% du volume total produit en 1960. L'éloignement croissant des lieux de production et de consommation a entraîné une augmentation de ce commerce, le portant à 347 milliards de m<sup>3</sup> soit 16% du gaz naturel consommé (dont 83 milliards de m<sup>3</sup> sous forme de gaz naturel liquéfié).

En 1993, les principaux pays exportateurs étaient l'ex-URSS (29% du commerce international), le Canada (18%), les Pays-Bas (13%), l'Algérie (10%), l'Indonésie (9%) et la Norvège (7%). Les principaux pays importateurs étaient l'Allemagne (19%), les Etats-Unis (18%), le Japon (15%), l'Italie (10%), la France (9%), la Tchécoslovaquie (4%) et la Belgique (4%).

A partir des sites de traitement des gisements ou des stockages, le gaz est transporté à haute pression, (de 16 jusqu'à plus de 100 bar), dans des réseaux de grand transport dont les gazoducs constituent les principaux maillons. Ces réseaux comprennent en outre :

- Des stations de compression, régulièrement espacées (tous les 80 à 250 Km selon les réseaux) qui maintiennent la pression du gaz transporté et assurent sa progression dans les canalisations.
- Des stations d'interconnexion qui constituent des nœuds important du réseau de transport.
- Des postes de livraison qui assurent la livraison du gaz naturel chez les gros industriels ou dans les réseaux aval de distribution. Ces postes assurent généralement des fonctions de détente, de réchauffage, de filtrage et de mesurage du gaz. La proximité des gazoducs est signalée au sol par des bornes ou des balises jaunes.

## **I.5 LES RESEAUX DE GAZODUCS**

Hors d'Europe Occidentale, les réseaux les plus importants sont concentrés dans les régions suivantes:

**L'Amérique du Nord:** l'ensemble du réseau, historiquement le plus ancien, est extrêmement maillé et enchevêtré; il s'étend jusque dans les zones arctiques (Alaska);

**L'ex-URSS:** ce pays a réalisé un effort important pour mettre en valeur ses réserves de gaz; le réseau de transport atteint actuellement plus de 200 000 km.

**L'Algérie:** parmi les pays d'Afrique, l'Algérie possède un important réseau de gazoducs destiné principalement à évacuer le gaz du gisement d'Hassi R'Mel vers les usines de liquéfaction de la côte méditerranéenne ainsi que vers l'Italie via la Tunisie (système TransMed);

**Le Mexique et l'Argentine** ont développé des systèmes de transport importants pour exploiter leurs ressources nationales;

**L'Iran:** son réseau de transport est actuellement sous-exploité du fait de la non-application des contrats de vente signés avant la révolution avec certains pays d'Europe Occidentale.

## **I.6 Construction et exploitation des gazoducs**

Les gazoducs sont constitués de tubes d'acier soudés bout à bout, recouverts d'un matériau isolant (polyéthylène, polypropylène, ..) contribuant à leur protection contre la corrosion. Ils peuvent être également revêtus intérieurement pour améliorer l'écoulement du fluide transporté ou pour prévenir la corrosion interne si le gaz transporté est corrosif.

Selon leur nature d'usage, les gazoducs sont exploités par des industriels de l'exploration production, du transport ou de la distribution. L'exploitation d'un gazoduc consiste à maintenir l'ouvrage en bon état de service dans les conditions optimales de sécurité et de coût.

Aujourd'hui, il y a des millions de Km de pipelines qui sont largement utilisés pour transporter de l'eau, du gaz et du pétrole sous ou dessous terre ou sous mer, depuis les sources originales jusqu'aux usines de traitement des liquides (filtration, raffinage, liquéfaction,...) (figure I.1).



Figure I.1 pipelines

Les tubes sont susceptibles d'être attaqués par un phénomène de corrosion interne et externe, de fissuration ou bien de faille de fabrication. La corrosion interne et externe sont la cause principale de fuites et de ruptures des canalisations, se traduisant parfois par des dégâts catastrophiques (dégâts humains, pollution du milieu naturel, frais supplémentaires de réparation, arrêt prolongé du pompage, etc.). Si un pipeline porteur d'eau est affecté d'un éclatement de fuite, au moins cela ne nuit pas à l'environnement. Cependant, si c'est la fuite de pipeline est de pétrole ou produit chimique, cela peut être un désastre environnemental (figure I.2).



**Figure I.2 : Eclatements avec rupture franche de la canalisation [2]**

## **I.7 Contexte industriel**

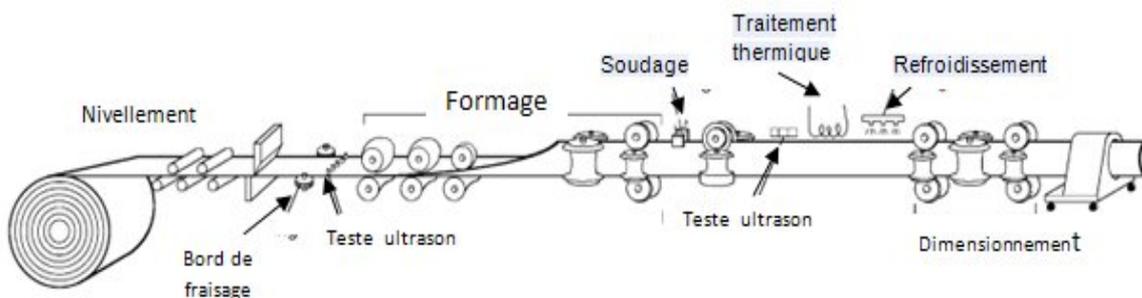
### **I.7.1- Procède de fabrication des tubes de pipelines**

La multiplicité des diamètres et des épaisseurs de tubes et le développement avec le temps de leurs techniques de fabrication [3], constituent les raisons de la diversité du réseau de transport gazier algérien. On retrouve :

- les tubes soudés sous la forme en spirale
- Les tubes soudés sous forme longitudinale
- Les tubes formés sans soudure

#### **II.7.1.1 Les tubes soudés sous forme spirale**

Les procédures de fabrication des tubes soudés en spirale sont faites par cintrage de bande de feuilles d'acier de la forme d'un tuyau et la soudure ensemble, cette technique de production passe par des étapes, comme l'indique la figure I.3. Le soudage se produit ici sur la production de tubes en spirale qui sont généralement fournis.



**Figure I.3 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale**

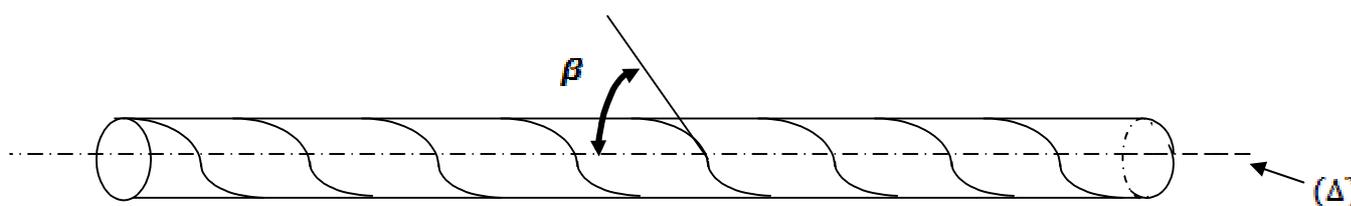
Le formage du tube en spirale se fait avec inclinaison de l'angle d'introduction de la bande qui se calcule par la relation suivante:

$$\beta = \text{Arcsin} \left( \frac{B}{D_{ext} \times \pi} \right) \tag{I.1}$$

Avec;  $B$ : la largeur de bande ;  $D_{ext}$ : le diamètre extérieur de tube formé

➤  $\beta$ : l'angle d'introduction de la bande par rapport au l'axe symétrique ( $\Delta$ )

Pratiquement, c'est très difficile de fabriquer les tubes avec un petit angle aigu, si pour cela, que les valeurs de l'angle  $\beta$  se limitent entre 15° et 50°.



**Figure I.4 : L'angle d'introduction de la bande**

### I.7.2 Les tubes soudés sous forme longitudinale

La technique de fabrication des tubes soudés sous forme longitudinale est généralement formé à froid de la plaque à travers le processus "UOE", elle est spécifique aux tubes avec des diamètres plus que 406.4 mm (16"). Cette technique passe par trois étapes de formage :

a) **Croquage et formage:** Cette étape où la plaque va être pliée aux niveaux de l'extrémité, l'objectif de cette opération est de faciliter le processus de pliage par les étapes suivantes, à partir de ça la tôle ou la plaque unitaire est pliée en deux types de presse la première confère la plaque sous forme "U" et la seconde lui donne une forme "O" voir la figure suivante.

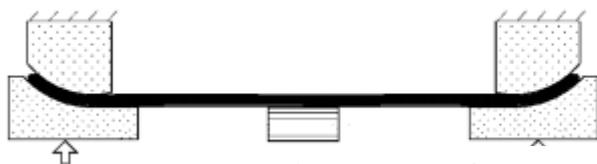


Figure I.4.a : Croquage

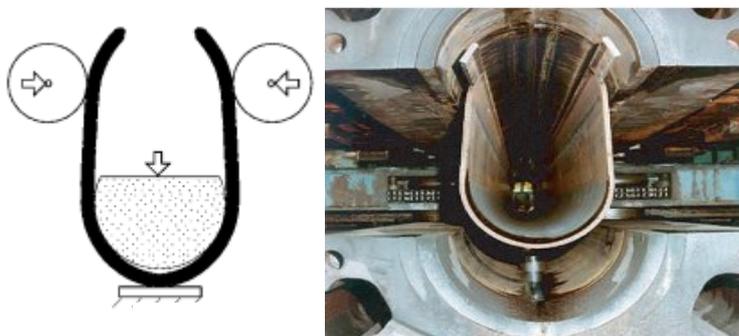


Figure I.4.b : Formage sous forme "U"

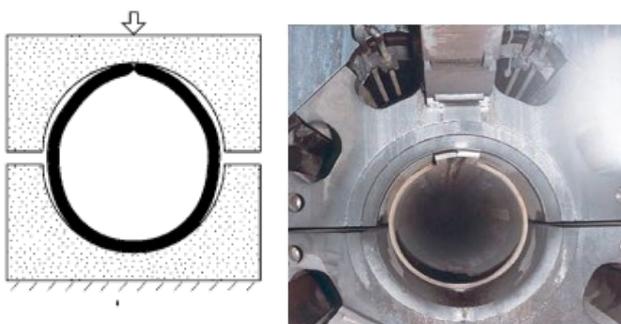


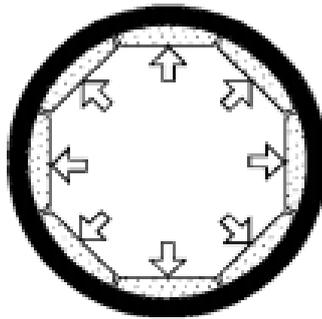
Figure I.4.b1 : Formage sous forme "O"

- **b) Soudage :** le soudage dépend ici de la technique de soudage à l'arc sous flux à l'aide de tête soudeuse automatique, les soudures intérieures et extérieures grandissent longitudinalement sur une trajectoire d'une ligne droite, généralement le cordon intérieur est réalisé le premier figure suivante :



**Figure I .4.c : Soudage**

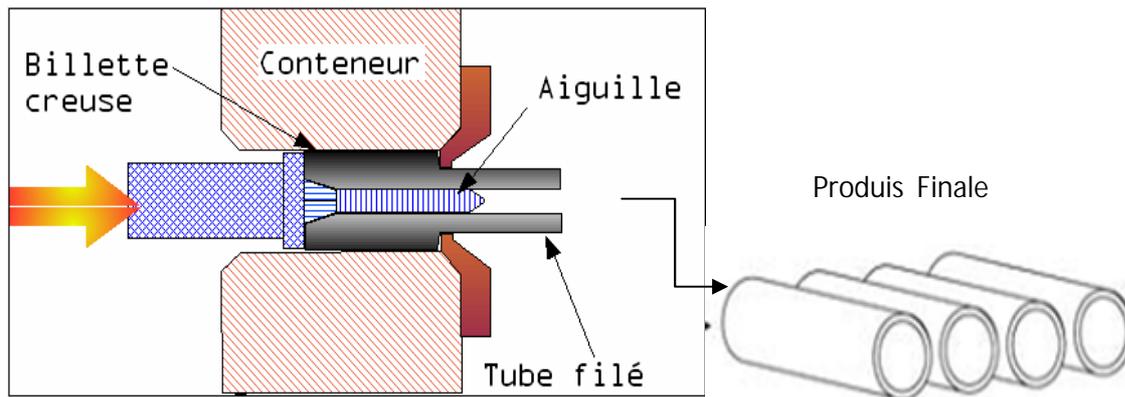
- c) **Expansion et calibrage** : l'objectif de cette opération est d'atteindre des tubes de section parfaitement circulaire, l'augmentation des diamètres ici est de plus jusque' à 1.5% au maximum (figure I.4.d).



**Figure I.4 .d : Expansion**

### I.7.3 Les tubes 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 tube 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 I.4.2 : Fabrication de pipe sans soudure** « Schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure »

## I.8 Revêtement des tubes

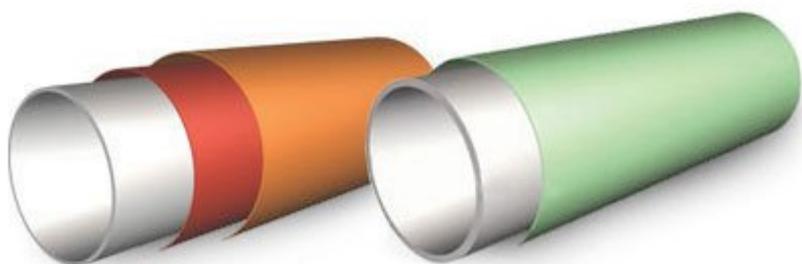
On utilise généralement la technique classique des trois couches et du Fusion-Bonded Epoxy (FBE) pour l'isolation extérieure. Nous utilisons aussi bien de la polyoléfine que du polyéthylène (PE) et du polypropylène (PP). L'objectif principal est de protéger le tube par le processus de Revêtement de la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

### I.8.1 Revêtements extérieurs

#### I.8.1.1 Revêtement Fusion Bonded 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 I.5.a : Revêtement FBE**

### **I.8.1.2 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 tubes d'acier afin de garantir leur protection contre la corrosion et les détériorations mécaniques.



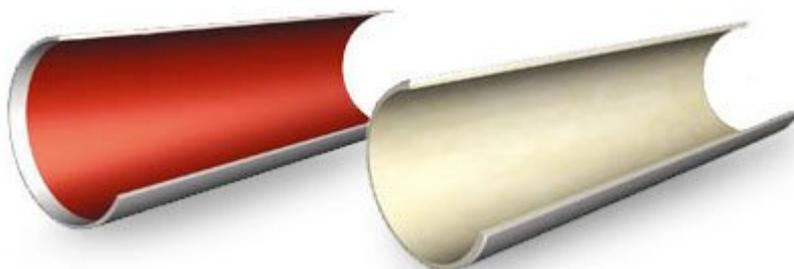
**Figure I.5.b : Revêtement extérieur**

## **I.8.2 Revêtements intérieurs**

### **I.8.2.1 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 Coating une solution unique et économique pour le transport du gaz.



**Figure I.6 : 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

### **I.9 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 traversantes suivies de fuites. On trouve six catégories principales de causes des accidents :

- 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.

## CHAPITRE II

---

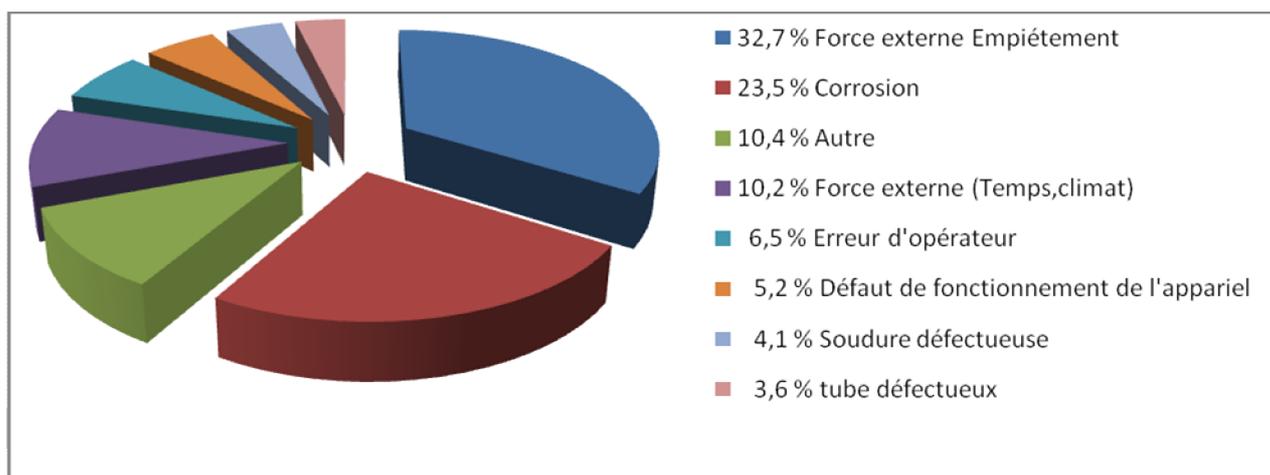
### **PRINCIPALES CAUSES DES ACCIDENTS DE CANALISATION DE GAZ**

## PRINCIPALES CAUSES DES ACCIDENTS DE CANALISATION DE GAZ

### II.1 Statistiques sur les causes d'accidents

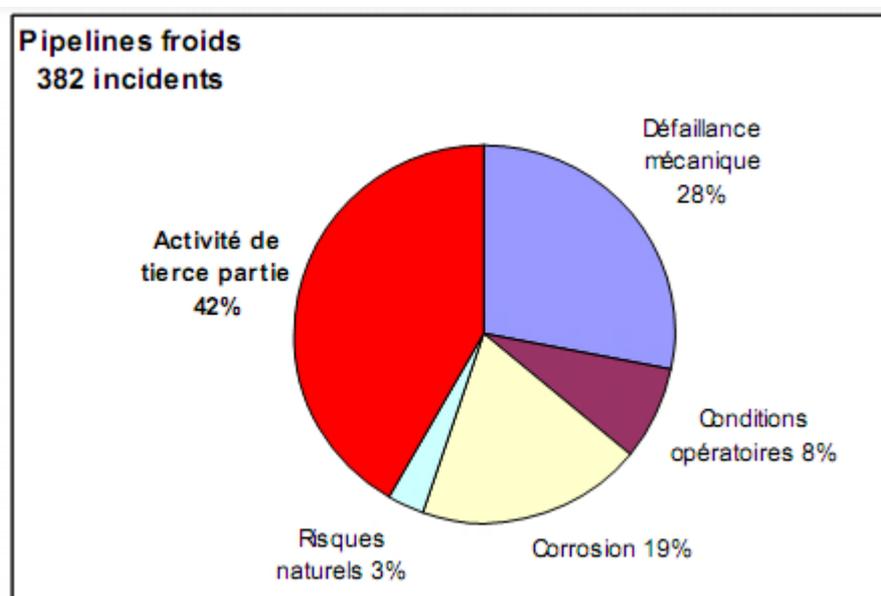
Les canalisations sont des éléments de structures dont les avaries entraînent des risques pour les vies humaines et l'environnement écologiques, associés à des pertes d'exploitations avec souvent un préjudice qui peut être considérables.

Les causes des défaillances des gazoducs 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 piqures de corrosion ou par des fissurations de corrosion sous contrainte, 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.



**Figure II.1: Causes des ruptures de pipelines en cours d'exploitation (1985-1995).**

Ces causes sont enregistrées par les membres de L'ACPRE dans les années entre 1985 à 1995 (Association des Pipelines de Ressources Energétiques). Une autre étude des causes enregistrées dans les années entre 1971 et 2006 est donnée à la figure II.2 (CONCAWE rapport n°7/08], et qui montre une amélioration de certaines causes, malgré les efforts fournis dans ce domaine.



**Figure II.2 Causes des ruptures de pipelines en cours d'exploitation (1971-2006)**

## II.2 Evolution des aciers pour tubes de transport de gaz

### II.2.1 Caractéristiques mécaniques des tubes.

Le développement des transports à grande distance de quantités importantes d'hydrocarbures a nécessité l'emploi des 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. Dans le premier groupe on trouve les aciers ferrito-perlitique X42 à X52 (selon API) renfermant 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 renfermant 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, destinée à fonctionner sous des pressions élevées, on utilise généralement des tubes en acier de laminage contrôlé. Les propriétés mécaniques des structures ferrito-perlitique peuvent être modifiées, entre autre par l'affinement des grains ferritiques. C'est le seul procédé qui permet d'améliorer à la fois les caractéristiques de traction  $R_e$  et/ou  $R$  et la température de transition TK. 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 accéléré 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. A des vitesses de refroidissement suffisamment élevées les éléments perlitiques de la structure sont remplacés par une structure bainitique. Dans les aciers ferritiques, de telles vitesses font augmenter la quantité de bainite à basse teneur en carbone. Les meilleures améliorations des propriétés mécaniques sont réalisables dans les aciers de classe bainitique à teneur en carbone particulièrement basse. De tels aciers ont une grande perspective pour l'emploi dans la fabrication des tubes pour la réalisation des gazoducs de grand diamètre et haute pression de service. Des études récentes montrent que l'efficacité de l'emploi de l'acier bainitique 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 [4], 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  $\sigma_{0,2} = 600\text{ MPa}$ : (British steel 1995).

### II.2.2 Evaluation des propriétés mécaniques

Les propriétés mécaniques de l'acier au carbone couramment utilisé dans l'industrie gazoduc dans la direction longitudinale ont pu être déterminées à partir d'éprouvettes normalisées, celles-ci plates normalisées voir la figure suivant ;



Figure II.3 : Eprouvette d'essai de traction

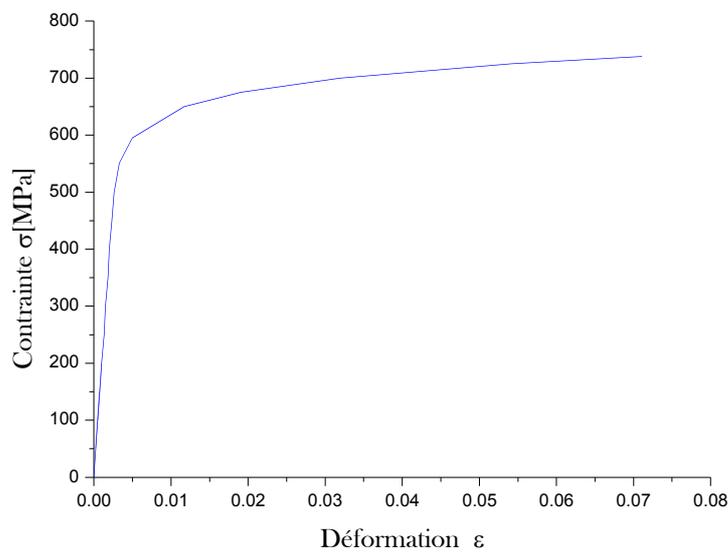
Nous utilisons l'équation Analytique de **Ramberg-Osgood** qui représente le teste uni-axial de tension du matériau [5], et qui est exprimée par la relation suivante:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \frac{\alpha \times \sigma_e}{E} \left( \frac{\sigma}{\sigma_e} \right)^n \quad \text{II.1}$$

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + 0.002 \left( \frac{\sigma}{\sigma_e} \right)^n \quad \text{II.2}$$

Exemple d'un acier API 5L X80 Leur caractéristiques  $\sigma_e = 595 \text{ MPa}$ ,  $E = 200000 \text{ MPa}$ , et

$n = 16.333$ , et  $\sigma_m = 762 \text{ MPa}$



**Figure II.4 Courbe contrainte déformation du matériau**

- Tubes en acier

Les quatre tableaux suivant reflète la composition chimique et les caractéristiques mécaniques de l'acier type API 5L, tubes de conduite PSL 1et PSL 2 qui sont utilisés beaucoup dans l'industrie de tube de pipeline. Nous remarquons que les valeurs de la résistance de rupture d'un même acier sont différentes, même chose pour la limite élastique, cela est du aux résultats des essais expérimentaux. On donne dans ce qui suit les tableaux représentant les caractéristiques mécaniques et la composition chimique de ces aciers.

API 5L - PSL1		X42	X52	X60	X65	X70
Carbone	C	SMLS 0,28	SMLS 0,28	SMLS 0,28	SMLS 0,28	Welded 0,26
		Welded 0,26	Welded 0,26	Welded 0,26	Welded 0,26	
Manganèse	Mn	SMLS 1,3	SMLS 1,4	SMLS 1,4	SMLS 1,4	Welded 1,65
		Welded 1,3	Welded 1,4	Welded 1,4	Welded 1,45	
Phosphore	P	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Soufre	S	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

**Tableau II.1 Composition chimique % (Tubes de conduite PSL1).**

API 5L – PSL2		X42	X52	X60	X65	X70	X80
Carbone	C	SMLS 0,24	SMLS 0,24	SMLS 0,24	SMLS 0,24	SMLS 0,24	SMLS 0,24 Welded 0,22
		Welded 0,22	Welded 0,22	Welded 0,22	Welded 0,22	Welded 0,22	
Manganèse	Mn	SMLS 1,3	SMLS 1,4	SMLS 1,4	SMLS 1,4	Welded 1,65	Welded 1,85
		Welded 1,3	Welded 1,4	Welded 1,4	Welded 1,45		
Phosphore	P	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025
Soufre	S	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015

**Tableau II.2 Composition chimique % (Tubes de conduite PSL2).**

API 5L – PSL1	X42	X52	X60	X65	X70
Resistance rupture N/mm <sup>2</sup> min maxi	414	455	517	531	565
Limite élastique 0,2 % N/mm <sup>2</sup> mini maxi	290	359	414	448	483

**Tableau II.3 Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL1).**

API 5L – PSL2	X42	X52	X60	X65	X70	X80
Resistance rupture N/mm <sup>2</sup> min maxi	414 - 758	455 - 758	517 - 758	531 - 758	565 - 758	621 - 827
Limite élastique 0,2 % N/mm <sup>2</sup> mini maxi	290 - 496	359 - 531	414 - 565	448 - 600	483 - 621	552 - 690

**Tableau II.4 Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL2).**

## II.3 La corrosion

### II.3.1 Définition de la corrosion

La corrosion d'un matériau 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 corrosion peut être vue sous sa forme globale comme une réaction spontanée d'échange d'électrons à l'interface métal / environnement. C'est un phénomène naturel qui tend à faire retourner les métaux à leur état d'oxyde par une attaque plus ou moins rapide du milieu corrosif [6].

### II.3.2-Types de corrosions

#### II.3.2.1 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  $Fe_3O_4$ .

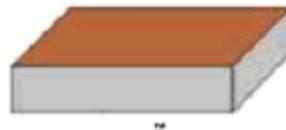


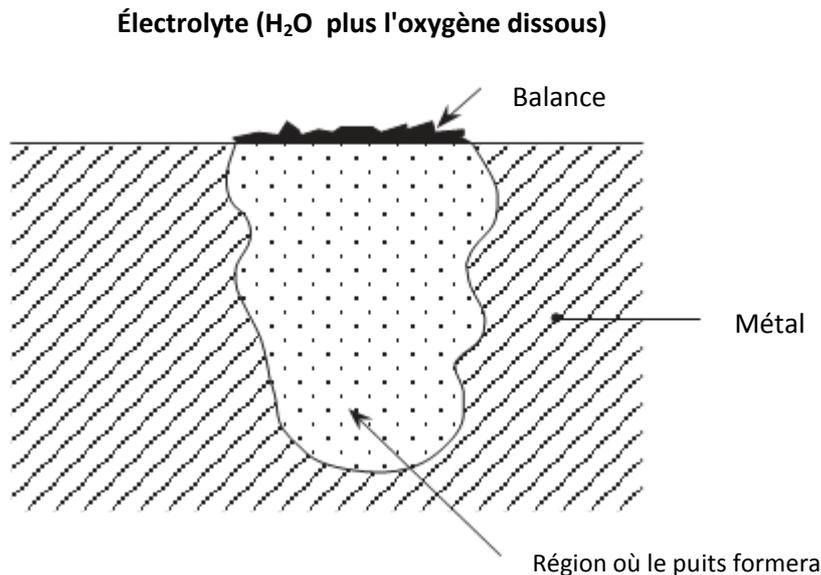
Figure II.5 Corrosion uniforme

#### II.3.2.2 Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse

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

Dans de tels cas, la corrosion se produit à cause des différences de concentration localisées de l'oxygène ou d'un ion agressif, par exemple un ion de chlore, ou encore à cause d'une différence de pH. Cette situation peut survenir lorsque les conditions de l'écoulement provoquent un faible débit ou une stagnation, par exemple, dans les petites fissures, les espaces ou les criques, comme celles associées à la présence de boulons ou de joints d'étanchéité, ou encore aux points de contact entre les métaux.

La corrosion par piqûres est associée au tartre et aux dépôts d'impuretés qui forment une barrière entre l'écoulement principal et l'eau stagnante piégée sous le tartre ou les dépôts d'impuretés. Dans ces conditions, l'oxygène dissous dans l'eau industrielle ne peut pénétrer le tartre. En l'absence relative d'oxygène, le métal sous le dépôt devient anodique, c'est-à-dire qu'il tend à se dissoudre et à former une piqûre profonde. Ce phénomène est illustré à la figure II.6.



**Figure II.6** Corrosion par piqûres

### II.3.2.3 Corrosion-érosion

La corrosion-érosion se produit lorsque le débit de l'eau se combine à la corrosion pour augmenter considérablement la vitesse d'enlèvement du métal par rapport à la vitesse d'enlèvement à des débits plus faibles. L'effet du débit est dû à l'enlèvement des ions métalliques et des couches protectrices à mesure qu'ils se forment, ce qui accroît la force d'entraînement de corrosion chimique et peut empêcher la formation d'une couche protectrice. Cet effet est l'une des principales causes de perte de métal dans les tubes des condensateurs de vapeur en alliage de cuivre. Les particules fines et d'autres particules issues des produits de corrosion comme le sable et le limon dans le fluide de refroidissement peuvent également accroître la vitesse de corrosion.

#### **II.3.2.4 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. Par exemple, la bactérie thiobacillus ferroxidans peut oxyder le soufre et le transformer en acide sulfurique dans les circuits refroidis à l'eau.

Des nodules de bactéries qui aiment l'oxygène peuvent se déposer à la surface des métaux, ce qui crée des conditions semblables à celles décrites à la section de la corrosion par piqûres.

La chloration et le remplacement des tubes des échangeurs de chaleur sont des moyens permettant de contrôler la corrosion dans les échangeurs de chaleur à l'aide de l'eau de service.

La cellule électrolytique présentée ici possède deux électrodes; une anode en acier, qui cède des électrons, et une cathode de cuivre, qui les reçoit et les transfère aux ions hydrogène.

La cellule électrolytique peut également être utilisée pour éviter la corrosion. Par exemple, si l'électrode de cuivre dans le schéma ci-dessus est remplacée par du magnésium métal, l'électrode en acier deviendra la cathode à mesure que l'électrode de magnésium (anode) se dissout (se corrode) pour produire des ions magnésium positifs. Le magnésium métal se dissout de manière préférentielle parce que sa tendance à céder des électrons est plus grande que celle de l'acier. Ce phénomène porte le nom de protection cathodique. Lorsque des électrodes composées de deux métaux différents sont reliées, tel qu'indiqué à la figure 1, le métal ayant une tendance plus grande à céder des électrons constituera toujours la cathode. D'autres facteurs ont une incidence sur la vitesse de corrosion galvanique, notamment :

#### **II.3.3 Mécanisme de la corrosion**

Le principal agent corrosif dans l'industrie du pétrole est l'hydrogène sulfuré qui provient à la fois du brut mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés[7].

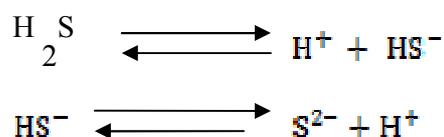
Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en  $H_2S$  et de la température, mais elle est indépendante de la pression [8].

Si la concentration en  $H_2S$  dans le gaz est supérieure à 0.5 mol/l et supérieure à 5 ppm dans l'eau la corrosion par  $H_2S$  est provoquée selon le mécanisme suivant :

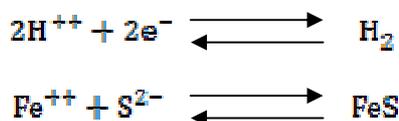
La réaction à l'anode :



Dissociation de  $H_2S$



La réaction de cathode:



Reaction global:



Dans le cas d'un mélange de  $H_2S$  et  $CO_2$  dont le rapport de la pression partielle (*La pression partielle* est la quantité d'un gaz donnée en unité de pression) des deux gaz est entre 20 et 500 ( $20 < PCO_2/PH_2S < 500$ ) le risque de corrosion devient élevé et les vitesses de corrosion prennent des valeurs importantes. Lorsque le rapport  $PCO_2/PH_2S < 20$ , le produit de  $FeS$  est prédominant [9], la nature protectrice du film de  $FeS$  formé dépend d'un certains nombre de paramètres.

### II.3.4 Caractéristiques du gaz naturel à transporter

Le gaz naturel à transporter aura les caractéristiques suivantes :

Le sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) est un gaz dangereux, Ce gaz peut s'accumuler dans les réseaux d'assainissement et corroder les tuyaux qu'ils soient en béton ou en métal. Il peut faire suffoquer les égoutiers [10].

COMPOSANT	GAZ ALGERIEN CONDITIONS CONTRACTUELLES	GAZ MISKAR CONDITIONS CONTRACTUELLES
He + N2	5 - 6,5 %	6
CO2	< 0,3 %	< 0,5
CH4	79 - 85 %	89
C2H6	5 - 10 %	2,9
C3H8	1,5 - 2,35 %	1,4
C4H10	0,5 - 1,15 %	0,6
C5H12	0,15 - 0,34 %	0,1
C6+	0,08 - 0,28 %	0,01
H2S (mg/Nm3)	< 2	< 15 (instantané)
Soufre Mercaptan (mg/Nm3)	< 15	< 15
Soufre total (mg/Nm3)	< 50	< 150
Teneur en eau ppm	< 80	< 80
P C S en Kcal / Nm3	9834 - 10230	9300 - 10228
INDICE WOBBE en Kcal / Nm3	12695 - 13207	11961 - 12640
DENSITE	0,6	0,6

**Tableau II.5 Caractéristiques du gaz naturel à transporter**

### II.3.5 Mesure de la vitesse de corrosion

La vitesse de corrosion s'obtient par extrapolation de la valeur de la résistance de polarisation selon l'équation (II.3). La résistance de polarisation est mesurée grâce à une polarisation linéaire qui est une technique simple et peu perturbatrice pour l'électrode de travail en acier.

Les courbes, approximativement linéaires, caractérisent la variation de courant en fonction du potentiel pour de faibles variations de ce dernier ( $\Delta E \sim 10\text{mV}$ ) autour du potentiel de

corrosion. [9] La résistance de polarisation,  $R_p$  et le courant de corrosion, sont ensuite déterminés à partir de la relation suivante :

$$R_p = (dE/dI)E_{corr} = \beta / I_{corr} \quad \text{II.3}$$

Le coefficient  $\beta$ , constante de Stern-Gerry, est considéré dans les études électrochimiques, lorsque la résistance de polarisation est assimilable à la résistance de transfert de charge, et la variation du potentiel comme étant comprise entre 20 et 30Mv [11].

### II.3.6 L'attaque localisée

#### II.3.6.1 Fissuration par corrosion

On constate souvent que la corrosion aqueuse attaque les métaux de manière localisée autant que ou plutôt uniforme, et ceci peut conduire à la rupture d'une pièce beaucoup plus rapidement [12] et insidieusement que ce qu'on supposerait d'après les vitesses moyennes de corrosion (Fig. II.5)

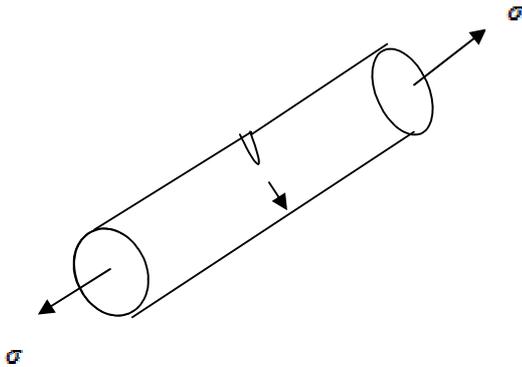


Figure II.7: Attaque localisée

La contrainte et la corrosion agissant simultanément peuvent être particulièrement nocives, et produire des fissures qui se propagent rapidement et de façon imprévisible. Quatre types de fissuration par corrosion conduisent couramment à des dégâts imprévus. Ce sont :

#### II.3.6.2 Fissuration par corrosion sous contrainte:

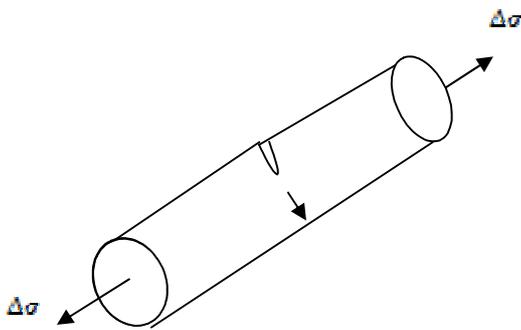
Dans certains matériaux et certain environnement, les fissures progressent constamment sous une intensité de contrainte  $K$  largement inférieure à  $K_C$  (Fig. II.6).de toute évidence, Ceci est dangereux : une structure qui est sûre à sa construction peut devenir défectueuse au cours du temps .Des exemples en sont le laiton dans l'ammoniaque, l'acier doux dans la soude caustique, et certains alliages de AL et Ti dans l'eau salée.



**Figure II.8 : Fissuration par corrosion sous contrainte**

### II.3.6.3 Fatigue-corrosion :

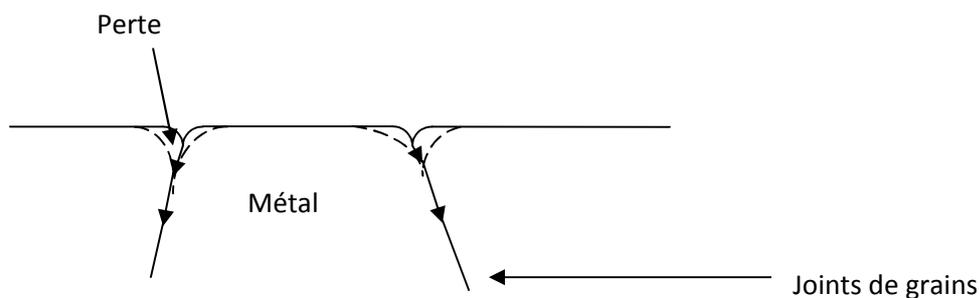
La corrosion accroît la vitesse de propagation des fissures de fatigue dans le plupart des métaux et alliages, par exemple la contrainte qui conduit  $N_r = 5.10^7$  cycles et divisée par 4 dans l'eau salée pour le nombreux aciers (Fig. II.7). La vitesse de croissance de la fissure est plus grande souvent beaucoup plus grande que la somme des vitesses de corrosion et de fatigue prises séparément.



**Figure II.9 : Fatigue-corrosion**

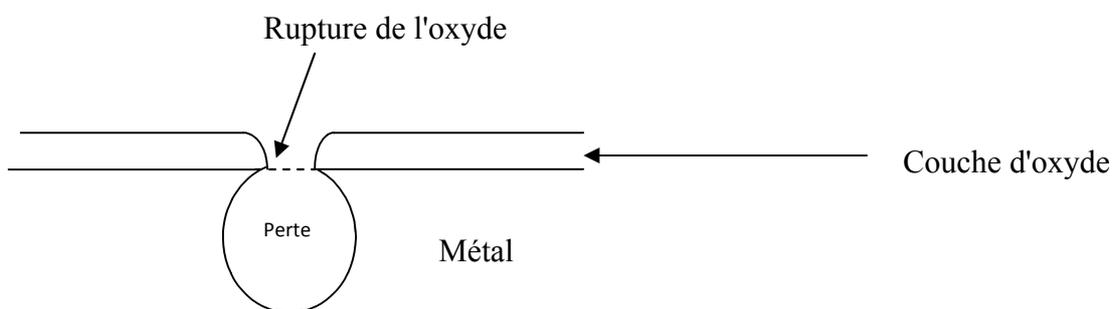
### II.3.7 Corrosion aux joints de grains

Les joints de grains ont des caractéristiques de corrosion différentes des grains, et peuvent s'attaquer préférentiellement, produisant des fissures qui se propagent ensuite par corrosion sous contrainte ou fatigue-corrosion (Fig. II.8)



**Figure II.10 : Corrosion aux joints de grains**

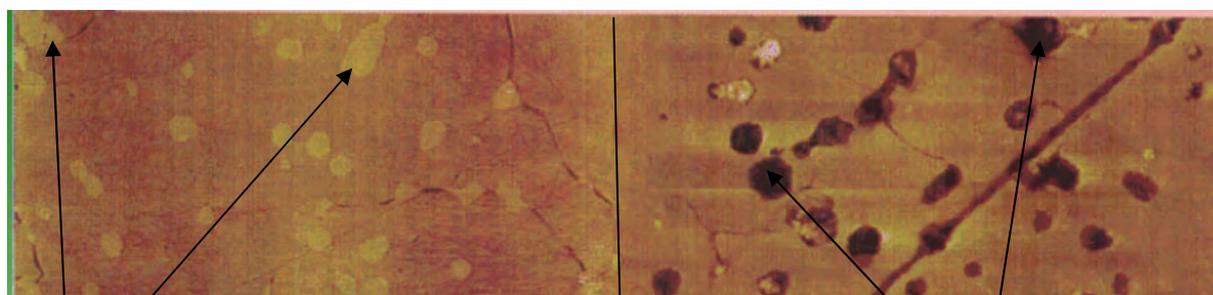
**Les piques:** Une attaque préférentielle peut aussi se produire à des ruptures de couche d'oxyde (résultant d'une abrasion), sur des précipités dans certains alliages (Fig. II.9)



**Figure II.11 Surface avant et après corrosion**

-Echantillon passivé

-Echantillon passivé corrodé



-Site précurseurs de corrosion ; carbures de chrome

- pique de corrosion

**Figure II.12 : Corrosion par piques.**

En résumé, des ruptures inattendues par corrosion ont beaucoup plus de chances de se produire par attaque localisée que par attaque uniforme (qui est aisément décelable); et bien que les manuels de corrosion soient utiles pour les applications où la corrosion est importante, la durée de vie des tubes critiques doit être testée dans des conditions expérimentales soigneusement contrôlées aussi similaires que possible à l'environnement réel.

Un tube idéal destiné à supporter des hautes pressions serait un cylindre creux théoriquement homogène. Les tubes fabriqués présentent, du fait de la dispersion de la fabrication, inévitablement des écarts par rapport à ce cylindre idéal. La dispersion de caractéristiques peut concerner aussi bien des propriétés de matériaux que la configuration géométrique.

# CHAPITRE III

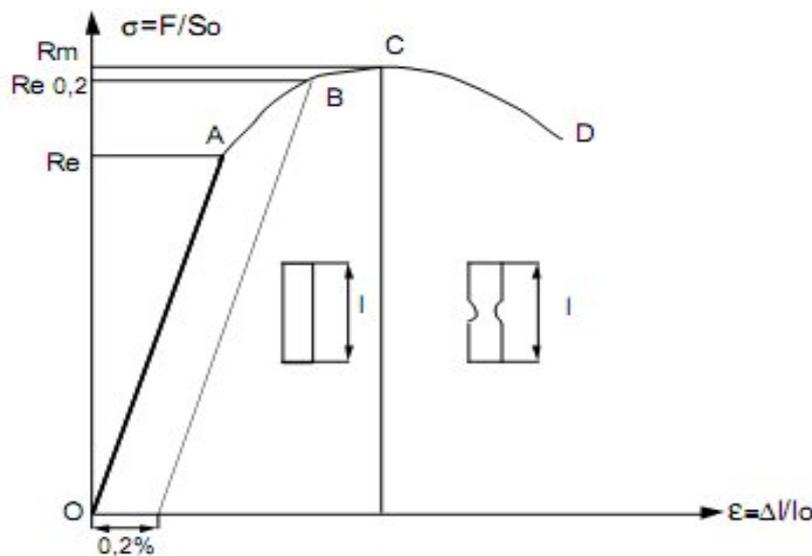
---

## MODELISATION ET SIMULATION NUMERIQUE

## MODELISATION ET SIMULATION NUMERIQUE

### III.1 Différentes étapes de comportement du matériau

L'allure générale du comportement d'un acier de construction est celle présentée sur la figure III.1. Les caractéristiques de base (élasticité, ductilité, résistance maximale) sont initialement garanties. La présence d'un palier d'écoulement plastique à contrainte constante est fondamentale en vue d'une application en analyse plastique. La réserve de résistance due à l'écroutissage assure la sécurité de la structure en cas de déformations importantes. Cette réserve peut être définie par le rapport de la limite d'élasticité à la résistance maximale qui est une valeur normalisée dans certains cas.



**Figure III.1 : Comportement d'un acier au carbone (vierge)**

La courbe de comportement d'un acier écroui ne présente pas de palier de plasticité et l'évolution post-élastique est progressive et non linéaire. L'acier écroui est caractérisé par une nouvelle limite d'élasticité plus grande que sa valeur initiale.

La plasticité est caractérisée par des déformations irréversibles qui se développent dans la structure lorsqu'un niveau de contrainte, connu sous le nom de limite d'élasticité, a été atteint. La réponse en élastoplasticité à une sollicitation est gouvernée par trois concepts fondamentaux liés

- Le critère de plasticité, qui généralise la notion de limite d'élasticité ou de seuil de plasticité en traction uni axiale.

- La loi d'écoulement, qui définit dans le cas de sollicitation multiaxiale, la façon dont évolue la déformation plastique.
- La règle d'écrouissage qui décrit l'évolution du critère en fonction de l'histoire.

### III.2 Etude analytique de la variation des rapports contrainte, pression interne et celle des diamètres moyens et épaisseur pour les tubes spéciaux mince à l'état idéal

Les tubes de Pipeline sont des tubes minces, cela est dû au fait que l'épaisseur de la conduite est inférieure au diamètre extérieur  $\frac{t}{D_{ext}} \leq 0.05$ . (III.1)

On va présenter quelques échantillons comme exemple de ce qu'on vient d'expliquer :  $(D_{ext} = 219, t = 6)$ ,  $(D_{ext} = 762, t = 17.5)$  et  $(D_{ext} = 459.4, t = 8)$

Les contraintes dans le tube sont : La contrainte radiale  $\sigma_r$ , la contrainte circonférentielle  $\sigma_\theta$  et la contrainte de traction  $\sigma_z$ . Celles-ci s'expriment par les relations suivantes en fonction de la variable r voir la figure III.2.

$$\sigma_{rr} = \frac{r_i^2 P_i}{r_o^2 - r_i^2} \left( 1 - \frac{r_o^2}{r} \right) \quad (III.2)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{r_i^2 P_i}{r_o^2 - r_i^2} \left( 1 + \frac{r_o^2}{r} \right) \quad (III.3)$$

$$\sigma_{zz} = \frac{2r_i^2 P_i}{r_o^2 - r_i^2} \quad (III.4)$$

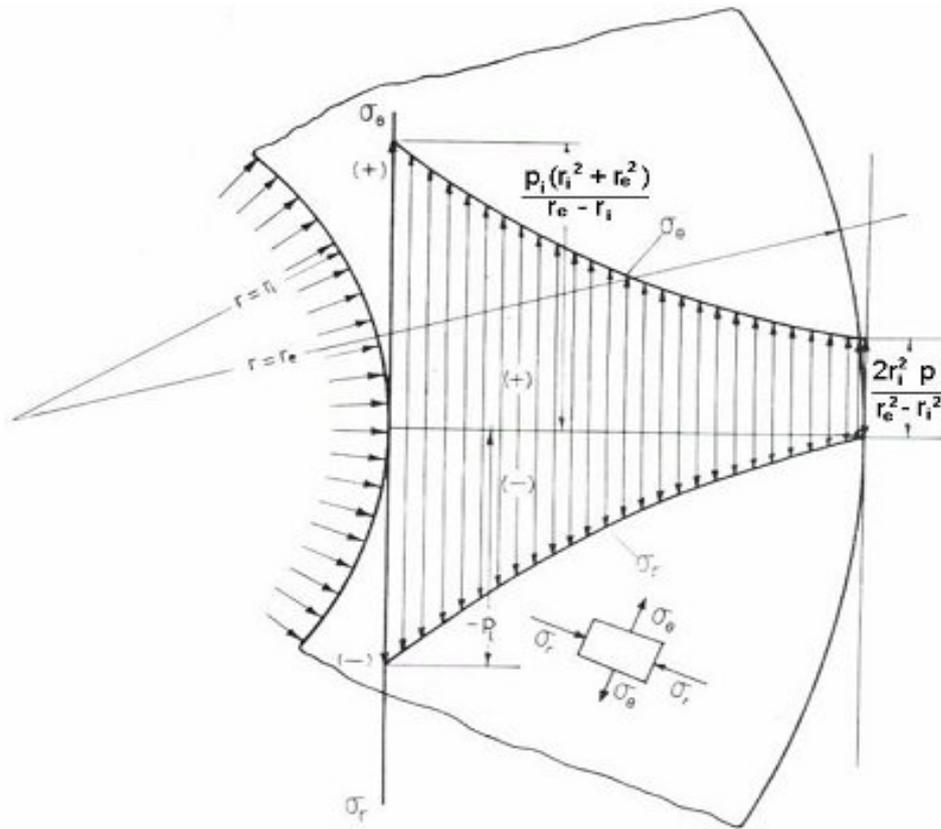


Figure III.2 Variation des contraintes en fonction du rayon r.

### III.2.1 Calcul des contraintes radiale, axiale et circumférentielle $\sigma_{\theta}$

$$\text{si } r = r_e \text{ on peut trouver } (\sigma_{\theta\theta})_{\max} = \frac{P_i(r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2} \quad (\text{III.5})$$

$$\text{si } r = r_i \text{ on peut trouver } (\sigma_{\theta\theta})_{\min} = \frac{2r_i^2 P_i}{r_e^2 - r_i^2} \quad (\text{III.6})$$

#### III.2.1.1 La contrainte radiale est toujours négative $\sigma_{rr}$

$$\text{si } r = r_e \text{ on peut trouver } (\sigma_{rr})_{\max} = 0 \quad (\text{III.7})$$

$$\text{si } r = r_i \text{ on peut trouver } (\sigma_{rr})_{\min} = -P_i \quad (\text{III.8})$$

#### III.2.1.2 La contrainte de traction $\sigma_{zz}$

$$\forall r \text{ toujours } \sigma_{zz} = \frac{2r_i^2 P_i}{r_e^2 - r_i^2} \xrightarrow{\text{implique}} (\sigma_{zz})_{max} = \frac{P_i}{\left(\frac{r_e}{r_i}\right)^2 - 1} \quad (\text{III.9})$$

Pour le calcul des tubes de pipelines, il est plus commode d'employer cette théorie en utilisant des coordonnées cylindriques, dont les composantes des d'effort sont combinées en un seul effort efficace selon l'équation de Von Mises [13].

$$\sigma_e = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{rr})^2 + (\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta})^2} \quad (\text{III.10})$$

Lorsque les tubes dans ce cas la sont minces ,nous pouvons aborder les dimensions liées à les diametres et les rayons ,comme le montre l'analyse ci-après.

On a

$$D_{moy}^2 \approx (r_e + r_i)^2 = r_e^2 + 2r_e r_i + r_i^2 \xrightarrow{\text{implique}} r_e^2 + r_i^2 = D_{moy}^2 - 2r_e r_i \text{ et pour } r_e \approx r_i \approx R$$

$$r_e r_i \approx R^2 = \frac{D_{moy}^2}{4},$$

$$\text{donc } r_e^2 + r_i^2 = D_{moy}^2 - \frac{2D_{moy}^2}{4} \xrightarrow{\text{implique}} r_e^2 + r_i^2 = \frac{D_{moy}^2}{2} \quad (\text{III.11})$$

### III.2.1.3 La contrainte circonférentielle $(\sigma_{\theta})_{max}$

$$(\sigma_{\theta\theta})_{max} = \frac{P_i(r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2} \xrightarrow{\text{implique}} \frac{(\sigma_{\theta\theta})_{max}}{P_i} = \frac{(r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2}$$

On a les deux équations

$$r_e^2 + r_i^2 = \frac{D_{moy}^2}{2} \quad \text{et} \quad r_e^2 - r_i^2 = D_{moy} t$$

$$\text{on peut trouver } \frac{(\sigma_{\theta})_{max}}{P_i} = \frac{\frac{D_{moy}^2}{2}}{D_{moy} t}$$

$$\text{donc } \frac{(\sigma_{\theta\theta})_{max}}{P_i} = \frac{1}{2 \left( \frac{t}{D_{moy}} \right)} \quad (\text{III.12})$$

### III.2.1.4 La contrainte de traction $(\sigma_{zz})_{max}$

$$\sigma_{zz} = \frac{2r_i^2 P_i}{r_o^2 - r_i^2} \xrightarrow{\text{implique}} \frac{(\sigma_{zz})_{max}}{P_i} = \frac{r_i^2}{r_o^2 - r_i^2}$$

On a les deux équations

$$r_o^2 + r_i^2 = \frac{D_{moy}^2}{2} \quad \text{et} \quad r_o r_i \approx R^2 = \frac{D_{moy}^2}{4}$$

$$\text{on peut trouver } \frac{(\sigma_{zz})_{max}}{P_i} = \frac{\frac{D_{moy}^2}{4}}{D_{moy} t}$$

$$\text{Donc } \frac{(\sigma_{zz})_{max}}{P_i} = \frac{1}{4 \left( \frac{t}{D_{moy}} \right)} \quad (\text{III.13})$$

### III.2.1.5 La contrainte radiale est toujours négative $(\sigma_r)_{max}$

$$(\sigma_r)_{min} = -P_i \xrightarrow{\text{implique}} \frac{(\sigma_r)_{max}}{P_i} = -1$$

$$\text{Donc } \frac{(\sigma_r)_{max}}{P_i} = -1 \quad (\text{III.14})$$

On a Le critère de Von-mises de cordonnée cylindrique peut être exprimé de la manière suivante :

$$\sigma_e = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{rr})^2 + (\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta})^2} \quad (\text{III.15})$$

Nous avons pour componcer les équation (4),(5)et(8) en l'équation (15),on peut trouver analytiquement ;

$$\begin{aligned}
 \sigma_e &= \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\left(\frac{P_i(r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2} - \frac{P_i}{\left(\frac{r_e}{r_i}\right)^2 - 1}\right)^2 + \left(\frac{P_i}{\left(\frac{r_e}{r_i}\right)^2 - 1} - (-P_i)\right)^2 + \left(-P_i - \frac{P_i(r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2} \\
 \sigma_e &= \frac{P_i}{\sqrt{2}} \sqrt{\left(\frac{(r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2} - \frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2 + \left(\frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} + \frac{r_e^2 - r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2 + \left(\frac{r_i^2 - r_e^2}{r_e^2 - r_i^2} - \frac{(r_e^2 + r_i^2)}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2} \\
 \sigma_e &= \frac{\sqrt{6}P_i}{\sqrt{2}(r_e^2 + r_i^2)} \sqrt{(r_e^2)^2} \\
 \frac{\sigma_e}{P_i} &= \frac{\sqrt{3}r_e^2}{(r_e^2 + r_i^2)} \tag{III.16}
 \end{aligned}$$

On a  $r_e \approx r_i \approx R$  implique  $r_e r_i \approx r_i^2 \approx r_e^2 \approx R^2 = \frac{D_{moy}^2}{4}$

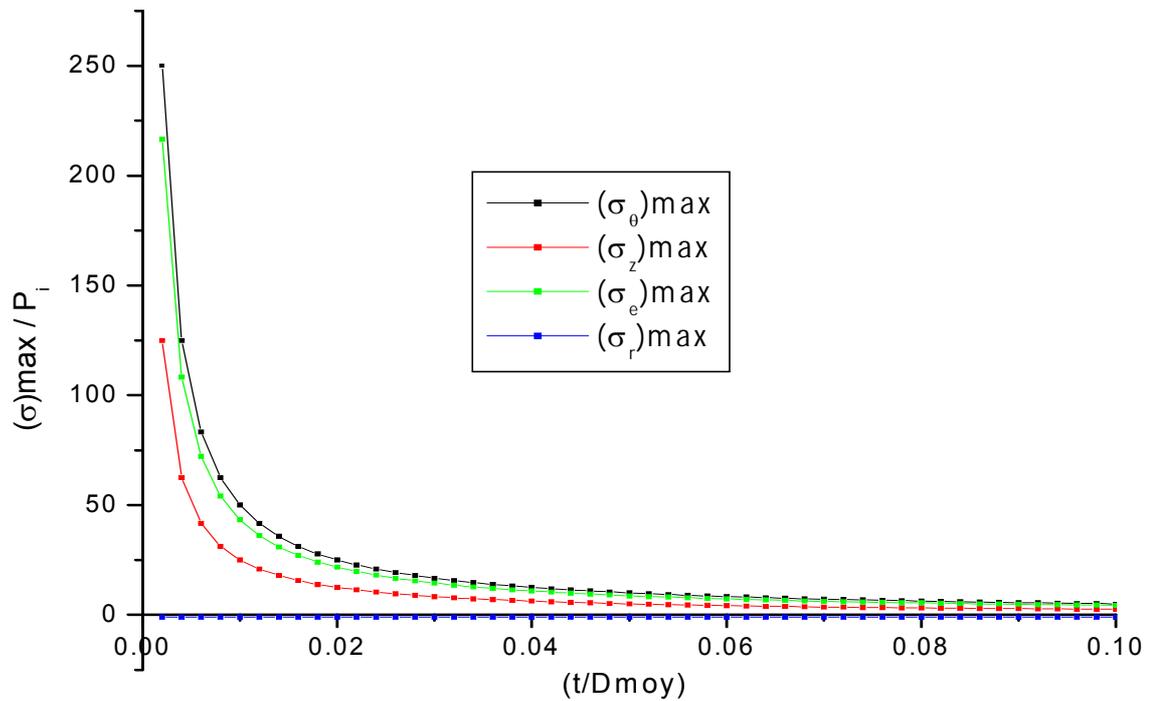
$$r_e^2 + r_i^2 = (r_e + r_i) \times (r_e - r_i) = (r_e + r_i) \times t = D_{moy} \times t$$

$$\frac{\sigma_e}{P_i} = \frac{\sqrt{3} \times \frac{D_{moy}^2}{4}}{D_{moy} \times t}$$

$$\text{Donc} \quad \frac{(\sigma_e)_{max}}{P_i} = \frac{\sqrt{3}}{4 \left(\frac{t}{D_{moy}}\right)} \tag{III.17}$$

A partir des équations précédentes (III.12 ; III.13 ; III.14 ; III.16), nous avons pu tracer les courbes pour les tubes minces  $\frac{t}{d} \leq 10\%$ . Il est à noter que la contrainte circonférentielle prend la plus grande valeur suivie de la contrainte équivalente de Von Mises, où  $\frac{\sigma_e}{P_i}$  diminue en proportionnalité avec le rapport  $\frac{t}{d}$ .

Considérons trois tubes de dimensions différentes, soumis à diverses pressions de 1, 5 et 10 MPa et après l'application numérique, les résultats obtenus sont reportés dans le tableau III.1. Dans ce cas, nous prenons l'acier API 5L X 65, qui a les propriétés mécaniques suivantes  $E=2E+011$ ,  $\nu=0.3$



**Figure III.3 Distribution des contraintes radiale, circonférentielle et axiale en fonction de l'épaisseur**

Validation de l'analyse mathématique par La méthode d'éléments finis ( la M.E.F) Nous comparons ensuite les résultats numériques basés sur le logiciel ANSYS et les résultats d'analyses pour la contrainte équivalente de Von Mises.

T [mm]	$D_{ext}$ [mm]	$D_{int}$ [mm]	$D_{moy}$ [mm]	$\frac{t}{D_{moy}}$	$P_i$ [MPa]	$\sigma_\theta$ [MPa]	$\sigma_r$ [MPa]	$\sigma_x$ [MPa]	$\sigma_y$ [MPa]	$\sigma_z$ [MPa]	erreu r %
17.5	762	727	744.5	0.023 5	1	21.27	-1	10.63	18.42	19.758	+6.77
17.5	762	727	744.5	0.023 5	5	106.63	-5	53.18	92.11	98.59	+6.60
17.5	762	727	744.5	0.023 5	10	212.71	-10	106.36	184.22	197.58 3	+6.77
8	<b>459.4</b>	443.4	451.4	0.017 7	1	28.21	-1	14.11	24.43	25.936	+5.8
8	<b>459.4</b>	443.4	451.4	0.017 7	5	141.10	-5	70.53	122.16	130.11 5	+6.1
8	<b>459.4</b>	443.4	451.4	0.017 7	10	228.12	-10	141.10	244.33	260.23 1	+6.1
6	219	207	213	0.028 2	1	17.75	-1	8.875	15.372	16.625	+7.5
6	219	207	213	0.028 2	5	88.75	-5	44.375	76.86	83.125	+7.5
6	219	207	213	0.028 2	10	177.5	-10	88.75	153.72	166.25	+7.5

**Tableau III.1 Variation des dimensions et de la pression**

Dans les exemples suivants, nous prenons un quart de coque cylindrique avec les mêmes dimensions du tableau III.1, et les mêmes pressions.

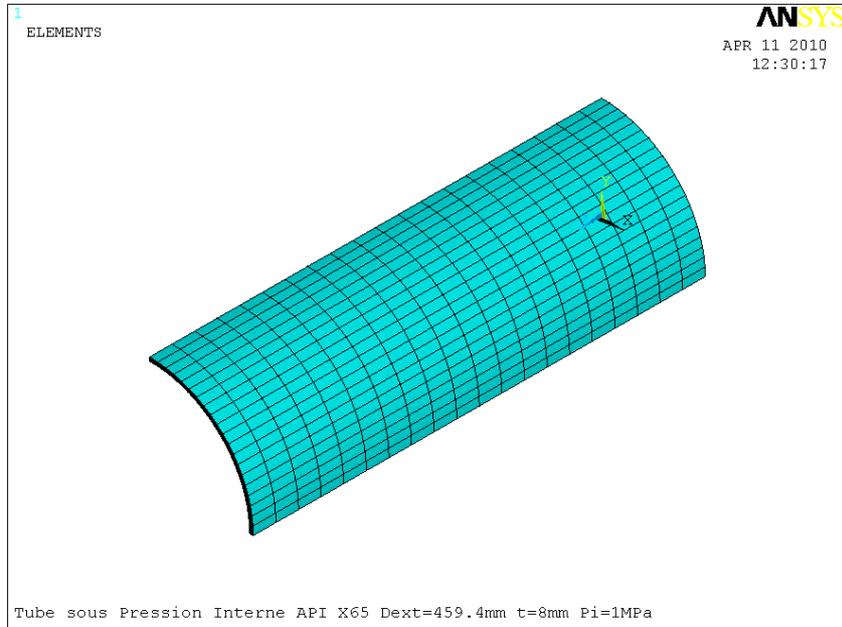


Figure III.4 Le modèle coque cylindrique- maillage retenu pour le ¼ de coque

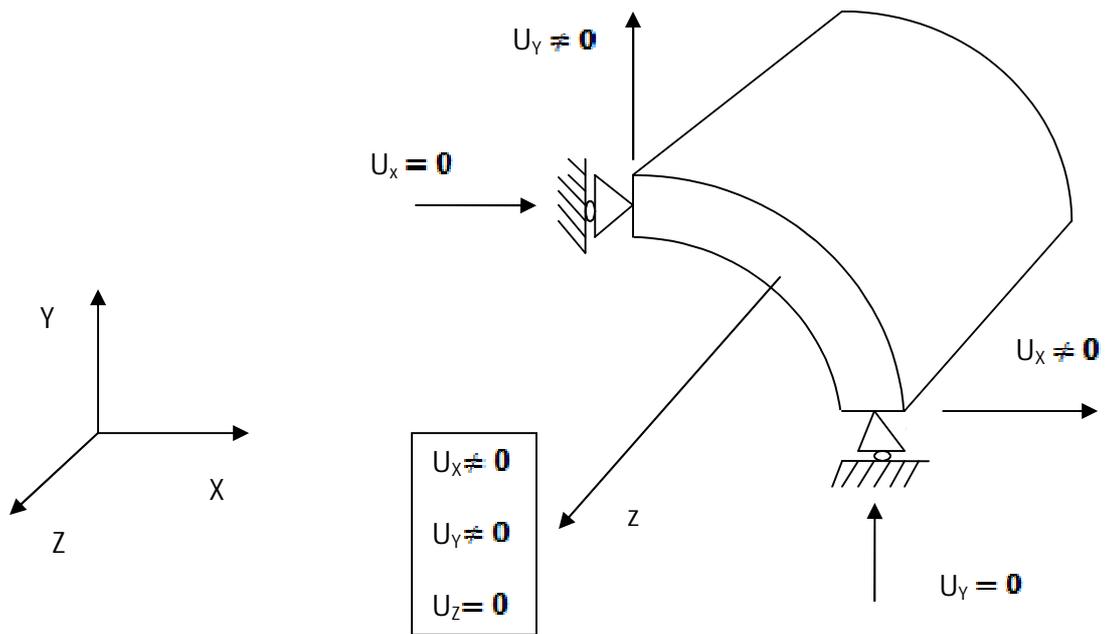
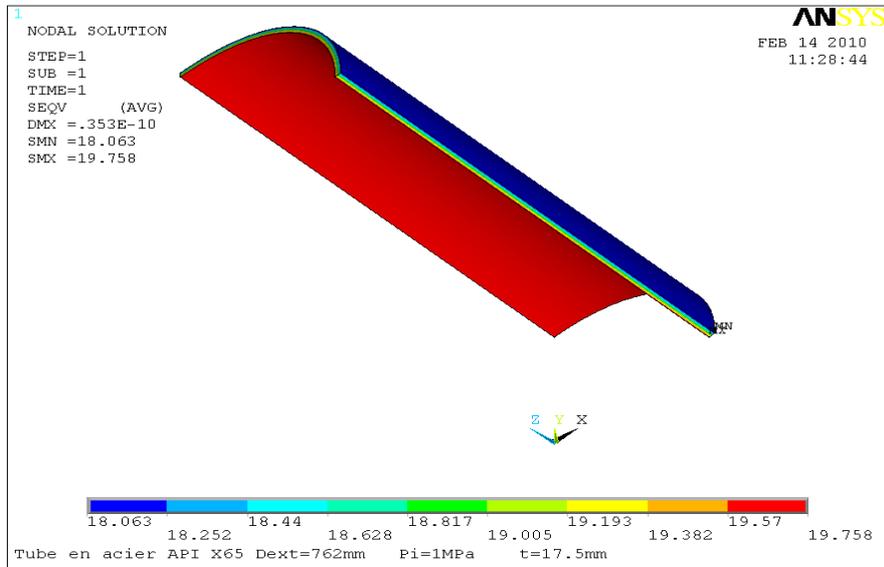


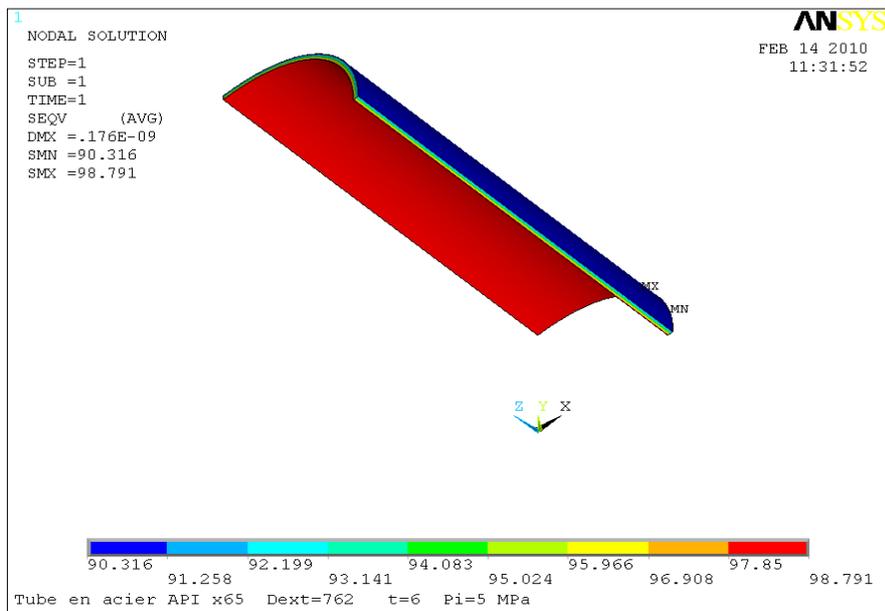
Figure III.5 : Conditions aux limites pour la pression intérieure

### III.3 Analyse élastique des éléments de conduites sans corrosion

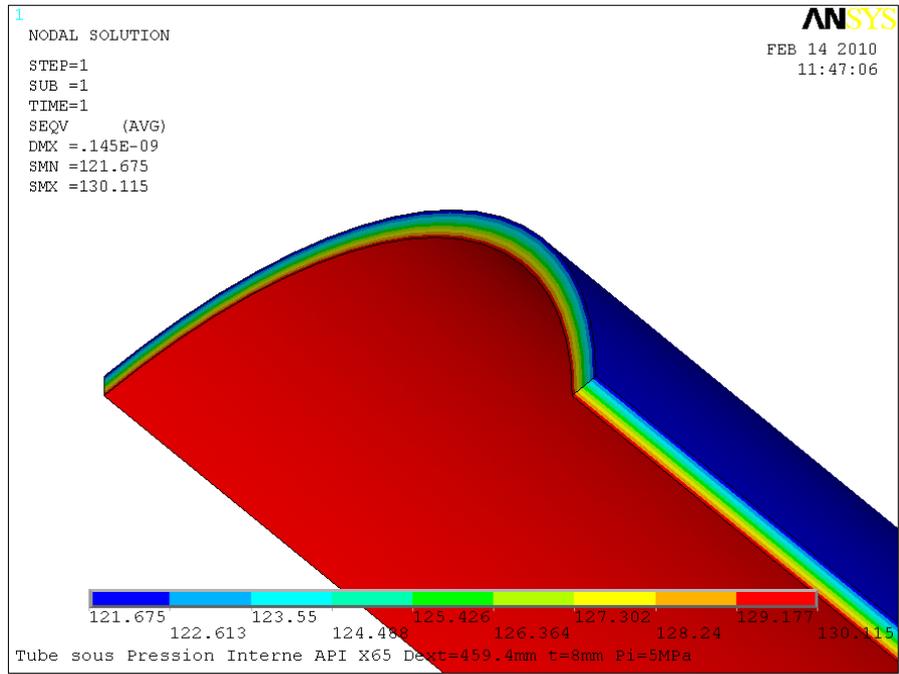
#### III.3.1 Répartition des contraintes équivalentes de Von Mises



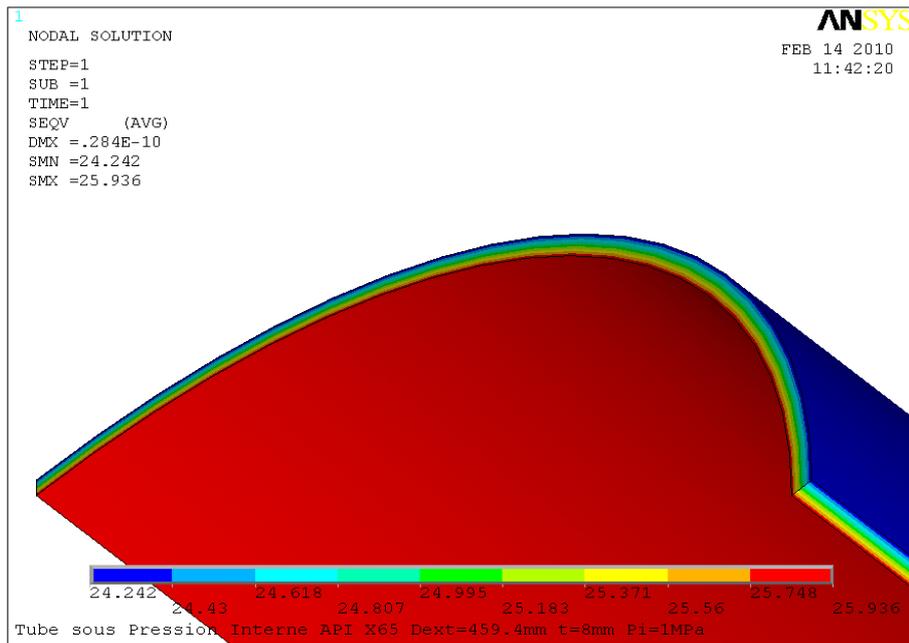
**Figure III.6 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 ,Pi=1 MPa,D<sub>ext</sub>=762mm,t=17.5mm)**



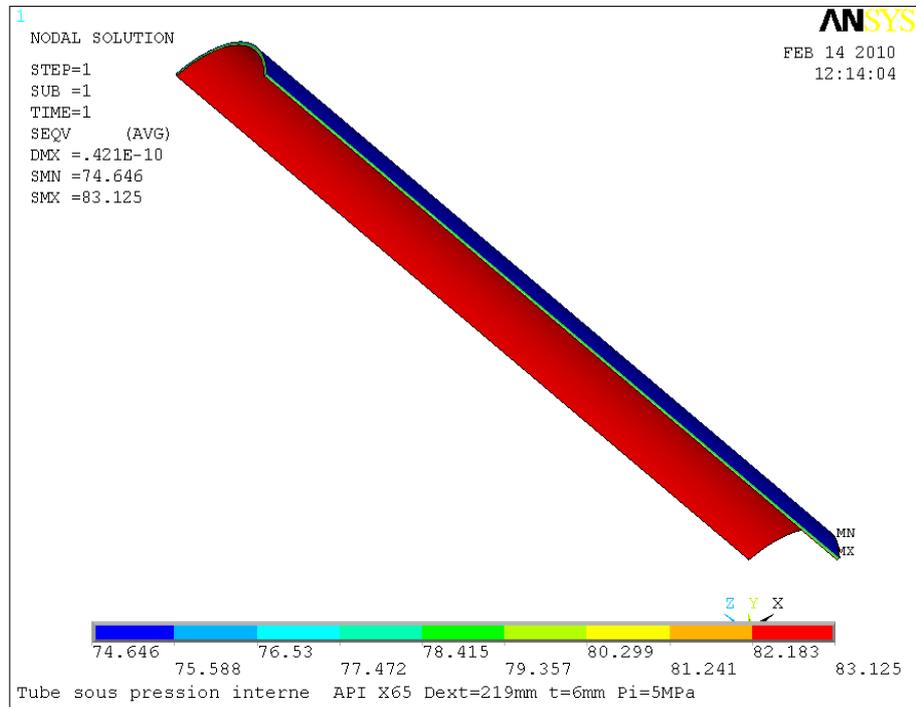
**Figure III.7 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 , Pi=5 MPa,D<sub>ext</sub>=762mm,t=17.5mm)**



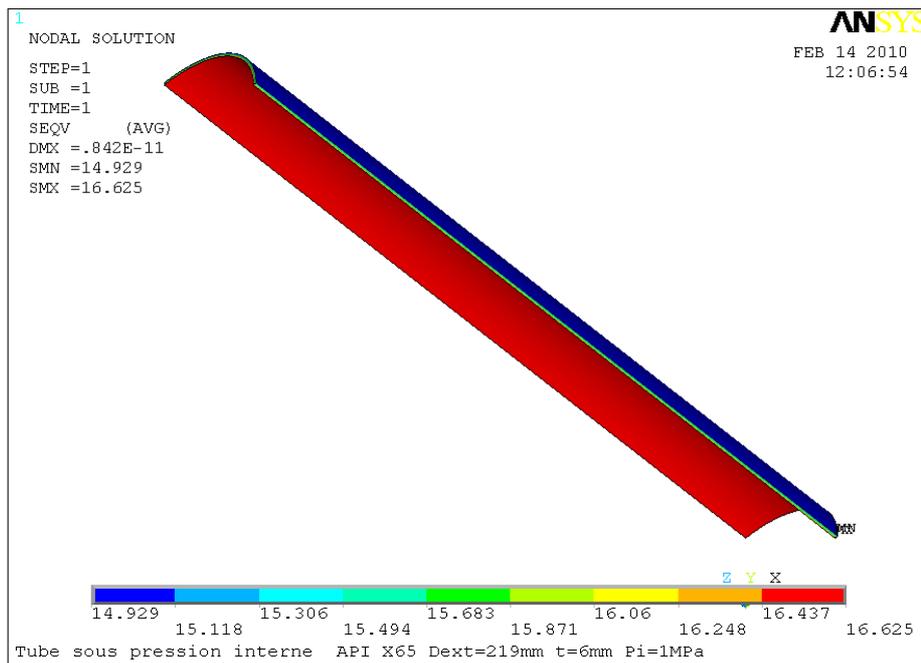
**Figure III.8 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 ,Pi=5 MPa,D<sub>ext</sub>=459.4mm,t=8mm)**



**Figure III.9 Tube sous pression interne.(acier grade API 5L X65 , Pi=1 MPa,D<sub>ext</sub>=459.4mm,t=8mm)**



**Figure III.10 Tube sous pression interne (acier grade API 5L X65 ,Pi=1MPa,D<sub>ext</sub>=219mm,t=6mm)**



**Figure III.11 Tube sous pression interne (acier grade API 5L X65 , Pi= 1MPa,D<sub>ext</sub>=219mm,t=6mm)**

### III.4 Comportement mécanique du tube dans les conditions de service

$$\frac{(\sigma_{\theta})_{max}}{P_i} = \frac{1}{2\left(\frac{t}{D_{moy}}\right)} > \frac{(\sigma_{\theta})_{max}}{P_i} = \frac{\sqrt{3}}{4\left(\frac{t}{D_{moy}}\right)} \quad (III.18)$$

$$\frac{(\sigma_{\theta})_{max}}{P_i} = \frac{1}{2\left(\frac{t}{D_{moy}}\right)}$$

$$P_i = \frac{(\sigma_{\theta})_{max} \times 2t}{2D_{moy}} \quad (III.19)$$

Pression maximale admissible en service (MPa)

$$P_i = P_{max}$$

$$P_{max} = \frac{Re_{02} \times 2t \times S}{2D_{moy}} \quad \text{AVEC} \quad \sigma_{adm} = Re_{02} \times S \quad (III.20)$$

$P_{max}$  Pression maximale admissible en service (MPa)

$S$  coefficient de sécurité

#### III.4.1 Le Règlement Algérien de Sécurité définit trois zones d'emplacement de la conduite :

**ZONE I** - comprend : les emplacements se trouvant dans les agglomérations urbaines, ou bien près des locaux isolés à usage d'habitation. Ces emplacements sont définis comme étant situés :

- à moins de 40 mètres d'un établissement recevant plus de deux cents personnes ou d'un établissement autre que pétrolier ou gazier présentant tous risques d'incendie ou d'explosion.
- à moins de 15 mètres d'un immeuble à usage d'habitation autre que ceux visés à l'alinéa précédent. Cette dernière limite peut toutefois être ramenée à 10 mètres lorsque l'immeuble en cause est isolé, c'est-à-dire situé à plus de 200 mètres de tout autre local habité ou occupé par du personnel à poste fixe.

En tout état de cause, le domaine public national sera considéré comme appartenant à la zone

Elle comprend en outre les parties de la canalisation situées à l'intérieur des établissements pétroliers.

**ZONE II** - comprend : les emplacements situés dans les zones rurales, les pâturages, les terrains de culture, les forêts et les approches d'agglomérations.

**ZONE III** - comprend : les emplacements situés dans les régions désertiques.

Le classement des emplacements entre les trois zones précédentes est établi par le maître d'ouvrage de concert avec les services compétents du Ministère chargé des Hydrocarbures.

La pression maximale admissible en service pour chaque tube est telle que la contrainte circonférentielle correspondante du métal [13], calculée à l'aide de la relation donnée ci-dessus, soit limitée, par rapport à la limite d'élasticité  $Re_{02}$ .

Région	coefficient de sécurité: $S = \frac{\sigma_{adm}}{Re_{02}}$
	(conduite entrée ou à l'aire libre)
<b>ZONE I</b>	0.67
<b>ZONE II</b>	0.75
<b>ZONE III</b>	0.82

**Tableau III.2 : Coefficients de sécurité selon le RSA**

Le code ASME B 31.3 'ASME code pour la pression du pipe, et qui définit la corrélation.

$$P = \frac{Re_{02} \times Z \times N \times E' \times G}{2D_{may}} \quad (III.21)$$

Dans laquelle

**P** Pression calculée prévue, qui ne doit pas être dépassée pendant l'exploitation d'un pipeline.

**$N$**  Coefficient de sécurité, dépendant de la densité d'habitation et de construction (routes, voies ferrées, etc.)

**$E'$**  Facteur de joint ( $0,8 \leq E' \leq 1,0$ )

**$G$**  Coefficient qui tient compte de la variation de la limite élastique en fonction de la température.

En Allemagne les mêmes critères sont établis selon DIN 2413 par la relation :

$$Rv = \frac{D_{ext} \times P}{2 \sigma_{adm} \times V_N} \quad (III.22)$$

**$Rv$**  Contrainte équivalente

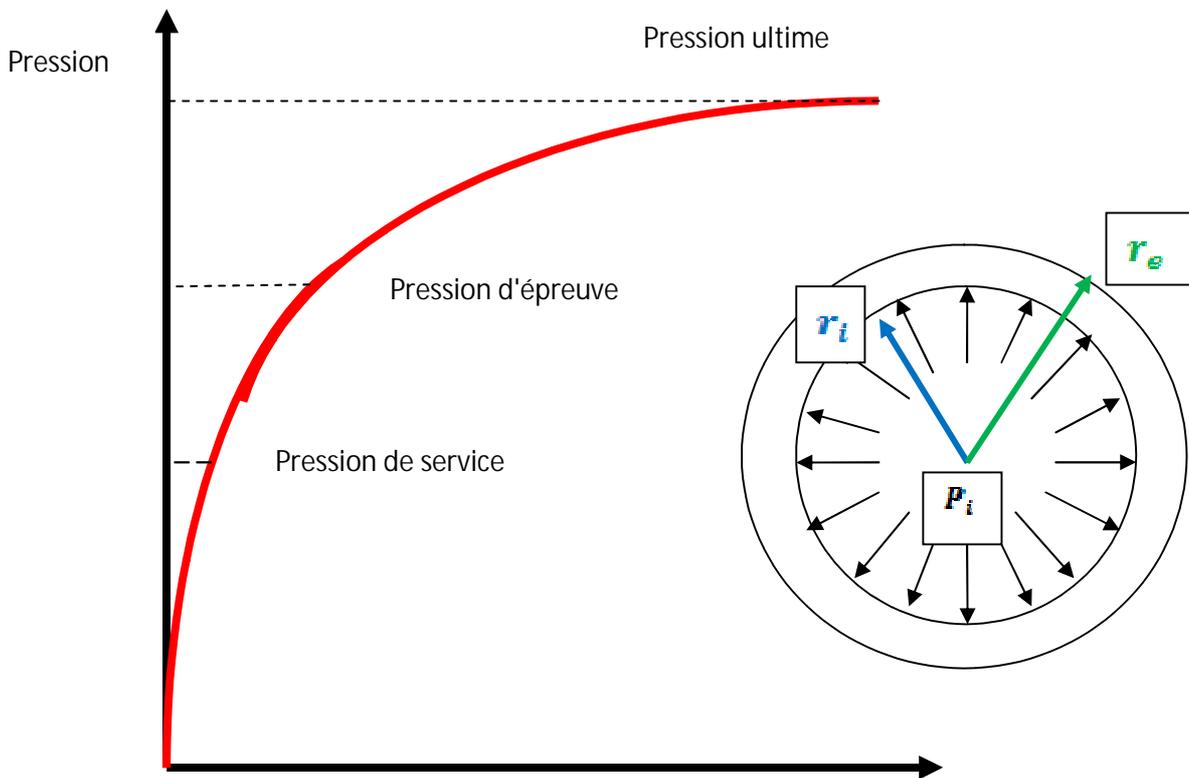
**$p$**  Pression calculée (c'est – à – dire la pression intérieure maximum possible d'un tronçon de conduite en considération de toutes les conditions possibles d'exploitation y compris coup de bélier etc.)

**$V_N$**  Coefficient de joint des soudures longitudinale et spirale.

**$\sigma_{adm}$**  Contrainte circonférentielle nominale admissible

### III.5 Essai des tubes avant la phase d'exploitation

On essaye les tubes avant la phase d'exploitation avec une pression d'épreuve limitée entre la pression ultime et la pression de fonctionnement réelle, et qui suit la fonction de la forme correspondante figure III.12. Les étapes d'essai à ce stade, nous permettent de vérifier l'intégrité des tubes, on utilise les rayons X ou la méthode à ultrasons.



**Figure III.12 : Chargement relatif de diamètre**

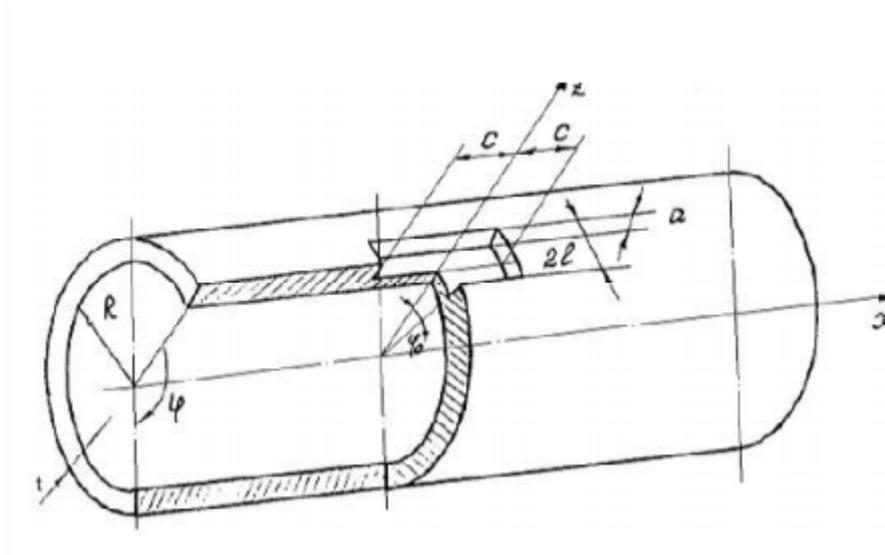
La figure suivante représente les niveaux de pression appliqués lors de l'essai, pour vérifier l'intégrité des tubes.

### III.6 Dimensionnement basé sur l'analyse limite

Nous avons analysé la résistance des tuyaux dans une situation idéale, où le tuyau est exempt de défauts, et où nous avons mis le seuil de pression qui peut être pris en charge par le tube. Du fait que les tubes peuvent être corrodés, et que le phénomène de corrosion est un problème à prendre en compte puisqu'il est considéré comme l'une des causes d'endommagement des tubes les plus répandues.

L'ensemble des lois expérimentales qui ont mis un seuil de pression critique et qui nous permettent de prendre en considération ces défauts de corrosion. Ces lois nous donnent deux types de défauts cylindriques et rectangulaires d'une manière comparative et en conformité

avec les règles de calculs. La forme suivante nous donne les dimensions d'une manière générale.



**Figure III.13 Représentation de la fissure sur un tube**

### III.7 Codes d'évaluation

On va évaluer la fissure extérieure de corrosion par plusieurs codes.

#### III.7.1 ASME B31G

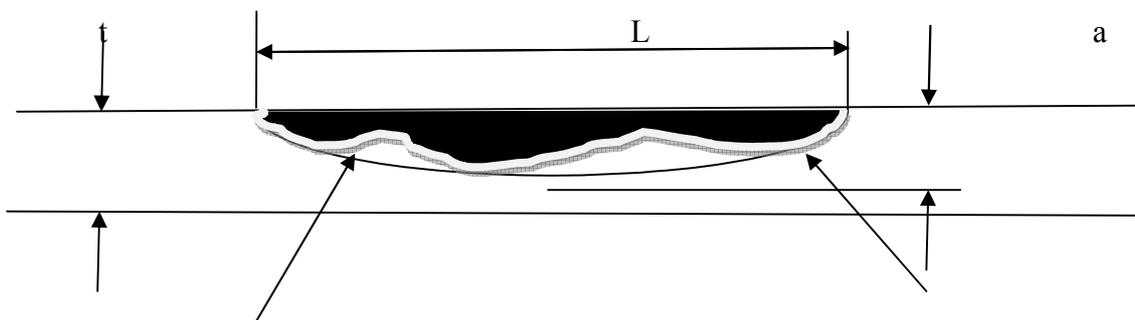
Le code ASME B31G est un code destiné à évaluer la résistance à la rupture résiduelle d'un tuyau corrodé. Il constitue un additif au code ASME B31 utilisé pour les tubes sous pression.

Ce code a été développé dans les années 60 au Battelle Memorial Institute(USA) et donne des méthodes semi empiriques pour vérifier la tenue en service de tuyaux corrodés. Basé sur un nombre relativement important d'essais en vraie grandeur sur des sections de tuyaux corrodés, il a été constaté que les aciers utilisés pour les tuyaux ont en générale une ténacité suffisante pour permettre la rupture ductile et donc que la ténacité n'est pas le paramètre essentiel mais la profondeur de corrosion. La rupture amorcée sur des défauts de corrosion émoussés est contrôlée par leur taille et la contrainte d'écoulement du matériau  $R_c$ . Les paramètres d'entrée comportent le diamètre extérieur du tuyau ( $D_{ext}$ ), l'épaisseur ( $t$ ), la limite d'élasticité minimale requise, la pression de service maximale [14], l'extension maximale longitudinale de la corrosion ( $2c$ ) et la profondeur du défaut ( $a$ ).

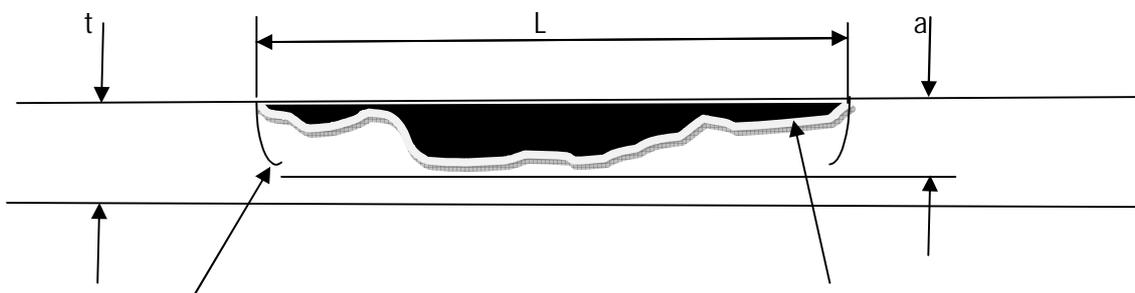
Selon le Code ASME B31G, l'équation de la rupture de tubes corrodés est établie à partir des données expérimentales et exprimée à partir des deux conditions suivantes :

Premièrement, la contrainte circonférentielle globale maximale ne peut pas excéder la limite d'élasticité du matériau.

Deuxièmement, un défaut de corrosion court est assimilé à sa projection selon une forme parabolique et un défaut de corrosion long est projeté selon une forme rectangulaire.



**Figure III.14 : Défaut de corrosion court projeté selon une forme parabolique.**



**Figure III.15 : Défaut de corrosion long projeté selon une forme rectangulaire.**

La surface de corrosion est calculée par cette formule  $A_{co} = t \times 2c$  représentée sur la figure III.16.

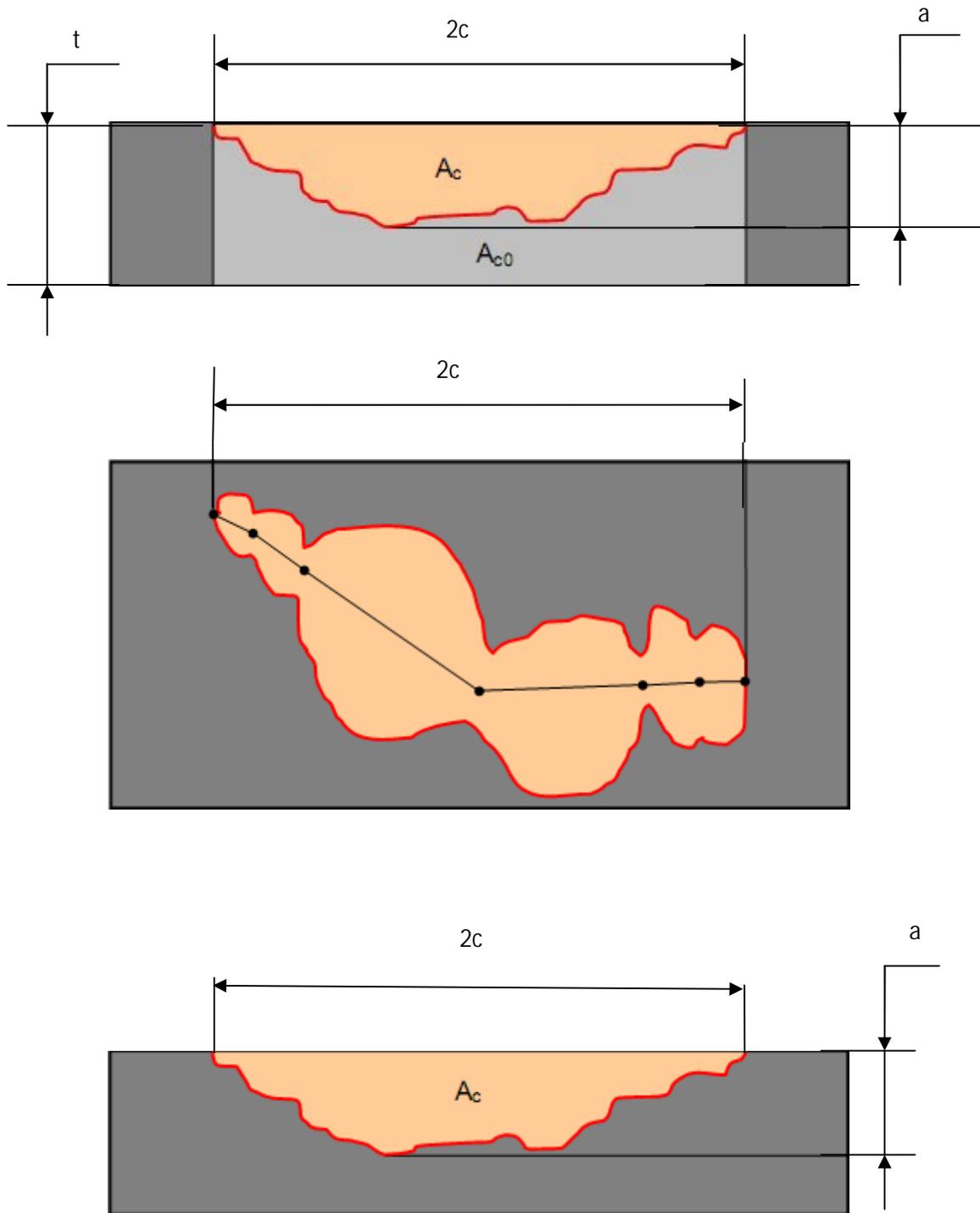
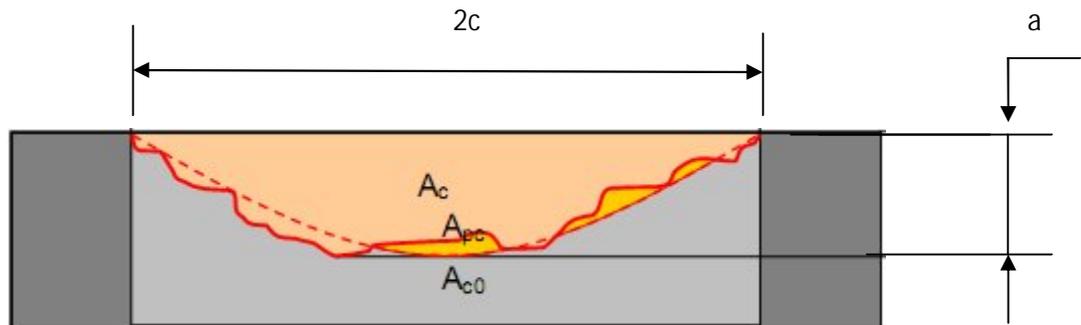


Figure III.16 : Face longitudinale imaginaire d'un défaut de corrosion

La surface corrodée est rapprochée. Selon la longueur ASME de défaut B31G assume une forme parabolique ou rectangulaire pour la corrosion. Pour des secteurs plus courts de corrosion, quand la longueur axiale de la surface affectée  $L$  est inférieure ou égale à  $\sqrt{20 \times D \times t}$ , la forme parabolique est employée (figure. III.17).

$$2c \leq \sqrt{20 \times D \times t}$$



**Figure III.17 : Surface corrodée parabolique assumée pour le défaut relativement court de corrosion (selon ASME B31G).**

Par conséquent les montants projetés de la surface  $A_{pc}$  de défaut :

$$A_c = \frac{2}{3} a \times 2c$$

La pression sûre maximum pour des défauts courts est définie comme :

$$P_{ult} = \frac{2 \cdot (1.1R_s) \times f \times T \times t}{D_{ext}} \cdot \left[ \frac{\left(1 - \frac{2}{3} \left(\frac{a}{t}\right)\right)}{\left(1 - \frac{2}{3} \left(\frac{a}{c \sqrt{1+A^2}}\right)\right)} \right] \quad (\text{III.23})$$

$f$  - facteur de conception approprié d'ASME B31.4, d'ASME B31.8, ou d'ASME B31.11, (normalement égale à 0.72)

T- la température sous-sollicitant le facteur du code B31 approprié (si aucun n'énumérait, T=1).

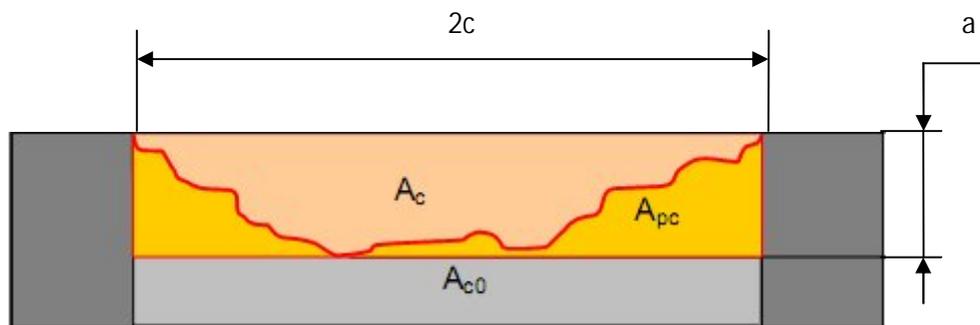
Dans les équations suivantes des facteurs de  $f$  et de T ne sont pas pris en compte. La plupart des auteurs supposent que les compagnies emploient leurs propres facteurs de sûreté de toute façon.

Le facteur de Folias est défini comme :

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \times \frac{(2c)^2}{D_{ext} \times t}} \quad (\text{III.24})$$

Pour de plus longs secteurs de corrosion l'approximation d'une forme parabolique n'est pas appropriée [15], quand l'équation III.23 est rencontrée, la forme est rectangulaire (Figure.III.18).

$$2c > \sqrt{20 \times D \times t}$$



**Figure III.18** Secteur rectangulaire supposé corrodé pour un plus long défaut de corrosion (selon ASME B31G /34/)

Pour ces longs défauts le secteur projeté  $A_{pc}$  s'élève :

$$A_c = t \times 2c$$

La pression d'échec est décrite par l'équation suivante, qui est concurremment égale au calcul d'épaisseur de paroi de repos.

$$P_{ult} = \frac{2 \cdot (1.1R_s) \times f \times T \times t}{D_{ext}} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{a}{t} \right) \right] \quad (\text{III.25})$$

Le facteur de Folias est infiniment haut ;

$$M = \infty$$

Récapitulatif, ASME B31G est une méthode conservatrice. Il contient des limitations, qui le rendent impossible de couvrir tous les défauts de corrosion, matériaux de pipe et charges :

L'équation de la rupture pour un tuyau corrodé varie selon la forme du défaut (parabolique et rectangulaire).

### III.7.2 Défauts paraboliques

$$A = \sqrt{0.8 \left( \frac{2c}{D_{\text{ext}}} \right)^2 \left( \frac{D_{\text{ext}}}{t} \right)} = 0.893 \left( \frac{2c}{\sqrt{D_{\text{ext}} \times t}} \right) \quad (\text{III.26})$$

**si  $A \leq 4$**

$$P_{\text{ult}} = \frac{2 \cdot (1.1R_e) t}{D_{\text{ext}}} \cdot \left[ \frac{\left( 1 - 0.667 \left( \frac{a}{t} \right) \right)}{\left( 1 - 0.667 \left( \frac{a}{t} \right) / M \right)} \right] \quad (\text{III.27})$$

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \left( \frac{2c}{D_{\text{ext}}} \right)^2 \left( \frac{D_{\text{ext}}}{t} \right)} = \sqrt{1 + A^2} \quad (\text{III.28})$$

$$P_{\text{ult}} = \frac{2 \cdot (1.1R_e) t}{D_{\text{ext}}} \cdot \left[ \frac{\left( 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{a}{t} \right) \right)}{\left( 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{a}{t \sqrt{1 + A^2}} \right) \right)} \right] \quad (\text{III.29})$$

Avec :

M est le coefficient de la flambage. la limite d'écoulement  $R_C$  est prise égal à  $R_c = 1.1R_e$

### III.7.3 Défauts rectangulaires

**si  $A > 4$**

$$P_{\text{ult}} = \frac{2 \cdot (1.1R_e) t}{D_{\text{ext}}} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{a}{t} \right) \right] \quad (\text{III.30})$$

### III.7.4 ASME B31G modifié ou 085DL:

Dans le code ASME B31G modifié la limite d'écoulement est considérée comme égale à :

$$R_m = 1,1R_e + 69 \text{ (MPa)}. \quad (\text{III.31})$$

Limite d'élasticité. Deux cas sont à considérer :

-cas 1 :

$$\left(\frac{2c}{R_{ext}}\right)^2 \cdot \left(\frac{R_{ext}}{t}\right) \leq 50 \text{ OU } A \leq 6.3 \quad (\text{III.32})$$

$$P_{ult} = \frac{2 \cdot (R_e + 69) t}{D_{ext}} \cdot \left[ \frac{\left(1 - 0,85 \left(\frac{2c}{t}\right)\right)}{\left(1 - 0,85 \left(\frac{2c}{t}\right) / M\right)} \right] \quad (\text{III.33})$$

Le facteur de flambement M est égal à :

$$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right) - 0,003375 \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^4 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right)^2} \quad (\text{III.34})$$

-cas 2 :

$$\left(\frac{2c}{R_{ext}}\right)^2 \cdot \left(\frac{R_{ext}}{t}\right) > 50 \text{ OU } A > 6.3 \quad (\text{III.35})$$

$$P_{ult} = \frac{2 \cdot (R_e) t}{D_{ext} - t} \cdot \left[ \frac{\left(1 - \left(\frac{2c}{t}\right)\right)}{\left(1 - \left(\frac{2c}{t}\right) / Q\right)} \right] \quad (\text{III.36})$$

Application du code ASME B31G modifié :

Le facteur de flambement M est égale à :

$$M = 3.3 + 0.032 \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right) \quad (\text{III.37})$$

Dans ce cas, la pression ultime décroît toujours avec la profondeur du défaut. la pression ultime calculée est peu sensible à la forme du défaut utilisé et les résultats sont beaucoup plus conservatifs dans le cas du code ASME B31G modifié. Il faut mentionner que l'utilisation du code ASME B31G est limitée à des défauts de corrosion avec un facteur de concentration de contrainte faible. Le cas des fissures sera examiné plus loin.

Le chargement est aussi limité à une pression interne. L'extension latérale du défaut n'est pas prise en compte mais une attention particulière sur les défauts réels tri dimensionnel

montre que son influence est mineure. Dans le cas où le défaut est non admissible selon le code ASME B31G, il est permis de reprendre l'analyse ou de faire un essai de pressurisation

### III.7.5 DNV RP-F101 [16]

Le code DNV RP-F101 est le code le plus complet sur l'acceptabilité des défauts de corrosion dans les tuyaux. Il permet de traiter tous les types de chargement pression interne mais aussi un chargement combiné. Le code DNV RP-101 propose deux méthodes pour trouver la pression ultime ;

- La première méthode est désignée sous le nom de facteur de sécurité partiel,
- La seconde comme le dimensionnement selon la contrainte admissible.

Le dimensionnement selon la contrainte admissible considère que les défauts n'interagissent pas et est présentée ici. La procédure de la méthode du facteur de sécurité partiel et des défauts interagissant est présentée dans le code DNV RP-101.

La réalisation du dimensionnement selon la méthode du code DNV RP-101, nécessite de définir le type de chargement (pression interne seule ou chargement combiné). la pression ultime est alors donnée par la relation :

$$P_{ult} = \frac{2R_m t}{D_{ext} - t} \left[ \frac{\left(1 - \left(\frac{a}{r}\right)\right)}{\left(1 - \left(\frac{a}{r}\right)/Q\right)} \right] \quad (\text{III.38})$$

Avec ;

Q le facteur de correction :

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left( \frac{(2a)^2}{\sqrt{D_{ext} t}} \right)} \quad (\text{III.39})$$

Selon le code DNV RP-101, la pression ultime ne doit pas dépasser la pression maximale en service, dans le cas contraire, le tuyau corrodé doit être réparé ou remplacé.

### III.7.6 Méthode de surface effective

$$P_{\text{ult}} = (Re + 69) \frac{2\tau}{D_{\text{ext}}} \left[ \frac{1 - \left(\frac{A_2}{A_0}\right)}{1 - \left(\frac{A_2}{A_0}\right) \times M^{-1}} \right] \quad (\text{III.40})$$

a) Si  $A \leq 6.3$

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2c_{\text{eff}}}{D_{\text{ext}}}\right)^2 \left(\frac{D_{\text{ext}}}{\tau}\right) - 0.003375 \left(\frac{2c_{\text{eff}}}{D_{\text{ext}}}\right)^4 \left(\frac{D_{\text{ext}}}{\tau}\right)^2} \quad (\text{III.41})$$

b) Si  $A > 6.3$

$$M = 3.3 + 0.032 \left(\frac{2c_{\text{eff}}}{D_{\text{ext}}}\right)^2 \left(\frac{D_{\text{ext}}}{\tau}\right) \quad (\text{III.42})$$

En que  $2c_{\text{eff}}$  effective de la corrosion

### III.7.7 Méthode RPA au 085dl modifié

Si  $A \leq 4$

$$P_{\text{ult}} = \frac{2 \cdot (Re + 69) \tau}{D_{\text{ext}}} \cdot \left[ \frac{\left(1 - 0.85 \left(\frac{A}{\tau}\right)\right)}{\left(1 - 0.85 \left(\frac{A}{\tau}\right) / M\right)} \right] \quad (\text{III.43})$$

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2c}{D_{\text{ext}}}\right)^2 \left(\frac{D_{\text{ext}}}{\tau}\right) - 0.003375 \left(\frac{2c}{D_{\text{ext}}}\right)^4 \left(\frac{D_{\text{ext}}}{\tau}\right)^2} \quad (\text{III.44})$$

Si  $A > 4$

$$P_{\text{ult}} = \frac{2 \cdot (Re + 69) \tau}{D_{\text{ext}}} \cdot \left[ \frac{\left(1 - \beta \left(\frac{A}{\tau}\right)\right)}{\left(1 - \beta \left(\frac{A}{\tau}\right) / M\right)} \right] \quad (\text{III.45})$$

$$\beta = 1 - \frac{2.5 \times 10^6}{A^{12}} \quad (\text{III.46})$$

$$M = 2.1 + 0.088 \times A^2 \quad (\text{III.47})$$

### III.7.8 Méthode PCORRC :

$$P_{ult} = \frac{2R_m \times t}{D_{ext}} \left[ 1 - \frac{a}{t} \times M \right] \quad (III.48)$$

AVEC

$$M = 1 - \exp \left[ -0.157 \frac{2c}{\sqrt{\frac{D_{ext}}{2} \times (t-a)}} \right] \quad (III.49)$$

### III.7.9 Choi [ch.03]

En se basant sur L'hypothèse d'analyse limite, les essais d'éclatement et l'analyse par élément finis Choi et al [17] ont proposé des solutions pour obtenir la pression ultime dans les tuyaux corrodés en fonction de ses facteurs : [  $D_{ext}/t, a, 2c, \sqrt{R_{int}t},$  ]

corrodés en fonction de [  $D_{ext}/t, a, 2c, \sqrt{R_{int}t},$  ] .

➤ Cas 1 :

$$\left( \frac{2c}{\sqrt{R_{int}t}} \right) < 6$$

$$P_{ult} = 0,9 \cdot \frac{2R_m t}{D_{int}} \left[ C_0 + C_1 \left( \frac{2c}{\sqrt{R_{int}t}} \right) + C_2 \left( \frac{2c}{\sqrt{R_{int}t}} \right)^2 \right] \quad (III.50)$$

➤ Cas 2 :

$$\left( \frac{2c}{\sqrt{R_{int}t}} \right) \geq 6 \quad (III.51)$$

$$P_{ult} = 1 \cdot \frac{2R_m t}{D_{int}} \left[ C_3 + C_4 \left( \frac{2c}{\sqrt{R_{int}t}} \right) \right] \quad (III.52)$$

$D_{int}$  est le diamètre interne

$$C_0 = 0,06 \left( \frac{a}{t} \right)^2 - 0,1035 \left( \frac{a}{t} \right) + 1 \quad (III.53)$$

$$C_1 = -0,69136 \left( \frac{a}{t} \right)^2 + 0,4548 \left( \frac{a}{t} \right) - 1,1447 \quad (III.54)$$

$$C_2 = 0,1163 \left( \frac{a}{t} \right)^2 - 0,1053 \left( \frac{a}{t} \right) + 0,0292 \quad (III.55)$$

$$C_3 = -0.0071 \left( \frac{\sigma}{\sigma_c} \right) + 0,0126 \quad (\text{III.56})$$

$$C_4 = -0.9847 \left( \frac{\sigma}{\sigma_c} \right) + 1,1101 \quad (\text{III.57})$$

### III.8 Programmation

L'organigramme pour le calcul des codes d'évaluation Choi ou tous les autres codes, est donné pour les langages de programmation suivant.

#### III.8.1 Programmation et exécution numérique

Nous présentons dans cette partie de ce chapitre introductif les méthodes utilisées pour l'évaluation de la nocivité des défauts dans l'industrie du transport des hydrocarbures. Toutefois, ces méthodes s'appliquent avec une précision suffisante aux aciers pour gazoducs à haute limite d'élasticité comme l'acier grade X52 X65 et X80. On est ainsi conduit naturellement à mettre en œuvre un programme pour ces codes par un langage de programmation pour gagner le temps et obtenir des résultats précis.

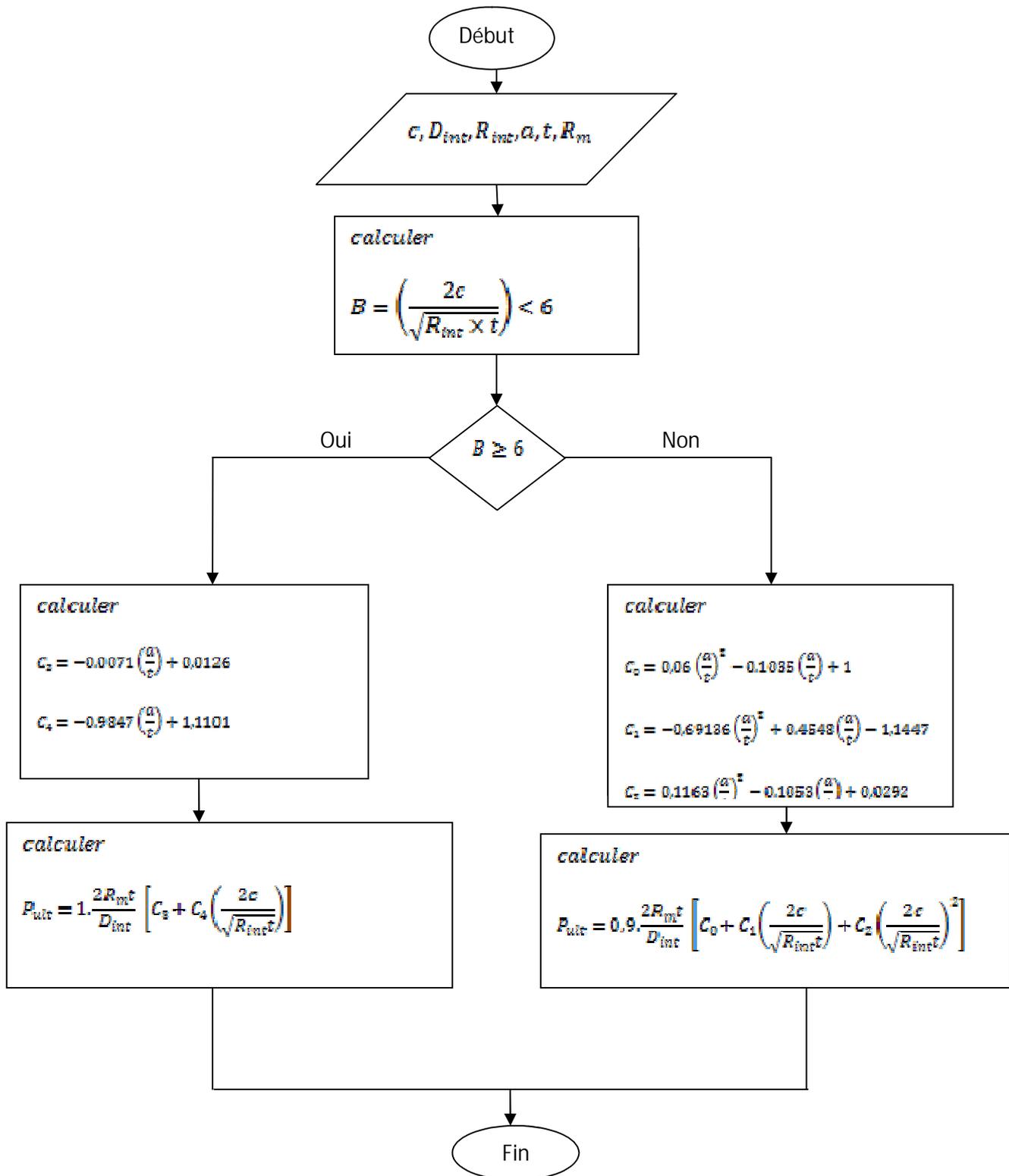


Figure III. 19 : Organigramme de calcul des différents codes

- Insérer les données ; Profondeur de la corrosion, l'épaisseur du tube, le diamètre intérieur et extérieur et la largeur de corrosion

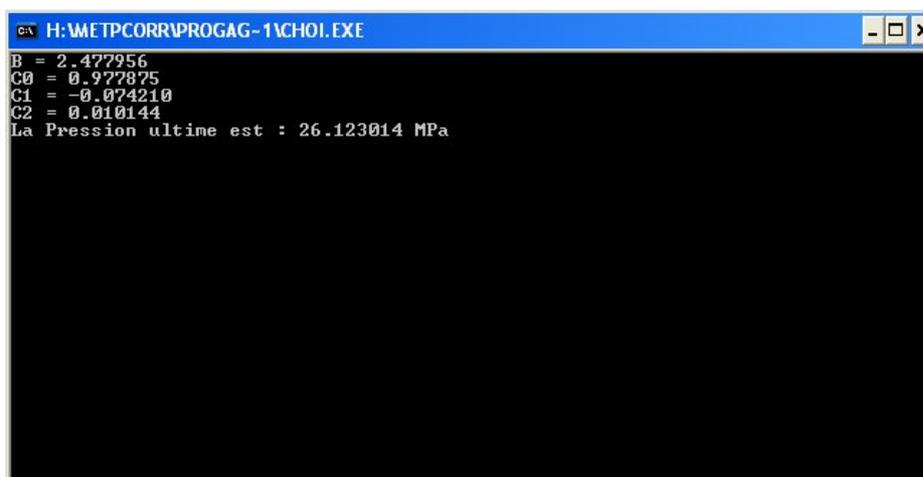


```

H:\METPCORR\PROGAG-1\CHOI.EXE
Entrer les valeurs suivantes
Rm : 738
a : 4.375
t : 17.5
Dint : 762
Rint : 372.25
c : 100

```

- Calcul des constantes  $C_i$  et de la pression ultime on distingue le défaut du tube



```

H:\METPCORR\PROGAG-1\CHOI.EXE
B = 2.477956
C0 = 0.977875
C1 = -0.074210
C2 = 0.010144
La Pression ultime est : 26.123014 MPa

```

### III.9 Analyse limite

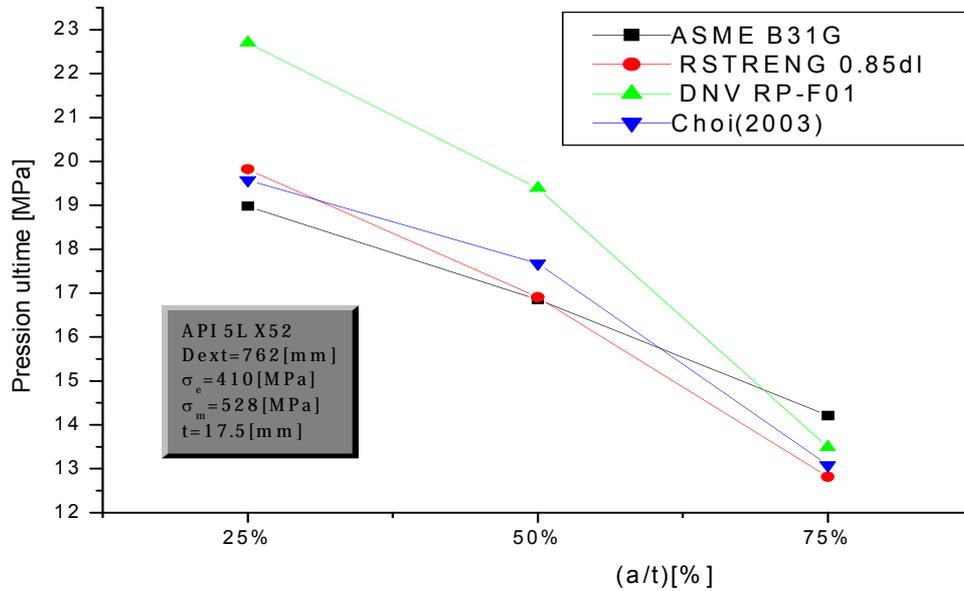
Les applications des codes d'évaluation nous permettent de calculer les pressions ultimes.

Nous présentons dans cette partie de ce chapitre introductif, les méthodes traditionnellement utilisées pour l'évaluation de la nocivité des défauts dans l'industrie du transport des hydrocarbures. Toutefois, ces méthodes s'appliquent avec une précision suffisante aux aciers pour gazoducs à haute limite d'élasticité comme l'acier grade X52 X65

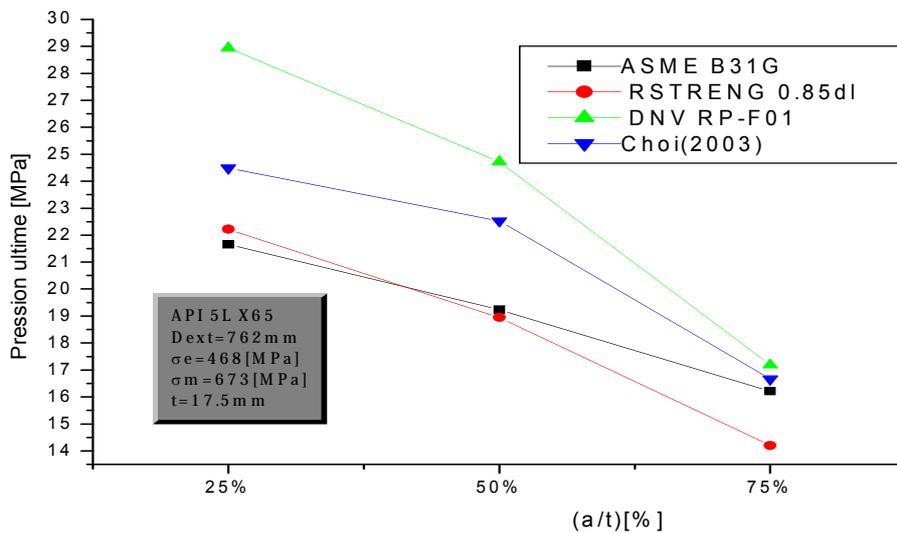
et X80. Pour cela, on a mis en œuvre un programme de calcul pour ces codes par un langage de programmation pour gagner le temps et obtenir des résultats précis.

Dimension de tube $D_{ext}=762\text{mm}$ $t=17.5\text{ mm}$ $L=2.3\text{m}$					Pression ultime						
Éprouvette	a [mm]	2c [mm]	2l [mm]	Taux d'endommagement [%]	Codes D'évaluation	API	5L	API	5L	API	5L
						X52		X65		X80	
	4.375	200	50	25%	ASME B31G	18.977		21.662		27.540	
					RSTRENG 0.85dl	19.820		22.220		27.475	
					DNV RP-F01	22.702		28.936		31.731	
					Choi(2003)	19.573		24.490		27.358	
	8.75	200	50	50%	ASME B31G	16.855		19.240		24.461	
					RSTRENG 0.85dl	16.905		18.952		23.434	
					DNV RP-F01	19.390		24.715		27.102	
					Choi(2003)	17.674		22.53		24.705	
	13.125	200	50	75%	ASME B31G	14.2069		16.217		20.617	
					RSTRENG 0.85dl	12.812		14.203		17.760	
					DNV RP-F01	13.487		17.190		18.851	
					Choi(2003)	13.081		16.674		18.284	

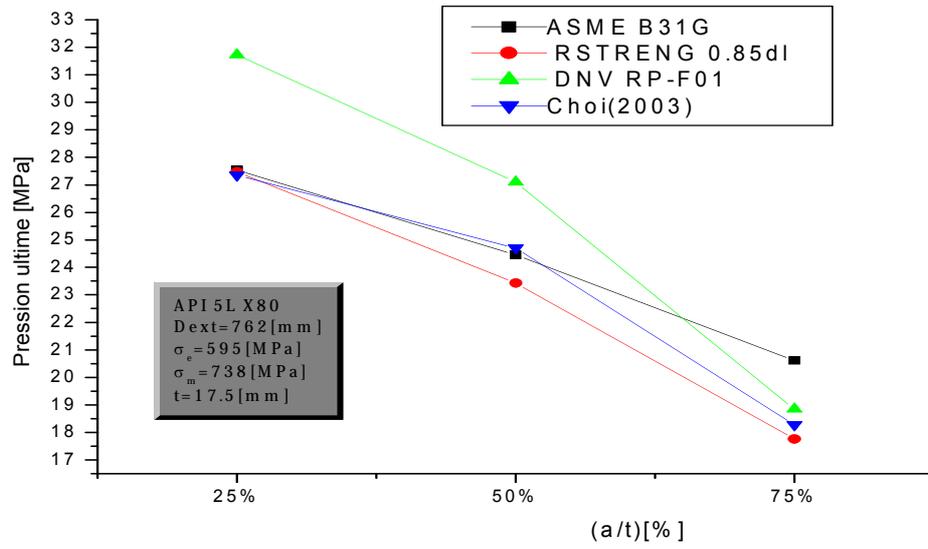
**Tableau III.3 Caractéristiques du gaz naturel à transporter**



**Figure III.20 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X52 ( $Re=410\text{MPa}, D_{ext}=762\text{mm}, t=17.5\text{mm}$ )**



**Figure III.21: Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X65 ( $Re=468\text{MPa}, D_{ext}=762\text{mm}, t=17.5\text{mm}$ )**



**Figure III.22 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X80 (Re=595MPa, D<sub>ext</sub>=762mm.,t=17.5mm)**

Dimension de tube $D_{ext}=459.4\text{mm}$ $t=8\text{mm}$ $L=2.3\text{m}$ $R=225.7$						Pression ultime					
Éprouvette	a	2c	2l	Taux	Codes	API	5L	API	5L	API	5L
	[mm]	[mm]	[mm]	d'endommagement [%]		D'évaluation	X52		X65		X80
	2	200	50	25%	ASME B31G	13.828		15.785		20.068	
					RSTRENG 0.85dl	14.248		15.974		19.751	
					DNV RP-F01	15.942		20.320		22.283	
					Choi(2003)	14.648		18.670		20.474	
	4	200	50	50%	ASME B31G	11.724		13.382		17.014	
					RSTRENG 0.85dl	11.364		12.740		15.754	
					DNV RP-F01	12.298		15.675		17.189	
					Choi(2003)	11.352		14.450		15.867	
	6	200	50	75%	ASME B31G	9.351		10.674		13.570	
					RSTRENG 0.85dl	7.894		8.849		10.942	
					DNV RP-F01	7.295		9.298		10.196	
					Choi(2003)	6.770		8.629		9.462	

Tableau.III.4 : Coefficients de sécurité selon le RSA

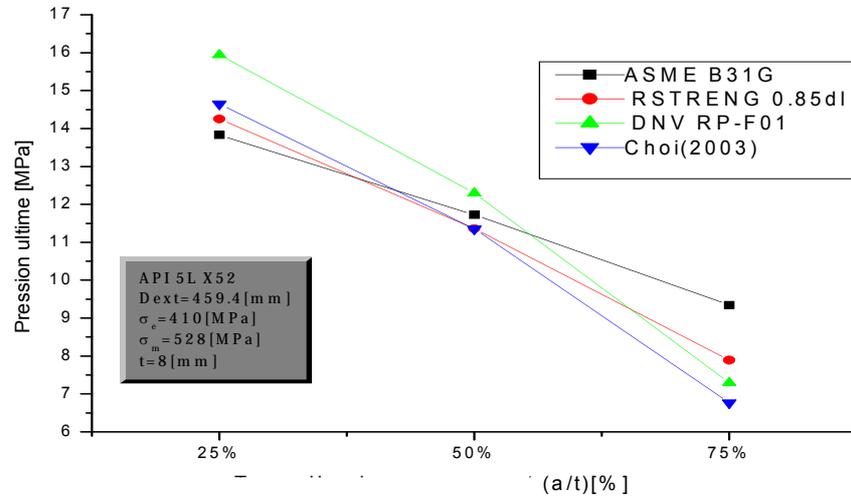


Figure III.23 VI.19 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X52 ( $Re=410$ MPa, $D_{ext}=459.4$ mm, $t=8$ mm)

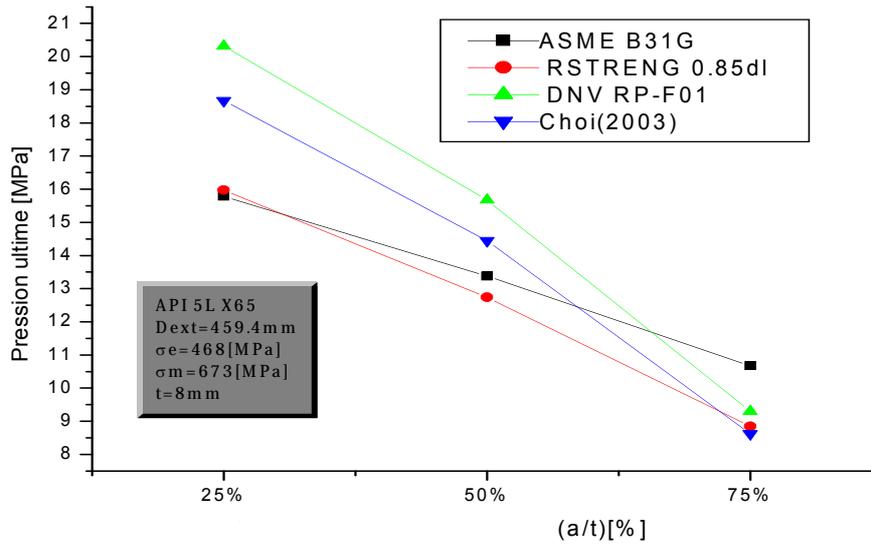
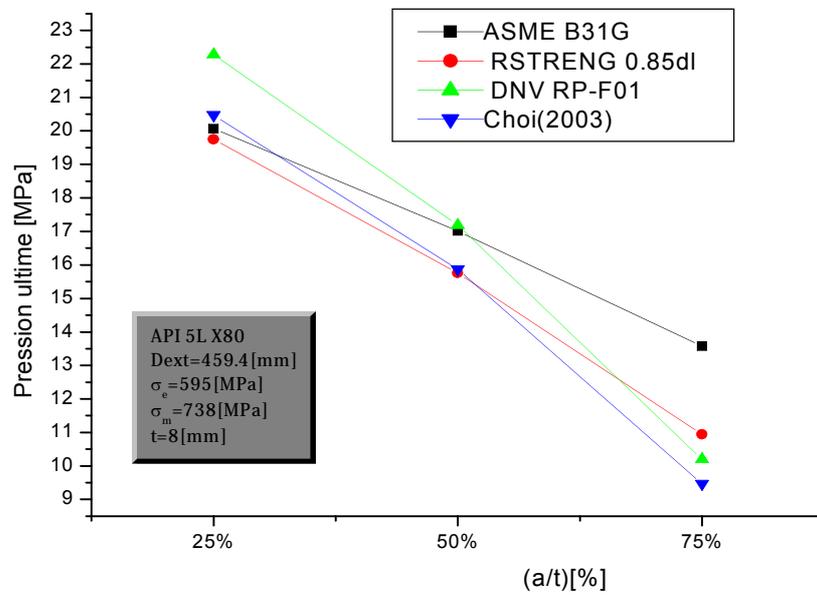


Figure III.240 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X65 ( $Re=468$ MPa, $D_{ext}=459$ mm.4, $t=8$ mm)



**Figure III.251 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X80 (Re=595MPa, Dext=459.4mm, t=8mm)**

Dimension de tube $D_{ext}=219.1\text{mm}$ $t=6.1\text{mm}$ $L=2.3\text{m}$ $R=106.5$						Pression ultime			
Éprouvette	a [mm]	2c [mm]	2l [mm]	Taux d'endommagement [%]	Codes D'évaluation	API X52 5L	API X65 5L	API X80 5L	
	1.525	200	50	25%	ASME B31G	18.835	21.499	27.333	
					RSTRENG 0.85dl	22.154	24.837	30.710	
					DNV RP-F01	24.600	31.355	34.384	
					Choi(2003)	23.977	30.864	33.845	
	3.05	200	50	50%	ASME B31G	12.556	14.333	18.222	
					RSTRENG 0.85dl	17.113	19.185	23.722	
					DNV RP-F01	17.915	22.835	25.041	
					Choi(2003)	16.990	21.655	23.747	
	4.575	200	50	75%	ASME B31G	6.278	7.166	9.111	
					RSTRENG 0.85dl	11.452	12.839	15.875	
					DNV RP-F01	9.869	12.580	13.79	
					Choi(2003)	9.765	12.447	13.649	

Tableau.III.5. : Coefficients de sécurité selon le RSA

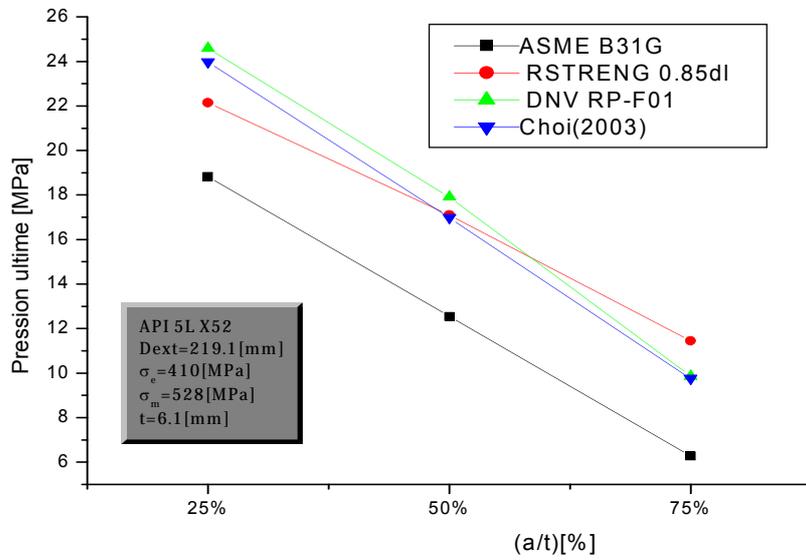


Figure III.26 VI.22 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X52 ( $Re=410$ MPa, $D_{ext}=219.1$ mm., $t=6$ mm)

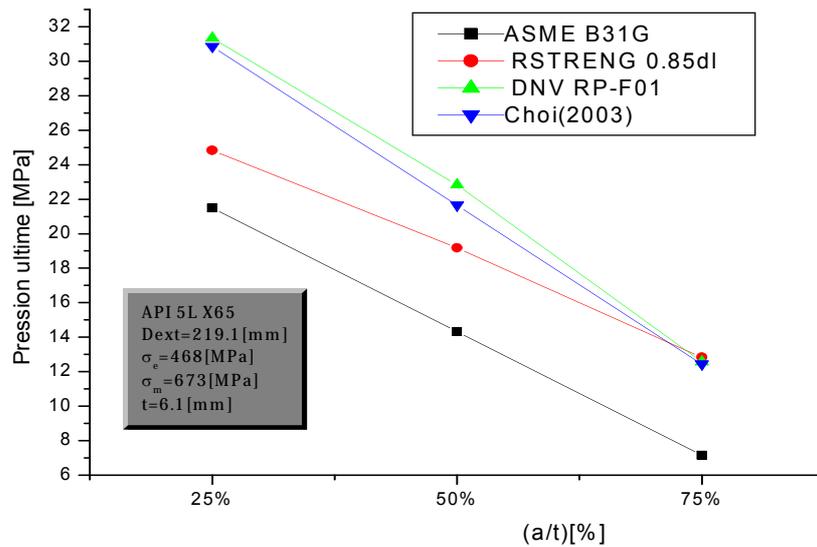
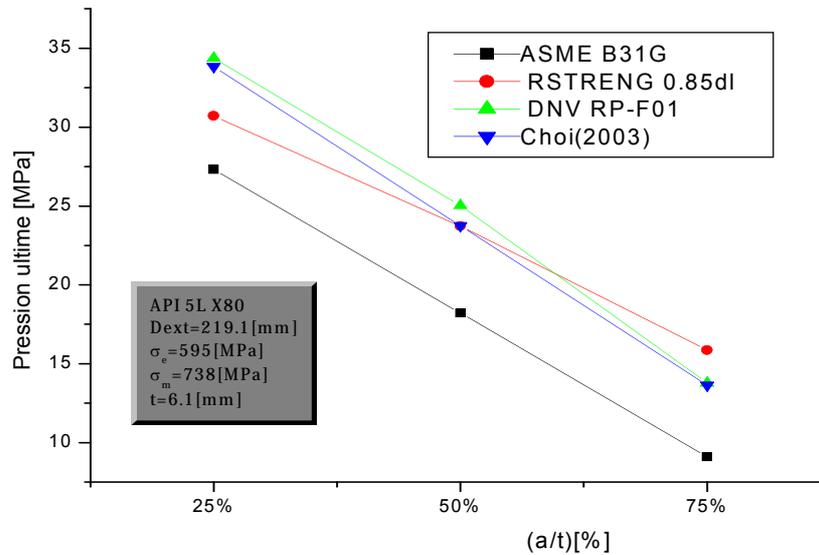


Figure III.27 23 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X65 ( $Re=468$ MPa, $D_{ext}=219.1$ mm, $t=6$ mm)



**Figure III.28.24 : Influence de la profondeur du défaut sur la pression ultime d'un tuyau en acier grade X80 ( $Re=595$ MPa,  $D_{ext}=219.1$ mm,  $t=6$ mm)**

### III.9 Modélisation et simulation numérique

La simulation numérique constitue une première étape de validation aussi proche que possible des données et conditions d'expérimentation. Dans le contexte de notre travail, l'échantillon de structure est essentiellement composé d'une éprouvette cylindrique (coque à simple courbure). Les matériaux des tubes sont en acier, relevant de modèles de comportement élastique ou élastoplastique [18]. La simulation associe une représentation géométrique, un modèle mécanique, un modèle de comportement matériel et une représentation des actions extérieures (conditions aux limites) [13]. On résumera ci-après les hypothèses retenues pour chacune de ces représentations.

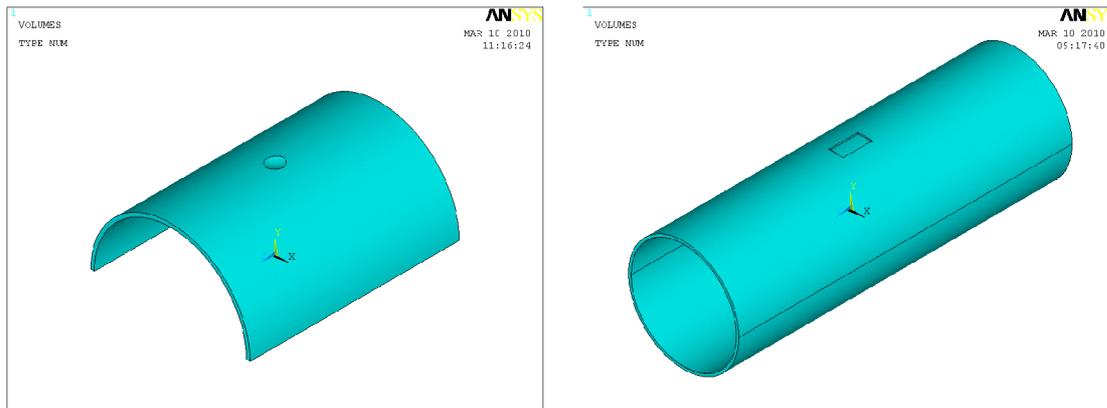
#### III.9.1 Représentation géométrique

On a considéré un modèle formellement identique aux tubes décrits dans les essais effectivement effectués (pris de la littérature). La représentation des tronçons de tubes admet

une section circulaire et une rectitude parfaite. Le diamètre moyen et l'épaisseur ont été considérés ici comme des valeurs nominales.

### III.9.2 Représentation mécanique

On a utilisé des éléments finis de coques minces disponibles dans le code de calcul ANSYS et adaptés à l'approximation de coques cylindrique à défaut rectangulaire ou parabolique.



**Figure III.29 : Coque cylindrique avec défaut parabolique**      **Figure III.30 : Coque cylindrique avec défaut rectangulaire**

### III.9.3 La méthode des éléments finis (MEF)

#### III.9.3.1 Principe de la Méthode des éléments finis

La méthode consiste à transformer une équation aux dérivées partielles en un système d'équations algébriques linéaires [18]. Pour cela on procède au départ à mailler le domaine d'étude en sous domaines appelés éléments finis. Les éléments peuvent être des triangles ou des quadrilatéraux pour le cas 2D et des tétraèdres ou d'hexaèdres pour le cas 3D [52][19].

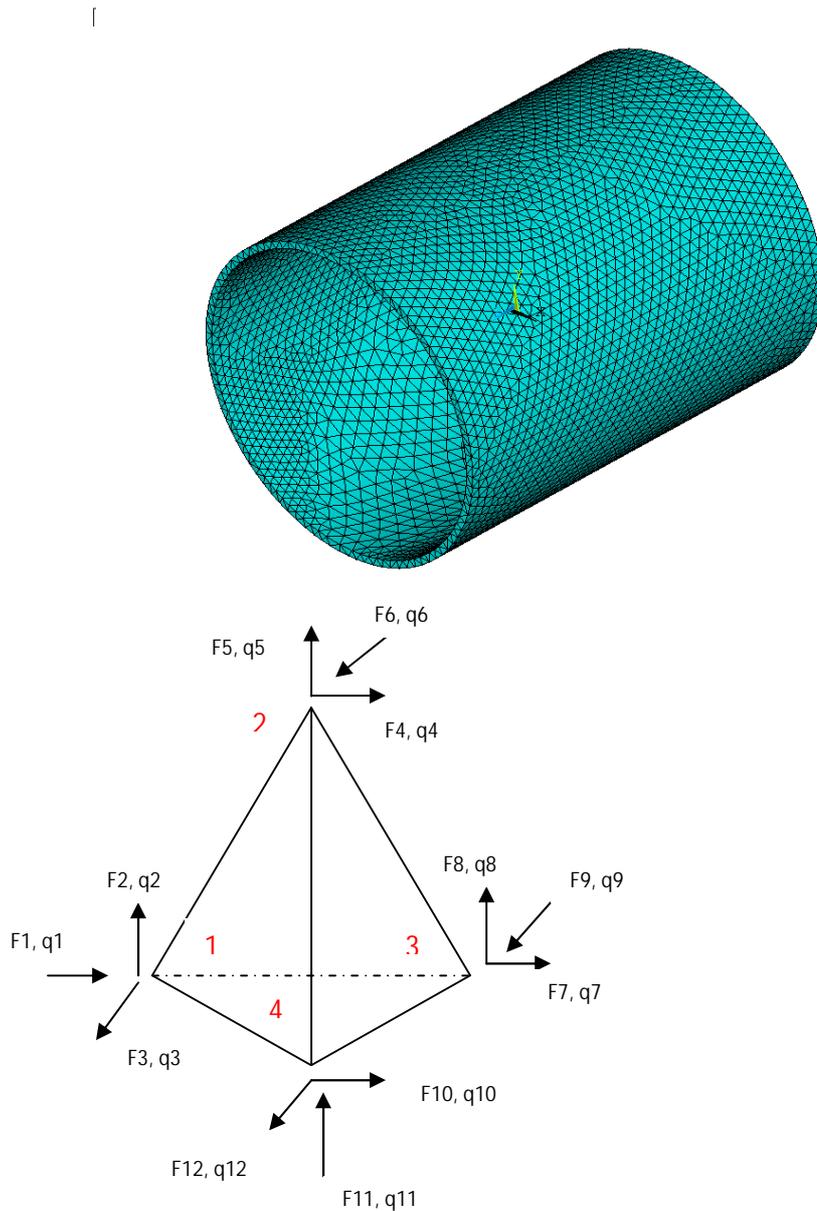
Selon le cas (2D ou 3D) chaque élément a un nombre définis de nœuds. En 3D, l'élément tétraédrique du premier ordre contient 4 nœuds, et l'élément du second ordre possède 10 nœuds [20].

Dans un élément finis, l'inconnu du problème est calculé en fonction des valeurs des nœuds (valeurs nodales). Les fonctions d'interpolation qui permettent ce calcul sont généralement des polynômes assurant la continuité de l'inconnu sur les interfaces des éléments.

Pour mettre en œuvre la méthode des éléments finis en 3D, on suit les étapes suivantes.

#### III.9.3.2 Discrétisation du domaine d'étude en éléments finis

Le domaine d'étude est subdivisé en un nombre déterminé de sous domaines dits éléments finis de formes prédéfinies. Dans notre cas des éléments tétraédriques sont utilisés (voir Fig. III.31).



**Fig. III.31:**Maillage d'un domaine cylindrique en éléments finis tétraédriques [21].

La subdivision tétraédrique du premier ordre a l'avantage de s'adapter à toute configuration géométrique et permet de traiter des expressions simples [22].

### III.9.3.3 Élément finis tétraèdre « enveloppe en1964 »

Chaque tétraèdre est repéré par ses quatre sommets et quatre nœuds (Fig. III.1), pour l'élément tétraèdre le déplacement de chaque nœud est approché par un polynôme du premier degré. En cartésien, le polynôme est de la forme suivant [23], [24];

$$U = c_1x + c_2y + c_3z + c_4.$$

On choisit aussi pour l'élément tétraèdre.

$$\begin{cases} u = c_1x + c_2y + c_3z + c_4 \\ v = c_5x + c_6y + c_7z + c_8 \\ w = c_9x + c_{10}y + c_{11}z + c_{12} \end{cases} \quad (1)$$

Condition aux limites, pour chaque nœud ;

$$\text{Nœud(1)} \quad u = q_1, v = q_2, w = q_3.$$

$$\text{Nœud(2)} \quad u = q_4, v = q_5, w = q_6. \quad (2)$$

$$\text{Nœud(3)} \quad u = q_7, v = q_8, w = q_9.$$

$$\text{Nœud (4)} \quad u = q_{10}, v = q_{11}, w = q_{12}.$$

Remplaçons (2) dans (1), on peut trouver et démontrer la formule suivant

$$\begin{aligned} u &= \frac{1}{3V} (A_{432}^{yz}x + A_{432}^{zx}y + A_{432}^{xy}z - 3V_{4320})q_1 \\ &\quad + \frac{1}{3V} (A_{431}^{yz}x + A_{431}^{zx}y + A_{431}^{xy}z - 3V_{4210})q_4 \\ &\quad - \frac{1}{3V} (A_{421}^{yz}x + A_{421}^{zx}y + A_{421}^{xy}z - 3V_{4210})q_7 \\ &\quad + \frac{1}{3V} (A_{321}^{yz}x + A_{321}^{zx}y + A_{321}^{xy}z - 3V_{4210})q_{10} \\ v &= \frac{1}{3V} (A_{432}^{yz}x + A_{432}^{zx}y + A_{432}^{xy}z - 3V_{4320})q_2 \\ &\quad + \frac{1}{3V} (A_{431}^{yz}x + A_{431}^{zx}y + A_{431}^{xy}z - 3V_{4210})q_5 \\ &\quad - \frac{1}{3V} (A_{421}^{yz}x + A_{421}^{zx}y + A_{421}^{xy}z - 3V_{4210})q_8 \\ &\quad + \frac{1}{3V} (A_{321}^{yz}x + A_{321}^{zx}y + A_{321}^{xy}z - 3V_{4210})q_{11} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
w &= \frac{1}{3V} (A_{432}^{yz}x + A_{432}^{zx}y + A_{432}^{xy}z - 3V_{4320})q_3 \\
&+ \frac{1}{3V} (A_{431}^{yz}x + A_{431}^{zx}y + A_{431}^{xy}z - 3V_{4310})q_6 \\
&- \frac{1}{3V} (A_{421}^{yz}x + A_{421}^{zx}y + A_{421}^{xy}z - 3V_{4210})q_9 \\
&+ \frac{1}{3V} (A_{321}^{yz}x + A_{321}^{zx}y + A_{321}^{xy}z - 3V_{4210})q_{12}
\end{aligned}$$

Où ;

$A_{pqr}^{ij}$  est la surface de la projection du triangle pqr sur le plan ij

$V$  est le volume de l'élément

$V_{pqr0}$  est le volume du tétraèdre formé par la surface (vertex) pqr avec O ; comme origine.

Suivent la même méthode qu'apparemment, on peut trouver la matrice de rigidité de l'élément qui est.

$$[K] = \int_{VOL} [A]^T [C] [A]$$

Avec  $[K] = [12 \times 12]$ ,  $[A]^T = [12 \times 6]$ ,  $[C] = [6 \times 6]$ ,  $[A] = [6 \times 12]$

Même chose pour la déformation et les contraintes équivalentes.

Où ;

la déformation ;  $\{\varepsilon\} = [A]\{G\}$

les contraintes équivalentes;  $\{\sigma\} = [C]\{\varepsilon\}$

### III.9.4 Répartition des contraintes équivalentes de Coque cylindrique avec défaut parabolique

1-Les contraintes équivalentes au sens de Von Mises sont réparties non-uniformément sur la génératrice du tube corrodé paraboliquement (figure III.32). On notera les effets de bord induits par les conditions aux limites.

Avec un pourcentage de pressions interne variable jusqu'à la pression maximale de service ou la contrainte équivalente de Von Mises est égale à la limite élastique de l'acier grade API 5L X65. Le taux d'endommagement est égale 50% .

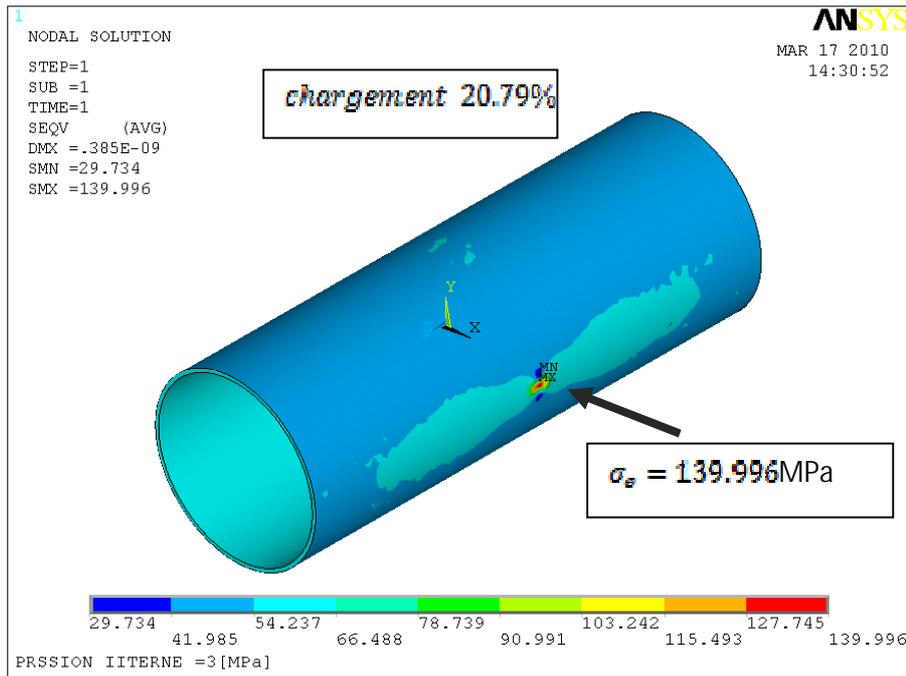


Figure III.32 Tube sous pression interne défaut parabolique  $P_i= 3\text{MPa}$

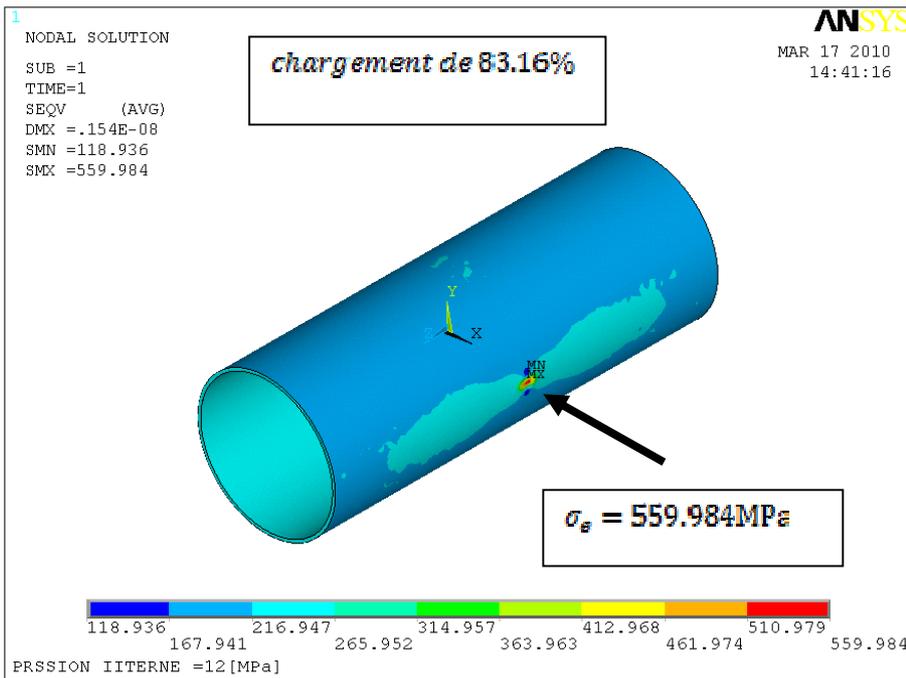
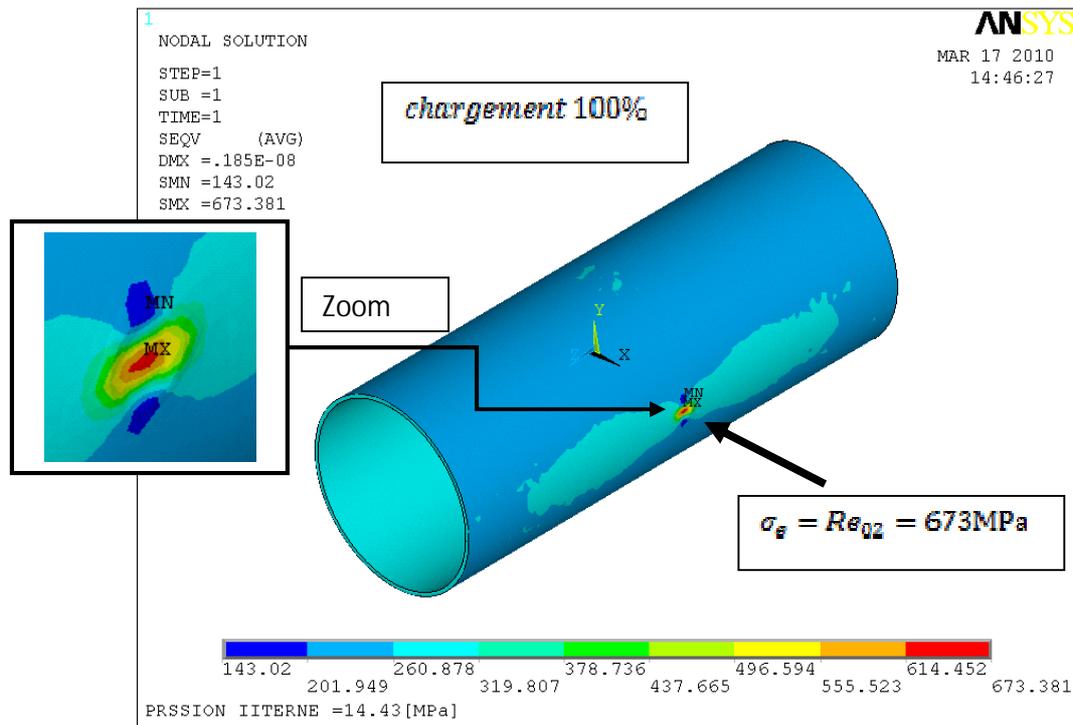


Figure. III.33 Tube sous pression interne défaut parabolique  $P_i= 12\text{MPa}$



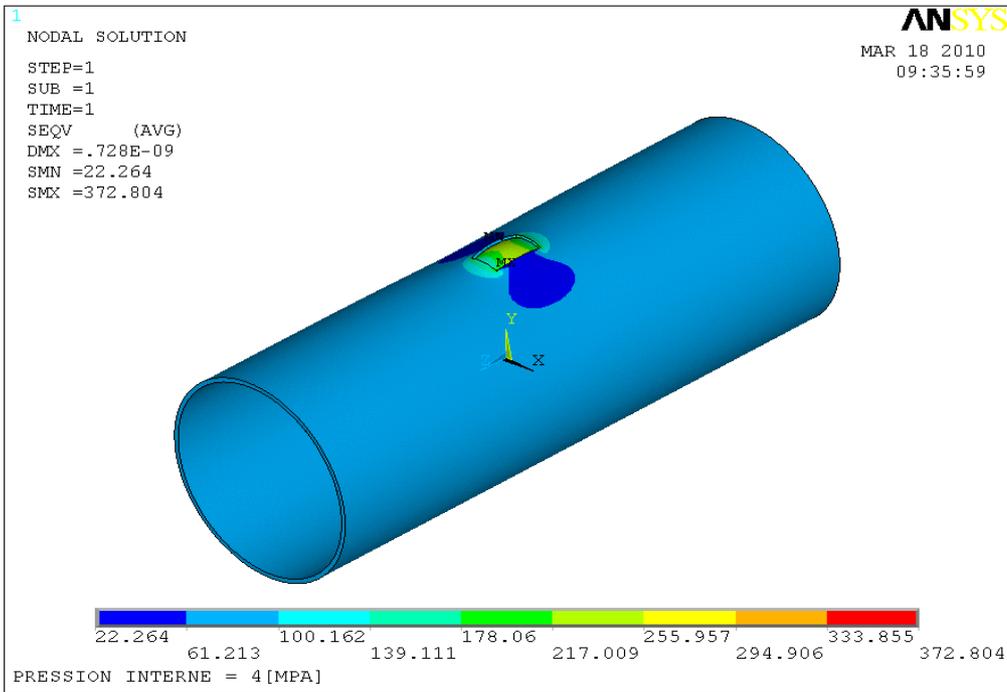
**Figure III.34** Tube sous pression interne défaut parabolique  $P_i = 14.43\text{MPa}$

Les figures III.32, III.33 et, III.34 représentent un tube cylindrique sous pression interne à défauts parabolique qui nous permet de constater l'effet de la variation de la pression interne sur la contrainte équivalente.

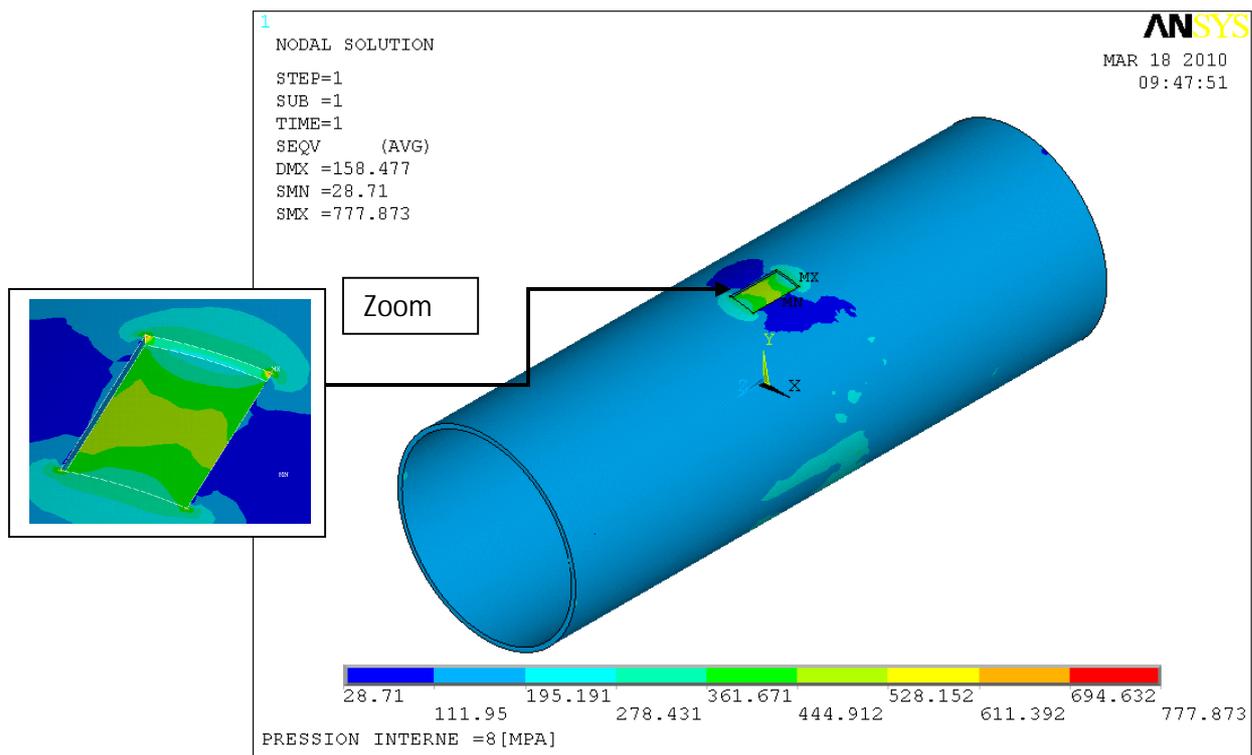
### III.9.5 Répartition des contraintes équivalentes de Coque cylindrique avec défaut rectangulaire.

2-Les contraintes équivalentes au sens de Von Mises sont réparties uniformément sur la génératrice du tube corrodé rectangulairement (figure III.35).

Avec un pourcentage de pression interne variable jusqu'à la pression maximale de service ou la contrainte équivalente de Von Mises est égale à la limite élastique de l'acier grade API 5L X65, le taux d'endommagement est égale 50% .



**Figure III.35** tube sous pression interne défaut rectangulaire  $P_i = 4$  MPa



**Figure III.36** tube sous pression interne défaut rectangulaire  $P_i = 8$  MPa

### III.10 Discussion et conclusion.

On a examiné, dans le contexte de l'analyse générale quelques aspects du comportement d'un tube sous chargement de pression intérieure. La simulation numérique a permis de mettre en évidence les caractéristiques phénoménologiques qui gouvernent le comportement du tube dans une canalisation. Les résultats obtenus montrent une bonne concordance entre les résultats des analyses mathématique et ceux obtenus par simulation numérique en ce qui concerne les contraintes dans le domaine élastique.

La simulation numérique a montré son intérêt pour l'interprétation des résultats et la possibilité d'obtenir des informations difficilement accessibles en expérimentation. On a pu montrer dans une première étape, par l'étude du taux d'endommagement des tubes corrodés pour deux défauts, cylindrique et parabolique. Le taux d'endommagement est de 50% pour le tube à défaut rectangulaire et que les contraintes sont réparties uniformément.

D'autre part, le modèle de matériau de type bilinéaire à écrouissage cinématique utilisé avec des éléments coque volumique à huit nœuds permet de suivre l'évolution des contraintes dans la mi-épaisseur où le défaut de corrosion jusqu'à l'apparition de la zone plastifiée.

Ces résultats promettent des perspectives d'exploitation des possibilités de la simulation numérique dans l'évaluation des charges ultimes sous des chargements combinés d'effort axial et de pression intérieure dans les pipelines.

## Conclusion Générale

---

---

# Conclusion Générale

---

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.

Dans le premier volet, nous avons étudié le comportement du tube sous l'effet de la pression interne, et qui nous a permis de constater que le tube fonctionne dans le domaine élastique. On a même considéré l'effet des conditions aux limites, et qui est négligeable.

Dans le deuxième volet, on a considéré le tube corrodé sous l'effet de deux paramètres différents, le dimensionnement et la pression interne comparée à la contrainte de Von Mises.

Se basant pour le calcul sur la contrainte ultime, utilisant quatre codes différents, pour chaque défaut séparément. On a pu constater que les résultats obtenus utilisant le code Choi étaient non constructif. La répartition des contraintes est uniforme

En premier on a examiné alors, dans le contexte de l'analyse générale quelques aspects du comportement d'un tube sous chargement de pression intérieure. La simulation numérique a permis de mettre en évidence les caractéristiques phénoménologiques qui gouvernent le comportement du tube dans une canalisation. Les résultats obtenus montrent une bonne concordance entre les résultats des analyses mathématiques et ceux obtenus par simulation numérique en ce qui concerne les contraintes dans le domaine élastique.

La simulation numérique a montré son intérêt pour l'interprétation de résultats et la possibilité d'obtenir des informations difficilement accessibles en expérimentation. On a pu montrer dans une première étape, par l'étude des déformations la relation existant entre les contraintes longitudinales et circonférentielles en modifiant les conditions aux limites imposées aux extrémités du tube.

D'autre part, le modèle de matériau de type bilinéaire à écrouissage cinématique utilisé avec des éléments coque volumique à quatre nœuds permet de suivre l'évolution des contraintes dans la mi-épaisseur où le défaut de corrosion jusqu'à l'apparition de la zone plastifiée.

Ces résultats promettent des perspectives d'exploitation des possibilités de la simulation numérique dans l'évaluation des charges ultimes sous des chargements combinés d'effort axial et de pression intérieure dans les pipelines.

Donc les aciers pour tuyaux présentant une grande ductilité d'où l'effet de confinement de la plasticité comme celui de l'écrouissage sont plus au moins pris en compte et contribue à une grande divergence des résultats obtenus entre eux et ceux considérés par rapport à la pression ultime réelle.

Enfin, il est nécessaire de rappeler que ces analyses sont basées sur l'utilisation des diagrammes basés sur des codes semi-empiriques d'évaluation. Cette analyse est acceptable jusqu'à un maximum autorisé.

Une suite sera donnée à cette analyse pour pouvoir évaluer avec plus de précision les taux d'endommagements, en prenant en considération d'autres critères comme les chargements combinés.

# BIBLIOGRAPHIE

---

---

## Références bibliographiques

---

- [1] Luc JOIN-LAMBERT, "generalites sur le transport international du gaz", (1995).
- [2] Ahmed MOKHTARI, "de l'intervention sur pipeline-methodes, procedures et moyens", SONATRACH / TRC / RTC(2005).
- [3] A. BOUZIANE-Thèse de Magistère en génie mécanique "contribution à la détermination des critères des qualités des tubes soudés soumis à une pression intérieure. université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES. Année universitaire 2007/2008.
- [4] 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
- [5] Rita C. C. Silva, João N. C. Guerreiro and Patricia R. C. Drach Automatic finite element solid modeling, "burst and error analyses of corroded pipelines. International of mechanics". issue 3. volume 2.2008 P82°
- [6] P.L. VERONIQUE NOBEL, "Etude du mécanisme d'action de monofluorophosphate de sodium comme inhibiteur de la corrosion des armatures métalliques dans le béton".
- [7] S. NESIC, SH. WANG, J. CAI. "Integrated CO<sub>2</sub> corrosion – multiphase flow model », Institute for corrosion and multiphase technology, Athens, Corrosion 2004, Nace, Houston, TX, 2004.
- [8] A. JENKINS. "Introduction to corrosion in oil and gas production », MI production Chemicals, Algiers, 2006.
- [9] KHOUKHI FAIZA .Thèse de Magistère. "Etude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans les milieux multiphasiques (Eau, huile et gaz)". UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES. Année universitaire 2007/2008.

- [10] DIRECTION DE LA PRODUCTION ET DU TRANSPORT DU GAZ. GAZODUC D'ALIMENTATION EN GAZ DE SOUASSI ET D'EL JEM. Société Tunisienne de l'électricité et du Gaz . ETUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT .MAI 2006
- [11] M. MEKKIDAOUADJI. « Les techniques de mesure de la vitesse de corrosion », Séminaire, Ecole d'ingénieur de Boumerdès, Dépt. Chimie Et Environnement, IAP du 20 au 24 mars 2004, p11, p 52-80.
- [12] J.C.SCULLY, "The Fundamentals of corrosion Engineering (McGraw Hill), 1967, chapitre" .2et3 .
- [13] FEDERAL DO PARANA..thèse de magistère . AVALIAÇÃO SIMPLIFICADA DA CAPACIDADE DE CARGA DE DUTOS CORROÍDOS. CURITIBA 2005
- [14] G.PLUVINAGE et J.CAPELLE."Etude d'un dimensionnement de conduite de gaz basée sur la mécanique de la rupture" se l'analyse limite.5<sup>èmes</sup> journées de mécanique de l'EMP Bordj El BAHRI .28-29 MARS 2006.
- [15] TOMASZ.SZARY ,Thèse de doctorat , "the Finite Element Method Analysis for Assessing the Remaining Strength of Corroded Oil Field Casing and Tubing. university Freiberg" . Freiberg, Le10.09.2006
- [16] RECOMMENDED PRACTICE DNV-RP-F101. CORRODED PIPELINES. OCTOBER 2004.
- [17] T.A.BUBENIC,B.N.LEIS,"Primer on design to avoid failure in steel transmission pipelines, Gas Research Institute", GRI-00/0229, January(2001).
- [18] B. Veit Phuong , " diagnostic des machine électriques par l'analyse du champs de fuite ", Thèse de Doctorat, INP Grenoble , octobre 2007.
- [19] D. V. Hutton, "Fundamentals of Finite Element Analysis», McGraw Hill. Inc2004.
- [20] J. JIN, "The Finite Element Method in Electromagnetics ", John Wiley & Sons, Inc, 2002.

[21] B. NECIB. "Cours des éléments finis approfondis", EDNCM . UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE Année universitaire 2007/2008.

[22] T. SON. "Couplage de la méthode des éléments finis avec la méthode PEEC : application à la modélisation de dispositifs électromagnétiques comprenant de systèmes de conducteurs complexes", Thèse de Doctorat, Université JOSEPH FOURIER, 2008.

[23] G. R. Liu S.S Quek, "The Finite Element Method: A Practical Course», Elsevier Science Ltd.2003.

[24] Y-W. Hwon , H. Bang, "The finite element method using Matlab", CRC Press .1997.

# APPENDICE

---

# Appendice

---

## APPEDICE 0-1 Program de calcul de code Choi

```
#include <stdio.h>
#include <conio.h>
#include "math.h"

void main()
{
    clrscr();
    float Rm,a,t,Dint,c,Rint,B,Pult;
    printf("Entrer les valeurs suivantes\n");
    printf("Rm : ");
    scanf("%f", &Rm);
    printf("\na : ");
    scanf("%f", &a );
    printf("\nt : ");
    scanf("%f", &t );
    printf("\nDint : ");
    scanf("%f", &Dint );
    printf("\nRint : ");
    scanf("%f", &Rint );
    printf("\nc : ");
    scanf("%f", &c );
    B= 2*c/sqrt(Rint*t);

    clrscr();

    printf("B = %f", B);
    getch();
    if(B>=6)
    {
        float C3,C4;
        C3=0.0071*(a/t)-0.0126;
        C4=-0.9847*(a/t)+1.1101;
        printf("\nC3 = %f \nC4 = %f", C3,C4);
        Pult=((2*Rm*t)/Dint)*(C4+C3*(2*c/sqrt(Rint*t)));
        printf("\nLa Pression ultime est : %f MPa", Pult);
        getch();
    }
    else
    {
        float C0,C1,C2;
        C0=0.06*pow(a/t,2)-0.1035*(a/t)+1;
        C1=-0.69136*pow(a/t,2)+0.4548 *(a/t)-0.1447;
        C2=0.1163* pow(a/t,2)-0.1053*(a/t)+0.0292;
        printf("\nC0 = %f \nC1 = %f \nC2 = %f", C0,C1,C2);
        Pult= ((0.9 * 2*Rm*t)/Dint)*(C0+C1*(2*c/sqrt(Rint*t))+C2*(pow(((2*c)/sqrt(Rint*t)),2)));
        printf("\nLa Pression ultime est : %f MPa", Pult);
    }
    getch();
}
```

## APPEDICE 0-1 Program de calcul de code ASEM B31G

```
#include <stdio.h>
#include <conio.h>
#include "math.h"

void main()
{
    clrscr();
    float a,t,A,Dext,c,Re,M,Pult;
    printf("Entrer les valeurs suivantes\n");
    printf("\na : ");
    scanf("%f", &a );
    printf("\nt : ");
    scanf("%f", &t );
    printf("\nDext : ");
    scanf("%f", &Dext );
    printf("\nRe : ");
    scanf("%f", &Re );
    printf("\nc : ");
    scanf("%f", &c );
    A= 0.893*(2*c)/sqrt(Dext*t);

    clrscr();

    printf("A = %f", A);
    getch();
    if(A<=4)
    {
        M = sqrt(1+pow(A,2));
        printf("\nM = %f", M);
        Pult=(2*1.1*Re*t/Dext)*((1-(2/3)*(a/t))/(1-(2/3)*(a/(t*M))));
        printf("\nLa Pression ultime est : %f MPa", Pult);
        getch();
    }
    else
    {
        Pult= ((2*1.1*Re*t)/Dext)*(1-(a/t));
        printf("\nLa Pression ultime est : %f MPa", Pult);
    }
    getch();
}
```

## APPEDICE 0-1 Program de calcul de code ASEM B31G

```
#include <stdio.h>
#include <conio.h>
#include "math.h"

void main()
{
    clrscr();
    float Rm,a,t,Dext,Q,Pult;
    printf("Entrer les valeurs suivantes\n");
    printf("Rm : ");
    scanf("%f", &Rm);
    printf("\na : ");
    scanf("%f", &a );
    printf("\nt : ");
    scanf("%f", &t );
    printf("\nDext : ");
    scanf("%f", &Dext );
    Q= sqrt(1+(0.31/sqrt(Dext*t)));
    printf("\nLe facteur de correction est : %f", Q);
    Pult = ((2*Rm*t)/(Dext-t))*((1-(a/t))/(1-(a/t)/Q));
    printf("\nLa Pression ultime est : %f MPa", Pult);

    getch();
}
```