

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ FRÈRES MENTOURI CONSTANTINE 1
FACULTÉ DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE



N° d'ordre :

N° de série :

THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT LMD

Spécialité : Génie Mécanique

Option : Construction Mécanique

***ÉTUDE ET ÉVALUATION DES CONTRAINTES DANS UN TUBE
CYLINDRIQUE CORRODÉ SOUS L'EFFET DE LA PRESSION
INTERNE***

PAR

KHIRECHE Abderraouf

Soutenue le 22 / 16 / 2022

Devant le jury :

Président :

Mr. BENISSAAD Smail Prof. Université Frères Mentouri, Constantine

Rapporteur :

Mme. LABED Zohra Prof. Université Frères Mentouri, Constantine

Examineurs :

Mr. NECIB Brahim Prof. Université Frères Mentouri, Constantine

Mr. CHEKROUD Said Prof. Ecole Nationale Polytechnique de Constantine

Mr. MOUADJI Youcef M.C.A Ecole Nationale Polytechnique de Constantine

Remerciements

En préambule de ma thèse, je remercie mon dieu ALLAH notre créateur de m'avoir donné la force, la volonté et le courage de faire ce travail.

Tout d'abord, mes plus respectueux remerciements s'adressent à mon encadreur Professeur Madame Zohra Labed, qui a accepté de diriger ce travail de Doctorat, et ses précieux conseils et son aide durant toute la période du travail

Mes sincères remerciements vont à Monsieur Benissaad Smail, professeur à l'Université des Frères Mentouri Constantine 1, pour avoir accepté la présidence du jury.

Je remercie également les membres du jury, qui ont bien voulu examines mon travail de thèse :

Professeur Necib Brahim

Professeur Chekroud Said

Docteur Mouadji Youcef

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui m'ont aidé par leurs conseils et leur soutien pour réaliser ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail à mes parents dont je suis fier, et surtout ma mère, lumière de ma vie et que grâce à elle je suis à ce niveau.

À mes frères, qui m'ont soutenu et ils étaient toujours à mes côtés.

Une spéciale dédicace à mon grand frère défunt CHOUAIB, qui était le premier à m'encourager et qui m'a motivé pour faire mon doctorat, et je prie Dieu de cette tribune qu'il ait pitié de lui.

Bien sûr, je n'oublierai pas ma grand-mère AKILA, qui m'est chère et près de mon cœur, elle était toujours avec moi.

Dédicace à tous mes chers amis et mes collègues de l'Université.

KHIRECHE ABDERRAOUF

Résumé

L'objectif de cette thèse repose sur deux axes différents. Le premier porte sur l'étude du tube fissuré sous l'effet de la variation de la pression interne et l'autre, l'avantage d'une réparation dans le but d'améliorer la durée de vie du pipeline.

En premier, on a réalisé une étude numérique comparative sur le comportement d'un pipeline en acier de type API X65, en variant son épaisseur sous l'effet d'une pression externe et interne variable en utilisant deux codes de calculs SolidWorks et ANSYS. On a pu obtenir la pression maximale que peut supporter le pipeline. En se basant sur ces résultats, on a créé un défaut circulaire de rayon $R = 50$ mm et de profondeur $a = 2$ mm sur la paroi externe puis sur la paroi interne et enfin les deux défauts parallèles et inversement. Les résultats numériques obtenus montrent que le défaut interne est le plus pénalisant.

On s'est intéressé ensuite à la création d'une fissure rectangulaire externe et interne et son effet sur deux tubes d'un acier API X80M en faisant varier les dimensions de la fissure avec une variation de la pression interne. A la fin, nous avons effectué une analyse numérique de l'effet de la fissure semi-elliptique et une étude comparative à l'aide du logiciel ANSYS, simulant deux méthodes de réparation, la première utilisant une demi-coquille et la seconde utilisant un patch composite (Carbone époxy). Les résultats obtenus nous ont permis de déduire l'efficacité de la réparation avec une amélioration de la durée de vie du tube. De plus la réparation par patch composite présente de meilleurs résultats par rapport à la réparation par demi-coquille.

Mots clé : Pipeline, acier, pression, simulation numérique, fissure, réparation, demi-coquille, patch, carbone époxy.

Abstract

The objective of this thesis is based on two different axes. The first is the study of the cracked pipe due to internal pressure variation and the other is the benefit of a repair to improve the life of the pipeline.

First, a numerical comparative study on the behavior of an API X65 type steel pipeline was conducted, varying its thickness under variable external and internal pressure using two SolidWorks and ANSYS calculation codes. We've been able to get the maximum pressure the pipeline can handle. Based on these results, a circular defect of radius $R = 50$ mm and depth $a = 2$ mm was created on the outer wall and then on the inner wall and finally the two parallel defects and vice versa. The numerical results obtained show that the internal defect is the most harmful.

We then looked at the creation of an external and internal rectangular crack and its effect on two tubes of an API X80M steel by varying the dimensions of the crack with a variation of the internal pressure. At the end, we carried out a numerical analysis of the effect of the semi-elliptical crack and a comparative study using the ANSYS software, simulating two repair methods, the first using a half-shell and the second using a composite patch (epoxy carbon). The results obtained allowed us to deduce the efficiency of the repair with an improvement in the life of the tube. In addition the composite patch repair present better results compared to the half-shell repair.

Keywords: Pipeline, steel, pressure, numerical simulation, crack, repair, half-shell, patch, epoxy carbon.

ملخص

يتمحور الهدف من هذه الأطروحة إلى محورين مختلفين. الأول هو دراسة الأنبوب المتصدع بسبب تباين الضغط الداخلي والآخر هو الفائدة من عملية الإصلاح لتحسين عمر الأنبوب.

الجزء الأول هو دراسة رقمية مقارنة لسلوك خط أنابيب فولاذ X65 من نوع API متفاوتة سماكته تحت ضغط خارجي وداخلي متغير باستخدام رمزي حساب SolidWorks و ANSYS. يمكننا الحصول على أقصى ضغط يمكن لخط الأنابيب التعامل معه. استناداً إلى هذه النتائج، تم إنشاء عيب دائري من نصف قطر $R = 50$ ملم وعمق $a = 2$ ملم على الجدار الخارجي ثم على الجدار الداخلي وأخيراً اثنين من العيوب المتوازية والمتعاكسة الجهة. وتظهر النتائج الرقمية التي تم الحصول عليها أن العيب الداخلي هو الأكثر ضرراً.

ثم قمنا بإنشاء شق مستطيل خارجي وداخلي وتأثيره على أنبوبين من فولاذ X80M API بتباين أبعاد الشق مع اختلاف الضغط الداخلي. وفي النهاية، أجرينا تحليلاً عددياً لتأثير الشق شبه بيضاوي ودراسة مقارنة باستخدام برنامج ANSYS مع القيام بمحاكاة لطريقتي إصلاح، الأولى باستخدام نصف الصدفة والثانية باستخدام رقعة مركبة (كربون إيبوكسي). وأتاحت لنا النتائج التي تم الحصول عليها أن نستنتج كفاءة الإصلاح مع تحسين عمر الأنبوب. وبالإضافة إلى ذلك، فإن إصلاح الرقعة المركبة يحقق نتائج أفضل مقارنة بإصلاح نصف الصدفة.

الكلمات المفتاحية: خط الأنابيب، الفولاذ، الضغط، المحاكاة العددية، صدع، الإصلاح، نصف صدفة، الرقعة، الكربون الإيبوكسي.

Liste des figures

Figure I.1. Résultats des essais d'éclatement	3
Figure I.2. (a) Pipeline fissuré en surface sous pression interne p et sous flexion globale M (b) définition de l'angle de fissure φ	4
Figure I.3. Un maillage typique pour $R_m/w = 5$, $a/w = 0.3$ et $\beta/\pi = 0.1$	5
Figure I.4. Pipeline avec une fissure de surface axiale interne finie, sous pression interne p : (a) géométrie du cylindre ; (b) la géométrie des fissures	5
Figure I.5. Navires sous pression	6
Figure I.6. Récipients d'essai de tuyaux avec des défauts usinés avec une profondeur de 50 % d'épaisseur de paroi pour (a) axisymétrique et (b) 6x6 défauts de patch	7
Figure I.7. Cylindrique avec une fissure externe semi-elliptique longitudinale.....	8
Figure I.8. Cylindrique avec une fissure interne semi-elliptique circonférentiel.....	9
Figure I.9. Sphérique avec une fissure semi-elliptique interne ou externe	9
Figure I.10. Pipeline fissurés sous flexion globale M	10
Figure I.11. Géométrie du pipeline avec une fissure interne : (a) Vue globale (b) Vue rapprochée d'une fissure.....	11
Figure I.12. Cylindre composite enveloppé dans un cerceau avec une fissure semi-elliptique interne.....	12
Figure I.13. (a) Pipeline avec fissure longitudinale, (b) Modèle géométrique, (c) Différentes formes de la structure réparée (pipeline, adhésif et patch)	13
Figure I.14. Figure I.14. (a) charges et contraintes ; (b) modèle maillé (Coupe longitudinale)	15
Figure I.15. Figure I.15. Pipeline avec fissure semi-elliptique	15
Figure I.16. Figure I.16. Tube bosselé utilisé dans le test de pression.....	16
Figure I.17. Figure I.17. Position et dimensions de la bosse (Dent)	17
Figure I.18. Disposition des jauges de contrainte.....	17
Figure I.19. Disposition du problème (a) cylindre avec fissure semi-elliptique interne, (b) cylindre avec fissure semi-elliptique externe, (c) géométrie en coupe transversale de la fissure semi-elliptique	19
Figure I.20. Défaut de la corrosion sur le pipeline	20
Figure I.21. Structure du pipeline de revêtement	20
Figure I.22. Modèle géométrique du système pipeline-sol	21
Figure I.23. Fissures transversales circonférentielles internes et externes	22

Figure I.24. Gain de masse lié à l'utilisation des hauts types d'acier pour des diamètres donnés	23
Figure I.25. Évolution des gazoducs depuis 50 ans	25
Figure I.26. Obtention des tubes sans soudure	32
Figure I.27. Mise en forme des tubes par le procédé « UOE »	33
Figure I.28. Soudage et finition des tubes par le procédé « UOE »	33
Figure I.29. Tubes soudés en spirale	34
Figure I.30. Corrosion dans les pipelines	36
Figure I.31. Causes des incidents significatifs des pipelines de transmission de gaz naturel entre l'année 1970 et 2016	37
Figure I.32. Corrosion uniforme d'un pipeline	37
Figure I.33. Corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal	38
Figure I.34. Représentation schématique du phénomène de corrosion érosion	38
Figure I.35. Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre	39
Figure I.36. Corrosion par piqûration	40
Figure I.37. Corrosion bactérienne	40
Figure I.38. Coupe métallographique montrant une corrosion sélective d'un laiton	41
Figure I.39. Fissuration par corrosion sous contrainte dans une structure en acier allié soudé	41
Figure I.40. Contrainte appliquée en fonction du nombre de cycles	42
Figure I.41. Vitesse de fissuration de l'acier API 5L X52 sous différents environnements gazeux	43
Figure I.42. Vitesse de fissuration dans un joint soudé en API 5L X60	43
Figure I.43. Effet de l'orientation des fissures sur la vitesse de fissuration de l'acier API 5L X65 (Sens T-L et T-S)	44
Figure I.44. Vitesse de fissuration de l'acier API 5L X70 sous différents environnements gazeux	44
Figure I.45. Vitesse de fissuration de l'acier API 5L X80 en présence d'hydrogène	45
Figure I.46. Méthode indirecte de contrôle non destructif	46
Figure I.47. Opération de soudage de la demi-coquille	47
Figure I.48. Procédé de réparation de la conduite par Patch composite	47
Figure II.1. Variation des contraintes en fonction du rayon	48
Figure II.2. Mécanisme de flambage d'un tube homogène sous l'effet de la pression externe	51
Figure II.3. Géométrie des deux pipelines (17.5mm et 12.7 mm).....	52

Figure II.4. Géométrie des deux pipelines (12.5 mm et 20 mm)	53
Figure II.5. Géométrie du pipeline d'épaisseur de 10 mm	53
Figure II.6. Géométrie de la demi-coquille	54
Figure II.7. Géométrie de Patch composite (Carbone époxy)	54
Figure II.8 Tétraèdres avec des angles faibles	55
Figure III.1. Tube soumis à une pression interne	58
Figure III.2. Contraintes de Von Mises et déplacements (Calcul analytique)	60
Figure III.3. Propriétés du maillage (Pipeline t = 17.5 mm)	60
Figure III.4. Propriétés du maillage (Pipeline t = 12.7 mm)	61
Figure III.5. Contraintes de Von Mises et déplacements des tubes	61
Figure III.6. Tube soumis à une pression externe	62
Figure III.7. Résultats des tubes soumis à une pression externe	63
Figure III.8. Résultats de la simulation du tube (SolidWorks et ANSYS)	64
Figure III.9. Contraintes et déplacements (SolidWorks et ANSYS)	64
Figure III.10. Secteur rectangulaire supposé corrodé pour un plus long défaut de corrosion (selon ASME B31G /34/)	65
Figure III.11. Contraintes de Von Mises au voisinage du défaut externe.....	66
Figure III.12. Distribution des contraintes de Von Mises (Défaut externe) et l'Histogramme des déplacements	66
Figure III.13. Maillage des tubes au voisinage du défaut	67
Figure III.14. Résultats de simulation des tubes avec défaut interne	67
Figure III.15. Contraintes de Von Mises au voisinage du défaut (Zoom)	68
Figure III.16. Les contraintes de Von Mises et l'Histogramme des déplacements (Défaut interne)	68
Figure III.17. Distribution des déplacements (Défaut interne)	69
Figure III.18. Résultats de la simulation des tubes avec les deux défauts parallèles (Interne et externe) : (a) Défaut externe, (b) Défaut interne	69
Figure III.19. Contraintes de Von Mises et déplacements des tubes : (a) Contraintes de Von Mises, (b) Déplacements des tubes	70
Figure III.20. Variation des déplacements (Défauts parallèle) : (a) Déplacements sans et avec défauts, (b) Déplacement au bord des défauts	70

Figure III.21. Contraintes de Von Mises des tubes avec les deux défauts : (a) ANSYS, (b) SolidWorks	71
Figure III.22. Contraintes Von Mises et déplacements des tubes : (a) Contraintes de Von Mises, (b) Déplacements des tubes	71
Figure III.23. Variation des déplacements (Défauts inverses) : (a) Défaut externe (rouge), (b) Défaut interne (bleu)	72
Figure III.24. Maillage des conduites : a) Maillage des tubes; b) Maillage fin de la fissure	73
Figure III.25. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la profondeur des fissures	73
Figure III.26. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la largeur des fissures	74
Figure III.27. Zone fissurée : (a) Fissure interne (ANSYS), (b) Fissure interne (SolidWorks)	74
Figure III.28. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la profondeur des fissures (Fissure interne)	75
Figure III.29. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la largeur des fissures (Fissure interne)	75
Figure III.30. Résultats de pipeline sans fissure	77
Figure III.31. Surface corrodée parabolique assumée pour le défaut relativement court de corrosion (selon ASME B31G)	77
Figure III.32. Présentation du maillage tétraédrique (Tetrahedrons) et des contours	78
Figure III.33. Résultats de la simulation du pipeline avec une fissure externe semi-elliptique	79
Figure III.34. K_I des six contours pour les différentes pressions	80
Figure III.35. K_{II} des six contours pour les différentes pressions	81
Figure III.36. Résultats de la simulation de pipeline réparé par demi-coquille	83
Figure III.37. K_I des six contours pour les différentes pressions (Réparation par demi-coquille)	84
Figure III.38. K_{II} des six contours pour les différentes pressions (Réparation par demi-coquille)	85
Figure III.39. Résultats de la simulation de pipeline réparé par Patch composite	86
Figure III.40. K_I des six contours pour les différentes pressions (Réparation par Patch)	87
Figure III.41. K_{II} des six contours pour les différentes pressions (Réparation par Patch)	88

Liste des tableaux

Tableau I.1. Evolution des conditions de transport des pipelines	23
Tableau I.2. Caractéristiques mécaniques	26
Tableau I.3. Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL1)	26
Tableau I.4. Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL2)	27
Tableau I.5. Composition chimique en % (Tubes de conduite PSL1 soudés)	28
Tableau I.6. Composition chimique % (Tubes de conduite PSL2 soudés)	29
Tableau I.7. Les principaux facteurs de risques	36
Tableau III.1. Dimensions des tubes sous pression interne et les contraintes circonférentielles, radiales et de Von Mises	58
Tableau III.2. Déplacements des deux tubes pour les cas des cylindres ouvert et fermé	59
Tableau III.3. Propriétés mécaniques de l'acier API X 65	60
Tableau III.4. Dimensions du tube sous pression externe et les contraintes circonférentielles et radiales	63

Table des matières

INTRODUCTION	1
CHAPITRE I Recherche bibliographique	
I.1. Travaux précédents (État de l'art)	3
I.2. Les pipelines	22
I.3. Les gazoducs	24
• Gazoducs de collecte	24
• Gazoducs de transport	24
• Gazoducs de distribution	24
I.4. La différence entre un oléoduc et un gazoduc	25
I.5. Caractéristiques mécaniques des aciers API	25
• Différences entre l'API 5L PSL1 et l'API 5L PSL2	27
I.6. Composition chimique des aciers API 5L	28
I.7. Caractéristiques chimiques et microstructure des tubes	29
I.8. Fabrication de tubes	30
I.8.1. Types des tubes	31
I.8.1.1. Fabrication des tubes sans soudures (Le laminage)	31
I.8.1.2. Fabrications des tubes soudés	32
• Les tubes soudés longitudinalement	32
a- Formage	32
b- Soudage	32
c - Expansion et calibrage	32
• Les tubes soudés en spirale	33
I.9. Définition de la corrosion	34
I.10. Mécanisme de la corrosion	34
I.11. Corrosion dans les pipelines	35
• Les causes des incidents significatifs des pipelines	36
I.12. Types de corrosion	37
I.12.1. Corrosion uniforme	37

I.12.2. Corrosion localisée	37
I.12.3. Corrosion érosion	38
I.12.4. Corrosion Galvanique	39
I.12.5. Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse	39
I.12.6. Corrosion induite microbiologiquement (CIM)	40
I.12.7. Corrosion sélective	40
I.12.8. Corrosion sous contrainte mécanique (C.S.C.)	41
I.12.9. Corrosion fatigue	42
I.13. Vitesse de fissuration des aciers de tubes	42
• Facteur d'intensité de contrainte	45
I.14. CONTROLE NON DESTRUCTIF	46
• Les différentes techniques de contrôle non destructif	46
I.15. Types de réparation	47
I.15.a. Réparation par demi-coquille	47
I.15.b. Réparation par Patch composite (Carbone époxy)	47

CHAPITRE II Équations mathématiques et géométrie

II.1. Introduction	48
II.2. Calculs des contraintes	48
II.3. Calcul des déplacements	51
II.4. Géométrie et maillage	52
II.4.a. Géométrie	52
• Le matériau API 5L	54
II.4.b. Maillage	55

CHAPITRE III Résultats et discussion

INTRODUCTION	56
III.1 Pipeline sans défaut	57
III.1.1. Pipeline sans défaut soumise à une pression interne	57
- Calcul des déplacements	59
III.1.2. Pipeline sans défaut soumise à une pression externe	62

- Calcul des déplacements	63
III.2. Pipeline avec défaut circulaire soumis à une pression interne	64
III.2.1. Simulation des pipelines avec défaut externe	65
III.2.2. Simulation des pipelines avec défaut interne	66
III.2.3. Simulation des pipelines avec deux défauts parallèles	69
III.2.4. Simulation des pipelines avec deux défauts inverses	71
III.3. Pipeline avec fissure rectangulaire et semi elliptique	72
III.3.1. Avec fissure rectangulaire	72
III.3.1.1. Fissure externe	72
III.3.1.2. Fissure interne	74
III.3.2. Fissure semi-elliptique	76
III.3. Réparation par demi-coquille	82
III.4. Réparation par Patch composite (Carbone époxy)	85
CONCLUSION	89
Références	92

Nomenclature

σ_{zz}	Contrainte axiale	(MPa)
$\sigma_{\theta\theta}$	Contrainte circonférentielle	(MPa)
σ_{VM}	Contrainte de Von Mises	(MPa)
σ_{∞}	Contrainte infinie	(MPa)
σ_{rr}	Contrainte radiale	(MPa)
U_r	Déplacements	(mm)
D_{moy}	Diamètre moyenne	(mm)
b	Diamètre extérieur du pipeline	(mm)
a	Diamètre intérieur du pipeline	(mm)
t	Épaisseur du pipeline	(mm)
K	Facteur d'intensité de contrainte	
K_I	Facteur d'intensité de contrainte en mode I	(MPa/mm ^{0.5})
K_{II}	Facteur d'intensité de contrainte en mode II	(MPa/mm ^{0.5})
FIC	Facteur d'intensité de contrainte	(MPa/mm ^{0.5})
R_e	Limite élastique	(MPa)
A	Longueur de la fissure	(mm)
ν	Module de poisson	
E	Module de Young	(MPa)
P_i	Pression interne	(MPa)
P_0	Pression externe	(MPa)
P_r	Profondeur de la fissure	(mm)
r	Rayon moyen du pipeline	(mm)
r_i	Rayon intérieur du pipeline	(mm)
r_e	Rayon extérieur du pipeline	(mm)
R_m	Résistance à la traction	(MPa)
A_c	La surface de perte de métal par corrosion	(mm ²)
A_{co}	La surface sans défaut de corrosion	(mm ²)
A_{pc}	La surface de défaut	(mm ²)

INTRODUCTION

Le transport par pipelines est le mode de transport préféré pour le liquide et le gaz par rapport aux modes concurrents tels que le rail et le camion pour plusieurs raisons : Ils sont moins nocifs pour l'environnement, moins susceptible d'être volés et plus économique, sûr, pratique et fiable que les autres modes. Les pipelines peuvent faire référence à des systèmes de collecte (de la tête de puits aux installations de traitement), aux lignes de transport (zones d'approvisionnement des marchés) ou aux pipelines de distribution (le plus souvent pour transporter le gaz naturel vers les petites ou moyennes unités de consommation) [1]. Les pipelines jouent un rôle très important dans le transport, car la majeure partie du pétrole passe par des oléoducs sur au moins une partie du trajet. Une fois le pétrole brut séparé du gaz naturel, des pipelines transportent le pétrole vers un autre transporteur ou directement vers une raffinerie. Les produits pétroliers voyagent ensuite de la raffinerie au marché par camion-citerne, camion, wagon-citerne ou pipeline [2]. La plupart des pays disposent d'un vaste réseau de pipelines, parce que tout le gaz naturel des têtes de puits aux utilisateurs individuels et pratiquement tout le transport terrestre de pétrole sur de longues distances passe par pipeline. À mesure que la production de gaz naturel augmente, la demande pour la construction de nouveaux pipelines augmente [3].

Les pipelines offshore comportent plus de risques de fuites et d'impact environnemental que les pipelines terrestres, mais les progrès technologiques dans les matériaux de pipeline et les systèmes de surveillance ont amélioré la sécurité et l'efficacité des pipelines [4]. Des normes existent pour la sécurité dans la conception et la construction des pipelines, et sont publiées par des organisations telles que l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO) et l'American Petroleum Institute (API) [5]. La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) réglemente le transport interétatique du gaz naturel et du pétrole et approuve les terminaux GNL et les gazoducs [6]. Avant la création de la FERC en 1977, l'Interstate Commerce Commission était chargée de réglementer l'oil et transport de gaz [7].

L'objectif de ce travail est de maintenir la sécurité des pipelines avant et après la défaillance.

En premier, une recherche bibliographique sur les travaux précédents (un état de l'art), avec une généralité sur les pipelines, concernant les définitions des pipelines (Pipeline et Gazoduc) et la différence entre les deux. Après, nous avons des différents types d'aciers des tubes, leurs caractéristiques mécaniques et chimiques. Ce chapitre nous donne aussi un aperçu sur les techniques et les méthodes de fabrication des pipelines. Le chapitre porte aussi sur la

corrosion des pipelines, ses mécanismes et ses différents types. De plus, nous avons donné une définition de Contrôle Non Destructif (CND). Nous avons terminé ce chapitre avec une définition des deux méthodes de réparation, réparation par soudage d'une demi-coquille et réparation par Patch composite (Carbone/époxy).

Le deuxième chapitre, la méthode analytique des calculs (calculs théoriques) effectués dans le dernier chapitre. Il représente les équations des calculs des différentes contraintes (contraintes radiales, circonférentielles et axiales), et calculs des déplacements. Avec une définition de type de maillage appliqué dans la partie des simulations numériques.

Le dernier chapitre représente nos travaux réalisés à partir des calculs théoriques et des simulations numériques par deux codes de calcul SolidWorks et ANSYS.

Nos travaux sont subdivisés en trois principaux axes : Le premier concerne l'étude numérique comparative entre deux codes de calcul SolidWorks et ANSYS, par rapport aux calculs théoriques. L'étude effectuée représente le comportement de deux pipelines ayant le même diamètre interne (727 mm) et avec deux épaisseurs différentes (17.5 et 12.7 mm), d'un acier API X65, avec une application de cinq pressions interne (6 à 10MPa) et trois pressions externes (1, 2 et 3MPa).

Le principe de la deuxième partie d'étude, est la création d'un défaut circulaire de rayon $R = 50$ mm et de profondeur $a = 2$ mm sur la paroi extérieure et intérieure et les deux défauts parallèles et inversement des deux tubes afin de pouvoir connaître la limite de résistance du pipeline. L'étude repose sur le même matériau API X65 et les mêmes paramètres de la première partie (Les mêmes conditions et les mêmes pressions).

La troisième tranche d'étude comporte deux sections, une création d'une fissure rectangulaire externe et interne sur deux tubes d'un acier API X80M et une création d'une fissure semi-elliptique externe sur un tube de même matériau (API X80M). La première partie réalisée avec une variation des dimensions de la fissure rectangulaire (La profondeur et la largeur) avec une variation des pressions avec le code de calcul ANSYS. Après l'étude des pipelines avec la fissure rectangulaire, nous avons effectué une analyse numérique de l'effet de la fissure semi-elliptique et une étude comparative à l'aide du logiciel ANSYS, simulant deux méthodes de réparation, la première utilisant une demi-coque et la seconde utilisant un patch composite (Carbone époxy).

A la fin nous terminons par une conclusion générale détaillée à partir des résultats obtenus.

CHAPITRE I

Recherche

bibliographique

I.1. Travaux précédents (Etat de l'art)

Dans l'année 2000 H. MAKINO ont réalisé un article présentant une méthode de prédiction de la propagation des fissures et son arrêt dans les pipelines à ultra-haute pression qui est la tendance récente de la conception des pipelines et de l'exigence de ténacité pour les tuyaux de canalisation à haute teneur pour éviter la fracture. Les pipelines testés sont en API X70, 48 pouces (1 219 mm) de diamètre et 18,3 mm d'épaisseur de paroi. Dans les tests des séries A et B, la pression était de 11,6 MPa correspondant à 80 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée. Dans les essais de la série C, un essai (C1) a été réalisé à la pression de 11,6MPa, mais un autre essai (C2) a été réalisé à la pression de 10,4MPa correspondant à 72% de de la limite d'élasticité minimale spécifiée. L'étude basée sur la différence de comportement de propagation des fissures due aux milieux sous pression entre l'air et le gaz naturel [8].

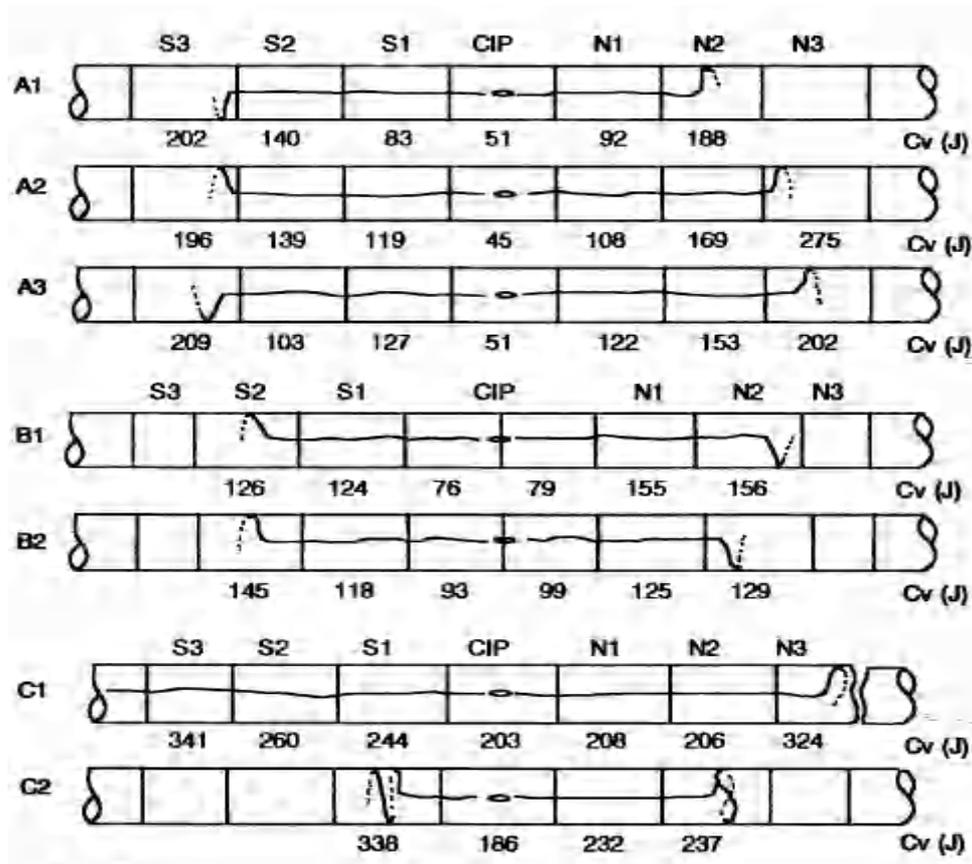


Figure I.1. Résultats des essais d'éclatement [8]

Dans les essais C1 et C2 où le gaz naturel a été utilisé, la fissure a été beaucoup plus difficile à arrêter que dans les essais des séries A et B où l'air a été utilisé.

Ils ont conclu que l'augmentation de la pression de service des pipelines n'est pas nécessairement dangereuse pour la propagation de la fissure du cisaillement. La fuite de gaz de la partie fracturée est accélérée même en décompression biphasée, et l'effet de les tailles de tuyau peuvent agir pour un arrêt facile des fissures dans les ultra-hautes canalisations sous pression.

En 2002 Y.J. KIM ont fait des estimations techniques des paramètres de mécanique de rupture non linéaire pour les tuyaux avec fissures de surface intérieure circumférentielles partielles, soumises à une pression interne et à une flexion globale et les solutions sont données sous forme de deux approches différentes, l'approche GE/EPRI et l'approche contrainte [9]. Ils ont considéré un pipeline avec une fissure de surface interne partiellement circumférentielle, soumise à une pression interne p et le moment fléchissant global M .

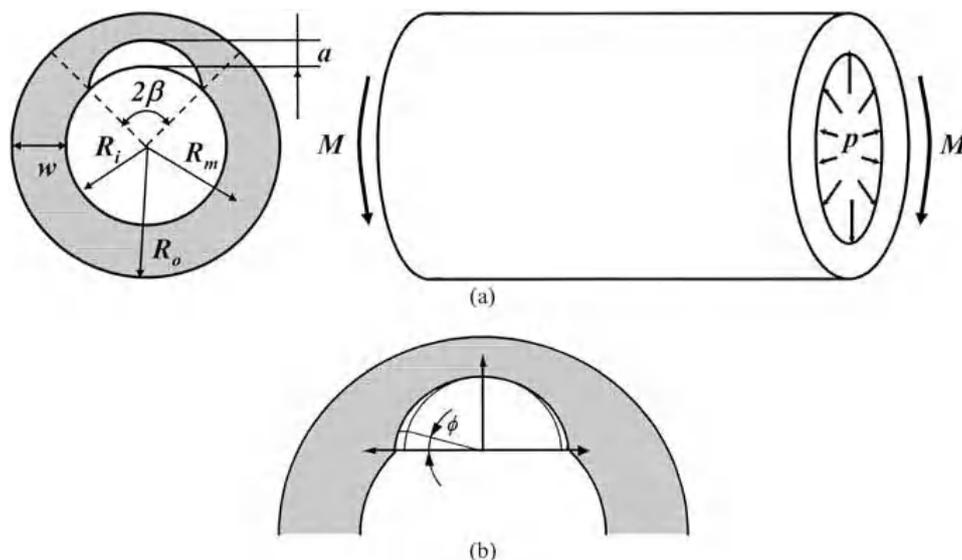


Figure I.2. (a) Pipeline fissuré en surface sous pression interne p et sous flexion globale M

(b) définition de l'angle de fissure ϕ [9]

Trois variables liées à la géométrie affectent J-intégrale. Ceux-ci incluent le rapport de la profondeur de la fissure à l'épaisseur du tuyau, a/w ; la demi fissure angle, β ; et le rapport du rayon moyen du tuyau à l'épaisseur, R_m/w . Pour couvrir pratique gammes de ces variables, deux valeurs de R_m/w ont été sélectionnées, $R_m/w = 5$ et 20 .

Le travail est réalisé sous deux parties d'étude : Avec une simulation numérique à l'aide de logiciel ABAQUS (Figure I.3), et avec le calcul théorique avec les équations d'estimation GE/EPRI de type J.

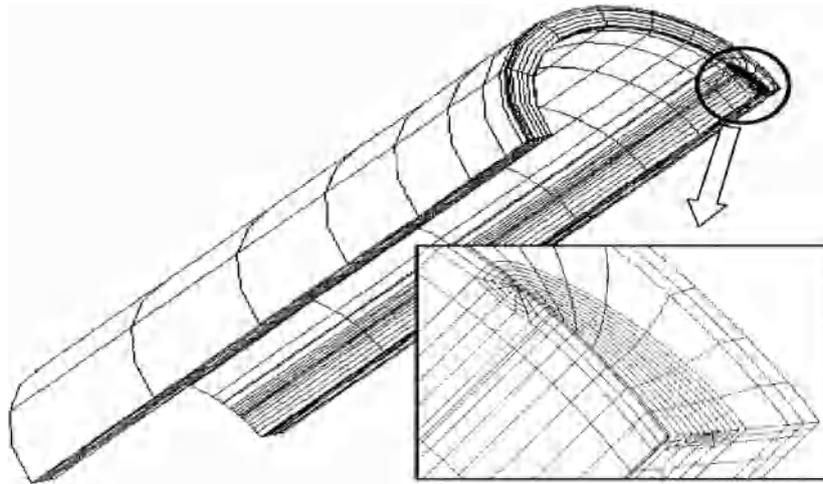


Figure I.3. Un maillage typique pour $R_m/w = 5$, $a/w = 0,3$ et $\beta/\pi = 0,1$ [9]

En 2004 presque le même groupe a déterminé deux types d'équations d'estimation d'ingénierie, basée sur Ramberg-Matériaux Osgood (R-O). Les fonctions d'influence plastique pour les composants J entièrement en plastique sont tabulés pour les plages pratiques du rapport rayon/épaisseur moyen, profondeur/épaisseur de la fissure, le rapport de tolérance de la profondeur de la fissure, l'indice de déformation du matériau R-O et l'emplacement le long du front de fissure semi-elliptique [10]. Ils ont considéré un cylindre avec une fissure de surface axiale interne finie, soumis à une pression interne p .

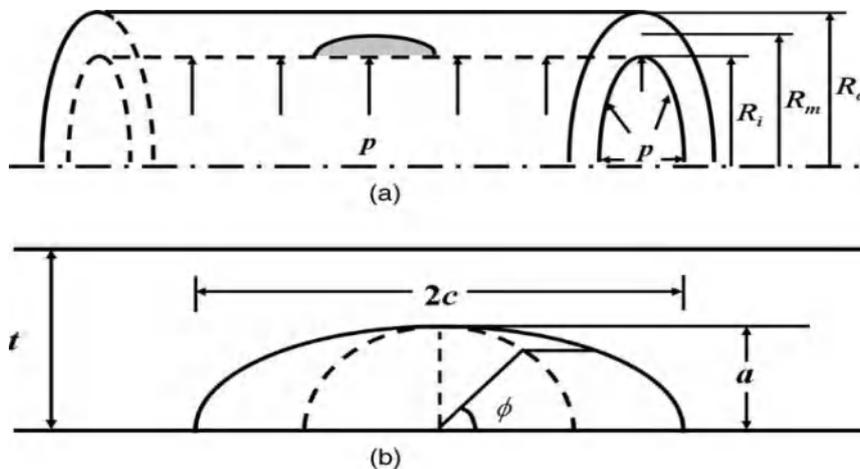


Figure I.4. Pipeline avec une fissure de surface axiale interne finie, sous pression interne p :

(a) géométrie du cylindre ; (b) la géométrie des fissures [10]

Les trois variables liées à la géométrie affectent J-intégrale sont : Le rapport du rayon moyen du cylindre sur l'épaisseur, R_m/t ; le rapport de la profondeur de la fissure sur l'épaisseur du cylindre, a/t ; et cette fois avec la longueur de fissure normalisée $2c$.

Comme l'article précédent, ce travail est réalisé avec une simulation numérique à l'aide de logiciel ABAQUS, et avec le calcul théorique avec les équations d'estimation GE/EPRI de type J.

Après deux ans et en 2006, C. ZHENG et S. LEI, ont constaté que l'erreur causée dans l'estimation de la pression d'éclatement d'acier doux par la formule de Faupel dépasse 10%, et ont dérivé une formule modifiée plus approximative à partir de la formule de Faupel. Finalement ils ont prouvé que la formule modifiée peut être appliquée à d'autres récipients sous pression en acier doux différents. L'éclatement de la pression hydraulique est appliqué pour l'expérience d'éclatement. Le récipient sous pression est placé dans un trou d'éclatement protégé. Deux types de formes de navires sont illustrés à la Figure I.5. Le petit récipient sous pression (Figure I.5 (a)) a un diamètre intérieur et extérieur indiqué dans le tableau 1. Leurs longueurs sont de 250 mm (à l'exclusion de la partie filetée). Leur matériau est Q235(Gr.D). Afin d'obtenir un résultat plus précis, 20 récipients sous pression ont été fabriqués à partir du même bloc de matériau. Les grands récipients sous pression (Figure I.5 (b)) ont un diamètre intérieur et extérieur répertorié dans le tableau 2 (n° 5 à 7). Leurs longueurs sont de 500 mm (hors partie filetée). Leur matériau est 20R(1020) et. Pour la même raison, 3 réservoirs sous pression sont fabriqués à partir du même bloc de matériau [11].



(a) Petits navires sous pression

(b) grands navires sous pression

Figure I.5. Navires sous pression [11]

Après de nombreuses expériences d'éclatement sur des récipients sous pression en acier doux, tels que Q235 (Gr.D) et 20R (1020), et en analysant statistiquement la pression d'éclatement des récipients sous pression en acier doux, ils ont conclu que l'erreur de la formule de Faupel est grande. Ensuite, la formule modifiée est présentée, ce qui correspond étroitement à la

valeur réelle. Des récipients sous pression de différents diamètres en 20R(1020) ont été utilisés pour prouver la validité de la formule. Les données expérimentales indiquent que la formule modifiée peut être plus adaptable aux récipients sous pression en acier doux. La formule présente les caractéristiques de simplicité, de large gamme d'applications, de haute précision de calcul, de petite erreur, etc. Cependant, l'adaptabilité de la formule aux récipients sous pression constitués d'autres matériaux doit encore être prouvée.

Dans l'année 2008 J.M. Duell, J.M. Wilson et M.R. Kessler à l'aide d'analyse par éléments finis, sans modifier la longueur circonférentielle du défaut, les récipients tubulaires contenant ces défauts ainsi que les réparations structurelles par carbone/époxy ont été modélisés et les résultats ont été comparés au terrain tests pour déterminer l'efficacité des réparations. L'acier du pipeline était ASTM A-106 type B, un acier au carbone sans soudure qui est que l'on trouve couramment dans l'industrie des pipelines.

Les récipients d'essai ont été préparés à partir des tubes en acier coupés en longueurs de 152.4 mm avec soudure embouts, chacun ayant un raccord NPT de 9.5 mm. La désignation correspond à une épaisseur de paroi (t) de 7,11 mm et un diamètre extérieur (D) de 168.3 mm. Des défauts simulés ont été usinés dans la paroi du tuyau en utilisant des défauts d'une longueur longitudinale de 152.4 mm, et une profondeur à 50% de l'épaisseur de paroi (3.56 mm). Dans les longueurs de défaut de dimension de cerceau sont de 152.4 mm ou complètement autour de la circonférence. Ces défauts, illustrés à la Figure I.6, sont appelés respectivement patch 6x6 et axisymétrique [12].

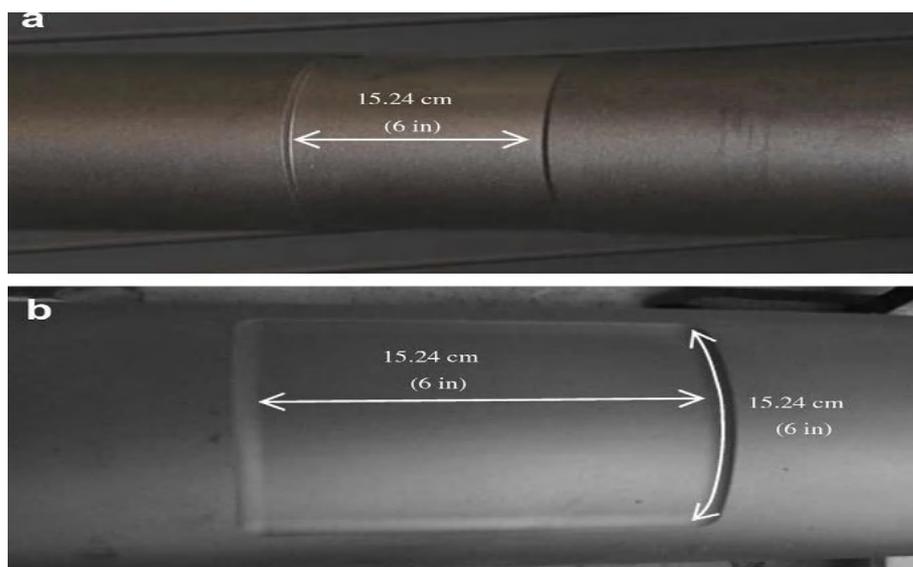


Figure I.6. Récipients d'essai de tuyaux avec des défauts usinés avec une profondeur de 50 % d'épaisseur de paroi pour (a) axisymétrique et (b) 6x6 défauts de patch [12]

Une fois les défauts créés dans les cuves d'essai des tuyaux, Un total de six couches d'enveloppe de carbone/époxy ont été utilisées pour couvrir le défaut en donnant la réparation une épaisseur de 3,1 mm. Une fois l'enveloppement appliqué, l'époxy a été laissé durcir pendant au moins 24 h, à température ambiante environnement, avant le début des tests.

Les résultats donnent que la pression d'éclatement réelle prédire avec une plus grande précision (avec moins plus de 4% de variation entre la rafale numérique et expérimentale pressions. Lors de la conception du système de réparation, il est important de tenir compte de la grande incertitude la résistance du matériau composite, et le matériau et la liaison dégradation qui peut se produire avec le temps et à température élevée lorsqu'il est soumis à des contraintes pendant une période prolongée.

Aussi **en 2008**, A. El Hakimi, P. Grogneq et S. Hariri ont calculé en utilisant la méthode des éléments finis, le facteur d'intensité de contrainte dans le domaine élastique linéaire et l'intégrale J dans le domaine élasto-plastique par rapport aux résultats fournis par l'application de la méthode semi-analytique A16 ou R6 simplifiée, en fonction d'un calcul de charge limite [13]. Le groupe des chercheurs étudié des structures creuses cylindriques et sphériques, contenant fissures axisymétriques ou semi-elliptiques émergeant sur la surface interne ou externe. La géométrie est décrit par un seul paramètre adimensionnel t/R où t représente l'épaisseur de la coque et R son épaisseur interne rayon. Les défauts semi elliptiques sont caractérisés par les deux rapports a/t et a/c où a est la profondeur de fissure et $2c$ sa longueur.

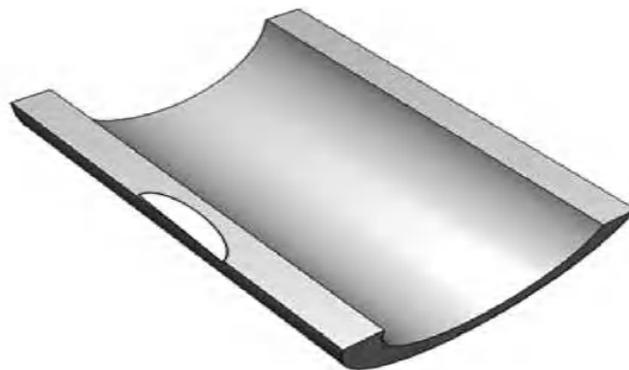


Figure I.7. Cylindrique avec une fissure externe semi-elliptique longitudinale

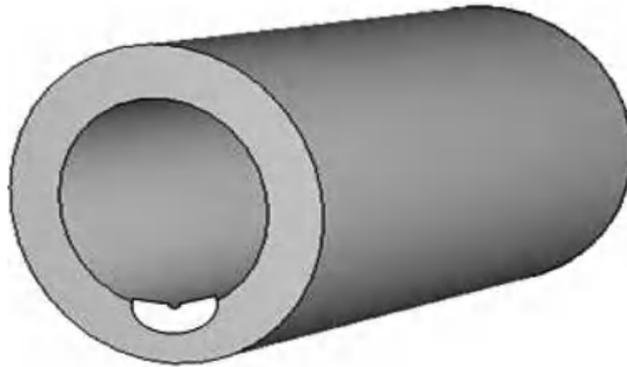


Figure I.8. Cylindrique avec une fissure interne semi-elliptique circonférentiel

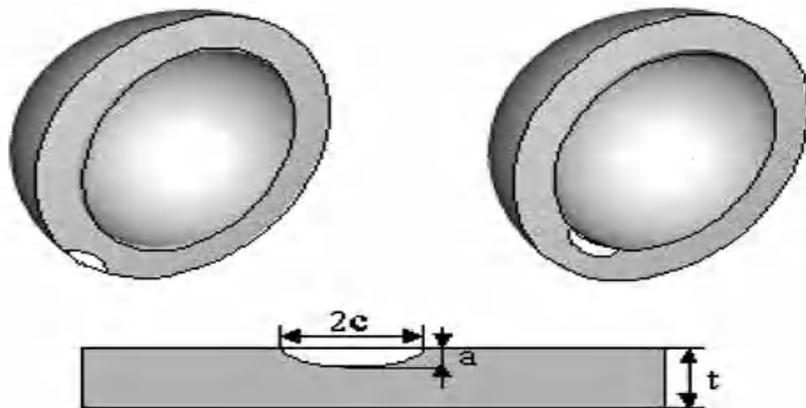


Figure I.9. Sphérique avec une fissure semi-elliptique interne ou externe

Les facteurs d'intensité de contrainte dans l'élasticité pourraient être dérivés des fonctions d'influence correspondant au polynôme distributions de contraintes au voisinage du front de fissure, selon le principe de superposition.

C. Alexander et O.O. Ochoa ont, à leur tour, travaillé avec les fibres de carbone, mais cette fois, ils ont fait une conception innovante basée sur des modèles informatiques intégrés et des tests à grande échelle pour évaluer la viabilité du rétablissement de la capacité des pipelines et des colonnes montantes offshore, **en 2010 [14]**.

Après une année, B. Mechab et son groupe de recherche ont calculé l'intégrale J dans le comportement élastique et élasto-plastique, pour les fissures de surface semi-elliptiques dans les tuyaux en flexion avec l'analyse par éléments finis en trois dimensions. Cette étude présente une analyse tridimensionnelle par éléments finis par le code ABAQUS pour les fissures semi-elliptiques dans les pipelines. Les pipelines ont été soumis à une charge de flexion. Le rapport entre la profondeur de la fissure et la longueur de la fissure (a/c) variait de 0,6 à 0,8, le rapport de la profondeur de la fissure à l'épaisseur de la paroi (a/t) variait de 0,2 à

0,8, et le rapport de rayon interne à l'épaisseur de paroi (R_i/t) variait de 1 à 80. Figure I.10 présente le modèle géométrique utilisé dans l'étude. Le matériau utilisé dans l'analyse était l'acier inoxydable SA312 Type 304 [15].

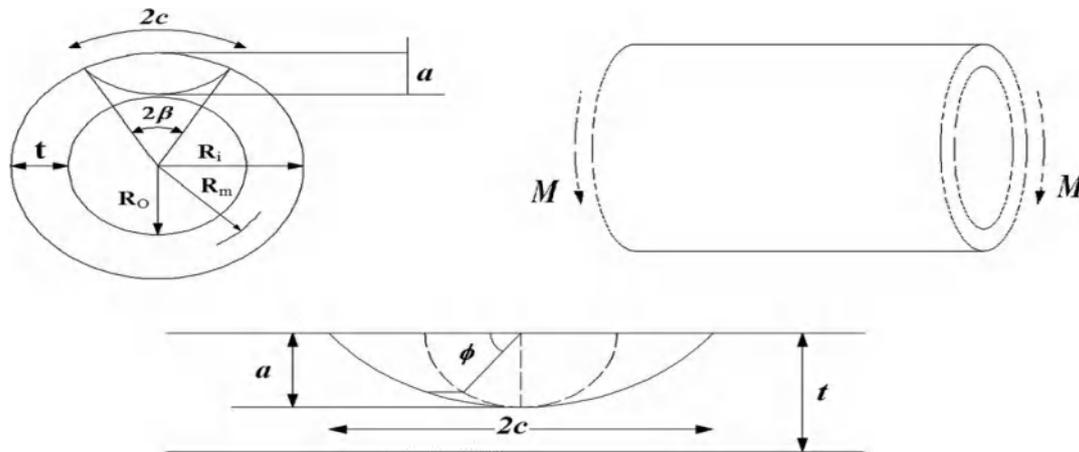


Figure I.10. Pipeline fissuré sous flexion globale M [15]

Après les études, les résultats sont montrées que la fonction de facteur de forme est indépendante du rapport des rayons à l'épaisseur de paroi R_i/t . le modèle de contrainte de référence n'est valide que lorsque le rapport moment fléchissant global à le moment de référence optimisé (M/M_oR) dépasse 0,9 et au-delà de cette valeur, l'effet du rapport de rayon moyen à l'épaisseur de paroi (R_m/t) devient plus important. L'analyse élastique a montré une bonne accord avec les résultats de Raju et Newman [16], qu'ils ont prouvés que les facteurs d'intensité de contrainte pour les fissures de surface dans un tuyau se sont avérés être insensible aux rapports rayon interne/épaisseur de paroi (R/t) allant de 1 à 10, pour des rapports profondeur de fissure/longueur (a/c) allant de 0,8 à 1,0 avec des rapports profondeur de fissure/épaisseur de paroi (a/t) inférieurs à 0,8. Pour $a/c = 0,6$ et $a/t = 0,8$, cependant, les facteurs d'intensité de contrainte ont montré une variation significative avec R/t . L'effet de la courbure du tuyau (R/t) est de élever les facteurs d'intensité de contrainte par rapport à une plaque plane ($R/t = \infty$).

K. Takayama en 2011 a examiné la relation entre la concentration maximale d'hydrogène et un paramètre de mécanique de rupture non linéaire CTOD (Déplacement d'ouverture de pointe de fissure). L'étude basé sur analyses d'un pipe en acier faiblement allié SCM435 (acier CreMo) pour une utilisation une pression de 40 MPa, avec une variation de la longueur de la fissure (L_c), soit 2.5 mm, 5.0 mm et 10 mm. Le pipeline a 163 mm de rayon intérieur (r) et épaisseur 22 mm (L_t). Comme le montre la figure I.11 (a) et (b), il existe une fissure de rayon initial ($b_0/2$) de 5 mm sur la surface intérieure du pipeline [17].

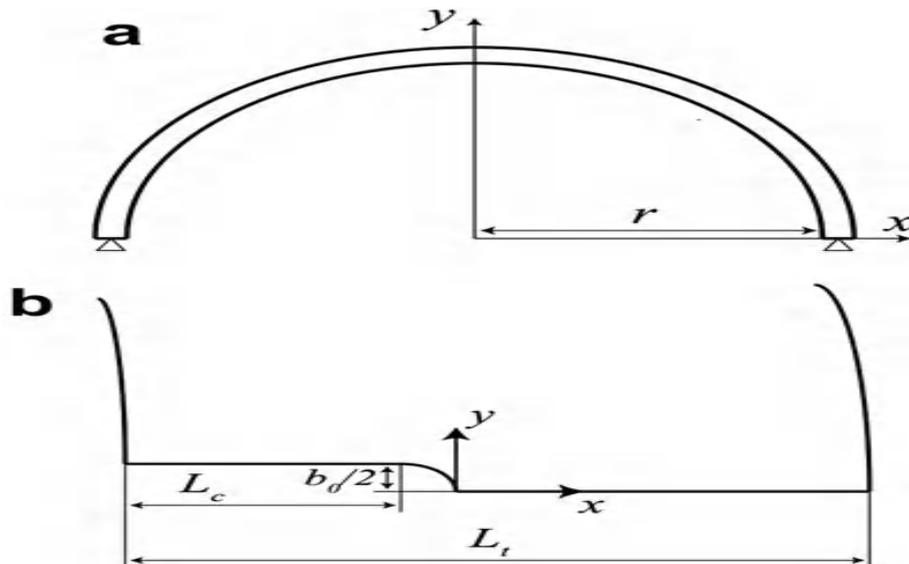


Figure I.11. Géométrie du pipeline avec une fissure interne : (a) Vue globale (b) Vue rapprochée d'une fissure.

Une bonne corrélation est trouvée entre la concentration maximale en hydrogène et CTOD (Déplacement d'ouverture de pointe de fissure) sans tenir compte de l'ampleur de la pression interne et de la longueur de fissure. Donc la concentration maximale d'hydrogène à l'état d'équilibre peut être estimée à partir d'un paramètre de mécanique de rupture non linéaire tel que CTOD.

L'année suivante (2012), un modèle analytique pour l'analyse contrainte-déformation des canalisations en acier enfouies soumises à des déplacements actifs de défaut, tenant compte de la variation de pression et de température internes ΔT (Une différence entre la température de fonctionnement et la température de pose des conduites), présenté par O.V. Trifonov et V.P. Cherniy. Dans cet article, les conditions de contraintes planes dans le pipeline soumis à une force axiale, un moment de flexion et une pression interne sont traitées systématiquement dans l'ossature élasto-plastique. Sous l'hypothèse de contraintes circonférentielles constantes et d'écrouissage linéaire, les équations d'écoulement plastique ont été intégrées analytiquement et la solution pour les contraintes axiales, circonférentielles et les déformations plastiques ont été obtenues [18].

Dans l'année 2013 nous allons parler de deux articles, le premier réalisé par J. Chen et H. Pan, à l'aide de la méthode tridimensionnelle des éléments finis, les facteurs d'intensité de contrainte le long du front de fissure sont obtenus pour différents profils de fissures avec les effets de la géométrie du cylindre, de l'épaisseur de la couche enroulée et de la distribution des propriétés de la couche composite sur le facteur d'intensité de contrainte. Considérons un

cylindre de l'acier CreMo avec une fissure de surface axiale elliptique finie, soumis à la pression interne P_i . Le cylindre peut être considéré comme constitué de deux parties : le cylindre en acier CreMo et la couche composite cerclée en composite de fibre de verre E/époxy. Le rayon intérieur et extérieur de la chemise en acier est respectivement r_i et r_o . L'épaisseur de la doublure est t ($r_o - r_i$) et l'épaisseur de la couche enroulée est t_c . La profondeur et la demi-longueur de la fissure elliptique sont respectivement représentées par « a » et « c ». La position différente du nœud le long du front de fissure sera notée par l'angle central de la fissure semi-elliptique avec symbole θ [19]. La notation des dimensions pertinentes est à la Figure I.12.

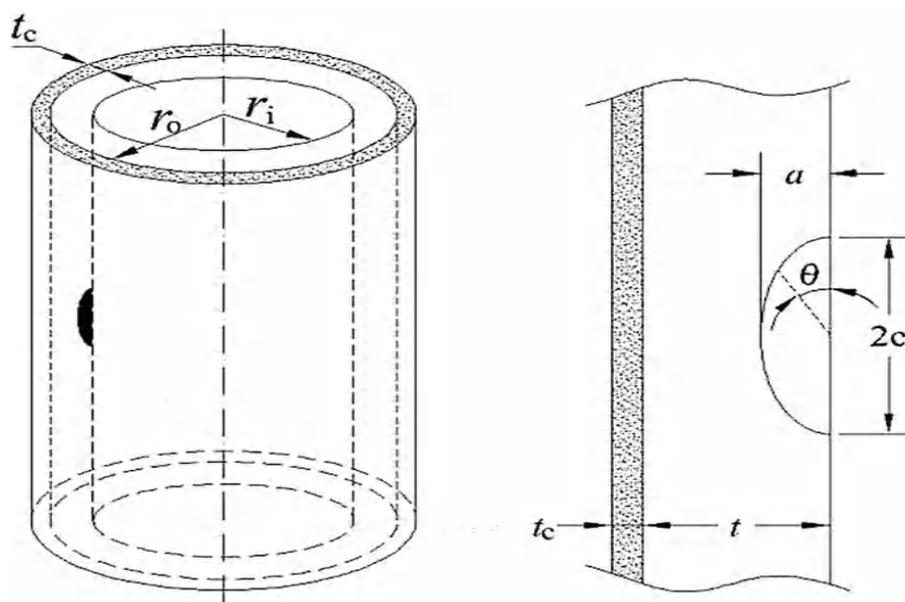


Figure I.12. Cylindre composite enveloppé dans un cerceau avec une fissure semi-elliptique interne [19].

Une formule empirique du facteur d'intensité de contrainte d'une fissure axiale dans le cylindre pressurisé cerceau enroulé est déduit. Le résultat K_I de cette équation a une grande précision et couvre une large gamme de paramètres de configuration dans une marge d'erreur de 5 %.

Le deuxième article en **2013** de M. Shamsuddoha et Al, ont fourni un examen complet de l'utilisation de composites polymères renforcés de fibres pour les applications aériennes, souterraines et les réparations de pipelines sous-marins. La réparation de manchon fendu composite avec remplissage fournira une solution facilement applicable et à long terme aux pipelines en acier. Cependant, peu de travaux ont été effectués pour étudier le comportement du système de demi-coque composite pré-polymérisé avec remplissage [20].

En 2015, B. He et al ont étudié l'effet de la taille des particules de sol (0,1-0,25 mm, 0,6-1,0 mm) sur le comportement à la corrosion du gazoduc en acier API X70 étudiée par la technologie électrochimique [21]. Les résultats ont indiqué que la résistance de polarisation de l'acier des pipelines diminuait avec la diminution de la taille des particules. Pour toutes les polarisations courbes, le décalage vers la droite de la branche cathodique avec une taille de particule décroissante, suggère que le processus de réduction de l'oxygène cathodique est accéléré. La corrosion de l'acier est maîtrisée par le procédé de la diffusion cathodique et de la réduction de l'oxygène. Ceci peut être attribué à l'effet gaz/liquide/solide zone limite triphasée sur le processus cathodique de l'acier de pipeline, et le taux de corrosion est principalement déterminé par la réaction cathodique. Le taux de corrosion de l'acier des pipelines augmentait avec diminution de la taille des particules.

L'équipe de M. Meriem-Benziane **en 2015**, dont l'étude est de comparer les performances des fissures longitudinales réparées des pipelines en API X65 dans deux conditions différentes : avec des correctifs (C'est-à-dire des correctifs simples et doubles) et sans patchs (Le patchs c'est le carbone-époxy) [22]. L'étude est divisée en deux sections : Dans la première partie, le comportement des fissures réparées selon qu'elles ont été réparées avec des correctifs simple ou double face dans un pipeline API X65 a été étudié. De plus, une comparaison des facteurs d'intensité de contrainte à la pointe de fissure avec/sans patch (Carbone/époxy) sous diverses pressions internes et les longueurs de fissures par des simulations ont été réalisées. Dans la deuxième section, afin de prédire avec précision les facteurs de sécurité, la sécurité, et la rupture des zones de fissure le long de la propagation de la fissure dans la structure.

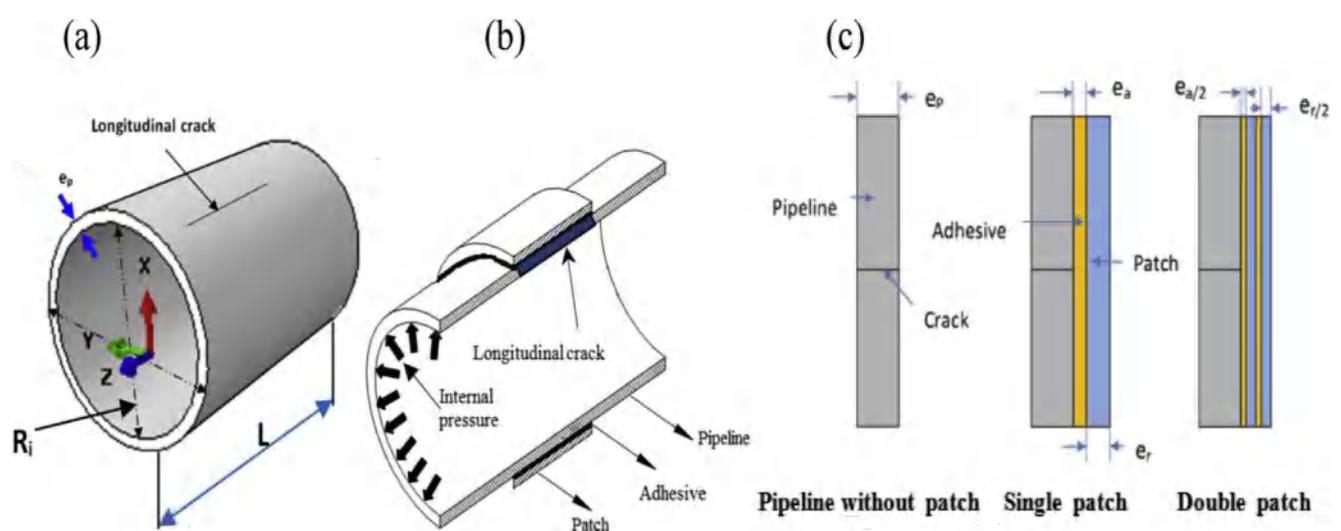


Figure I.13. (a) Pipeline avec fissure longitudinale, (b) Modèle géométrique, (c) Différentes formes de la structure réparée (pipeline, adhésif et patch).

A partir des études effectuées dans l'article de M. Meriem-Benziane, les choses remarquables :

- L'utilisation d'un patch double face a considérablement augmenté les performances de réparation pour une longueur de fissure courante de 10 à 20 mm (la fissure a été réduite par l'utilisation d'un patch double face en améliorant la résistance à la fatigue des matériaux du pipeline).
- L'analyse du facteur d'intensité de contrainte sur la couche adhésive et la bande de patch a montré que la configuration avec des patches simple et double face avec différentes longueurs de fissure était plus efficace. Cela a conduit à moins de défaillances de pipeline.
- Le risque de propagation de fissures avec un mode d'ouverture était important lorsque les longueurs de fissures étaient de 5 et 65 mm pour les patches simples et doubles.

En 2016 deux articles, d'Y. Zhao et M. Song qu'ils ont fait avec un examen macro-fracture, mesure d'épaisseur, analyse de composition chimique, inspection métallographique, mécanique des tests de propriété, un examen par microscopie électronique à balayage de fracture et une analyse de l'environnement d'un gazoduc L390 qui a explosé en 2011 en Chine. Les rayures mécaniques axiales ont provoqué une concentration des contraintes et réduit l'épaisseur d'appui effective de la canalisation. Lorsque le revêtement époxy est endommagé, la zone de concentration de contraintes est exposée à un environnement de corrosion. Fissures de corrosion sous contrainte (CSC) générées par les rayures mécaniques et propagées à travers la paroi de la conduite dans l'environnement agressif, qui conduisent à l'explosion du gazoduc [23].

D'autre part l'article de Q. Qiao **En 2016**, contient une analyse de défaillance de la corrosion au niveau d'un joint soudé non homogène dans un pipeline de collecte de gaz compte tenu de l'action combinée de plusieurs facteurs. La répartition des contraintes au niveau du joint soudé a été analysée à l'aide de méthodes d'éléments finis. L'influence de la concentration de contraintes sur la corrosion due à la discontinuité géométrique du joint a été étudiée. Un modèle élastique linéaire 3D du tuyau avec le joint soudé a été établi (Figure I.14). La surface intérieure du tuyau a été soumise à une pression interne P de 18,2 MPa. Une contrainte de traction a été appliquée sur la face d'extrémité du tuyau à paroi mince. Cette contrainte de traction représente la force axiale le long du tuyau due à l'effet d'embout. Un déplacement axial nul a été imposé sur la face d'extrémité du tuyau à paroi épaisse [24].

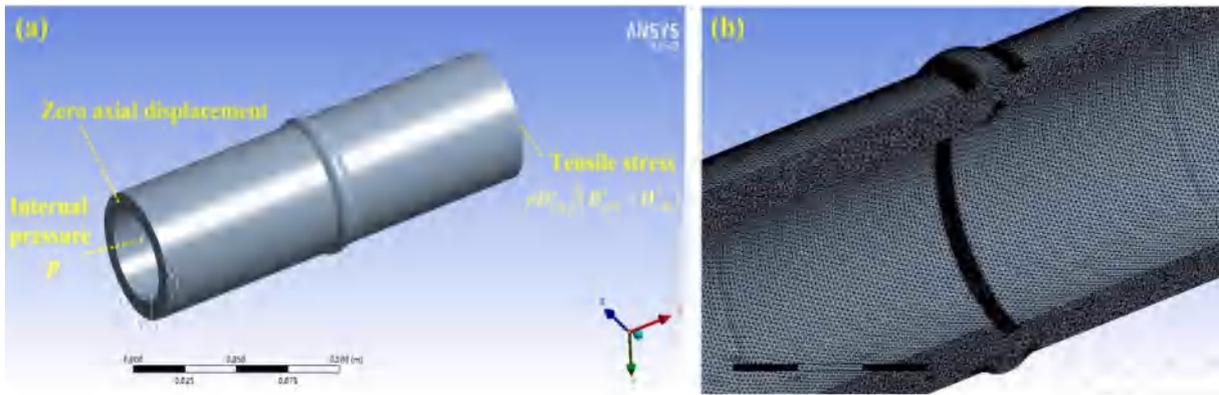


Figure I.14. (a) charges et contraintes ; (b) modèle maillé (Coupe longitudinale).

La géométrie spéciale du joint a entraîné un vortex de gaz et conduit à une concentration des contraintes. En raison de la corrosion par érosion des gouttelettes et des particules dans le vortex, et de la contrainte interne du film causée par la concentration de contraintes, la protection du film de corrosion a été détruite.

B. Kaddour et al **en 2017**, ont présentés par leurs travaux une contribution dans le domaine du transport de gaz ainsi que la sécurité des canalisations et des stations sous pression. Ils ont obtenu des résultats expérimentaux de deux essais de traction de deux pipelines (APIX52, APIX60), avec deux épaisseurs différentes. Une simulation effectuée avec ABAQUS de deux pipelines (API X52 et API X60) sous pression (7.1 et 10.4MPa) et d'épaisseur différente (5.6 et 7.1mm) en présence de une fissure semi-elliptique (0,4 mm × 0,8 mm) avec deux orientations longitudinale et transversales [25].

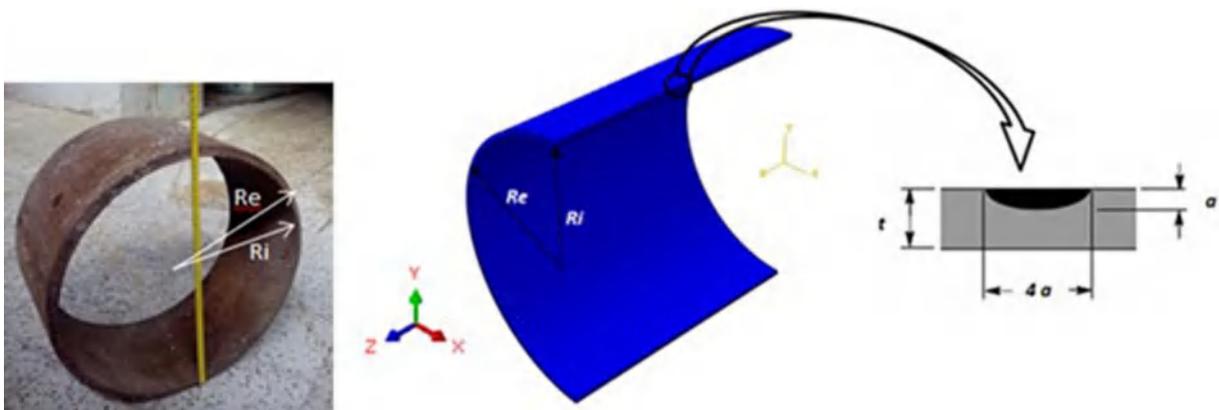


Figure I.15. Pipeline avec fissure semi-elliptique

Après la simulation et à partir des résultats obtenus, la canalisation et en présence d'un même défaut, les fissures qui ont une orientation longitudinale sont plus graves et plus favorables à la propagation contre les fissures transversales.

Dans l'année 2018, Y. Shuai, J. Shuai et X. Zhang, ont étudié le comportement de l'historique des déformations d'un acier de pipeline soumis à une pression interne croissante, un essai d'éclatement expérimental à grande échelle a été effectué, et une méthode d'éléments finis non linéaire a été utilisée pour comparer les résultats numériques et expérimentaux. Le pipeline en acier API 5L X52 soudé en spirale, leur diamètre extérieur était de 720 mm et l'épaisseur de la paroi était de 8,1 mm; par conséquent, les échantillons utilisés ont été supposés être des tuyaux cylindriques à paroi mince car la valeur du rapport diamètre extérieur/épaisseur (D/t) est d'environ 88,89. Pour éliminer l'effet de raidissement des deux embouts sur le comportement aux bosses, ils ont proposés la longueur du pipeline doit être suffisamment longue et ajustée à environ 10,369 fois le diamètre extérieur, avec une valeur de 7466 mm. Les deux bouchons en acier hémisphérique épais étaient recouverts à l'extrémité du tuyau pour retenir l'eau. Une vanne a été soudée à l'un des deux bouchons pour appliquer une pression d'eau interne, et la canalisation utilisée dans le test de pression (Figure I.16) [26].



Figure I.16. Tube bosselé utilisé dans le test de pression [26]

Une bosse a été créée en appliquant une dent de pénétrateur sphérique rigide (100 mm de diamètre) à un faible taux de déformation au centre de tube (Figure I.17).

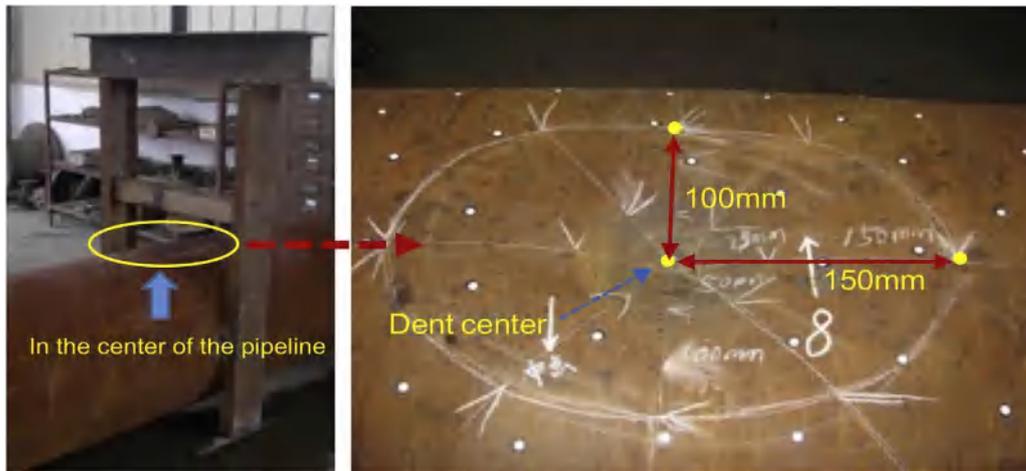


Figure I.17. Position et dimensions de la bosse (Dent) [26]

Comme le montre la Figure I.18, des jauges de contrainte ont été collées sur la surface externe de la zone bosselée après le retrait du pénétrateur pour obtenir le comportement de déformation de la zone bosselée pendant le processus d'augmentation de la pression interne. Le point 1 était disposé au centre de la zone de la bosse, les points numérotés de 2 à 9 étaient disposés au bord de la bosse, les points numérotés de 10 à 17 étaient établis à une certaine distance de la bosse et les points 18 et 19 étaient situés loin de la zone bosselée

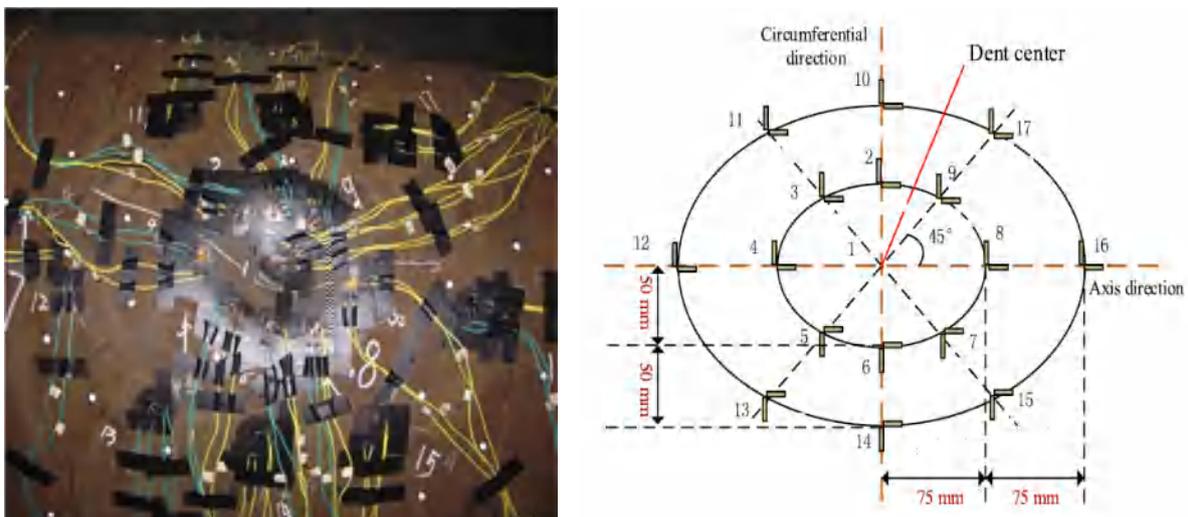


Figure I.18. Disposition des jauges de contrainte [26]

Les résultats des tests montrent que plus la position est proche du centre de la bosse, plus sa déformation change lorsque la pression interne est appliquée. De plus, le test montre que la rupture ne s'est pas produite directement dans la zone bosselée mais plutôt entre la bosselure et le capuchon, et un renflement évident a été observé à l'emplacement de la rupture.

L'analyse de la déformation du pipeline a indiqué qu'après que la pression interne ait atteint la pression d'élasticité de la paroi du tuyau, le centre de la bosse est restée concave, mais un phénomène convexe inverse s'est produit dans la direction axiale près des bords de la bosse. Cependant, ce phénomène n'existait pas dans le sens circonférentiel de l'enfoncement.

L'analyse de déformation par éléments finis montre que le point 4 affiche la déformation effective maximale parmi les points 1, 2, 4, 10 et 12 au moment de l'éclatement.

Dans la **même année**, une nouvelle méthodologie pour mettre à jour la fiabilité du gazoduc corrodé en introduisant les effets des données de défaillance et de la maintenance corrective, avec le groupe de W. Yu [27]. Deux modes de défaillance distincts, petite fuite et éclatement, sont distingués dans cette méthodologie. Les fonctions mises à jour de distribution des défaillances, qui couvrent les données d'inspection, les données de défaillance et l'effet de la maintenance corrective, peuvent évaluer plus précisément la fiabilité d'un pipeline corrodé. Ils ont observé que la probabilité de défaillance mise à jour jusqu'au temps t est supérieure à la probabilité de défaillance d'origine, et la probabilité de défaillance en cas de réparation parfaite est inférieure à celle en cas de réparation minimale [27].

O. M. Al-Moayed et al **en 2019**, en calculés les facteurs d'intensité de contrainte (FIC) de mode I sont numériquement par le logiciel d'éléments finis ANSYS, pour une seule fissure circonférentielle semi-elliptique sur un cylindre épais. Les fissures examinées étaient situées soit sur la surface externe soit interne du cylindre et soumises à deux types différents de chargements, traction et pression interne, appliqués séparément. Pour présenter les résultats sous une forme plus complète, une analyse sans dimension est utilisée et une large limite de variation des paramètres qui définissent la géométrie de la fissure est considérée. Le rapport entre la profondeur de la fissure et la longueur de la fissure est compris entre 0,4 et 1,2, le rapport entre la profondeur de la fissure et l'épaisseur de la paroi du cylindre varie entre 0,2, 0,5 et 0,8 et le rapport entre l'épaisseur de la paroi du cylindre et le rayon interne du cylindre est de 0,25. Sur la base des résultats obtenus, les distributions de FIC se sont avérées symétriques le long du front de fissure. L'emplacement où les FIC maximum sur le front de fissure sont atteints est fortement affecté par le changement de rapport d'aspect, et les fissures externes présentent généralement des FIC plus élevés que ceux des fissures internes. On trouve également un effet significatif de la profondeur relative de la fissure sur la valeur SIFs, ce qui pourrait accélérer le processus de rupture. [28].

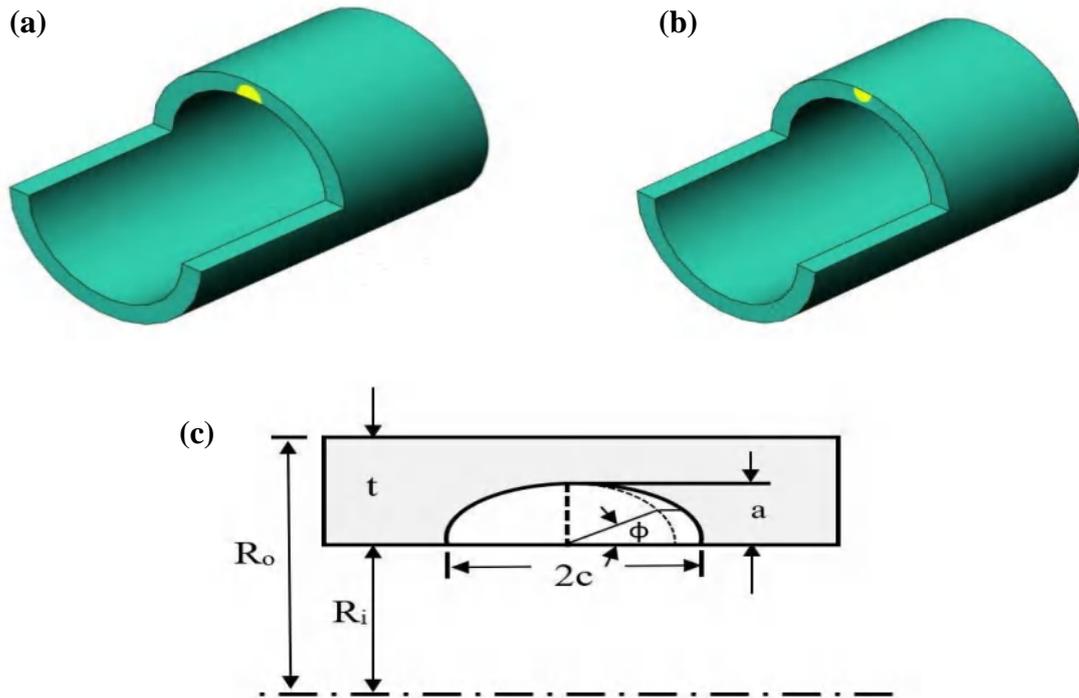


Figure I.19. Disposition du problème (a) cylindre avec fissure semi-elliptique interne, (b) cylindre avec fissure semi-elliptique externe, (c) géométrie en coupe transversale de la fissure semi-elliptique.

Selon les simulations numériques, les valeurs maximales de FIC se situent aux points les plus profonds du front de fissure pour les petits rapports d'aspect de fissure, alors qu'elles se situent en un point proche de la surface pour les rapports d'aspect de fissure élevés. La profondeur relative de la fissure a un effet significatif sur les FIC, où toute augmentation de ce rapport produit une augmentation des FIC. De plus, le phénomène de transition peut être remarqué à partir des distributions FIC normalisées, c'est-à-dire la valeur FIC maximale atteinte au point le plus profond pour les petits rapports d'aspect des fissures, alors qu'elle est située près du point extérieur pour les rapports d'aspect élevés. En général, la fissure externe dans les deux cas de chargement examinés a montré des valeurs légèrement plus élevées de FIC par rapport à celles de la fissure interne, sauf pour les petits rapports d'aspect où les FIC pour la fissure interne approchent des valeurs supérieures à celles de la fissure externe.

Dans un autre travail **en 2020**, un groupe dirigé par H. Lua, ont considéré deux types de pipelines vieillissants avec deux défauts, l'un avec un défaut de corrosion uniforme, et l'autre avec défaut de perforation par corrosion, pour une analyse des contraintes du gazoduc urbain réparé par tuyau inséré par la méthode de doublure [29].

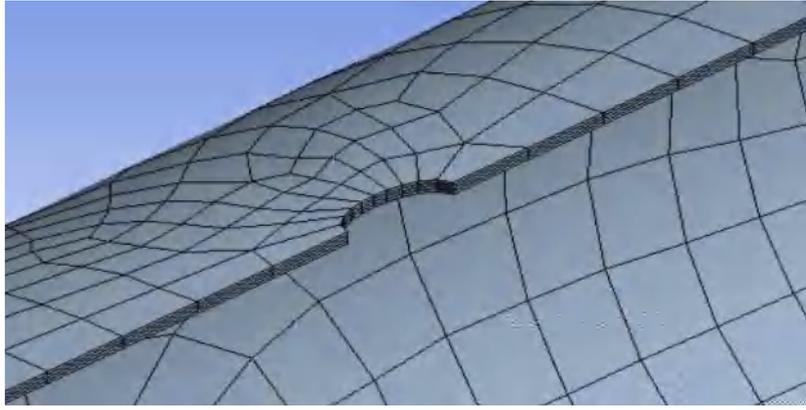


Figure I.20. Défaut de la corrosion sur le pipeline

Le matériau de revêtement a une structure à trois couches, la couche extérieure est en polyéthylène modifié (PE), la couche intermédiaire est en filament de polyester, la couche intérieure est en polyuréthane thermique (TPU), comme illustré à la Figure I.21 [29].

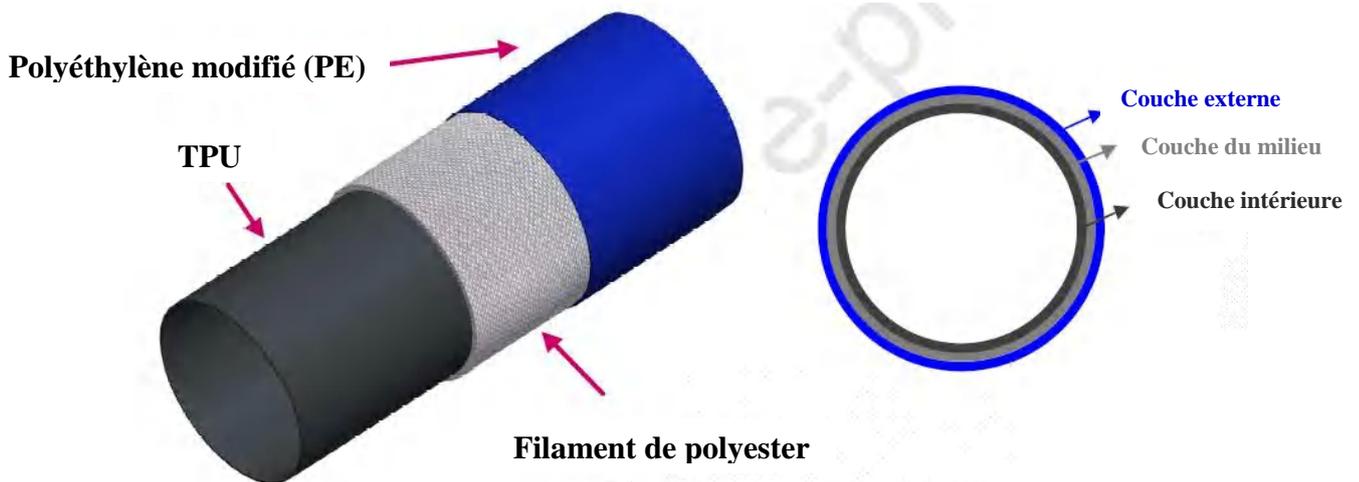


Figure I.21. Structure du pipeline de revêtement.

La profondeur enterrée du pipeline est de 1 m. Parce que le sol est un corps spatial infini, une gamme spécifique de sol en tant qu'objet de recherche doit être sélectionnée. Selon le principe de Saint Venant, la longueur, la largeur et la hauteur du sol sont prises égales à 4 m. Étant donné que le modèle géométrique est symétrique, afin d'économiser des ressources dans le processus de calcul, la moitié du modèle est interceptée, c'est-à-dire que la taille du modèle est de 4 m × 2 m × 4 m (longueur × largeur × hauteur). Le modèle géométrique est sur la Figure I.22 [29].

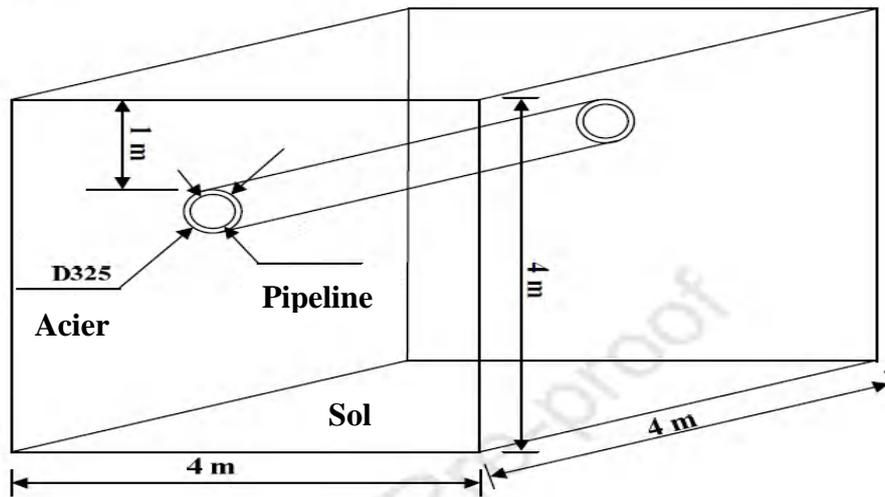


Figure I.22. Modèle géométrique du système pipeline-sol

Après les études ils ont constatés :

- Dans des conditions de corrosion uniforme, l'épaisseur résiduelle est inversement proportionnelle à la contrainte du tuyau en acier, la pression et le diamètre sont positivement liés à la contrainte du tuyau et la profondeur enterrée a peu d'effet sur la contrainte.
- La contrainte dans la couche médiane de la doublure est beaucoup plus élevée que celle dans les deux autres couches.
- La méthode de doublure peut réduire efficacement la contrainte de l'ancien pipeline, et l'ancien pipeline est le principal composant de support de pression car sa contrainte est beaucoup plus importante que le revêtement.

A la fin un article de **2020** publié par A. Olamide, A. Bennecer et S. Kaczmarczyk, l'article présente une étude numérique pour prédire la durée de vie en fatigue des fissures dans les tuyaux, en déterminant l'intégrale J qui comprend les dérivées secondes du champ de déplacement pour les pipelines contenant une plage de surface circonférentielle. Les études effectuées sur des pipelines avec une fissure transversale circonférentielle dans la paroi interne et externe, comme le montre la figure I.23 [30].

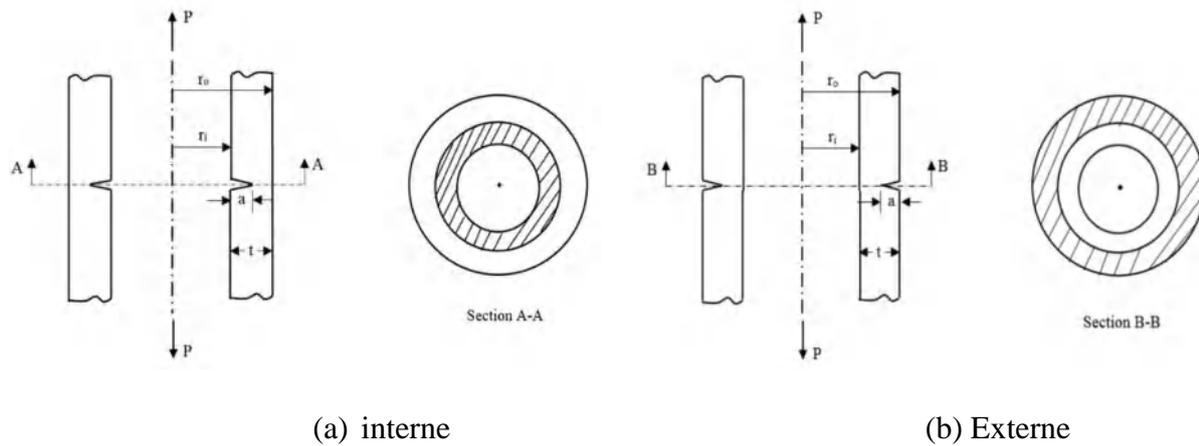


Figure I.23. Fissures transversales circonférentielles internes et externes [30]

Les rayons intérieur et extérieur pour les deux cas sont $r_i = 40$ mm et $r_o = 50$ mm, respectivement. L'épaisseur du tuyau est supposée égale à $t = 10$ mm avec une profondeur de fissure de surface circonférentielle de $a = 5$ mm. Les deux tuyaux sont soumis à une contrainte axiale de 10 MPa [30].

Sur la base des résultats obtenus sur un pipeline avec une fissure externe, une courbe du nombre de cycles jusqu'à la rupture pour une fissure semi-elliptique avec un rapport d'aspect initial de la fissure de ($a/c = 0,25$) donne une durée de vie plus longue de 3 % correspondant à 167471 cycles et un rapport d'aspect de fissure initial de ($a/c = 0,5$) donne une durée de vie plus longue de 4 % correspondant à 308160 cycles. Un nombre de cycles jusqu'à la courbe de défaillance pour une fissure semi-circulaire de rapport d'aspect initial de la fissure de ($a/c = 1$) montre une durée de vie supplémentaire.

I.2. Les pipelines

Les pipelines sont généralement constitués de tube en acier soudés bout à bout, peints à l'extérieur ou même à l'intérieur, et sont généralement enterrés dans le sol. Dans les zones à risques sismiques ou d'instabilité politique, ces pipelines sont coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre, selon les caractéristiques du terrain traversé. Contrairement à leur investissement initial ; par rapport à d'autres modes de transport compétitifs, leur utilisation est relativement bon marché, du moins pour les petites et moyennes distances [31].

Tableau I.1. Evolution des conditions de transport des pipelines [32]

Année	Pression de service (bars)	Diamètre (mm)	Capacité annuelle (millions m ³)	Perte de pression après 6000 km [%]
1910	2	400	80	49
1930	20	500	650	31
1965	66	900	830	14
1990	80	1420	26000	11
2000	120	1620	52000	8

Hulka a montré en 1997 [32], que l'augmentation et l'amélioration des propriétés mécaniques permettent de réduire l'épaisseur du tube tout en augmentant la qualité, donc un gain de masse (figure I.1) et cela permet des économies des coûts d'acier, de transport et de soudage. Lors du passage de X65 (65 ksi) au X80 (80 ksi), la production augmente de 10% et le poids de 6%, ce qui est donc très rentable [33].

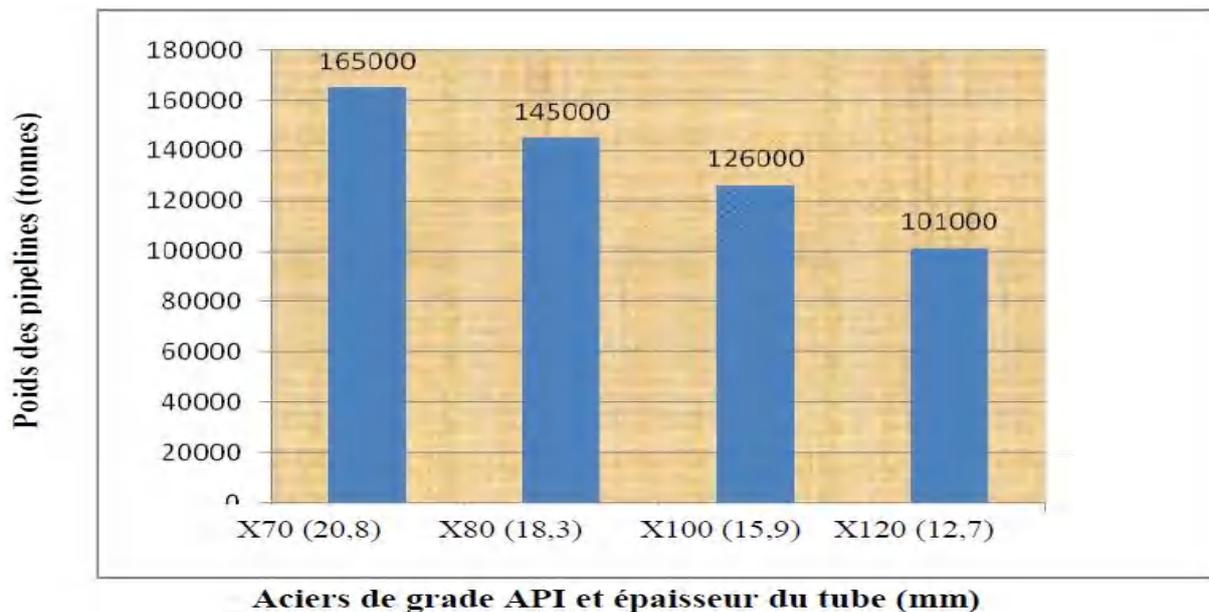


Figure I.24. Gain de masse lié à l'utilisation des hauts types d'acier pour des diamètres donnés [34]

La production annuelle des pipelines mondiaux est d'environ 8 millions de tonnes. La plupart de ces tubes sont composés de matériaux de qualité standard, types d'aciers inférieurs à X70. Les aciers supérieurs à X70 et X80 sont utilisés pour les tubes longs, et X90 et X100 sont en

cours d'évaluation [35]. Les développements des aciers X100 et X120 sont en cours. Les recherches sur l'acier X100 ont commencé en 1978 et se poursuivent à ce jour [36, 37].

I.3. Les gazoducs

Les gazoducs transportent le gaz naturel entre les zones de production et de consommation ou les zones d'exportation. On estime que la longueur totale des gazoducs dans le monde est d'un million de kilomètres, soit plus de 25 fois la circonférence de la Terre. Le diamètre total du réseau de gazoducs est estimé à plus de 18000 kilomètres. La plupart des gazoducs fonctionnent à terre ou sont enterrés dans des zones résidentielles d'une profondeur ne dépassant pas un mètre, ou placé au sol dans une zone désertique ou sur un sol solide. Le diamètre maximal varie de 50 mm (2 pouces) à 1400 mm (56 pouces) [38, 39].

Le gaz naturel contient principalement du méthane et, en moindres quantités, d'autres hydrocarbures, surtout de l'éthane, du propane, du butane et des pentanes [40]. Le gaz naturel brut contient également de la vapeur d'eau, du H₂S, du dioxyde de carbone, de l'hélium, de l'azote et d'autres substances [41].

Il existe trois (3) types des gazoducs :

- **Gazoducs de collecte** : Importez du gaz naturel à partir d'installations de stockage souterraines aux niveaux des sites de traitement.
- **Gazoducs de transport** : Fournir du gaz traité (désulfuration, déshydratation, etc.) à hautes pression vers les sites industriels de consommation ou vers les portes des zones urbaines.
- **Gazoducs de distribution** : Distribuez du gaz bas pression pour la livraison aux consommateurs domestiques ou aux petites entreprises.

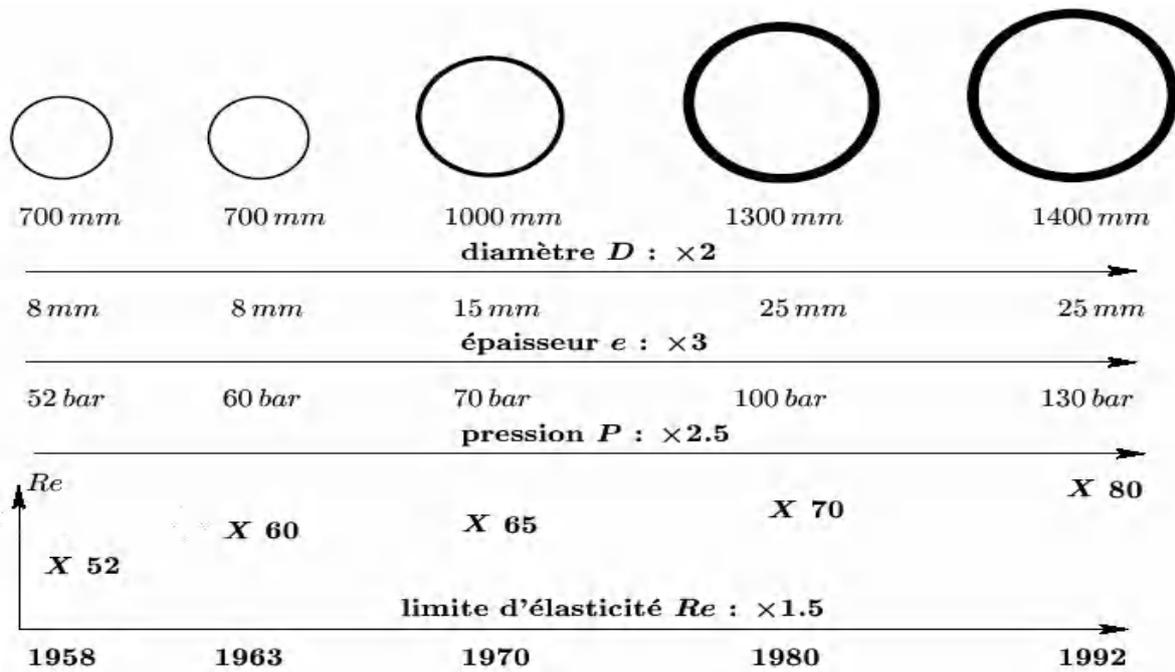


Figure I.25. Évolution des gazoducs depuis 50 ans [39]

I.4. La différence entre un oléoduc et un gazoduc

Les pipelines de pétrole (Oléoducs) et les pipelines de gaz naturel (Gazoducs) sont très similaires car tous deux sont des tuyaux en acier enterrés dans le sol. La principale différence est que l'oléoduc (les conduites de pétrole) transporte généralement des fluides entre 600 et 1 000 psi, tandis que les conduites de gaz (Les gazoducs) transportent du gaz généralement à une pression plus élevée de 1000 psi.

Les gazoducs ont des stations de compression en surface à intervalles réguliers. Ces compresseurs comprennent généralement des turboréacteurs terrestres et ils sont généralement alimentés au gaz naturel, à même le gazoduc. Les pipelines de pétrole brut ou de liquide ont des stations de pompage de surface à intervalles réguliers, souvent équipées de pompes électriques.

I.5. Caractéristiques mécaniques des aciers API

Les caractéristiques mécaniques des aciers API 5L dans la norme américaine et ISO sont présentées dans les tableaux suivants :

Tableau I.2. Caractéristiques mécaniques [42, 43]

Type d'acier	Limite élastique [N/mm ²]	Résistance à la rupture [N/mm ²]	Allongement (%)
L450 or X65	448	530	24
L485 or X70	483	566	23
L555 or X80	551	620	22
L690 or X100	690	770	25
L830 or X120	951	1024	26.5

Tableau I.3. Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL1) [44, 45]

Type d'acier	Résistance à la rupture [N/mm ²] (min)	Limite élastique [N/mm ²] (min)
L290 or X42	414	290
L320 or X46	435	320
L360 or X52	455	359
L390 or X56	490	390
L415 or X60	517	414
L450 or X65	531	448
L485 or X70	565	483

Tableau I.4. Caractéristiques mécaniques (Tubes de conduite PSL2) [44, 45]

Type d'acier	Limite élastique [N/mm ²]	Résistance à la rupture [N/mm ²]
L290 or X42	290-496	414-758
L320 or X46	320-525	435-655
L360 or X52	359-531	455-760
L390 or X56	390-545	490-760
L415 or X60	414-565	517-760
L450 or X65	448-600	531-760
L485 or X70	483-635	565-760
L555 or X80	552-705	620-827
L625 or X90	625-775	695-915
L690 or X100	670-840	760-990
L830 or X120	830-1050	915-1145

- **Différences entre l'API 5L PSL1 et l'API 5L PSL2**

PSL fait référence au niveau de spécification du produit développé selon la norme API 5L. Pour les normes de tuyauterie, les niveaux de spécification de tuyauterie sont divisés en PSL1 et PSL2. Des exigences de qualité différentes s'appliquent aux pipelines PSL1 et PSL2.

PSL2 présente des performances plus élevées que PSL1 car il a des exigences d'inspection, de composition chimique et de performances mécaniques plus strictes.

La production de l'API 5L PSL1 ne nécessite pas de performances d'impact, pour l'API 5L PSL2, tous les tuyaux doivent satisfaire les données suivantes, sauf le X80, pleine taille (à 0°C Akv moyen) : longitudinal pj, 41 acuité latérale 27 j. Acier de qualité moyenne X80, pleine dimension (à 0°C Akv) : longitudinal 101 j, ou acuité latérale 68 j [45].

La fabrication de pipelines doit inclure des essais pression hydrauliques et les normes pression hydrauliques non destructives ne sont pas autorisées. PSL1 ne nécessite pas de test non destructif, et chaque pipeline API 5L PSL2 doit être une inspection non destructive.

I.6. Composition chimique des aciers API 5L

Tableau I.5. Composition chimique en % (Tubes de conduite PSL1 soudés) [44, 45]

Type d'acier	Compositions chimique				
	C (Max)	Mn (Max)	P (Max)	S (Max)	Ti (Max)
Acier soudé					
L290 or X42	0.26	1.30	0.30	0.30	0.04
L320 or X46	0.26	1.40	0.30	0.30	0.04
L360 or X52	0.26	1.40	0.30	0.30	0.04
L390 or X56	0.26	1.40	0.30	0.30	0.04
L415 or X60	0.26	1.40	0.30	0.30	0.04
L450 or X65	0.26	1.45	0.30	0.30	0.06
L485 or X70	0.26	1.65	0.30	0.30	0.06

Tableau I.6. Composition chimique % (Tubes de conduite PSL2 soudés) [44, 45]

Type d'acier	Compositions chimique				
	C (Max)	Mn (Max)	P (Max)	S (Max)	Ti (Max)
Acier soudé					
L290 or X42	0.22	1.30	0.025	0.015	0.04
L320 or X46	0.22	1.40	0.025	0.015	0.04
L360 or X52	0.22	1.40	0.025	0.015	0.04
L390 or X56	0.22	1.40	0.025	0.015	0.04
L415 or X60	0.12	1.40	0.025	0.015	0.04
L450 or X65	0.12	1.45	0.025	0.015	0.06
L485 or X70	0.12	1.65	0.025	0.015	0.06
L555M or X80M	0.12	1.85	0.025	0.015	0.06
L625M or X90M	0.10	1.85	0.020	0.010	0.06
L690M or X100M	0.10	1.85	0.020	0.010	0.06
L830M or X120M	0.10	1.85	0.020	0.010	0.06

I.7. Caractéristiques chimiques et microstructure 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 types 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 ferrite-perlitique X42 et X52 (selon API) renfermant jusqu'à 0,3 % C, 1,6 % Mn, 0,7 % Si. Dans le deuxième groupe on trouve les aciers ferrite-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 ferrite-perlitique peuvent être modifiées, entre autres par l'affinement des grains ferritiques. C'est le seul procédé qui permet d'améliorer à la fois les caractéristiques de traction **Re** 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 à 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 [46], à des températures proches de 30°C, avec une tenue au froid suffisante et des limites de résistance à la rupture $\sigma_r = 644 \text{ MPa}$ et à l'écoulement $\sigma_{0,2} = 600 \text{ MPa}$ [47].

I.8. Fabrication de tubes

En 1964-65, le premier transport de GNL (gaz naturel liquéfié) conventionnel a été ouvert entre l'usine de d'Arzew (Algérie) et le terminal méthanier de Canvey Island (Royaume-Uni) et Havre (France) [48].

En 1985, le premier gazoduc est mis en service [49].

En 1993, les principaux pays exportateurs étaient l'ex-Union soviétique (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 sont l'Allemagne (19%), les États-Unis (18%), le Japon (15%), l'Italie (10%), la France (9%), la Tchécoslovaquie (4%) et la Belgique (4%) [48].

Les lignes principales sont un moyen sûr et économique de transporter le gaz naturel entre les sites d'exploitation et les points de consommation (parfois distants de plus de 5000 kilomètres) [50].

Les propriétés mécaniques dépendent des éléments chimiques et de leurs quantités dans l'alliage [51].

I.8.1. Types des tubes

Le grand nombre de diamètres et d'épaisseurs de tuyaux et le développement de sa technologie de production au fil du temps sont les raisons de la diversification du réseau de gazoducs de l'Algérie. Il existe :

Les tubes sans soudure.

Les tubes soudés longitudinalement.

Les tubes soudés en spirale.

Ce symbole est réservé aux tuyaux d'un diamètre extérieur supérieur à 406,4 mm (16 pouces). Ils sont obtenus par soudage longitudinal ou en spirale de plaques laminées à chaud [52].

I.8.1.1. Fabrication des tubes sans soudure (Le laminage)

Le laminage est un procédé de déformation plastique continu. Fabriqué par des cylindres de laminoir. Cette déformation se caractérise par un amincissement et un allongement (la pièce laminée ne se dilate presque pas). Le laminage en laminage continu peut entraîner une réduction significative de l'épaisseur. Le coefficient de corroyage (toujours supérieur à l'unité) est le rapport entre les sections du produit avant et après laminage. Le laminage modifie la structure cristalline principale du lingot et affine les grains cristallins. Il homogénéise la composition et améliore les caractéristiques, notamment dans le sens longitudinal, en raison de l'orientation de la structure cristalline.

Dans le processus de laminage à chaud, la température du matériau est choisie afin d'obtenir la meilleure plasticité. Le laminage à froid a lieu à température ambiante et nécessite beaucoup de lubrification. L'ampleur du changement de section est limitée à chaque passage.

Les tubes laminés sans soudure sont réalisés par laminage à chaud : utilisés pour les petits diamètres allant de 406,4 à 609,6 mm (16 à 24 pouces), selon les pays [53]

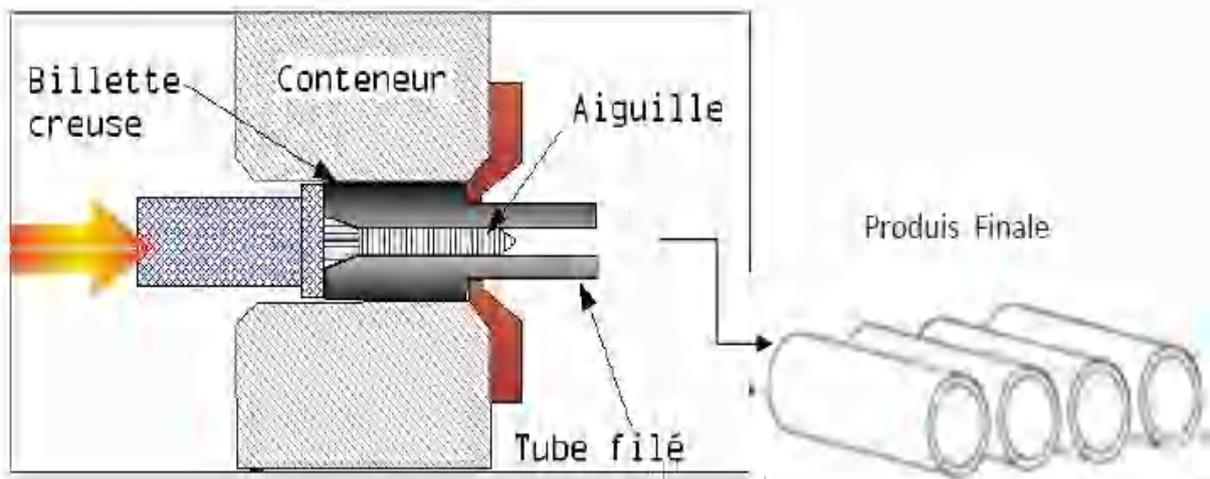


Figure I.26. Obtention des tubes sans soudure [54]

I.8.1.2. Fabrications des tubes soudés

- **Les tubes soudés longitudinalement**

Les tubes soudés longitudinalement de grand diamètre sont principalement utilisés pour le transport du pétrole et du gaz naturel. La fabrication de ces tuyaux comprend trois étapes : le formage, le soudage, l'expansion et le calibrage [55]. La première étape est également divisée en trois sous-sections : Croquage, forme en U et forme en O [56]. Ce processus est appelé le processus "UOE". Ses différentes étapes [57] :

- Formage** : Après cloquage des rives de la plaque métallique, utilisez deux presses de formes différentes pour la plier en deux étapes: la première est un tube en forme de U et la seconde donne une forme circulaire.
- Soudage** : Le soudage est effectué en interne et en externe en utilisant la technologie de soudage à l'arc avec des têtes de soudage automatiques. Habituellement, le cordon intérieur est réalisé en premier.
- Expansion et calibrage** : Afin d'obtenir un tube avec une section circulaire parfaite, il doit être étiré mécaniquement pour augmenter son diamètre de 1 à 1,5%. Ce processus élimine les contraintes résiduelles et crée des tubes parfaitement calibrés. L'expansion du métal au-delà de sa limite élastique est également un test très strict de la qualité de la canalisation.

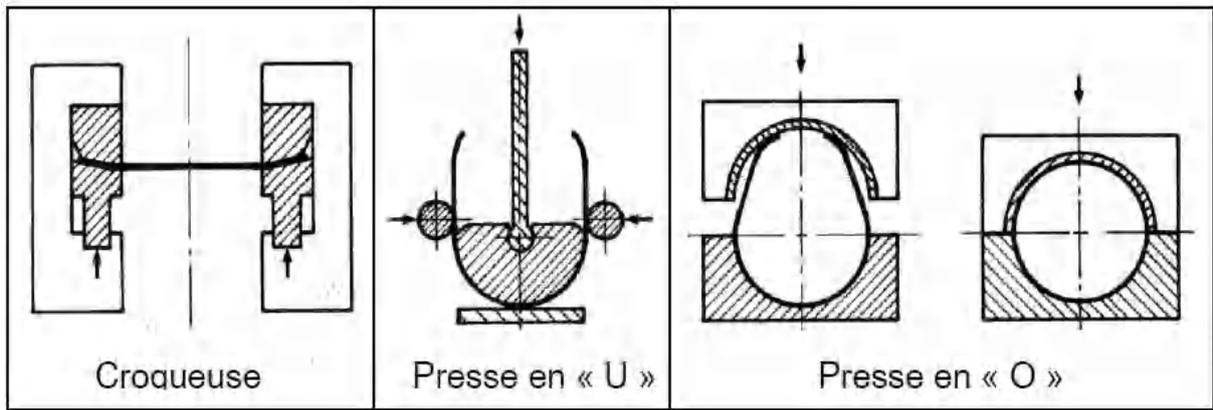


Figure I.27. Mise en forme des tubes par le procédé « UOE » [57, 58]

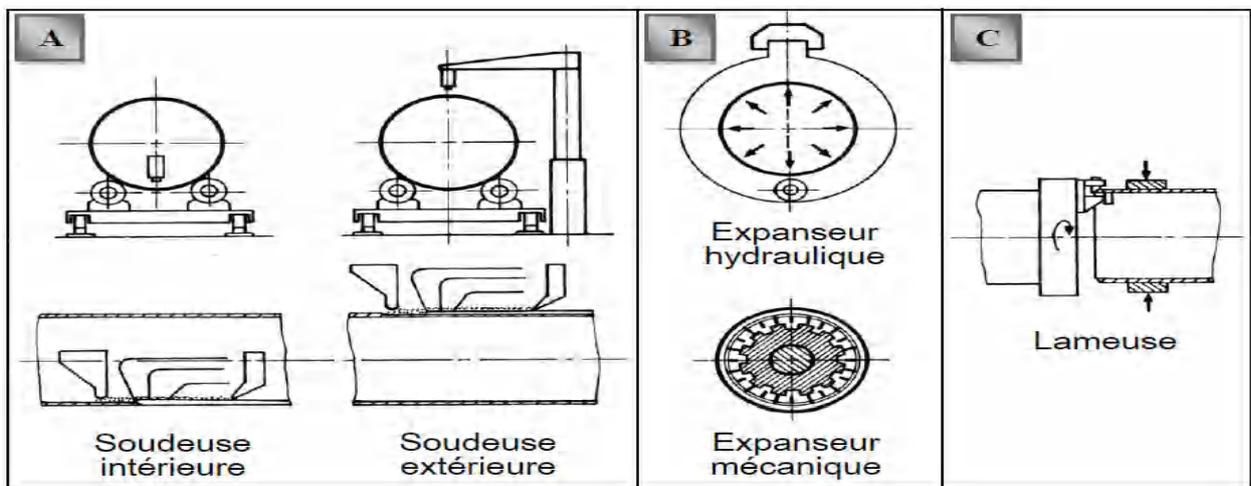


Figure I.28. Soudage et finition des tubes par le procédé « UOE » [57, 58]

- **Les tubes soudés en spirale**

Le procédé est réalisé par enroulement et soudage en spirale de tôles métalliques sous forme de bobines, un contrôle de soudage très strict est requis en usine car il implique de nombreuses reprises qu'il entraîne, impose un appareillage de très bonne qualité des tôles, pour assurer une bonne fiabilité de la fabrication. Prenez les précautions nécessaires, ce procédé est développé en raison de l'économie de transport qu'il autorise (tôles en bobine) et de l'équipement de production relativement simple. De plus, des diamètres très importants peuvent être obtenus, bien plus grands que ceux obtenus industriellement par la soudure longitudinale des tubes de diamètre de 2540 mm (100") et d'une épaisseur de 25,4 mm (16") [53].



Figure I.29. Tubes soudés en spirale [54]

I.9. Définition de la corrosion

Il s'agit d'un phénomène naturel qui se produit lorsque les métaux réagissent avec l'environnement environnant, soit par exemple le contact avec le fluide ou le sol. Tout comme un vélo exposé à la pluie rouille et se corrode avec le temps. S'il n'est pas protégé, les pipelines se corroderont avec le temps [59].

Généralement, la corrosion peut être vue comme une réaction d'échange spontané d'électrons à l'interface entre le métal et l'environnement. Il s'agit d'un phénomène naturel qui tend à restaurer le métal à son état d'oxyde par une attaque plus ou moins rapide du milieu corrosif [60].

I.10. Mécanisme de la corrosion

Le principal agent corrosif de l'industrie pétrolière est le sulfure d'hydrogène (H_2S), qui provient à la fois du pétrole brut et de la décomposition thermique des composés soufrés [61]. Cette corrosion dépend principalement de la concentration de H_2S et de la température, mais n'a rien à voir avec la pression [62].

Les gaz tels que le dioxyde de carbone ou l'acide acétique et d'autres acides aliphatiques à chaîne courte peuvent être faibles ou élevés. La présence de ces gaz et la lutte contre la corrosion acide rendent ce problème plus difficile. La corrosion dans les puits de pétrole et de gaz a un mécanisme électrochimique. Lorsque la température du système descend en dessous du point de rosée, l'humidité devient liquide et de grosses gouttelettes peuvent se produire sur la paroi du pipeline. L'eau agit comme un électrolyte dans la réaction

électrochimique. Si des gaz acides tels que H_2S et CO_2 sont dissous dans l'eau, dans l'environnement acide à proximité de composants tels qu'une forte corrosion des composants, l'eau elle-même ne sera pas corrosive. D'autres gaz corrosifs que l'oxygène se retrouvent parfois dans les puits de pétrole, mais le problème est qu'il n'y a pas d'oxygène. La source de gaz H_2S peut être une couche de sédiments, les produits pétroliers et gazeux du processus de réaction ou de l'activité sont des bactéries. Une nouvelle détérioration du gaz des puits en raison de la corrosion localisée se produit, la corrosion locale sous l'isolation, peut être causée par des bactéries et qui est de 10 à 100 fois plus rapide que les dommages de corrosion uniforme. Un autre type de la corrosion est une corrosion localisée résultant de défauts. La détérioration apparente de la situation est différente. Présence de CO_2 sous forme de défauts en forme d'aiguille ou la rupture se produit. La corrosion du CO_2 dans les puits de gaz peut être divisée en trois zones de température [63].

Le tableau suivant montre l'impact annuel moyen des événements de corrosion majeurs entre 1988 et 2007.

I.11. Corrosion dans les pipelines

Dans l'industrie pétrolière, les pipelines sont un outil indispensable pour le transport de longue distance et ils combinent des débits élevés à grande échelle des hydrocarbures. Année après année, ils sont confirmés comme le moyen de transport d'hydrocarbures le plus sûr et le plus économique [64]. Cependant, leur enfouissement a entraîné de nombreuses pertes dans le système, et le reste était accidentel.

Les pertes dues à la corrosion contribuent grandement au pourcentage de pertes de procédé dans le transport par pipeline et sont également une source importante de pollution [65].

Les statistiques de l'European Gas Pipeline Incident Group (EGIG) montrent que la cause principale de l'accident est une attaque externe, généralement un accident de génie civil. Entre 1970 et 1992, le taux annuel d'accidents dus aux agressions extérieures et aux fuites de gaz était de 0,3 par mille kilomètres [66].

La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend à la fois des caractéristiques de ces deux paramètres [67, 68]. La température et le pH affectent directement la vitesse de corrosion, tandis que l'effet indirect se fait par la phase aqueuse. La surface métallique et la pression affectent directement la pression partielle de CO_2 .

La figure suivante présente la corrosion interne et externe des pipelines.



(a) interne



(b) externe

Figure I.30. Corrosion dans les pipelines [69]

- **Les causes des incidents significatifs des pipelines**

Bien qu'il existe de nombreuses causes d'incidents, il n'y a qu'un seul incident qui mérite attention : une fuite de pipeline ou une perte de confinement de la canalisation. La cause principale de l'accident lié au fluide, pipeline, à l'environnement et l'interaction avec le liquide-Pipeline et environnement-pipeline.

En ce qui concerne les gazoducs, les principales sources de danger sont celles liées à l'attaque des engins des travaux publics, à une corrosion ou aux fissures ou aux mouvements de terrain [70].

Le tableau suivant représente les principaux facteurs de risques dans la base de données GRTgaz (1970-2016) :

Tableau I.7. Les principaux facteurs de risques [70]

Principaux facteur de risques	Base de données GRTgaz (1970-2016)
Agressions Externes (travaux de tiers, piquage, circulation)	64,6 %
Défaut de Construction/Matériaux	11,5 %
Corrosion	14,0 %
Phénomènes Naturels (Mouvements de terrain/Foudre/Érosion)	9,0 %

Les figures ci-dessous montrent les causes des accidents majeurs mondiaux dans les gazoducs et l'évolution de la fréquence des incidents sur le réseau de transport de GRTgaz sur 5 années glissantes.

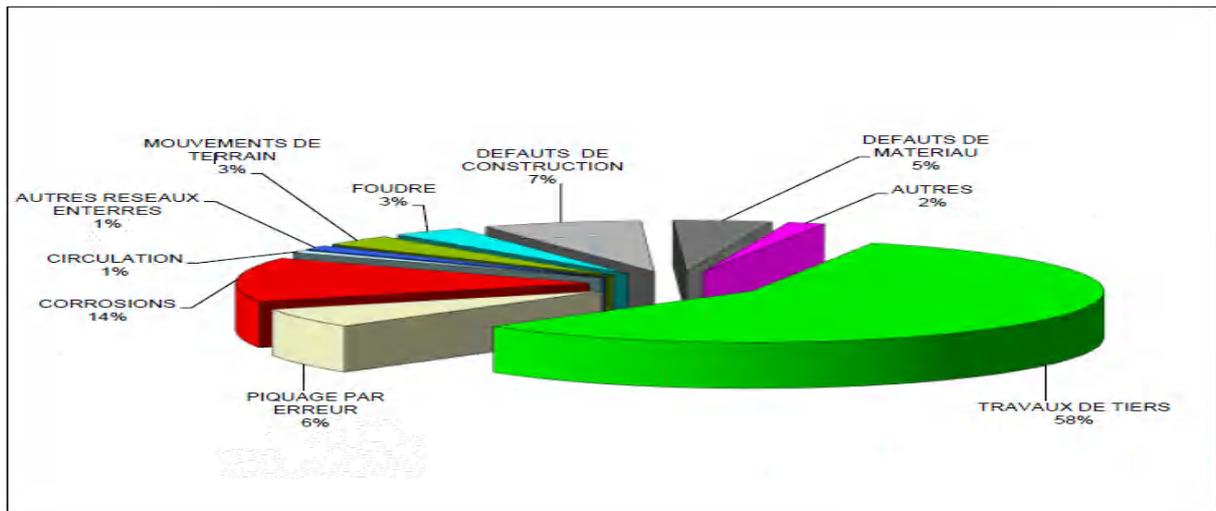


Figure I.31. Causes des incidents significatifs des pipelines de transmission de gaz naturel entre l'année 1970 et 2016 [71].

I.12. Types de corrosion

I.12.1. Corrosion uniforme

Toutes les parties du métal subissent une corrosion uniforme ou générale à la même vitesse, entraînant une diminution ou une augmentation régulière de l'épaisseur, ou seulement une décoloration (ternissement) [72].



Figure I.32. Corrosion uniforme d'un pipeline [73]

I.12.2. Corrosion localisée

Ce type de corrosion se produit à des emplacements d'anode spécifiques sur la surface ou la structure métallique. La différence entre cela et la corrosion uniforme est que nous pouvons clairement distinguer l'endroit d'anode et l'endroit de cathode. En pratique, une corrosion localisée se produit en raison de l'hétérogénéité des matériaux ou de l'environnement [74]. La corrosion localisée se produit beaucoup plus rapidement dans une partie du métal que dans le

reste de la surface et peut prendre différentes formes [75]. C'est un phénomène très important. Même si vous choisissez un métal qui convient à un environnement qui ne se corrode généralement pas mais qui se corrode toujours localement, il existe encore de nombreux problèmes de corrosion. Les types de corrosion les plus courants sont les piqûres et la corrosion intergranulaire. Une corrosion localisée se produit parfois dans les matériaux dans des conditions de corrosion active, mais il s'agit généralement d'une maladie de passivation des matériaux après la détérioration de la passivation locale [76]. La corrosion localisée est divisée en plusieurs catégories, de sorte que les chercheurs divisent ce type de corrosion en huit catégories [77].

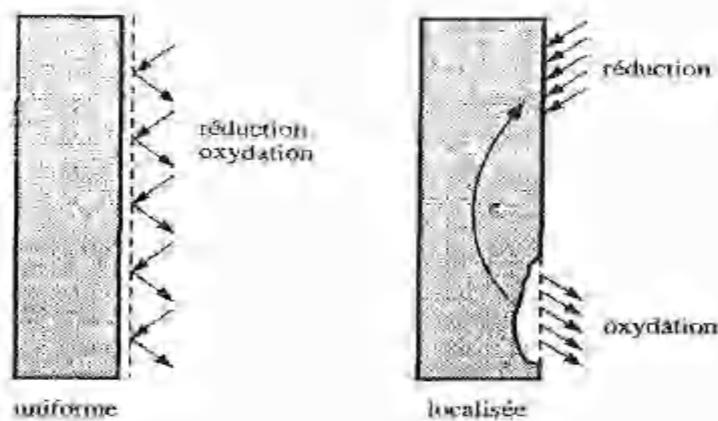


Figure I.33. Corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal [76]

I.12.3. Corrosion érosion

Il s'agit d'une combinaison de réactions électrochimiques et d'élimination mécanique de la matière, qui se produit généralement dans les métaux exposés à l'écoulement rapide d'un fluide [78].

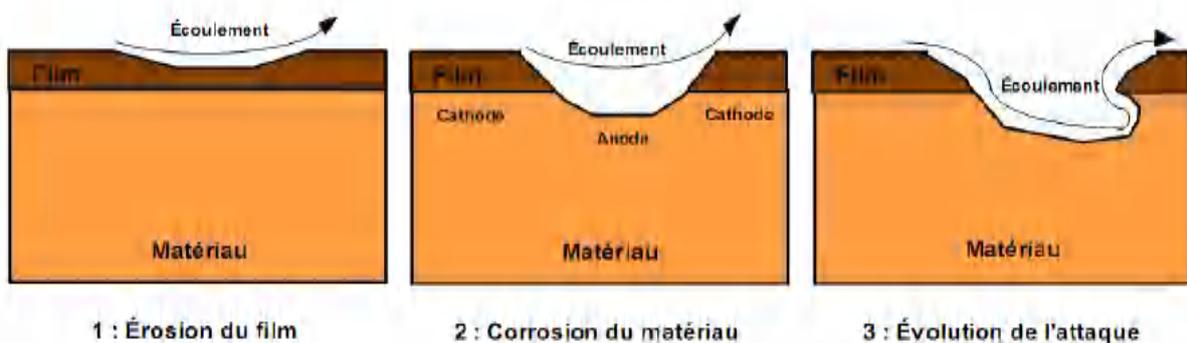


Figure I.34. Représentation schématique du phénomène de corrosion érosion [78]

I.12.4. Corrosion Galvanique

La corrosion galvanique peut être simplement définie comme l'effet du contact entre deux métaux ou alliages différents dans un environnement corrosif conducteur : le terme bimétallique est également utilisé.

Dans chaque solution, une "série galvanique" peut être créée, c'est-à-dire que différents métaux et alliages sont classés en fonction du potentiel électrique mesuré [56].



Figure I.35. Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre

I.12.5. Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse

Les piqûres et la corrosion caverneuse sont des cas particuliers de corrosion galvanique, dans ce cas, la perte de métal est concentrée sur une surface métallique relativement petite. La corrosion se produit en raison de l'oxygène ou de différences locales de concentration en oxygène. Par exemple, des ions chlorure ou en raison de différences de pH. La corrosion par piqûres est liée à l'accumulation de 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 ce cas, l'oxygène dissous dans l'eau industrielle ne pénètre pas dans le tartre. En l'absence d'oxygène, le métal sous le dépôt devient une anode, c'est-à-dire qu'il a tendance à se dissoudre et à former de profondes piqûres.

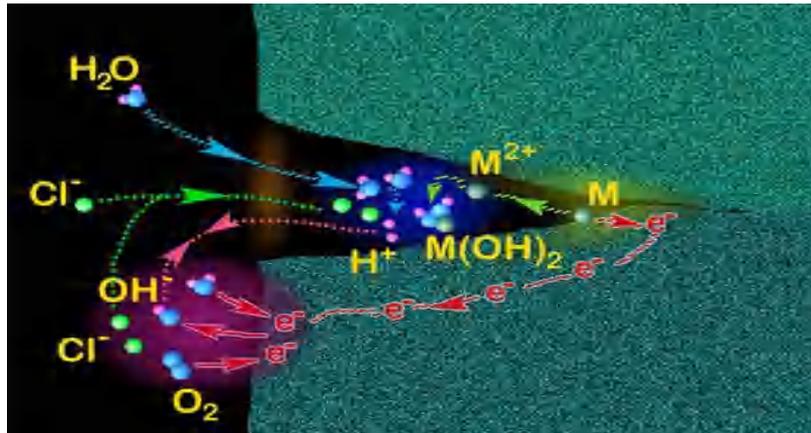


Figure I.36. Corrosion par piqûration [55]

I.12.6. Corrosion induite microbiologiquement (CIM)

Les bactéries couramment présentes dans l'eau stagnante peuvent provoquer une corrosion induite microbiologique (CIM). Ce phénomène peut se produire dans des conditions aérobies ou anaérobies (avec ou sans oxygène), car en raison de l'évolution, certaines bactéries vont en multiplier dans l'une ou l'autre condition.

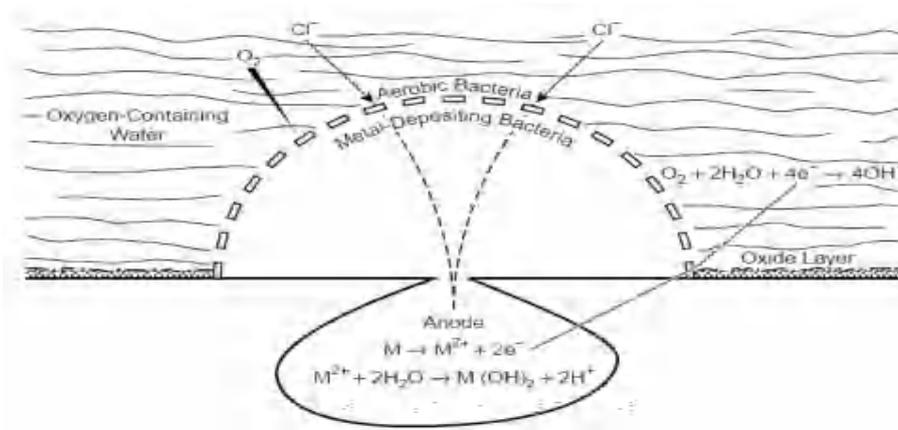


Figure I.37. Corrosion bactérienne [79]

I.12.7. Corrosion sélective

Comme son nom l'indique, ce mode de corrosion se traduit par la dissolution sélective de l'un des éléments de l'alliage si celui-ci est homogène, ou de l'une des phases si l'alliage est polyphasé [56]. Les deux cas les plus courants de corrosion sélective sont :

L'exemple le plus connu est La dézincification (dissolution sélective du zinc) dans le laiton (par exemple 70Cu-30Zn) [56].

Graphitisation des fontes: la corrosion de la fonte, le graphite ne se corrode pas. Dans le cas de fontes en graphite, la profondeur de corrosion se développe sans détérioration visible [62].



Figure I.38. Coupe métallographique montrant une corrosion sélective d'un laiton [56]

I.12.8. Corrosion sous contrainte mécanique (C.S.C.)

La fissuration par corrosion sous contrainte (SCC) est le résultat de l'effet combiné de la contrainte mécanique (contrainte résiduelle ou contrainte appliquée) et de l'environnement agressif sur le matériau. La fissuration par corrosion sous contrainte (SCC) est le résultat de l'effet combiné de la contrainte mécanique (contrainte résiduelle ou contrainte appliquée) et de l'environnement agressif sur le matériau. Il est dangereux pour l'équipement et se caractérise par l'apparition de fissures intergranulaires ou trans-granulaires, et la direction générale de propagation est perpendiculaire à la contrainte la plus élevée [80].



Figure I.39. Fissuration par corrosion sous contrainte dans une structure en acier allié soudé

[56]

II.12.9. Corrosion fatigue

La différence entre la fatigue par corrosion et le CSC est que les contraintes appliquées ne sont plus statiques, mais périodique (les forces périodiques alternés) [80]. La corrosion cyclique est une réduction significative de la résistance à la fatigue du métal. Dans ce cas, la courbe de fatigue peut ne pas avoir de limite d'endurance et décroître de manière monotone vers de très faibles contraintes, cette diminution en raison de l'effet combiné des facteurs électrochimiques et mécaniques [81].

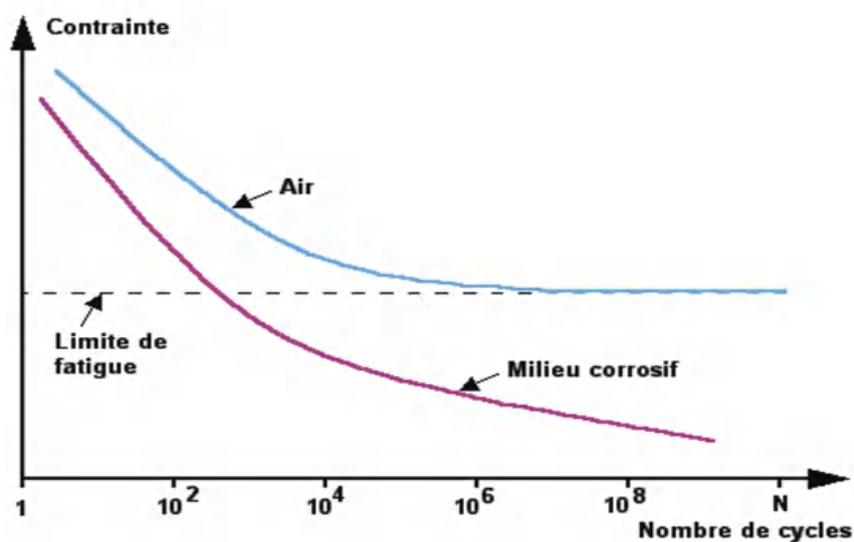


Figure I.40. Contrainte appliquée en fonction du nombre de cycles [56]

II.13. Vitesse de fissuration des aciers de tubes

Selon la direction de la fissure, les fissures peuvent être décrites comme étant longitudinale ou transversale [82]. Les figures suivantes sont la vitesse de fissuration des différents aciers de tube :

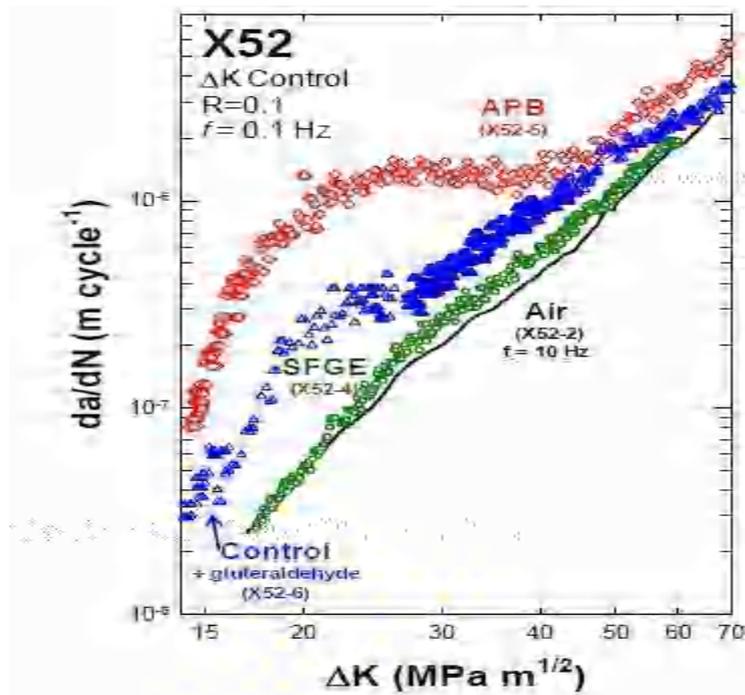


Figure I.41. Vitesse de fissuration de l'acier API 5L X52 sous différents environnements gazeux [83]

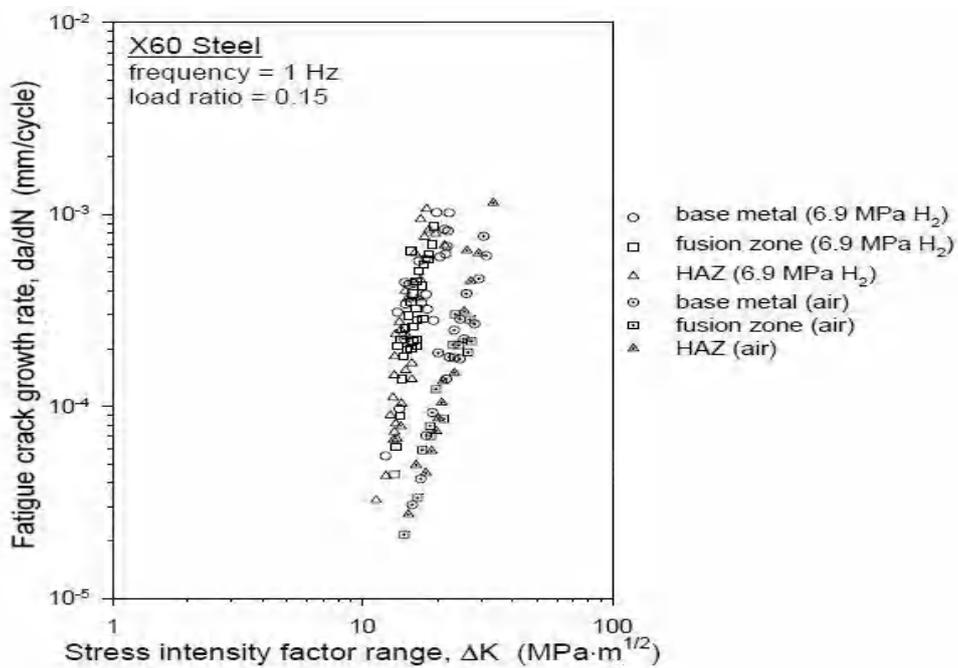


Figure I.42. Vitesse de fissuration dans un joint soudé en API 5L X60 [84]

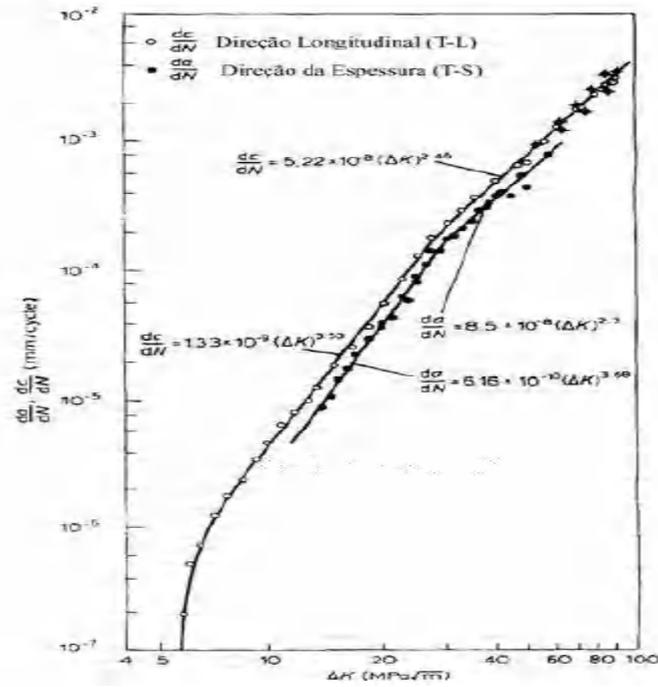


Figure I.43. Effet de l'orientation des fissures sur la vitesse de fissuration de l'acier API 5L X65 (Sens T-L et T-S) [85]

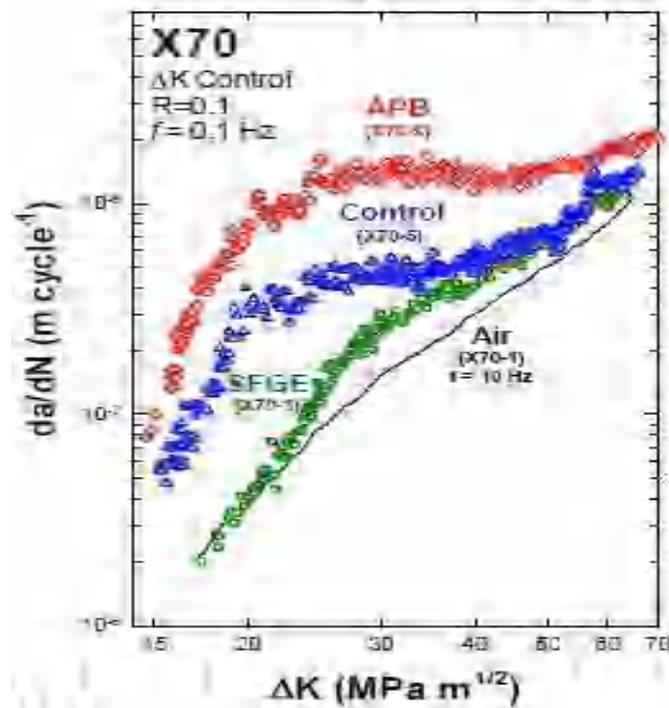


Figure I.44. Vitesse de fissuration de l'acier API 5L X70 sous différents environnements gazeux [83].

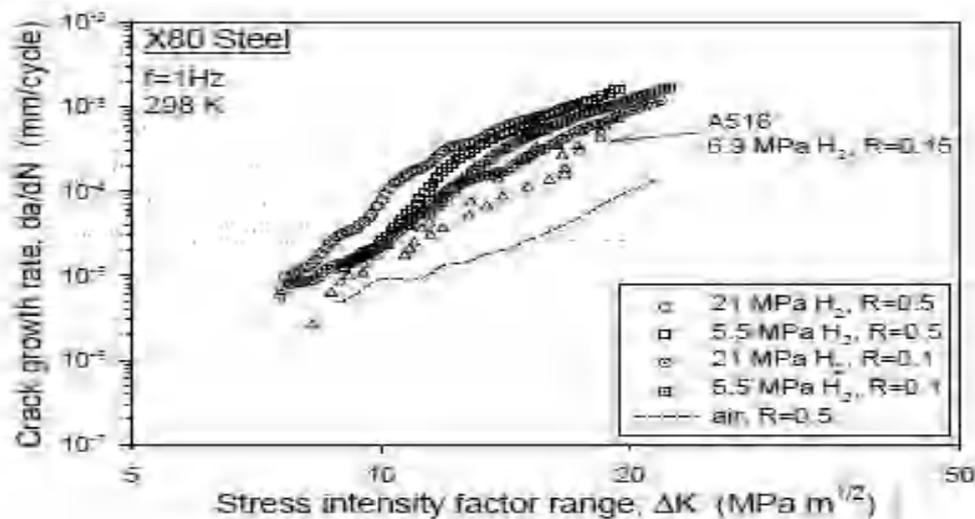


Figure I.45. Vitesse de fissuration de l'acier API 5L X80 en présence d'hydrogène [84]

- **Facteur d'intensité de contrainte**

George R. Irwin, largement connu comme le père de la mécanique de la rupture, a inventé le facteur d'intensité de contrainte en 1957 [86, 87]. C'est l'un des facteurs les plus fondamentaux et les plus pertinents de toute mécanique de la rupture, et c'est le seul paramètre essentiel pour déterminer l'état de contrainte et de déformation dans une fissure [87, 88]. La variable K représente le facteur d'intensité de contrainte (FIC). Le facteur d'intensité de contrainte caractérise la condition de contrainte à proximité de la pointe de la fracture. Il est proportionnel à la vitesse de développement des fissures et est utilisé pour déterminer les critères de rupture par fissuration [87].

K a été défini par Irwin comme une approximation proche du fond de fissure de la solution complète de Westergaard pour le champ de contraintes entourant une fracture [87, 89]. Westergaard a utilisé les nombres complexes et la fonction de contrainte d'Airy. Erwin a découvert que la combinaison de σ_∞ et a est reflétait avec précision dans la sévérité de la condition de contrainte au fond de fissure, et bien qu'il n'ait pas inclus la valeur au début, elle a ensuite été ajoutée pour obtenir la formule suivante :

$$K = \sigma_\infty \sqrt{A\pi} \quad (\text{III. 23})$$

Avec « A » la longueur de la fissure et « σ_∞ » la contrainte infinie

K_I est le facteur d'intensité de contrainte en mode **I**, mode d'ouverture de fissure et K_{II} est le facteur d'intensité de contrainte en mode **II**, mode de cisaillement.

I.14. CONTROLE NON DESTRUCTIF

Le Contrôle non destructifs (CND) est une série de méthodes permettant de caractériser l'intégrité des structures ou des matériaux, qui ne sera pas réduite pendant les étapes de production, d'utilisation ou de maintenance [90]. Parce que les ingénieurs doivent protéger le personnel et l'équipement, les contrôles non destructifs (CND) ont été créés [91].

Ainsi, la définition des contrôles non destructifs plus proche de la réalité industrielle consiste donc à dire qu'il s'agit de « qualifier, sans nécessairement quantifier, l'état d'un produit, sans altération de ses caractéristiques par rapport à des normes de recette » [92, 93]. Pour accomplir cette tâche, il est nécessaire de bien comprendre les méthodes d'investigation mises en œuvre, leurs limites et surtout l'adéquation idéale entre les performances de reconnaissance de chaque méthode et les normes de mise en œuvre.



Figure I.46. Méthode indirecte de contrôle non destructif

- **Les différentes techniques de contrôle non destructif**

Il existe de nombreuses méthodes de contrôle non destructif : Rayons X, ultrasons, tests de pénétration (Le ressuage), imagerie thermique (La thermographie), bruit de Barkhausen, courants de Foucault ... Elles dépendent du type de contrôle envisagé, ces méthodes utilisent des phénomènes différents, et dans la plupart des cas sont complémentaires. La méthode dépend de la pièce à contrôler (Type de matériau, forme, etc.) et du type de contrôle effectué (Détection des défauts, mesure d'épaisseur, etc.) et les conditions du contrôle doivent être effectuées. La plupart de ces méthodes ont des outils de collecte automatique de données, de sorte que les données peuvent être stockées et traitées numériquement [94].

I.15. Types de réparation

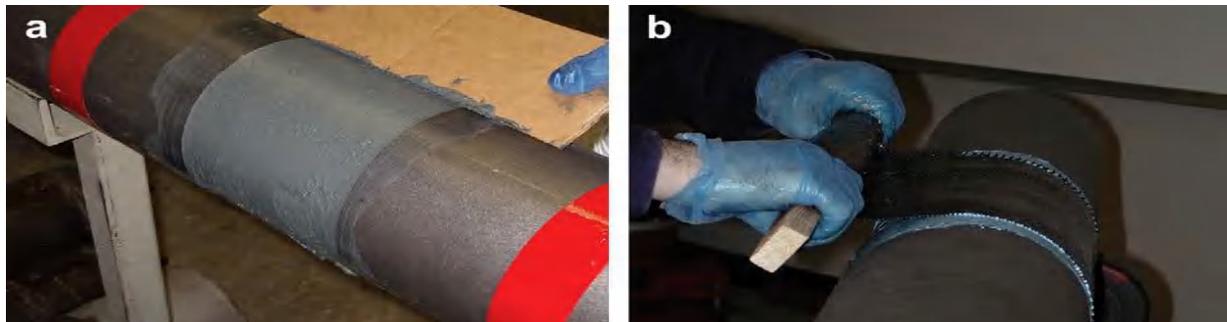
I.15.a. Réparation par demi-coquille

Cette procédure de réparation consiste à insérer des demi-coquilles soudées pour gérer les canalisations de transport d'hydrocarbures afin de minimiser les fuites potentielles et donc de réparer les défauts axiaux ou circonférentiels traversant ou non [95].



Figure I.47. Opération de soudage de la demi-coquille [96]

I.15.b. Réparation par Patch composite (Carbone époxy)



(a) Remplissage de défaut avec mastic (b) Envelopper le carbone époxy autour du défaut

Figure I.48. Procédé de réparation de la conduite par Patch composite [97]

Cette technique de réparation fait partie de la structure endommagée, notamment la maintenance des canalisations. De nouvelles méthodes de réparation à base de matériaux composites sont en cours de développement pour ralentir la propagation des fissures et augmenter la durée de vie de ces structures. En effet, en raison de leurs caractéristiques mécaniques spécifiques élevées et de leurs variétés, les matériaux composites et les adhésifs sont de plus en plus utilisés pour réparer les structures, avec un large d'application vers la fin des années 1970 [98].

CHAPITRE II

Equations

mathématiques

et géométrie

II.1. Introduction

Dans ce chapitre nous avons montrés les équations que nous avons utilisées dans pour les calculs théorique dans le dernier chapitre.

II.2. Calculs des contraintes

En utilisant les coordonnées cylindriques (r, θ, z) , les équations permettant de déterminer les contraintes radiales (σ_{rr}) , circonférentielles $(\sigma_{\theta\theta})$ ainsi qu'axiales (σ_{zz}) avec l'application d'une pression interne sont données par [99] :

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

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{P_i r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \left(1 + \frac{r_e^2}{r^2} \right) \quad (\text{II.2})$$

$$\sigma_{zz} = \frac{2P_i r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \quad (\text{II.3})$$

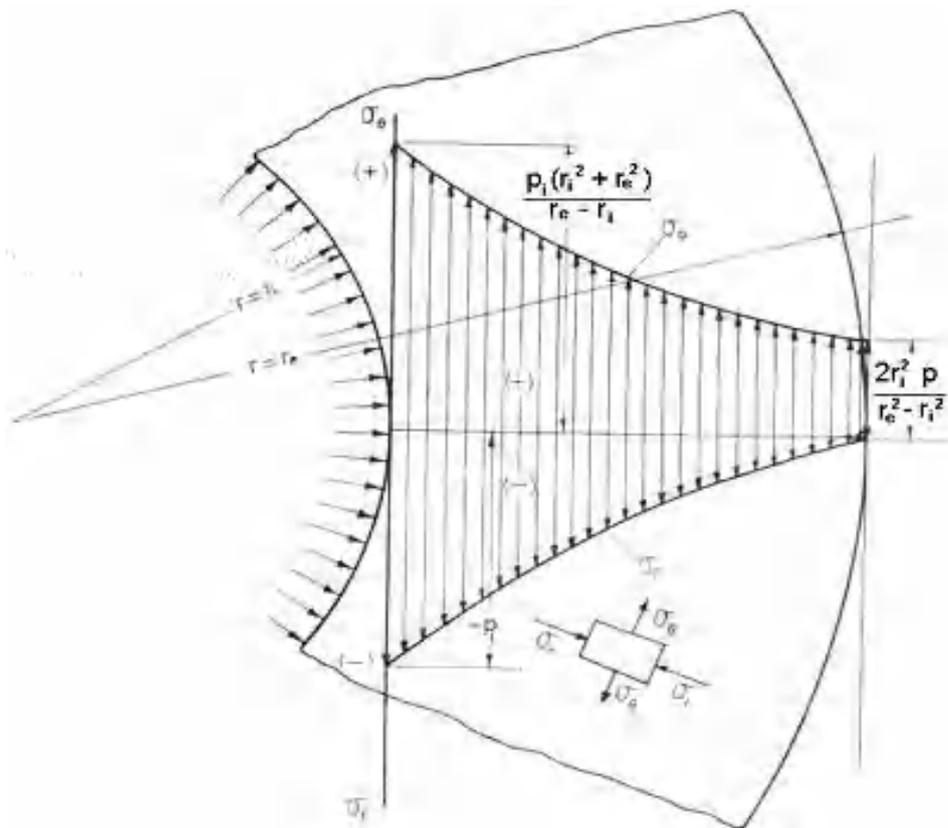


Figure II.1. Variation des contraintes en fonction du rayon [48]

$$\text{Si } r = r_e \quad \Rightarrow \quad (\sigma_{\theta\theta}) \max = \frac{P_i r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \quad (\text{II.4})$$

$$\text{Si } r = r_i \quad \Rightarrow \quad (\sigma_{\theta\theta}) \min = \frac{2P_i r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \quad (\text{II.5})$$

La contrainte radiale σ_{rr} est toujours négative

$$\text{Si } r = r_e \quad \Rightarrow \quad (\sigma_{rr}) \max = 0 \quad (\text{II.6})$$

$$\text{Si } r = r_i \quad \Rightarrow \quad (\sigma_{\theta\theta}) \min = -P_i \quad (\text{II.7})$$

La contrainte de traction σ_{zz} est toujours :

$$\frac{2P_i r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \Rightarrow (\sigma_{zz}) \max = \frac{P_i}{\left(\frac{r_e}{r_i}\right)^2 - 1} \quad (\text{II.8})$$

Lorsque les tubes sont minces, nous pouvons aborder les dimensions liées aux diamètres et les rayons :

$$D_{\text{moy}}^2 \approx (r_e + r_i)^2 = r_e^2 + r_i^2 + 2r_e r_i \quad \Rightarrow \quad r_e^2 + r_i^2 = D_{\text{moy}}^2 - 2r_e r_i \text{ et pour } r_e \approx r_i \approx r$$

$$r_e r_i \approx r^2 = \frac{D_{\text{moy}}^2}{4} \quad (\text{II.9})$$

$$\Rightarrow r_e^2 + r_i^2 = \frac{D_{\text{moy}}^2}{2} \quad (\text{II.10})$$

La contrainte circonférentielle $(\sigma_{\theta\theta}) \max$

$$(\sigma_{\theta\theta}) \max = \frac{P_i r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \Rightarrow \frac{P_i}{(\sigma_{\theta\theta}) \max} = \frac{r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}$$

$$\text{On a } r_e^2 + r_i^2 = \frac{D_{\text{moy}}^2}{2} \quad \text{et} \quad r_e^2 - r_i^2 = (r_e + r_i)(r_e - r_i) = (r_e + r_i) \cdot t = D_{\text{moy}} \cdot t$$

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

$$\Rightarrow \frac{P_i}{(\sigma_{\theta\theta}) \max} = \frac{1}{2\left(\frac{t}{D_{\text{moy}}}\right)} \quad (\text{II.11})$$

La contrainte de traction σ_{zz} (max)

$$\frac{2P_i r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \Rightarrow \frac{(\sigma_{zz}) \max}{P_i} = \frac{2r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}$$

On a $r_e^2 - r_i^2 = D^2_{\text{moy}} \cdot t$ et $r_e r_i \approx r^2 = \frac{D^2_{\text{moy}}}{4}$

$$\Rightarrow \frac{(\sigma_{zz}) \max}{P_i} = \frac{\frac{D^2_{\text{moy}}}{4}}{D^2_{\text{moy}} \cdot t}$$

Donc
$$\frac{(\sigma_{zz}) \max}{P_i} = \frac{1}{4\left(\frac{t}{D_{\text{moy}}}\right)} \quad (\text{II.12})$$

La contrainte radiale σ_{rr} (max)

$$\sigma_{rr} (\min) = -P_i \Rightarrow \frac{(\sigma_{rr}) \max}{P_i} = -1 \quad (\text{II.13})$$

On a le critère de Von Mises de cordonnée cylindrique :

$$\sigma_{VM} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{rr})^2 + (\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta})^2} \quad (\text{II.14})$$

En remplaçant les équations (III.3), (III.4) et (III.7) dans l'équation (III.14), on a :

$$\sigma_{VM} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{\left(\frac{P_i r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} - \frac{2P_i r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2 + \left(\frac{2P_i r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} + P_i\right)^2 + \left(-P_i - \frac{P_i r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2}$$

$$\sigma_{VM} = \frac{P_i}{\sqrt{2}} \sqrt{\left(\frac{r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} - \frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2 + \left(\frac{r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} + 1\right)^2 + \left(-1 - \frac{r_e^2 + r_i^2}{r_e^2 - r_i^2}\right)^2}$$

$$\sigma_{VM} = \frac{\sqrt{6}P_i}{\sqrt{2} (r_e^2 + r_i^2)} \sqrt{(r_e^2)^2} \Rightarrow \frac{\sigma_{VM}}{P_i} = \frac{\sqrt{3}r_e^2}{(r_e^2 + r_i^2)}$$

On a $r^2 = \frac{D^2_{\text{moy}}}{4}$ et $r_e^2 - r_i^2 = D^2_{\text{moy}} \cdot t$

$$\Rightarrow \frac{\sigma_{VM}}{P_i} = \frac{\sqrt{3} \frac{D^2_{\text{moy}}}{4}}{D^2_{\text{moy}} \cdot t}$$

Donc
$$\frac{\sigma_{VM}(\max)}{P_i} = \frac{\sqrt{3}}{4\left(\frac{t}{D_{\text{moy}}}\right)} \quad (\text{II.15})$$

Avec l'application d'une pression externe et lorsqu'il n'y a pas de limitations à l'étalement de l'ondulation radiale dans la direction qui lui est perpendiculaire, le mode de déformation stable est celui qui a la plus grande longueur d'onde. C'est le cas des exemples cités ci-avant : dans un tube long et dans une poutre annulaire il n'y a pas d'entrave à l'extension du motif d'ondulation circonférenciel dans la direction longitudinale (figure II.2) et, de même, dans le réservoir raidi circonférentiellement, il n'y a pas d'entrave à l'extension du motif d'ondulation longitudinal dans la direction circonférencielle [100].

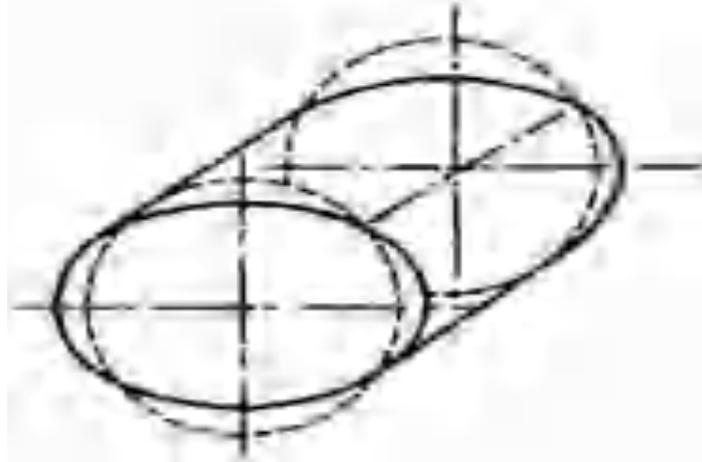


Figure II.2. Mécanisme de flambage d'un tube homogène sous l'effet de la pression externe [100]

Nous prendre que $\sigma_{zz} = 0$, c'est-à-dire les équations utilisées pour déterminer les contraintes dans le cas d'une pression externe seront donc :

$$\sigma_{rr} = -\frac{P_0 b^2}{b^2 - a^2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (\text{II.16})$$

$$\sigma_{\theta\theta} = -\frac{P_0 b^2}{b^2 - a^2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (\text{II.17})$$

II.3. Calcul des déplacements

Il est particulièrement intéressant de constater que la contrainte de cisaillement maximale dans le cas de la contrainte axiale du cylindre ouvert est plus grande que dans le cas de la contrainte bi-axiale du cylindre fermé.

Un cylindre ouvert en matériau ductile se fendra plus tôt par rapport à un cylindre fermé.

Les équations dessous [99, 101] ont montré les calculs des déplacements dans un cylindre ouvert (comme les pipelines) et fermé (comme les réservoirs), sous l'effet de la pression interne.

$$u_r = \frac{a^2 p_i}{E(b^2 - a^2)} \left[(1 - \nu)r + (1 + \nu) \frac{b^2}{r} \right] \text{ pour un cylindre ouvert} \quad (\text{II.18})$$

$$u_r = \frac{a^2 p_i}{E(b^2 - a^2)} \left[(1 - 2\nu)r + (1 + \nu) \frac{b^2}{r} \right] \text{ pour un cylindre fermé} \quad (\text{II.19})$$

D'autre coté nous avons des calculs théorique des déplacements, cette fois avec la présence de la pression externe. Les équations donc seront à la formule suivante :

$$u_r = \frac{-b^2 p_0}{E(b^2 - a^2)} \left((1 - \nu)r + (1 + \nu) \frac{a^2}{r} \right) \quad (\text{II.20})$$

II.4. Géométrie et maillage

II.4.a. Géométrie

Nous avons plusieurs cas étudié, pour cela nous avons plusieurs pipelines avec des déférentes géométries.

Dans les deux cas d'application des pressions interne et externe sur les pipelines sans défaut, et dans les cas d'un pipeline soumis a une pression interne avec des défauts circulaires (interne, externe, deux défauts parallèles et deux défaut inverses), nous avons faire les études sur deux pipelines de même diamètre interne (727 mm), même longueur (1000 mm) et avec deux épaisseurs différentes (17.5mm et 12.7 mm). Le matériau des pipelines utilisé dans toutes les parties des études c'est le même matériau (API 5L X65).

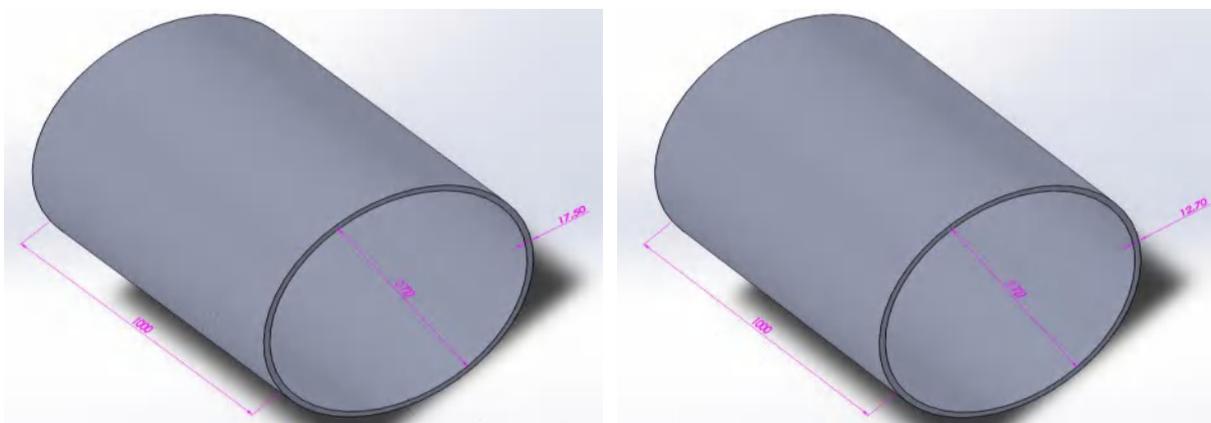


Figure II.3. Géométrie des deux pipelines (17.5mm et 12.7 mm)

La partie d'étude suivante c'est une étude d'un pipeline avec une fissure rectangulaire (interne et externe). Nous avons proposés deux autres pipelines avec le même diamètre interne (727 mm) et avec deux autres épaisseurs (20 mm et 12.5 mm). Cette fois avec une application d'un nouveau matériau API 5L X80M.

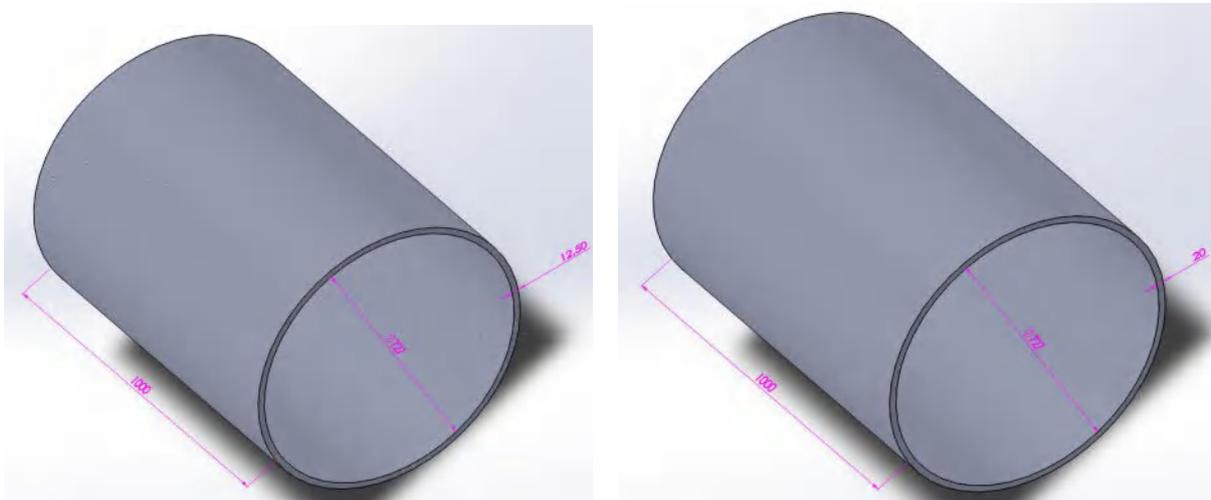


Figure II.4. Géométrie des deux pipelines (12.5 mm et 20 mm)

La dernière étude est sur un pipeline de canalisation d'un diamètre interne de 722 mm, d'une épaisseur de 10 mm et d'une longueur de 1000 mm. L'étude a été effectuée avec le même matériau API 5L X80M.

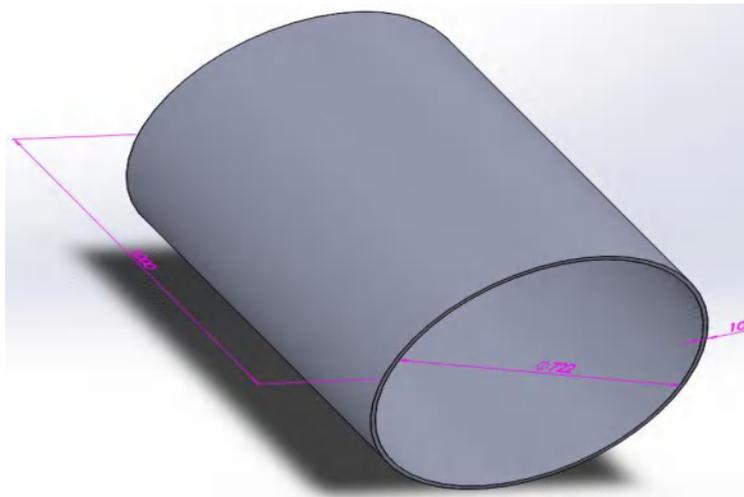


Figure II.5. Géométrie du pipeline d'épaisseur de 10 mm

Après la création d'une fissure semi-elliptique sur notre pipeline ($t = 10$ mm), nous avons appliqué deux méthodes de réparation (réparation par soudage d'une demi-coquille et par Patch composite Carbone/époxy). Les géométries de la demi-coquille et le cordon de soudure sont montrés sur la Figure II.6 :

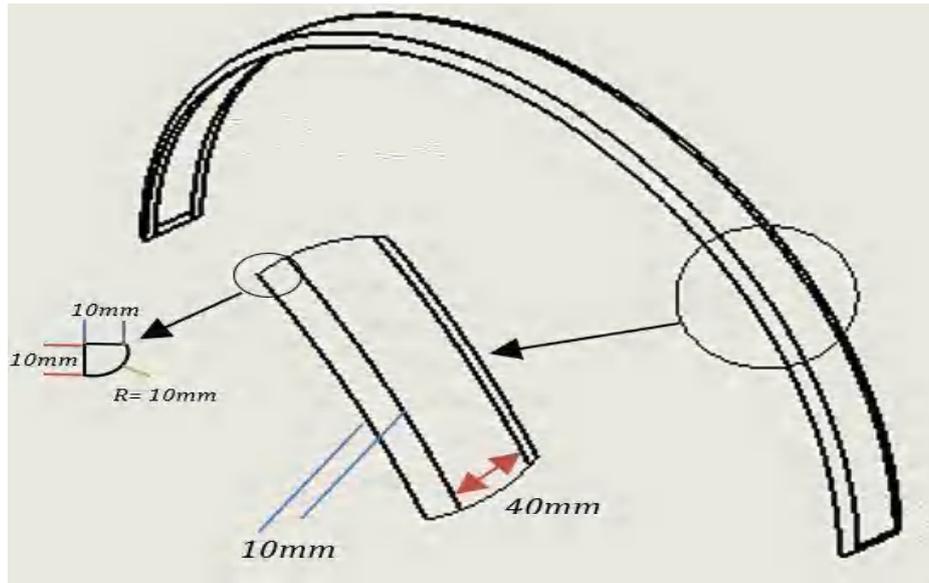


Figure II.6. Géométrie de la demi-coquille

La géométrie du Patch composite collée sur le pipeline est montrée sur la figure II.7.

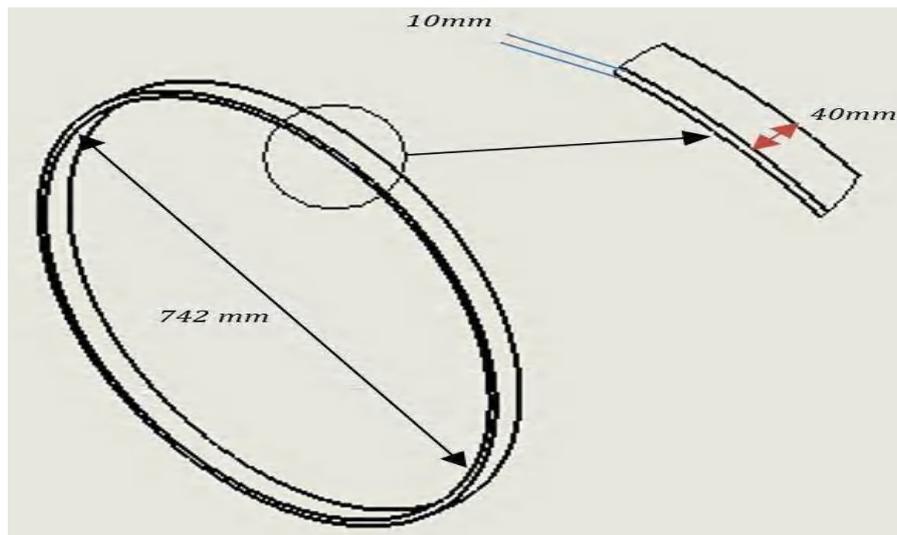


Figure II.7. Géométrie de Patch composite (Carbone époxy)

- **Le matériau API 5L**

Depuis 1992, l'industrie pétrolière américaine a adopté des spécifications API, telles que « API 5LX70 » pour les oléoducs et les gazoducs [102]. Les significations de ces dernières désignations sont :

API : Institut américain du pétrole (American Petroleum Institute)

5 L : Spécification pour le pipeline.

X : Désignation de catégorie pour le pipeline de haute résistance.

Le chiffre après le « X » correspond à la valeur de la limite d'élasticité minimale.

Par exemple, X70 a une limite d'élasticité minimale de 70 ksi (483 MPa) [102].

$$1 \text{ ksi} = 6,895 \text{ MPa} \quad (\text{II.21})$$

II.4.b. Maillage

Dans la partie de la simulation nous avons deux codes de calcul SolidWorks et ANSYS.

Le maillage sélectionné est un maillage volumique triangulaire « Maillage tétraédrique ».

Les maillages de triangles ou de tétraèdres ont de nombreuses applications, notamment l'interpolation, le rendu et les méthodes numériques telles que la méthode des éléments finis. La plupart de ces applications exigent plus qu'une simple triangulation de l'objet ou du domaine rendu ou simulé. Pour garantir des résultats précis, les triangles ou tétraèdres doivent être "bien formés", avec de petits rapports d'aspect ou des limites sur leurs angles les plus petits et les plus grands. La figure II.8 représente les tétraèdres avec des angles faibles. Les aiguilles et les coins ont des bords de longueur très disparate; les casquettes ont un grand angle solide ; les rubans n'ont ni l'un ni l'autre, mais peuvent avoir de bons rapports circonscrit au rayon le plus court [103].

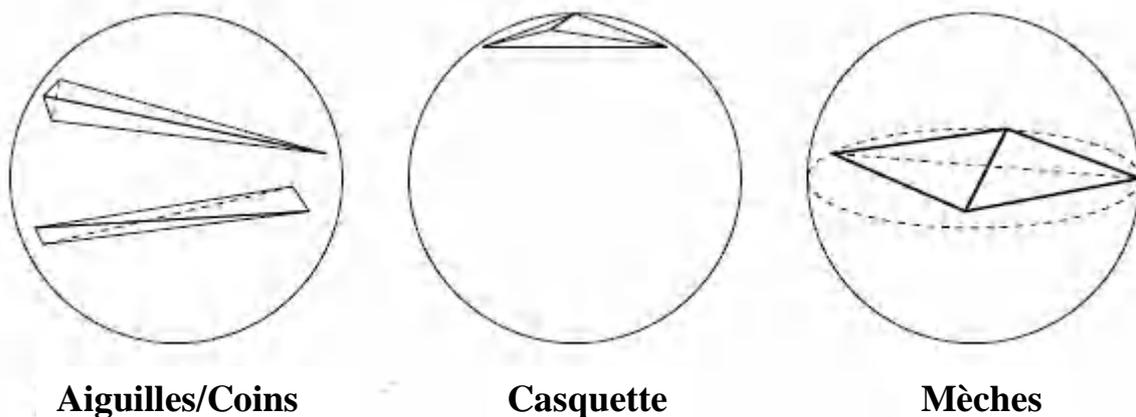


Figure II.8 Tétraèdres avec des angles faibles [103]

CHAPITRE III

Résultats et

discussion

INTRODUCTION

La consommation dans le monde des produits pétroliers est importante, donc la demande internationale de ces produits est toujours en augmentation, c'est-à-dire augmentation de débit de ses approvisionnements. Ce qui nous oblige à augmenter la pression de fonctionnement et de multiplier les réseaux de transport par pipelines. Ce chapitre en trois parties :

Notre objectif dans la première partie d'étude sera consisté à connaître la distribution des contraintes à travers l'épaisseur d'un corps cylindrique épais en matériau API X65 (Ce corps c'est le tube de pipeline), avec une variation de la pression interne (6 MPa jusqu'à 10 MPa) et externe (1 MPa jusqu'à 3 MPa), et aussi avec la variation de l'épaisseur ($t_1 = 17.5\text{mm}$ et $t_2 = 12.7\text{mm}$) à partir d'un calcul théorique et d'une simulation numérique avec SolidWorks et ANSYS.

L'érosion de ces canalisations dans le temps, voire leur décomposition complète, entraîne des pertes économiques très importantes, selon différents milieux corrosifs. Ce phénomène de corrosion est la défaillance de plus de 30% des réseaux de conduites linéaires [104]. La deuxième partie de ce chapitre, concerne la comparaison de la distribution des contraintes et les déplacements à travers l'épaisseur des mêmes pipelines sans et avec plusieurs défauts de même matériau (API X65), avec les mêmes paramètres (la fixation, les pressions interne, le maillage ...). L'étude comparative est réalisée toujours avec les deux codes des calculs ANSYS et SolidWorks.

La partie trois sera une étude d'une fissure, une fissure rectangulaire et semi-elliptique, dans le matériau API X80M.

En premier, nous allons découvrir l'effet de la fissure rectangulaire, en variant les dimensions (La profondeur et la largeur), et les pressions sur deux types de pipelines d'épaisseur 20 mm et 12.5 mm.

Pour la fissure semi-elliptique, l'effet est étudié avec les mêmes pressions sur un pipeline de 10 mm d'épaisseur. Après la fissuration, la maintenance et la réparation par demi-coquilles soudées et Patch composite sont considérés comme des solutions les plus efficaces pour réduire le risque d'endommagement. Ces deux méthodes sont utilisées pour déterminer les effets sur le comportement du pipeline.

III.1 Pipeline sans défaut

III.1.1. Pipeline sans défaut soumis à une pression interne

La théorie des stratifiés reste toujours valable, pour la formulation mathématique d'un tube soumis à un chargement mécanique, il faut seulement effectuer une transformation nécessaire pour le passage des coordonnées cartésiennes en coordonnées cylindriques (En utilisant les coordonnées cylindriques (r, θ, z)).

Les calculs effectués ont été réalisés sur deux pipelines de même diamètre interne (727 mm) et avec deux épaisseurs différentes (17.5mm et 12.7 mm), en appliquant une pression interne variant de 6MPa à 10MPa (Nous avons négligé la pression externe).

Nous considérons que : $a = 2r_i$ et $b = 2r_e$

Les équations permettant de déterminer les contraintes radiales, circonférentielles ainsi qu'axiales sont données par :

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

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{P_i a^2}{b^2 - a^2} \left(1 + \frac{b^2}{r^2}\right) \quad (\text{III.2})$$

$$\sigma_{zz} = \frac{2P_i a^2}{b^2 - a^2} \quad (\text{III.3})$$

$$\sigma_{VM} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{rr})^2 + (\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta})^2} \quad (\text{III.4})$$

Avec :

σ_{rr} Contrainte radiale

$\sigma_{\theta\theta}$ Contrainte circonférentielle

σ_{zz} Contrainte axiale

σ_{VM} Contrainte de Von Mises

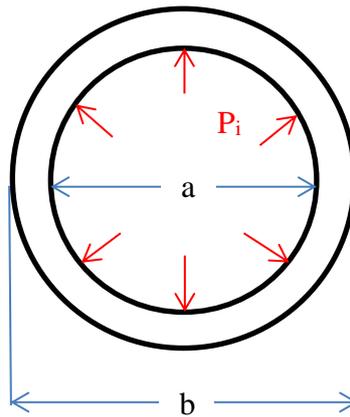


Figure III.1. Tube soumis à une pression interne

Tableau III.1. Dimensions des tubes sous pression interne e les contraintes circonférentielles, radiales et de Von Mises

	t (mm)	b (mm)	a (mm)	r (mm)	p_i (MPa)	σ_{θθ} (MPa)	σ_{rr} (MPa)	σ_{zz} (MPa)	σ_{VM} (MPa)
t₁	17.5	762	727	744.5	6	127.6991	-6	60.8495	115.7868
	17.5	762	727	744.5	7	148.982	-7	70.9911	135.0844
	17.5	762	727	744.5	8	170.2655	-8	81.1327	154.3825
	17.5	762	727	744.5	9	191.5487	-9	91.2743	173.6803
	17.5	762	727	744.5	10	212.8318	-10	101.4159	192.978
t₂	12.7	1016	990.6	1003.3	6	237.0379	-6	115.519	210.477
	12.7	1016	990.6	1003.3	7	276.5443	-7	134.7722	245.5566
	12.7	1016	990.6	1003.3	8	316.0506	-8	154.0253	279.4825
	12.7	1016	990.6	1003.3	9	355.557	-9	173.2785	315.7156
	12.7	1016	990.6	1003.3	10	395.0633	-10	192.5317	350.7951

La contrainte radiale est toujours négative ou nulle ($\sigma_{rr} = 0$ lorsque $r = b$ et $\sigma_{rr} = -p$ pour $r = a$). La contrainte circonférentielle est toujours positive, et elle est maximale pour $r = a$. On remarque les valeurs les plus élevées concernent la plus petite épaisseur t pour une pression de 10MPa.

- **Calcul des déplacements**

$$u_r = \frac{a^2 p_i}{E(b^2 - a^2)} \left[(1 - \nu)r + (1 + \nu) \frac{b^2}{r} \right] \text{ pour un cylindre ouvert} \quad \text{(III.5)}$$

$$u_r = \frac{a^2 p_i}{E(b^2 - a^2)} \left[(1 - 2\nu)r + (1 + \nu) \frac{b^2}{r} \right] \text{ pour un cylindre fermé} \quad \text{(III.6)}$$

Tableau III.2. Déplacements des deux tubes pour des cylindres ouvert et fermé

	t (mm)	b (mm)	a (mm)	r (mm)	p_i (MPa)	Ur (ouvert) (mm)	Ur (fermé) (mm)
t₁	17.5	762	727	744.5	6	0.4448	0.3801
	17.5	762	727	744.5	7	0.5189	0.4435
	17.5	762	727	744.5	8	0.5931	0.5068
	17.5	762	727	744.5	9	0.6672	0.5702
	17.5	762	727	744.5	10	0.7413	0.6335
t₂	12.7	1016	990.6	1003.3	6	1.1221	0.9565
	12.7	1016	990.6	1003.3	7	1.3091	1.1159
	12.7	1016	990.6	1003.3	8	1.4961	1.2754
	12.7	1016	990.6	1003.3	9	1.6831	1.4348
	12.7	1016	990.6	1003.3	10	1.8702	1.5942

Nous avons négligé les contraintes radiales qui sont presque nulles et nous avons utilisé juste les contraintes circonférentielles et axiales qui vont nous permettre de vérifier les contraintes de Von Mises par rapport aux résultats numériques.

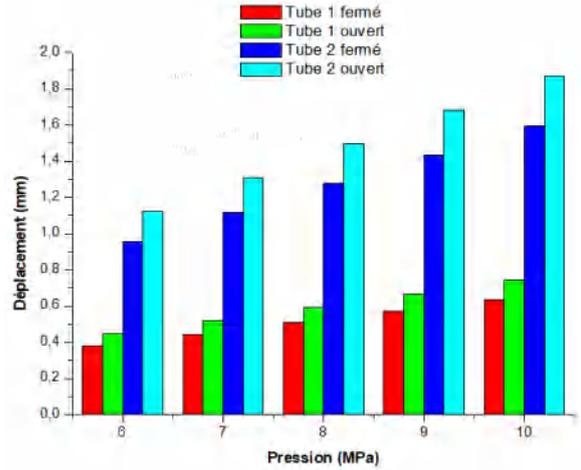
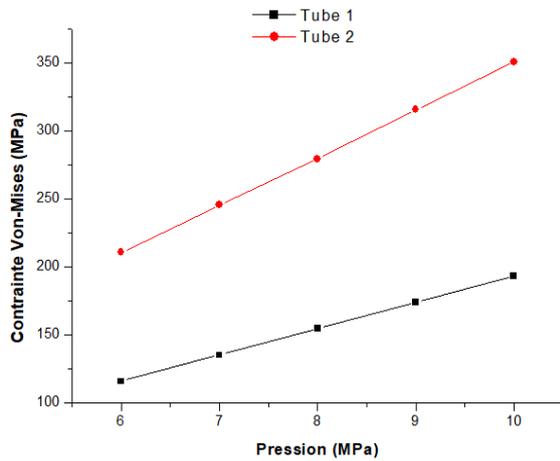


Figure III.2. Contraintes de Von Mises et déplacements (Calcul analytique)

Le niveau des contraintes est plus élevé et dépasse 100MPa dans le cas du deuxième tube.

Le matériau des pipelines utilisé dans cette partie d'étude est l'acier API X65 ayant les propriétés mécaniques suivantes :

Tableau III.3. Propriétés mécaniques de l'acier API X65 [105]

Propriété	Valeur	Unités
Module d'élasticité	210000	N/mm ²
Coefficient de Poisson	0.3	S.O.
Module de cisaillement	78000	N/mm ²
Masse volumique	7300	kg/m ³
Limite de traction	530	N/mm ²
Limite de compression		N/mm ²
Limite d'élasticité	448	N/mm ²

Nom d'étude	Etude 1 (Défaut)
Type de maillage	Maillage volumique
Mailleur utilisé	Maillage standard
Transition automatique	Désactivé(e)
Boucles automatiques de maillage	Désactivé(e)
Points de Jacobien	4 points
Taille d'élément	21,8167 mm
Tolérance	1,09084 mm
Qualité de maillage	Haute
Nombre total de Nœuds	63793
Nombre total d'éléments	32449
Aspect ratio maximum	3,4558
Pourcentage d'éléments ayant un aspect ratio < 3	99,9
Pourcentage d'éléments ayant un aspect ratio >= 10	0
% d'éléments distordus (Jacobien)	0
Durée de création du maillage (hr:mm:ss)	00:01:03

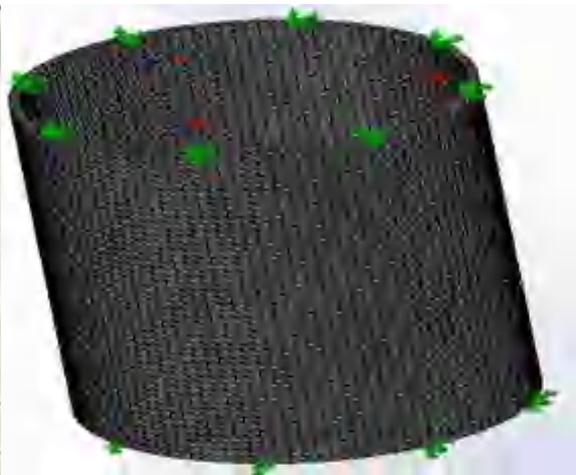


Figure III.3. Propriétés du maillage (Pipeline t = 17.5 mm)

Nom d'étude:	Etude 1 (Défaut)
Type de maillage:	Maillage volumique
Mailleur utilisé:	Maillage standard
Transition automatique:	Désactivé(e)
Boucles automatiques de maillage:	Désactivé(e)
Points de Jacobien:	4 points
Taille d'élément:	25,2665 mm
Tolérance:	1,26333 mm
Qualité de maillage:	Haute
Nombre total de Nœuds:	61264
Nombre total d'éléments:	30250
Aspect ratio maximum:	3,9439
Pourcentage d'éléments ayant un aspect ratio < 3:	99,4
Pourcentage d'éléments ayant un aspect ratio < 10:	0
% d'éléments distordus (Jacobien):	0
Durée de création du maillage (hh:mm:ss):	00:00:58



Figure III.4. Propriétés du maillage (Pipeline $t = 12.7$ mm)

Nous avons représenté dans ce qui suit les résultats des contraintes de Von Mises et des déplacements pour les deux tubes, obtenu par SolidWorks et ANSYS.

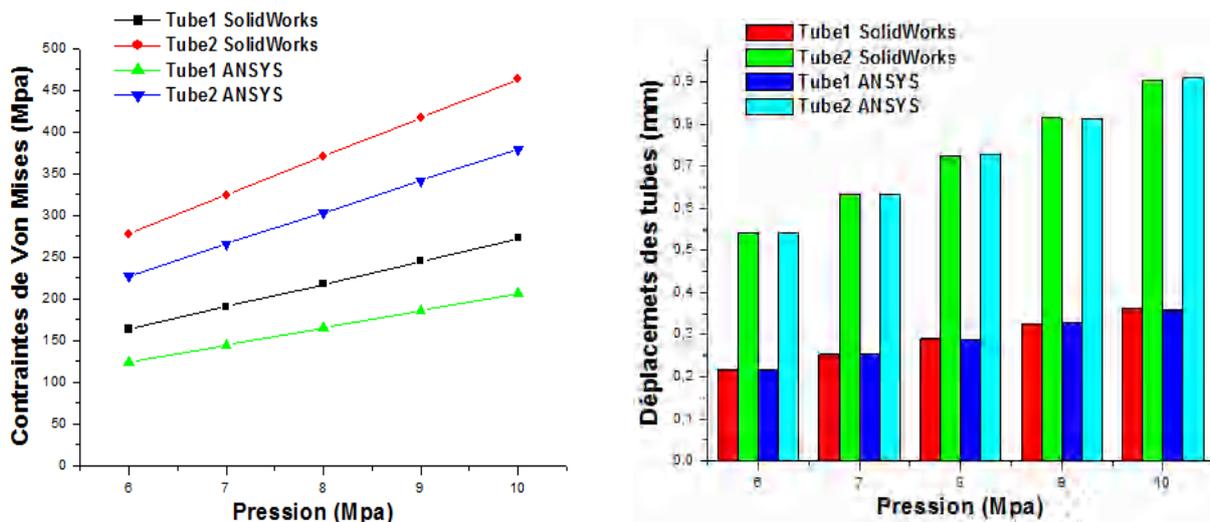


Figure III.5. Contraintes de Von Mises et déplacements des tubes

Les résultats, ont permis de constater que pour le premier tube ($t_1 = 17.5$ mm), il n'y a pas de risque d'endommagement quel que soit la pression appliquée. Alors que dans le deuxième cas ($t_2 = 12.7$ mm), le risque est probable du fait que la contrainte de Von Mises est proche de la limite élastique du matériau estimée à 448 N/mm^2 avec une valeur de 463.359 MPa .

III.1.2. Pipeline sans défaut soumis à une pression externe

Ce cas traite les risques d'affaissements du pipeline sous l'action de la pression extérieure. Pour certaines configurations le flambage peut se manifester avant la ruine par plastification de la structure.

Nous trouvons ce cas (Pression externe) par exemple avec le contact du sol et dans les conduites sous-marines.

Nous avons appliqué une pression externe sur les deux pipelines (Les mêmes dimensions), et nous avons constaté que la pression externe ne dépasse pas 3 MPa.

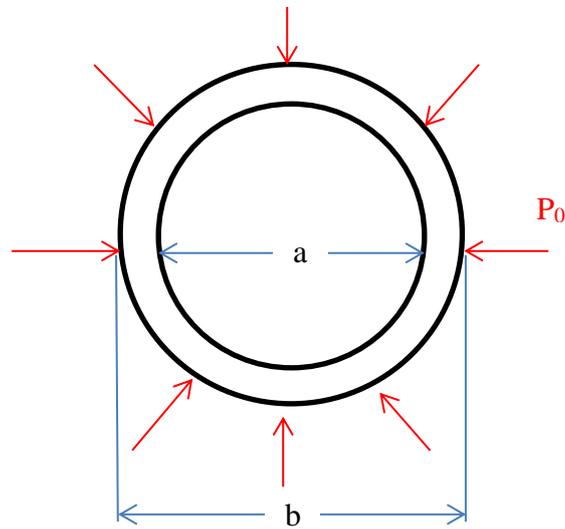


Figure III.6. Tube soumis à une pression externe

Les équations utilisées pour déterminer les contraintes dans le cas d'une pression externe sont :

$$\sigma_{rr} = -\frac{P_0 b^2}{b^2 - a^2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (\text{III.7})$$

$$\sigma_{\theta\theta} = -\frac{P_0 b^2}{b^2 - a^2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (\text{III.8})$$

Tableau III.4. Dimensions du tube sous pression externe et les contraintes circonférentielles et radiales

	t (mm)	b (mm)	a (mm)	r (mm)	p₀ (MPa)	σ_{θθ} (MPa)	σ_{rr} (MPa)	σ_{von} (MPa)
t₁	17.5	762	727	744.5	1	-21.7656	-1	21.2832
	17.5	762	727	744.5	2	-40.5664	-2	39.6043
	17.5	762	727	744.5	3	-60.8495	-3	59.4063
t₂	12.7	1016	990.6	1003.3	1	-39.9968	-1	39.5063
	12.7	1016	990.6	1003.3	2	-77.0127	-2	76.0324
	12.7	1016	990.6	1003.3	3	-115.519	-3	114.0486

- **Calcul des déplacements**

$$u_r = \frac{-b^2 p_0}{E(b^2 - a^2)} \left((1 - \nu)r + (1 + \nu) \frac{a^2}{r} \right) \quad \text{(III.9)}$$

Tableau III.5. Dimensions du tube sous pression externe et les contraintes circonférentielles et radiales

	t (mm)	b (mm)	a (mm)	r (mm)	p₀ (MPa)	U_r (fermé) (mm)
t₁	17.5	762	727	744.5	1	-0.0766
	17.5	762	727	744.5	2	-0.1532
	17.5	762	727	744.5	3	-0.2298
t₂	12.7	1016	990.6	1003.3	1	-0.1904
	12.7	1016	990.6	1003.3	2	-0.3807
	12.7	1016	990.6	1003.3	3	-0.5711

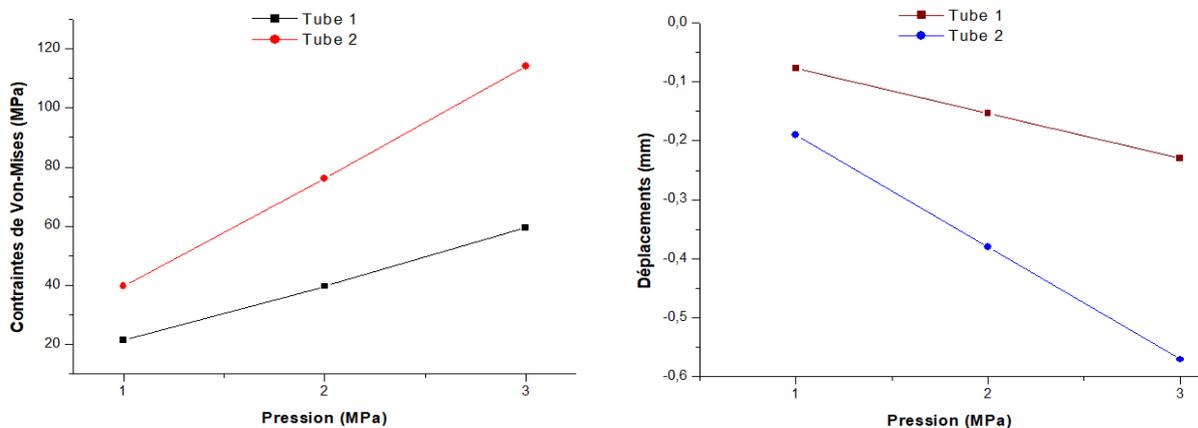


Figure III.7. Résultats des tubes soumis à une pression externe

On constate une proportionnalité des contraintes en fonction des pressions appliquées. De plus le tube 1 présente des valeurs plus élevées par rapport aux résultats du tube 2.

Nous devons maintenant comparer les résultats théoriques obtenus avec les résultats numériques. Nous avons utilisé pour cela deux codes de calculs SolidWorks et ANSYS.

Les pressions externes appliquées sur les deux tubes sont 1 MPa, 2 MPa et 3 MPa

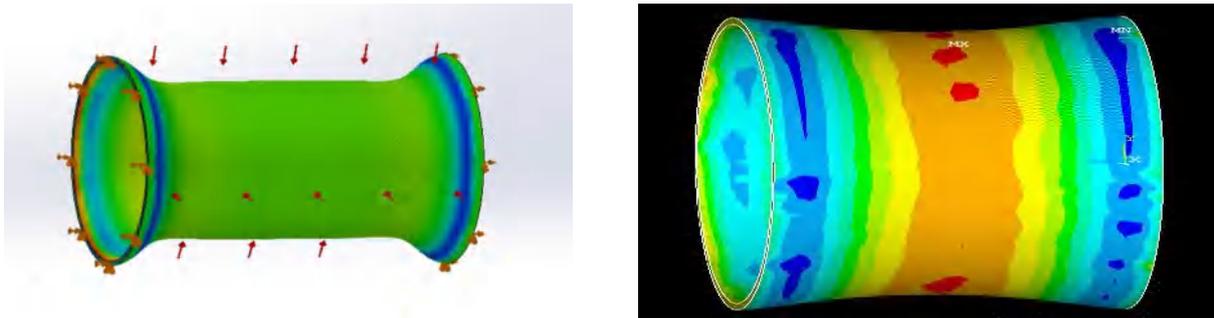


Figure III.8. Résultats de la simulation du tube (SolidWorks et ANSYS)

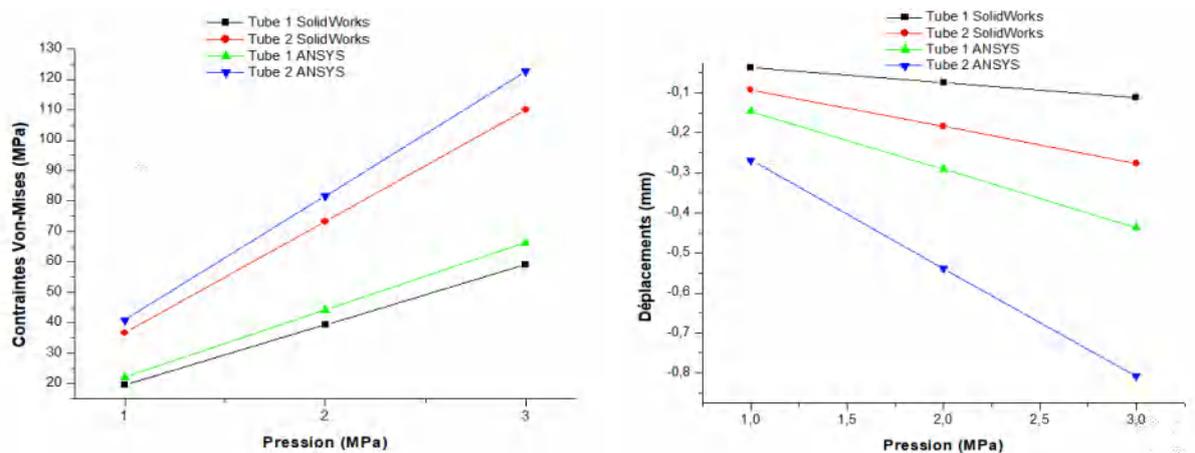


Figure III.9. Contraintes et déplacements (SolidWorks et ANSYS)

Après la comparaison des résultats analytique et numérique, la présence de la pression externe n'influe pas sur le tube d'après les deux figures III.7 et III.9 (Presque les mêmes résultats). On peut dire que les contraintes sont très faibles par rapport à la limite élastique du matériau.

III.2. Pipeline avec défaut circulaire soumis à une pression interne

Le défaut externe peut se présenter sous plusieurs formes comme les défauts d'usinage, le défaut corrosif (la corrosion externe de pipeline), la perte de métal (modification de l'épaisseur nominale de la paroi du tube), défaut de soudure (ce sont des défauts dans la soudure elle-même ou dans la zone proche de la soudure).

Nous allons reprendre les calculs numériques pour un tube ayant un défaut interne, un défaut externe ainsi que les deux défauts (Externe et interne). L'étude sera réalisée en considérant les mêmes données (Pressions et géométrie) que précédemment pour les trois cas.

III.2.1. Simulation des pipelines avec défaut externe

Selon le Code ASME B31G, 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 [106]. Dans notre cas le défaut de corrosion est un cas particulier de la forme rectangulaire (à partir de la vue de face).

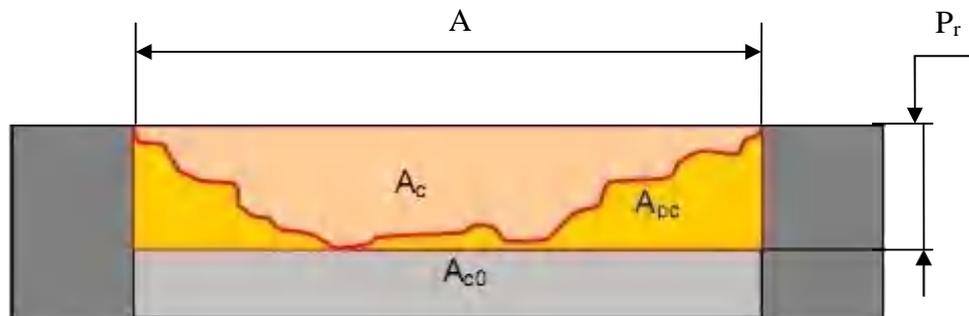


Figure III.10. Surface rectangulaire supposée corrodée pour un plus long défaut de corrosion (selon ASME B31G /34/) [106]

Dans cette étape nous allons créer un défaut circulaire de rayon $R = 50$ mm ($A = 50$ mm) et de profondeur $P_r = 2$ mm sur la paroi extérieure du tube afin de pouvoir connaître la limite de résistance du pipeline.

$$A_c = \frac{2}{3} \cdot P_r \cdot A \quad \text{(III.10)}$$

Pour ces longs défauts ($A \leq \sqrt{20 \cdot D_{\text{ext}} \cdot t}$) la zone projetée A_{pc} s'enlève.

$$\text{On a donc : } A_c = A \cdot P_r \quad \text{(III.11)}$$

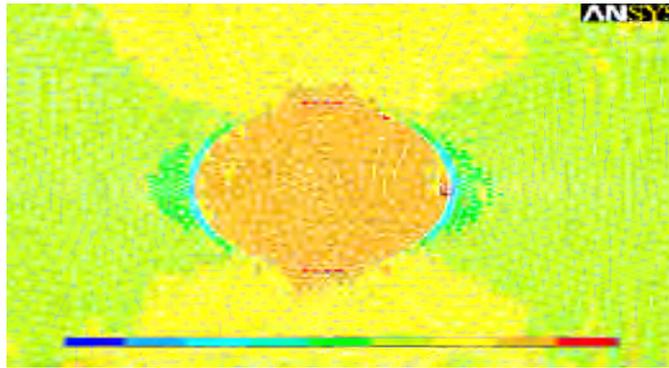


Figure III.11. Contraintes de Von Mises au voisinage du défaut externe

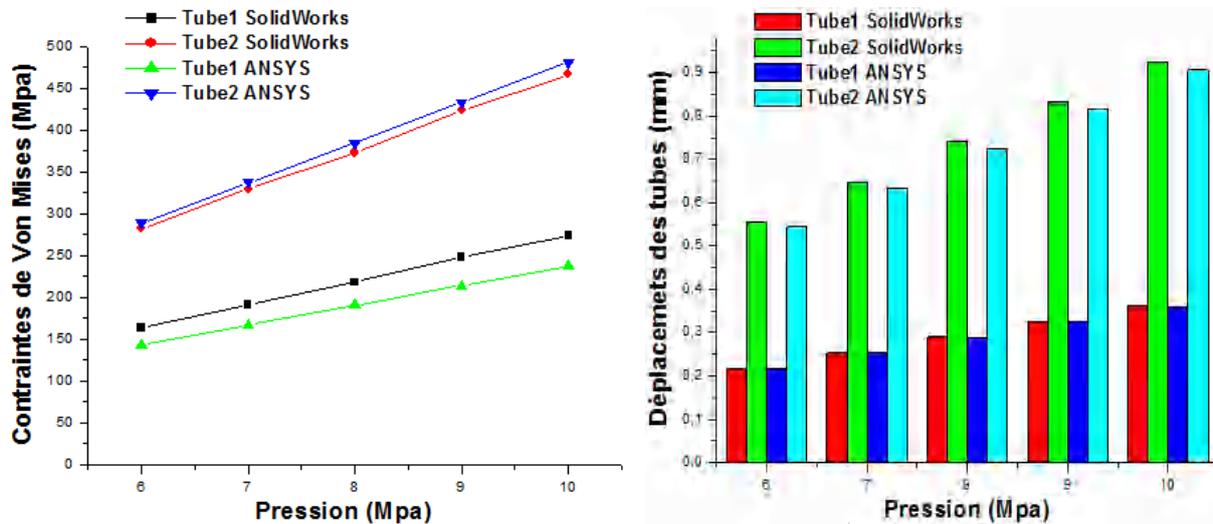


Figure III.12. Distribution des contraintes de Von Mises (Défaut externe) et l'histogramme des déplacements

Dans le cas d'un pipeline avec un défaut externe, on a obtenu des valeurs semblables à celles d'un pipeline sans défaut, avec une légère augmentation pour la première et qui est dûe à la présence du défaut, car la pression n'est pas appliquée directement à la surface.

III.2.2. Simulation des pipelines avec défaut interne

Dans ce cas la corrosion interne peut-être provoquée par le contact fluide-solide (Interaction chimique). C'est pour cette raison que nous avons étudié le cas du défaut interne.

Nous avons créé le même type de maillage (Un maillage raffiné d'une forme triangulaire), mais cette fois, on a pris en considération la présence de défaut interne (Mêmes dimensions que le défaut externe).

Tableau III.6. Détails du maillage (Pipelines avec défaut interne)

Type de maillage	Maillage volumique
Maillage utilisé	Maillage standard
Transition automatique	Désactivé
Boucles automatiques de maillage	Désactivé
Points de Jacobien	4 Points
Taille d'élément	21.8167 mm
Tolérance	1.09084 mm
Qualité de maillage	Haute
Nombre total de Nœuds	63852
Nombre total d'éléments	32494

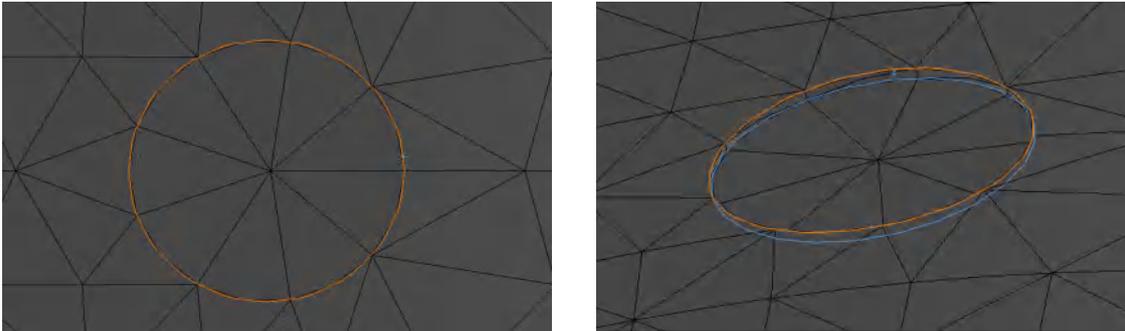


Figure III.13. Maillage des tubes au voisinage du défaut (SolidWorks)

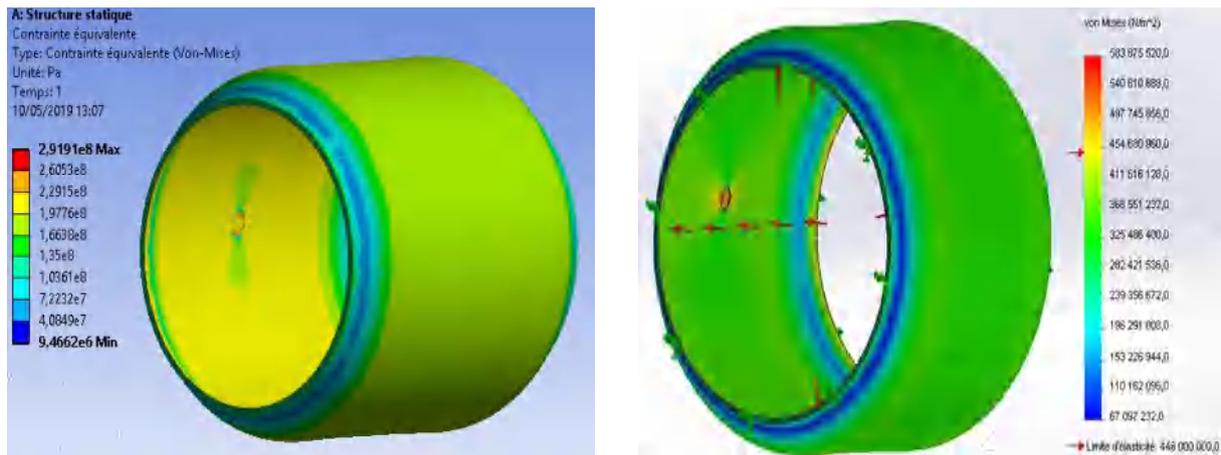


Figure III.14. Résultats de simulation des tubes avec défaut interne avec les deux logiciels

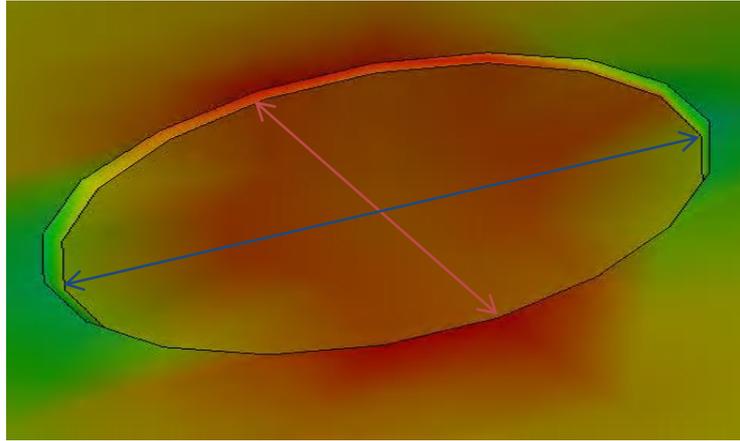


Figure III.15. Contraintes de Von Mises au voisinage du défaut (Zoom)

Nous remarquons que les contraintes sont plus élevées au voisinage du défaut qui est parallèle avec l'axe bleu et plus basses qui est parallèle avec l'axe rouge.

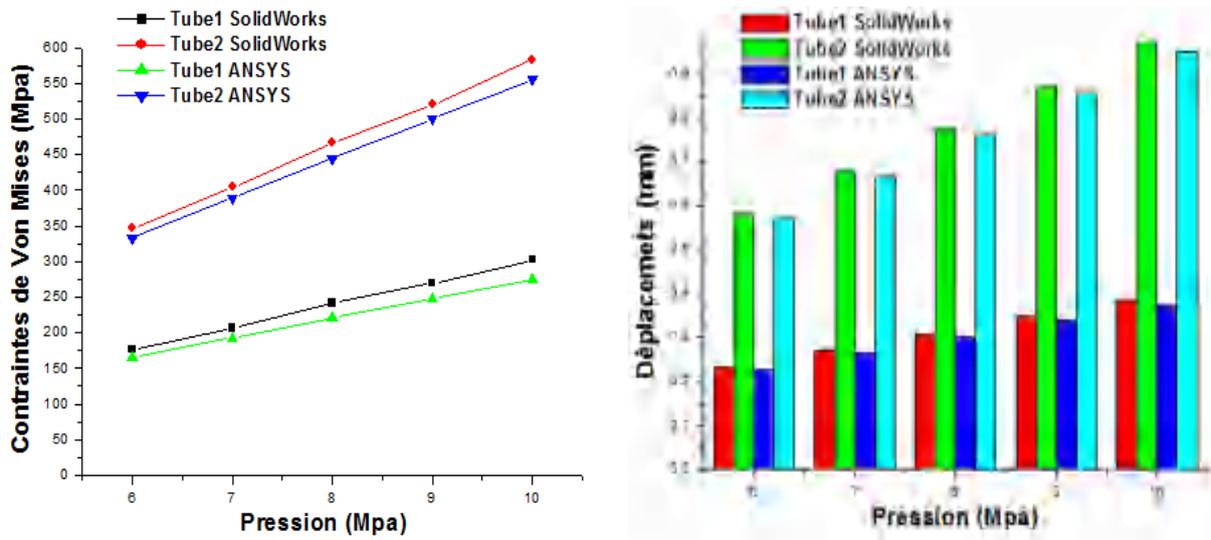


Figure III.16. Les contraintes de Von Mises et l'Histogramme des déplacements (Défaut interne)

Avec le défaut interne nous remarquons que les résultats ont considérablement augmenté par rapport à ceux obtenu pour un défaut externe et cela pour une épaisseur de 12.7 mm. La valeur de la contrainte de Von Mises a atteint une valeur de 550MPa dépassant la limite élastique et même la résistance à la traction.

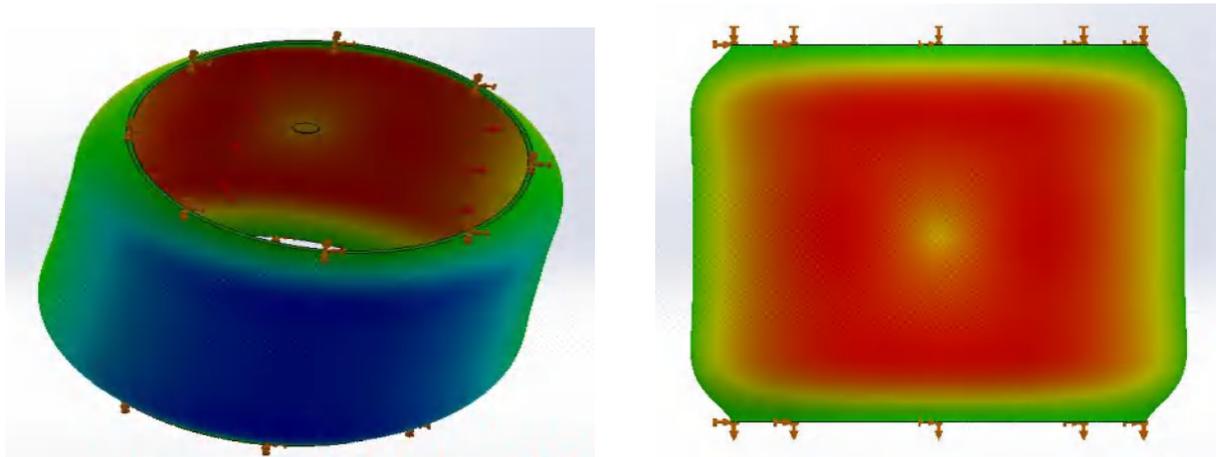


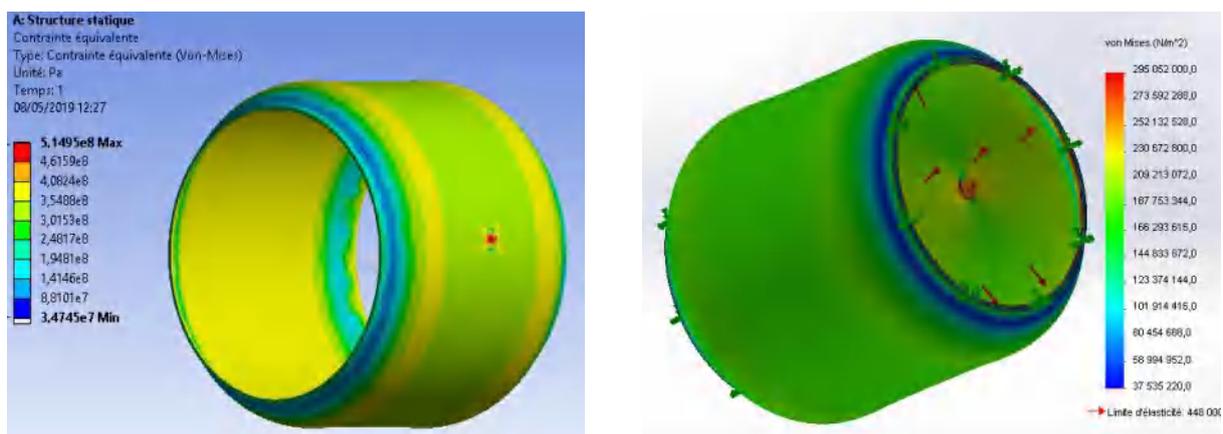
Figure III.17. Distribution des déplacements (Défaut interne)

Les déplacements sont maximaux et positifs au voisinage du défaut.

III.2.3. Simulation des pipelines avec deux défauts parallèles

Dans ce cas nous proposons que les deux types de défaut se produisent sur le même côté (interne et externe).

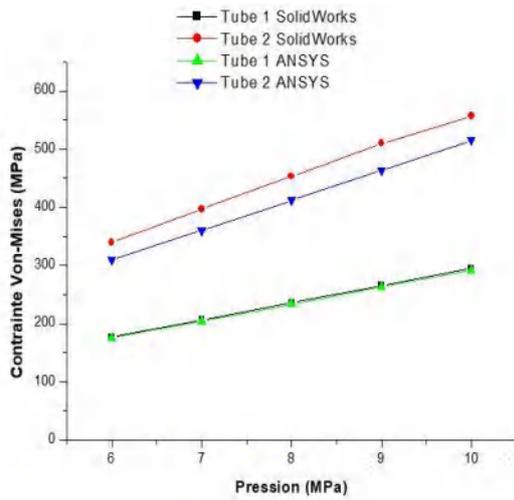
Nous nous sommes intéressés au cas du tube possédant de part et d'autre de la paroi deux fissures une interne et l'autre externe (Avec les deux codes du calcul SolidWorks et ANSYS).



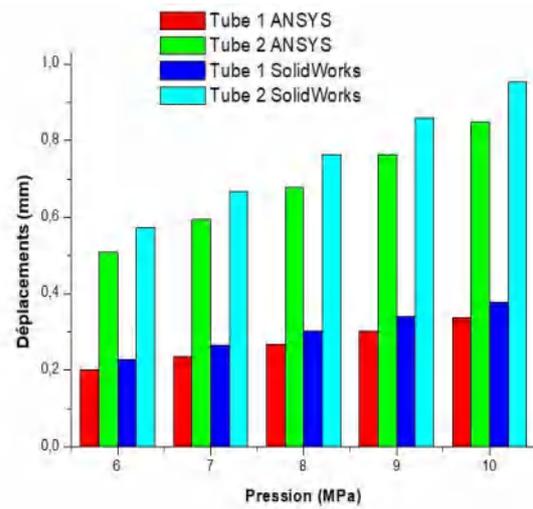
(a) Défaut externe

(b) Défaut interne

Figure III.18. Résultats de la simulation des tubes avec les deux défauts parallèles (Interne et externe)



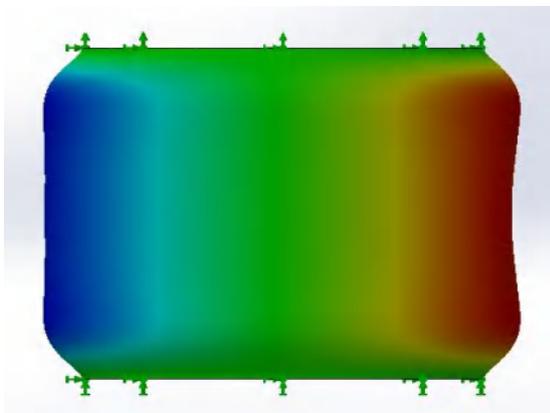
(a) Contraintes de Von Mises



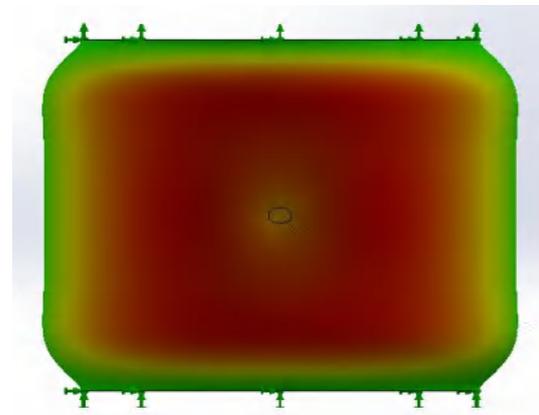
(b) Déplacements des tubes

Figure III.19. Contraintes de Von Mises et déplacements des tubes

Avec la présence de deux défauts sur les pipelines (les deux défauts sont sur la même direction et l'un au-dessus de l'autre), les résultats obtenus sont les mêmes que ceux obtenus quand nous avons appliqué les mêmes pressions sur les tubes avec le défaut interne, avec une marge d'erreur de 4% dans les deux cas.



(a) Déplacements sans et avec défauts



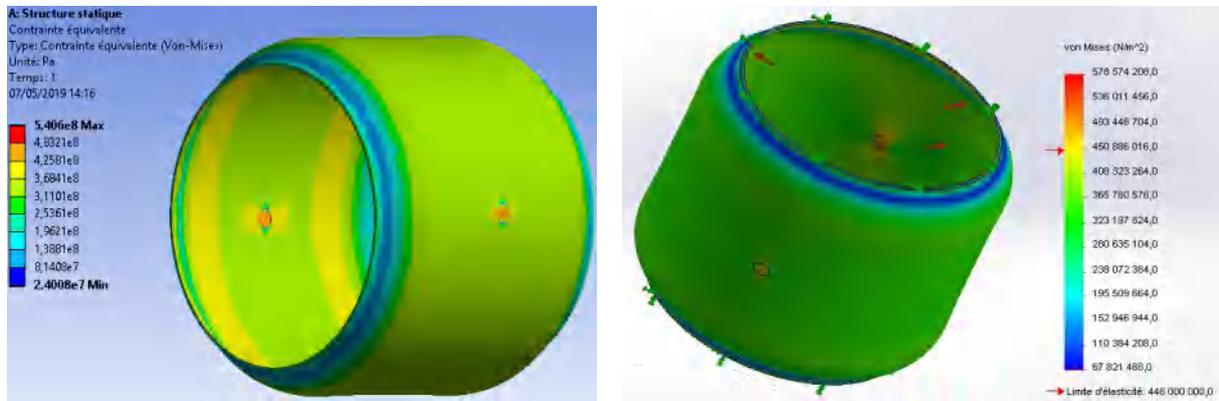
(b) Déplacement au bord des défauts

Figure III.22. Variation des déplacements (Défauts parallèle)

La figure (III.20.a) nous montre que la variation des déplacements est négative en l'absence de défaut (Zone bleu) et positive du côté des deux défauts, par contre la figure (III.20.b) indique que nous avons des petits déplacements aux bords des défauts. Ce qui prouve que l'effet est négligeable.

III.2.4. Simulation des pipelines avec deux défauts inverses

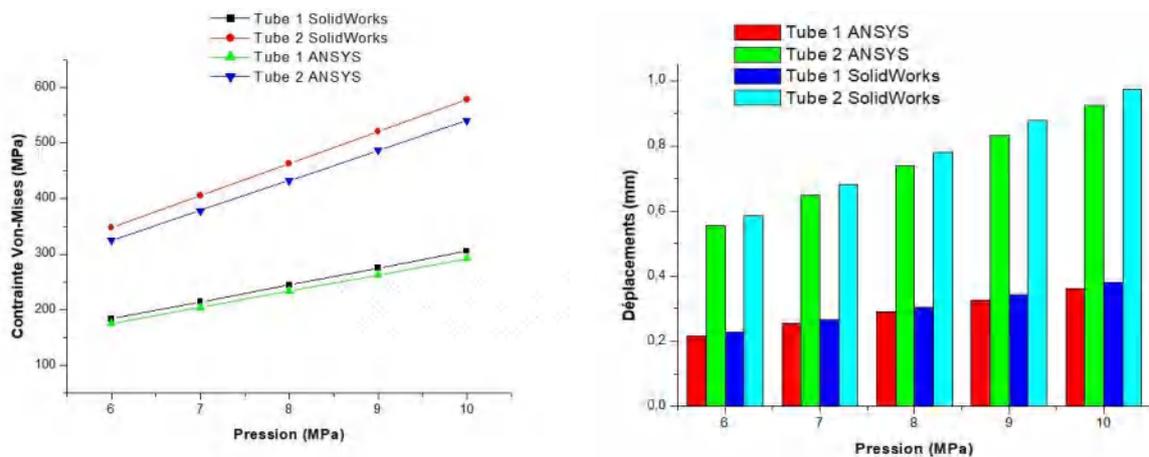
Le but de cette étude de cas est d'opposer les défauts précédents afin d'évaluer leur nocivité par rapport aux défauts parallèles.



(a) ANSYS

(b) SolidWorks

Figure III.21. Contraintes de Von Mises des tubes avec les deux défauts

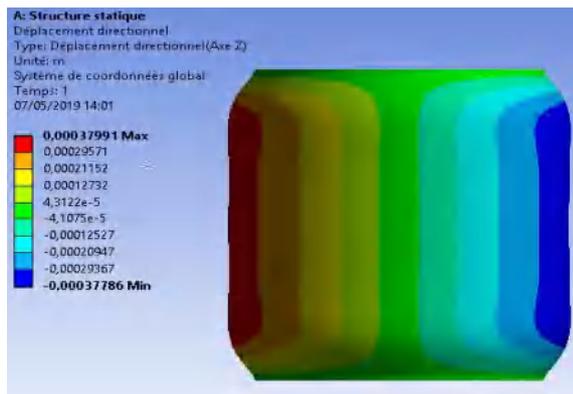


(a) Contraintes de Von Mises

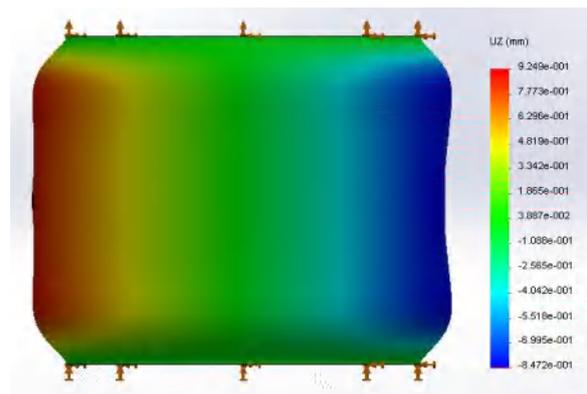
(b) Déplacements des tubes

Figure III.22. Contraintes Von Mises et déplacements des tubes

Utilisant la même géométrie des deux défauts avec un emplacement variable. Cette fois nous considérons deux défauts l'un interne et l'autre externe mais inversés (Les deux défauts sont sur deux directions différentes), il est à remarquer que lorsque les directions des défauts changent, nous constatons qu'il n'y a pas une grande différence de la valeur des contraintes de Von Mises dans les trois cas. On peut dire que la marge d'erreur entre ce cas et le cas de défaut interne est inférieure ou égale à 1%, et elle est de 4% dans l'autre cas (Deux défauts parallèles).



(a) Défaut externe (rouge)



(b) Défaut interne (bleu)

Figure III.23. Variation des déplacements (Défauts inverses)

Nous remarquons que les tubes sont déformés dans le sens négatif du côté du défaut interne (Zone bleu), à l'inverse du défaut externe qui est positif (Zone rouge).

III.3. Pipeline avec fissure rectangulaire et semi-elliptique

Nous nous sommes intéressés, à la forme du défaut et son effet sur le pipeline constitué d'un autre type de matériau (Tube en acier **API 5L X80M**).

III.3.1. Avec fissure rectangulaire

III.3.1.1. Fissure externe

Nous avons créé des fissures avec différentes dimensions dans les deux pipelines en acier **API 5L X80M**, dont les épaisseurs 20 mm et 12.5 mm.

Le pipeline en acier **API X80M** est linéairement élastique, ayant les propriétés mécaniques suivantes :

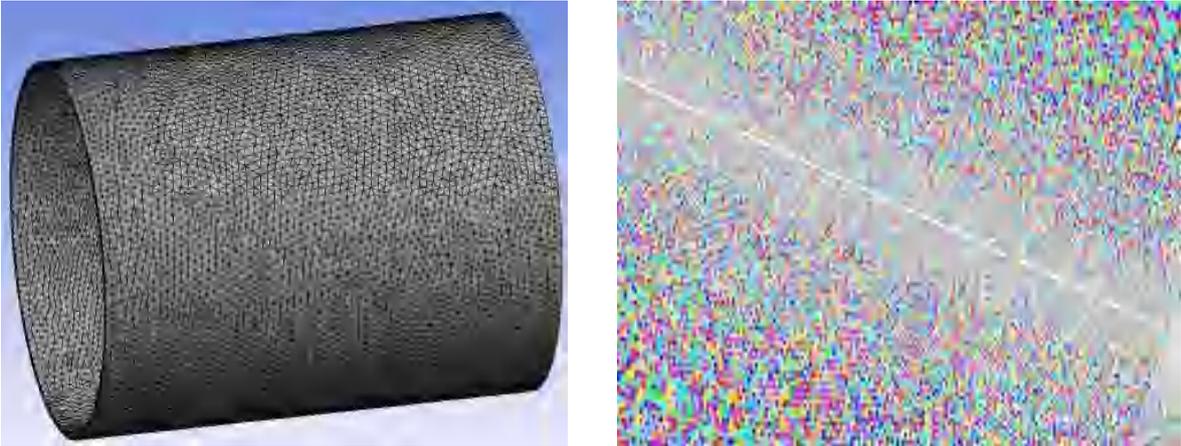
Tableau III.7. Propriétés mécaniques de l'acier **X80M** [107, 108]

Propriétés	MPa	Ksi
Limite élastique (Re)	568	82
Résistance à la traction (Rm)	686	100
Re / Rm (%)	83	
% Allongement	44	
Micro-dureté moyenne (HV0.2)	235	

A partir de code ASME B31G, le défaut circulaire est considéré comme un cas particulier du défaut rectangulaire comme nous l'avons mentionné précédemment. Nous avons un changement des dimensions de défaut de corrosion.

$$A_c = A.P_r$$

Avec P_r varier de 1 mm et 2 mm.



(a) Maillage des tubes

(b) Maillage fin de la fissure

Figure III.24. Maillage des conduites

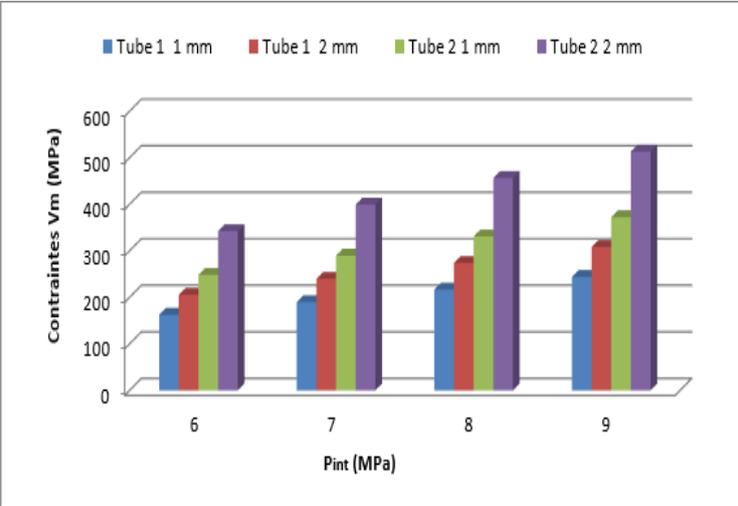


Figure III.25. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la profondeur des fissures

L'effet de la profondeur de la fissure est important dans le deuxième tube ($t = 20$ mm).

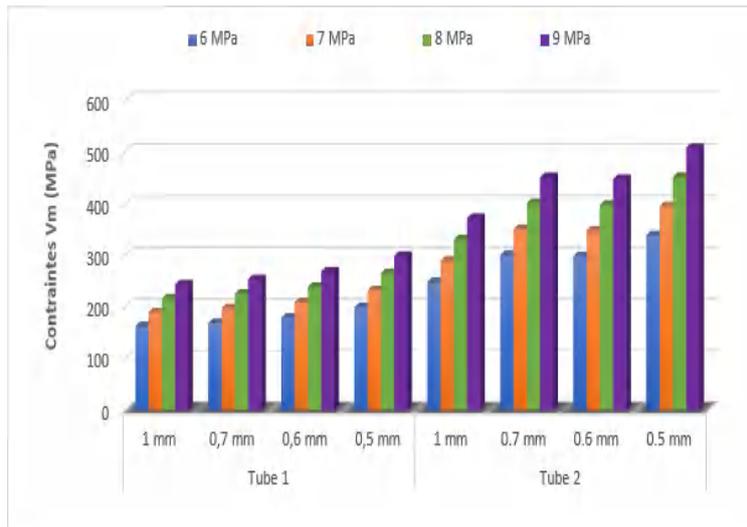
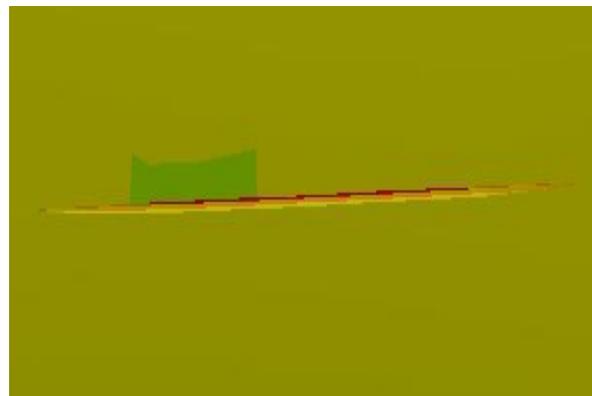
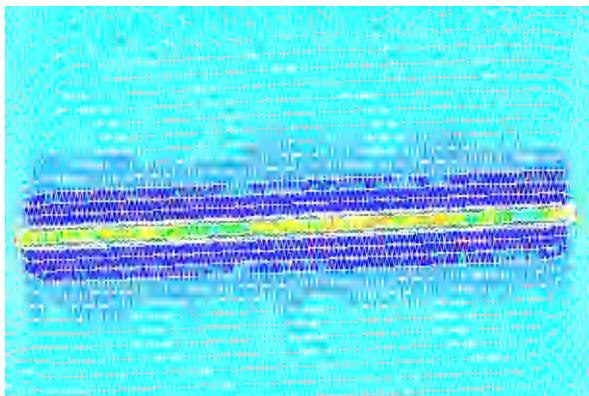


Figure III.26. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la largeur des fissures
 Les contraintes sont proches de la limite élastique pour une largeur de 0,5 mm pour le tube 2 (t = 20 mm).

III.3.1.2. Fissure interne

Dans une deuxième étape nous allons conserver les mêmes donnés.



(a) Fissure interne (ANSYS)

(b) Fissure interne (SolidWorks)

Figure III.27. Zone fissurée

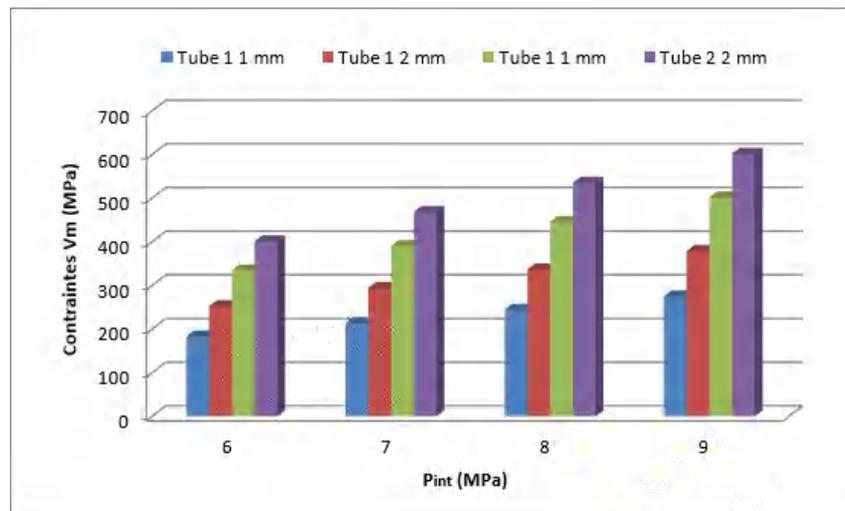


Figure III.28. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la profondeur des fissures (Fissure interne)

L'existence d'une fissure interne a plus d'effet qu'une fissure externe (Figure III.24).

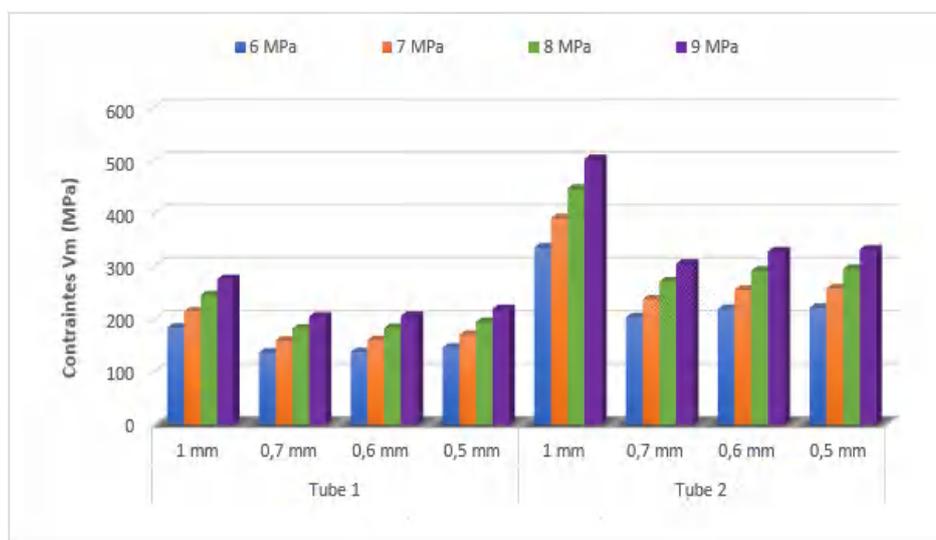


Figure III.29. Contraintes de Von Mises en fonction de la pression et de la largeur des fissures (Fissure interne)

Ces histogrammes permettent de constater que si la largeur dépasse une valeur de 1mm, le tube 2 risque d'être endommagé.

On peut dire que la profondeur de la fissure initiée ne cause pas de rupture du tube 1.

Alors que pour le deuxième tube la profondeur de 2mm de la fissure initiée a un effet néfaste sur le comportement du tube. Ce qui permet de prédire l'endommagement du tube dans un intervalle précis.

En fonction des résultats obtenus, nous allons essayer de choisir un mode de réparation qui nous permettra de conserver le tube pour une durée supplémentaire.

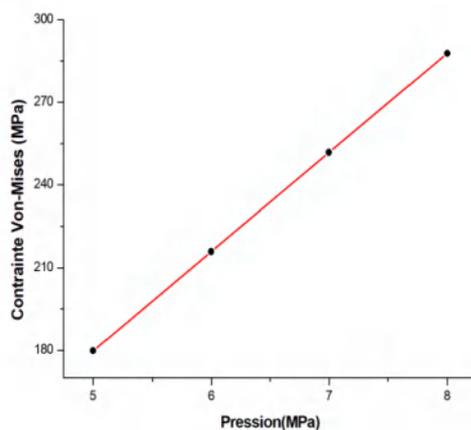
D'abord, nous commençons avec la fissure semi-elliptique et puis passer à la réparation en fonction des résultats obtenus.

III.3.2. Fissure semi-elliptique

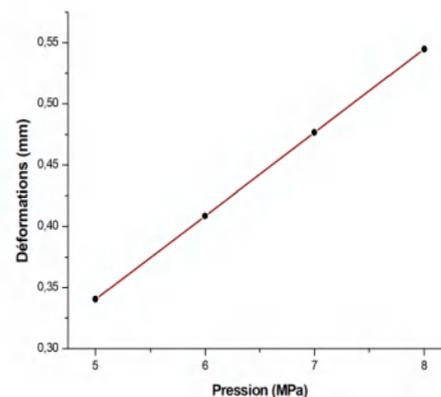
Dans cette partie, nous avons généré une fracture externe dans un pipeline de 10 mm d'épaisseur en acier **API X80M** comme matériau de construction. Nous avons ensuite effectué une analyse numérique comparative à l'aide du logiciel ANSYS, simulant deux méthodes de réparation, la première utilisant une demi-coquille et la seconde utilisant un patch composite (carbone époxy). Les contraintes de Von Mises et les variables d'intensité de contraintes sont été les paramètres pris en compte.

Sur une canalisation d'un diamètre interne de 722 mm, d'une épaisseur de 10 mm et d'une longueur de 1000 mm, nous avons appliqué quatre pressions différentes (5, 6, 7 et 8 MPa).

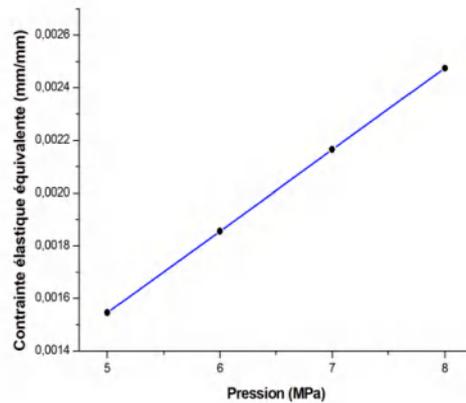
Les graphiques suivants illustrent les résultats de la simulation de canalisation idéale qui sont pris comme référence lors de l'étude de réparation.



a - Contrainte de Von Mises



b - Déformations



c - Contrainte élastique équivalente

Figure III.30. Résultats de pipeline sans fissure

On observe que la contrainte de Von Mises varie proportionnellement à la pression interne. De plus, le pipeline est dans le domaine élastique puisque la contrainte de Von Mises à une pression de 8MPa, valeur inférieure à la limite élastique.

Les déformations varient de 0,34 mm (valeur la plus basse) à 0,54 mm (valeur la plus élevée)

Les contraintes élastiques équivalentes ont des valeurs très faibles allant de 0,0015 à 0,0024 (adimensionnelle), ce qui les rend pratiquement insignifiantes.

Sur le pipeline, nous avons généré une fracture externe semi-elliptique, dont les paramètres et les caractéristiques sont indiqués dans le tableau III.8.

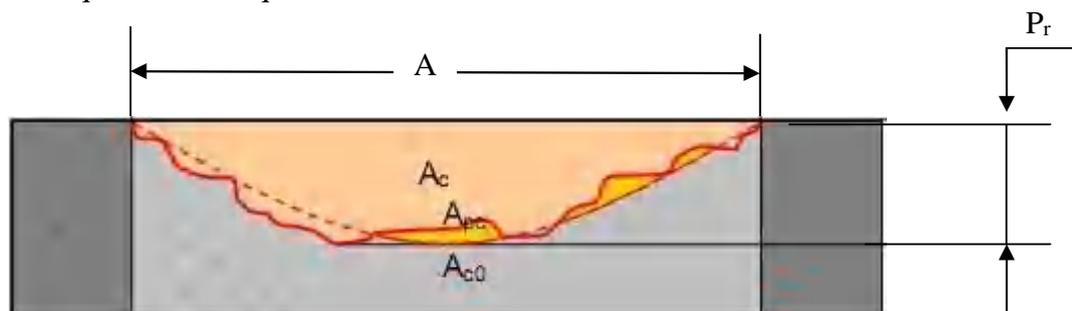


Figure III.31. Surface corrodée parabolique assumée pour le défaut relativement court de corrosion (selon ASME B31G) [106]

Selon ASME B31G la fissure semi-elliptique est un défaut de corrosion parabolique, donc nous appliquons l'équation (III.10) : $A_c = \frac{2}{3} \cdot P_r \cdot A$

Tableau III.8. Informations sur la fissure semi-elliptique

Définition	
Aligner avec Face Normale	Oui
Projet à la surface la plus proche	Oui
Forme de la fissure	Semi-Elliptique
Le grand rayon	5 mm
Le petit rayon	3 mm
Méthode de maillage	Tetrahedrons
Plus grand rayon de contour	1 mm
Taux de croissance	Default (1.2)
Taille des éléments	Par défaut (0.10071 mm)
Maillage des contours	6
Contours de la solution	Correspondance du maillage des contours

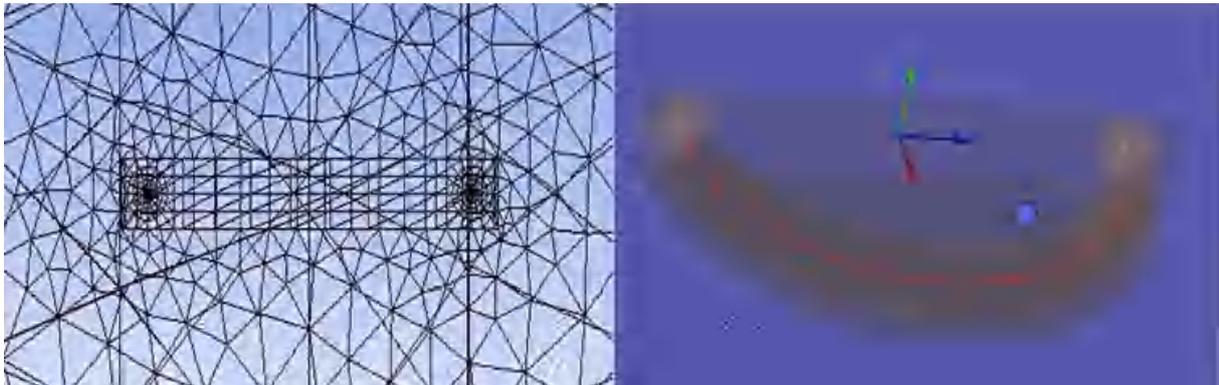
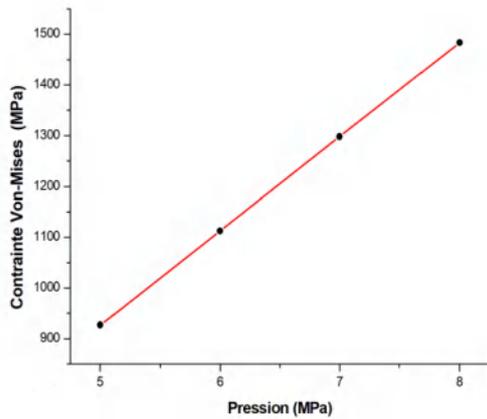


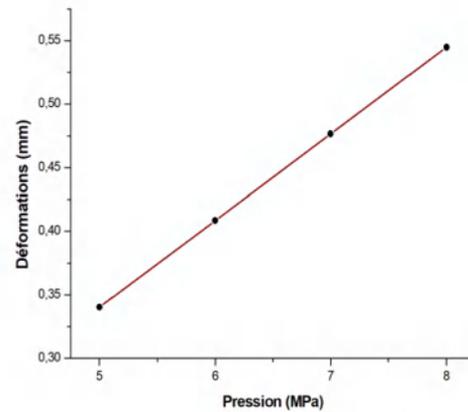
Figure III.32. Présentation du maillage tétraédrique et des contours [109]

Nous avons utilisé les mêmes pressions que celles testées dans le même tube. Le but de cette méthode est de déterminer l'impact de la pression la plus élevée à laquelle notre tube fissuré peut résister. La contrainte de Von Mises et le facteur d'intensité de contrainte sont deux critères de résistance pris en considération dans cette étude.

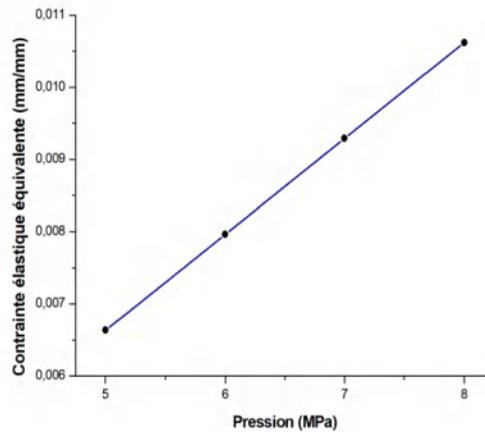
Les résultats de ce test sont représentés sur la figure (III. 33) :



a - Contrainte de Von Mises



b - Déformations

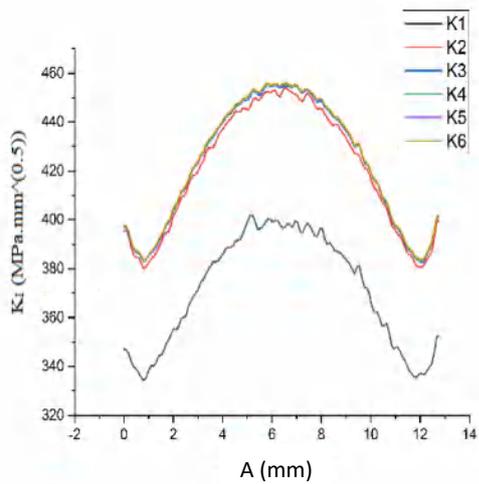


c - Contrainte élastique équivalente

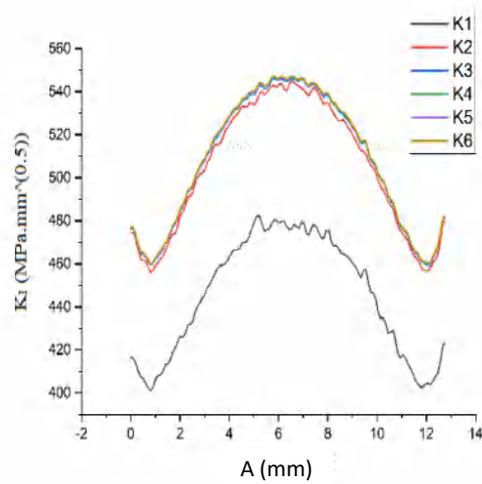
Figure III.33. Résultats de la simulation du pipeline avec une fissure externe semi-elliptique

En présence de la fissure et d'après la figure III.33, on remarque que la contrainte de Von Mises a considérablement augmenté et quelle est supérieure à la limite élastique pour la pression la plus basse. On peut dire que la pression que peut supporter notre pipeline fissuré doit être inférieure à 5MPa. Au-delà de cette valeur le pipeline est supposé endommagé ou bien subit une rupture brusque.

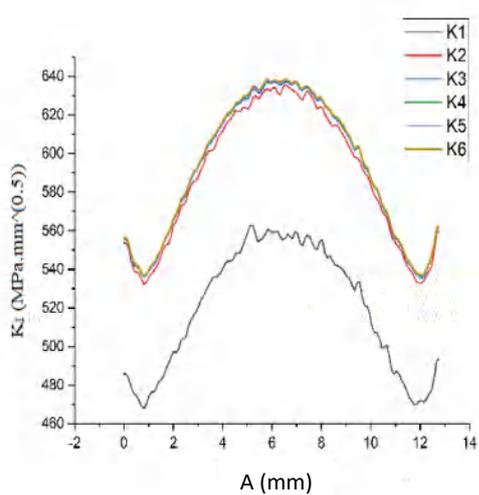
La figure (III. 34) représente les facteurs d'intensité de contrainte K_I de notre étude des six contours pour les quatre pressions appliquées (5MPa, 6MPa, 7MPa et 8MPa).



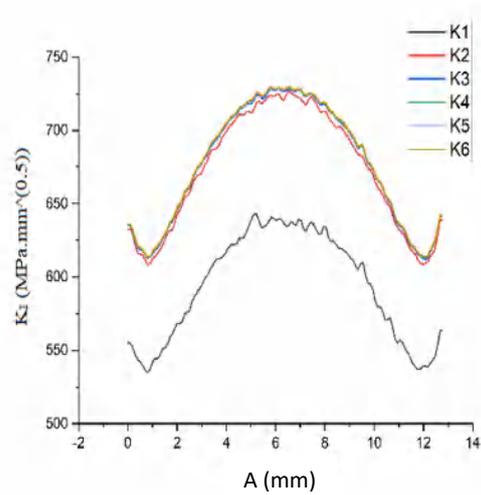
K_I pour $P = 5$ MPa



K_I pour $P = 6$ MPa



K_I pour $P = 7$ MPa

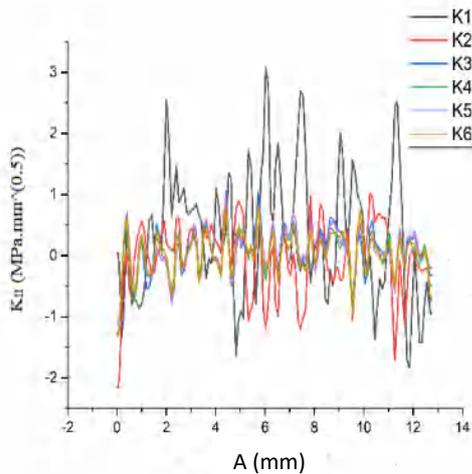


K_I pour $P = 8$ MPa

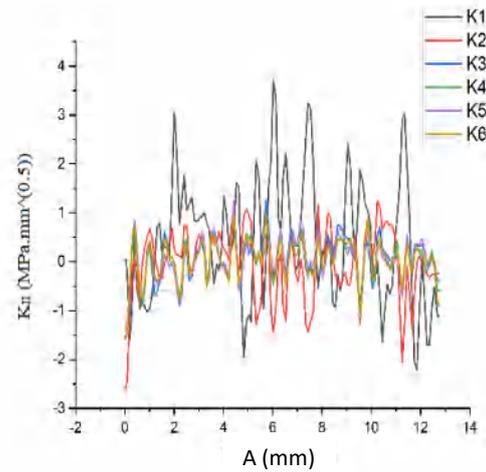
Figure III.34. K_I des six contours pour les différentes pressions

A l'exception du premier contour K_I , qui a une valeur plus faible par rapport aux autres contours, les courbes de contour sont symétriques par rapport à la longueur de la fissure semi-elliptique. La plastification se produit lorsque la pression interne appliquée augmente en raison d'une fissuration soudaine.

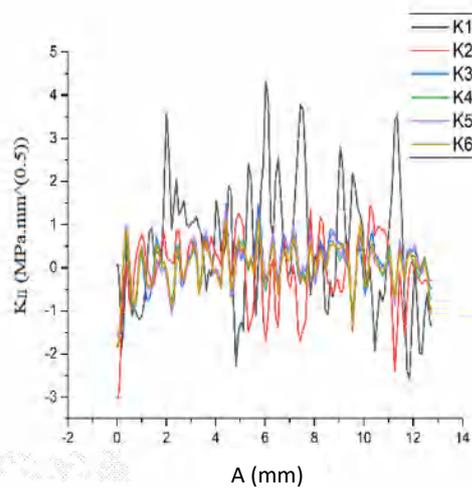
Les contours du facteur d'intensité de contrainte K_{II} en mode II sont ensuite représentés dans la figure (III. 35).



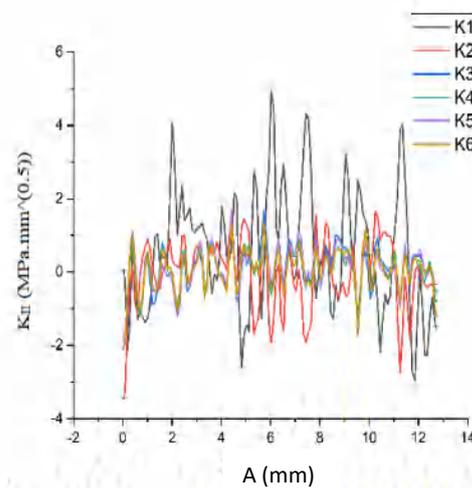
K_{II} pour $P = 5$ MPa



K_{II} pour $P = 6$ MPa



K_{II} pour $P = 7$ MPa



K_{II} pour $P = 8$ MPa

Figure III.35. K_{II} des six contours pour les différentes pressions

Pour chaque variation de pression, la valeur la plus élevée correspond au premier contour en mode II, par opposition au FIC en mode I. En mode II, les valeurs du FIC pour les cinq contours sont presque identiques.

Sur la base des résultats obtenus pour différentes pressions (Figure III.35 et Figure III.36), on peut en déduire qu'une réparation est nécessaire. Pour cela nous proposerons deux méthodes de réparation, et nous sélectionnons la méthode de réparation la plus efficace.

Il est important dans le cas où le tube risque un éventuel endommagement de pouvoir prévoir une réparation afin d'éviter la rupture totale du tube soumis à une pression interne.

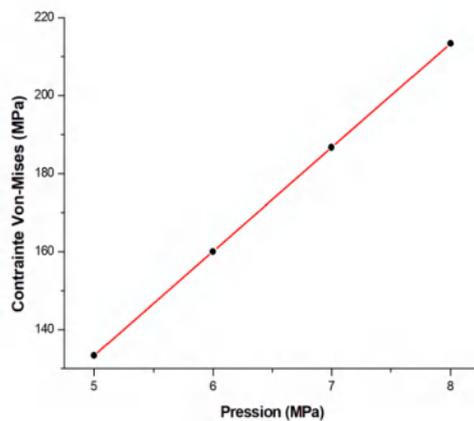
III.3. Réparation par demi-coquille

Dans la troisième partie, nous avons effectué une réparation à l'aide d'une demi-coquille du même matériau **API X80M** de la canalisation, soudée avec un cordon de soudure **AA R610**, dont les caractéristiques mécaniques sont présentées dans le tableau III. 9.

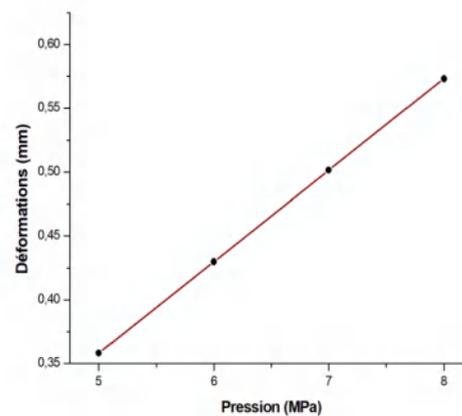
Tableau III.9. Propriétés mécaniques d'**AA R610** [110]

Limite élastique	620 MPa
Résistance à la traction	830 MPa
Module de Young	200000 MPa
Coefficient de Poisson	0.3
Module de compression	166670 MPa
Module cisaillement	76923 MPa

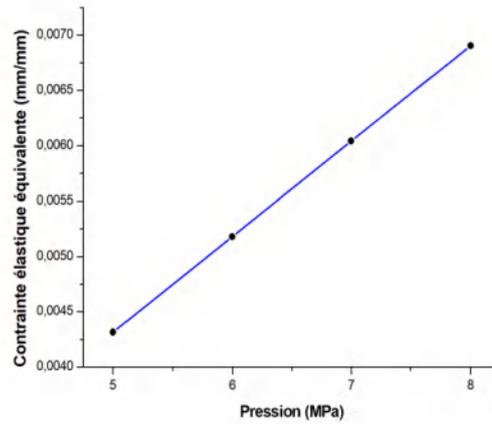
La figure III. 36 représente les résultats de la simulation :



a - Contrainte de Von Mises



b - Déformations



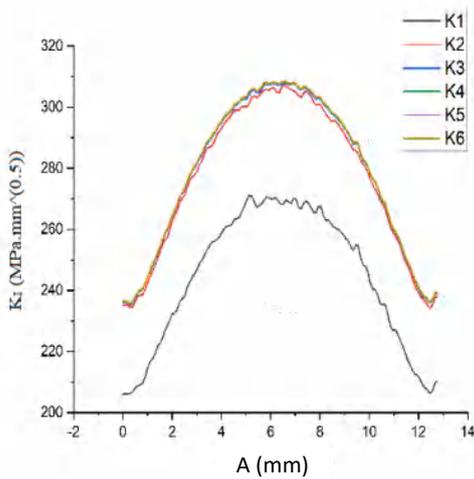
c - Contrainte élastique équivalente

Figure III.36. Résultats de la simulation de pipeline réparé par demi-coquille

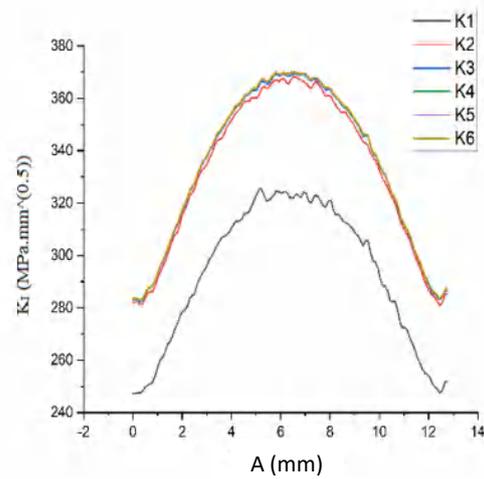
D'après la réparation de la demi-coquille, les contraintes de Von Mises ont été réduites de 86 % par rapport au niveau de contrainte obtenu du pipeline sans réparation.

Les courbes de déformation ne changent pas, et les résultats sont les mêmes dans les deux situations (Sans réparation et avec réparation).

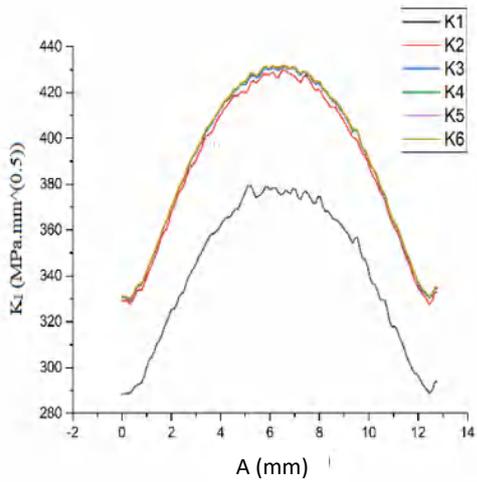
Les K_I sont présentés dans les graphiques (figure III.37):



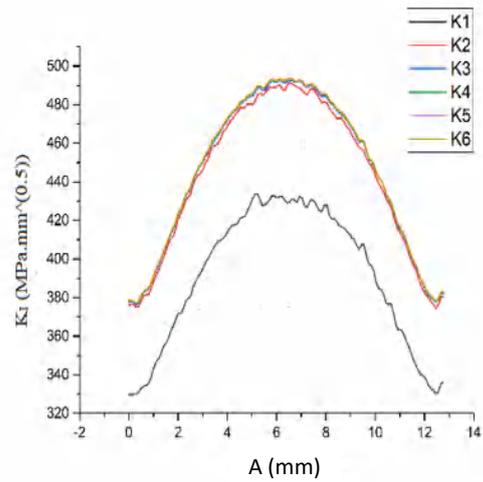
K_I pour $P = 5$ MPa



K_I pour $P = 6$ MPa



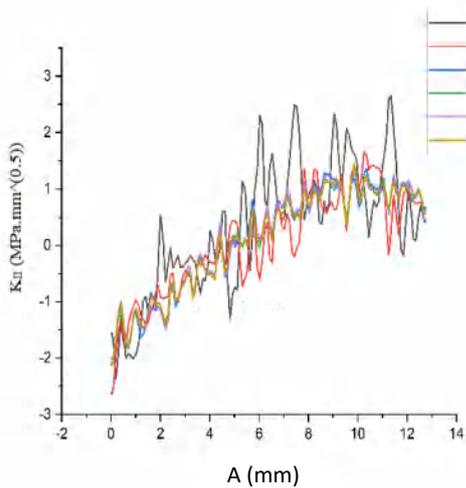
K_I pour $P = 7$ MPa



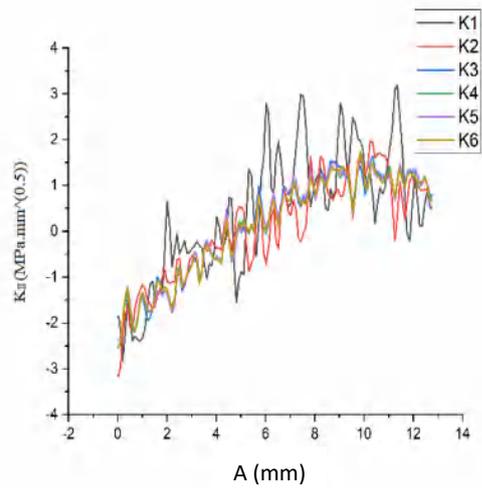
K_I pour $P = 8$ MPa

Figure III.37. K_I des six contours pour les différentes pressions (Réparation par demi-coquille)

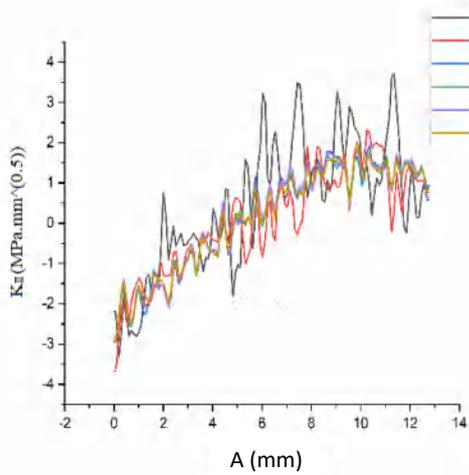
La forme des courbes utilisant la réparation en demi-coquille est presque identique à celle des courbes d'un pipeline fissuré. La différence réside dans les valeurs des facteurs d'intensité de contrainte K_I qui ont diminué de 66 % lorsque nous appliquons une pression de 5 MPa, et de 40% pour les trois autres pressions. On remarque que l'allure des courbes est la même, avec une baisse significative du niveau des contraintes équivalentes de Von Mises.



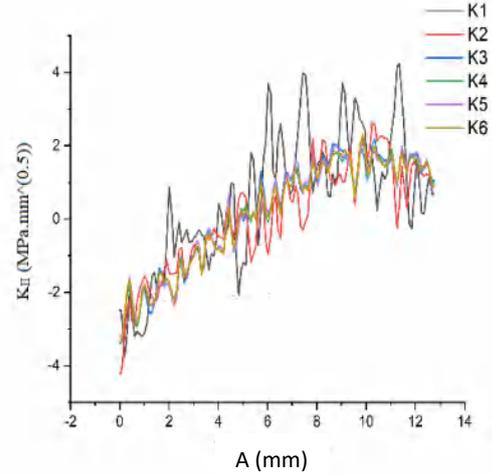
K_{II} pour $P = 5$ MPa



K_{II} pour $P = 6$ MPa



K_{II} pour $P = 7$ MPa



K_{II} pour $P = 8$ MPa

Figure III.38. K_{II} des six contours pour les différentes pressions (Réparation par demi-coquille)

Les figures montrent l'effet de la réparation de la demi-coquille donnant au pipeline une durée de vie supplémentaire quelle que soit la pression appliquée.

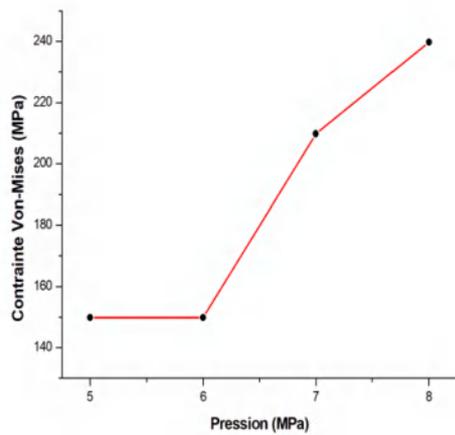
III.4. Réparation par Patch composite (Carbone époxy)

Nous avons choisi le carbone époxy pour la réparation de patch composite, et ses propriétés sont les suivantes :

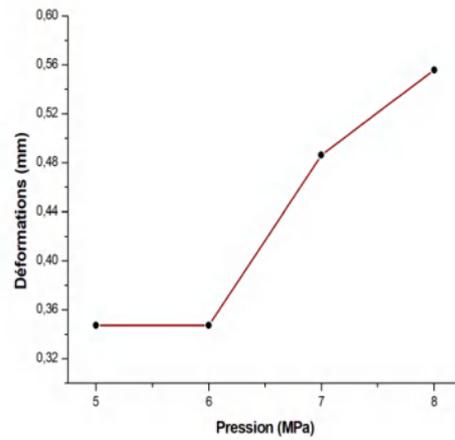
Tableau III.10. Propriétés mécaniques du carbone époxy [111]

Module de Young sur la direction X (MPa)	Module de Young sur la direction Y (MPa)	Module de Young sur la direction Z (MPa)	Module de Poisson XY	Module de Poisson YZ	Module de Poisson XZ	Module de cisaillement XY (MPa)	Module de cisaillement YZ (MPa)	Module de cisaillement XZ (MPa)
1.34e+005	10300	10300	0.33	0.33	0.53	5500	5500	3200

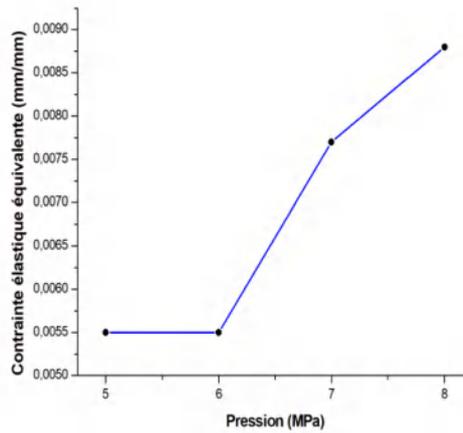
Après la simulation, nous avons obtenu les résultats suivants :



a - Contrainte de Von Mises



b - Déformations

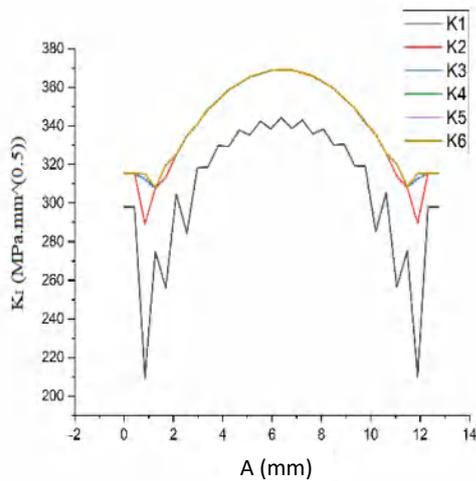


c - Contrainte élastique équivalente

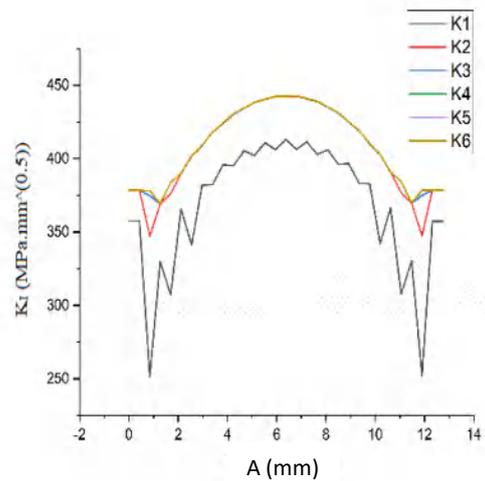
Figure III.39. Résultats de la simulation de pipeline réparé par Patch composite

Après la réparation par patch, nous avons cette fois une réduction de près de 84 % des contraintes de Von Mises, et une augmentation de 8 % par rapport à la réparation demi-coquille. De plus, la contrainte de Von Mises est constante pour les deux pressions 5 MPa et 6 MPa.

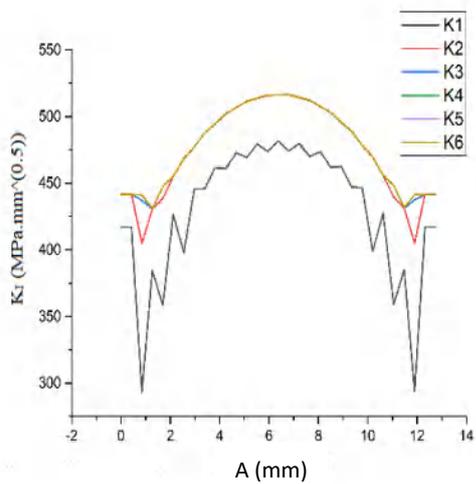
Les facteurs d'Intensités de Contraintes K_I et le K_{II} sont représentés sur les courbes suivantes :



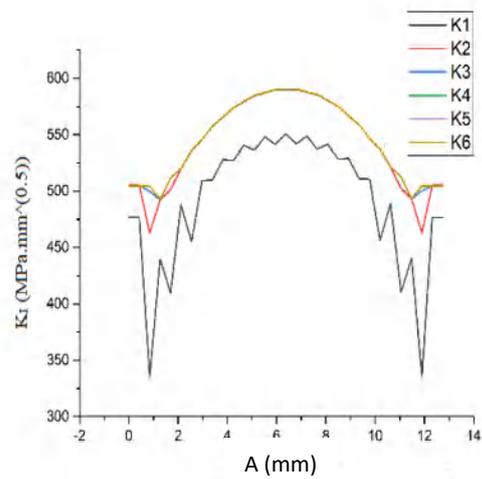
K_I pour $P = 5$ MPa



K_I pour $P = 6$ MPa



K_I pour $P = 7$ MPa



K_I pour $P = 8$ MPa

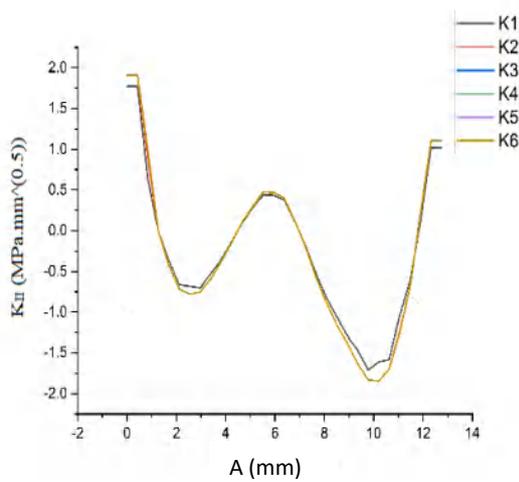
Figure III.40. K_I des six contours pour les différentes pressions (Réparation par Patch)

Le contour des courbes de K_I dans la réparation Patch est complètement différent des autres courbes des deux exemples précédents, et nous observons également que les quatre courbes sont symétriques.

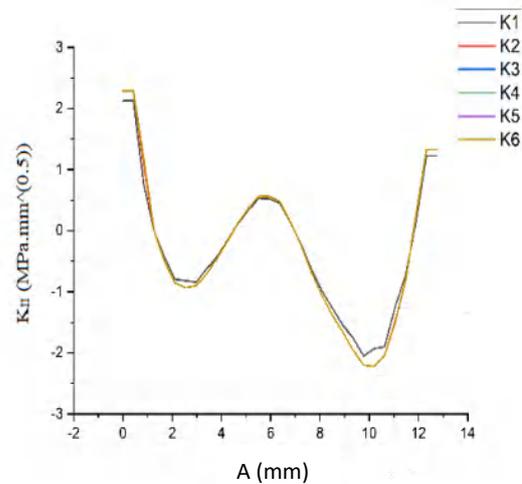
Comparons les valeurs maximales de K_I dans le cas des deux réparations par patch et par demi-coquille, nous remarquons une augmentation de près de 12% pour la pression 5 MPa, 16% pour 6 et 8 MPa, et 22% pour 7 MPa.

L'effet le plus remarquable dans les résultats de la figure III.40 pour les valeurs du FIC, c'est l'aspect asymétrique pour les quatre pressions appliquées.

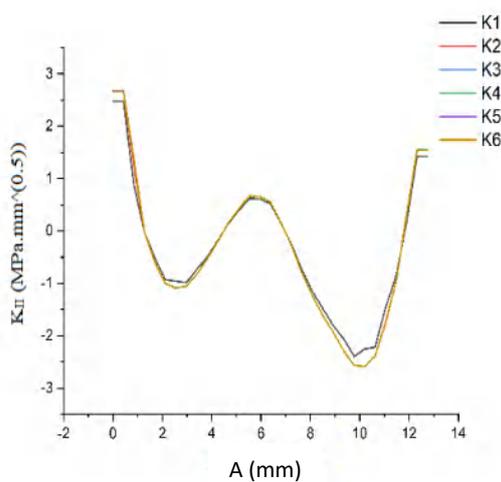
La comparaison entre le K_I de la réparation par Patch avec le K_I de la canalisation fissurée, il en résulte une diminution de 19% pour les trois pressions 5, 6, 8 MPa et de 9% pour 7 MPa.



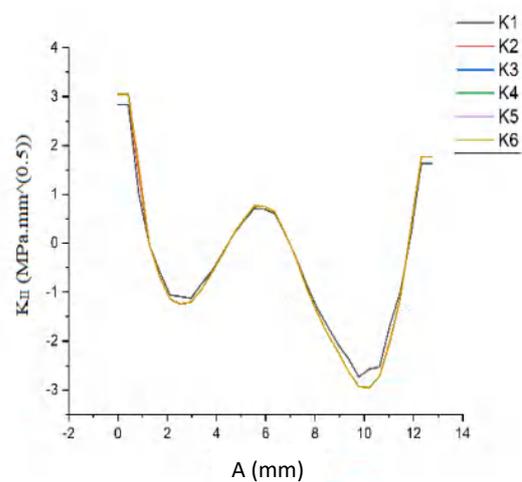
K_{II} pour P =5 MPa



K_{II} pour P =6 MPa



K_{II} pour P =7 MPa



K_{II} pour P =8 MPa

Figure III.41. K_{II} des six contours pour les différentes pressions (Réparation par Patch)

Les valeurs de K_{II} ont diminués après la réparation par Patch par rapport aux résultats de réparation par demi-coquille, cela est dû à l'effet de la colle qui ne permet pas la propagation de la fissure en mode II de cisaillement. On peut dire que tous les contours du FIC en mode II se chevauchent, on peut expliquer cela par le fait que toute la zone de fissuration est bien protégée par ce type de réparation.

CONCLUSION

La simulation par ANSYS donne de bons résultats, ces derniers sont plus proches des résultats analytiques. Pour cela, le choix du code de calcul ANSYS est le plus convenable.

L'épaisseur du pipeline joue un rôle très important, en faisant une comparaison entre les deux épaisseurs, nous avons trouvé que les résultats des contraintes de Von Mises du pipeline ayant une épaisseur de 12.7 mm est très élevée presque le double, que ce soit avec un défaut interne ou externe.

Dans le cas de l'analyse des deux défauts, nous avons constaté que l'effet du défaut interne est très important sur le tube, étant donné que les contraintes de Von Mises sont très élevées par rapport à celles obtenues pour un pipeline ayant un défaut externe. Ce qui explique l'endommagement du pipeline quel que soit la pression appliquée, sauf si nous excluons les basses pressions telles que 6 MPa et 7 MPa. Les déplacements largement liés à l'épaisseur de pipeline faute de différence significative dans les trois cas de simulation du pipeline soumis à une pression interne (sans défaut, avec défaut externe et interne), mais quand nous variant l'épaisseur, nous obtenons des résultats presque trois fois plus par rapport au tube d'épaisseur de 12.7 mm (Tube 2). On peut dire que le risque d'endommagement est certain pour le pipeline ayant un défaut interne sachant que la profondeur du défaut ne dépasse pas la valeur de 2 mm, ce qui représente presque 16% de l'épaisseur du pipeline.

Une fissure est un défaut ou une discontinuité soudaine apparaissant dans un matériau sous l'influence de contraintes internes ou externes, la substance est séparée sur une surface spécifique. Tant que les forces de contraintes ne sont pas libérées, cela provoque une concentration des contraintes élevée au fond de fissure.

Dans le cas de la fissure rectangulaire, nous avons conclu qu'il y avait un effet de la longueur de la fissure interne sur les tubes, alors que l'effet est négligeable pour la fissure externe. L'effet de la profondeur de la fissure interne est plus important sur le tube. Le tube risque une déformation plastique ou un endommagement puisque la contrainte de Von Mises dépasse la limite élastique. L'effet de la largeur est apparent pour une fissure externe du tube sous pression.

On peut conclure que les essais que nous avons effectués nous ont permis d'en déduire que le tube 2 ne fonctionne dans un champ élastique que dans le cas suivant : Les dimensions de la fissure externe sont limitées pour des pressions variant de 6 MPa à 9 MPa aux valeurs

suivantes : largeur = 0.5 mm et profondeur = 2 mm. Les dimensions de la fissure interne sont limitées pour des pressions variant de 6 MPa à 9 MPa aux valeurs suivantes : largeur = 0.5 mm et profondeur = 1 mm, ou pour des pressions variant de 6 MPa à 8 MPa aux valeurs suivantes : de largeur = 0.5 mm et profondeur = 2 mm.

Le tube (1) fonctionne dans un champ élastique et généralement le risque d'endommagement est plus élevé dans le tube ayant l'épaisseur de 12.5 mm et une fissure interne proche de 2mm pour les deux tubes.

Le pipeline en acier API X80M de 10mm d'épaisseur fonctionne et résiste à des pressions internes appliquées dans des circonstances normales (5, 6,7 et 8 MPa).

En ce qui concerne la fissure semi-elliptique, la connaissance de la résistance de la canalisation aux variations de pression en termes de propagation de la fissure amorcée d'une part, et l'intérêt d'une réparation, soit par Patch composite ou soit par demi-coquille, d'autre part.

Une fois la fissure semi-elliptique externe est initiée, on constate que le tube présente à proximité de la fissure une zone plastifiée assez étendue. Les contraintes de Von Mises augmentent en fonction de la croissance de la pression. Les contours du facteur d'intensité de contrainte produits en mode I mettent en évidence l'influence de la rupture semi-elliptique et du niveau élevé à chaque variation de pression. Le premier contour indique juste une initiation, mais les cinq autres contours montrent clairement une propagation régulière de la fracture illustrés par la superposition des courbes produites. En mode II, les contours du facteur d'intensité de contraintes (FIC) augmentent le long de la fissure et s'annulent en fond de fissure. L'effet de la présence de la fissure sur les déformations est négligeable.

Pour empêcher la fissure de s'étendre, nous avons appliqué deux modes de réparation, la réparation avec une demi-coquille ou avec un patch. La comparaison des résultats avant et après les deux cas de réparation, montrent la diminution du niveau extrêmement élevé de la contrainte de Von Mises. En mode ouverture (Mode I), on note que les cinq contours se chevauchent avec une distribution asymétrique et que le niveau du FIC a diminué de manière significative. En cisaillement (Mode II), la valeur du FIC a tendance à s'annuler en fond de fissure.

La réparation par soudure demi-coquille et la réparation par patch composite (Carbone époxy) sont d'excellents moyens pour éliminer les dommages des fissures semi-elliptiques. Ces

méthodes de réparation améliorent la résistance du pipeline pour une durée de vie supplémentaire significative.

En comparant les deux types de réparation, on note que la réparation en demi-coque renforce considérablement le pipeline par rapport à la réparation par patch composite, comme en témoignent les valeurs de la contrainte de Von Mises (Différence d'environ 20 MPa).

La présence de la fissure, sa géométrie et l'effet de la pression interne influent directement sur la variation du facteur d'intensité de contrainte. Lors de la propagation de la fissure, les résultats de K_I augmentent et diminuent.

Les deux formes de réparation, en particulier la réparation par la demi-coque, ont une influence importante sur la diminution du niveau de facteur d'intensité de contrainte FIC. Le facteur d'intensité de contrainte est un critère de résistance qui nous permet de déduire la possibilité d'une rupture brutale dû à la propagation rapide de la fissure.

La réparation est un moyen efficace et sûr pour une meilleure durée de vie (Avec diminution significative des valeurs de K_I et K_{II}).

Nous concluons par des perspectives sur des travaux à réaliser :

- Etude expérimentale d'un pipeline avec une fissure rectangulaire.
- Etude numérique et expérimentale de réparation par Patch avec un autre matériau composite.
- Etude de l'écoulement d'un fluide (Pétrole ou gaz naturel) dans les pipelines.

Références

- [1] Jia Man Neoh and Shang Yang Chuah, *Oil & Gas: Europe Industry Surveys*. New York: CFRA, 2019.
- [2] Morgan Downy, *Oil 101*. Wooden Table Press, 2009.
- [3] John Madigan, *Oil & Gas Pipeline Construction in the US*. IBISWorld Industry Report 23712, August 2019.
- [4] Shawn Kenny, *Offshore Pipelines—Elements of Managing Risk*. *Methods in Chemical Process Safety*, Volume 2, pp 289-325. 2018.
- [5] American Petroleum Institute, <https://www.api.org>; International Organization for Standardization, <https://www.iso.org/home.html>.
- [6] Federal Energy Regulatory Commission, “What FERC Does”. <https://www.ferc.gov/what-ferc-does>.
- [7] Jerry A. McBeath, *Big Oil in the United States*. Santa Barbara, CA: ABC-CLIO, 2016.
- [8] H. Makino, T. Kubo, T. Shiwaku, S. Endo, T. Inoue, Y. Kawaguchi, Y. Matsumoto et S. Machida. « Prediction for Crack Propagation and Arrest of Shear Fracture in Ultra-high Pressure Natural Gas Pipelines », *ISIJ International*, Vol. 41, No. 4, pp. 381–388. 2001.
- [9] Y.Jae. Kim, J.S. Kim, Y.Z. Lee et Y.Jin. Kim. « Non-linear fracture mechanics analyses of part circumferential surface cracked pipes », *International Journal of Fracture* 116, pp. 347–375, 2002.
- [10] Y.J. Kim, J.S. Kim, Y.J. Park et Y.J Kim. « Elastic–plastic fracture mechanics method for finite internal axial surface cracks in cylinders », *Engineering Fracture Mechanics* 71, pp. 925–944. 2004.
- [11] C. Zheng et S. Lei, « Research on bursting pressure formula of mild steel pressure vessel ». *Journal of Zhejiang University SCIENCE A* ISSN 1009-3095 (Print); ISSN 1862-1775 (Online), pp. 277-281. 2006.
- [12] J.M. Duell, J.M. Wilson et M.R. Kessler. « Analysis of a carbon composite overwrap pipeline repair system », *International Journal of Pressure Vessels and Piping* 85, pp. 782–788. 2008.
- [13] A. El Hakimi, P. Le Grogne et S. Hariri. « Numerical and analytical study of severity of cracks in cylindrical and spherical shells », *Engineering Fracture Mechanics* 75, pp. 1027–1044. 2008.
- [14] C. Alexander, O.O. Ochoa. « Extending onshore pipeline repair to offshore steel risers with carbon–fiber reinforced composites », *Composite Structures* 92, pp. 499–507. 2010.
- [15] B. Mechab, B. Serier, B.B Bouiadjra, K. Kaddouri et X. Feaugas. « Linear and non-linear analyses for semi-elliptical surface cracks in pipes under bending », *International Journal of Pressure Vessels and Piping* 88, pp. 57-63. 2011.

- [16] Raju IS, Newman Jr JC. « Stress-intensity factors for circumferential surface cracks in pipes and rods under tension and bending loads ». NASA; 1985.
- [17] K. Takayama, R. Matsumoto, S. Taketomi et N. Miyazaki. « Hydrogen diffusion analyses of a cracked steel pipe under internal pressure », international journal of hydrogen energy 36, pp. 1037-1045. 2011.
- [18] O.V Trifonov et V.P Cherniy. « Elastoplastic stress-strain analysis of buried steel pipelines subjected to fault displacements with account for service loads », Soil Dynamics and Earthquake Engineering 33, pp. 54–62. 2012.
- [19] J. Chen et H. Pan. « Stress intensity factor of semi-elliptical surface crack in a cylinder with hoop wrapped composite layer », International Journal of Pressure Vessels and Piping, pp. 1-5. 2013.
- [20] M. Shamsuddoha, M.M Islam, T. Aravinthan, A. Manalot et K. Lau. « Effectiveness of using fibre-reinforced polymer composites for underwater steel pipeline repairs », Composite Structures 100, pp. 40–54. 2013.
- [21] B. He, P. Han, C. Lu et X. Bai. « Effect of soil particle size on the corrosion behavior of natural gas pipeline », Engineering Failure Analysis 58, pp. 19–30. 2015.
- [22] M. Meriem-Benziane, S.A Abdul-Wahab, H. Zahloul, B. Babaziane, M. Hadj-Meliani et G. Pluvinage. « Finite element analysis of the integrity of an API X65 pipeline with a longitudinal crack repaired with single- and double-bonded composites », Composites Part B 77, pp. 431- 439. 2015.
- [23] Y. Zhao et M. Song. « Failure Analysis of a Natural Gas Pipeline », Engineering Failure Analysis 63, pp. 61-71. 2016.
- [24] Q. Qiao, G. Cheng, W. Wu, Y. Li, H. Huang et Z. Wei. « Failure analysis of corrosion at an inhomogeneous welded joint in a natural gas gathering pipeline considering the combined action of multiple factors », Engineering Failure Analysis 64, pp. 126-143. 2016.
- [25] B. Kaddour, B. Bouchouicha, M. Benguediab et A. Slimane. « Modeling and optimization of a cracked pipeline under pressure by an interactive method: design of experiments », International Journal on Interactive Design and Manufacturing (IJIDeM) 12, pp. 409–419. 2018.
- [26] Y. Shuai, J. Shuai et X. Zhang. « Experimental and numerical investigation of the strain response of a dented API 5L X52 pipeline subjected to continuously increasing internal pressure », Journal of Natural Gas Science and Engineering 56, pp. 81–92. 2018.
- [27] W. Yu, J. Zhang, K. Wen, W. Huang, Y. Min, Y. Li, X. Yang et J. Gong. « A novel methodology to update the reliability of the corroding natural gas pipeline by introducing the effects of failure data and corrective maintenance », International Journal of Pressure Vessels and Piping 169, pp. 48-56. 2019.
- [28] O. M. Al-Moayed, A. K. Kareem, A. E. Ismail, S. Jamian et M. N. Nemah. « Distribution of Mode I Stress Intensity Factors for Single Circumferential Semi-Elliptical Crack in Thick

Cylinder », The International Journal of Integrated Engineering, VOL. 11 NO. 7, pp 102-111, 2019.

[29] H. Lua, X. Wuc, H. Nid, M. Azimi, X. Yane et Y. Niu. « Stress analysis of urban gas pipeline repaired by inserted hose lining method », Composites Part B: Engineering 183. 2020.

[30] A. Olamide, A. Bennecer et S. Kaczmarczyk. « Finite Element Analysis of Fatigue in Offshore Pipelines with Internal and External Circumferential Cracks », Applied Mechanics 1(4), pp. 193-223. 2020.

[31] A. Bendjebbour. « Corrosion localisée des aciers API 5L_X52 de la ligne ASR /MP sollicité n sol algérien ». Mémoire de magister, université de Tlemcen. 2011.

[32] K. Hulka. « HSLA large diameter pipe plate from standard production to X80/X100 », Niobium Information 13/97, 1997.

[33] Bai, Knauf et Hillenbrand. Materials and Design of high strength pipelines, 9 pages, ISOPE 2000, publications EUROPIPE n°30, 2000.

[34] Hillenbrand, Liessem, Biermann, Heckmann et Schwinn, « Development of grade X120 pipe material for high pressure gas transportation lines », 4th International Conference. 2004.

[35] Hillenbrand, Gras, Kalwa, « Development and production of High strength pipeline steels », Proceedings of the International Symposium Niobium, ed. P.J.P. Bordignon, Florida, USA, publications EUROPIPE n°43, 2001.

[36] Y. Wang, Y. Ke, Y. Shan, M. Zhao, B. Qain, « The Research and Development of High Strength Line Pipe in China », Proceedings of the international Pipe Dreamer's Conference, Yokohama, Japan, ed. M.Toyoda et R. Denys, 53-84, 2002.

[37] D. P. Fairchild, M. L. Macia, S. D. Papka, C. W. Petersen, J. H. Stevens, S. T. Barbas, N. V. Bangaru, J. Y. Koo, M. J. Luton, « High Strength Steels - Beyond X80 », Proceedings of the international Pipe Dreamer's Conference, Yokohama, Japan, ed. M.Toyoda et R. Denys, 307-322, 2002.

[38] A. Bendjebbour. « Corrosion localisée des aciers API 5L_X52 de la ligne ASR /MP sollicité n sol algérien ». Mémoire de magister, université de Tlemcen. 2011.

[39] Pierres Houssin et Georges Wessels. « PETROLE – LE transport », Encyclopædia Universalis, France. <https://www.universalis.fr/encyclopedie/petrole-le-transport/>

[40] Association canadienne du gaz. Statistiques sur l'industrie de la distribution du gaz naturel au Canada. 2015.

[41] NaturalGas.org, Processing Natural Gas. 25 septembre 2013.

[42] API 5L specification, Techno Sanate Pars. 41ème édition – AVRIL 1995.

- [43] M. Zhao, K. Yang, Y. Shan, « Comparison on strength and toughness behaviors of microalloyed pipeline steels with acicular ferrite and ultrafine ferrite », *Materials Letters* 57, 1496–1500, 2003.
- [44] Line Pipe, API SPECIFICATION 5L. FORTY-SIXTH EDITION, APRIL 2018.
- [45] JCCO PIPELINE. PARAMETRE DE DURCITE D'IMPACT. 24 JAN, 2020.
- [46] C S. Nestic, SH. Wang, J. Cai. « Integrated CO2 corrosion-multiphase flow model ». Institute for corrosion and multiphase technology, Athens, Corrosion 2004, Nace, Houston, TX, 2004.
- [47] Rita C. C. Silva, Joao 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, pp 82. 2008.
- [48] F Aggoune. "Evaluation de l'endommagement des tubes dans leurs conditions d'exploitation.". Mémoire de magister, Université Mentouri Constantine, Algérie 2010.
- [49] Gaz et Pétrole vers L'europe, Perspectives pour les infrastructures, Gouvernance Européenne et Géopolitique de L'énergie. Tome 4, 2008.
- [50] R. Aristotele and L.F. Divi Vito. « Welding X100 steels for gas pipelines », 18 (11) 877–882. *Welding International*, 2004.
- [51] M. Kutz. *Handbook of materials selection*, ed. John Wiley & Sons, Inc., 2001.
- [52] A. Sedrini. « Etude sur le comportement en endommagements des aciers API 5L X65 du model weibull ». Ingénieur mécanique, Université Tlemcen, 2007.
- [53] A. Bouziane. « Contribution à la détermination des critères de qualité des tubes soudés soumis à une pression intérieure ». Magister en génie mécanique, Université M'hamed Bougara Boumerdes, 2008.
- [54] Mourad Nahal « Etude mecano-fiabiliste des pipelines destinés aux hydrocarbures ». Thèse de doctorat en génie mécanique. Université Badji Mokhtar–Annaba 2016.
- [55] M. Bettayeb, « Contribution à l'étude de la fiabilité en présence de défauts de joints de soudures et de corrosion, dans les canalisations de transport d'hydrocarbures ». Thèse de Doctorat. 2016.
- [56] Luu Thanh Trung, « Déchirure ductile des aciers à haute résistance pour gazoducs (X100) ». Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'Ecole des Mines de Paris, France 2006.
- [57] Manuel pour le transport et la distribution du gaz, Titre VI : « Matériaux utilisés pour les canalisations de transport et de distribution », Association technique de l'industrie du gaz de France, 1985.
- [58] A.S. Bilat, « Estimation du risque de rupture fragile de soudures de pipelines en aciers à haut grade : caractérisation et modélisation ». Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'Ecole des Mines de Paris, France 2007.

- [59] Sur les pipelines. CEPA « Canadian energy pipeline association ». <https://www.oleoducenergieest.com/fr/wp-content/uploads/2012/10/FINAL-Corrosion-french2.pdf>.
- [60] P.L. Veronique Nobel., « Etude du mécanisme d'action de monofluorophosphate de sodium comme inhibiteur de la corrosion des armatures métalliques dans le béton ». Thèse de doctorat Université Pierre & Marie Curie, Paris, 2004.
- [61] R. Bouzid, E. Bouali et M. Gaceb, « analyse tendancielle et différentielle des interactions entre le procédé de soudage d'assemblage de gros tubes et son environnement ». 18eme congrès français de Mécanique Grenoble, 27-31, aout 2007.
- [62] A. JENKINS. « Introduction to corrosion in oil and gas production », MI production Chemicals, Algiers, 2006.
- [63] Abad Shah. « Investigation Results of Properties of Stripe Coatings in Oil and Gas Pipelines » International Journal of Chemistry. Department of Chemistry ; Baku State University, Baku, Azarbaijan. 2013.
- [64] C. Adam, l'inspection des pipelines par racleurs instrumentés, Société du pipeline méditerranée, Rhône, 2006.
- [65] E. M. Ionescu, M. Patarlageanu, S. Suditu, Pertes des hydrocarbures liquides associées au transport par pipelines, France, 2008.
- [66] J. Spieckhout. « A new design philosophy for gas transmission pipeline designing for gouge-resistance and puncture resistance ». Second International Conference on Pipeline Technology, vol. 2, pp 477-489, Ostend. 1995.
- [67] H. UHLIG, corrosion et protection, 2^{ème} édition, Paris, 1970.
- [68] P. Olav Gartland, « Choosing the Right Positions for FSM Corrosion Monitoring on Oil and Gas Pipelines ». Mars, 1998.
- [69] <http://www.corrosioncost.com/pdf/gasliquid.pdf>.
- [70] GRT gaz. « Étude de dangers d'un ouvrage de transport de gaz naturel –Partie Générique». Page 87. Rév. : 2016 – décembre 2017.
- [71] GRT gaz. « Étude de dangers d'un ouvrage de transport de gaz naturel –Partie Générique. Page 88. Rév. : 2016 – décembre 2017.
- [72] D. Landolt : Traite des matériaux .12. Corrosion et chimie de surfaces des métaux. Presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne, 1997.
- [73] Frédéric Legrand. Corrosion humide, Licence Creative Commons. <https://www.f-legrand.fr/scidoc/srcdoc/sciphys/electrochim/corrosion/corrosion-pdf.pdf>
- [74] D. Landolt, « corrosion et chimie de surface des métaux », traité des matériaux, presses polytechniques et Universitaires Romande, 12, 2003.
- [75] H. Uhlig et R. Winston, corrosion and corrosion control; third edition, 1984.

- [76] J. Philibert et A. Vignes, métallurgie du minéral au matériau, Ed. Masson, Paris, 1998.
- [77] M. Fontana, corrosion engineering. Mc Graw Hill international edition, New York, 1987.
- [78] S. Bensaada, livre « CORROSION », page 47. 2010.
- [79] Peabody's Control of Pipeline Corrosion. 2nd Edition p.280. January 1, 2001.
- [80] S. Marmi, « Effet des inclusions de sulfures sur la corrosion des aciers au carbone ». Mémoire Magister en physique, Département de physique, Université de Biskra, 2003.
- [81] F. Lekmine. « Etude de la corrosion sous contraintes dans les pipelines ». Masters thesis, UNIVERSITE DE MOHAMED KHIDER BISKRA. 2012.
- [82] Mahdi Hocine. Hasnaoui Djabir « Inspection et contrôle des assemblages soudés par méthodes non destructives ». Mémoire Master, Université de M'sila. 2018.
- [83] J.W. Sowards, T. Dash Weeks, J. David McColskey, James R. Fekete. « Effect of ethanol fuel and microbiologically influenced corrosion on the fatigue crack growth behavior of pipeline steels ». NIST: Materials Reliability Division-USA, 2011.
- [84] Sandia National Laboratories. « Technical reference on hydrogen compatibility of materials », 2008.
- [85] M. Augusto Neves, (2005). « Propagation de fissures par fatigue des tubes d'acier soudés longitudinales, grade API 5L X-70 ». Université Fédérale de Rio de Janeiro, 2005.
- [86] G.R. Irwin, "Analysis of Stresses and Strains Near the End of a Crack Traversing a Plate," Journal of Applied Mechanics, Vol. 24, pp. 361-364, 1957.
- [87] <https://www.fracturemechanics.org/sif.html>.
- [88] Saverio Fiordalisi. « Modélisation tridimensionnelle de la fermeture induite par plasticité lors de la propagation d'une fissure de fatigue dans l'acier 304L ». Thèse de Doctorat, Ecole nationale supérieure de mécanique et d'aérotechnique, 2014.
- [89] H.M. Westergaard. « Bearing Pressures and Cracks ». Journal of Applied Mechanics, Vol. 6, pp. A49-53, 1939.
- [90] M. V. Dutron et M. Girard. « Traitement numérique de radiographies industrielles ». Rapport final, contrat ETCA n'82554 JLV/PE de novembre 1983.
- [91] J. Dumont-Fillon, « Contrôle non destructif (CND) ». Technique de l'ingénieur R1400, 1996.
- [92] B. Georgel. « Traitement des signaux Courants de Foucault pour le contrôle des tubes de générateurs de vapeur dans les centrales nucléaires REP ». Traitement du signal (vol. 8-n°5), pp. 373-381, juin 1991.
- [93] A. Abdou « Contrôle non destructif (CND). « Etude et Modélisation d'un Capteur Inductif à Courants De Foucault ». Magister en Électrotechnique, Université de Batna. 2018.

- [94] F. Najar, « Contrôle Non Destructif par Thermographie Infrarouge des Matériaux Hétérogènes Contenant des Défauts ». Thèse de Doctorat. Université de Gergy-Pontoise, 1997.
- [95] M. Fodil et H. Aous. « Modélisation de la fissuration dans un pipeline en acier après réparation par patch en composite, Mémoire de fin d'étude, Université Saad Dahleb Blida 1. 2018.
- [96] A. Benlekhal. Rapport sur les procédures de réparation en charge de canalisation de transport d'hydrocarbures par demi-coquilles soudées; SONATRACH-DRC; Oran-Arzew ; 15 Août 2010.
- [97] J. M. Duell, J. M. Wilson et M. R. Kessler. « Analysis of a carbon composite overwrap pipeline repair system ». International Journal of Pressure Vessels and Piping, 85(11), 782–788. 2008.
- [98] M. Baghdadi. « Analyse paramétrique de la réparation par patch composites ». Thèse de Doctorat. Université Djillali Liabes De Sidi Bel Abbes. 2021.
- [99] S. Timoshenko Résistance des matériaux Tome 2, Dunod, Paris, 1968.
- [100] André Pellissier Tanon. Conseiller du Directeur Technique de Framatome. Base de calcul des enceintes sous pression, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique. A843. 10 févr. 1988.
- [101] Jean-Charles Craveur, Modélisation des structures, calcul par éléments finis, Masson, Paris. 1997.
- [102] I. Djedid. Études sur les défaillances des aciers API-5LX60 pour pipeline cas de la ligne GZ1. Université Abou Bekr Belkaid-Telemcen, 2013.
- [103] Jonathan Richard Shewchuk. « Tetrahedral Mesh Generation by Delaunay Refinement ». School of Computer Science ; Carnegie Mellon University Pittsburgh, Pennsylvania 15213.
- [104] M. Arav, (EMTS) "maintenance préventive : protection contre la corrosion, cas des grands chantiers", Journées Techniques, Cefracor, Paris, France, 25-26 novembre 1997.
- [105] Techno Sanate Pars. Caractéristique mécaniques (Section 6), spécification API 5L, 41ème édition, AVRIL 1995.
- [106] Tomasz Szary , « the Finite Element Method Analysis for Assessing the Remaining Strength of Corroded Oil Field Casing and Tubing ». Thèse de doctorat, university Freiberg. 10.09.2006.
- [107] Specification for Line Pipe. API specification 5L forty-five edition. Décembre, 2012.
- [108] T. F. A. Santos, T. F. C. Hermenegildo, C. R. M. Afonso, R. R. Marinho, M. T. P. Paes, & A. J. Ramirez, Fracture toughness of ISO 3183 X80M (API 5L X80) steel friction stir welds. Engineering Fracture Mechanics, 77(15), 2937–2945. 2010.

- [109] T.A. Zitouni et Z. Labed, "Numerical Study on Dimensions and Orientation Effect of Semi-Elliptical Cracks in PE100 Pipelines" *International Journal of Applied Mechanics and Engineering*, vol.26, no.3, pp.198-207. <https://doi.org/10.2478/ijame-2021-0045>. 2021.
- [110] CEWELD, Material list AA R610, The ASME classification is carried out based on a weld metal according to ISO standards. Certilas Nederland BV, Gloxinialaan 2, 6851 TG Huissen (NL). Janvier 2018.
- [111] E. Abdelouahed, H. Benzaama, B. Aour, M. Mokhtari, A.A.Tadjeddine, « Réparation par patch composite des pipelines sous charge de la pression interne ». 24ème Congrès Français de Mécanique. 2019.