



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI BEL ABBES

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE

Présenté Pour l'obtention du grade de

DOCTEUR EN SCIENCES

SPÉCIALITÉ : Vibration des machines

Par

**BAHRAM Kaddour**

TITRE

---

**CARACTERISATION MECANIQUE GLOBALE ET LOCALE DE JOINTS SOUDES  
DES TUYAUTERIES SOUS PRESSION**

---

Soutenu le : 30/11/2017

Devant le jury composé de :

<b>Mr. MAZARI Mohamed</b>	Pr	Président	UDL-SBA
<b>Mr. BOUCHOUICHA Benattou</b>	Pr	Directeur de thèse	UDL-SBA
<b>Mr. BENGUEDIAB Mohamed</b>	Pr	Co-directeur de thèse	UDL-SBA
<b>Mr. BENACHOUR Mustapha</b>	Pr	Examineur	Université de TLEMCEM
<b>Mr. OUELD CHIKH El Bahri</b>	Pr	Examineur	Université de MASCARA
<b>Mr. BENDOUBA Mustapha</b>	MCA	Examineur	Université de MASCARA

**Année Universitaire 2017/2018**

## REMERCIEMENTS

Je remercie très chaleureusement mon directeur de thèse, Monsieur le professeur Benattou BOUCHOUICHA, qui, malgré ses nombreuses occupations, a accepté de prendre la direction de cette thèse, transformant ainsi les difficultés rencontrées en une expérience enrichissante. Je lui suis également reconnaissant de m'avoir assuré un encadrement rigoureux tout au long de ces années, tout en me donnant toutefois la possibilité de trouver par moi-même mon cheminement personnel. Monsieur BOUCHOUICHA a su diriger mes travaux avec beaucoup de disponibilité, de tact et d'intérêt. Il m'a toujours accordé généreusement le temps nécessaire pour partager avec moi ses idées et sa grande expérience. De même, tout au long de cette thèse, il n'a ménagé ni ses commentaires, toujours judicieux et rigoureux, ni ses encouragements. J'ai particulièrement apprécié sa très grande ouverture en vers les étudiants des différents parcours. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.

Je suis aussi redevable à la contribution de Monsieur le professeur Mohamed BENGUEDIAB d'avoir accepté de co-diriger ma thèse. Je suis grandement reconnaissant pour son analyse soigné et ses commentaires judicieux, lesquels m'ont permis de raffiner d'avantage certains points de l'analyse et de l'interprétation de mes données.

J'exprime, de même, mes remerciements à Mr. MAZARI Mohamed professeur de l'université de sidi bel abbés pour avoir accepté de présider le jury de cette thèse.

J'adresse ma reconnaissance à Mr. OULD CHIKH El Bahri (Professeur à l'Université de MASCARA), Mr BENDOUBA Mustapha (Maitre de conférences à l'Université de MASCARA) et BENACHOUR Mustapha (professeur à Université de TLEMCCEN), pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'être membres du jury et de consacrer du temps pour la lecture, l'examen et l'évaluation de ce travail.

Je remercie aussi tous les collaborateurs de LMSR qui ont contribué à cette recherche et qui ont également aidé à créer une excellente atmosphère de travail. Mr ZEMRI Mokhtar professeur à l'université de Sidi Bel Abbés, une pensée aussi à Mr Brahami Abdelsamed que je lui souhaite la réussite dans la suite de ces travaux, à Mr SLIMANE Abdelkader pour sa contribution exceptionnelle dans ce manuscrit, à Mr CHAIB Mahamed pour son soutien et encouragement contenu.

J'adresse toute ma gratitude à toutes les personnes qui m'ont aidé dans la réalisation de ce travail. Je remercie Mr EL FERTAS Manyl chef de département de contrôles, essais et mesures de production et Mr Drif pour m'avoir accueilli dans le centre de recherche CREDEG et de m'avoir fourni les résultats des essais mécaniques.

Je remercie une personne formidable Mr ARAB AZIZ chef de projet SONELGAZ (chantier GPDF Bechar) pour la fourniture du matériau d'étude .Je ne saurais terminer sans remercier toutes ces personnes dans l'ombre dont la contribution à mon travail est non négligeable, les soudeurs homologués de COSIDER, les inspecteurs de la CND.

Enfin, je voudrais remercier mes parents, mes frères, mes sœurs et mon épouse pour leur soutien permanent pendant mes études et durant la réalisation de cette thèse.

## RESUME

La rupture d'une tuyauterie doit maintenant être prise en compte dans les analyses de sûreté des appareils sous pression. Ceci implique une analyse de nocivité de défauts, existants ou supposés, sur ces appareils. Une caractérisation mécanique des différents matériaux est prévue au niveau du laboratoire LMSR de sidi Bel Abbés.

Afin de présenter une étude complète, les objectifs visés est de contribuer à l'optimisation des différents paramètres influençant les différentes zones d'un joint de soudure constituant une canalisation. Deux alternatives ont été utilisées : - Une étude expérimentale consacré à l'étude des différents paramètres liés aux caractéristiques mécaniques des matériaux, pour expliquer le phénomène de la fatigue et apporter une contribution à l'étude de ce phénomène dans le cas des joints soudés. - Une simulation numérique sur ces jonctions soudées pour déterminer les différentes contraintes du matériau utilisé ainsi que le métal d'apport et de vérifier l'intégrité de la structure.

Les différents essais ont montrés que l'acier utilisé présente une meilleure résistance à la fissuration par fatigue comparativement aux aciers au carbone ceci est dû à l'amélioration des caractéristiques mécaniques et la taille des grains. Et la simulation numérique à l'aide de deux approches, a permis de mettre en évidence l'importance des paramètres liés au modèle. Les valeurs de l'intégral J les plus grandes sont enregistrées lorsqu'on combine entre la pression maximale et les valeurs les plus basent de la limite élastique et l'épaisseur.

**Mots clés : Rupture / Joint soudé / résilience / ténacité / déchirure**

## ABSTRACT

The rupture of piping must now be taken into account in the safety analysis of pressure vessels. This implies an analysis of the harmfulness of defects, existing or supposed, on these devices. A mechanical characterization of the different materials is planned at the LMSR laboratory of sidi Bel Abbés.

In order to present a complete study, the objectives are to contribute to the optimization of the various parameters influencing the different zones of a weld joint constituting a pipe. Two alternatives were used: - An experimental study devoted to the study of the different parameters related to the mechanical characteristics of the materials, to explain the phenomenon of the fatigue and to make a contribution to the study of this phenomenon in the case of the joints welded. - A numerical simulation on these welded junctions to determine the different constraints of the material used as well as the filler metal and to check the integrity of the structure.

The various tests have shown that the steel used has a better resistance to fatigue cracking compared to carbon steels this is due to the improvement of the mechanical characteristics and the grain size. And the numerical simulation using two approaches, made it possible to highlight the importance of the parameters related to the model. The largest values of the integral J are recorded when combining the maximum pressure and the most basic values of the elastic limit and the thickness

**Key words: Rupture / welded joint / resilience / toughness / tearing**

## المخلص

يجب الآن النظر في تمزق الأنابيب عند تحليل سلامة أجهزة الضغط. وهذا ينطوي على تحليل خطورة الضرر القائم أو المفترض على هذه الأجهزة، تنفيذ الاختبارات الميكانيكية لمختلفة المواد سيتم على مستوي مختبر LMSR سيدي بلعباس من أجل تقديم دراسة كاملة، والأهداف هي المساهمة في الاستفادة المثلى من مختلف المعايير التي تؤثر على ج مختلفة من لحام الأنابيب. تم استخدام دراستين: - دراسة تجريبية مكرسة لدراسة مختلف العوامل المتعلقة بالخصائص الميكانيكية للمواد، وشرح ظاهرة التعب، والمساهمة في دراسة هذه الظاهرة في حالة المفاصل الملحومة. يتم كذلك دراسة - محاكاة عددية على هذه الوصلات الملحومة لتحديد القيود المختلفة للمواد المستخدمة وكذلك المعادن المضافة والتحقق من سلامة الهيكل.

وقد أظهرت الاختبارات المختلفة أن الصلب المستخدم لديه مقاومة أفضل للتصدع بالتعب مقارنة مع الكربون الصلب وهذا يرجع إلى تحسين الخصائص الميكانيكية وحجم الحبوب. والمحاكاة العددية باستخدام نهجين، جعلت من الممكن تسليط الضوء على أهمية المعايير المتعلقة بالنموذج. وتسجل أكبر قيم التكامل (J) عند الجمع بين أقصى ضغط وأقصى قيم الحد المرن والسك.

كلمات البحث: تمزق / ملحومة مشتركة / المرونة / صلابة / الشرخ

# TABLE DES MATIERES

## TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES FIGURES.....	3
LISTE DES TABLEAUX.....	6
NOTATIONS.....	7
ABRÉVIATIONS.....	9
CENTRE D'INTERET.....	10
INTRODUCTION GENERALE.....	16

***Chapitre I : Etat d'art Intégrité des pipelines***

PREAMBULE.....	18
I. Introduction.....	19
I.1 Les enfoncements et l'intégrité des pipelines.....	20
I.2 Influence de la pré-déformation sur les caractéristiques mécaniques.....	21
I.2.1 Influence de la pré-déformation sur la limite élastique et la limite à la rupture.....	21
I.2.2 Effet de la pré-déformation sur l'allongement uniforme.....	23
I.2.3 Effet de la pré-déformation sur la ténacité.....	24
I.2.4 Effet des enfoncements sur la durée de vie en fatigue des aciers.....	25
I.3 Le facteur résistant à l'initiation des fissures de fatigue.....	28
I.4 Effet du rapport de charge sur la durée de vie en fatigue.....	29
I.5 Effet de la substance transportée sur la croissance de la vitesse de fissuration.....	30
I.6 Les aciers et la microstructure.....	31
I.7 Influence de la forme et de la géométrie du défaut sur Diagramme d'évaluation de la défaillance.....	33
I.8 L'approche probabiliste et le DAF.....	35
I.9 Intégrité des pipelines et La corrosion.....	37
I.10 Formules d'interpolation entre les états limites de référence.....	44
I.11 L'évaluation des défauts dans les joint de soudure.....	44
I.12 Réparation des pipelines par patch.....	47
I.13 Effet de réparation par patch sur le facteur d'intensité de contrainte.....	48
I.14 Evolution du facteur de sécurité en fonction de la pression.....	49

***Chapitre II : Etude Expérimentale***

II. Présentation de la structure étudiée et expérimentation.....	51
II.2 Composition de Matériau.....	52
II.3 Caractérisation mécanique.....	52
II.3.1 Essais de traction.....	52

---

II.4	Essais de fissuration et mesures :.....	54
II.4.1	Eprouvettes utilisées :.....	54
II.4.2	Calcul du facteur d'intensité de contrainte :.....	57
II.4.3	Rapport de charge.....	58
II.4.5	Méthode de calcul de la vitesse de fissuration :.....	59
II.5.1	Vitesses de propagation.....	60
<b>Chapitre III : Simulation Numérique</b>		
III.	Introduction.....	72
III.1	Choix de la fissure longitudinale.....	72
III.1.2	Modélisation et conditions aux limites.....	73
III.2	Principe de la méthode des plans d'expérience.....	78
III.2.1	Application de la méthode des plans d'expériences.....	79
III.3	Analyse des effets.....	81
III.3.1	Effet principal de chaque facteur.....	81
III.3.2	Effet d'interaction entre deux facteurs.....	82
III.3.3	Interaction entre l'épaisseur et la limite d'élastique.....	83
III.3.4	Interaction entre l'épaisseur et la pression.....	84
III.3.5	Interaction entre la pression et la limite élastique.....	86
III.4	L'influence de tous les facteurs.....	87
III.4.1	Calcul des résidus.....	87
III.4.2	Signification des effets.....	89
III.4.3	Intervalle de confiance des effets.....	91
III.5	Principes des Diagrammes intégrité de rupture.....	92
III.5.1	la procédure SINTAP.....	93
III.5.2	Le facteur de sécurité.....	97
III.6	Application de la méthode SINTAP.....	99
III.6.1	Calcul du Facteur d'intensité de contrainte.....	99
III.6.2	Diagramme de défaillance selon SINTAP.....	100
III.6.4	Evolution du facteur de sécurité pour différents grade d'acier.....	104
CONCLUSION GENERALE.....		108
REFERENCES BIBLIOGRAPUIQUES.....		111

---

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Réseau de transport de gaz en Algérie [4].....	12
Figure 2 : Pourcentage d'incidents par type d'installation [7].....	10
Figure 3 : Causes de rupture des pipelines selon [8] .....	11
Figure 4 : Tube en APIX 42 qui cède pendant les essais hydraulique à 82 bar .....	13
Figure 5 : Tube après enlèvement d'enrobage.....	13
Figure 6 : Photo d'une fissure dans un joint de soudure a 32 bar .....	14
Figure 7 : Explosion d'un pipeline 42'' ( Elgomri –mohamadia) .....	15
Figure 8 : Photo tube enfoncé [15] .....	20
Figure 9: Effets de la pré-déformation sur la courbe.....	21
Figure 10: Effet de la pré déformation sur les limites d'élasticités, $R_{0.2}$ , $R_{0.5}$ .....	22
Figure 11: Effet de la pré déformation sur l'allongement uniforme en traction [21].....	23
Figure 12: Courbe de résistance $J-\Delta a$ à l'état pré-déformé de 1.6 %, de 3.6 % et de 5.9 % .....	24
Figure 13: Effet de la pré déformation sur la résistance à l'amorçage de l'acier [21].....	25
Figure 14: Effet de la pré déformation sur la résistance à la déchirure ductile [21] .....	25
Figure 15 :Effet de l'enfoncement sur la propagation des fissures.....	26
Figure 16: Comportement en fatigue de l'acier API X60 à différents états de pré-déformation[19] .....	27
Figure 17: Effets du pré-effort sur le coefficient de résistance.....	28
Figure 18: Effet du rapport de charge sur la durée de vie en fatigue.....	29
Figure 19: Comparaison ente la durée de vie en fatigue .....	30
Figure 20: Influence de la substance transporter sur la croissance.....	30
Figure 21: Analyse microstructurale(a) API 60 500X, (b) API 60 3000X, .....	32
Figure 22: Un quart de défaut demi-sphérique ( $t=6.1$ mm, $d=t/2$ mm).....	33
Figure 23: Un quart de défaut un semi-elliptique ( $t=6.1$ mm, $d=t/2$ mm,) .....	34
Figure 24: Un quart de défaut d'entaille( $t=6.1$ mm, $d=t/2$ mm, .....	34
Figure 25: Diagramme SINTAP pour différent géométrie de défaut niveau 1 et 2.....	35
Figure 26: Probabilité de rupture on utilisant le diagramme .....	37
Figure 27: Défauts de corrosion modélisés par des formes .....	38
Figure 28: Tube avec défaut $a=t/2$ mm et $a/c=0.1$ .....	41
Figure 29: Variation de la pression ultime en fonction de taux d'endommagement.....	43
Figure 30: Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 1 .....	45
Figure 31: Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 2 .....	45
Figure 32: Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 3 .....	46
Figure 33: Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 3.....	47
Figure 34: (a) Pipeline avec fissure longitudinale, (b) Modèle géométrique.....	48
Figure 35: Facteur d'intensité de contrainte pour un seul et double patch en fonction.....	49

---

<b>Figure 36:</b> Évaluation du facteur de sécurité en fonction de la pression pour trois zones (I: Zone de sécurité, II: zone sécurisée, III: zone de défaillance) à différentes longueurs de fissure (a) 5 mm, (c) 20 mm [47].....	50
<b>Figure 37:</b> (2) tube soudé (3) tube découpé pour préparer à l'extraction des éprouvettes.....	51
<b>Figure 38:</b> Prélèvement et dimension d'éprouvette de traction.....	53
<b>Figure 39:</b> Courbe conventionnelles de traction API X60 .....	53
<b>Figure 40:</b> Géométrie et dimensions des éprouvettes CT .....	55
<b>Figure 41:</b> Eprouvette CT prélevée dans la zone affectée thermiquement .....	56
<b>Figure 42:</b> Eprouvette prélevée dans le métal fondu .....	56
<b>Figure 43:</b> Enregistrement de la pression dans une canalisation pendant 30 jours [4].....	59
<b>Figure 44:</b> Extension de la fissure en fonction du nombre de cycles pour les trois zones étudiées .....	61
<b>Figure 45:</b> Evolution de la vitesse de fissuration en fonction de $\Delta K$ pour les deux zones étudiées .....	62
<b>Figure 46:</b> Procédure à appliquer pour sélectionner la corrélation .....	64
<b>Figure 47:</b> Position du prélèvement des éprouvettes Charpy. ....	66
<b>Figure 48</b> Schématisation de préparation du produit chimique. ....	67
<b>Figure 49:</b> RKP 450 - Moutons pendulent jusqu'à 450 joules .....	67
<b>Figure 50:</b> Système de refroidissement à l'aide de l'azote.....	68
<b>Figure 51:</b> Thermomètre Digitale.....	68
<b>Figure 52:</b> Courbe de résilience des trois zones (MB, MF et ZAT).....	70
<b>Figure 53:</b> Courbe de ténacité des trois zones (MB, MF et ZAT).....	71
<b>Figure 54:</b> Dimension et géométrie de la fissure.....	73
<b>Figure 55</b> :Maillage de la fissure.....	73
<b>Figure 56:</b> Conditions aux limites .....	74
<b>Figure 57:</b> Représentation des repères, contraintes et position de la fissure.....	74
<b>Figure 58:</b> Simulation de la fissure (2mm x 4 mm) avec la méthode X-FEM.....	75
<b>Figure 59:</b> Evolution de la contrainte tangentielle en fonction.....	75
<b>Figure 60:</b> Evolution de la contrainte transversale en fonction.....	76
<b>Figure 61:</b> Démarche méthodologique .....	78
<b>Figure 62:</b> Experimental J-resistance curves of the tested API 5L X60 steel [61].....	80
<b>Figure 63:</b> Représentation géométrique du plan $2^3$ .....	81
<b>Figure 64:</b> Illustration de l'effet principal des trois facteurs.....	81
<b>Figure 65:</b> Interaction entre l'épaisseur et la limite d'élastique.....	83
<b>Figure 66:</b> Interaction entre l'épaisseur et la limite élastique par la méthode Surfaces de réponse .....	83
<b>Figure 67:</b> Interaction entre l'épaisseur et la pression limite élastique fixe, (b) épaisseur fixe..	84
<b>Figure 68:</b> Interaction entre l'épaisseur et la pression par la méthode Surfaces de réponse .....	84
<b>Figure 69:</b> Interaction la pression et la limite élastique .....	86
<b>Figure 70:</b> Interaction entre la limite élastique et la pression par la méthode Surfaces de réponse .....	86

---

---

<b>Figure 71:</b> Diagramme intégrité de rupture.....	93
<b>Figure 72:</b> Diagramme d'intégrité de rupture pour trois niveaux d'investigations possibles .....	95
<b>Figure 73:</b> Calcul du facteur de sécurité.....	98
<b>Figure 74:</b> Variation du facteur d'intensité de contrainte en fonction de $(a/t)$ .....	100
<b>Figure 75:</b> Diagramme de défaillance pour 70/90bar .....	101
<b>Figure 76:</b> Facteur de sécurité.....	102
<b>Figure 77:</b> Diagramme d'évolution de la d'défaillance pour différents grade d'acier.....	103
<b>Figure 78:</b> Variation du facteur de sécurité en fonction de la pression .....	104
<b>Figure 79:</b> Touvay & Cauvin page 90 et 91[69].....	105
<b>Figure 80:</b> Simulation et conditions aux limites .....	106
<b>Figure 81:</b> Evolution des fissures dans le matériau de basse et le métal d'apport.....	107

---

**LISTE DES TABLEAUX**

<b>Tableau 1:</b> Comparaison entre les valeurs du facteur de résistant C .....	28
<b>Tableau 2:</b> Pression ultime pour différents codes d'évaluation [42].....	43
<b>Tableau 3:</b> Formules interpolation Diagramme d'intégrité-Rupture [43].....	44
<b>Tableau 4:</b> Composition chimique API X60.....	52
<b>Tableau 5:</b> Caractéristiques mécanique de l'acier API X60.....	54
<b>Tableau 6:</b> Loi de Paris dans les différentes zones étudiées .....	61
<b>Tableau 7:</b> Différents paramètres et niveaux choisis. ....	79
<b>Tableau 8:</b> Matrice de simulation .....	80
<b>Tableau 9:</b> Calcul des réponses estimées. ....	87
<b>Tableau 10:</b> Matrice de calcul. ....	88
<b>Tableau 11:</b> Calcul des résidus. ....	88
<b>Tableau 12:</b> Calcul des résidus et des variances.....	90
<b>Tableau 13:</b> Signification des effets. ....	91
<b>Tableau 14:</b> Intervalle de confiance des effets. ....	91
<b>Tableau 15:</b> Fissure critique pour les deux pressions .....	101
<b>Tableau 16:</b> Probabilité de rupture pour différents grade d'acier .....	103
<b>Tableau 17:</b> Comparaison entre les pressions d'éclatement.....	105
<b>Tableau 18:</b> Propriétés mécaniques de métal déposé.....	106

## NOTATIONS

## NOTATIONS

$\sigma_{ec}$	: Contrainte d'écoulement	MPa
$\sigma_y$	: Limite élastique	MPa
E	: Module de Young	MPa
$K_I$	: Facteurs d'intensité de contrainte en modes I	MPa.m <sup>1/2</sup>
a	: Longueur de la fissure	mm
B	: Epaisseur de l'éprouvette	mm
$J_{max}$	: Valeur maximale de J	KJ/m <sup>2</sup>
$\nu$	: Coefficient de Poisson	--
n	: Coefficient d'écroutissage	--
J-da	: Courbe de résistance	--
	: Fonction de complaisance	--
$a_c$	: fissure critique	mm
a/W	: Longueur relative de la fissure	--
$a_0$	: Moyenne générale	--
$a_1, a_2, a_3$	: Effet de l'épaisseur, la limite élastique et la pression	--
$a_{12}$	: Interaction entre l'épaisseur et la limite élastique	--
$a_{13}$	: Interaction entre l'épaisseur et la pression	--
$a_{23}$	: Interaction entre la limite élastique et la pression	--
$I_{12}, I_{13}, I_{23}$	: Interaction entre les différentes variables	--
n	: Nombre d'expériences réalisées	--
J	: Intégral de Rice	KJ/m <sup>2</sup>
$R_{p0.2\%}$	: La limite d'élasticité a 0.2 % de déplacement	MPa
$R_{p0.5\%}$	: La limite d'élasticité a 0.5 % de déplacement	MPa
$R_m$	: Résistance à la traction	MPa
$A_r$	: Allongement	%
C	: Facteur de résistant	--
$\delta_b$	: Préformation	%
R	: Rapport de charge	--
$F_s$	: Facteur de sécurité	--
$P_r$	: Probabilité de rupture	--
$D_{ext}$	: Diamètre extérieure	mm
$D_{int}$	: Diamètre intérieur	mm
t	: Epaisseur	mm
a	: la longueur de fissure	mm
L	: longueur tube /sens longitudinale	mm/--

---

T	Température / sens transversale	C°/--
$\sigma_{ult}$	: Contrainte d'écoulement	MPa
$\sigma_y$	: Contrainte élastique	MPa
$R_{ext}$	: Rayon extérieur	mm
$P_{ult}$	: Pression ultime	MPa
Q	: Facteur de correction	--
$\sigma_{ult}$	: Contrainte ultime	MPa
$K_{mat}$	: facteur d'intensité de contrainte du matériau	
P	: Pression appliqué	MPa
B	: Largeur de l'éprouvette ou du matériau	mm
	: Ténacité estimée	N/mm <sup>3/2</sup>
$K_V$	: Résilience Charpy V	J
$K_{IC}$	: Facteur d'intensité de contrainte critique	MPa m <sup>1/2</sup>

### Eléments d'addition

N <sub>2</sub>	: Azote
H <sub>2</sub>	: Hydrogène
P	: Phosphore
S	: Soufre
C	: Carbone
Si	: Silicium
Mn	: Manganèse
Cr	: Chrome
Mo	: Molybdène
Ni	: Nickel
Al	:Aluminium
Cu	: Cuivre
Co	: Cobalt
B	: Bore
Ti	: Titane
V	: Vanadium
W	: Tungstène
Zn	: Zénque
Sb	: Antimoine
Sn	: Etain
Zr	: Zirconium
Fe	: Fer

---

## ABRÉVIATIONS

ASTM	: American Society for Testing and Materials
CTOD	: Ouverture en fond de fissure (Crack Tip Opening Displacement)
MB	: Métal de base
MF	: Métal fondu
ZAT	: Zone affectée thermiquement
CT	: Eprouvette de mécanique de la rupture « Compact Tension »
BST	: Bureau de la sécurité des transports
ONÉ	: Office national de l'énergie
API	: American Petroleum Institute
WPS	: spécification de la procédure de soudage (Welding procedure specification)
PQR	: procédure de qualification de soudage (Procédure qualification record)
FEM	: Méthode des éléments finis
X-FEM	: Méthode des éléments finis étendus
GRTG	: Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du gaz
CND	: Contrôle non destructif
CREDEG	: Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz
LMSR	: Laboratoire de Matériaux et Systèmes Réactifs
SINTAP	: Structural Integrity Assessment Procedure for european industry)
DAF	: Diagramme d'évaluation de la rupture

## Centre d'intérêt

Selon le Bureau canadien de la sécurité des transports [1], En 2016, 48.6 % des incidents de pipeline se sont produits dans les canalisations de transport, 17.48 % à des stations de comptage, 11.65 % à des stations de compression, 7.77 % à des stations de pompage, 4.85 % à des terminaux. Les autres incidents soit 11.65% sont survenus dans des usines de traitement de gaz ou à d'autres installations (figure 2)

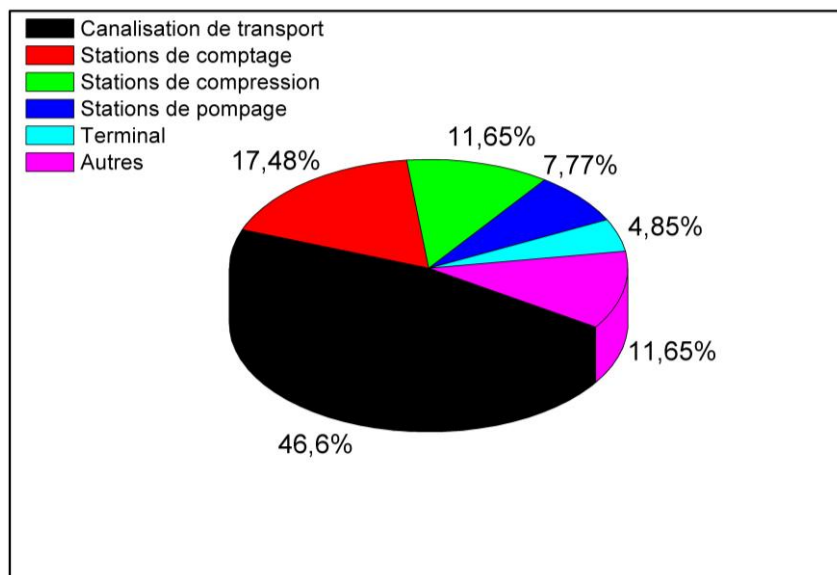


Figure 1 : Pourcentage d'incidents par type d'installation[1]

Lors de l'exploitation des gazoducs, la sécurité peut être altérée par plusieurs phénomènes parmi lesquels on peut citer, la corrosion, qui comprend la fissuration et la dégradation du métal, a été la principale cause de rupture des pipelines, la fissuration englobe la fissuration due à l'hydrogène, la fissuration différée attribuable à un bris mécanique, la fissuration par corrosion sous tension et la fatigue par corrosion. La dégradation du métal comprend la corrosion interne et externe. Les autres causes incluent l'exploitation inappropriée, les incendies et les causes non encore déterminées[1].

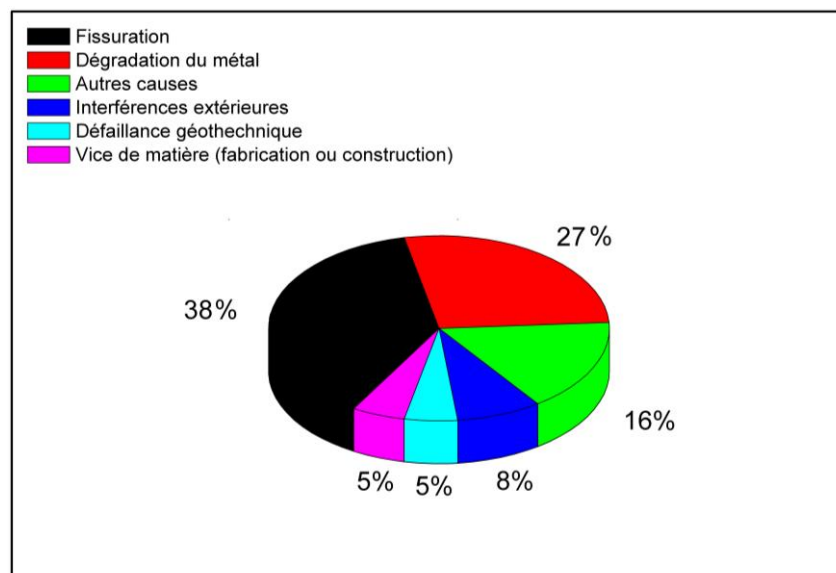


Figure 2 : Causes de rupture des pipelines selon [2]

la fissuration dans les joints de soudures, le métal de base, les surcharges dues aux mouvements des sols, la corrosion, les travaux d'entretien et de réhabilitation peuvent par ailleurs entraîner des entailles ou éraflures et des enfoncements sur les surfaces externes des tuyaux, elle peuvent même l'explosion des canalisations[3, 4].

L'activité de transport par canalisations est un maillon important de la chaîne de transport de gaz naturel en Algérie, cette dernière est partagée entre deux sociétés SONATRACH et SONALGAZ par sa filiale GRTG (gestionnaire de réseau de transport de gaz).

Le réseau de SONATRACH a débuté avec un réseau de 805 Km en 1966 par la construction du premier oléoduc algérien, OZ1, reliant Haoud El Hamra à Arzew.

Depuis, le réseau n'a pas cessé de s'agrandir et de se complexifier en fonction du développement des activités économique, en national et en international, la longueur du réseau de transport dépasse aujourd'hui les 19 000 Km. Elle est chargée de la collecte des zones de production, puis l'acheminement vers leurs multiples destinations (centre de dispatching de

gaz et d'hydrocarbures en national et l'exportation vers d'autres pays tel que le Maroc, l'Espagne, l'Italie et la Tunisie [5].

SONELGAZ/GRTG est chargé de transporter et de véhiculer le gaz naturel des centres de dispatching de SONATRACH vers les clients industriels, les centrales de production d'électricité et les réseaux de distribution publique, aujourd'hui le réseau de cette dernière s'étale sur le territoire national.

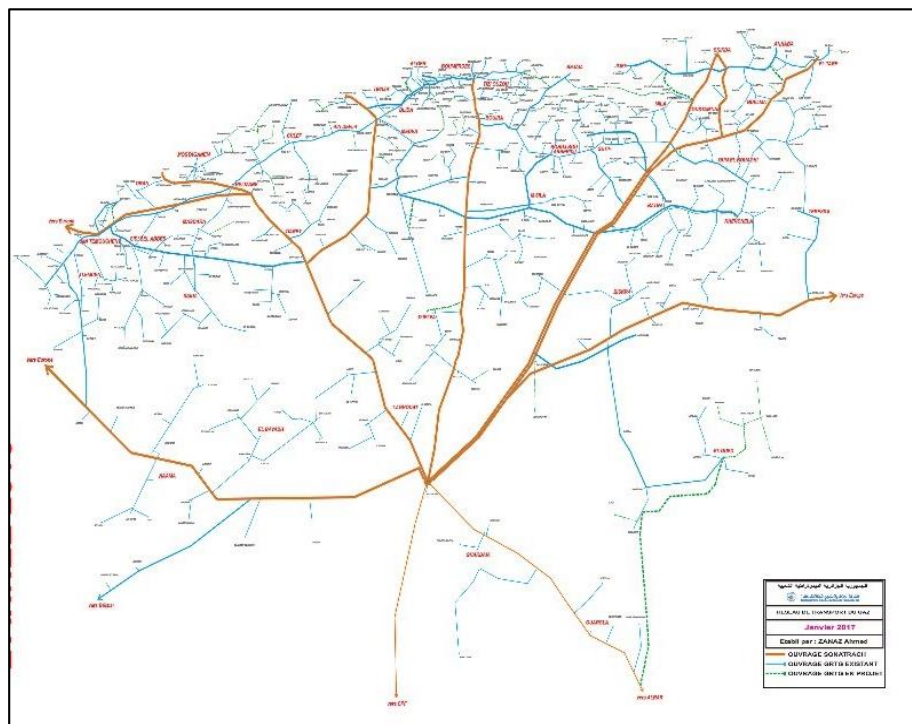


Figure 3 :Réseau de transport de gaz en Algérie[6]

Les essais réalisés pendant les étapes de construction dans les usines et les essais hydrostatique avant l'exploitation, utilise la pression de l'eau afin de vérifier que les conduites peuvent supporter une pression supérieure à la pression nécessaire à l'exploitation, confirmer l'intégrité des pipelines et, déceler les faiblesses dans les joints de soudure et le métal de base. Les figures 4 et 5 montrent un tube en API X42 d'épaisseur 6.4 mm et de 203.2 mm

de diamètre extérieur, le tube portant un défaut dans le métal de base n'a pas résisté aux essais réglementaires dès l'attente de la pression de 82 bars malgré que ce dernier a résisté au test à l'usine [7].



Figure 4 :Tube en API X42 qui cède pendant les essais hydraulique à 82 bar



Figure 5 :Tube après enlèvement d'enrobage

Un autre cas présent une fissure dans un joint de soudure d'un poste de détente (figure 6), ce dernier n'a pas résisté aux essais hydrauliques, et a cédé à la pression de 32 bar, la fissure est localisée dans le joint de soudure qui faisait la jonction entre la bride WN et le tube de

grade B et de 25.4 mm de diamètre, pour les éléments aériens. La détection des fissures et fuite elle est rapide dès les plus bases pressions [7].



Figure 6 :Photo d'une fissure dans un joint de soudure a 32 bar.



Figure 7 : Photo d'une fissure mal réparée qui cède lors des essais hydrostatiques à 45 bars

Le contrôle par radiographie permet essentiellement de contrôler les joints de soudures, une mauvaise interprétation radiographique des défauts où des fissures présentent dans les soudures

des pipelines peut nuire à la sécurité de l'ouvrage et de ces usagés, la figure 7 nous montre une fissure transversale de 7 cm dans un joint de soudure qui a été mal réparer et qui à cède à la pression de 45 bars lors des essais règlementaire [7]

Un autre évènement marquant le transport par canalisation (figure 8), l'explosion d'une canalisation qui transportait du gaz naturel suite à la dégradation de la conduite sous l'effet de la corrosion, une excavation de 150 m de longueur, 20 m de largeur et une dizaine de mètres de profondeur, la pression avoisinait les 50 bars, bilan de 78 blessés, dont 3 victimes brûlés de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> degrés.



**Figure 8 :** Explosion d'un pipeline 42'' ( Elgomri –mohamadia)

Ces accidents ont attiré l'attention sur l'importance de la gestion de l'intégrité des pipelines et gazoducs, dans un but de protéger les vies humaines et l'environnement, tout en assurant un transport continu sans interruption [8]. Etant donné que ,la présence de ces défauts pose un problème de caractérisation de la nocivité de ces derniers et de la prise des décisions pertinentes pour la poursuite de l'exploitation dans les conditions de sécurité ou de procéder à l'arrêt et la réparation.

INTRODUCTION

GENERALE

## INTRODUCTION GENERALE

Le transport de gaz par canalisation se fait sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres entre les sites de production et les zones de consommation. Pour des raisons économiques les gazoducs sont de diamètres de plus en plus grands et fonctionnent sous des pressions de plus en plus élevées. Le risque important lié aux gaz transportés impose pour les gazoducs une conception et une exploitation dans des conditions de sécurité maximale[9, 10].

Bien que la technologie et les méthodes de détection des défaillances dans les pipelines n'aient jamais été aussi efficaces, il est toujours préférable de prévenir la défaillance des pipelines avant qu'il ne se produise, tant sur le plan environnementale que de la sécurité humaine.

La prévention de rupture des pipelines est fondée sur une connaissance approfondie basée sur des faits tangibles et sur les données pour les soutenir. Cela commence par l'ingénierie et la conception des canalisations, pendant la fabrication des ouvrages et pendant l'exploitation, car c'est derniers ils continueront de se détériorer avec le temps et ils seront soumis à des conditions environnementales variables et à des événements extérieurs que leurs constructeurs ne pourraient pas toujours anticiper.

Cette prévention a été longtemps réalisée par un surdimensionnement des structures, et des règles de contrôle et de maintenance très pénalisantes au niveau du coût d'exploitation. Un certain nombre "d'accidents", puis la nécessité d'alléger les structures et de faire face à des sollicitations mécaniques, thermiques, d'environnement, de plus en plus sévères, ont exigé une évaluation beaucoup plus précise des efforts et des déformations "locales", et une estimation aussi proche de la réalité des risques de rupture liés à la présence de défauts de fabrication ou créés en service[11, 12].

L'objectif principal de ce travail de thèse s'articule en deux points essentiels:

- Identification du comportement du matériau utilisé dans la construction des gazoducs, sous différentes voies d'études mécaniques (loi de comportement, effet des contraintes, et modélisation de l'endommagement et de la rupture)
- Simulation numérique de la déchirure d'un pipeline soudé, sous deux approches, une approche globale basée sur la méthode des plans d'expérience conjuguée avec la méthode X-FEM et une approche locale basée sur le diagramme d'intégrité de rupture.

La structure de ce manuscrit se compose de trois principaux chapitres.

- **Chapitre I : Eude bibliographique**

Dans ce chapitre, on va dresser et exposer une large étude bibliographique, sous forme d'un état d'art sur les principaux travaux, publications, études et thèses dans le domaine d'intégrité pipelinière.

- **Chapitre II : Eude expérimentale**

Le deuxième chapitre va être consacré à une partie expérimentale qui va permettre de déterminer les caractéristiques usuelles du matériau utilisé dans La construction des gazoducs, l'acier API X60 est de le présenter dans la configuration d'un joint soudé bout à bout. Ce volet touche d'une part à la résistance à la fissurations par fatigue sur des éprouvettes CT prélevées dans les trois zones du joint soudé et d'autres part à la détermination de la ténacité de ce joint de soudure en passant par la corrélation des résultats de résilience.

- **Chapitre III : simulation numérique**

Un troisième chapitre est consacré à la modélisation et la simulation numérique, où nous allons étudié la déchirure ductile d'un pipeline métal de base et dans un joint soudé sous deux approches, une approche globale (J) basée sur la méthode des plans d'expérience conjuguée avec la méthode X-FEM et une approche locale (K) basée sur le diagramme d'intégrité de rupture(DAF).

# CHAPITRE I

## ETAT D'ART INTEGRITE DES PIPELINES

## PREAMBULE

Le terme « intégrité pipelinière » signifie s'assurer qu'un pipeline et tous les éléments qui y sont reliés fonctionnent correctement. En bref, il s'agit de préserver la sécurité du pipeline pendant l'intégralité de son existence. Tout est mis en œuvre pour s'assurer que les pipelines sont conçus, construits et exploités de sorte à être sécuritaires, fiables et durables. Les organismes de gestion des réseaux de pipelines s'efforcent de maintenir l'intégrité de leurs canalisations dans tous les aspects du cycle de vie de ces derniers, c'est-à-dire depuis leur conception et leur construction jusqu'à leur exploitation, leur entretien et la cessation de leur exploitation.

L'intégrité des pipelines repose sur :

- des normes de construction rigoureuses en matière de conception, conformité et contrôle de la qualité.
- La qualité des matières premières et des techniques de construction.
- Les conditions d'exploitation.
- Une surveillance adéquate .
- Un entretien continu du réseau.

Dans ce chapitre, nous avons essayé de faire un état d'art sur les normes, codes et les méthodes, essayé de mettre plus de lumière sur les importants travaux et résultats élaborés dans ce domaine.

## I. Introduction

Les méthodes d'évaluation de l'intégrité structurelle jouent un rôle important dans l'évaluation des structures industrielles. Si la structure d'ingénierie est exempte de défauts, les contraintes appliquées sont comparées à une contrainte limite telle que la contrainte d'élasticité du matériau. Tant que la contrainte appliquée ne dépasse pas la contrainte d'élasticité, la structure est considérée comme sûre. Si le composant contient un défaut de fissure ou d'échancrure, l'approche de la mécanique de la rupture doit être utilisée. Par conséquent, la comparaison entre la force d'entraînement de la fissure appliquée et la résistance à la rupture du matériau doivent être effectuée sur la base de paramètres de mécanique de la rupture tels que le facteur d'intensité de contrainte, l'intégrité J, le déplacement d'ouverture de la pointe de fissure (CTOD), etc.

Deux types de l'évaluation de l'intégrité structurelle est faite : une évaluation probabiliste ou une évaluation déterministe. Il est évident que les paramètres suivants doivent être connus lorsque la fiabilité de la structure est analysée : effort, dimension de la fissure, géométrie de la structure, la ténacité à la rupture et la contrainte élastique du matériau. Les principes d'établissement d'une approche probabiliste ont été pris en compte par W.Wang [13], J.P.Tronskar [14], R.Bullough [15], R.Citarella [16]. Mais, il convient de noter que l'analyse de la fiabilité est plus complexe et coûteuse par rapport à une analyse déterministe. En outre, la mécanique de la rupture probabiliste est relativement nouvelle dans le domaine de l'intégrité structurelle et il existe souvent peu de données pour avoir une confiance suffisante dans les résultats des calculs pour s'appuyer sur eux pour des décisions d'autorisation pour que les structures d'ingénierie fonctionnent. C'est pourquoi la méthode déterministe est supposée être la base de l'évaluation de l'intégrité structurelle. Par conséquent, dans le domaine de l'ingénierie, la plupart des évaluations de la fiabilité des structures sont déterminées de manière

---

déterministe, de sorte que l'échec ou la rupture est évité en incluant des facteurs de sécurité sur chacune des différentes entrées d'équations. Dans ce cas, les facteurs de sécurité contre la rupture et l'effondrement plastique ont été considérés [17-19]. Les facteurs de sécurité sont mis à l'unité pour l'évaluation des conditions critiques.

Dans ce qui suit dans ce chapitre, nous allons essayer de faire une récolte de travaux, de présenter une large étude bibliographique sur les différents travaux, publications et thèses réalisés dans le domaine d'intégrité des pipelines et les principales méthodes d'évaluation des défauts ainsi que les principaux paramètres influents sur l'intégrité des canalisations en acier.

### I.1 Les enfoncements et l'intégrité des pipelines

Il est impossible de garder les pipelines de transport de pétrole et de gaz naturel exempts de défauts dans les processus de fabrication, d'installation et d'entretien. Les dommages d'enfoncement lors de la construction ou la maintenance des gazoducs pourraient compromettre la sécurité des pipelines et même raccourcir leurs durée de vie; les éclatements et la libération de gaz ou pétrole peut compromettre l'environnement écologique et engendrer des pertes économiques et des vies humaines[20, 21].



Figure 9: Photo tube enfoncé [15]

## I.2 Influence de la pré-déformation sur les caractéristiques mécaniques

### I.2.1 Influence de la pré-déformation sur la limite élastique et la limite à la rupture

Les défauts d'enfoncement dans les pipelines pourraient induire une concentration de contrainte locale, Ce qui peut conduire à un effort local dépassant la limite d'élasticité et à dégrader la capacité de charge. Ce sont les résultats des travaux de M. Zheng et al [20] , où ils ont concluent que la pré-déformation ou l'enfoncement provoque un durcissement par déformation de l'acier pipeline API X60, sa limite élastique augmente, tandis que la ductilité diminue, des conclusions avancés suite à des essais de traction opérés sur un pipe sain et d'autres contenant des enfoncement de 5, 10 et 15 % voir ( figure 10).

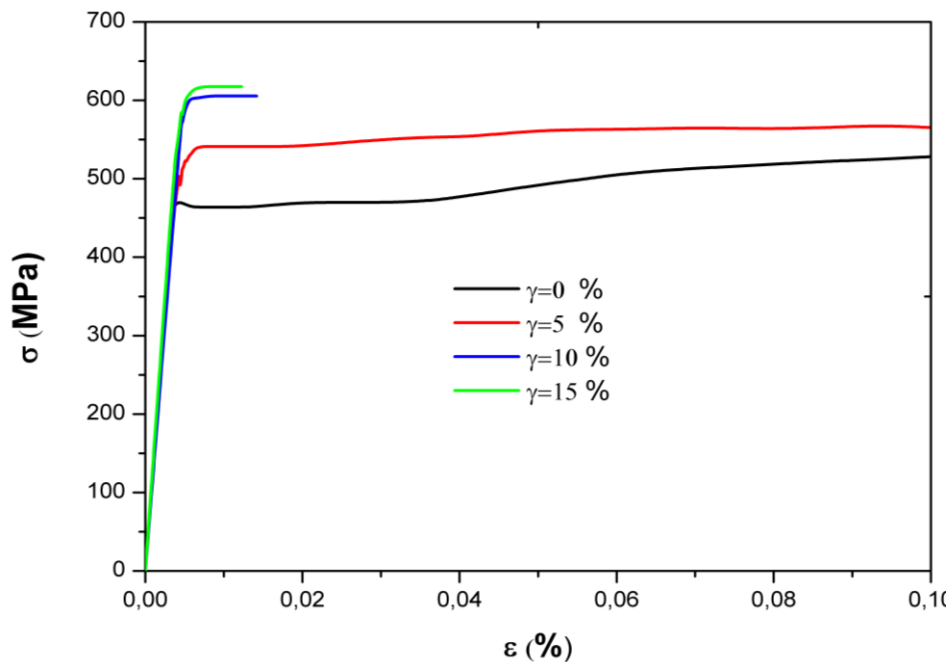


Figure 10: Effets de la pré-déformation sur la courbe contrainte-déformation de l'acier X60 [20]

Même effet constaté par T.T.Luu [22] dans son travail intitulé la déchirure ductile des aciers à haute résistance pour gazoducs (API X100), où il a étudié l'influence de la préformation de 1.6 %, 3.6 % et 5.9 % sur les propriétés mécaniques à la traction (limite élastique, limite à la rupture), il a constaté que  $R_{p0.2\%}$  augmente avec la pré-déformation pour les deux directions de sollicitation L et T. Pour le sens T, la limite d'élasticité passe de 688 MPa à l'état initial à 795 MPa après 1.6% de pré-déformation, soit une augmentation de 15%. Entre 1.6% et 3.6% de pré-déformation, une augmentation de 5% est obtenue sur la valeur de  $R_{p0.2\%}$ . Pour la direction L perpendiculaire à celle de la pré-déformation, on constate une augmentation de 6% de  $R_{p0.2\%}$  entre les deux taux de pré-déformation de 1.6% et de 3.6%. L'effet de pré-déformation sur  $R_{p0.5\%}$  et sur la résistance à traction,  $R_m$ , est similaire à celui sur la limite d'élasticité pour les deux directions. Le rapport  $R_{p0.5\%}/R_m$  augmente plus rapidement pour la direction T. Ce rapport est très proche de 1 après une pré-déformation de 3.6%.

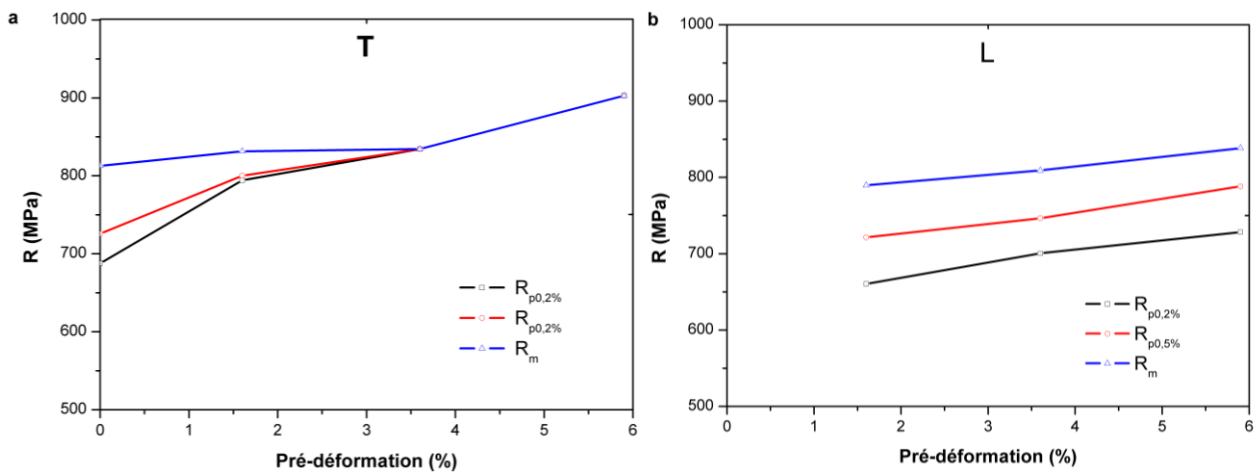


Figure 11: Effet de la pré déformation sur les limites d'élasticités,  $R_{p0.2}$ ,  $R_{0.5}$  et la résistance à la traction  $R_m$ , (a) direction T, (b) direction L [22]

### I.2.2 Effet de la pré-déformation sur l'allongement uniforme.

L'allongement uniforme  $A_r$ , est souvent utilisé pour caractériser la pré-déformation plastique du matériau.  $A_r$  est obtenu à partir des courbes conventionnelles de traction pour différents taux de préformation. La variation de  $A_r$  en fonction de la préformation est illustrée dans la figure 12. D'autres auteurs T.T.Luu et al [22] ont constatés que, pour les deux directions T et L,  $A_r$  diminue avec la préformation. La chute de  $A_r$  est plus forte dans la direction T que dans la direction L. En effet, pour cette dernière la pente de la courbe est proche de -1, tandis que celle de la direction L est plus faible en valeur absolue. Cette caractéristique est liée à la capacité de l'écroissage cinématique du matériau. Comme la pré-déformation a été réalisée dans la direction T, la réduction de  $A_r$  est égale à la pré-déformation dans cette direction. Si le matériau ne possédait pas d'écroissage cinématique, on devrait retrouver le même comportement pour la direction L.

Même effet constaté par S.Sivaprasad [23] et F.Minami [24], ils ont observé l'effet de réduction d'allongement dans la direction de pré-déformation, pour des matériaux possédant un plateau de Luders, et ils ont conclu que la pré-déformation n'a d'effet immédiat sur la limite d'élasticité et l'allongement uniforme sauf si elle est supérieure à la longueur du palier (figure 12).

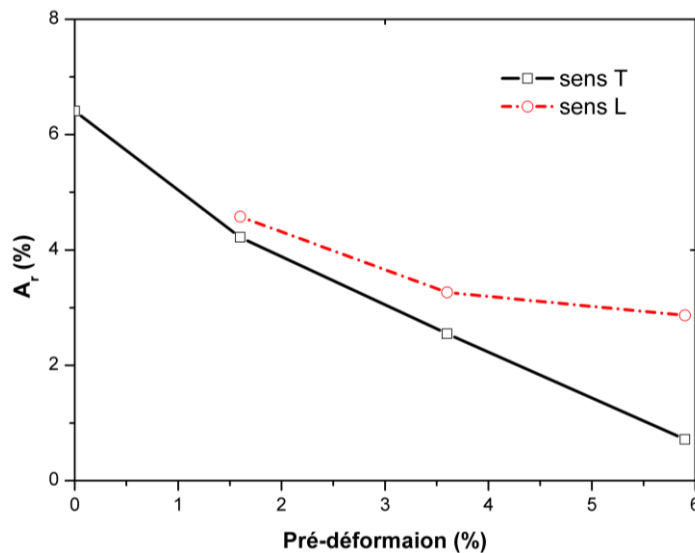


Figure 12: Effet de la pré-déformation sur l'allongement uniforme en traction [22]

### I.2.3 Effet de la pré-déformation sur la ténacité

Dans les travaux de T.T.Luu [22] , il a essayé de mettre plus de lumière sur l'effet de la pré déformation dans les aciers et spécialement l'API X100, ou il a déterminé la ténacité et la résilience sur des éprouvettes CT 50 et des éprouvettes Charpy-V respectivement pour deux configurations de sollicitation T-L et L-T.

Il a conclu que la variation de  $J_{0.2}$  et de  $dJ/da$  avec la pré-déformation est montrée sur les figures 13,14 et 15 respectivement. Ces courbes mettent en évidence un effet important de la pré-déformation sur les valeurs de la ténacité. Cet effet est marqué dès les plus faibles taux de pré-déformation, il a aussi constaté qu'entre 1.6% et 3.6% de pré-déformation, la variation de la ténacité à l'amorçage est de 24 kJ/m<sup>2</sup> dans la direction T-L et de 100 kJ/m<sup>2</sup> pour la configuration L-T.

Ainsi l'effet néfaste de la pré-déformation est surtout remarqué lorsque la fissure se propage dans la direction de pré-déformation. Qu'il n'en est pas de même pour les variations du module de déchirure qui sont plus importantes dans la direction T-L. Entre 3.6 % et 5.9 % de pré-déformation, la pente  $dJ/da$  diminue de 67 MPa pour la configuration T-L contre 28 MPa pour la configuration L-T [24].

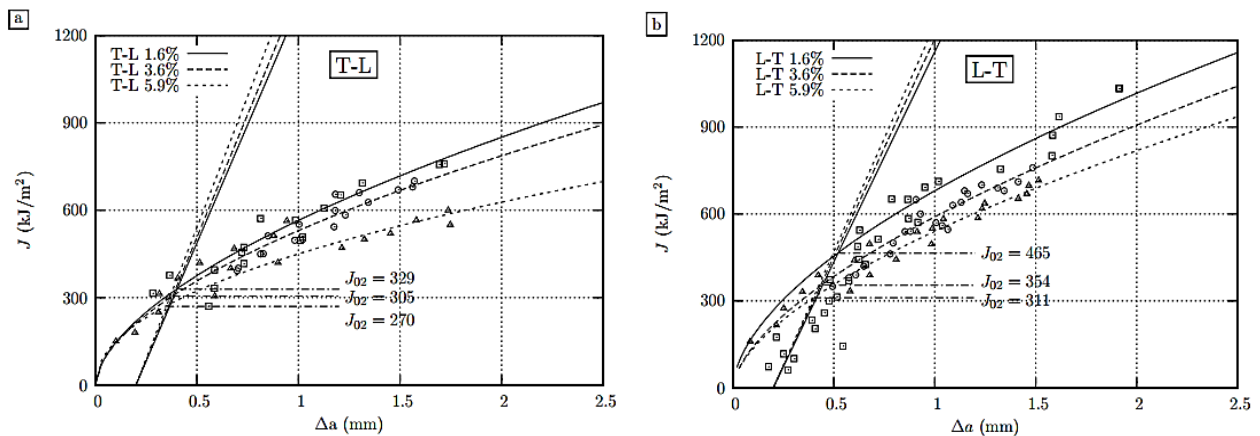


Figure 13: Courbe de résistance  $J$ - $\Delta a$  l'état pré-déformé de 1.6 %, de 3.6 % et de 5.9 %  
(a) : configuration T-L, (b) configuration L-T [22]

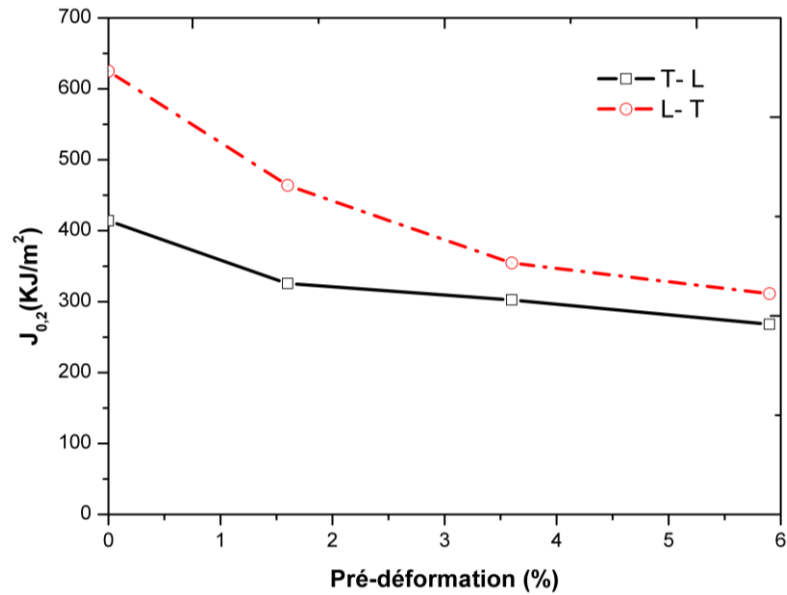


Figure 14: Effet de la pré déformation sur la résistance à l'amorçage de l'acier [22]

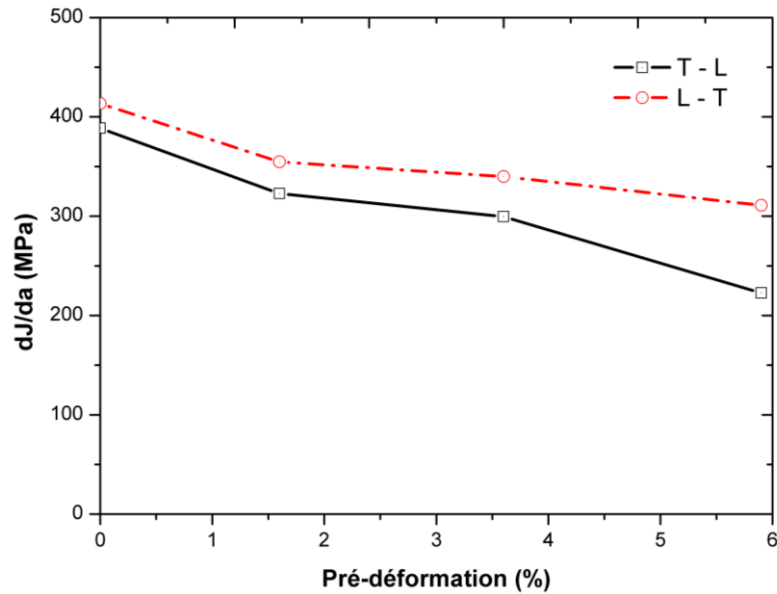


Figure 15: Effet de la pré déformation sur la résistance à la déchirure ductile [22]

#### I.2.4 Effet des enfoncements sur la durée de vie en fatigue des aciers

Les pipelines de transport de pétrole et de gaz naturel contiendront des défauts d'enfoncement liés aux processus de manutention, transport et stockage, ces défauts peuvent affecter énormément la sécurité des pipelines, et même réduire leur durée de vie en fatigue [25].

X Zhao et al [26] , ont conclu que les enfoncements mécaniques pourraient mettre en danger la sécurité des pipelines et même raccourcir leur durée de vie. Les auteurs ont testés expérimentalement des enfoncements sur des tube en acier API X60, afin d'évaluer l'influence de ces enfoncement sur la durée en fatigue.

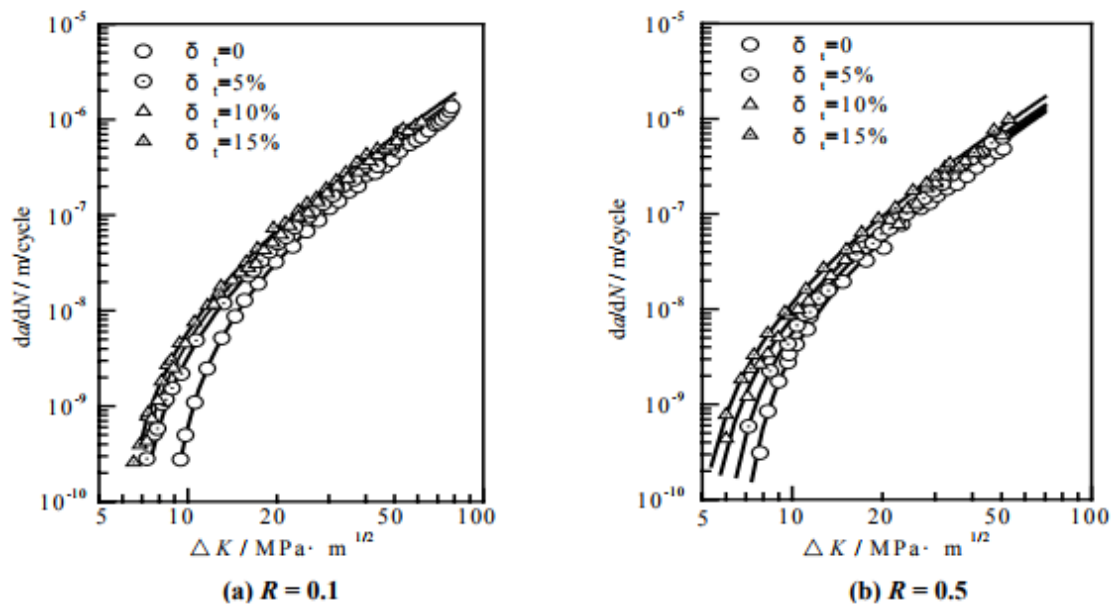


Figure 16: Effet de l'enfoncement sur la propagation des fissures en fatigue pour l'acier API X60 avec différent rapport de charge [26]

L'investigation indique que la durée de propagation de la fissuration par fatigue d'un acier pipeline pré-déformé X60 peut être affectée directement, et la pré-déformation accélère la vitesse de propagation de la fissure par fatigue et raccourcit la durée de vie de la fatigue, et la pré-déformation provoque un durcissement par déformation de l'acier, sa limite élastique augmente, tandis que la ductilité diminue.

Dans d'autres travaux de M. Zheng et al [20], on étudier l'effet des enfoncements sur l'initiation des fissures en fatigue et leurs influence sur la durée de vie en fatigue ; plusieurs essais ont été effectués sur éprouvette saine par la formule 1 et les autres éprouvettes pré déformées 5, 10 et 15 % par les formules 2,3 et 4 respectivement.

Les auteurs ont conclu que le seuil d'initiation à la fissure par fatigue  $(\Delta \sigma_{eqv})_{th}$  augmente avec la pré-déformation, qui résulte de la déformation plastique causée par l'enfoncement (figure 17), et La durée de vie dépend de la résistance et de la ductilité des métaux.

$$N_i = 1.96 \cdot 10^{15} [(\Delta \sigma_{eqv})^{1.86} - 441^{1.86}]^{-2} \quad 1$$

$$N_i = 3.66 \cdot 10^{15} [(\Delta \sigma_{eqv})^{1.88} - 460^{1.88}]^{-2} \quad (5\% \text{ Pré déformation}) \quad 2$$

$$N_i = 3.85 \cdot 10^{15} [(\Delta \sigma_{eqv})^{1.89} - 460^{1.89}]^{-2} \quad (10\% \text{ Pré déformation}) \quad 3$$

$$N_i = 2.87 \cdot 10^{15} [(\Delta \sigma_{eqv})^{1.89} - 460^{1.89}]^{-2} \quad (15\% \text{ Pré déformation}) \quad 4$$

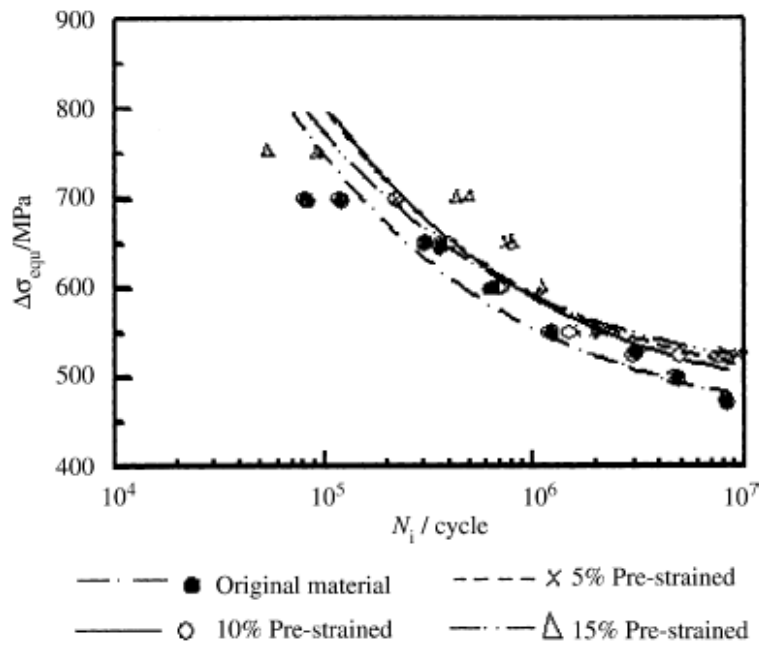


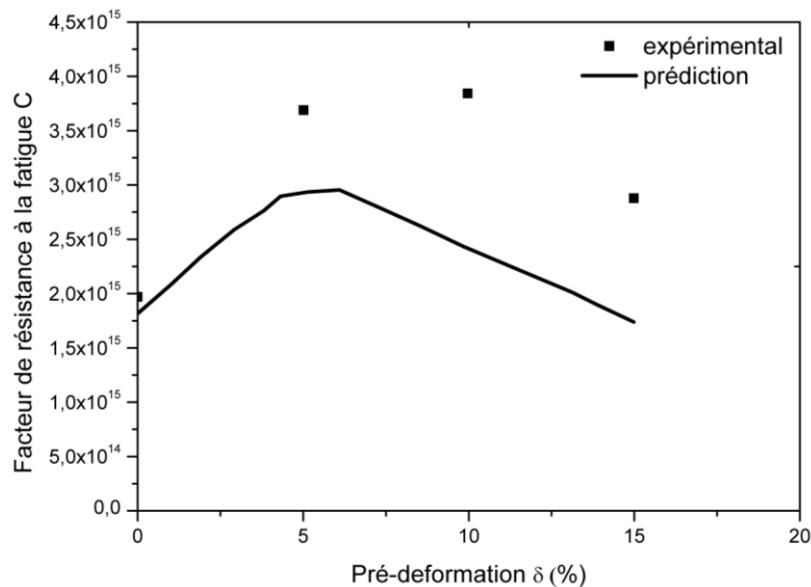
Figure 17: Comportement en fatigue de l'acier API X60 à différents états de pré-déformation [20].

### I.3 Le facteur résistant à l'initiation des fissures de fatigue

M.Zheng et al [20], ont utilisé la formule 1 pour estimer le facteur résistant à l'initiation de la fissure par fatigue pour l'application d'ingénierie. Ce facteur C résistant à la fatigue dépend fortement de la pré-déformation, voir également la figure 18. Il augmente avec l'augmentation de la pré-déformation, jusqu'à ce qu'il atteigne l'allongement relatives à la rupture,  $\delta_b = 12.6\%$ ; puis il diminue avec la pré-déformation.

**Tableau 1:** Comparaison entre les valeurs du facteur de résistant C à la fatigue pour l'acier API X60[20]

$\delta_b(\%)$	$C_p$	$C_t$
0	$1.82 \times 10^{15}$	$1.96 \times 10^{15}$
5	$30.5 \times 10^{15}$	$3.66 \times 10^{15}$
10	$2.48 \times 10^{15}$	$3.85 \times 10^{15}$
15	$195 \times 10^{15}$	$2. \times 10^{15}$



**Figure 18:** Effets du pré-effort sur le coefficient de résistance à l'initiation des fissures par fatigue de l'acier API X60[20].

#### I.4 Effet du rapport de charge sur la durée de vie en fatigue

Les structures soudées ont une large applicabilité (industrie automobile, aéronautique, marine, pipelines). Le soudage étant un processus d'assemblage, il présente à la fois des avantages et des inconvénients. Un simple défaut existant après soudage peut générer des résultats catastrophiques notamment dans le domaine de transport de gaz par canalisation.

F.Hadjoui [27], F.Hadjoui et al [28] ont étudié l'influence du rapport de charge et l'épaisseur de deux aciers l'API 5L X60 et le API X70 sous chargement à amplitude constante sur la durée de vie en fatigue, les résultats (figure 19) ont montré une augmentation de la durée de vie avec l'augmentation du rapport de charge, et les pipelines en API X70 présentent une bonne résistance à la croissance de fissures par fatigue comparativement aux pipelines en API X60.

Ils ont conclu aussi (figure 20) que les aciers à haute ténacité possèdent une forte résistance à la propagation de fissures par fatigue et une tolérance élevée aux dommages, ce qui est très avantageux pour une longue durée de vie pour les structures de canalisations en API X70 par rapport à l'API X60 [28], ces mêmes résultats avancent aussi par Y.Zhong [29] où il a conclu que la ténacité des matériaux peut fortement influencer le comportement de la fatigue des aciers de pipeline.

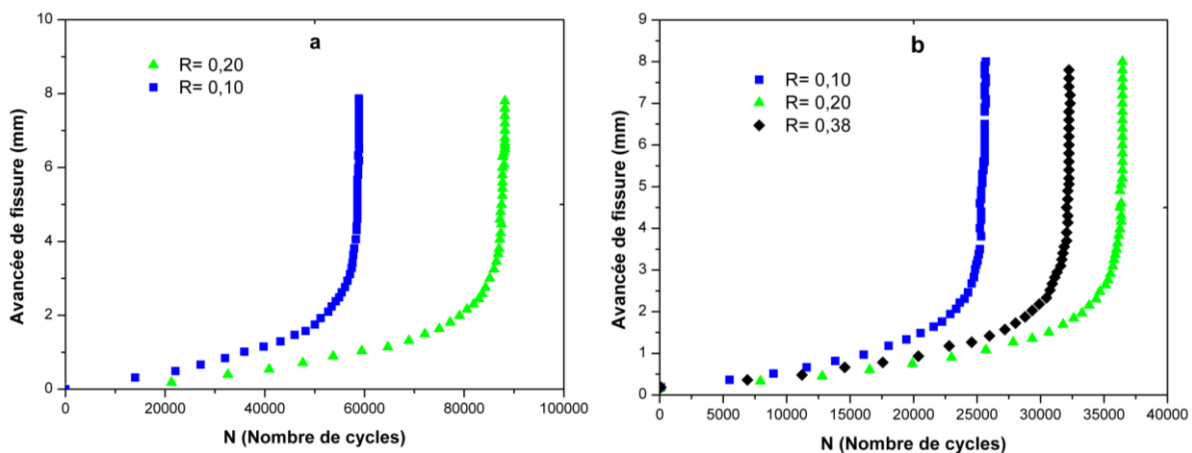


Figure 19: Effet du rapport de charge sur la durée de vie en fatigue  
(a) : API X70, (b) API X60[28]

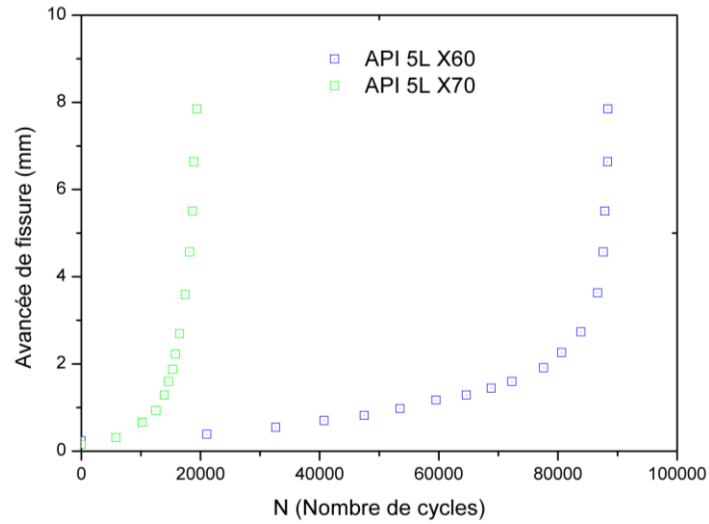


Figure 20: Comparaison entre la durée de vie en fatigue entre l'API 5L X60 et API 5L X70[28]

### I.5 Effet de la substance transportée sur la croissance de la vitesse de fissuration

Les canalisations offrent un moyen de transport d'énergie le plus sécurisé, économique tel que l'hydrogène gazeux et l'azote, de nombreux travaux de J.Holbrook [30] et N.Nanninga [31] ont étudié l'influence de l'environnement caractérisé par la présence d'hydrogène ou l'azote ainsi que la température affecte fortement les vitesses de fissuration de tels aciers de pipelines.

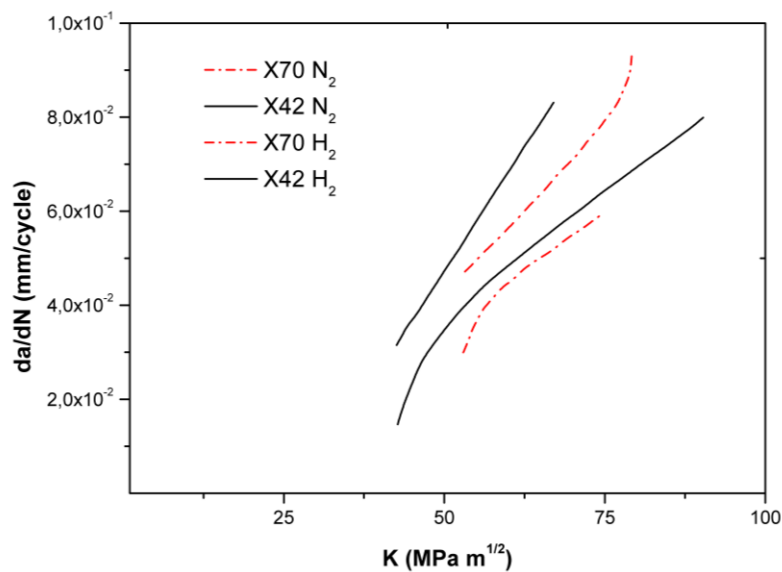


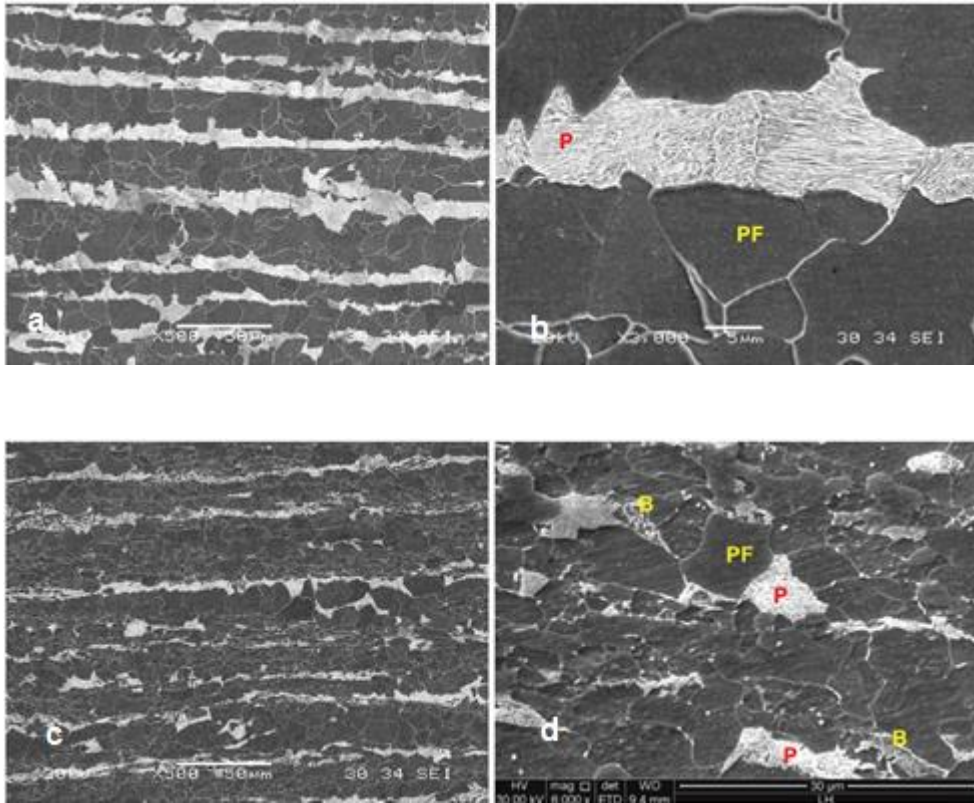
Figure 21: Influence de la substance transportée sur la croissance de la vitesse de fissuration pour l'acier X42, et X70 [31]

N. Nanninga et al [31], ont conclu que le comportement de fissuration par fatigue des aciers pipelines API X42 et le API X70 à un rapport de charge fixe ( $R=0.1$ ) sous environnement hydrogène et azote a montré que la vitesse de fissuration pour l'acier API X42 est supérieur à celle de l'acier API X70. La présence de l'hydrogène présente un endommagement important comparativement par rapport à l'azote. La fissuration examinée sous le même type d'environnement ( $H_2$  ou  $N_2$ ) est plus élevée que l'acier API X70 (Figure 21)

Vu les résultats avancés dans ces articles, il est essentiel que les concepteurs prennent au sérieux les tolérances des défauts de fabrications dans les structures pipelinières, car la vitesse de la croissance de la fissure par fatigue elle varie d'un milieu à un autre.

### **I.6 Les aciers et la microstructure**

Godefroid LB et all [32] , ont comparé le comportement mécanique de deux aciers API (X60 et X70) utilisés dans le pipeline. Ils ont remarqués (figure 22) que le Soufre et le phosphore sont inférieurs au maximum autorisé par la norme API, pour minimiser la formation d'inclusions (manganèse allongé les particules de sulfure) et la ségrégation (ségrégation de phosphore aux joints de grains d'austénite pendant l'austénitisation), afin de minimiser la tendance aux phénomènes de fragilisation et d'éviter la diminution des propriétés mécaniques de l'acier (faible résistance à la rupture et faible résistance à la fatigue)



**Figure 22:** Analyse microstructurale (a) API 60 500X, (b) API 60 3000X, (c) API 70 500X, (d) API 70 3000X [32]

L'examen métallographique des deux aciers étudiés a montré la présence de bandes de ferrite / perlite polygonale (type pancake), une occurrence fréquente dans les aciers laminés à chaud et à faible alliage,

L'état microstructural manifesté par des bandes alternées de microstructures assez différentes alignées parallèlement à la direction de laminage des produits en acier, causés par la ségrégation interdendritique. L'acier API X70 a présenté une granulométrie ferritique inférieure à celle de l'acier API X60. Ceci est une conséquence de la présence bénéfique bien connue des éléments de microalliage (Nb et Ti) et les paramètres de laminage utilisés dans le traitement thermomécanique en acier API X70.

Ces chercheurs ont conclu aussi qu'il est intéressant de noter la présence d'une petite fraction volumétrique de bainite / perlite dégénérée et l'absence de ferrite aciculaire dans l'acier

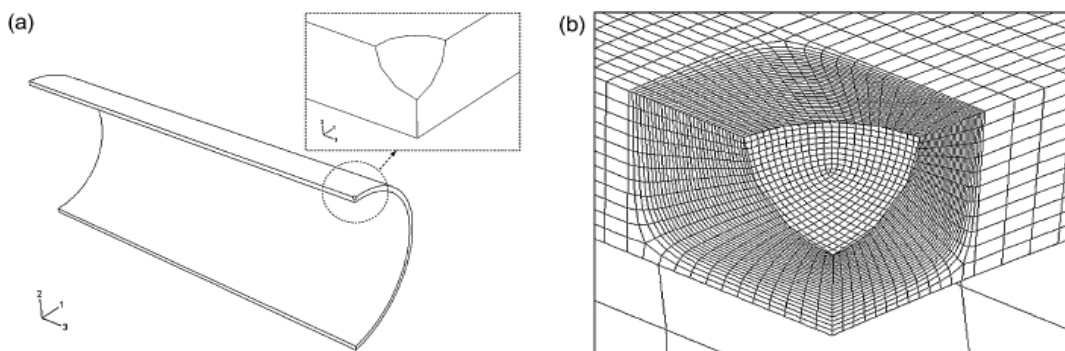
API X70. Pour un pipeline d'acier, si ces constituants peuvent être obtenus, ce sera avec une meilleure combinaison de propriétés, comme une résistance mécanique élevée, une excellente résistance à la rupture, une réduction de l'effet Bauschinger et un comportement de fatigue supérieur à celui de la ferrite polygonale - microstructure de la perlite.

### I.7 Influence de la forme et de la géométrie du défaut sur Diagramme d'évaluation de la défaillance

Les caractéristiques explosives du gaz et de pétrole offrent une forte demande d'intégrité structurale. Par conséquent, l'intégrité structurale et la sécurité des pipelines de pétrole et de gaz dans diverses conditions de service, y compris la présence de défauts, devraient être évaluées. Les défauts externes, par exemple, les défauts d'éraflures, les rayures d'objets étrangers et les activités de maintenance des pipelines sont des raisons majeures de rupture des gazoducs.

Ces défauts ont des géométries complexes et sont principalement supposés avoir une forme semi-elliptique dans certains codes bien connus. ASME B31G. Dans le but d'apporter plus de lumière sur l'influence de la géométrie sur l'intégrité structurale, les travaux de H.Abid [33], M.H.Meliani [34], G.Pluinage [35, 36] et H.Adib Ramezani [37] fournissent une bonne plateforme sur les études de différents défauts et de géométrie.

#### - Défaut demi-sphérique



**Figure 23:**Un quart de défaut demi-sphérique ( $t=6.1$  mm,  $d=t/2$  mm) maillage autour d'un défaut de forme semi-elliptique API X52, [37].

- **Défaut semi-elliptique**

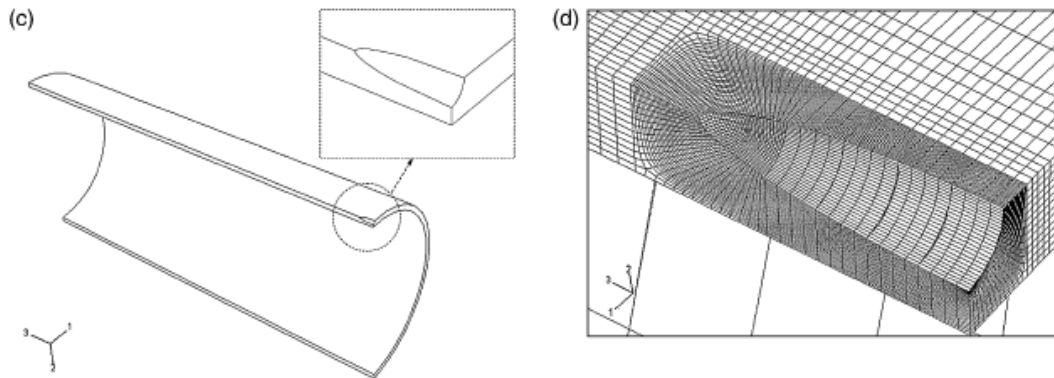


Figure 24: Un quart de défaut un semi-elliptique ( $t=6.1$  mm,  $d=t/2$  mm,) maillage autour d'un défaut de forme semi-elliptique) API X52 [37]

- **Défaut d'entaille brouille**

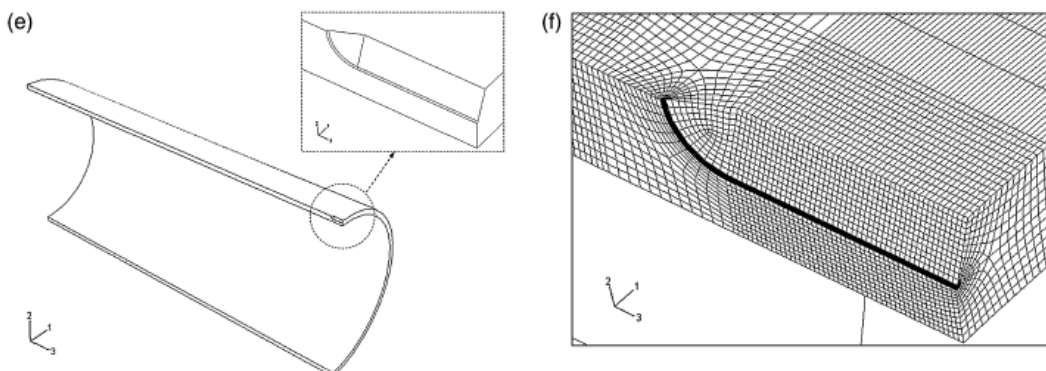
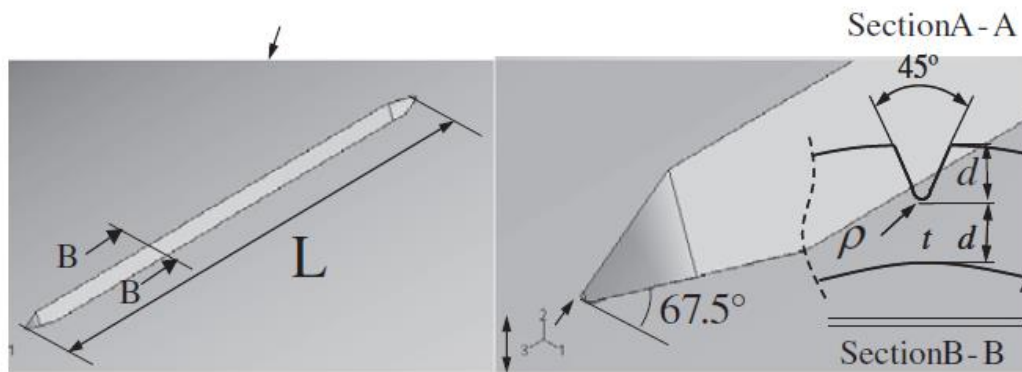


Figure 25: Un quart de défaut d'entaille ( $t=6.1$  mm,  $d=t/2$  mm, maillage autour d'un défaut de forme API X52 [37] .

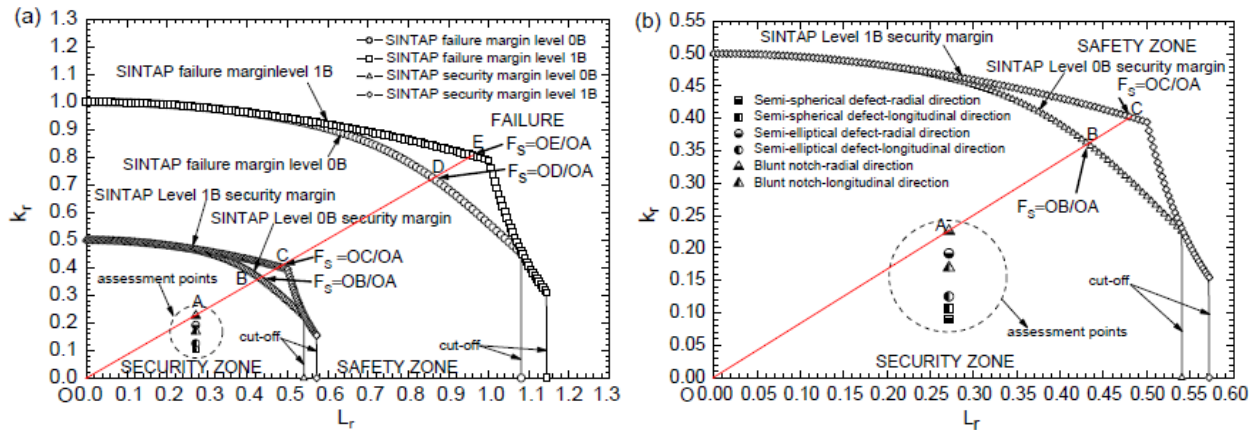


Figure 26: diagramme SINTAP pour différents géométries de défaut niveau 1 et 2 et illustration des zones de sécurité

Les auteurs [33] ont utilisés la notion d'intensité de contrainte décrite par la contrainte effective et la distance effective et la ténacité de la rupture. Pour l'acier des pipelines API X52, d'après la figure 26, ils ont conclus que tous les points d'évaluation pour les différentes géométries de fissure se situait dans la zone de sécurité, même avec une profondeur de fissure égale à la demi épaisseur et sous une pression interne de 70 bars, qui est la pression de service normale pour le transport de gaz, la proposition d'un facteur de sécurité  $F_s=2$  est nécessaire pour garder la canalisation en sécurité.

## I.8 L'approche probabiliste et le DAF

D'un point de vue probabiliste, le diagramme d'évaluation de la rupture peut se diviser en zone de probabilité d'échec. La courbe de défaillance d'interpolation est un cas particulier pour lequel la probabilité de rupture est égale à 1 car l'échec est une certitude. Tout point d'évaluation des coordonnées  $[K_r, S_r]$  est situé sur une courbe de probabilité d'équité  $P_r^*$ ,

La probabilité de défaillance conventionnelle suivante est souvent utilisée  $Pr = 10^{-4}$  s'il n'y a pas de risque pour la vie humaine, et  $Pr = 10^{-6}$ ; s'il existe.

Ces probabilités de rupture conventionnelles, elles divisent le diagramme d'évaluation de la rupture en trois zones :

- La zone dangereuse ou la zone de rupture et ce sont tous les points qui appartiennent à la courbe d'interpolation avec  $10^{-6} < Pr \leq 1$ .
- La zone de sécurité avec maintenance  $10^{-4} \leq Pr \leq 10^{-6}$
- la zone de sécurité sans maintenance  $Pr < 10^{-4}$  o

Ce type de diagramme d'évaluation de rupture est généralement connu sous l'appellation NFAD probabiliste [34, 38, 39].

Le NFAD peut être présenté en coordonnées polaires  $(r, \theta)$ . Deux valeurs particulières  $\theta_1$  et  $\theta_2$  sont notées dans ce diagramme polaire. Le premier angle polaire,  $\theta_1$  correspond à l'angle de l'intersection de la courbe d'interpolation avec la valeur de  $L_r = 0.62$  de l'axe des abscisses. Cette valeur correspond à la valeur conventionnelle de la contrainte de rupture grave de 62% de la contrainte d'élasticité [27]. Le deuxième angle polaire,  $\theta_2$  correspond à l'intersection de la ligne verticale ou  $L_r$  est maximale avec la courbe d'interpolation [38, 39].

Ces deux angles permettent de déterminer les trois domaines

- Domaine de la rupture ductile.
- Domaine de la rupture élasto-plastique.
- Domaine de la ruine plastique.

Dans leurs travaux de M.H.Meliani et al [34] ont examiné l'évolution du facteur de sécurité avec l'angle  $\theta$ , dans la plage [0-7] pour l'acier, ou ils ont utilisé la loi de distribution de Weibull, l'étude a conclu que le défaut étudié présente une probabilité de rupture de  $1.5 \cdot 10^{-7}$

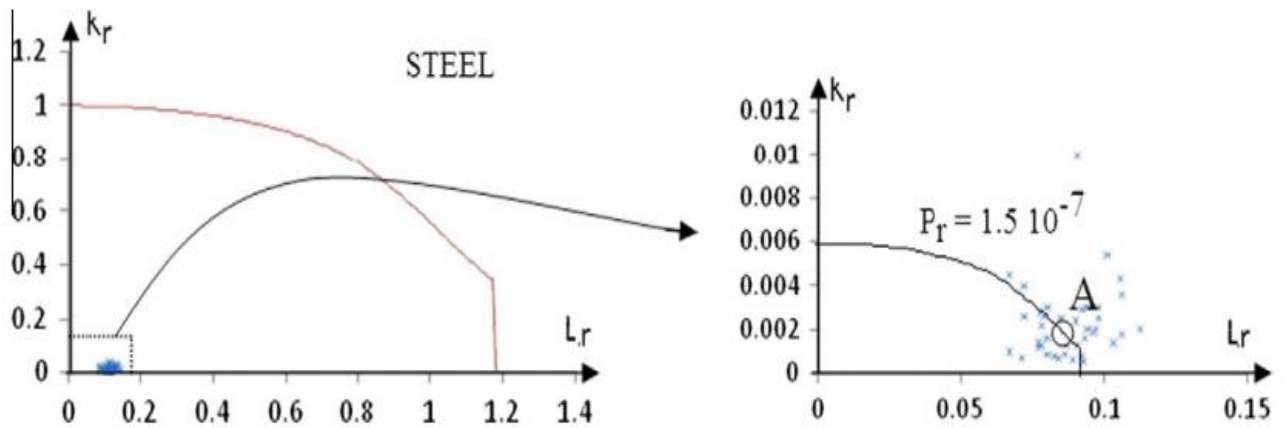


Figure 27: Probabilité de rupture on utilisant le diagramme d'évolution de la rupture probabiliste (NDAF).

Il reste à conclure que l'utilisation d'un diagramme d'évaluation de la défaillance probabiliste permet d'obtenir un facteur de sécurité global sans introduire une série de facteurs de sécurité partiels sur les propriétés du matériau, la taille des défauts et le chargement appliqué. En outre, le facteur de sécurité probabiliste est associé à une probabilité de défaillance [34].

### I.9 Intégrité des pipelines et La corrosion

La fiabilité de l'intégrité structurelle et la sécurité des pipelines de pétrole et de gaz sous divers de pression des services portant des défauts, devraient être évalués de manière prudente. Les défauts externes, tel que Les défauts de corrosion sont des raisons majeures de rupture des pipelines.

Une large gamme de codes et de procédures est proposée dans la littérature, dans ce qui suit nous allons faire une collecte des méthodes et codes les plus utilisés.

### a. ASME B31 G

ASME B31 G est un code pour évaluer la résistance restante des pipelines corrodés. Il s'agit d'un complément du code ASME B31 pour la tuyauterie sous pression. Le code élaboré à la fin des années 1960, au début des années 1970 à l'Institut commémoratif Battelle fournit une procédure semi-empirique pour l'évaluation des tuyaux corrodés. Sur la base d'une vaste série de tests à grande échelle sur des sections de tuyaux corrodés, il a été conclu que les aciers de pipeline possèdent une ténacité adéquate et que la ténacité n'est pas un facteur significatif. La rupture brutale des pipelines en présence des défauts de corrosion est contrôlée par leur taille et la contrainte d'écoulement ou la contrainte élastique du matériau [35].

Les paramètres d'entrée comprennent le diamètre extérieur du tuyau ( $D_{ext}$ ), l'épaisseur de la paroi ( $t$ ), la limite d'élasticité minimale spécifiée (SMYS), la pression de fonctionnement maximale admissible (MAOP), l'étendue longitudinale de la corrosion ( $2c$ ) et la profondeur du défaut ( $a$ ).

Selon le code ASME B31G, une équation de défaillance ou de rupture pour les pipelines corrodés est proposée au moyen des données d'une expérience d'éclatement et exprimée en tenant compte de deux conditions [35, 40]:

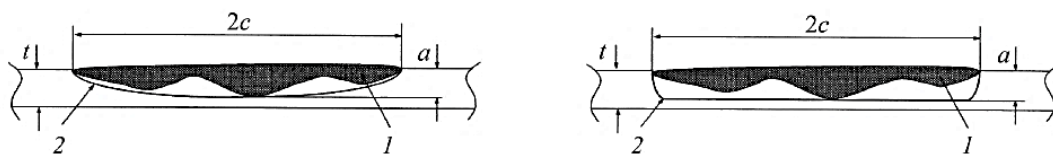


Figure 28: Défauts de corrosion modélisés par des formes

(a) : Paraboliques (b): Rectangulaires [36]

La contrainte maximale de l'arceau ne peut pas dépasser la limite d'élasticité du matériau.

Pour des défauts de corrosion courts ils sont projetés avec une forme parabolique et les défauts de corrosion longs ils sont projetés avec une forme rectangulaire (figure 28).

L'équation de la pression ultime de rupture des canalisations corrodées est classée selon la forme du défaut (parabolique ou rectangulaire).

- Pour les défauts paraboliques, nous avons

$$\begin{cases} \sqrt{0.8 \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right)} \leq 4 \\ P_{ult} = \frac{2(1.1\sigma_y)^t}{D_{ext}} \left[ \frac{1-0.66\left(\frac{a}{t}\right)}{1-0.66\left(\frac{a}{t}\right)/M} \right] \end{cases} \quad 5$$

Où

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right)} \quad 6$$

- Pour les défauts rectangulaires, nous avons

$$\begin{cases} \sqrt{0.8 \left(\frac{2c}{R_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right)} > 4 \\ P_{ult} = \frac{2(1.1\sigma_y)^t}{D_{ext}} \left[ 1 - \frac{a}{t} \right] \end{cases} \quad 7$$

La contrainte d'écoulement  $\sigma_{ult}$  en MPa est spécifiée comme suit :

$$\sigma_{ult} = 1.1 \sigma_y + 69 \quad 8$$

Où  $\sigma_y$  est la contrainte élastique en MPa.

Deux cas de figure peuvent être considérés.

- **Premier cas:**

$$\begin{cases} \left(\frac{2c}{R_{ext}}\right)^2 \left(\frac{R_{ext}}{t}\right) \leq 50 \\ P_{ult} = \frac{2(1.1\sigma_y+69)^t}{D_{ext}} \left[ \frac{1-0.85\left(\frac{a}{t}\right)}{1-0.85\left(\frac{a}{t}\right)/M} \right] \end{cases} \quad 9$$

Avec

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right) - 3.375 \cdot 10^{-3} \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^4 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right)} \quad 10$$

- Deuxième cas:

$$\begin{cases} \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right) > 50 \\ P_{ult} = \frac{2}{D_{ext}} \frac{\sigma_{ult}^t}{\left[1 - \frac{a}{t}/M\right]} \end{cases} \quad 11$$

Avec

$$M = 3 + 0.032 \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t}\right) \quad 12$$

Il convient de noter que le code ASME B31G est limité aux faibles facteurs de concentration de contraintes et aux conditions internes de charge de pression. La procédure d'évaluation considère la profondeur maximale et l'étendue longitudinale de la zone corrodée, mais ignore l'étendue circonférentielle et le profil réel de corrosion. Si la région corrodée est inacceptable, il faut utiliser une analyse plus rigoureuse ou un test de pression hydrostatique afin de déterminer la résistance de la canalisation. Alternativement, une pression de fonctionnement maximale admissible inférieure peut être imposée [41].

### **b. DNV RP-F101**

Est le premier code exhaustif et complet pour l'évaluation de la corrosion des pipelines. Il propose l'orientation pour les pipelines sous pression interne et le chargement combiné.

Il couvre tous les types de chargement, par exemple, uniquement la pression et le chargement combiné. En outre, il fournit une formulation codifiée pour la pression, la flexion et la profondeur de la zone. Le code DNV-RP-101 propose deux méthodes pour trouver la pression de rupture.

La première méthode est appelée facteur de sécurité partielle et la seconde est classée comme la conception de contrainte admissible.

La méthode de conception de la contrainte admissible concède qu'il n'existe pas une interactivité entre les défauts de corrosion. Les procédures exactes pour la méthode du

facteur de sécurité partielle et l'interaction des défauts d'interaction peuvent être trouvées dans le code DNV [35, 42].

Il est nécessaire de déterminer le type de chargement (uniquement la pression ou le chargement combiné) et, par conséquent, pour la pression de rupture, nous obtenons :

$$P_{ult} = \frac{2 \sigma_{ult}^t}{D_{ext}-1} \left[ \frac{1-\frac{a}{t}}{1-\frac{a}{t}/Q} \right] \quad 13$$

Où Q est un facteur de correction :

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left( \frac{1}{D_{ext} t} \right)^2} \quad 14$$

Selon DVN RP-101, la pression de panne ne doit pas dépasser la pression de fonctionnement maximale admissible (MAOP). Sinon, la canalisation corrodée sera réparée ou remplacée avant de retourner au service.

### c. Solution proposé par Choi.

Sur la base des hypothèses d'analyse de la charge limite, des essais d'éclatement et des analyses par méthodes des éléments finis sur des pipelines corrodés,

Choi et al [40] ont proposés la solution de charge limite suivante en fonction de  $2c/\sqrt{D_{int}^t}$  et  $a/t$

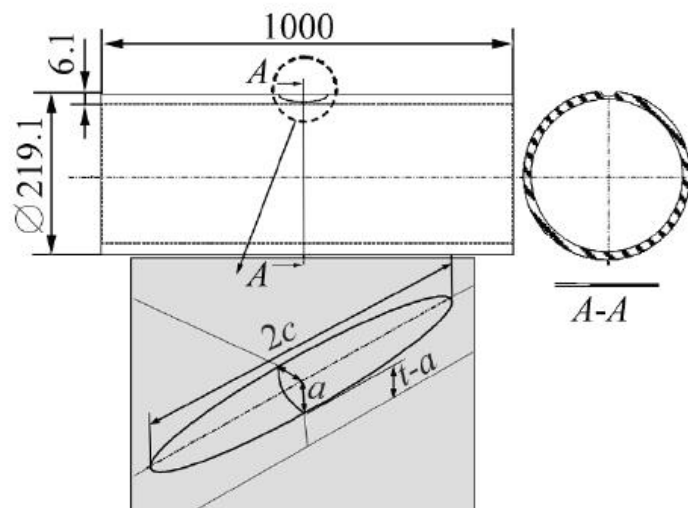


Figure 29: Tube avec défaut  $a=t/2$  mm et  $a/c=0.1$

- Premier cas :

$$\begin{cases} \frac{2c}{\sqrt{Dt_{int}^t}} < 6 \\ P_{ult} = 0.9 \frac{2\sigma_{ult}^t}{D_{int}} \left[ C_0 + C_1 \left( \frac{2c}{\sqrt{Dt_{int}^t}} \right) + C_2 \left( \frac{2c}{\sqrt{Dt_{int}^t}} \right)^2 \right] \end{cases} \quad 15$$

- Deuxième cas :

$$\begin{cases} \frac{2c}{\sqrt{Dt_{int}^t}} > 6 \\ P_{ult} = \frac{2\sigma_{ult}^t}{D_{int}} \left[ C_4 + C_5 \left( \frac{2c}{\sqrt{Dt_{int}^t}} \right) \right] \end{cases} \quad 16$$

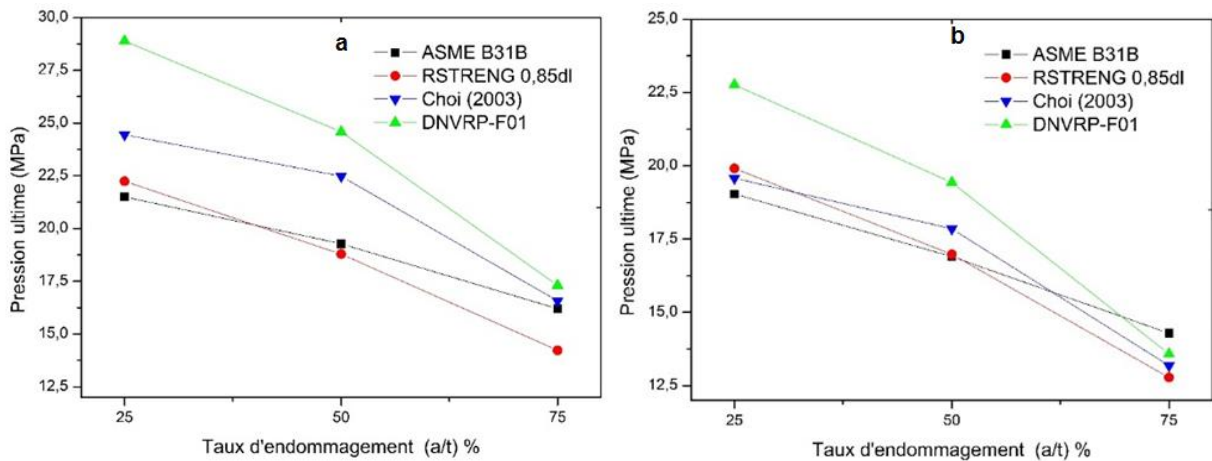
Ou  $D_{int}$  est le diamètre intérieur

$$C_0 = 0.06 \left( \frac{a}{t} \right)^2 - 0.1035 \left( \frac{a}{t} \right) + 1 \quad 17$$

$$C_1 = 0.09136 \left( \frac{a}{t} \right)^2 - 0.4548 \left( \frac{a}{t} \right) - 0.1447 \quad 18$$

Afin d'apporter plus d'éclaircissement sur les différents codes d'avalaison des défauts de corrosion dans les canalisations , les travaux de Z. LABED et al [43] , ou ils avaient pour but de procéder au calcul de la pression ultime en utilisant les différents codes, l'étude s'est focalisée sur trois matériaux API X52, API X65 et API X80 . En se basant sur l'hypothèse d'analyse limite, les essais d'éclatement et l'analyse par élément finis Choi et al ont proposé des solutions pour obtenir la pression ultime dans les tuyaux corrodés en fonction du diamètre extérieur  $D_{ext} = 762$  mm, d'épaisseur  $t = 17.5$  mm et de longueur  $L = 2.3$  m

a (mm)	2c (mm)	Taux d'endommagement	Code d'évaluation	API X52	API X65	API X80
4.375	200	25 %	ASME B31G	18.977	21.662	27.450
			RSREBG 0.85dl	19.820	22.220	27.540
			DNV RP- F01	22.702	28.936	31.731
			Choi (2003)	19.573	24.490	27.358



**Figure 30:** Variation de la pression ultime en fonction de taux d'endommagement  
(a) API X65 (b) API X 52 [43]

Les auteurs ont conclu que dans les aciers pour tuyaux présentant une grande ductilité d'où l'effet de confinement de la plasticité comme celui de l'écroutissage sont plus au moins pris en compte et contribue à une grande divergence des résultats obtenus (figure 30) entre eux et ceux considérés par rapport à la pression ultime réelle. Cette analyse est acceptable jusqu'à un maximum autorisé.

### I.10 Formules d'interpolation entre les états limites de référence.

De nombreuses courbes d'interpolation ont été proposées. Le tableau suivant regroupe les équations les plus représentatives.

Toutefois actuellement, seules les méthodes EPRI,R6 et ECCMR sont les plus utilisées.

Tableau 3:Formules interpolation Diagramme d'intégrité-Rupture [44]		
Irwin	$K_c^* = \frac{\sigma_g^c \sqrt{\pi a}}{\sqrt{\left[1 - \frac{(\sigma_g^c / \sigma_0)}{2}\right]}}$	$K_r = \sqrt{\left[1 - \frac{S_r^2}{2}\right]}$
Dugdale	$K_D^* = \sqrt{8 R_e^2 \left(\frac{a}{\pi}\right) \ln\left(\frac{1}{\cos(\pi \sigma_g / 2 R_e)}\right)}$	$K_r = \frac{1}{\sqrt{\frac{8}{\pi^2} \ln\left(\frac{1}{\cos(\pi S_r / 2)}\right)}}$
Newmann	$K_N^* = \sigma_N^c \sqrt{\pi a}$	$K_r = 1 - m_N S_R$
R6	$K_c^* = \sigma_g^c \sqrt{\pi a_{eff}}$	$K_r = (1 - 0.14 S_r^2) \cdot (0.3 + 0.7 \exp(-0.65 S_r^6))$
Tangent stress	$K_c^* = \sigma_g^c \sqrt{\pi a} F_\sigma(a/w) \sqrt{\left[\left(\frac{\sigma_g^c}{\sigma_0}\right)^2 + \alpha \left(\frac{\sigma_g^c}{\sigma_0}\right)^{n+1}\right]}$	$K_r = \frac{S_r}{\sqrt{S_r^2 + \alpha S_r^{n+1}}}$
EPRI	$K_j^* = \sqrt{E J_{el}(a_0) \left(\frac{P}{P_L}\right)^2 + E J_{pl}(a, n) \left(\frac{P}{P_L}\right)^{n+1}}$	$K_r = \frac{S_r}{\sqrt{H_e S_r^2 + H_n S_r^{n+1}}}$
NUREG-0744	$K_c^* = \frac{\sigma_g^c \sqrt{\pi a} F_\sigma(a/w)}{\sqrt{\left[1 - \frac{F_\sigma^2}{\beta (\sigma_g^c / \sigma_0)^2}\right]}}$	$K_r = 1 - \frac{F_\sigma^2}{\beta S_r^2}$
RCC-MR	$J_{pl} = J_{el} K_{A16}$	$K_r^c = \sqrt{1/A} = 1 / \sqrt{\left(\frac{E \varepsilon_{ref}}{\sigma_{ref}}\right) + \left(\frac{(\sigma_{ref} / R_e)^2}{2 E \varepsilon_{ref}}\right)}$

### I.11 L'évaluation des défauts dans les joint de soudure

L'application de propriétés matérielles précises aux diagrammes d'évaluation de la défaillance (FAD) pour l'évaluation des défauts a été problématique, en particulier pour les joints soudés dans des structures telles que les pipelines. Dans une étude de J-S.Lee et al [45], les auteurs ont évalués les propriétés des différents matériaux telles que les propriétés de traction et la ténacité à la rupture pour le métal de base, le métal fondu et la zone affectée thermiquement (ZAT) afin d'étudié l'influence des propriétés mécaniques des trois zones sur

l'admissibilité des défauts et de comparer entre les différents niveaux proposés par la procédure SINTAP.

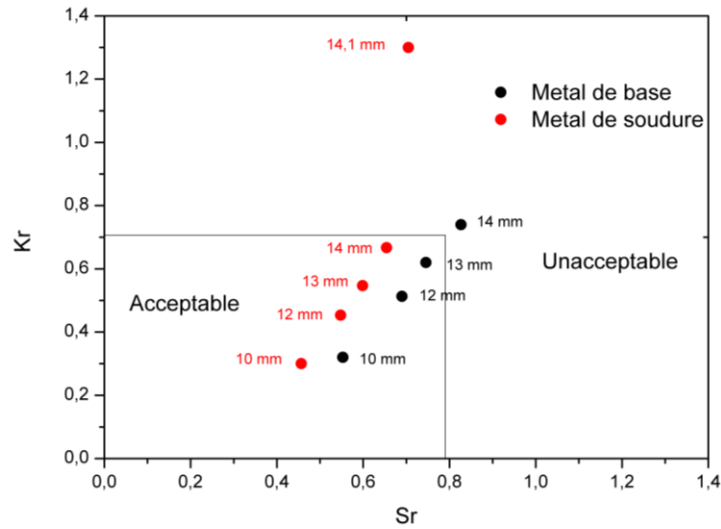


Figure 31: Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 1 pour le métal de basse et le métal fondu [45]

Dans le diagramme FAD niveau 1 (figure 31) indique que le métal de basse est plus sensible à la rupture élastiques, et qui il est plus susceptible d'une ruine plastique que le métal fondu. La fissure de 14 mm de profondeur était diagnostiqués inacceptables pour le métal de base par contre acceptables pour le métal fondu, mais dans le métal fondu, les fissures supérieurs à 14 mm vont évoluées pour une rupture élasto-plastique.

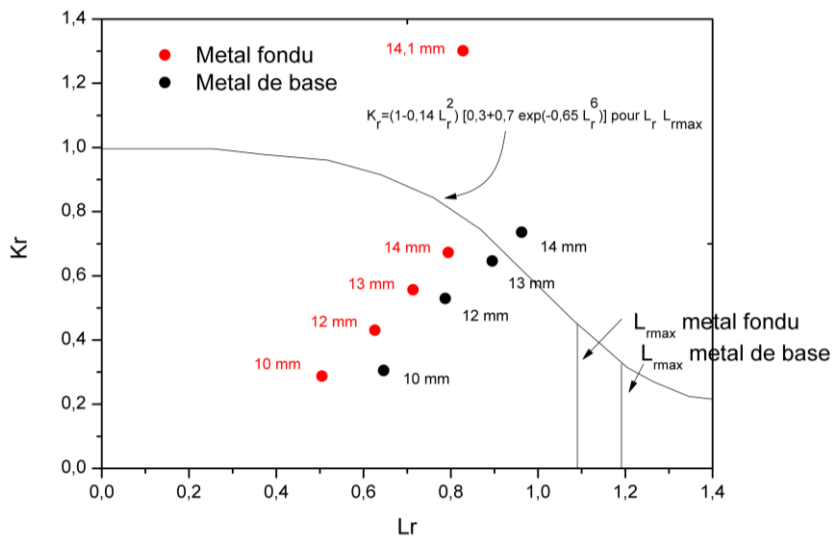


Figure 32: Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 2 pour le métal de basse et le métal fondu [45]

Les propriétés mécaniques  $R_e$ ,  $R_m$  et  $K_{mat}$  des deux zones ont été utilisées pour construire le diagramme d'évaluation de la défaillance de niveau 2. La Figure 32 montre que des fissures inacceptables dans le niveau 1 sont également inacceptables pour le niveau 2 et sont situées toujours à l'extérieur de la courbe d'interpolation. Mais la marge de sécurité a été augmentée pour la fissure de 14 mm dans le métal fondu, indiquant que le FAD de niveau 2 est moins conservateur que le FAD de niveau 1.

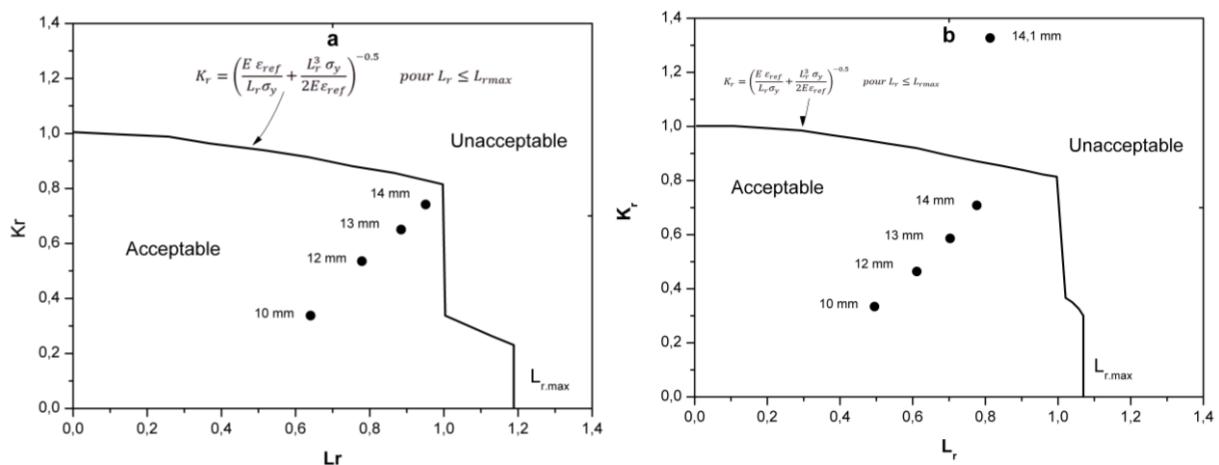
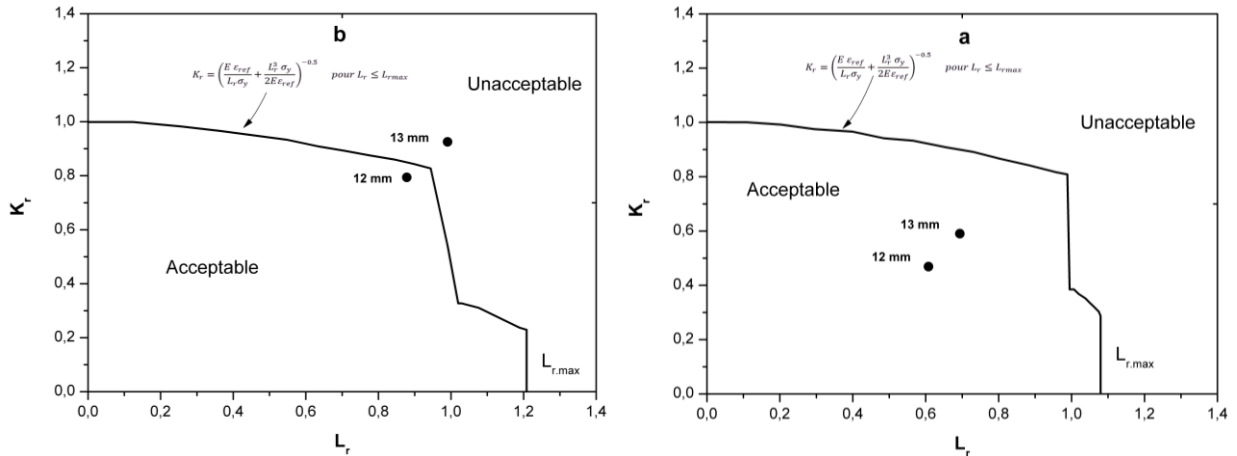


Figure 33: Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 3  
(a) métal de basse, (b) métal fondu [45]

Pour apporter plus de précision, les fissures ci-dessus ont été évaluées dans un Diagramme d'évaluation de la défaillance de niveau 3 (figure 33). Étant donné que ce dernier comprend les propriétés de traction en tant que variable, d'après la figure 33 a, ils ont constaté que la fissure de 14mm était hors de la ligne d'évaluation dans le niveau 1 et 2 et elle est acceptable pour le niveau 3, le pipeline même avec cette fissure peut être utilisée sans réparation. Par contre la fissure de 14.1 mm dans le métal fondu est inacceptable même pour niveau 3 et que la réparation ou le remplacement du pipeline est nécessaire.



**Figure 34:** Diagramme d'évaluation de la défaillance niveau 3  
(a) métal fondu , (b) ZAT [45]

J.-S. Lee et al [45], ont démontré que l'admissibilité des fissures dans les différentes zones des joints de soudures elle n'est pas la même, on prenant l'exemple (figure 34) de la fissure de 13 mm de profondeur elle situe dans la région acceptable dans le métal fondu et avec un coefficient de sécurité acceptable , par contre cette même fissure localisée dans la ZAT elle est inacceptable, ceci nous confirme et nous mis en garde sur l'utilisation des propriétés mécaniques du métal fondu pour évaluer des fissures qui se trouvent dans la ZAT , une pratique qui peut s'avérer dangereuse et graves, et si on cherche la précision on doit toujours aller vers des niveaux plus haut .

### I.12 Réparation des pipelines par patch

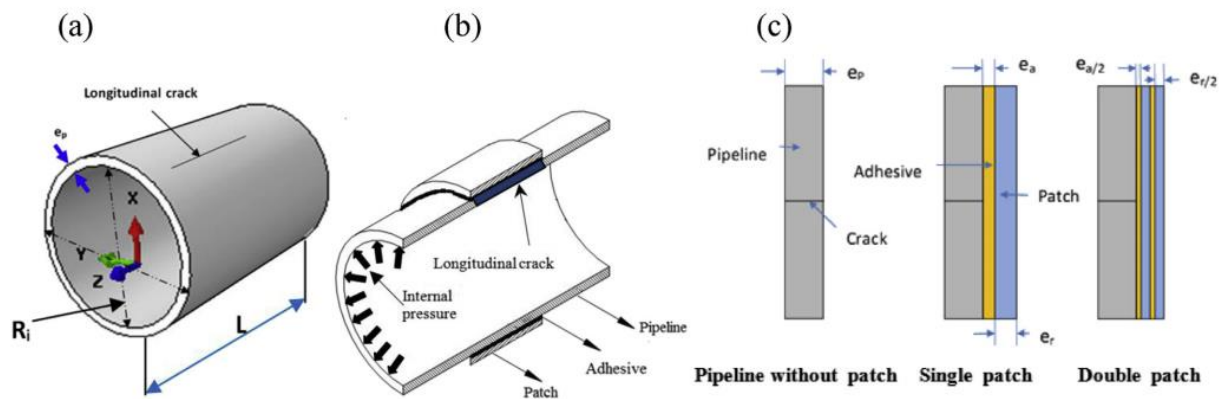
Les fissures et les défauts dans les canalisations sont des menaces pour la sécurité du transport de pétrole et de gaz. Le facteur de sécurité est le principal moyen utilisé dans une évaluation de l'intégrité des pipelines et dans l'analyse par rupture en présence des fissures et des défauts potentiels,

Afin de trouver les solutions pour la réparation des fissures, les patches en composite ont été utilisés pour réduire la propagation des fissures ; Les résultats du facteur d'intensité de contrainte à la pointe de la fissure ont été étudiés par la FEM non seulement pour prédire le comportement, mais aussi pour augmenter la durée de vie après réparation. Ainsi, il est très

important de montrer l'influence des couches adhésives et patch sur les canalisations fissurées[46].

La réparation des pipelines par patch composite présente de nombreux avantages. À savoir, une telle réparation conduit à la réhabilitation des canalisations, augmente sa durée de vie, diminue le temps d'intervention et entraîne une rigidité élevée [47, 48].

Meriem-Benziane et al [48] , ils ont simulés un pipeline avec différents fissures 5-10-20-30-40-50-60 et 65 mm dans les trois cas de configurations (sans réparation, simple patch et double patch) sous différent pression 30-40-50-60-70 et 75 bar , et ont essayé de comparer les performances des fissures longitudinales réparées dans les pipelines API X65 dans deux configuration différentes: sans patch, avec des patchs (c'est-à-dire des patchs simples et doubles).Les réparations ont été faites l'aide d'un composites en époxy carbonés sous pression interne

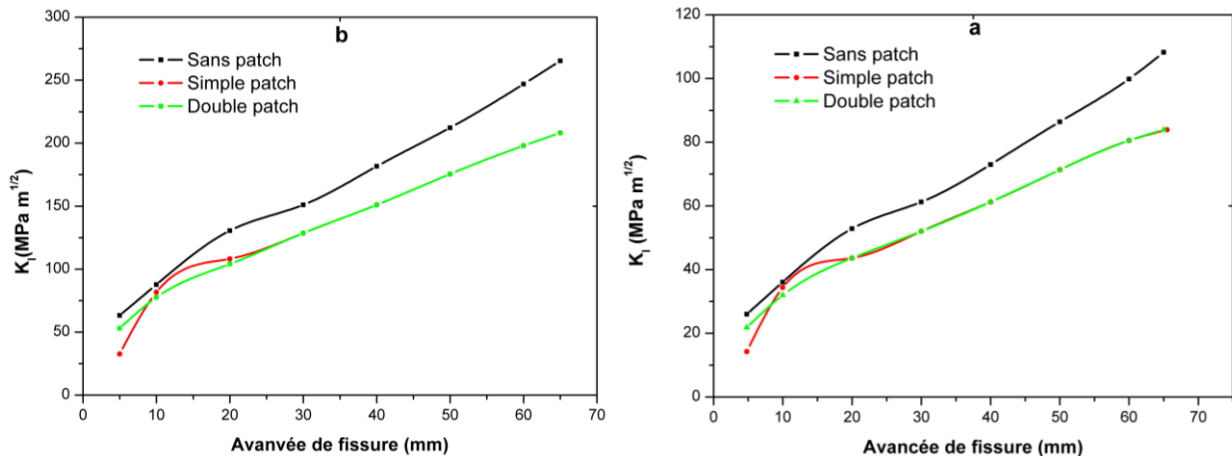


**Figure 35:** (a) Pipeline avec fissure longitudinale, (b) Modèle géométrique et (c) Différentes formes de la structure réparée (pipeline, adhésif et patch)[48].

### I.13 Effet de réparation par patch sur le facteur d'intensité de contrainte

En traçant la courbe de la variation du facteur d'intensité de contrainte en fonction de la longueur de fissure (figure 36) , les auteurs [48] on constatés que le tracé du SIF en fonction de la longueur de fissure est de nature parabolique pour des fissures ( $a = 5$  à  $25$  mm) et linéaire ( $a = 25$  à  $65$  mm) dans les deux cas de réparations simple patch et double patch. Ils ont aussi

conclues que l'utilisation d'un patch à double face a considérablement augmenté les performances de réparation pour une longueur de fissure ayant de 10 à 20 mm, et ces derniers en même résistés a la pression de 70 bar.



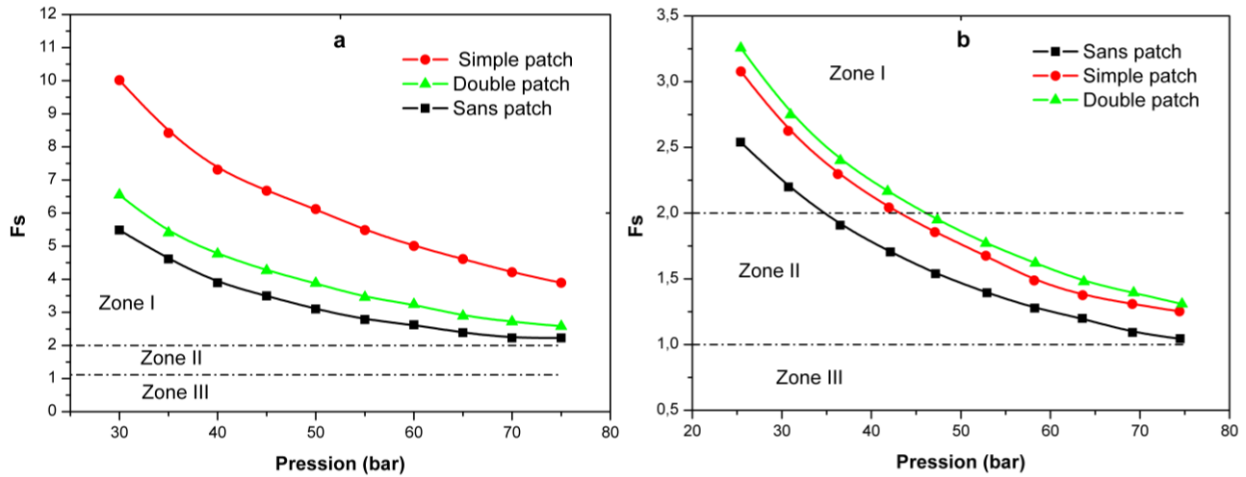
**Figure 36:**Facteur d'intensité de contrainte pour un seul et double patch en fonction de la longueur de fissure pour différentes pressions (a = 30 bar et b = 75 bar) [48].

#### I.14 Evolution du facteur de sécurité en fonction de la pression

B.Meriem et al [48] ,ont constatés que les fissures allant de 5 à 30 mm, le simple et le double patch ont parfaitement réussis à résister même à des pressions avoisinants les 70 bars avec un facteur de sécurité confortable allant de 10 a 4 pour fissure de 5 mm pour le simple patch .

Pour les deux cas de configuration et pour les fissures variant de 10 à 30 mm, les auteurs ont constaté que la réparation par double patch prend un léger avance en donnant des facteurs de sécurité meilleur, et dès que les fissures dépassent les 30 mm pratiquement les deux courbes elles sont colinéaires

Il est aussi important à signaler que le risque de rupture est atteint lorsque la fissure dans les deux cas de réparations atteint les 40 mm pour les 65 bars et 30 mm pour 75 bar, avec  $F_s = 1$  et les résultats de la réparation par simple patch été nettement meilleurs par rapport au double patch.



**Figure 37:**Évaluation du facteur de sécurité en fonction de la pression pour trois zones (I: Zone de sécurité, II: zone sécurisée, III: zone de défaillance) à différentes longueurs de fissure (a) 5 mm, (c) 20 mm [48]

De la figure 37, la réparation par patch a donné des bons résultats et particulièrement pour des fissure de 5 mm a simple patch ou le facteur de sécurité reste toujours dans la zone 1 et avec un niveau largement satisfaisant de 10.125 à la pression de 30 bars a 4 a la pression de 75 bars. Pour les fissures de 20 mm, le niveau de sécurité une légère baisse mais avec un niveau acceptable on atteignant la zone 2, le facteur de sécurité passe de 3.125 à la pression de 30 bars à 1.25 à la pression de 75 bars.

## Chapitre II

### Etude Expérimentale

## II. Présentation de la structure étudiée et expérimentation

La structure utilisée dans notre étude est un tube soudé utilisé dans la construction du gazoduc GPDF Bechar, fournit par de la société algérienne de gestion du réseau de transport de gaz (GRTG) filiale de SONELGAZ.

Les tubes lisses sont de diamètre extérieur de 508 mm, d'épaisseur égale à 14.3 mm et de 10 à 12 m de longueur.

Le joint de soudure utilisé dans la suite de l'étude a été soudé à l'arc électrique dans la base de vie de COSIDER à Bechar selon la norme API1104 et une procédure de soudage, ce mode de soudage a été qualifié selon une PQR (Procédure qualification record) qui englobe tous les tests et essais tels que (contrôle visuel, radiographie, dureté, macroscopie, traction, pliage).

Le joint de soudure a été soudé par des soudeurs homologués puis radiographies et interprétés par un inspecteur de contrôle non destructif certifié niveau 2.



**Figure 38:** Photo de tube utilisé  
(a) tube soudé (b) tube découpé pour préparer à l'extraction des éprouvettes

## II.2 Composition de Matériau

Une analyse chimique (tableau 4) a été réalisée au niveau du centre de recherche et de développement de l'électricité et du gaz (CREDEG) dans le cadre d'homologation des joints isolant pour le compte de GRTG, l'acier considéré a pour composition chimique.

Tableau 4:Composition chimique API X60								
	C%	Si%	Mn%	P%	S%	Cr%	Mo%	Ni%
<b>Résultat</b>	0.08	0.236	1.243	0.008	0.007	0.136	0.00	0.002
	Al%	Cu%	Co%	B%	Ti%	V%	W%	Zn%
<b>Résultat</b>	0.024	0.019	0.001	0.001	0.016	0.002	0.008	0.005
	Sb%	Sn%	Zr%	Fe%				
<b>Résultat</b>	0.000	0.001	0.014	98.158				

## II.3 Caractérisation mécanique

### II.3.1 Essais de traction

Dans le but d'homologation de l'acier API X60 pour le compte de GRTG, des essais de caractérisation mécanique du matériau ont été faite au niveau du CREDEG, les essais de traction ont été réalisés à la température ambiante, et Le prélèvement des éprouvettes normalisées a été fait directement sur le tube dans un sens longitudinal et selon la norme française (NF EN 100002-1).

Après usinage des éprouvettes de traction, nous avons remarqué des petites déformations au niveau d'une seule face. En effet, ceci peut s'expliqué par l'existence des contraintes internes introduites dans le tube après leur fabrication. C'est pour ces raisons que nous avons choisi de travailler avec des éprouvettes normalisées moyennes dimensions.

L'éprouvette utilisée est présentée dans la figure 39

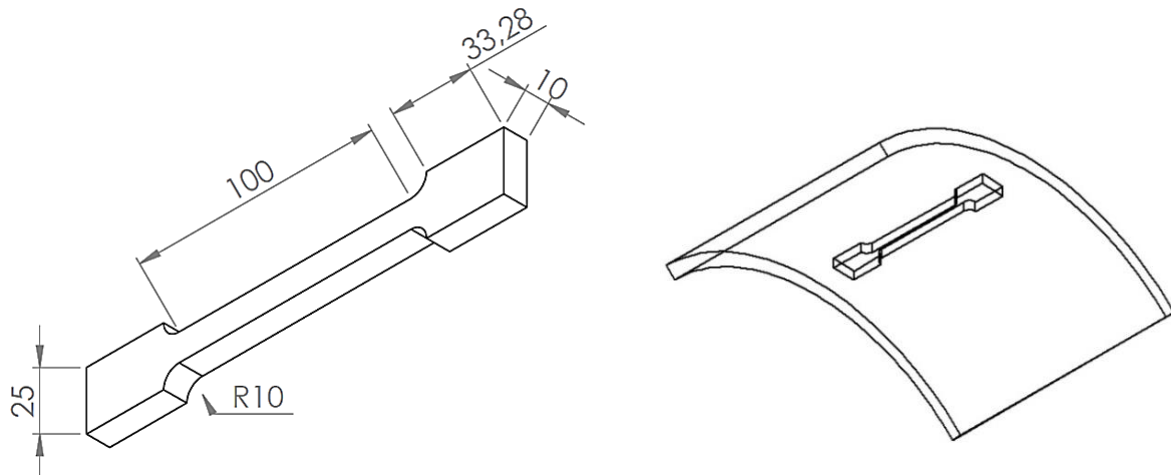


Figure 39 : Prélèvement et dimension d'éprouvette de traction

Les essais ont été effectués sur une machine de traction Instron 8500 de capacité 250kN, à vitesse de déformation constante

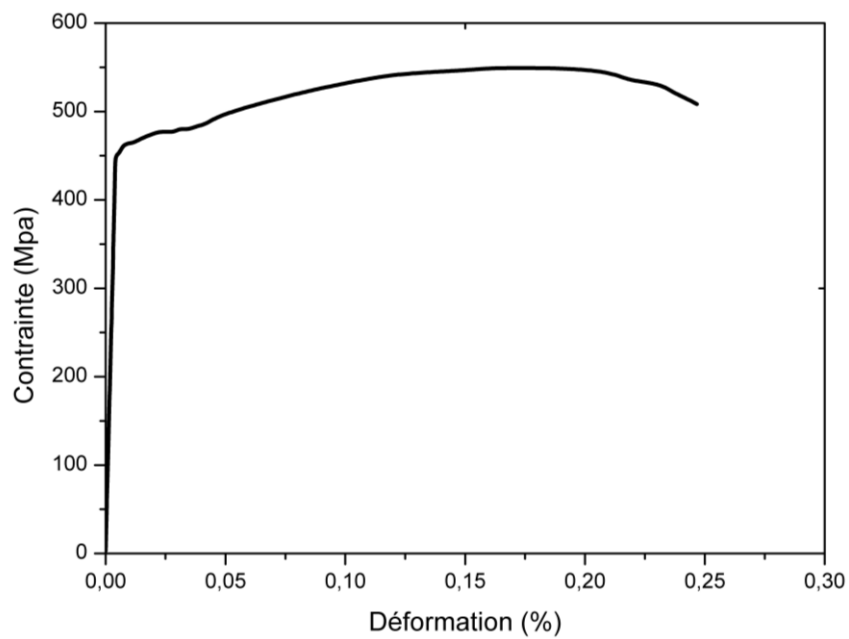


Figure 40 : Courbe conventionnelles de traction API X60.

La loi de comportement monotone déterminée à partir des essais de traction, est présentée dans la figure 40. Les caractéristiques mécaniques obtenues sont les suivantes :

Tableau 5:Caractéristiques mécanique de l'acier API X60					
Module de Young E (MPa)	Limite d'élasticité Re (MPa)	Résistance ultime Rm (Mpa)	n	K	A %
203000	414	525	0.05	578	25

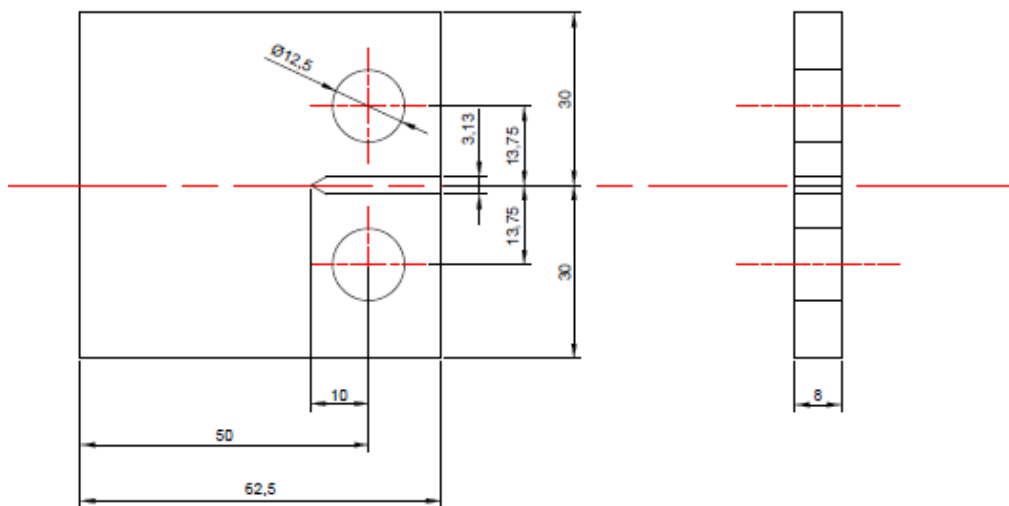
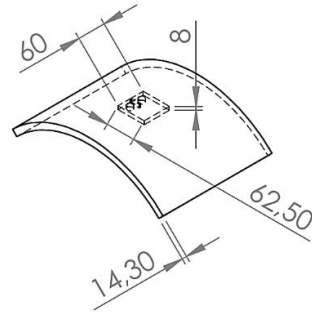
## II.4 Essais de fissuration et mesures :

### II.4.1 Eprouvettes utilisées :

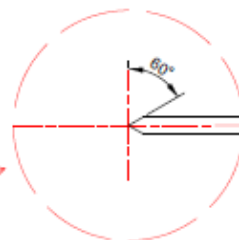
Les essais de fissuration ont été effectués au laboratoire LMSR sur une machine électrohydraulique asservie INSTRON, en utilisant des éprouvettes CT50 d'épaisseur 08 mm (figure 39), conformes à la norme ASTM-E-647. Les essais ont été conduits à l'air ambiant et pour une même valeur de rapport de charge R à une fréquence nominale de 20 Hz dans les trois zones, les éprouvettes utilisées ont été polies mécaniquement au papier abrasif et sollicitées dans le sens TL.

Le choix des dimensions et de l'épaisseur des éprouvettes CT de fatigue a été conditionné par l'épaisseur de tube, car cette dernière elle ne nous fournis par une grande marche de manœuvre dans l'opération d'usinage.

- Prélèvement de l'éprouvettes CT dans le métal de basse



Détail



épreuve  
CT

Figure 41.: Géométrie et dimensions des éprouvettes CT

- **Prélèvement de l'éprouvettes CT dans la zone affectée thermiquement**

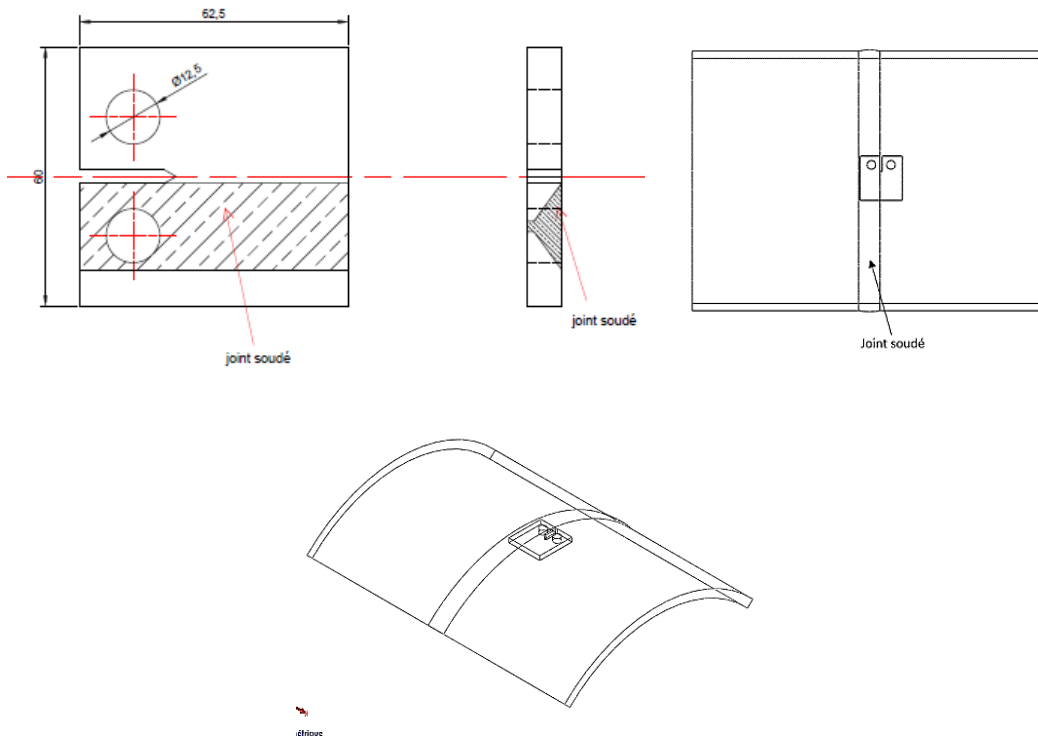


Figure 42: Epreuve CT prélevée dans la zone affectée thermiquement

- **Prélèvement de l'éprouvettes CT dans le métal fondu**

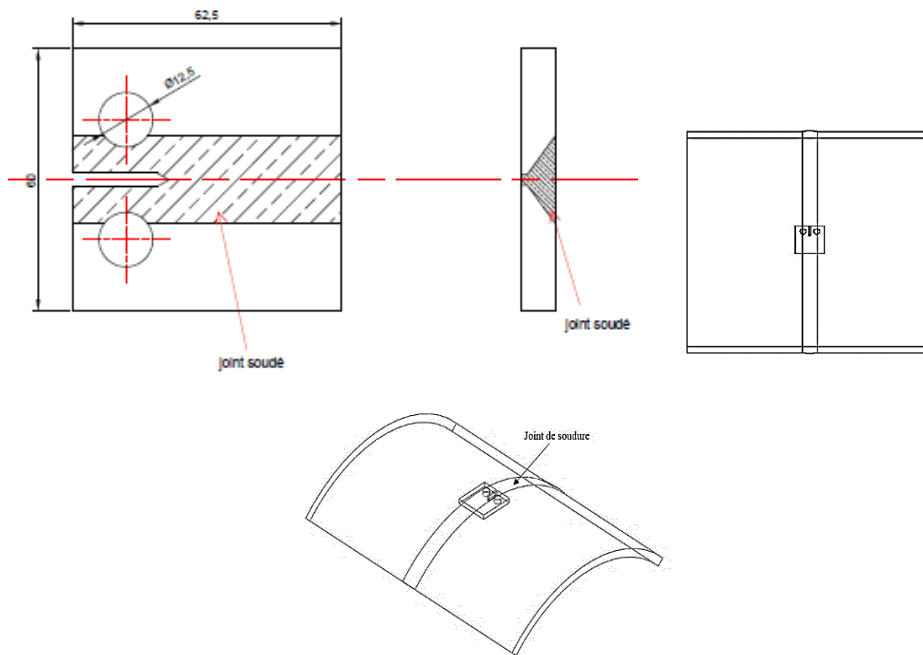


Figure 43: Epreuve prélevée dans le métal fondu

### II.4.2 Calcul du facteur d'intensité de contrainte :

Le facteur d'intensité de contrainte  $K$  dans le cas d'une géométrie CT est donné par la relation suivante :

$$K = \frac{P}{B\sqrt{W}} f(\alpha) \quad 19$$

Ou :

$P$  : est la charge appliqué [N].

$W$  : est la largeur de l'éprouvette depuis l'axe de chargement [m].

$B$  : est l'épaisseur de l'éprouvette [m].

$\alpha = a/w$  :  $a$  est la longueur de fissure.

$f(a/w)$  : est une fonction de complaisance qui prend une forme différente selon le type de l'éprouvette.

Pour  $0.2 < a/w < 0.3$  la fonction de complaisance  $f(a/w)$  établie par Newman [49] est de la forme :

$$f(a/w) = 4.55 - 40.32(a/w) + 414.7(a/w)^2 - 1698(a/w)^3 + 3781(a/w)^4 - 4287(a/w)^5 + 2017(a/w)^6 \quad 20$$

Pour  $0.3 < a/w < 0.7$ , la fonction de complaisance  $f(a/w)$  est de la forme :

$$f(a/w) = 29.6(a/w)^{1/2} - 185.5(a/w)^{3/2} + 655.7(a/w)^{5/2} - 1017(a/w)^{7/2} + 638.9(a/w)^{9/2} \quad 21$$

Généralement pour  $a/w > 0.3$ , les expressions 20 et 21 donnent sensiblement les mêmes résultats.

Nous pouvons aussi utiliser la relation (Norme ASTM E 399).

$$K = \frac{P(2+\alpha)}{B\sqrt{w}(1-\alpha)^{3/2}} f(\alpha) \quad 22$$

Avec :

$P$  : est la charge appliquée

$$f(\alpha) = 0.886 + 4.64(\alpha) - 13.31(\alpha)^2 + 14.72(\alpha)^3 - 5.6(\alpha)^4 \quad 23$$

Avec :  $\alpha = a/w$

Les relations 21, 22 et 23 pour  $a/w > 0.3$  donnent des valeurs du facteur d'intensité de contrainte bien proche [50].

Afin d'explorer le domaine des moyennes et fortes vitesses de fissuration, nous avons imposé un chargement sinusoïdal d'amplitude constante, pendant toute la durée de l'essai, avec un rapport de charge  $R = P_{\min}/P_{\max} = 0.1$ , et à une fréquence de 25 Hz.

### II.4.3 Rapport de charge

Dans le domaine de transport de gaz, un gazoduc en API X60 d'épaisseur 14.3 mm, travail à la pression maximale de service de 138 bar, la pression minimale est de l'ordre de 80 % de la PMS, la pression interne dans le gazoduc elle n'est pas constante, elle fluctue quotidiennement, hebdomadairement, mensuellement et annuellement, ce qui engendre des contraintes exécrées sur les fissures. La figure 39 est un enregistrement de la pression dans un poste de sectionnement de GRTG, elle montre la fluctuation entre la pression minimale à la pression maximale, ce qui n'est que le rapport de charge  $R$  [38, 51].

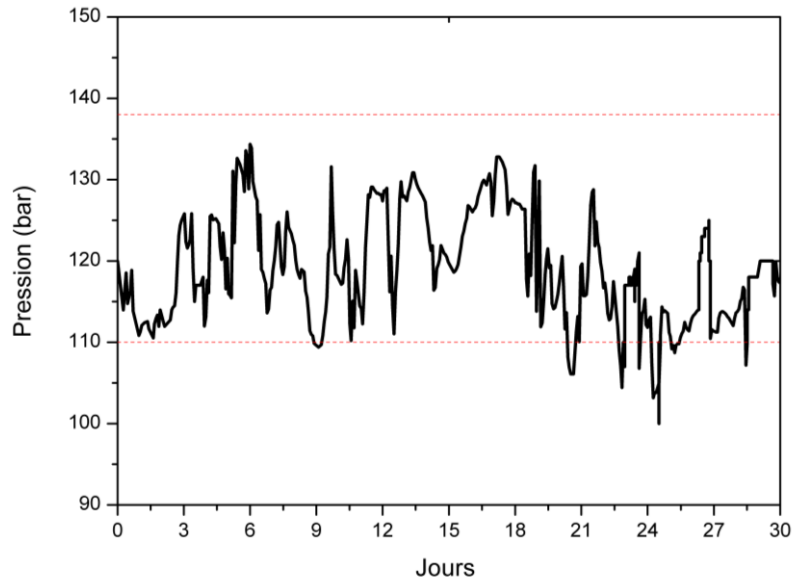


Figure 44: Enregistrement de la pression dans une canalisation pendant 30 jours [6]

Dans le cadre de cette étude, le rapport de charge  $R$  qui a été choisie  $R=0.1$ , il caractérise le rapport de variation de la pression maximale de service avec la pression minimale

#### II.4.5 Méthode de calcul de la vitesse de fissuration :

Pour traiter les données expérimentales, nous avons mis en œuvre un programme faisant intervenir un lissage de la courbe  $a=f(N)$  en se basant sur une méthode polynomiale incrémentale utilisant le lissage d'une série de points successifs par un polynôme dont la croissance est monotone dans cet intervalle. L'équation de la courbe lissée est de la forme :

$$a_i = b_0 + b_1 \left( \frac{N_i - C_1}{C_2} \right) + b_2 \left( \frac{N_i - C_1}{C_2} \right)^2 \quad 24$$

$b_0$ ,  $b_1$  et  $b_2$  : Paramètres de régression déterminés par la méthode des moindres carrés dans un intervalle de sept points.

Les paramètres  $C_1$  et  $C_2$  sont utilisés pour normaliser les données

$$C_1 = \frac{1}{2} (N_{i-3} + N_{i+3}) \quad 25$$

$$C_2 = \frac{1}{2}(N_{i+3} - N_{i-3}) \quad 26$$

La vitesse de fissuration au point  $a_i$  est obtenue à partir de la dérivée de la première expression.

$$\frac{da}{dN} = \frac{b_1}{C_2} + 2b_2 \left( \frac{N_i - C_1}{C_2^2} \right) \quad 27$$

## II.5 Résultats et discussions :

### II.5.1 Vitesses de propagation

Les essais de fissuration ont été effectués à l'air ambiant et avec un rapport de charge ( $R=0,1$ ) pour le matériau étudié dans les trois zones, MB et MF et la ZAT. La figure 43 représente l'extension de la fissure en fonction du nombre de cycles.

Afin de comparer plus clairement l'évolution de la vitesse de fissuration dans les trois zones, nous avons choisi de les représenter par leurs droites de régression linéaire respectives obtenues à partir des points expérimentaux (méthode des sept points) sur les parties linéaires des courbes.

En effet, nous pouvons remarquer que les courbes présentent une allure quasi rectiligne sur une grande partie du domaine exploré, pouvant être présentée par une loi de PARIS de la forme :

$$\frac{da}{dN} = C(\Delta K)^m \quad 28$$

L'exposant  $m$  est de l'ordre de :

- 2,4 dans le métal de base (MB)
- 6,1 dans le métal fondu (MF)
- 3,4 dans la zone affectée thermiquement (ZAT)

Les résultats des essais de fissuration obtenus dans les deux zones consignés respectivement dans le tableau

Tableau 6:Loi de Paris dans les différentes zones étudiées	
Désignation	Loi de Paris
Métal de basse	$da/dN=7,83E^{-8}\Delta K^{2,4}$
Métal fondu	$da/dN=2,54E^{-12}\Delta K^{6,1}$
zone affectée thermiquement	$da/dN=4,25E^{-9}\Delta K^{3,4}$

Les résultats obtenus concernant les différentes éprouvettes sont représentés par les figures 45 et 46. Pour les faibles niveaux de  $\Delta K$ , on observe généralement une légère différence entre la ZAT et le métal de base MB. Cependant, l'écart entre ces vitesses augmente lorsque  $\Delta K$  augmente pour atteindre quatre fois la valeur. Ce phénomène est rencontré dans le cas des aciers au carbone notamment le l'API X60.

Pour le cas du métal fondu et de la zone affectée thermiquement, la fissure n'a pas déviée de son plan initial (sens de propagation de la fissure), ce qui signifie que le choix du métal d'apport était adéquat. A noter aussi que ce métal d'apport présente une limite d'élasticité supérieure à celle du métal de base, ce qui nous positionne dans un domaine d'over matching.

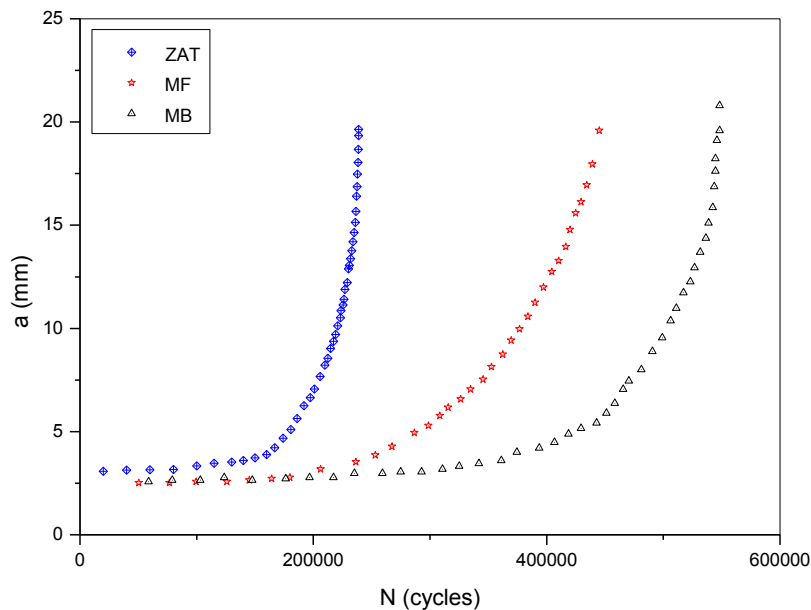


Figure 45:Extension de la fissure en fonction du nombre de cycles pour les trois zones étudiées

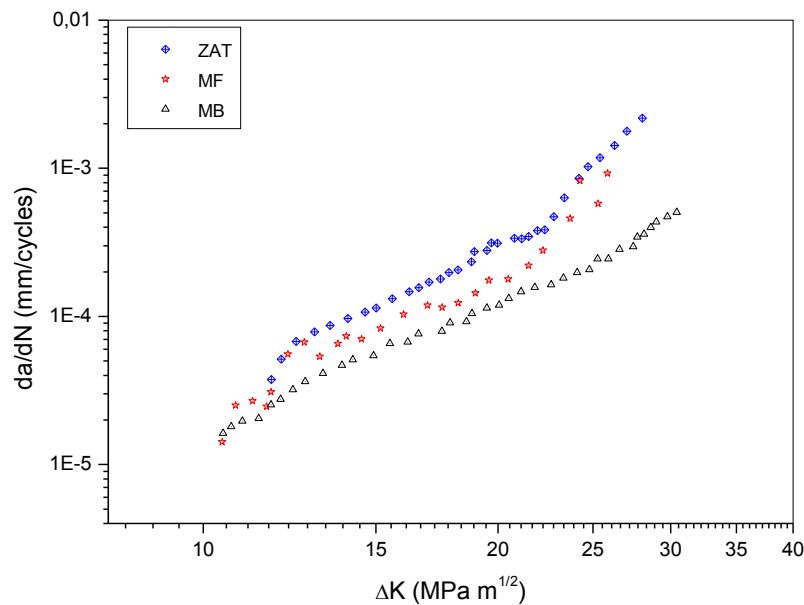


Figure 46: Evolution de la vitesse de fissuration en fonction de  $\Delta K$  pour les deux zones étudiées

## II.6 Estimation de la ténacité

### II.6.1 Démarche expérimentale

L'étude a été menée sur des éprouvettes soudées bout à bout, de nuances API X60 de 10 mm d'épaisseur. Les éprouvettes ont été réalisées par soudage à l'arc électrique

Le programme d'étude représentait un volume de plus de 03 essais de rupture qui ont permis d'établir des courbes de transition en ténacité exprimées en terme de  $K_v$  en fonction de température. Les différentes zones testées étaient :

- Le Matériau de base.
- Le Métal fondu.
- La ZAT.

### II.6.2 Représentation des corrélations utilisées pour évaluer la ténacité à rupture

La norme BS7910 de 1999 décrit la méthode de calcul de l'admissibilité des défauts existants dans les assemblages soudés. Une partie de ce chapitre est consacré à la détermination de la ténacité à partir des essais de résilience.

La norme précise, qu'il est toujours préférable de réaliser la mesure directe de la ténacité. Dans le cas où cela n'est pas possible, une estimation de  $K_{mat}$  peut être faite à partir des corrélations provenant d'essais de résilience à condition que ceux-ci aient été réalisés à l'endroit où est située l'entaille. L'orientation de cette l'entaille en V de l'éprouvette Charpy devra reproduire le chemin de fissuration. Il existe trois corrélations telles que :

- une relation sécuritaire pour le plateau fragile et la zone de transition.
- une relation sécuritaire pour le plateau ductile.
- l'approche Master-Curve pour le plateau fragile et la zone de transition.

Les deux premières corrélations permettent de calculer la ténacité uniquement à la température de réalisation des essais de résilience.

La troisième corrélation permet de déterminer la ténacité à la température souhaitée. Elle prend en compte l'épaisseur du produit, la température de transition T27J et permet également de sélectionner le niveau de probabilité à rupture.

Ces corrélations ne sont valables que pour les essais de résilience réalisés sur les éprouvettes standards de dimensions 10x10, entaillées en V.

Le schéma de la figure 47 permet de sélectionner la relation appropriée.

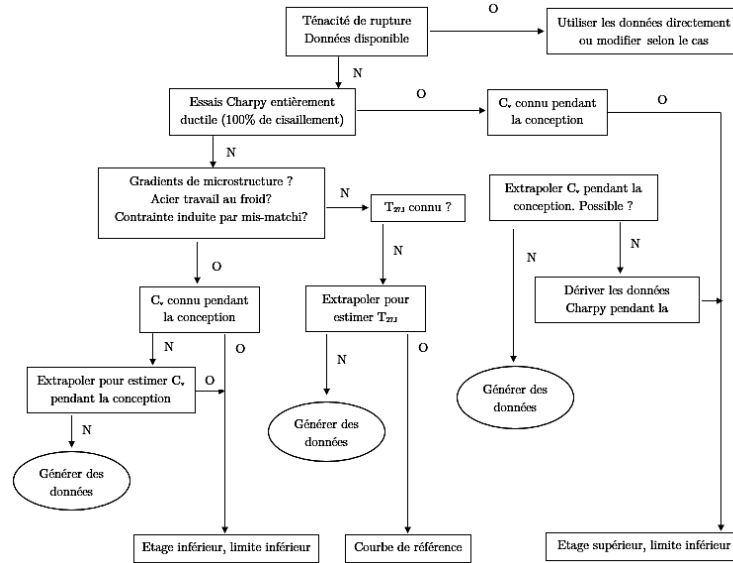


Figure 47: Procédure à appliquer pour sélectionner la corrélation appropriée Charpy V-ténacité

### II.6.3 Zone fragile et de transition de la courbe de résilience

L'expression 29 est applicable à une large gamme d'acier et validée pour différentes épaisseurs.

$$K_{mat} = \frac{820\sqrt{KV}-1420}{B^{1/4}} + 630 \quad 29$$

La corrélation ne permet de déterminer la ténacité qu'à la température des essais de résilience.

$K_{mat}$ : Ténacité estimée ( $N/mm^{3/2}$ )

B: Épaisseur du matériau pour laquelle une estimation de  $K_{mat}$  est demandée (mm)

$K_V$ : Résilience à la température pour laquelle on détermine la ténacité (J)

#### II.6.4 Comportement entièrement ductile plateau supérieur de la courbe de transition :

Dans le cas où l'éprouvette de résilience présente un faciès entièrement ductile (100%), la corrélation sécuritaire s'écrit sous forme :

$$K_{mat} = 17 KV + 1740 \quad 30$$

$K_{mat}$  : Ténacité estimée ( $N/mm^{3/2}$ )

$K_V$  : Résilience Charpy V en (J)

Cette relation est valide pour des valeurs de résilience supérieures à 60J, et elle ne permet de déterminer la ténacité qu'à la température des essais de résilience.

#### II.7 Critique de la méthode

Au travers de l'étude bibliographique nous avons mis en évidence les paramètres clés qui différencient fondamentalement l'essai de résilience de l'essai de ténacité qui sont :

- La taille des éprouvettes.
- Le niveau de contraintes résiduelles existant dans les éprouvettes, qui est fonction de leur taille.
- La vitesse d'application de la charge (dynamique et quasi-statique).
- Le phénomène physique qui caractérise chacun des L'acuité de l'entaille.

Ces paramètres influencent d'une manière significative la courbe de transition en température de la résilience et par conséquent la ténacité.

Cette constatation justifie l'absence d'une formule universelle permettant de corréler l'énergie de résilience et le paramètre de ténacité exprimé en terme de  $K_{IC}$  quel que soit le matériau ou le domaine d'application.

Il est à noter que dans une courbe de transition en température on distingue 2 domaines :

- Un domaine fragile — transition.
- Le plateau ductile.

De ce fait, pour chaque partie de la courbe de transition des corrélations appropriées sont établies. Elles ont été validées par un nombre d'important d'essais sur des aciers pour appareil de pression et pipelines, des soudures et des ZAT.

Leurs applications peuvent être élargies pour une même gamme de matériaux métalliques ou d'assemblages soudés.

### II.8 Préparation des éprouvettes

Les éprouvettes utilisées sont du type Charpy, et la position du prélèvement (norme NF 89-202) est indiquée à la figure 48. Ces éprouvettes ont été polies mécaniquement au papier (500), et une attaque chimique au perchlorure de fer (figure 49) a été réalisée pour faire apparaître les différentes zones de la soudure.

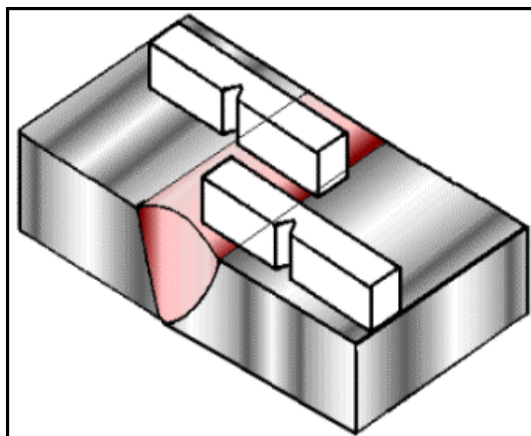
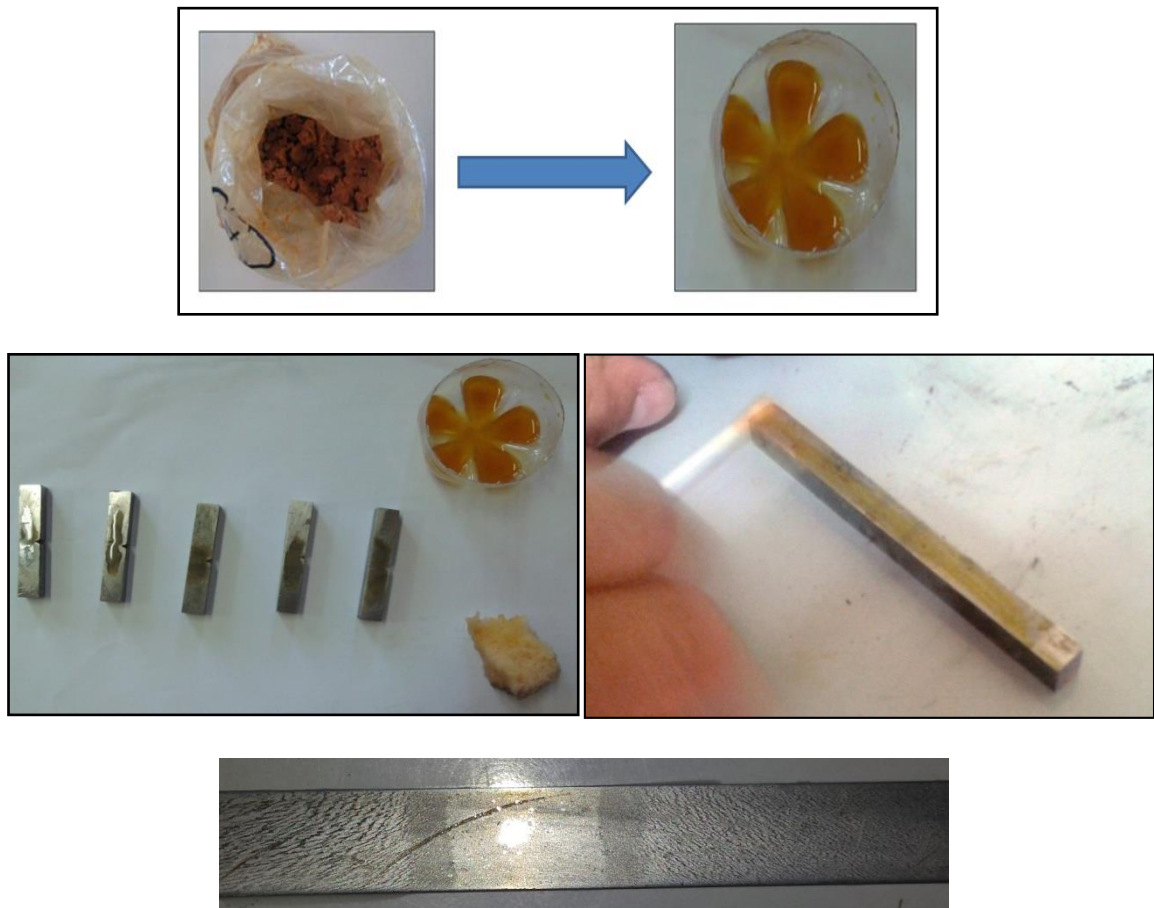


Figure 48: Position du prélèvement des éprouvettes Charpy.



**Figure 49** .Schématisation de préparation du produit chimique.

#### 4-2- Machine utilisée :

Les essais ont été effectués sur une machine appelée mouton pendule de type « RKP 450 »



**Figure 50:** RKP 450 - Moutons pendule jusqu'à 450 joules

### II.9 Conditions d'essais :

La plage de températures des essais devait permettre d'obtenir des mesures de la ténacité du palier inférieur jusqu'au début de la courbe de transition. Pour chaque température et chaque zone, trois éprouvettes ont été utilisés. Le liquide réfrigérant utilisé pour abaisser la température des éprouvettes est l'azote associé à l'alcool (figure 51), et pour le chauffage des éprouvettes nous avons utilisé le four Nabertherm du laboratoire de matériaux du département de génie mécanique. Pour mesurer la température, nous avons utilisé un thermomètre digital (figure 52).



**Figure 51:** Système de refroidissement à l'aide de l'azote

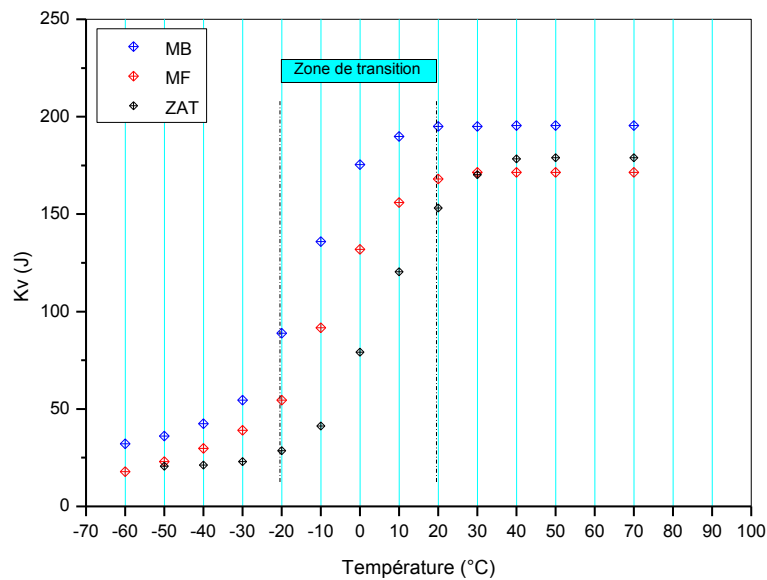


**Figure52 :** Thermomètre Digitale

### II.10 Discussions des résultats :

Les résultats obtenus sont présentés par la (figures 53) ci-dessous. En comparant les résultats présentés dans ces figures, soit les valeurs mesurées, leur variation sur une gamme de température (de -60 à 70°C), la forme des courbes de transition évaluées pour les types d'éprouvettes testées et les valeurs minimales d'énergie de rupture, les conclusions suivantes peuvent être tirées

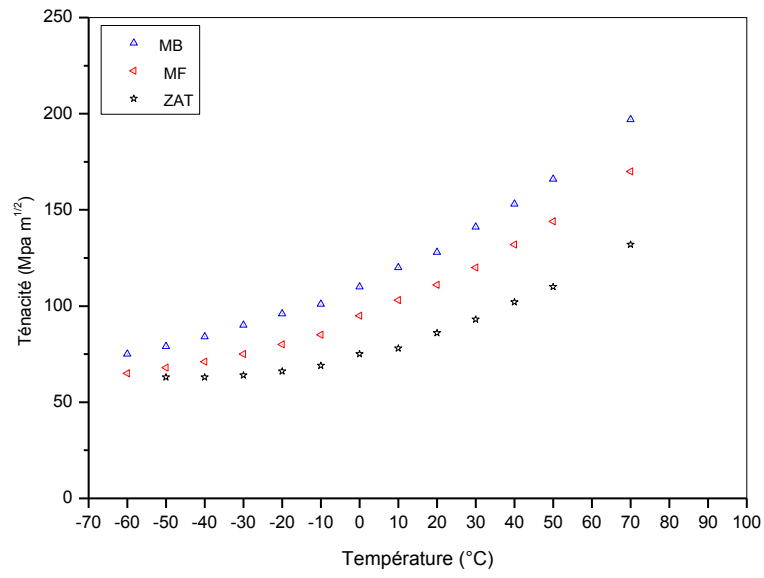
- Globalement les résiliences les plus faibles correspondent aux éprouvettes pour des gammes de température inférieure à -20°C. La résilience semble augmenter jusqu'à la température ambiante (20°C) et reste pratiquement inchangé, ou une légère hausse pour les températures jusqu'à 70°C.
- A basse températures (inférieur à -30 °C), nous avons pratiquement obtenus le même ordre de grandeur de l'énergie dans les trois zones. La plage entre (-20 °C et 20 °C) caractérise les températures de transitions, qui sont comme suite :
- Pour le métal de base MB cette transition est cernée entre (-20°C et 20°C) ce qui explique que le palier de ductilité se stabilise avant 0°C et par conséquent on parle de ductilité stable.
- Par contre pour la ZAT cette transition est cerné entre (-20°C et 20°C), avec un crochet de pré stabilisation de (20°C et 20°C), ce qui confère à cette zone un comportement moins stable que le métal de base. Ce phénomène indique qu'il y a un changement de structure.
- Pour le métal fondu MF, se situe entre les deux configurations, cette transition est très remarquable dans les graphes de filiations de microdureté.



**Figure 53** : Courbe de résilience des trois zones (MB, MF et ZAT)

Les résultats de ténacité présentés par la (figures 54) sont obtenus par corrélation et par l'introduction d'un facteur d'incertitude (distribué selon une loi de distribution de Weibull, loi du minimum) dans la corrélation de Wallin.

On remarque que pour des faibles températures une ténacité moyenne stable pour les trois zones. Dans la phase de transition, et on remarque une évolution logique mais inversement proportionnelle aux lois de comportement des trois zones, ce qui caractérise les aciers travaillant sous pression. A partir 0°C les valeurs de ténacité se stabilisent, avec des valeurs plus élevées dans le métal de base (MB) que pour le métal fondu (MF), avec des valeurs moins pour la ZAT. Par conséquent les paramètres utilisés par Wallin pour la loi de distribution de Weibull paraissent raisonnables.



**Figure 54** : Courbe de ténacité des trois zones (MB, MF et ZAT)

## Chapitre III

### Simulation Numérique

### III. Introduction

Dans cette partie consacrée à la simulation numérique, elle est divisée en deux grandes parties.

- Une première partie est dédiée à l'approche local ou ont c'est focalisé sur le facteur d'intensité de contrainte (K). en appliquant la méthode des plans d'expérience la simulation su deux matériaux le API X52 et le API X60
- Une deuxième partie est consacré à l'étude de l'approche global ou ont cet intéressés à l'intégral de Rice (J) en utilisant la méthode SINTAP appliquer à l'API X60 comme métal de base et une configuration d'un joint soudé (métal déposé) en se basant sur les propriétés des baguettes a soudé (E6010,E6710,E8010 et E6010)

#### III.1 Choix de la fissure longitudinale

Les gazoducs sous pression. Cette pression constitue une source de contrainte s'exerçant sur la paroi de la conduite. Le sol, autour du pipeline, peut bouger et constitue une autre source de contrainte. Les procédés de fabrication des conduites, tel le soudage, peuvent introduire également des contraintes résiduelles[52, 53].

Dans notre cas, les contraintes s'exercent dans deux directions, figure 57, circonférentielle (contrainte circonférentielle) et longitudinalement (contrainte longitudinale ou axiale suivant l'axe Z).

Généralement Les fissures de fatigue se forment de façon perpendiculaire à la direction de la contrainte principale de traction. Nous trouvons, le plus souvent, des fissures longitudinales car les contraintes circonférentielles sont les plus élevées ; elles sont situées dans les zones de concentrations de contrainte axiale élevée [54-56].

Le but de cette simulation a pour but principal de déterminer la fissure minimale qui ne conduit pas à la rupture de la canalisation en appliquant 100 % de la pression, et de voir l'évolution de la pression d'éclatement en fonction l'évolution du ratio ( $a/t$ ).

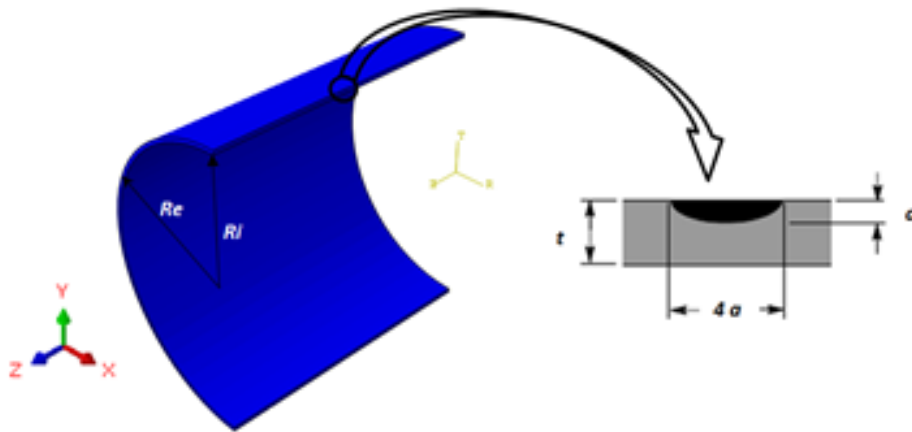


Figure 55: Dimension et géométrie de la fissure

### III.1.2 Modélisation et conditions aux limites

La modélisation en élasto-plasticité est réalisée sur un quart de tube, pour des raisons de symétrie, et un maillage structuré en éléments quadratiques à 8 nœuds est utilisé et les lois de comportement des deux aciers API X52 et API X60 sont intégrées dans le code de calcul abaqus.

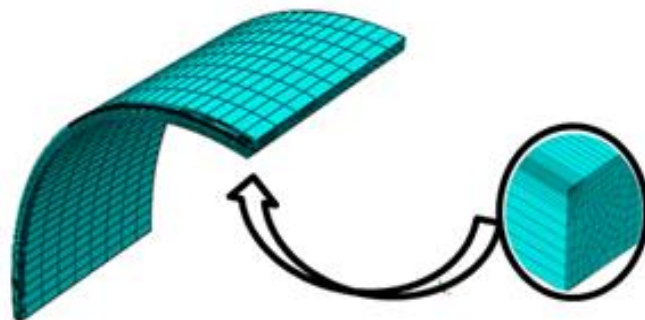


Figure 56: Maillage de la fissure

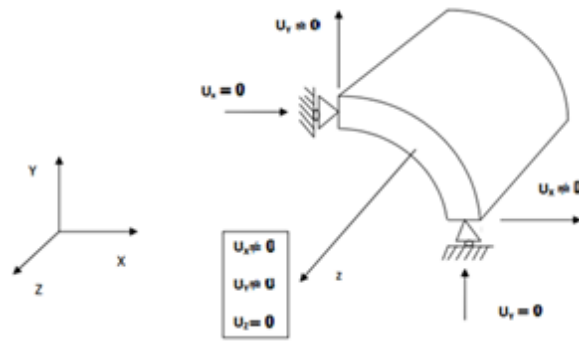


Figure 57: Conditions aux limites

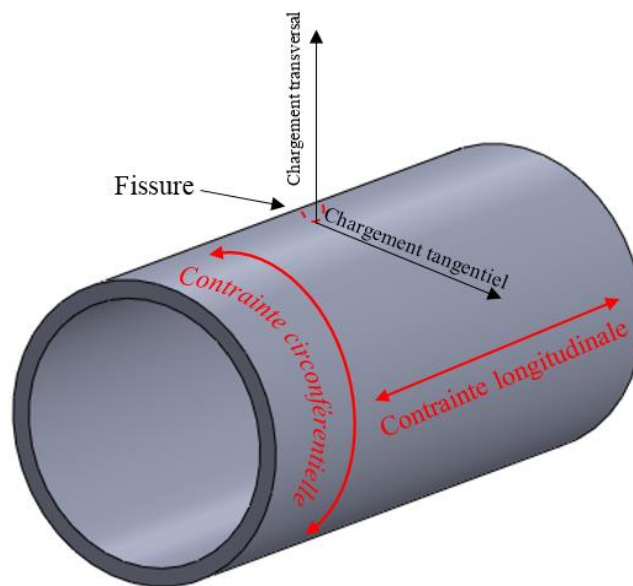


Figure 58: Représentation des repères, contraintes et position de la fissure

Afin de choisir la taille de fissure auquel les tubes résistent aux essais hydrostatique sans propager , nous avons procédé à une simulation de plusieurs taille des fissures (0,4 mm, 0,6 mm, 0,8 mm, 1,2 mm, 1,6 mm et 2 mm) en utilisant la méthode X-FEM (figure 59), le recours à cette méthode est en raison de la présence de singularités (fissures) qui dégradent fortement la convergence du MEF, et par conséquent, il ne suffit pas de raffiner le maillage près de la fissure pour obtenir de bons résultats [16,17,18], la pression maximale appliquée est de 10.4 MPa soit 1.5 la pression de service selon la réglementation de transport gaz algérienne et le constructeur.

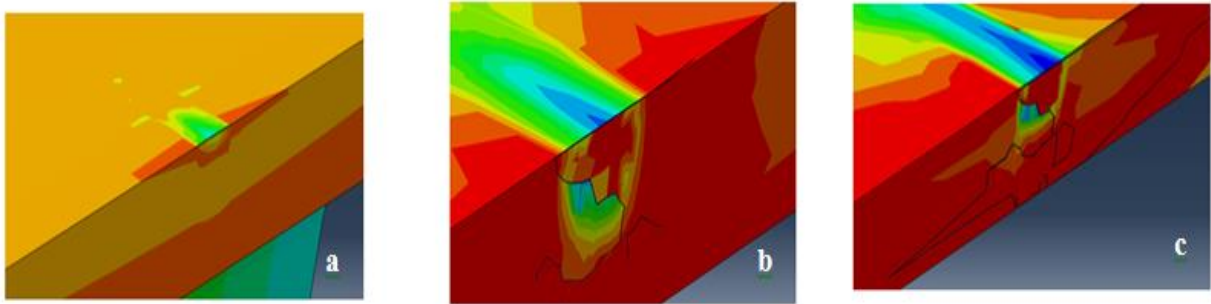


Figure 59: Simulation de la fissure (2mm x 4 mm) avec la méthode X-FEM

a : Step 45 ,time 0,2521/b: Step 95 ,time 0,7059, P=9,01 MPa /c: Step 139 ,time 0,9365, P=9,28 MPa

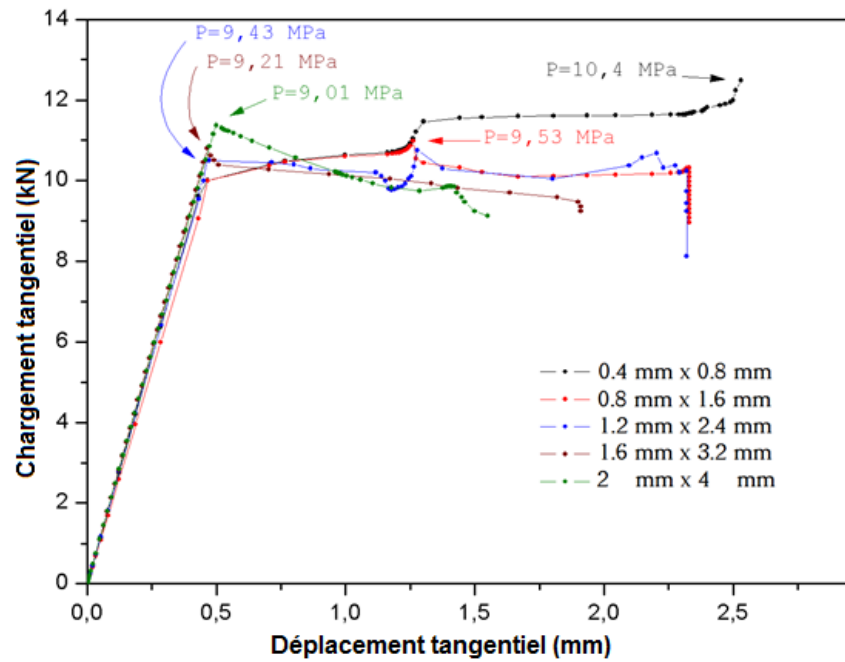


Figure 60: Evolution de la contrainte tangentielle en fonction du déplacement tangentiel pour différentes fissures

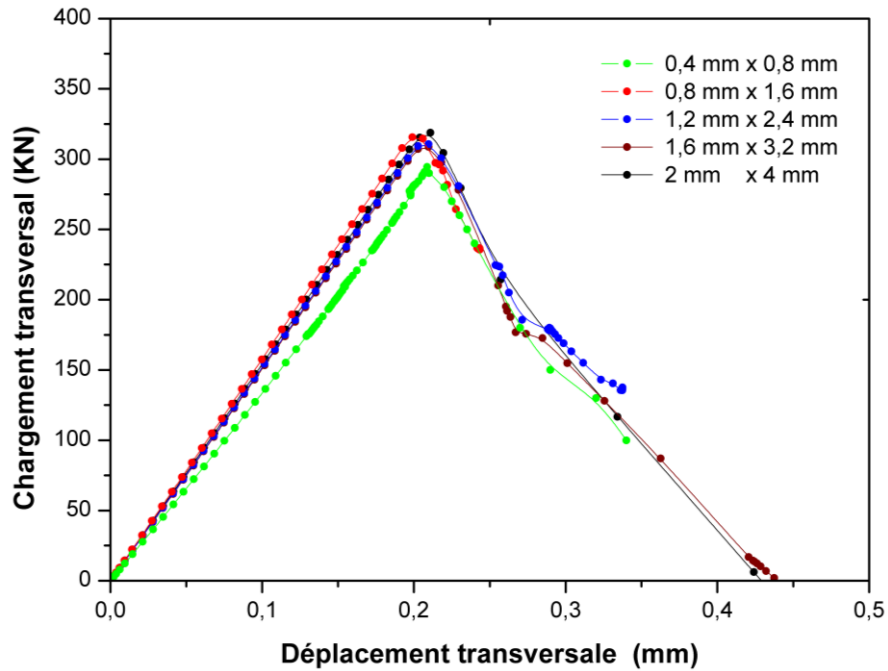


Figure 61: Evolution de la contrainte transversale en fonction du déplacement transversale pour différentes fissures

On observant la figure 60, on constate qu'il existe quatre groupes allures différentes :

- Le premier groupe la fissure (0.4 mm x 0.8 mm), Elle a résisté à la pression maximale ( $p=10.4$  MPa) sans aucune propagation de fissure, c'est la fissure retenue pour toute la suite de cette études et qui va faire l'objet de comparaison avec d'autres travaux expérimentaux.
- Le deuxième groupe (0.8 mm x 1.6 mm), avant d'attendre 1.25 mm de déplacement tangentiel, le comportement est presque identique à celui du premier groupe, néanmoins la fissure cède après application de 91.63 % de la pression maximale, ce qui laisse penser que cette fissure elle se trouve à la limite entre la fissure critique et la fissure qui résiste.
- Le troisième groupe (1.2 mm x 2.4 mm), cette fissure a un comportement mixte, il appartient au quatrième groupe puisque l'apparition de la première fissure dans la partie linéaire du chargement a la pression de 9.43 MPa, et elle appartient au deuxième groupe puisqu'elle résiste malgré la propagation de la première fissure

jusqu'à atteindre 1.28 mm environ de déplacement tangentiel où le matériau ne peut plus résister.

- Le quatrième groupe (1.6 mm x 3.2 mm), (2 mm x 4 mm), dans ce cas, on constate l'apparition des premières fissures dans la partie linéaire du changement tangentiel, elles cèdent à 9.21 MPa 9.01 MPa respectivement.

Par contre, En comparant le chargement transversal avec le chargement tangentiel, on remarque que le premier est trop faible, ce qui explique qu'en général, les fissures se propagent principalement dans la direction longitudinale de la conduite et que la rupture des conduites se produit dans cette même direction.

Comme la pression interne de service est en général la principale cause de contrainte, il est courant dans l'industrie d'exprimer la contrainte dans la paroi de la conduite en fonction de la contrainte circonférentielle, telle que calculée par la formule de Barlow,

- **Contrainte circonférentielles**

$$\sigma_c = \frac{PD}{2t} \quad 31$$

Ou

P : pression.

D : diamètre du tube.

t : l'épaisseur du tube.

- **Contrainte longitudinales**

$$\sigma = 0 \quad \text{Si les extrémités du gazoduc sont libres} \quad 32$$

$$\sigma = \nu \frac{PD}{2t} \quad \text{Si les extrémités du gazoduc sont bloqués} \quad 33$$

Avec  $\nu=0.3$ ,

Quel que soit le cas considéré la contrainte maximale est la contrainte circonférentielle

$$\frac{1}{3} * \sigma_c \leq \sigma_L \leq \frac{1}{2} \sigma_c \quad 34$$

### III.2 Principe de la méthode des plans d'expérience

Les plans d'expériences permettent d'organiser au mieux les essais qui accompagnent une recherche scientifique ou des études industrielles. Ils sont applicables à de nombreuses disciplines et à toutes les industries à partir du moment où l'on recherche le lien qui existe entre une grandeur d'intérêt, qu'on va la nommée  $Y$ , et des variables,  $X_i$ . [57, 58].

La technique des plans d'expériences permet de répondre à beaucoup d'exigences. En effet, le principe consiste à faire varier simultanément chaque niveau de un ou plusieurs facteurs (qui sont les variables) à chaque simulation [59, 60].

Dans notre cas, la grandeur d'intérêt est le facteur d'intensité de contrainte et les variables sont l'épaisseur, la limite élastique et la pression.

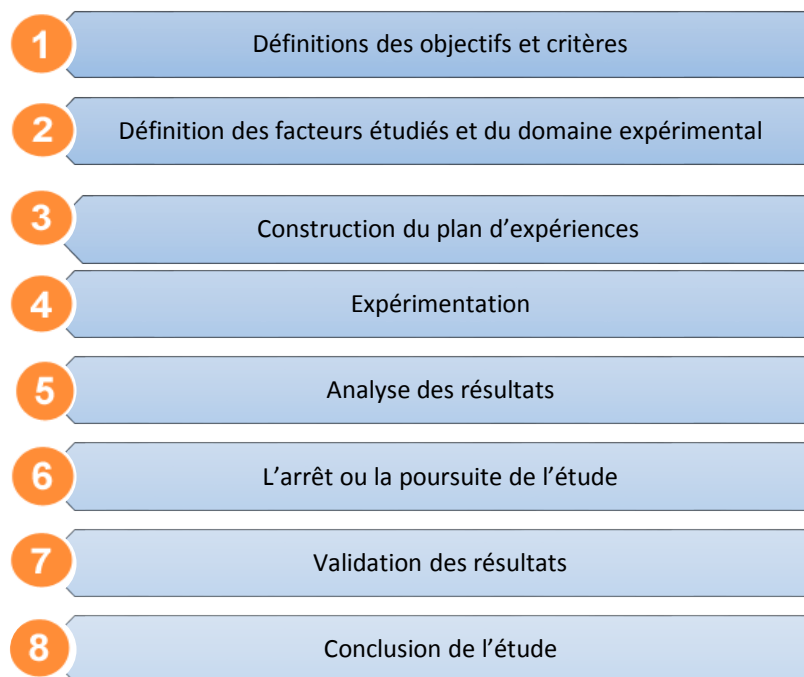


Figure 62: Démarche méthodologique

### III.2.1 Application de la méthode des plans d'expériences

Dans notre cas, nous avons procédé à une simulation en utilisant le code de calcul Abaqus de deux pipelines (API X52 et API X60) sous deux pressions (7,1 Mpa, 10,4Mpa) et a différent épaisseur (5,6 mm, 7,1 mm) en présence d'une fissure semi-elliptique (0,4 mm x 0,8 mm), que nous avons retenu de la première simulation[61].

Tableau 7: Différents paramètres et niveaux choisis.

N°	Paramètre	Symbole	Unité	niveau	
				Bas (-1)	Haut (+1)
1	Epaisseur	E	mm	5,6	7,1
2	Limite élastique	Ys	MPa	359	414
3	Pression	P	MPa	7,1	10,4

Dans notre cas, la matrice de simulation est représentée par le tableau 7. Les points simulés définissant le champ expérimental d'étude sont situés aux sommets d'un hypercube représenté sur la figure 62 réalisant une matrice de type  $2^k$  expériences,

Les effets des facteurs et leurs interactions sur une propriété spécifique peuvent être estimés par les valeurs des coefficients d'un modèle mathématique du type polynomial du premier degré (par rapport à chaque variable) représentant la relation de cause à effet entre la réponse Y et les facteurs Xi.

Dans ce cas, un plan  $2^3$  est associé à un modèle mathématique.

$$y = a_0 + a_1 \cdot X_1 + a_2 \cdot X_2 + a_3 \cdot X_3 + a_{12} \cdot I_{12} + a_{13} \cdot I_{13} + a_{23} \cdot I_{23} \quad 35$$

Ou

$a_0$  : la moyenne générale.

$a_1, a_2, a_3$  : Effet de l'épaisseur, la limite élastique et la pression respectivement.

$a_{12}$  : Effet de l'interaction entre l'épaisseur et la limite élastique.

$a_{13}$  : Effet de l'interaction entre l'épaisseur et la pression.

$a_{23}$  : Effet de l'interaction entre la limite élastique et la pression.

$I_{12}, I_{13}$  et  $I_{23}$  : Interaction entre les différentes variables.

Tableau 8:Matrice de simulation

N° Essai	Epaisseur (mm) (E) $\equiv$ (X <sub>1</sub> )	Limite élastique (MPa) (Y <sub>s</sub> ) $\equiv$ (X <sub>2</sub> )	Pression (MPa) (P) $\equiv$ (X <sub>3</sub> )	J (KJ/m <sup>2</sup> ) (Y)
01	5,6	359	7,1	47,12
02	7,1	359	7,1	38,43
03	5,6	414	7,1	42,82
04	7,1	414	7,1	34,92
05	5,6	359	10,65	196,8
06	7,1	359	10,65	134,2
07	5,6	414	10,65	96,35
08	7,1	414	10,65	34,92

Par absence de résultats expérimentaux, une recherche bibliographique a été faite afin de la prendre comme référence, on observant les résultats de simulation présentés sur le tableau 8. Nous remarquons que la simulation donne de bonne résultats et elles sont très proches des résultats expérimentaux (figure 63).

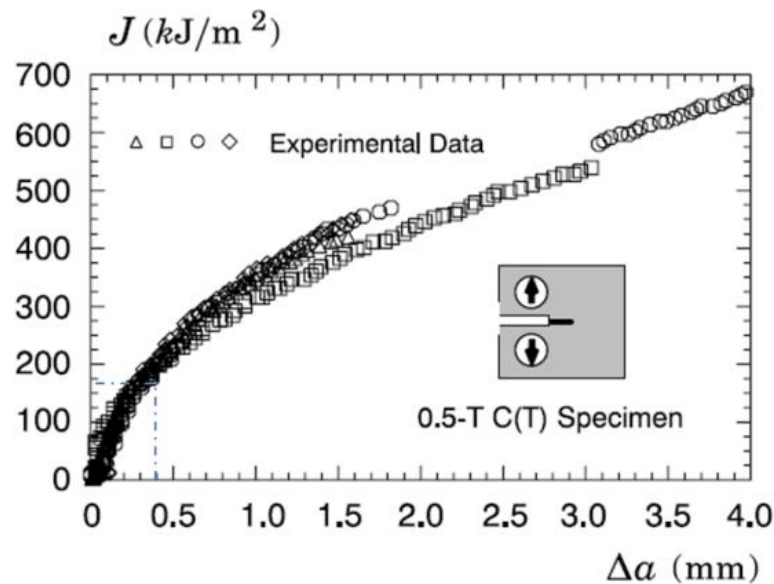


Figure 63: Variation expérimentale de l'inégale J d'un acier API 5L X60 [62]

Le calcul des effets et des interactions est fait par la méthode des moindres carrés qui nous a fourni le modèle mathématique ajusté suivant :

$$y = 78.195 - 17.5775x_1 - 25.9425x_2 + 37.3725x_3 + 0.245I_{12} - 13.43I_{13} - 23.99I_{23} + 0.0475I_{123} \quad 36$$

$$J = 78.195 - 17.5775x_1 - 25.9425x_2 + 37.3725x_3 + 0.245I_{12} - 13.43I_{13} - 23.99I_{23} + 0.0475I_{123} \quad 37$$

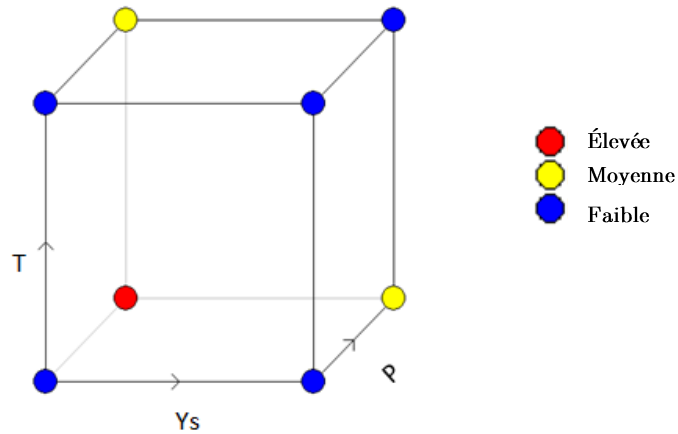


Figure 64: Représentation géométrique du plan  $2^3$

### III.3 Analyse des effets

#### III.3.1 Effet principal de chaque facteur

Dans les figures qui vont suivre, on va représenter l'effet de chaque facteur (Épaisseur( $X_1$ ), Limite élastique( $X_2$ ) et la pression ( $X_3$ )) sur la réponse (intégral J).

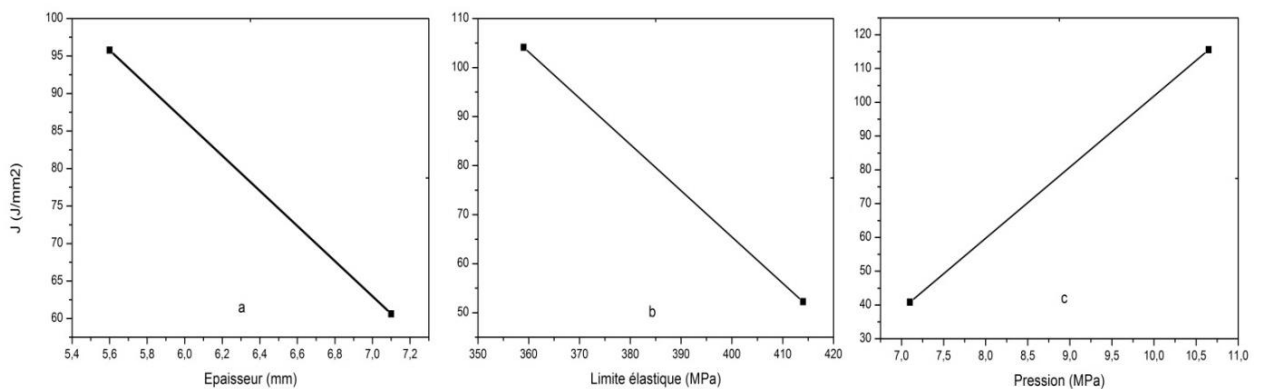


Figure 65: Illustration de l'effet principal des trois facteurs.

A partir de la première courbe représentée dans (figure 64 a), on remarque une régression de l'intégral J avec l'augmentation de l'épaisseur, cette régression elle de l'ordre d'environ 36%, elle varie de 95,77 J / mm<sup>2</sup> à 66,06 J / mm<sup>2</sup> dès que l'épaisseur passe de son niveau bas (5,6 mm) a son niveau haut (7.1 mm), ce qui peut être expliqué par l'existence d'une zone plastique qui se forme au voisinage de la fissure.

Il est plus important dans le cas où l'épaisseur de la canalisation est faible, dans le cas où l'épaisseur de la canalisation est grande, l'inverse se produit (influence de l'épaisseur sur J).

Même effet observé dans (figure 64 b), On constate que l'intégrale J diminue d'environ 50% avec l'augmentation de la limite élastique, il varie de 104,13 J / mm<sup>2</sup> à 52,25 J / mm<sup>2</sup> lorsque la limite d'élasticité passe de 359 MPa a 414 MPa, car contrairement à la figure 11 a, lorsque la taille de la zone plastique a joué un rôle important dans la régression de l'intégrale J, c'est la formation précoce de la zone plastique au voisinage de la fissure dans l'acier ayant une faible limite d'élasticité (APIX52) par rapport à API X60 qui a induit a une importante régression .

Par contre dans la figure 63 c, l'effet opposé est constaté, on remarque une nette augmentation de l'intégrale J avec l'augmentation de la pression, il passe de 40,82 J/mm<sup>2</sup> à 115,56 J/mm<sup>2</sup>, cette augmentation est certainement dû à l'augmentation des contraintes qui s'exerce sur le front de fissure et essaye d'ouvrir la fissure.

### III.3.2 Effet d'interaction entre deux facteurs

Il est possible de créer des graphiques d'interaction, Lorsque nous choisissons une interaction à deux facteurs. La variation de la réponse est observée lorsqu'un facteur varie de son niveau bas vers son niveau le plus élevé.

III.3.3 Interaction entre l'épaisseur et la limite d'élastique

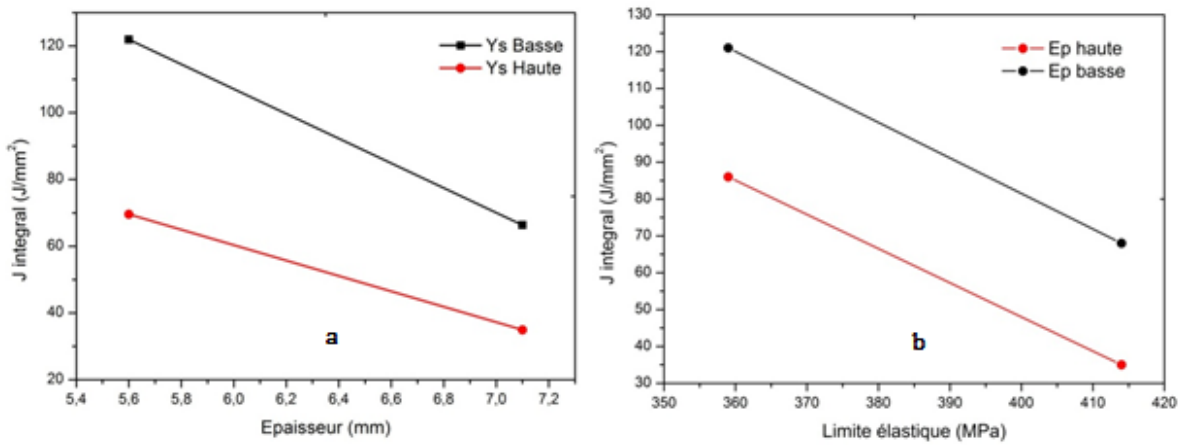


Figure 66: Interaction entre l'épaisseur et la limite d'élastique.  
(a) limite élastique fixe, (b) épaisseur fixe

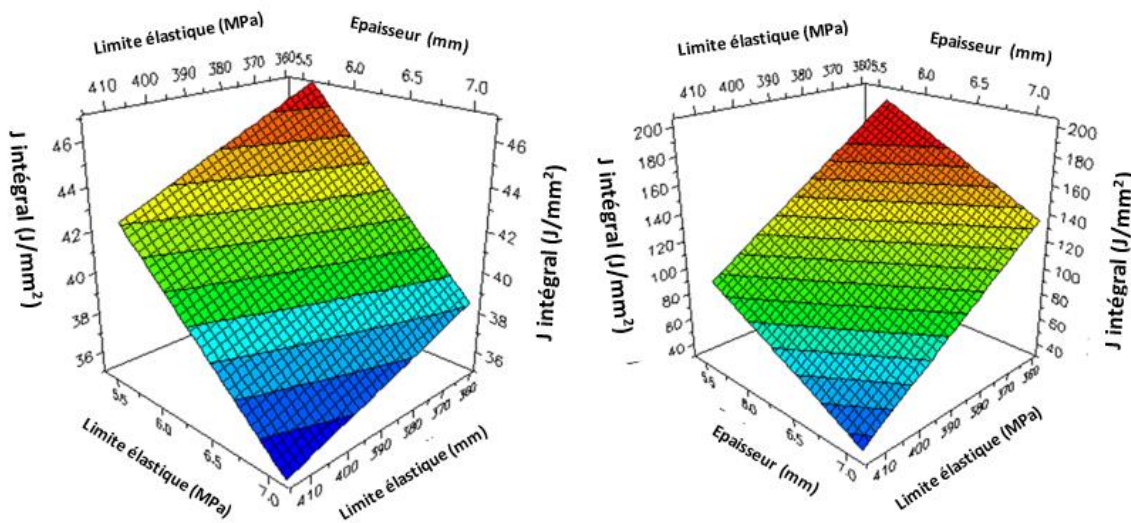


Figure 67: Interaction entre l'épaisseur et la limite élastique par la méthode Surfaces de réponse  
(a) Pression 7.1 MPa, (b) pression 10. MPa

De la figure 66 a, pour des épaisseurs basses, on constate que l'écart est presque le double et dès que les épaisseurs s'accroissent on remarque une diminution de l'intégrale J d'environ 37 % d'une part et d'autre part en observant les valeurs de l'intégrale J dans les deux configurations, on remarque que les valeurs de l'intégrale J dans l'acier où la limite élastique est basse ( $Re = 315$  MPa) sont nettement supérieures à celles de l'acier ayant une grande limite élastique ( $Re=414$  MPa)

De la figure 67.b, on remarque une décroissance de l'intégrale J avec la croissance de la limite élastique dans les deux cas, on observe aussi que les deux lignes sont parallèles ce qui indique que l'écart est conservé presque constant avec l'augmentation de la limite élastique, une autre constatation peut être faite est que les valeurs de l'intégrale J pour le tube où l'épaisseur est minimale sont nettement plus grandes que celles de l'épaisseur maximale.

### III.3.4 Interaction entre l'épaisseur et la pression

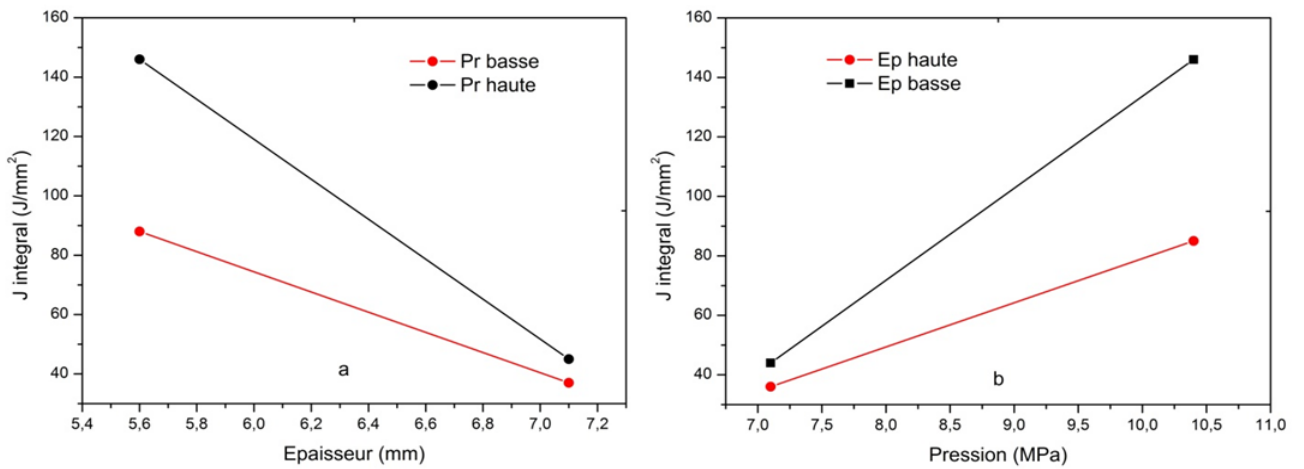


Figure 68: Interaction entre l'épaisseur et la pression limite élastique fixe, (b) épaisseur fixe

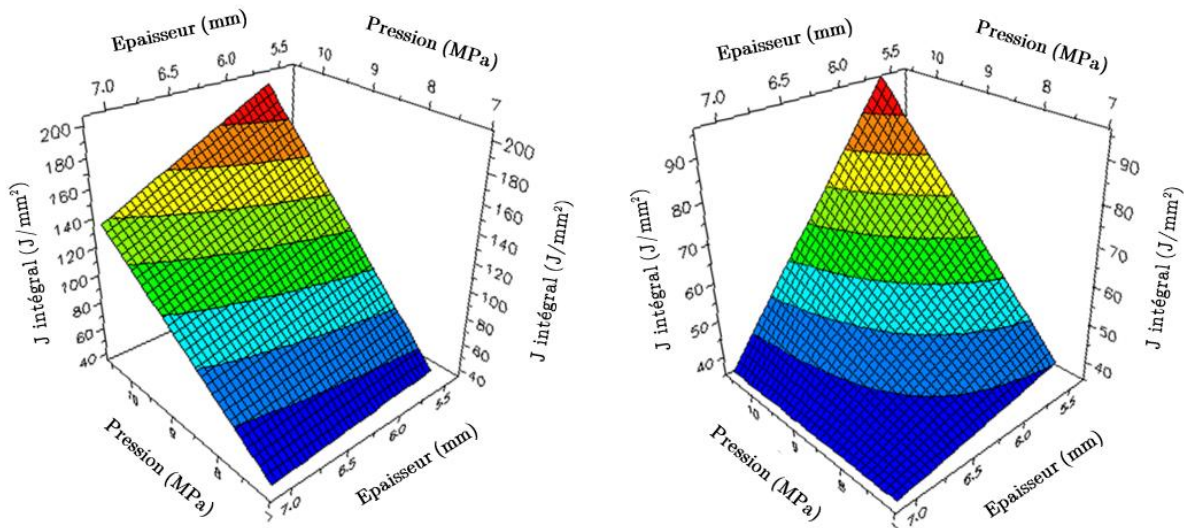


Figure 69: Interaction entre l'épaisseur et la pression par la méthode Surfaces de réponse  
(a) limite élastique 315 MPa, (b) limite élastique 414 MPa

Dans la figure 65.a, on constate une influence majeure de deux paramètres la pression et l'épaisseur, globalement on remarque une diminution de l'intégrale J avec l'augmentation de l'épaisseur, mais on analysant la courbe de plus près, on remarque l'existence de deux cas.

Dans le cas des épaisseurs minimales on remarque que le paramètre pression l'emporte sur le paramètre épaisseur, car pour une même fissure et pour une même épaisseur, l'intégrale J varié d'une manière importante de 88,55 J/mm<sup>2</sup> à 146,57 J/mm<sup>2</sup>, dès qu'on passe de la pression minimale vers la pression maximale.

Dans le deuxième cas, le contraire se produit, l'effet de l'épaisseur l'emporte sur la pression. On remarque que l'écart de l'intégral J diminue d'environ 80 %, et converge d'une manière significative pour des épaisseurs maximales, ce qui peut être expliqué par la formation d'une zone plastique moins importante que dans le premier cas et l'augmentation de la résistance du matériau au front de fissure

De la figure précédente 65.b plusieurs constatations peuvent être faites :

Une augmentation de l'intégral J avec l'augmentation de la pression pour les deux configurations (E<sub>max</sub>, E<sub>min</sub>)

pour des pressions basses et pour les deux cas de configurations, les valeurs de l'intégrale J converge, l'écart et les valeurs de l'intégral J es faible, elles varient entre 35 J/mm<sup>2</sup> pour l'épaisseur maximale et d'environ 45 J/mm<sup>2</sup> pour l'épaisseur minimale par contre pour des grandes pressions l'effet inverse est constaté, on remarque une augmentation de l'intégral J pour les deux configurations, l'augmentation elle est de deux fois et demi (2.5) pour l'épaisseur maximale et de trois fois (3) pour les épaisseurs minimale.

On remarque aussi que les valeurs enregistrées dans le cas des pressions basses est faible par rapport à celui enregistré pour la pression maximale (P=10.56 Mpa)

III.3.5 Interaction entre la pression et la limite élastique

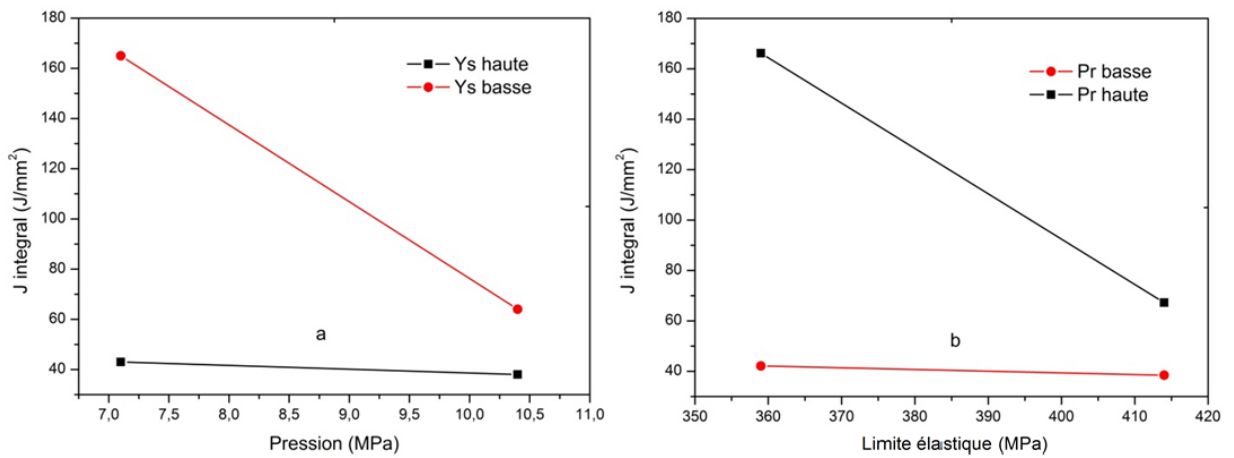


Figure 70: Interaction la pression et la limite élastique

(a) Limite élastique fixe (b) pression fixe

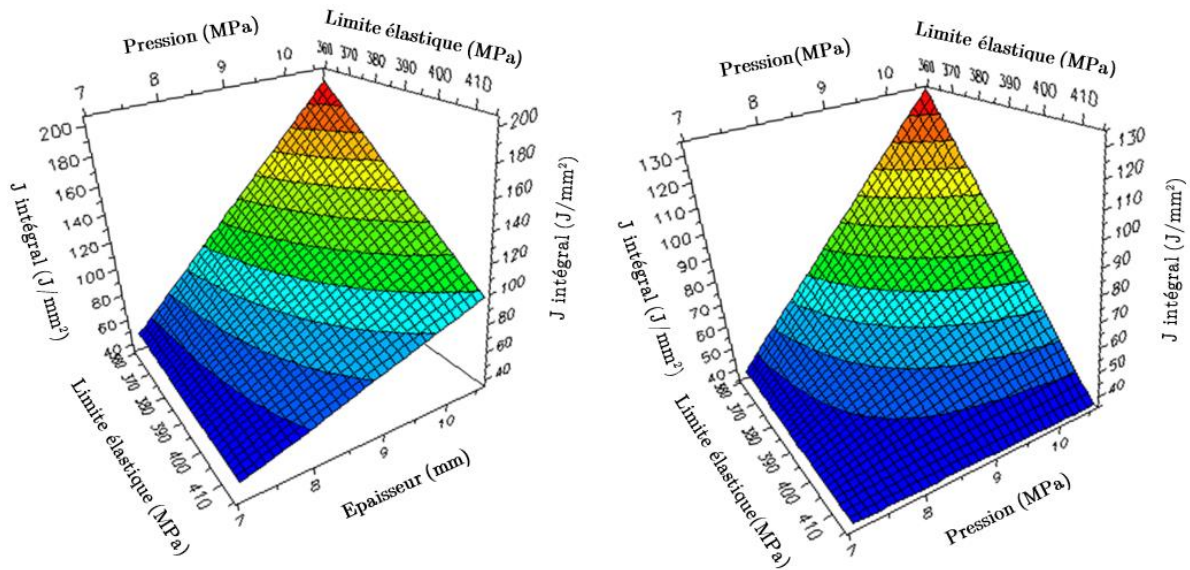


Figure 71: Interaction entre la limite élastique et la pression par la méthode Surfaces de réponse

(a) épaisseur 5.1 mm , (b) épaisseur 7.1 mm

Pour la pression minimales on constate que l'effet de la limite élastique est faible, ce qui signifie la faible variation de l'intégrale J, par contre pour la pression maximale l'effet de la limite élastique est influant car on constate que pour une limite élastique basse, la valeur de l'intégral J est importante et dès que la limite élastique augment tout en maintenant la

pression max l'intégrale J diminue de manière importante de 165.5J/mm<sup>2</sup> à 65.63J/mm<sup>2</sup> sans doute dû à l'effet de résistance du matériau au front de fissure.

On remarque aussi que le paramètre pression l'emporte sur la limite élastique dans le cas où la limite élastique est faible. Par contre le contraire se produit dans le cas où la limite élastique est grande.

De la figure 67.b, on remarque que pour des pressions basses l'intégrale J est peu sensible à la variation de la limite élastique, cette variation est de l'ordre de 9 % environ. Par contre pour la pression (p=10.65 Mpa) l'intégrale J est très sensible à la variation de la limite élastique, il varie de manière décroissante de 165,5 J/mm<sup>2</sup> à 65,63 J/mm<sup>2</sup> avec l'augmentation de la limite élastique.

On constate aussi qu'avec les valeurs de l'intégrale J pour la pression (P=10.65 MPa) sont nettement supérieures à celles où la pression est base.

### III.4 L'influence de tous les facteurs

#### III.4.1 Calcul des résidus

D'après la relation du modèle mathématique trouvé, on calcul les réponses estimées (tableau 9) :

Tableau 9: Calcul des réponses estimées.		
$y_i$	Modèle appliqué de chaque expérience	$y_{\text{préd}}$
y1	$y = 91,63 - 9,53 (-1) - 14,48 (-1) + 50,81 (-1) + 1,97 (1) - 13,68 (1) - 12,53 (1) + 2,17 (-1)$	47,1675
y2	$y = 91,63 - 9,53 (1) - 14,48 (-1) + 50,81 (-1) + 1,97 (-1) - 13,68 (-1) - 12,53 (1) + 2,17 (1)$	38,3825
y3	$y = 91,63 - 9,53 (-1) - 14,48 (1) + 50,81 (-1) + 1,97 (-1) - 13,68 (1) - 12,53 (-1) + 2,17 (1)$	42,7725
y4	$y = 91,63 - 9,53 (1) - 14,48 (1) + 50,81 (-1) + 1,97 (1) - 13,68 (-1) - 12,53 (-1) + 2,17 (-1)$	34,9675
y5	$y = 91,63 - 9,53 (-1) - 14,48 (-1) + 50,81 (1) + 1,97 (1) - 13,68 (-1) - 12,53 (-1) + 2,17 (1)$	196,7525
y6	$y = 91,63 - 9,53 (1) - 14,48 (-1) + 50,81 (1) + 1,97 (-1) - 13,68 (1) - 12,53 (-1) + 2,17 (-1)$	134,2475
y7	$y = 91,63 - 9,53 (-1) - 14,48 (1) + 50,81 (1) + 1,97 (-1) - 13,68 (-1) - 12,53 (1) + 2,17 (-1)$	96,3975
y8	$y = 91,63 - 9,53 (1) - 14,48 (1) + 50,81 (1) + 1,97 (1) - 13,68 (1) - 12,53 (1) + 2,17 (1)$	34,8725

Tableau 10:Matrice de calcul.

N°Essai	Moyenne	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	I <sub>12</sub>	I <sub>13</sub>	I <sub>23</sub>	I <sub>123</sub>	J(Y) (KJ/m)
01	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	38,43
02	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	47,12
03	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	34,92
04	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	42,82
05	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	196,8
06	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	142,1
07	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	134,5
08	1	1	1	1	1	1	1	1	96,35
Effets et interactions	a <sub>0</sub>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	a <sub>12</sub>	a <sub>13</sub>	a <sub>23</sub>	a <sub>123</sub>	
	91,63	-9,53	-14,48	50,81	1,97	-13,68	-12,53	2,17	

Alors, on peut calculer le résidu (tableau 11) pour chaque expérience qui représente la valeur absolue de l'écart entre la réponse expérimentale et la réponse prédite (estimée) avec la relation 35:

$$e_i = |Y_{\text{exp}} - Y_{\text{estimé}}| \quad 38$$

Tableau 11:Calcul des résidus.

Y <sub>exp</sub>	Y <sub>estimé</sub>	e <sub>i</sub>
38,43	38,42	0,0475
47,12	47,12	-0,0475
34,92	34,92	-0,0475
42,82	42,82	0,0475
196,8	196,8	-0,0475
142,1	142,1	0,0475
134,5	134,5	0,0475
96,35	96,36	-0,0475

### III.4.2 Signification des effets

On cherche à déterminer l'influence de chaque variable et chaque interaction sur la réponse pour un risque choisit de 5 %.

Un effet sera dit significatif s'il est pour un risque donné, significativement différent de 0.

On testera donc l'hypothèse :  $H_0 = \langle\langle a_i = 0 \rangle\rangle$

Contre l'hypothèse :  $H_1 = \langle\langle a_i \neq 0 \rangle\rangle$

Les calculs statistiques qui permettent de savoir si les effets sont significatifs, de calculer les intervalles de confiance ou de valider la linéarité du modèle font intervenir d'une part les résidus  $e_i$ , c'est-à-dire la différence entre la valeur expérimentale et la valeur prédite par le modèle et, d'autre part un estimateur de la variance commune des résidus. Cet estimateur est donné par la relation (84) :

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-p} \sum e_i^2 \quad 39$$

Dans ces conditions, on peut montrer que tous les effets ont la même variance donnée par la relation (85) :

$$\sigma_i^2 = \frac{\sigma^2}{n} \quad 40$$

Considérons notre plan d'expérience  $2^3$  dans lequel on néglige l'interaction d'ordre 3, on rassemble les résidus et les variances correspondent à chaque effet dans le tableau 12 :

Tableau 12: Calcul des résidus et des variances.

Yi estimés	$e_i^2$	$\sigma_i$
47,1675	0,015625	0,125
38,3825	0,015625	0,125
42,7725	0,015625	0,125
34,9675	0,015625	0,125
196,7525	0,015625	0,125
134,2475	0,015625	0,125
96,3975	0,015625	0,125
34,8725	0,015625	0,125

a variance commune des résidus est donnée comme suit :

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-p} \sum e_i^2 = \frac{1}{8-7} (8 * 0,015625) = 0,125 \quad 41$$

Et la variance commune de tous les effets :

$$\sigma_i^2 = \frac{\sigma^2}{n} = \frac{0,125}{8} = 0,015625 \quad 42$$

Puis, on trouve le calcul du test « t » pour chaque effet :

$$t_i = \frac{|a_i|}{\sigma_i} \quad 43$$

La table du test donne, pour un risque de 5 % avec  $\nu = n - p = 8 - 7 = 1$ ddl :

$$t(\alpha; \nu) = t(0,05; 1) = 12,706$$

Un effet sera donc significatif au risque de 5% s'il son " $t_i$ " et supérieur à 12,706. On obtient le tableau 13 :

**Tableau 13:** Signification des effets.

ti	Résultat	Remarque
t0 = 1646,21 > 12,71	significatif	L'effet de la valeur constante (moyenne) est significatif
t1=370,05 > 12,71	significatif	L'effet de l'épaisseur est significatif
t2=546,15 > 12,71	significatif	L'effet de la limite élastique est significatif
t3=786,78 > 12,71	significatif	L'effet de la pression est significatif
t12=5,157 < 12,71	Non significatif	L'effet de l'interaction entre l'épaisseur et la limite élastique n'est pas significatif
t13=282,73 > 12,71	significatif	L'effet de l'interaction entre l'épaisseur et la pression est significatif
t23=505,05 > 12,71	significatif	L'effet de l'interaction entre la limite élastique et la pression est significatif

On peut donc considérer que le coefficient  $a_{23}$  n'est pas significativement différent de 0. Donc, ce tableau montre que seul les variables  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_3$  et les interactions  $I_{12}$ ,  $I_{13}$  sont significatives. Il faudrait donc retenir un modèle de la forme :

$$J = 78.195 - 17.5775x_1 - 25.9425x_2 + 37.3725x_3 + 0.245I_{12} - 13.43I_{13} \quad 44$$

### III.4.3 Intervalle de confiance des effets

Nous déterminerons un intervalle de confiance, au risque de 5%, pour les coefficients des effets significatifs :  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_{12}$  et  $a_{13}$ . Si l'on choisit un risque  $\alpha$ , on détermine à l'aide de la table le nombre  $t_{\alpha/2}$  et l'intervalle de confiance d'un effet est donné par :

Le tableau 14 représente l'intervalle de confiance des coefficients des effets significatifs :

<b>Tableau 14:</b> Intervalle de confiance des effets.			
	$a_i$	Borne supérieur	Borne inférieur
1	6,125	5,966175	6,283825
2	3,625	3,466175	3,783825
3	-9,375	-9,533825	-9,216175
12	-1,875	-2,033825	-1,716175
13	3,125	2,966175	3,283825

On constate que la valeur de l'effet comprise dans cet intervalle de confiance est plus proche de 0, ce qui montre bien que le coefficient de l'effet  $a_{23}$  n'est pas significativement différent de 0 au risque de 5%.

### III.5 Principes des Diagrammes intégrité de rupture

Un diagramme d'intégrité de rupture (DIR) ou d'évolution de la rupture donne une approche à 2 paramètres pour évaluer un défaut. Il rend compte de la possibilité d'une rupture fragile et d'une ruine plastique séparément. Ces possibilités sont tracées sur les axes  $K_r$  et  $S_r$ . Le concept nécessite l'utilisation de paramètres de rupture qui permettent une plasticité à grande échelle.

Le facteur d'intensité de contrainte  $K$  est largement utilisée à cet effet. Une fois le diagramme généré, on considère un point d'évaluation qui peut se situer dans la région «acceptable» ou «inacceptable» du diagramme [63].

Par définition Le paramètre  $k_r$ , est défini initialement comme le rapport du facteur d'intensité de contraintes équivalente élastiques sur la ténacité apparent

$$K_r = \frac{K_{Ie}}{K_c^*} \quad 45$$

Et  $S_r$  (La contrainte non dimensionnelle), est définie comme le rapport de la contrainte globale  $\sigma_g$  sur la limite d'écoulement  $R_c$  (qui peut être choisie comme la limite d'élasticité ; la résistance ultime  $R_m$

Ou la limite d'écoulement traditionnelle :

$$R_c = (R_e + R_m)/2 \quad 46$$

et

$$S_r = \frac{\sigma_g}{R_c} \quad 47$$

Le point de fonctionnement d'une structure est représenté par un point de Coordonnées  $(K_r^*, S_r^*)$ , Si ce point est à l'intérieur du diagramme délimité par la courbe d'interpolation ;

la structure conserve son intégrité. Si le point calculé est en dehors de cette zone, la rupture se produit et si le point de fonctionnement se trouve sur la courbe d'interpolation la structure est en point critique.

$$\text{Zone rupture fragile} \quad 0 \leq S_r \leq 0.62S_{r,y} \quad 48$$

$$\text{Zone rupture élasto-plastique :} \quad 0.62S_{r,y} \leq S_r \leq 0.95S_{rmax} \quad 49$$

$$\text{Zone ruine plastique} \quad 0.95S_{rmax} \leq S_r \leq S_{rmax} \quad 50$$

Où  $S_{r,y}$  est la valeur de la pression de teste donnée par le constructeur.

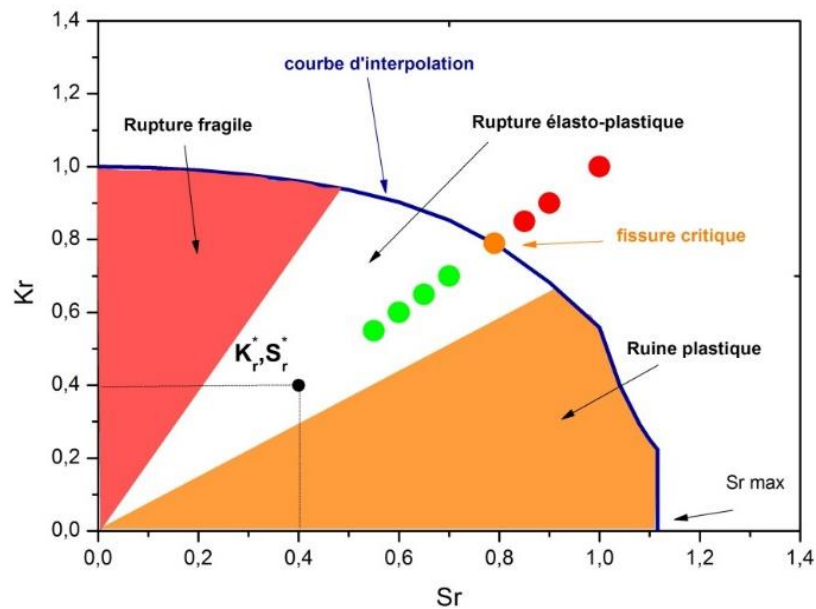


Figure 72: Diagramme intégrité de rupture

### III.5.1 la procédure SINTAP

La rupture est un problème auquel l'homme aura à faire face aussi longtemps qu'il construira des édifices ou fabriquera des structures. Ce problème est actuellement plus crucial avec le développement de structures complexes lié au progrès technologique. Les avancées dans la connaissance de la mécanique de la rupture permettent aujourd'hui, de mieux prévenir le risque de rupture [64].

L'une des méthodes les plus utilisées et les plus répandues dans le domaine de diagnostic des fissures est la SINTAP, car elle offre plusieurs niveaux d'études. Dans notre approche nous avons choisis d'utiliser le code SINTAP [65, 66].

L'autre intérêt du code SINTAP (Structural Integrity Assessment Procedure for european industry) est de proposer à une procédure unifiée à plusieurs niveaux. Ces différents niveaux sont liés à la disponibilité et la qualité des données qui se reflète dans l'erreur et l'exactitude des résultats. Pour cela, il existe plusieurs niveaux d'analyse, de plus en plus complexes, qui permettent selon les données d'obtenir un résultat précis. Le niveau le plus bas permet d'obtenir le résultat le plus conservatif [67].

Par définition Le paramètre  $K_r$ , est défini initialement comme le rapport du facteur d'intensité de contraintes équivalente élastiques sur la ténacité apparente

$$K_r = \frac{K_{Ie}}{K_C^*} = \sqrt{\frac{J_{app}}{J_{IC}}} \quad 51$$

Et  $S_r$  (La contrainte non dimensionnelle), est défini comme le rapport de la contrainte globale  $\sigma_g$  sur la contrainte d'écoulement  $\sigma_f$ , et elle peut être exprimée en fonction du chargement.

$$S_r = \frac{\sigma_n}{\sigma_f} = \frac{P}{P_L} \quad 52$$

$P$  : La charge appliquée

$P_L$  : La charge limitée

$$\text{Ou} \quad \begin{cases} \sigma_f = \frac{\sigma_y + \sigma_u}{2} \text{ for } \sigma_f < 1.2 \cdot \sigma_y \\ \sigma_f = 1.2 \cdot \sigma_y \text{ for } \sigma_f \geq 1.2 \cdot \sigma_y \end{cases} \quad 53$$

$\sigma_y$  : Contrainte d'élasticité ;

$\sigma_u$  : Contrainte ultime à la traction

La procédure SINTAP propose trois niveaux d'investigation, comme le montre la figure 73.

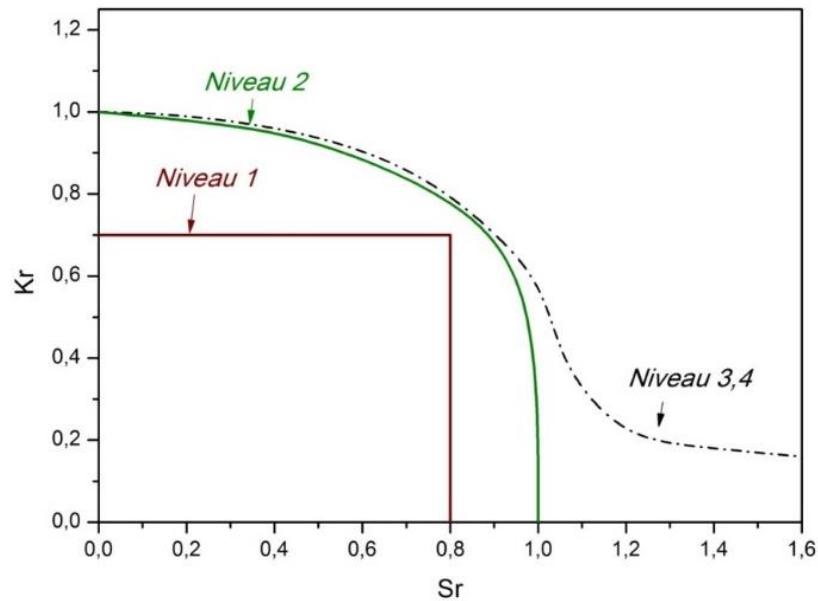


Figure 73: Diagramme d'intégrité de rupture pour trois niveaux d'investigations possibles

- Niveau d'analyse 1 (matériau homogène)

Pour un niveau d'analyse standard (niveau 1), nécessite seulement la connaissance de la ténacité du matériau et ses principales caractéristiques mécaniques (limite d'élasticité et limite à la rupture). Ces différents paramètres sont reliés au travers de l'équation suivante 54 :

$$f(S_r) = \begin{cases} \left[1 + \frac{S_r^{21}}{2}\right]^{-\frac{1}{2}} [0.3 + 0.7 \cdot \exp(-\mu \cdot S_r^6)] \text{ for } S_r \leq 1 \\ f(1) \cdot S_r^{\frac{N-1}{2-N}} \text{ for } 1 \leq S_r \leq S_{rmax} \\ 0 \text{ for } S_r \geq S_{rmax} \end{cases} \quad 54$$

Avec

$$\mu = \min \left[ 0.001 \cdot \left( \frac{E}{\sigma_y} \right); 0.6 \right] \quad 55$$

$$N = 0.3 \cdot \left( 1 - \frac{\sigma_y}{\sigma_u} \right) \quad 56$$

$$S_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{\sigma_y + \sigma_u}{\sigma_y} \right) \quad 57$$



Avec

$$S_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{R_e + R_m}{R_e} \right) \quad 67$$

La contrainte  $\sigma_{ref}$  est la contrainte vraie obtenue à partir de l'essai de traction selon

$$\sigma_{ref} = L_r R_e \quad 68$$

Où  $R_e$  : est la limite d'élasticité

$$\sigma_{ref} = S_r R_{p0.2} \quad 69$$

et

$$L_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{R_{p0.2} + R_m}{R_{p0.2}} \right) \quad 70$$

#### - Niveau d'analyse 4

Pour ce niveau, en plus de la courbe contrainte déformation complète, les résultats de l'intégral J doit être disponibles.

$$K_r = \left( \frac{J}{J_e} \right)^{1/2} \quad \text{pour } 0 \leq S_r \leq S_{rmax} \quad 71$$

$$S_{rmax} = \frac{1}{2} \left( \frac{R_e + R_m}{R_e} \right) \quad 72$$

### III.5.2 Le facteur de sécurité

Le facteur de sécurité peut être défini sur les diagrammes Intégrité-Rupture à partir de l'hypothèse d'un trajet radial, ce qui laisse supposer que le défaut n'évolue pas au cours du chargement. La figure montre que le facteur de sécurité est défini par le rapport des segments OB/OA [68].

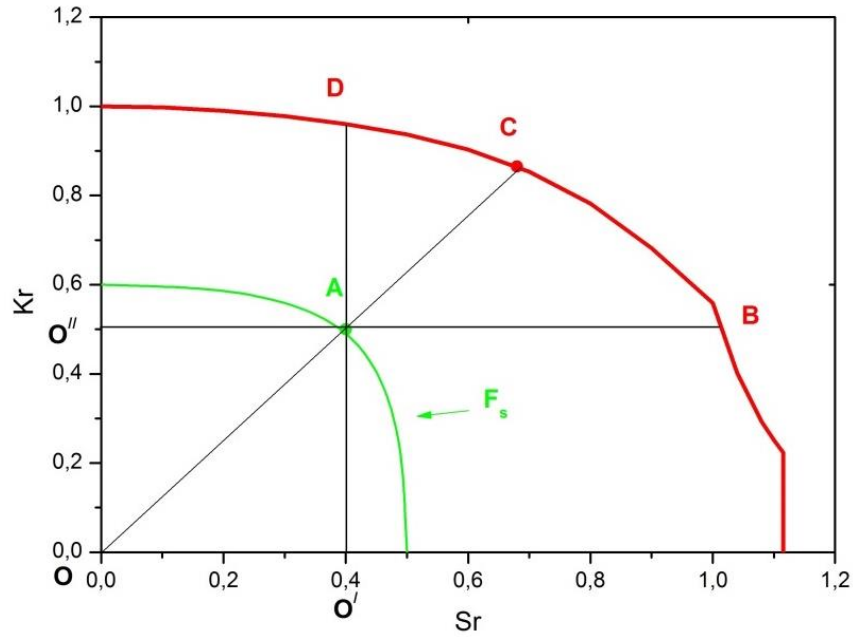


Figure 74: Calcul du facteur de sécurité

Le facteur de sécurité peut être calculé de plusieurs façons

- Selon la charge appliquée :

$$F_{s,\sigma} = O''B/O''A$$

73

$O''B$  : La charge qui produit la rupture.

$O''A$  : La charge appliquée.

- Selon la taille du défaut

$$F_{s,a} = OC/OA$$

74

$OC$  : La taille du défaut limite.

$OA$  : La taille du défaut considéré.

- Selon le facteur d'intensité de contrainte :

$$F_{s,K} = O'D/OA$$

75

$O'D$  : Le facteur d'intensité de contrainte limite.

$O'A$  : Le facteur d'intensité de contrainte considéré.

### III.6 Application de la méthode SINTAP

Dans notre cas on se dispose de trois informations, limite élastique, résistance à la traction et le facteur d'intensité critique, nous allons dans ce qui suit essayé d'appliquer cette méthode sur un d'un pipeline API X60 sous pression 70 bar et 90 bar et de procéder à une comparaison entre ces deux cas[69].

Dans le cas étudié, il s'agit d'un pipeline API X60 avec un diamètre extérieur  $D_{\text{ext}} = 528$  mm et d'épaisseur  $t = 7,1$  mm

Le choix de ces deux pression est judicieux, en effet la pression de 70 bar est la pression de service, et la pression de 90 bar la pression de teste minimale à l'usine pour cet épaisseur.

Nous allons en quelque sort essayé de s'avoir si quelques fissures peuvent ne pas être décelées pendant les tests de l'usine.

#### III.6.1 Calcul du Facteur d'intensité de contrainte

A l'aide du code de calcul Abaqus et afin de déterminer le facteur d'intensité de contrainte pour les deux pressions et pour les différents ratios( $a/t$ ) 0.05, 0.1, 0.2, 0.3 et 0.4, nous avons procéder à une simulation d'une canalisation sous pression et portant une fissure extérieur dont les dimensions (figure 50) et les propriétés du matériau sont indiquées dans le tableau au-dessus.

Par symétrie nous avons modélisé un quart de tube, et ont na utilisé un maillage structuré en éléments quadratiques à 8 nœuds figure 51, et les conditions aux limites illustré dans la figure 52.

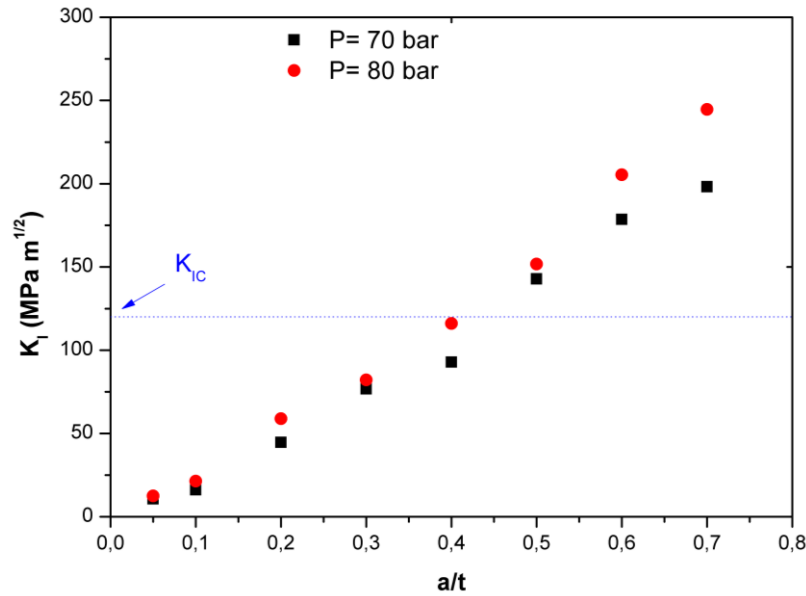


Figure 75: Variation du facteur d'intensité de contrainte en fonction de  $(a/t)$

La figure 75, montre clairement une augmentation du facteur d'intensité de contrainte avec la croissance de la fissure tout en maintenant la pression interne de la canalisation constante.

Cet augmentation est expliqué par la réduction de l'épaisseur du tube causée par la croissance de la fissure ce qui augmente considérablement les contraintes exercées au front de fissure.

Il est également noté que pour les ratios  $(a/t)$  0.05, 0.1, 0.2, 0.3 et 0.4 pour les deux pressions. Il se trouve au-dessus de la valeur critique du facteur d'intensité de contrainte

### III.6.2 Diagramme de défaillance selon SINTAP

À partir du calcul de la paire  $(K_r, S_r)$  pour les différents ratios  $a / t = (0.05, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6 \text{ et } 0.7)$ , on obtient le diagramme de la défaillance illustré dans la Figure 76.

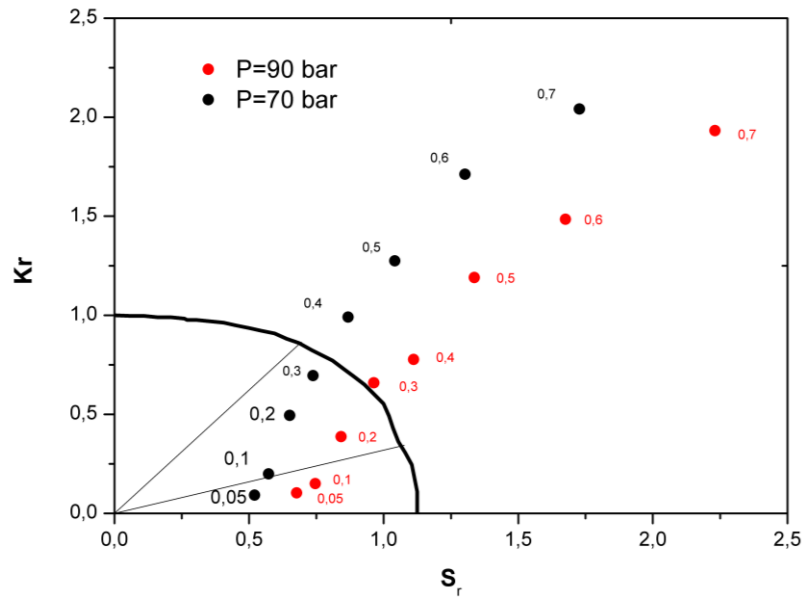


Figure 76: Diagramme de défaillance pour 70/90bar

En analysant la courbe précédente (figure 76), plusieurs remarques peuvent être faites :

- Pour les deux pressions, on voit clairement qu'il existe deux catégories de points, ceux qui se trouvent à l'intérieur de la ligne d'interpolation et d'autres qui se trouvent à l'extérieur de la ligne, ces derniers ils vont créer la ruine de notre canalisation.
- Pour les ratios se trouvant à l'intérieur de la ligne d'interpolation, pour le ratio  $(a/t=0.05 \text{ à } p=70 \text{ bar})$  et les ratios  $(a/t= 0.05 \text{ et } 0.1 \text{ à } 90 \text{ bar})$ , ils se trouvent dans une zone où on risque une ruine plastique du gazoduc, par contre les autres se trouvent dans la zone elasto-plastique

Les valeurs critiques des fissures sont illustrées dans le tableau 3, on voit que la fissure critique à 70 bar est de  $a_c = 2.435 \text{ mm}$  soit  $34.29 \%$  de l'épaisseur et la fissure critique à 90 bar est de  $a_c = 2.112 \text{ mm}$  soit  $29.74 \%$  de l'épaisseur

Tableau 15: Fissure critique pour les deux pressions		
Pression (bar)	$a_c(\text{mm})$	$a/t$ (mm)
70	2.435	0.34
90	2.112	0.29

On proposant un facteur de sécurité  $F=2$ , on constate qu'il ne couvre que les rapports à 70 bars

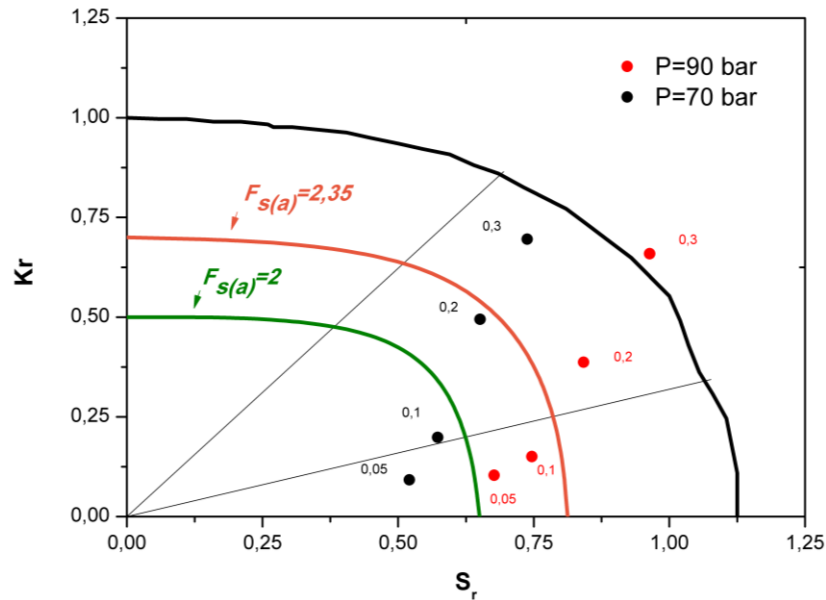


Figure 77:Facteur de sécurité

En prenant un facteur de sécurité  $F_s(a) = 2$ , on note qu'il couvre que les rapports 0,05 et 0,1 à pression 70 bars, compte tenu de la disposition quasi linéaire des rapports, on peut prédire le point de sortie de la fissure de la Zone de la ruine plastique à la zone de rupture élasto-plastique, et un facteur de sécurité  $F_s(a) = 2,37$  peut être proposé par un calcul simple qui couvre tous les rapports qui se trouvent dans la zone de ruine plastique.

### III.6.3 Comparaison entre les différents grades d'acier

Dans ce qui suit, nous avons utilisé le modèle mathématique développé lors de la simulation en utilisant la méthode des plans d'expérience.

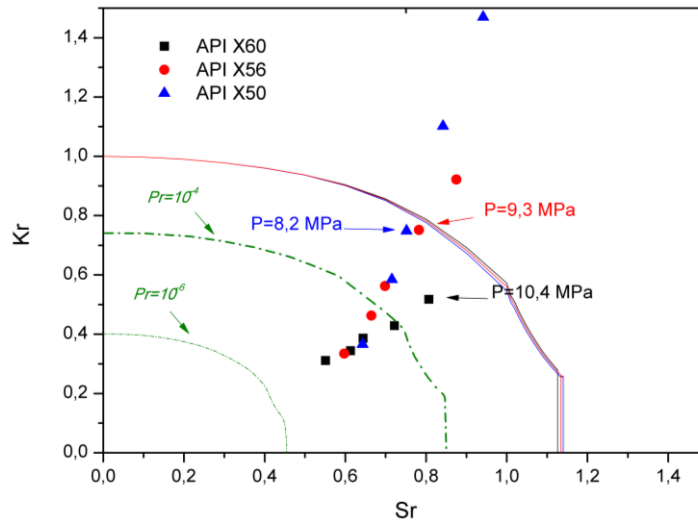


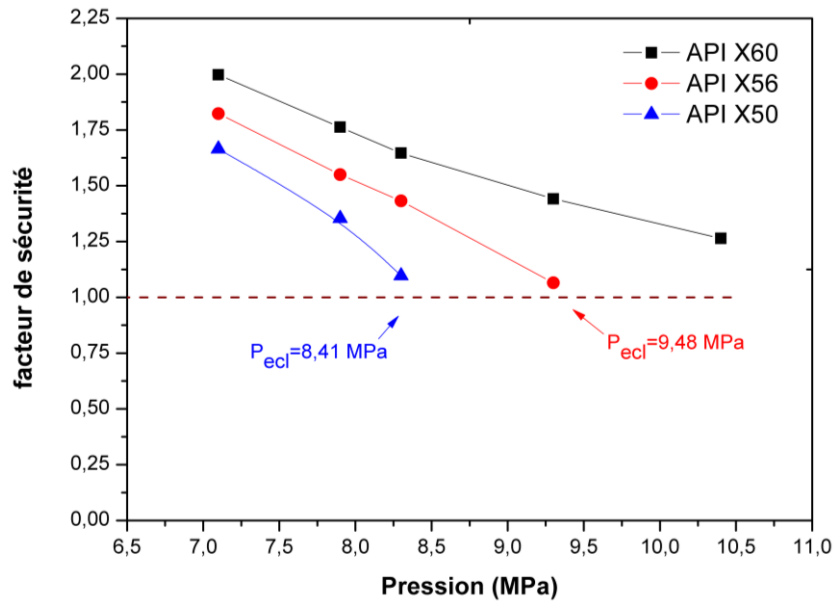
Figure 78: Digramme d'évolution de la d'défaillance pour différents grade d'acier

Comparaison être différent nuance matériaux en présence d'une fissure (0.4 mm x 0.8 mm) sous différent pression 7.1-7.9-8.2-9.3 et 10.4 MPa

D'après la figure 78, on peut distinguer trois groupe le premier groupe ou la probabilité de rupture elle variée entre  $10^{-4}$  et  $10^{-6}$ , un deuxième groupe ou la probabilité de rupture  $10^{-4}$  et 1, et le troisième groupe qui hors courbe d'interpolation. Le tableau suivant récapitule

Tableau 16 : Probabilité de rupture pour différents grade d'acier			
Probabilité de rupture	$0 \leq Pr \leq 10^{-4}$	$10^{-4} < Pr \leq 10^{-6}$	$10^{-6} < Pr \leq 1$
API X60	$0 \leq P \leq 5.20$	$5.20 < P \leq 9.36$	$9.36 < P \leq 10.4$
API X56	$0 \leq P \leq 5.36$	$5.36 < P \leq 8.12$	$8.12 < P \leq 9.67$
API X50	$0 \leq P \leq 4.53$	$4.53 < P \leq 7.52$	$7.52 < P \leq 8.39$

## III.6.4 Evolution du facteur de sécurité pour différents grade d'acier



**Figure 79:** Variation du facteur de sécurité en fonction de la pression

Des figures 78 et 79, on observe que pour l'API X60 le facteur de sécurité nettement confortable (1.22) et il n'atteint pas la pression d'éclatement même en présence de la fissure, résultat confirmé auparavant l'or de la simulation de la canalisation en présence d'une fissure semi-elliptique et a 10.4 MPa de pression figure 76

l'API X56 passe de 1.82 à 1.06 jusqu'à atteint une pression d'éclatement de 9.48 MPa, par contre le même effet constaté pour l'API X50, qui présente la limite élastique la plus faible le facteur de sécurité passe de 1.66 à 1.09 jusqu'a atteint de la pression d'éclatement de 8.41 MPa,

Une autre constatation est faite en analysant la figure 72, on remarque que les pressions d'éclatement calculer directement du graphe s'approchent avec les pressions de teste minimales préconisées par le constructeur (voir référence), ce qui nous confirme que la simulation à donner de bonne résultats, pour l'API X60 a résister même en présence de la fissure (04 mm x 0.8 mm) , si on prend en compte la tolérance sur l'épaisseur quel est de

10 % soit 0.71 mm plus la profondeur de la fissure quelle est de 0.4 mm, peut être cette fissure cède à la pression de teste minimale .

**Tableau 17 : Comparaison entre les pressions d'éclatement et les pressions de teste minimale**

Grade d'acier	Pression d'éclatement calculé (bar)	Pression de teste minimale (bar)
API X60	-	104
API X56	94.8	97
API X50	84.1	90

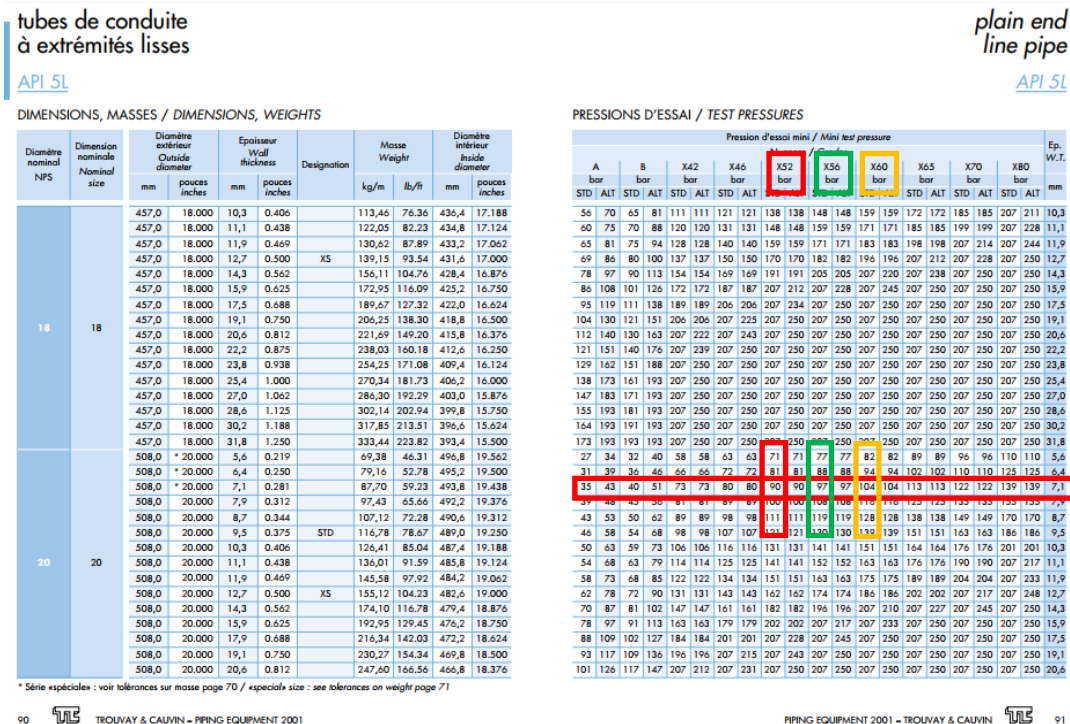


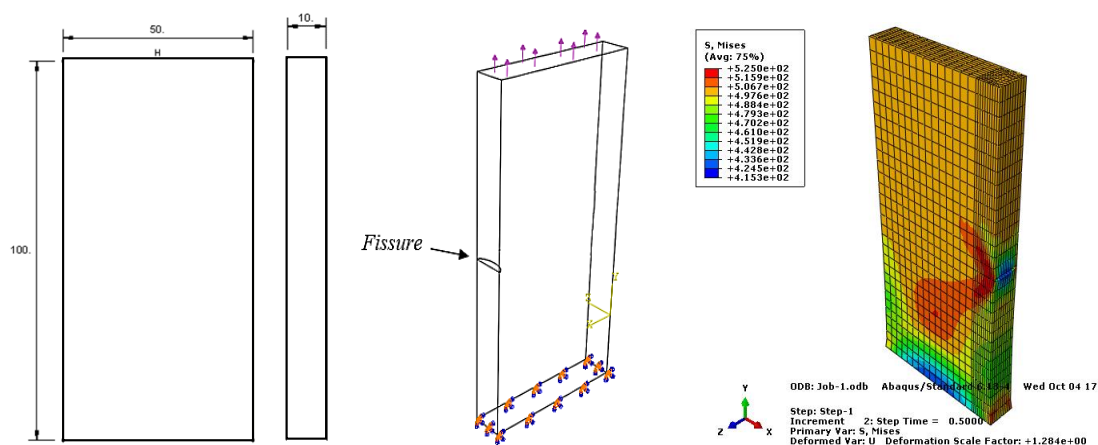
Figure 80:Touvy & Cauvin page 90 et 91 [70].

### III.6.5 Effet du métal déposé sur la qualité du joint de soudure

De nombreux paramètres interviennent dans la soudure à l'arc électrique des pipelines. Un certain nombre d'entre eux ont une influence déterminante sur la qualité de la soudure .d'où nous avons vu qu'il est utile d'étudié en utilisant le diagramme d'évolution

de la défaillance le choix de la baguette à souder utiliser l'ors de la réalisation du cordon de soudure présenté figure 80 et comparer entre plusieurs métal d'apport.

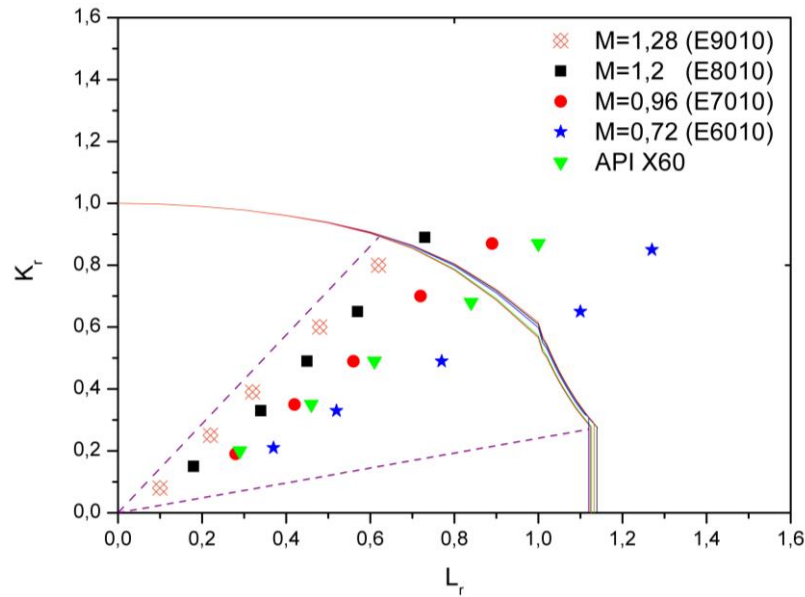
Plusieurs rapports de  $a/t=0.05-0.1-0.15-0.2$  et  $0.25$  ont été simulé sous chargement, sur la base de cette simulation un diagramme d'évolution de la défaillance a été désigné englobe l'évolution des défauts dans le matériau de base (APIX60) et le métal d'apport (E9010, E8010, E7010 et E6010).



**Figure 81:**présentation de l'éprouvette de simulation  
 (a) Dimension de l'éprouvette, (b) conditions aux limites,  
 (c) Distribution des contraintes de von mises

**Tableau 18 :** Propriétés mécaniques de métal déposé

Métal d'apport	Résistance à la traction (Mpa)	Limite d'élasticité (Mpa)	Allongement (%)	kv (J)
a)E9010	620-720	530	21	47 (-30 °C)
E8010	530 - 680	480	22	50-100 (-30 °C)
E7010	500 - 640	420	22	27(-30 °C)
E6010	470 - 540	390	28	160(-20 °C)



**Figure 82:** Evolution des fissures dans le matériau de basse et le métal d'apport pour différents ratios ( $a/t=0.05-0.1-0.15-0.2-0.25$ )

Le choix d'utiliser dans le processus de soudage la E9010 est aussi rejeté bien que après application de la charge maximale toutes les fissures ont été positionnées sous la courbe d'interpolation néanmoins les fissures s'approchent de la zone de rupture ductile, ce qui constitue une menace pour la sécurité des canalisations, ce métal d'apport il est plus approprié au soudage des canalisations tel que API X80 qui a une limite élastique minimale de 552 MPa.

Le choix le plus approprié semble l'utilisation de la E8010 car en plus de la limite élastique qui est supérieure que celle de l'API X60, presque l'ensemble des fissures simulées est à l'intérieur de la courbe d'exclusion, la baguette E7010 aussi peut substituer à la en cas de rupture ou de pénurie, mais elle est plus adaptée au soudage des canalisations tels que l'API X52 et l'API X56.

## CONCLUSION GENERALE

## CONCLUSION GENERALE

L'étude expérimentale nous a permis de déterminer expérimentalement les caractéristiques mécaniques, ainsi que les résistances à la déchirure ductile à la température ambiante, du métal de base (MB), métal fondu (MF) et de la zone affectée thermiquement (ZAT) prélevés à partir d'un joint soudé. Cette partie conduit aux conclusions suivantes :

### Résistance à la fatigue

Le comportement en fatigue des deux configurations MF et ZAT présentent pratiquement le même comportement, mais la différence réside entre ces deux cas et le MB pour les fortes valeurs de  $\Delta K$ . Aussi la fissure n'a pas déviée de son plan initial (sens de propagation) ce qui caractérise le choix adéquat du métal d'apport, ce qui nous amène à bien cerner notre étude.

### Résistance aux chocs

- a. Au-delà du domaine de transition ( $-20\text{ °C}$  et  $20\text{ °C}$ ) la résilience semble augmenter jusqu'à la température ambiante ( $20\text{ °C}$ ) et reste pratiquement inchangé, ou une légère hausse pour les températures jusqu'à  $70\text{ °C}$ .
- b. Pour les basses températures (inférieures à  $-30\text{ °C}$ ), nous avons pratiquement obtenus le même ordre de grandeur de l'énergie dans les trois zones.
  - (MB) la transition est cernée entre ( $-20\text{ °C}$  et  $20\text{ °C}$ ) ce qui explique que le palier de ductilité se stabilise avant  $0\text{ °C}$  et par conséquent on parle de ductilité stable.
  - (ZAT) cette transition présente un crochet de pré stabilisation de ( $20\text{ °C}$  et  $20\text{ °C}$ ), ce qui confère à cette zone un comportement moins stable que le métal de base. Ce phénomène indique qu'il y a un changement de structure.

- (MF), se situe entre les deux configurations, cette transition est très remarquable dans les graphes de filiations de microdureté.

La simulation numérique basée sur les deux approches nous permet aussi de tirer plusieurs conclusions :

Dans les tubes et en présence du même défaut, les fissures qui ont une orientation longitudinale sont plus graves et plus favorable à la propagation par rapport aux fissures transversales.

Chacun des trois paramètres étudiés, pression, limite élastique et l'épaisseur du tube a ont une influence directe sur la variation de l'intégrale J. Néanmoins cette étude nous a permis de les classés par ordre d'influence individuel.

Les valeurs de l'intégral J les plus grandes sont enregistrées lorsqu'on combine entre la pression maximale et les valeurs les plus basent de la limite élastique et l'épaisseur.

- Les valeurs moyennes sont enregistrées lors de la combinaison entre :
  - o La pression et la limite élastique sont maximales et l'épaisseur basse.
  - o La pression et l'épaisseur sont maximales et la limite élastique est basse, les autres combinaisons donnent des valeurs moyennes.

En utilisant la méthode des plans d'expériences, nous avons pu proposer un modèle mathématique qui nous fournit directement la valeur de l'intégrale J sans repasser une autre fois par la simulation, à condition de rester toujours dans la fourchette des paramètres étudié, ce qui constitue un gain considérable de temps.

L'intervalle de confiance varié selon le risque qu'on veut prendre et le domaine a étudié, pour des domaines ou on a besoin de la précision des résultats, on doit choisir un risque supérieur à 5% et on va s'aperçois que l'intervalle de confiance va se rétrécir, le contraire est vrais.

Pour les pipelines API X60, les petites fissures peuvent être très dangereuse et très vulnérable, elles peuvent mener à une ruine parfaitement plastique, pour palier à ce type de problèmes, il est recommandé de prendre des coefficients de sécurité plus grand par

rapport aux autres ratios qui se trouvent dans la zone de rupture elasto-plastique, à une pression de 70 bar la fissure critique est égale à 3.195 mm et elle est égale à 2.868 mm à la pression de 90 bar.

Pour les tests réglementaires qui se pratiquent au niveau des usines de fabrication des tubes, des ratios d'ordre 0.1 et moins peuvent échapper lors des tests, car la pression minimale elle est de 90 bar et cette pression elle est maintenue pour quelques secondes, contrairement au chantier qui dure 72 h.

Le choix de la baguette de soudage E8010 est très réussi pour souder l'acier API X60, la E8010 est plus approprié au soudage des canalisations tel que API X80, pour les aciers tels que l'APIX52 et l'APIX56 la baguette de soudage E7010 est le choix le plus adapté.

La méthode de SINTAP a fourni de bons résultats en comparant avec les pressions minimales préconisées par le constructeur.

Les informations recueillies au cours de la réalisation du travail pourraient nous orienter sur d'autres travaux. On peut envisager de refaire un travail avec différentes dimensions, géométries et orientation de fissure ou dans le même joint de soudure on utilise deux métaux d'apport, tous ces travaux vont certainement contribuer au développement de la sûreté l'industrie et au transport de gaz.

## Références Bibliographiques

### Références Bibliographiques

- [1] "Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST)," in *200 promenade du Portage ,Place du Centre ,4e étage ,Gatineau (Québec) CANADA*, ed.
- [2] "Office national de l'énergie " presented at the 517, Dixième Avenue S.-O., bureau 210 , Calgary (Alberta) CANADA.
- [3] M. Allouti, "Etude de la nocivité de défauts dans les canalisations de transport de gaz tels les éraflures, les enfoncements ou leurs combinaisons," Metz, 2010.
- [4] I. Rietjens, "Safely weld and repair in-service pipe lines," *Pipe line industry*, vol. 65, pp. 26-29, 1986.
- [5] L. CHEBLI and Y. ABBASSI, "CALCUL DES PARAMÈTRES DE FONCTIONNEMENT DU DÉPROPANISEUR (UNITÉ (38); TRAITEMENT DE GPL)" MODULE III À HASSI R'MEL".
- [6] "Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz," presented at the Route Nationale N°38 – Immeuble des 700 bureaux Gué de Constantine – Kouba - Alger
- [7] " Compagnie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz," presented at the Route Nationale N°38 – Immeuble des 700 bureaux Gué de Constantine – Kouba -Alger
- [8] T. Bellahcene, "Etude de la nocivite des defauts dans les canalisations sous environnement hydrogene," Université Mouloud Mammeri, 2012.
- [9] F. Richards, "Failure Analysis of a natural gas pipeline rupture," *Journal of failure analysis and prevention*, vol. 13, pp. 653-657, 2013.
- [10] G. Kabir, R. Sadiq, and S. Tesfamariam, "A fuzzy Bayesian belief network for safety assessment of oil and gas pipelines," *Structure and Infrastructure Engineering*, vol. 12, pp. 874-889, 2016.
- [11] L. H. H. P. Pham and R. Rusli, "A review of experimental and modelling methods for accidental release behaviour of high-pressurised CO 2 pipelines at atmospheric environment," *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 104, pp. 48-84, 2016.
- [12] C.-h. Chen, Y.-N. Sheen, and H.-Y. Wang, "Case analysis of catastrophic underground pipeline gas explosion in Taiwan," *Engineering Failure Analysis*, vol. 65, pp. 39-47, 2016.

- 
- [13] W. Wang, C. Liu, and S. Zhou, "On the probabilistic failure assessment diagram," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 76, pp. 653-662, 1999.
- [14] J. P. Tronskar, M. Mannan, M. Lai, G. Sigurdsson, and K. Halsen, "Crack tip constraint correction applied to probabilistic fracture mechanics analyses of floating production, storage and off-loading vessels," *Engineering fracture mechanics*, vol. 70, pp. 1415-1446, 2003.
- [15] R. Bullough, F. Burdekin, O. Chapman, V. Green, D. Lidbury, J. Swingler, *et al.*, "The demonstration of incredibility of failure in structural integrity safety cases," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 78, pp. 539-552, 2001.
- [16] R. Citarella and A. Apicella, "Advanced design concepts and maintenance by integrated risk evaluation for aerostructures," *Structural Durability & Health Monitoring*, vol. 2, pp. 183-196, 2006.
- [17] Y. G. Matvienko and N. Makhutov, "Strength and survivability analysis in engineering safety for structures damaged by cracks," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 76, pp. 441-444, 1999.
- [18] B. Brickstad, M. Bergman, P. Andersson, L. Dahlberg, I. Sattari-Far, and F. Nilsson, "Procedures used in Sweden for safety assessment of components with cracks," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 77, pp. 877-881, 2000.
- [19] Y. G. Matvienko, "Failure assessment diagrams in structural integrity analysis," *Damage and Fracture Mechanics*, pp. 173-182, 2009.
- [20] M. Zheng, J. Luo, X. Zhao, Z. Bai, and R. Wang, "Effect of pre-deformation on the fatigue crack initiation life of X60 pipeline steel," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 82, pp. 546-552, 2005.
- [21] A. J. Rinehart and P. B. Keating, "Length effects on fatigue behavior of longitudinal pipeline dents," in *Proc. of the 2002 International Pipeline Conference, Calgary, Canada, ASME*, 2002, pp. 1849-1858.
- [22] T. T. Luu, "Déchirure ductile des aciers à haute résistance pour gazoducs (X100)," *École Nationale Supérieure des Mines de Paris*, 2006.
- [23] S. Sivaprasad, S. Tarafder, V. Ranganath, and K. Ray, "Effect of prestrain on fracture toughness of HSLA steels," *Materials Science and Engineering: A*, vol. 284, pp. 195-201, 2000.
- [24] F. Minami and K. Arimochi, "Evaluation of prestraining and dynamic loading effects on the fracture toughness of structural steels by the local approach," *TRANSACTIONS-AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS JOURNAL OF PRESSURE VESSEL TECHNOLOGY*, vol. 123, pp. 362-372, 2001.
- [25] A. Cosham and P. Hopkins, "The pipeline defect assessment manual," in *Proceedings of IPC*, 2002.
-

- 
- [26] X. Zhao, J. Luo, R. Wang, M. Zheng, and B. Dong, "Effect of Pre-Deformation on Fatigue Crack Propagation Life of X60 Pipeline Steel," in *2006 International Pipeline Conference*, 2006, pp. 337-343.
- [27] F. HADJOUÏ, "Etude du comportement en fatigue des aciers pour pipelines à différents grades," 2013.
- [28] F. Hadjoui, M. Benachour, and M. Benguediab, "Fatigue Crack Growth on Double Butt Weld with Toe Crack of Pipelines Steel," 2012.
- [29] Y. Zhong, Y. Shan, F. Xiao, and K. Yang, "Effect of toughness on low cycle fatigue behavior of pipeline steels," *Materials Letters*, vol. 59, pp. 1780-1784, 2005.
- [30] J. Holbrook, H. Cialone, and P. Scott, "Hydrogen degradation of pipeline steels. Summary report," Battelle Columbus Labs., OH (USA)1984.
- [31] N. Nanninga, A. Slifka, Y. Levy, and C. White, "A review of fatigue crack growth for pipeline steels exposed to hydrogen," *Journal of research of the National Institute of Standards and Technology*, vol. 115, p. 437, 2010.
- [32] L. B. Godefroid, L. C. Cândido, R. V. B. Toffolo, and L. H. S. Barbosa, "Microstructure and mechanical properties of two Api steels for iron ore pipelines," *Materials Research*, vol. 17, pp. 114-120, 2014.
- [33] H. Adib, S. Jallouf, C. Schmitt, A. Carmasol, and G. Pluvinage, "Evaluation of the effect of corrosion defects on the structural integrity of X52 gas pipelines using the SINTAP procedure and notch theory," *International journal of pressure vessels and piping*, vol. 84, pp. 123-131, 2007.
- [34] M. H. Meliani, Y. G. Matvienko, and G. Pluvinage, "Corrosion defect assessment on pipes using limit analysis and notch fracture mechanics," *Engineering Failure Analysis*, vol. 18, pp. 271-283, 2011.
- [35] G. Pluvinage, "Pipe-defect assessment based on the limit analysis, failure-assessment diagram, and subcritical crack growth," *Materials Science*, vol. 42, pp. 127-139, 2006.
- [36] G. Pluvinage, J. Capelle, and C. Schmitt, "Methods for assessing defects leading to gas pipe failure," *Handbook of Materials Failure Analysis with Case Studies from the Oil and Gas Industry*, 2015.
- [37] H. Adib-Ramezani, J. Jeong, and G. Pluvinage, "Structural integrity evaluation of X52 gas pipes subjected to external corrosion defects using the SINTAP procedure," *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 83, pp. 420-432, 2006.
- [38] S. Jallouf, C. Schmitt, G. Pluvinage, E. Hadj-Taïeb, and M. Lebienvu, "A probabilistic safety factor for defect assessment of water pipes subjected to water hammer," *The Journal of Strain Analysis for Engineering Design*, vol. 46, pp. 14-26, 2011.
-

- 
- [39] S. Jallouf, K. Casavola, C. Pappalettere, and G. Pluvinage, "Assessment of undercut defect in a laser welded plate made of Ti-6Al-4V titanium alloy with probabilistic domain failure assessment diagram," *Engineering Failure Analysis*, vol. 59, pp. 17-27, 2016.
- [40] J. Choi, B. Goo, J. Kim, Y. Kim, and W. Kim, "Development of limit load solutions for corroded gas pipelines," *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 80, pp. 121-128, 2003.
- [41] B. Ma, J. Shuai, J. Wang, and K. Han, "Analysis on the latest assessment criteria of ASME B31G-2009 for the remaining strength of corroded pipelines," *Journal of failure analysis and prevention*, vol. 11, pp. 666-671, 2011.
- [42] O. Bjornoy, G. Sigurdsson, and M. Marley, "Background and development of DNV-RP-F101 corroded pipelines," in *Proceedings International Offshore and Polar Engineering Conference*, 2001, pp. 102-109.
- [43] Z. LABED and F. AGGOUNE, "ÉVALUATION DE L'ENDOMMAGEMENT DES TUBES CORRODÉS."
- [44] S. G. Jallouf, "Approche probabiliste du dimensionnement contre le risque de rupture," Metz, 2006.
- [45] J.-S. Lee, J.-B. Ju, J.-i. Jang, W.-S. Kim, and D. Kwon, "Weld crack assessments in API X65 pipeline: failure assessment diagrams with variations in representative mechanical properties," *Materials Science and Engineering: A*, vol. 373, pp. 122-130, 2004.
- [46] P.-C. Tse, K.-J. Lau, and W.-H. Wong, "Stress and failure analysis of woven composite plates with adhesive patch-reinforced circular hole," *Composites Part B: Engineering*, vol. 33, pp. 57-65, 2002.
- [47] H. Li, J. Wang, and A. Baker, "Rapid composite bonded repair for helicopter tail drive shafts," *Composites Part B: Engineering*, vol. 43, pp. 1579-1585, 2012.
- [48] M. Meriem-Benziane, S. A. Abdul-Wahab, H. Zahloul, B. Babaziane, M. Hadj-Meliani, and 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: Engineering*, vol. 77, pp. 431-439, 2015.
- [49] P. E. P. NEWMAN .J.C, Swain M.H "Fatigue life prediction methodology using small-crack theory.," *International Journal of Fatigue*, vol. 21. 109-119, 1999.
- [50] W. .J, "Rate of growth of fatigue cracks calculates from the theory of infinitesimal Dislocations distributed on a plane," *int. J. Fract.Mech*, vol. Vol.2, p. p.460, 1966.
- [51] "Trouvay and Cauvin," presented at the Piping equipment
- [52] Z. A. Majid and R. Mohsin, "Failure investigation of natural gas pipeline," *Arabian journal for Science and Engineering*, pp. 1-6, 2012.
-

- 
- [53] M. Mohtadi-Bonab, J. Szpunar, and S. Razavi-Tousi, "A comparative study of hydrogen induced cracking behavior in API 5L X60 and X70 pipeline steels," *Engineering Failure Analysis*, vol. 33, pp. 163-175, 2013.
- [54] A. Amirat, K. Chaoui, Z. Azari, and G. Pluvinage, "Residual stress analysis in seamless API X60 steel gas pipelines," *Sciences & Technologie B*, pp. 7-10, 2004.
- [55] G. Gabetta, H. Nykyforchyn, E. Lunarska, P. Zonta, O. Tsyruynyk, K. Nikiforov, *et al.*, "In-service degradation of gas trunk pipeline X52 steel," *Materials Science*, vol. 44, pp. 104-119, 2008.
- [56] B. Lisowyj, T. Mertz, and K. Tiitto, "Evaluation of stress in X52, X56, X60 and X70 natural gas pipes with Barkhausen noise method," *NDT and E International*, vol. 5, p. 341, 1996.
- [57] J. Goupy and L. Creighton, *Introduction aux plans d'expériences-3ème édition-Livre+ CD-Rom*: Dunod, 2006.
- [58] J. Goupy, "Modélisation par les plans d'expériences," *Techniques de l'ingénieur. Mesures et contrôle*, pp. R275. 1-R275. 23, 2000.
- [59] J. P. N. Kumar, S. J. Kumar, R. S. Jeyathilak, M. Venkatesh, A. S. Christopher, and K. Ganesh, "Effect of design parameters on the static mechanical behaviour of metal bellows using design of experiment and finite element analysis," *International Journal on Interactive Design and Manufacturing (IJIDeM)*, pp. 1-11, 2016.
- [60] M. J. Anderson and P. J. Whitcomb, "Design of experiments," *Kirk-Othmer encyclopedia of chemical technology*, 2000.
- [61] "Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz (GREDEG) Société par actions filiale du groupe SONELGAZ," in *Colline des Grands Vents, Route Nationale N°36, El Achour, Alger*, ed.
- [62] C. Ruggieri and F. Dotta, "Numerical modeling of ductile crack extension in high pressure pipelines with longitudinal flaws," *Engineering Structures*, vol. 33, pp. 1423-1438, 2011.
- [63] A. Hasanaj, A. Gjeta, and M. Kullolli, "Analyzing defects with failure assessment diagrams of gas pipelines," *Int. J. Mech. Aerosp. Ind. Mechatron. Eng*, vol. 8, pp. 1032-1034, 2014.
- [64] Z. Majid, R. Mohsin, Z. Yaacob, and Z. Hassan, "Failure analysis of natural gas pipes," *Engineering failure analysis*, vol. 17, pp. 818-837, 2010.
- [65] W. Huang and N. Sridhar, "Fatigue Failure Risk Assessment for a Maintained Stiffener-Frame Welded Structure with Multiple Site Cracks," *International Journal of Applied Mechanics*, vol. 8, p. 1650024, 2016.
-

- [66] G. Pluinage, "General approaches of pipeline defect assessment," in *Safety, Reliability and Risks associated with water, oil and Gas pipelines*, ed: Springer, 2008, pp. 1-22.
- [67] H. G. Pisarski and K. Wallin, "The SINTAP fracture toughness estimation procedure," *Engineering Fracture Mechanics*, vol. 67, pp. 613-624, 2000.
- [68] J. Capelle and G. Pluinage, "MODICATION OF FAILURE RISK BY THE USE OF HIGH STRENGTH STEELS IN PIPELINES," 2012.
- [69] K. Bahram, B. Bouchouicha, M. Benguediab, and A. Slimane, "Admissibility of External Cracks in a Pipeline API X60 Using the SINTAP Procedure," *Periodica Polytechnica Mechanical Engineering*, vol. 61, pp. 261-265, 2017.
- [70] *Trouvay & Cauvin , piping equipment*, 2001.